

Eine Nachhaltigkeitsstrategie für den Energieversorgungssektor

dargestellt am Beispiel der Stromversorgung in Frankreich

Zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften
(Dr. rer. pol.)

bei der Fakultät für
Wirtschaftswissenschaften
der Universität Fridericiana zu Karlsruhe

genehmigte
DISSERTATION
von
Aurélie Fleury (Ingénieur INSA)

Tag der mündlichen Prüfung: 15.02.2005

Referent: Prof. Dr. O. Rentz

Korreferent: Prof. Dr. C. Weinhardt

Karlsruhe, 2005

Vorwort – Avant-propos

Ce travail porte sur le développement d'un modèle d'optimisation technico-économique pour la définition de stratégies pour une production d'énergie suivant des critères de développement durable. Le modèle a été utilisé à l'exemple du système de production d'électricité français. Il est le résultat de travaux de recherche au sein de l'Institut Franco-Allemand de Recherche sur l'Environnement (IFARE – DFIU) à l'Université de Karlsruhe (TH) de 2001 à 2004. Le point de départ est un ensemble de projets pour le Land Baden-Württemberg dans le cadre du programme de recherche BWPLUS d'une part et d'études en collaboration avec l'entreprise Electricité de France (EDF) et le European Institute for Energy Research (ElfER) à Karlsruhe d'autre part.

Je souhaite remercier Monsieur le Prof. Dr O. Rentz pour m'avoir permis de réaliser ce travail au sein de son institut et pour avoir enrichi ma réflexion par ses remarques et propositions. Pour leur évaluation du travail, je tiens à apporter mes remerciements à Messieurs les Prof. Dr C. Weinhardt, Prof. Dr Hammer et Prof. Dr Berninghaus.

Pour les nombreuses discussions et remarques constructives je remercie tous mes collègues de l'Institut Franco-Allemand de Recherche sur l'Environnement (IFARE – DFIU) et de l'Institut pour la Production Industrielle (Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion - IIP). Je souhaite remercier tout particulièrement mes collègues du groupe de travail Energiesystemanalyse und Umwelt (ESAU) pour leur précieuse collaboration et soutien amical: Monsieur PD W. Fichtner, Madame le Dr I. Tietze-Stöckinger, Messieurs D. Möst, J. Rosen, H. Perlwitz, M. Genoese, S. Cail, Messieurs les Dr N. Enzensberger, M. Frank, M. Göbelt et M. Dreher.

Enfin tous mes remerciements reviennent à mes parents et mon partenaire Klaus pour leur compréhension et leur appui, sans oublier ma petite fille Maya qui a su se faire discrète dans la phase de rédaction de ce travail ainsi que mes amis Ellen, Edda, Petra et Bernd qui ont bien voulu lire mon manuscrit.

Karlsruhe, im März 2005

Aurélie Fleury

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-------------|
| Vorwort – Avant-propos | I |
| Inhaltsverzeichnis | I |
| Tabellenverzeichnis | VI |
| Abbildungsverzeichnis | VIII |
| 1 Einleitung | 1 |
| 1.1 Ausgangslage und Problemstellung..... | 1 |
| 1.2 Zielsetzung und Lösungsweg..... | 2 |
| 2 Das Konzept der Nachhaltigkeit und seine Relevanz für den Energiesektor | 5 |
| 2.1 Historischer Rückblick über die Entwicklung des Konzeptes der Nachhaltigkeit..... | 5 |
| 2.2 Das Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung..... | 7 |
| 2.2.1 Grundprinzipien des Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung | 7 |
| 2.2.2 Dimensionen der nachhaltigen Entwicklung | 8 |
| 2.2.3 Nachhaltigkeit in der ökonomischen Theorie - Starke und schwache Nachhaltigkeit.... | 10 |
| 2.3 Relevanz des Energiesektors im Hinblick auf eine nachhaltige Entwicklung | 14 |
| 2.3.1 Relevanz des Energiesektors aus wirtschaftlicher Sicht..... | 14 |
| 2.3.2 Relevanz des Energiesektors aus ökologischer Sicht | 15 |
| 2.3.3 Relevanz des Energiesektors aus sozialer und gesellschaftlicher Sicht | 18 |
| 3 Operationalisierung des Leitbildes einer nachhaltigen Energieversorgung | 20 |
| 3.1 Zielsetzung und Grenzen einer Operationalisierung des Leitbildes einer nachhaltigen Entwicklung | 20 |
| 3.2 Leitbild einer nachhaltigen Energieversorgung | 22 |
| 3.3 Managementregeln für eine nachhaltige Energieversorgung | 23 |
| 3.3.1 Managementregeln für die ökologische Nachhaltigkeit im Energieversorgungssektor . | 23 |
| 3.3.2 Managementregeln für die wirtschaftliche Nachhaltigkeit im | |
| Energieversorgungssektor | 24 |
| 3.3.3 Managementregeln für die soziale Nachhaltigkeit im Energieversorgungssektor | 24 |
| 3.4 Indikatoren und Indikatorsysteme | 25 |
| 3.4.1 Funktion von Nachhaltigkeitsindikatoren..... | 25 |
| 3.4.2 Anforderungen an Nachhaltigkeitsindikatoren | 26 |
| 3.4.3 Beispiele zu Indikatorensystemen..... | 27 |
| 3.4.4 Indikatorsysteme im Energiesektor | 29 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 3.5 | Festlegung von Zielen für die Nachhaltigkeitsindikatoren..... | 31 |
| 3.6 | Systemabgrenzung | 32 |
| 4 | Entwicklung eines Systems von Nachhaltigkeitsindikatoren für den Energiesektor | 35 |
| 4.1 | Identifikation von Problemfeldern für den Energieversorgungssektor | 35 |
| 4.2 | Indikatoren für das Problemfeld Ressourcenschonung | 36 |
| 4.3 | Umweltverträglichkeit - Umweltinanspruchnahme | 37 |
| 4.3.1 | Indikatoren für das Problemfeld Eutrophierung, Versauerung, Photooxidantienbildung | 37 |
| 4.3.2 | Indikatoren für das Problemfeld Klimaschutz..... | 39 |
| 4.3.3 | Indikatoren für das Problemfeld Abfallaufkommen | 40 |
| 4.3.4 | Indikatoren für das Problemfeld Flächenverbrauch | 40 |
| 4.4 | Indikatoren für die wirtschaftlichen Problemfelder | 41 |
| 4.5 | Indikatoren für soziale und gesellschaftliche Problemfelder | 41 |
| 4.6 | Zusammenfassung der ausgewählten Indikatoren | 42 |
| 4.7 | Kritische Reflexion des Indikatorensystems..... | 43 |
| 4.8 | Maßnahmen zur Umsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung..... | 44 |
| 5 | Methodische Ansätze zur Internalisierung externer Kosten und Gewichtung von Nachhaltigkeitsindikatoren im Energieversorgungssektor | 47 |
| 5.1 | Internalisierung externer Kosten und Nachhaltigkeit..... | 47 |
| 5.1.1 | Definition und Ermittlung von externen Kosten | 47 |
| 5.1.2 | Externe Kosten im Energiesektor..... | 50 |
| 5.1.3 | Unsicherheiten und Abweichungen bei der Bestimmung von externen Kosten | 52 |
| 5.1.4 | Übertragbarkeit der ermittelten Werte für die externen Kosten auf andere Systeme und Standorte | 52 |
| 5.1.5 | Diskontierung externer Kosten | 54 |
| 5.1.6 | Internalisierung externer Kosten für eine Nachhaltigkeitsstrategie im Energiesektor.... | 54 |
| 5.2 | Verfahren der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung..... | 55 |
| 5.2.1 | Zielprogrammierung | 56 |
| 5.2.2 | Gewichtung der einzelnen Abweichungen | 58 |
| 6 | Ansätze und Modelle zur Analyse der Nachhaltigkeit von Energieversorgungssystemen . | 60 |
| 6.1 | Anforderungen an die Entwicklung von Instrumenten zur Entscheidungsunterstützung im Energiesektor..... | 60 |
| 6.1.1 | Allgemeine Anforderungen..... | 60 |
| 6.1.2 | Anforderungen an Energiemodelle zur Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie für Energieversorgungsunternehmen | 61 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 6.2 | Energiemodelle zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen..... | 62 |
| 6.3 | Existierende Modelle zur Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie im Energiesektor | 63 |
| 6.3.1 | Beispiele von optimierenden Energiemodellen zur Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie | 63 |
| 6.3.2 | Sonstige Analyseinstrumente zur Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie für Energiesysteme..... | 64 |
| 6.3.3 | Eignung von Energiemodellen für eine Analyse von Energiesystemen unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten | 66 |
| 7 | Das Optimierungsmodell PERSEUS-SUSTAIN..... | 68 |
| 7.1 | Allgemeine Vorstellung des Optimierungsmodells PERSEUS | 68 |
| 7.2 | Modellstruktur des PERSEUS-SUSTAIN-Modells | 70 |
| 7.3 | Mathematische Beschreibung des PERSEUS-SUSTAIN-Modells | 72 |
| 7.3.2 | Zielfunktion 1 | 76 |
| 7.3.3 | Allgemeine Nebenbedingungen | 77 |
| 7.3.4 | Nebenbedingungen für die Abbildung von Nachhaltigkeitsvorgaben | 83 |
| 7.3.5 | Zielfunktion 2 | 85 |
| 7.3.6 | Kritische Würdigung des Energie- und Stoffflussmodellansatzes..... | 86 |
| 8 | Entwicklung eines Modells zur Analyse des französischen Stromversorgungssystems ... | 88 |
| 8.1 | Rechtlicher Rahmen und französische Energiepolitik..... | 88 |
| 8.1.1 | Internationale Konventionen..... | 88 |
| 8.1.2 | Europäische Richtlinien..... | 89 |
| 8.1.3 | Französische Energiepolitik | 90 |
| 8.2 | Auswahl des Zeithorizontes für die Analyse | 93 |
| 8.3 | Wesentliche Akteure auf dem französischen Strommarkt | 94 |
| 8.4 | Der bestehende Kraftwerkspark und die Stromproduktion in Frankreich | 95 |
| 8.5 | Der Kernkraftwerkspark..... | 97 |
| 8.5.1 | Entwicklung des französischen Kernkraftwerksparks | 97 |
| 8.5.2 | Installierte Kapazitäten an Kernkraftwerken..... | 97 |
| 8.5.3 | Investitionsoptionen im nuklearen Kraftwerkspark..... | 100 |
| 8.5.4 | Flächeninanspruchnahme | 100 |
| 8.5.5 | Brennstoffzyklus | 100 |
| 8.5.6 | Brennstoffpreise für nukleare Kraftwerke | 101 |
| 8.5.7 | Externe Kosten von nuklearen Kraftwerken..... | 102 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 8.6 | Der fossil befeuerte Kraftwerkspark | 102 |
| 8.6.1 | Installierte Kapazitäten an fossil befeuerten Kraftwerken | 102 |
| 8.6.2 | Investitionsoptionen im fossil befeuerten Kraftwerkspark | 104 |
| 8.6.3 | Nebenprodukte- und Abfallproduktion im fossil befeuerten Kraftwerkspark | 108 |
| 8.6.4 | Emissionen und Emissionsminderungsoptionen..... | 109 |
| 8.6.5 | Brennstoffpreise für fossil befeuerte Kraftwerke | 111 |
| 8.6.6 | Externe Kosten der fossil befeuerten Kraftwerke..... | 111 |
| 8.7 | Großwasserkraftwerke in Frankreich | 114 |
| 8.7.1 | Bestehende Großwasserkraftwerke in Frankreich | 114 |
| 8.7.2 | Investitionsoptionen im hydroelektrischen Kraftwerkspark | 115 |
| 8.7.3 | Externe Kosten der hydroelektrischen Kraftwerke | 116 |
| 8.8 | Erneuerbare Energien | 116 |
| 8.8.1 | Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Frankreich | 116 |
| 8.8.2 | Potenzial und Investitionsoptionen für erneuerbare Energiequellen in Frankreich..... | 117 |
| 8.8.3 | Flächeninanspruchnahme | 120 |
| 8.8.4 | Eingesetztes Personal..... | 121 |
| 8.8.5 | Externe Kosten von erneuerbaren Energien..... | 121 |
| 8.9 | Die Energienachfrageseite in Frankreich | 123 |
| 8.9.1 | Nationale Energienachfrage..... | 123 |
| 8.9.2 | Energiesparmaßnahmen..... | 124 |
| 8.10 | Stromimport und -export..... | 128 |
| 8.11 | Auswahl des Zinssatzes | 129 |
| 8.12 | Bestehende Studien zur Analyse der Entwicklung des französischen Kraftwerksparks..... | 130 |
| 8.12.1 | Französische Studien zur Analyse der Entwicklung des Kraftwerksparks | 130 |
| 8.12.2 | Internationale Studien zur Analyse der Entwicklung des französischen Kraftwerksparks..... | 132 |
| 9 | Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie für den Stromversorgungssektor in Frankreich..... | 134 |
| 9.1 | Festlegung von Grenzen und Zielwerten für die unterschiedlichen Nachhaltigkeitsindikatoren | 134 |
| 9.2 | Szenarienbeschreibung..... | 136 |
| 9.3 | Modellergebnisse beim Ansatz „Minimierung der gesamten diskontierten entscheidungsrelevanten Ausgaben“ (Methode 1) | 138 |
| 9.3.1 | Referenzszenario REFERENZ-1..... | 138 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 9.3.2 | Einführung von Umweltrestriktionen - Szenario ENVIRO-1 | 143 |
| 9.3.3 | Einführung von Umweltrestriktionen und Kernenergieausstieg - Szenario ENVIRO-NUC-1..... | 146 |
| 9.3.4 | Einführung von Umweltrestriktionen und Berücksichtigung des CO ₂ -Emissionshandels - Szenario ENVIRO-CO ₂ -1 | 153 |
| 9.4 | Modellergebnisse bei Integration von externen Kosten (Methode 2)..... | 159 |
| 9.4.1 | Referenzszenario mit externen Kosten - REFERENZ-2 | 160 |
| 9.4.2 | Einführung von Umweltrestriktionen und externen Kosten - Szenario ENVIRO-2 | 165 |
| 9.4.3 | Einführung von Umweltrestriktionen und externen Kosten bei einem gleichzeitigen Kernenergieausstieg – Szenario ENVIRO-NUC-2..... | 169 |
| 9.5 | Modellergebnisse beim Zielprogrammierungsansatz (Methode 3)..... | 172 |
| 9.5.1 | Einführung von Zielwerten für Umweltindikatoren - Szenario ENVIRO-3..... | 172 |
| 9.5.2 | Einführung von Zielwerten für Umweltindikatoren und Kernenergieausstieg - Szenario ENVIRO-NUC-3..... | 177 |
| 9.5.3 | Einführung von Zielwerten für ausgewählte Umweltindikatoren, Gewichtungsfaktoren und Kernenergieausstieg - Szenario ENVIRO-NUC-GEWICHT-3 | 180 |
| 10 | Schlussfolgerungen und Ausblick..... | 183 |
| 10.1 | Empfehlungen für eine nachhaltigere Stromversorgung in Frankreich..... | 183 |
| 10.2 | Kritische Würdigung der eingesetzten Methodik..... | 187 |
| 10.2.1 | Auswahl der Managementregeln und der Nachhaltigkeitsindikatoren | 187 |
| 10.2.2 | Methodischer Ansatz: lineare Optimierung und Zielprogrammierung..... | 188 |
| 10.2.3 | Abbildung des Energiesystems und verwendete Daten | 190 |
| 10.2.4 | Auswahl und Anwendung externer Kosten | 192 |
| 10.3 | Ausblick auf zukünftige Forschungsvorhaben..... | 193 |
| 10.3.1 | Ergänzung der Datenbasis und Erweiterung der Systemgrenzen..... | 193 |
| 10.3.2 | Methodische Weiterentwicklungen..... | 195 |
| 11 | Zusammenfassung | 197 |
| 12 | Résumé | 201 |
| 13 | Literaturverzeichnis..... | 205 |
| 14 | Glossar | 221 |
| 15 | Anhang | 223 |
| 15.1 | Anhang 1: Externe Kosten für Frankreich | 223 |
| 15.2 | Anhang 2: Nachhaltigkeitsziele der Deutschen Regierung im Energiesektor..... | 223 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|-------------|---|-----|
| Tabelle 1: | Von der IAEA entwickelte Grundindikatoren für den Energiesektor..... | 30 |
| Tabelle 2 | Sektorale Partialziele einer nachhaltigen Energieversorgung..... | 33 |
| Tabelle 3: | Dimensionen, Kriterien und Problemfelder für die Definition von Nachhaltigkeitsindikatoren im Energiesektor..... | 36 |
| Tabelle 4: | Global Warming Potential und Forcing Faktoren wichtiger Treibhausgase | 39 |
| Tabelle 5: | Ausgewählte Nachhaltigkeitsindikatoren für den Energieversorgungssektor | 43 |
| Tabelle 6: | Maßnahmen für die identifizierten Nachhaltigkeitsproblemfelder im Energiesektor | 45 |
| Tabelle 7: | Beispiele für Schadenskosten und Vermeidungskosten für unterschiedliche negative externe Effekte und Einschätzung ihrer Eignung | 49 |
| Tabelle 8: | Nationale Emissionsobergrenzen für Frankreich bis 2010 nach dem Göteborg- Protokoll und der Richtlinie 2001/80/EG („National Emission Ceilings“ - NEC) | 90 |
| Tabelle 9: | Leistung und Netto-Stromproduktion des französischen Kraftwerksparks im Jahr 2000 (außer „Département d’Outre Mer – DOM) | 96 |
| Tabelle 10: | Energiebilanz in Frankreich zwischen 1973 und 2001 | 96 |
| Tabelle 11: | Atomkraftwerke in Frankreich | 98 |
| Tabelle 12: | Eigenschaften installierter Kernkraftwerke in Frankreich | 99 |
| Tabelle 13: | Charakteristika von Investitionsoptionen im nuklearen Kraftwerkspark | 100 |
| Tabelle 14: | Brennstoffpreise für nukleare Kraftwerke (aufbereitetes Uran) | 102 |
| Tabelle 15: | Fossil befeuerte Kraftwerke: installierte Kapazität und Stromproduktion nach Brennstoff im Jahr 2000..... | 103 |
| Tabelle 16: | Installierte fossil befeuerte Kraftwerke (2000) | 103 |
| Tabelle 17: | Investitionsoptionen im fossil befeuerten Kraftwerkspark..... | 105 |
| Tabelle 18: | Ökologische und soziale Parameter der Investitionsoptionen im fossil befeuerten Kraftwerkspark | 106 |
| Tabelle 19: | Kosten der CO ₂ -Abscheidung inkl. Kompression, Transport und Lagerung ab 2020 | 107 |
| Tabelle 20: | Kennwerte der ab 2020 im Modell betrachteten Stromproduktionsalternativen mit niedrigen Emissionen | 107 |
| Tabelle 21: | Ascheproduktion in EDF-Kraftwerken zwischen 1990 und 1999 | 108 |
| Tabelle 22: | Beispiele von sekundären Emissionsminderungsverfahren und deren Wirkungsgrad in thermischen Kraftwerken | 110 |
| Tabelle 23: | Brennstoffpreise für fossil befeuerte Kraftwerke | 111 |
| Tabelle 24: | Schadenskosten pro kg emittiertem Schadstoff in Frankreich (typische Bedingungen einer Großfeuerungsanlage in Frankreich, Schornsteinhöhe = 100 m) | 112 |
| Tabelle 25: | Externe Kosten in Zusammenhang mit der Extraktion, dem Transport, der Raffination und der Lagerung von fossilen Brennstoffen..... | 112 |
| Tabelle 26: | Typen von Brennstoffzellen und wesentliche Charakteristika für Kraftwerksanwendungen | 113 |
| Tabelle 27: | Wesentliche Emissionen und externe Kosten für die Herstellung von SOFC- Brennstoffzellen | 114 |
| Tabelle 28: | Großwasserkraftwerke: Installierte Kapazität und Stromproduktion im Jahr 2000 | 115 |
| Tabelle 29: | Strukturen der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Frankreich, 2000 (ohne DOM) | 117 |

| | | |
|-------------|--|-----|
| Tabelle 30: | Ziele hinsichtlich der installierten Kraftwerkskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien bis 2010 in Frankreich | 117 |
| Tabelle 31: | Durch EED (Espace Eolien Développement) geschätztes realisierbares Potenzial für Windenergie in Frankreich..... | 118 |
| Tabelle 32: | Investitionsoptionen für erneuerbare Energien..... | 120 |
| Tabelle 33: | Externe Kosten der Windenergie..... | 122 |
| Tabelle 34: | Schätzung der externen Kosten der Geothermie | 123 |
| Tabelle 35: | Energienachfrage in Frankreich zwischen 1973 und 2001 aufgeteilt nach Sektoren | 123 |
| Tabelle 36: | Entwicklung der Stromnachfrage in Frankreich zwischen 2000 and 2030 aufgeteilt nach Sektoren..... | 124 |
| Tabelle 37: | Stromeinsparpotenzial im Haushaltsbereich in Frankreich | 126 |
| Tabelle 38: | Stromimport von und -export nach Frankreich im Jahr 2000 | 129 |
| Tabelle 39: | Installierte Nettokapazität [MW] am 31.12. für Einzeltechnologien in Frankreich | 133 |
| Tabelle 40: | Jährliche Elektrizitätsproduktion [TWh] nach Primärenergieträger in Frankreich | 133 |
| Tabelle 41: | Grenzen bzw. Ziele für die Emissionen von NO _x , SO ₂ und Treibhausgasen sowie die Nutzung erneuerbarer Energien im französischen Stromversorgungssektor | 135 |
| Tabelle 42: | Zusammenfassung der analysierten Szenarien | 137 |
| Tabelle 43: | SO ₂ -, NO _x -, Treibhausgas- und Partikelemissionen im Szenario REFERENZ-1 | 141 |
| Tabelle 44: | Potenzial regenerativer Energien in den Jahren 2025 und 2030 | 148 |
| Tabelle 45: | SO ₂ -, NO _x -, Treibhausgas- und Partikelemissionen im Szenario ENVIRO-NUC-1.... | 149 |
| Tabelle 46: | Energieeinsparungen in den verschiedenen Sektoren im Szenario ENVIRO-NUC-1 | 150 |
| Tabelle 47: | Aus dem Modell PERSEUS-CERT abgeleitete Vorgaben für das Szenario ENVIRO-CO ₂ -1 | 155 |
| Tabelle 48: | Jährliche Ausgaben in den Szenarien ENVIRO-1 und ENVIRO-CO ₂ -1 | 158 |
| Tabelle 49: | Externe Kosten der Stromerzeugung nach Kraftwerkstyp in Frankreich..... | 160 |
| Tabelle 50: | NO _x -, SO ₂ - und Treibhausgasemissionen im Szenario REFERENZ-2 | 163 |
| Tabelle 51: | Diskontierte Ausgaben in den Szenarien REFERENZ-1 und REFERENZ-2 (2000 – 2030) | 164 |
| Tabelle 52: | NO _x -, SO ₂ - und Treibhausgasemissionen im Szenario ENVIRO-2..... | 166 |
| Tabelle 53: | Energieeinsparungen auf der Verbraucherseite im Szenario ENVIRO-2..... | 168 |
| Tabelle 54: | Vergleich der gesamten Ausgaben, SO ₂ -Emissionen und des Werts der Zielfunktion im Szenario ENVIRO-3 mit dem Szenario ENVIRO-1..... | 175 |
| Tabelle 55: | Vergleich der gesamten Ausgaben, SO ₂ -Emissionen und des Werts der Zielfunktion im Szenario ENVIRO-NUC-3 mit und ohne Brennstoffzelle | 178 |
| Tabelle 56: | Energieeinsparungen in den verschiedenen Sektoren im Szenario ENVIRO-NUC-3 | 179 |
| Tabelle 57: | Schadenkosten pro kg emittierter Schadstoff in Frankreich (typische Bedingungen einer Großfeuerungsanlage in Frankreich, Schornsteinhöhe = 100 m) | 223 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|---------------|---|-----|
| Abbildung 1: | Symbolische Darstellung der zentralen Aspekte der Nachhaltigkeitsvision | 9 |
| Abbildung 2: | Hierarchie der Datenstruktur | 70 |
| Abbildung 3: | Vereinfachte Darstellung der Modell-Grundstruktur | 72 |
| Abbildung 4: | Installierte Kapazität an Kernkraftwerken zwischen 2000 und 2030 in Frankreich | 99 |
| Abbildung 5: | Verteilung des Stromverbrauchs nach Geräten in Haushalten | 125 |
| Abbildung 6: | Kosten-Stromeffizienz-Potenzialkurve für Haushalte in Frankreich. | 127 |
| Abbildung 7: | Energiesparkurve im Gesundheitssektor in Frankreich..... | 128 |
| Abbildung 8: | Installierte Leistung im Szenario REFERENZ-1 | 138 |
| Abbildung 9: | Stromproduktion im Szenario REFERENZ-1 | 139 |
| Abbildung 10: | Vergleich der Gesamtkosten für die Szenarien REFERENZ-1, REFERENZ-THF und REFERENZ-NUC für die Jahre 2010, 2020, 2030 | 140 |
| Abbildung 11: | Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario REFERENZ-1 | 142 |
| Abbildung 12: | Stromerzeugung im Szenario ENVIRO-1 | 144 |
| Abbildung 13: | Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-1 | 145 |
| Abbildung 14: | Stromproduktion im Szenario ENVIRO-NUC-1 | 147 |
| Abbildung 15: | Installierte Leistung im Szenario ENVIRO-NUC-1 | 149 |
| Abbildung 16: | Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-NUC-1 | 150 |
| Abbildung 17: | Anlageneinlastung an einem Winterarbeitstag, 2025 im Szenario ENVIRO-NUC-1 .. | 152 |
| Abbildung 18: | Stromproduktion im Szenario ENVIRO-CO ₂ -1 | 156 |
| Abbildung 19: | Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-CO ₂ -1 | 157 |
| Abbildung 20: | Vergleich der installierten Leistung in den Szenarien REFERENZ-2 und REFERENZ-1 | 161 |
| Abbildung 21: | Stromproduktion im Szenario REFERENZ-2..... | 162 |
| Abbildung 22: | Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario REFERENZ-2 | 163 |
| Abbildung 23: | Stromproduktion im Szenario ENVIRO-2 | 166 |
| Abbildung 24: | Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-2 | 167 |
| Abbildung 25: | Stromproduktion im Szenario ENVIRO-NUC-2 | 170 |
| Abbildung 26: | Gesamte diskontierte Ausgaben (externe Kosten und Versorgungssystemausgaben; Referenz: 100 im Szenario REFERENZ-1) und spezifische Zusatzkosten zum Referenzszenario REFERENZ-1 im Jahr 2020 und 2030 | 171 |
| Abbildung 27: | Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-NUC-2 | 172 |
| Abbildung 28: | Stromproduktion im Szenario ENVIRO-3 | 174 |
| Abbildung 29: | Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-3 | 175 |
| Abbildung 30: | Stromproduktion im Szenario ENVIRO-NUC-3 | 178 |
| Abbildung 31: | Installierte Leistung in Frankreich in den Perioden 2000, 2015, 2025 und 2030 im Szenario ENVIRO-NUC-3 mit und ohne Brennstoffzelle („ohne FC“) | 179 |
| Abbildung 32: | Stromproduktion im Jahr 2030 für unterschiedliche Umweltgewichte | 181 |
| Abbildung 33: | Normierte Abweichungen der Nachhaltigkeitsindikatoren zu ihrem Zielwert und Zielfunktionswert im Jahr 2030 für unterschiedliche Umweltgewichte | 182 |

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Der wirtschaftliche und technische Fortschritt in den letzten zwei Jahrhunderten hat der Menschheit einen erheblichen materiellen Wohlstand beschert: Sie verfügt über Nahrungsmittel, Gebrauchsgüter und Wissen wie nie zuvor. Allerdings hat die wirtschaftliche Entwicklung zu starken Belastungen für die Umwelt und Beanspruchungen der natürlichen Ressourcen geführt. Des Weiteren ist dieser Wohlstand auf der Welt ungleichmäßig verteilt: Eine Kluft existiert zwischen der nördlichen und der südlichen Hemisphäre. Der bisherige Entwicklungsweg erscheint deshalb in seiner heutigen Form nicht weiter verfolgbar; es müssen vielmehr Alternativen entwickelt werden, um dauerhafte umweltgerechte Lösungen zu finden. Die Suche nach Kriterien, Leitlinien und Umsetzungsstrategien für eine langfristig global aufrecht erhaltbare Entwicklung der Menschheit ist in den letzten Jahren zu einem wichtigen Thema in den nationalen und internationalen politischen Diskussionen und in den Wissenschaften geworden.

Vor diesem Hintergrund wurde von der Brundtland Kommission der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung (UNCED) der Ausdruck „Nachhaltigkeit“ („sustainability“) im Jahr 1987 in der internationalen Diskussion geprägt. Nachhaltige Entwicklung wurde dabei als eine Entwicklung definiert, welche „den Bedürfnissen der heutigen Generation entspricht, ohne die Möglichkeiten künftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen.“¹ Diesem gemeinsamen Leitbild nähern sich verschiedene Akteure – Politik, Wirtschaft, Nicht-Regierungsorganisationen, usw. – jedoch mit ganz unterschiedlichen Vorstellungen, Maßnahmen, Methoden und Instrumenten an². Nach Ansicht der Brundtland Kommission müsse einerseits die Armut in den Entwicklungsländern überwunden werden, andererseits sei in den Industrieländern der materielle Wohlstand mit der Erhaltung der Natur als Lebensgrundlage in Einklang zu bringen. Für die Zukunft müsse davon ausgegangen werden, dass sich die Konsum- und Lebensweisen der westlichen Industrieländer nicht auf die gesamte Weltbevölkerung übertragen ließen.

Seit der Konferenz in Rio de Janeiro im Jahre 1992 wurde der Nachhaltigkeitsbegriff zu einem vielbeachteten Konzept weiterentwickelt. Das Ziel einer nachhaltigen Entwicklung wurde als Leitbild für eine zukunftsfähige Entwicklung ("sustainable development") der Menschheit allgemein anerkannt. Die an der Rio-Konferenz beteiligten Staaten haben sich dazu verpflichtet, konkrete Maßnahmen umzusetzen, um dieses Ziel zu erreichen. Das Leitbild der Nachhaltigkeit weist als wesentlichen Bestandteil der nationalen und internationalen Umwelt- und Entwicklungspolitik zwei offene Fragestellungen auf. Einerseits wird diskutiert, wie das Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung in die sozioökonomische Theorie integriert werden kann³. Andererseits stellt sich auf Unternehmensebene die Frage, wie im jeweiligen Wirtschaftsbereich eine nachhaltige Entwicklung erreicht werden kann. Bei der Konkretisierung des Leitbilds in den verschiedenen Problemfeldern und bei der Frage nach konkreten Zielen, Strategien und Handlungsprioritäten klaffen die Vorstellungen häufig weit auseinander⁴.

Aufgrund des hohen Stellenwertes einer funktionierenden Energieversorgung für Wirtschaftswachstum und sozialen Wohlstand kennt dieser Sektor innerhalb der Diskussion um eine nachhaltige Entwicklung eine besondere Bedeutung. Die Sicherung der natürlichen Lebensgrundlagen, der globale Wettbewerb um die Energiereserven sowie die Schaffung humaner Lebensbedingungen für

¹ [WCED 1987, S. 43]

² [Aachener Stiftung 2002]

³ [Dyllick 2001]

⁴ [Jörissen et al. 2000a]

eine weiterwachsende Weltbevölkerung sind wichtige Bedingungen, die dabei zu berücksichtigen sind. So sind die Ansprüche auf Wohlstand und wirtschaftliche Entwicklung in den Industrienationen vielfach unmittelbar mit einer ausreichenden Versorgung an Energie verbunden. Jedoch trägt die Nutzung von Energie zu Klimaveränderung (etwa 60 % der weltweiten Emissionen an Treibhausgasen gehen auf Prozesse der Energiebereitstellung und -nutzung zurück⁵) und zu Umweltbelastungen (z.B. saurer Regen, Eutrophierung, Ressourcenausschöpfung) bei. Die Minderung der Belastungen für die Umwelt sowie der Zugang zu zuverlässiger Energie zu angemessenen Preisen bringen große Herausforderungen im Energiebereich mit sich. Die Gestaltung der Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Energieversorgung gehört damit zu den größten Herausforderungen der kommenden Jahre.

Durch die Internationalisierung der Energiewirtschaft sowie die Liberalisierung der Energiemärkte haben sich die Rahmenbedingungen für die Energieversorgung sowohl auf Staats- als auch Unternehmensebene in den letzten Jahren erheblich verändert. Einerseits soll die Energiepolitik von den verschiedenen Nationen unter Berücksichtigung einer nachhaltigen Entwicklung definiert werden. Andererseits müssen Energieversorgungsunternehmen (EVU) aufgrund des Wettbewerbs auf den Energiemärkten zunehmend Strategien zur gleichermaßen effizienten wie umweltfreundlichen Versorgung erarbeiten.

Um das Leitbild der nachhaltigen Entwicklung in die Praxis umsetzen und eine nachhaltige Energieversorgung gestalten zu können, sind konkrete, umsetzbare Handlungsanweisungen abzuleiten. Neben der Konkretisierung der unterschiedlichen abstrakten Begriffe, Ideen oder Konzepten zur Nachhaltigkeit ist deshalb zu definieren, wie ein Systemzustand mit der Eigenschaft „nachhaltig“ charakterisiert werden kann. Zur Bestimmung von Nachhaltigkeitsstrategien im Energiesektor sowohl auf nationaler als auch auf EVU-Ebene sind daraufhin Ansätze abzuleiten, die eine Operationalisierung des Nachhaltigkeitskonzeptes erlauben. Diese Ansätze bilden die Basis für die Entscheidungsunterstützung, wie eine nachhaltige Energieversorgung erreicht werden kann. Um beurteilen zu können, ob die für eine nachhaltige Entwicklung gesetzten Ziele erreicht worden sind bzw. erreicht werden können, ist man auf Bewertungskriterien und ein Instrument zur Messung des Erfüllungsgrades dieser Kriterien angewiesen⁶. Hierfür sind geeignete Messinstrumente (Indikatoren) gegenwärtig in der Diskussion. Je nach Akteur und seinem definierten Ziel werden entsprechend aussagekräftige Indikatoren definiert.

Vor diesem Hintergrund ist das Leitbild einer nachhaltigen Energieversorgung anhand von Handlungsanweisungen und einem geeigneten Indikatorsystem zu konkretisieren. Aufgrund der hohen Komplexität des Problems bedarf es dazu des Einsatzes von geeigneten Werkzeugen zur Entscheidungsunterstützung, da nur auf der Grundlage einer modellgestützten Analyse und Bewertung die vorhandenen Optimierungspotenziale ausschöpfbar erscheinen.

1.2 Zielsetzung und Lösungsweg

Aus der aufgezeigten Problemstellung ergibt sich als Zielsetzung der vorliegenden Arbeit die Entwicklung eines entscheidungsunterstützenden Instrumentes zur Ausarbeitung einer geeigneten Nachhaltigkeitsstrategie im Energieversorgungssektor. Ausgehend von der allgemeinen Definition des Nachhaltigkeitskonzeptes ist dazu sektorspezifisch zu bestimmen, welche Kriterien oder so genannte „Managementregeln“ für eine nachhaltige Energieversorgung relevant sind. Aus diesen Kriterien, die die Grundanforderungen darstellen, sind Indikatoren, d.h. einem Kriterium zugeordnete Messgrößen, abzuleiten. Indikatoren ermöglichen, den Zustand des betrachteten Systems und seine Entwicklung zu evaluieren. In diesem Zusammenhang müssen Zielwerte, d.h. quantitative Kennzahlen, die ein

⁵ [Byrne et al. 1998]

⁶ [UNCED 1992]

Indikator erreichen soll, für das System und je nach Szenario definiert werden. Das Erreichen dieser Zielwerte bildet die Grundlage für die Analyse der Nachhaltigkeit des Systems. Zur Analyse der Entwicklung der verschiedenen Indikatoren bedarf es eines geeigneten Verfahrens, um ein Gesamturteil ableiten zu können. Des Weiteren ist eine Methodik zu entwickeln, um das Indikatorsystem und dessen Zielwerte in ein Energie- und Stoffflussmodell zu integrieren. Im Modell ist eine detaillierte systemtechnische Abbildung des betrachteten Energieversorgungssystems erforderlich, damit aus den Analysen konkrete Strategien abgeleitet werden können.

Weiteres Ziel dieser Arbeit ist, die praktische Relevanz des entwickelten Modells darzulegen. Hierzu soll eine Nachhaltigkeitsstrategie für den französischen Stromversorgungssektor abgeleitet werden.

Zur Umsetzung dieser Ziele wird folgender Lösungsweg eingeschlagen:

In Kapitel 2 wird das Konzept der Nachhaltigkeit vorgestellt. Nach einem historischen Rückblick werden das Leitbild und die wesentlichen Eigenschaften einer nachhaltigen Entwicklung dargelegt. Die unterschiedlichen Interpretationen und Ansätze zum Leitbild werden vorgestellt und in diesem Zusammenhang die unterschiedlichen Auffassungen zu den „Dimensionen“ der Nachhaltigkeit und das Verhältnis dieser Dimensionen untereinander kurz erläutert. Des Weiteren wird der Stellenwert des Energiesektors in Hinblick auf eine nachhaltige Entwicklung für die drei Dimensionen Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft aufgezeigt.

Ausgehend von den in Kapitel 2 gewonnenen allgemeinen Erkenntnissen wird in Kapitel 3 eine Methode für eine Operationalisierung und Konkretisierung des Leitbilds spezifisch für den Energiesektor vorgeschlagen. Nach einer allgemeinen Vorstellung der Zielsetzungen und Grenzen einer Operationalisierung des Leitbildes einer nachhaltigen Entwicklung wird das Konzept einer nachhaltigen Energieversorgung definiert. Aus dieser allgemeinen Definition werden Kriterien oder auch so genannte Managementregeln abgeleitet, die die Richtungen für eine konkrete Umsetzung des Leitbildes veranschaulichen sollen. Aus diesen Managementregeln werden Nachhaltigkeitsindikatoren zur Bewertung und Trendbeschreibung der zentralen Problemfelder einer nachhaltigen Energieversorgung abgeleitet. Das ausgewählte System von Nachhaltigkeitsindikatoren wird in Kapitel 4 beschrieben.

In Kapitel 5 werden methodische Ansätze zur Integration von Nachhaltigkeitsaspekten untersucht. In diesem Kapitel wird darauf eingegangen, wie externe Kosten ermittelt werden können. Darauf aufbauend wird auf die Diskontierung externer Kosten sowie ihre Übertragbarkeit eingegangen. Die daraus resultierenden Unsicherheiten werden diskutiert. In einem weiteren Abschnitt wird der methodische Ansatz der Zielprogrammierung vorgestellt, welcher zur Analyse der Entwicklung von Energieversorgungssystemen verwendet werden kann.

In Kapitel 6 werden zunächst die Besonderheiten des Energiesektors und die daraus abgeleiteten Anforderungen an die Entwicklung von Instrumenten zur Entscheidungsunterstützung in diesem Sektor vorgestellt. Anschließend werden existierende Ansätze zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei Energieversorgungssystemen diskutiert. Im letzten Abschnitt wird die Eignung von Energiemodellen hinsichtlich der Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie für den Energieversorgungssektor diskutiert.

Die Entwicklung und die formale Beschreibung des optimierenden Energiemodells PERSEUS-SUSTAIN sind Gegenstand von Kapitel 7. Zuerst wird das Modell PERSEUS-SUSTAIN vorgestellt und dessen Modellstruktur erörtert. Anschließend wird eine mathematische Modellbeschreibung der wesentlichen Elemente des Ansatzes durchgeführt.

In Kapitel 8 werden die verwendeten Daten für die Modellierung des französischen Stromproduktionssystems vorgestellt. Der für eine Nachhaltigkeitsbetrachtung wesentliche rechtliche Rahmen wird anhand der internationalen, europäischen und nationalen Gesetze bzw. Verträge aufgezeigt. Der für die Analyse ausgewählte Zeithorizont wird vorgestellt. Es wird insbesondere auf die wesentlichen Akteure des französischen Strommarkts, den bestehenden Kraftwerkspark und auf Investitionsoptionen näher eingegangen. Der letzte Teil des Kapitels beinhaltet eine Analyse des derzeitigen sowie eine Prognose des zukünftigen Stromverbrauchs in Frankreich. Des Weiteren werden die Einsparpotenziale auf Verbraucherseite vorgestellt. Abschließend werden die Hypothesen zu dem Stromaustausch zwischen Frankreich und seinen Nachbarländern diskutiert.

Die Anwendung des entwickelten PERSEUS-SUSTAIN-Modells auf den französischen Energieversorgungssektor ist Gegenstand von Kapitel 9. In einem ersten Schritt werden Zielwerte und Grenzen für ausgewählte Nachhaltigkeitsindikatoren definiert. Unterschiedliche Szenarien werden vorgestellt; mithilfe der Szenarien werden die Ableitung einer Strategie für eine nachhaltige Energieversorgung in Frankreich sowie die Bewertung der eingesetzten Methodik ermöglicht.

In Kapitel 10 werden aus der Analyse der unterschiedlichen Szenarien Empfehlungen für nachhaltige Energieversorgungssysteme in Frankreich abgeleitet. Politische Instrumente zur Gestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung werden diskutiert. Auf der Grundlage der durch die Analyse gewonnenen Erkenntnisse wird das entwickelte Modell einer kritischen Würdigung unterzogen. Dabei werden insbesondere die im Rahmen dieser Arbeit umgesetzten methodischen Neuerungen und Erweiterungen thematisiert. Anschließend wird in einem Ausblick weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf herausgearbeitet. Die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung in Kapitel 11.

2 Das Konzept der Nachhaltigkeit und seine Relevanz für den Energiesektor

Das Konzept der Nachhaltigkeit wird schon seit mehr als einem Jahrhundert in der Betriebswirtschaft berücksichtigt. Aufgrund essenzieller Veränderungen wie bspw. der steigenden Weltbevölkerung und der Umweltverschmutzung hat dieses Konzept in den letzten 40 Jahren an Bedeutung gewonnen. Über eine globale Betrachtung wird versucht, das Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung auf die Ebene von einzelnen Wirtschaftssektoren zu übertragen.

Nach einem historischen Rückblick über die Entwicklung des Konzeptes der Nachhaltigkeit werden in diesem Kapitel das Leitbild und die wesentlichen Eigenschaften einer nachhaltigen Entwicklung erläutert. Nach der Vorstellung der unterschiedlichen Interpretationen und Ansätze zum Leitbild wird der Stellenwert des Energiesektors im Hinblick auf eine nachhaltige Entwicklung aufgezeigt.

2.1 Historischer Rückblick über die Entwicklung des Konzeptes der Nachhaltigkeit

Im 18. Jahrhundert wurde der Begriff der Nachhaltigkeit als betriebswirtschaftliches Konzept in der Forstwirtschaft geprägt, deren Ziel die Erhaltung eines Grundbestandes zur Sicherung der zukünftigen Nutzung - oder anders gesagt - eine langfristige Nutzung des Waldes war⁷.

Die bewusste langfristige Sicherung der Nutzung und Bewirtschaftung von Ressourcen, eine der grundlegenden Forderungen für eine nachhaltige Entwicklung, ist in den betriebswirtschaftlichen Grundlagen bereits seit jeher beinhaltet. In den 30er Jahren mit dem Postulat der Wirtschaftlichkeit, d. h. des Gelingens, eine bestimmte betriebliche Leistung mit dem geringsten Einsatz an Mitteln oder mit gegebenen Mitteln die bestmögliche Leistung zu erzielen, schlägt Schmalenbach für die Unternehmensbewertung Prinzipien mit Zukunftsbezogenheit als wesentlichem Schwerpunkt vor⁸. Wirtschaftlichkeit und Zukunftsorientierung sind wesentliche Elemente des heutigen Nachhaltigkeitskonzeptes. In der Produktionstheorie entwickelte Gutenberg in den Jahren 1950 bis 1960 den ersten geschlossenen Bezugsrahmen, der über ein Sammeln und Systematisieren von Erkenntnissen hinausging. Den Sinn der betrieblichen Betätigung sieht Gutenberg in der Erstellung von Gütern materieller Art (Sachgüter oder Sachdienstleistungen) und in der Bereitstellung von Gütern immaterieller Art (Dienstleistungen). Dazu werden Inputfaktoren kombiniert und in einem Leistungserstellungsprozess zu Outputfaktoren umgewandelt. Gutenberg betrachtet die ergiebige bzw. ökonomische Gestaltung dieses Kombinationsprozesses und der Beziehung zwischen Input (Faktoreinsatz) und Output (Faktorsertrag). Mit knappen Ressourcen als Hintergrund spielt die Beziehung zwischen Input und Output eine entscheidende Rolle⁹. Die Ressourcenknappheit ist heute noch eine der wesentlichen Motivationen des Nachhaltigkeitskonzeptes. Der betriebswirtschaftliche Begriff der Nachhaltigkeit hat eine heute überwiegend volkswirtschaftliche Ausrichtung bekommen. In den jüngeren Diskussionen gerät wieder jener ursprüngliche betriebswirtschaftliche Ansatz in den Mittelpunkt. Es wird deutlich, dass die Konkretisierung und Operationalisierung einer nachhaltigen Entwicklung in den jeweiligen Wirtschaftszweigen und in den Betrieben stattfinden muss¹⁰.

⁷ [von Carlowitz 1713]

⁸ Aus dem Gedanken von Schmalenbach heraus ergibt sich zum einen die Überlegung, dass es nicht auf Vergangenes ankommt, sondern auf den künftigen Wert; zum anderen, dass der Unternehmenswert etwas anderes ist als die Summe seiner Teile, denn die Nutzen-Vorstellungen von Wirtschaftssubjekten knüpfen im Allgemeinen an Unternehmensergebnisse an, die aus dem Zusammenwirken der Betriebsteile resultieren.

⁹ [Gutenberg 1958]

¹⁰ [Matten et al. 1998, S. 54]

Die Studie "Grenzen des Wachstums" aus dem Jahr 1974¹¹, die heute als eine der ersten Studien zur nachhaltigen Entwicklung gilt, wurde im Auftrag der deutschen Volkswagen-Stiftung am MIT (Massachusetts Institute of Technology, U.S.A.) erstellt. Dieser erste Bericht an den Club of Rome sagt einen katastrophalen Niedergang des Lebensstandards voraus. Gründe für diesen Befund waren der ungebremste Raubbau am Kapital des Planeten und die Zunahme der Weltbevölkerung.

Vor dem Hintergrund der sich verschärfenden globalen Umwelt- und Entwicklungsprobleme wurde das Konzept „dauerhafter Gleichgewichtszustand“ oder „nachhaltige Entwicklung“ in die internationalen Diskussionen aufgenommen¹². Unterschiedliche Definitionen wurden für eine nachhaltige Entwicklung gegeben. Die knappe und allgemeine Definition des Brundtland Reports¹³ „Our Common Future“ im Rahmen der Internationalen Kommission für Umwelt und Entwicklung aus dem Jahre 1987 erzielte große Zustimmung. Auf der Grundlage dieses und weiterer Berichte begannen die Vereinten Nationen im Jahr 1989 mit den Vorbereitungen für eine neue Umweltkonferenz, die 1992 in Rio de Janeiro stattfand. Mehr als 175 Staaten nahmen an dieser Konferenz - auch bekannt als Erdgipfel oder Rio-Konferenz - teil. Die Konferenz endete mit der Verabschiedung einiger grundlegender Deklarationen und Beschlüsse. Als wichtigste Beschlüsse dieses Gipfels gelten die Rio-Deklaration, in der wesentliche entwicklungs- und umweltpolitische Grundprinzipien festgehalten wurden, sowie die Agenda 21, die an die Rio-Deklaration anknüpft. Die Agenda 21 schlägt ein Aktionsprogramm zur Ableitung von Zielen, Maßnahmen und Instrumenten zur Umsetzung des Leitbildes der nachhaltigen Entwicklung vor. Sie sieht die Einbeziehung aller gesellschaftlichen Gruppen in die Entscheidungsprozesse im Rahmen der Umsetzung des Leitbildes „nachhaltige Entwicklung“ vor. Mit der Rio-Konferenz hat die Institutionalisierung der Nachhaltigkeitsdiskussion ihren Anfang genommen.

Bereits ab Mitte der 70er-Jahre zeigen konkrete Bemühungen zur Emissionsminderung von Luftschadstoffen in einzelnen Staaten zur Bekämpfung des "sauren Regens" bald die Grenzen isolierter nationaler Maßnahmen auf. Viele Schadstoffe werden über mehrere Hundert Kilometer - und damit über Staatsgrenzen hinweg - transportiert. Im Jahr 1979 wurde die Genfer UNECE-Konvention über weiträumige grenzüberschreitende Luftverunreinigungen (CLRTAP) verabschiedet. Auf ihrer Basis werden seit den 80er-Jahren internationale Protokolle zur Luftreinhaltung (insbesondere Minderung der Emissionen von Schwefeloxiden SO_x und Stickoxiden NO_x) vereinbart. Weiteren wesentlichen Einfluss auf die Nachhaltigkeitsdebatte hatte 1997 die Annahme des Kyoto-Protokolls durch die 187 Vertragsstaaten der Rahmenkonvention der Vereinten Nationen über den Klimawandel. Im Rahmen dieser unterschiedlichen Abkommen wurden zum ersten Mal in der Geschichte der Umweltpolitik verbindliche Emissionsreduktionsziele für Treibhausgase, insbesondere Kohlendioxid, für einzelne Staaten festgelegt. Der Energiesektor spielt im Zusammenhang mit diesen Umweltproblemen aber auch mit weiteren Nachhaltigkeitsproblemen wie bspw. der Ressourcenverfügbarkeit eine wesentliche Rolle.

Hinsichtlich der weiteren Entwicklung der Energieversorgung hat die UN-Kommission für Nachhaltige Entwicklung (CSD) im April 2001 unter dem Titel „Energy for Sustainable Development“ Empfehlungen für die globale Energiepolitik mit den Schwerpunkten Zugang zu Energie, Energie-

¹¹ [Meadows et al. 1973]

¹² [Aachener Stiftung 2002]

¹³ [WCED 1987] Nachhaltig ist eine Entwicklung, „die den Bedürfnissen der heutigen Generation entspricht, ohne die Möglichkeiten künftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen.“ Dauerhafte (nachhaltige) Entwicklung ist eine Entwicklung, die die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können. Zwei Schlüsselbegriffe sind wichtig:

- Der Begriff 'Bedürfnisse', insbesondere die Grundbedürfnisse der Ärmsten der Welt sollen Priorität haben
- Der Gedanke von Beschränkungen, die der Stand der Technologie und der sozialen Organisation auf die Fähigkeit der Umwelt ausübt, gegenwärtige und zukünftige Bedürfnisse zu befriedigen.

Dementsprechend müssen die Ziele wirtschaftlicher und sozialer Entwicklung im Hinblick auf die Dauerhaftigkeit definiert werden, in allen Ländern - Industrie- und Entwicklungsländern, marktorientierten oder zentral gelenkten. „Die Menschheit ist einer nachhaltigen Entwicklung fähig - sie kann gewährleisten, dass die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt werden, ohne die Möglichkeiten künftiger Generationen zur Befriedigung ihrer eigenen Bedürfnisse zu beeinträchtigen.“

effizienz, erneuerbare Energie, fortschrittliche Technologien für fossile Energieträger, Kernkraft und ländliche Energieversorgung verabschiedet. Weiterhin wurde auf dem Weltgipfel für Nachhaltige Entwicklung (World Summit on Sustainable Development, WSSD) im Jahr 2002 Energie zum ersten Mal zu einem eigenständigen Thema erhoben. Jedoch konnten sich die teilnehmenden Staaten nicht auf wesentliche, rechtlich bindende Ziele oder auf die Festlegung eines Zeitrahmens zu deren Erreichen einigen (z.B. im Bereich Aufhebung von Marktverzerrungen, Stärkung der Forschung und Entwicklung zur Energieeffizienzsteigerung). Dennoch kündigte die EU an, Ziele beim Ausbau erneuerbarer Energien festlegen und eine finanzielle Unterstützung anbieten zu wollen, um den Zugang zu verlässlicher und günstiger Energie in Entwicklungsländern zu verbessern. Im Jahr 2004 hat in Bonn (Deutschland) eine Weltkonferenz für erneuerbare Energien stattgefunden¹⁴.

2.2 Das Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung

2.2.1 Grundprinzipien des Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung

Die von der Brundtland Kommission vorgeschlagene allgemeine Definition der Nachhaltigkeit lässt unterschiedliche Interpretationen zu, die zu Diskussionen über die Umsetzung des Leitbildes führen. [Steger et al. 2002, S. 13] schreibt von über 200 Versuchen, den Begriff nachhaltige Entwicklung zu fassen und stellt fest, dass auch nach fünfzehnjähriger wissenschaftlicher Diskussion der Begriff immer noch vage ist. Als gemeinsame Kernpunkte der unterschiedlichen Nachhaltigkeitsdefinitionen arbeitet [Steger et al. 2002, S.14] heraus, dass alle Konzepte auf einer normativen Grundorientierung der intragenerationellen Gerechtigkeit (innerhalb der gleichen Generation) beruhen¹⁵. Diese Grundorientierungen finden sich auch in der am weitesten verbreiteten Nachhaltigkeitsdefinition des Brundtland-Berichts [WCED 1987] wieder: Sie deutet die Forderung nach einer schonenden Nutzung der Umwelt an, deren Tragkapazität und immaterieller Wert auf Dauer erhalten werden sollen, wobei gleichzeitig eine weitere wirtschaftliche und soziale Entwicklung ermöglicht und angestrebt werden soll. Zusätzlich sollen kommende Generationen alle Materialien und Instrumente zur Verfügung haben, um ihre eigenen Wünsche und Bedürfnisse erfüllen zu können, und sie sollen dabei auf mindestens die gleichen Möglichkeiten, die wir heute haben, zugreifen können. Diese allgemeine Definition einer nachhaltigen Entwicklung lässt Raum für die Umsetzung des hintergelegten Leitbilds sowie für die Entwicklung verschiedenartiger Konzepte.

Nach [Kopfmüller et al. 2001, S.129ff] liegen dem Leitbild der Nachhaltigkeit drei konstitutive Elemente zu Grunde, die von der Brundtland-Definition impliziert werden:

- das Postulat der intra- und intragenerationellen Gerechtigkeit (s.o.),
- die globale Orientierung, wobei langfristige und globale Ziele festgelegt werden sollen. Die heute gängige Abdiskontierung zukünftiger Schäden und Nutzen wird damit hinterfragt¹⁶ und
- der anthropozentrische Ansatz des Leitbildes, aus dem sich die Verpflichtung ergibt, „die bestehende Vielfalt an Möglichkeiten menschlicher Interaktion mit der Natur für kommende Generationen zu bewahren“¹⁷.

Im Rahmen der Diskussion um die Bedeutung einer nachhaltigen Entwicklung im Sinne von intergenerationaler Gerechtigkeit (zwischen den Generationen) wird der Vermögensbegriff eingeführt.

¹⁴ [WBGU 2003, S.37]

¹⁵ [Nutzinger et al. 1995]

¹⁶ [Walter et al. 2001, S. 5].

¹⁷ [Kopfmüller et al. 2001, S.163].

Nach Hicks¹⁸ kann Einkommen als das definiert werden, was ein Individuum während eines gegebenen Zeitraums konsumieren kann, ohne dabei sein Vermögen zu reduzieren. Im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung ergibt sich, dass das der jetzigen Generationen zur Verfügung stehende Vermögen für nachfolgende Generationen bewahrt oder sogar vermehrt, keinesfalls aber gemindert werden soll¹⁹. Damit stellt sich die Frage nach der Definition dieses Vermögens, das den Wohlstand heutiger und zukünftiger Generationen repräsentieren soll, und wie dieses Vermögen nachhaltig eingesetzt werden kann. Diese Frage führt zu deutlich divergierenden Konzepten.

Nach [Bieker et al. 2001] kann in der Nachhaltigkeitsdiskussion der Begriff Vermögen - oder Kapital²⁰ - in drei Hauptformen untergliedert werden²¹:

- das ökonomische Kapital bestehend aus Finanzkapital (z.B. Beteiligungen, Eigen- oder Fremdkapital), Realkapital (z.B. Immobilien, Anlagen) und Wissenskapital (Know-how, Wissen);
- das soziale Kapital unterteilt in Humankapital (Fähigkeit, Motivation, Loyalität von Mitarbeitern, Partnern) einerseits und gesellschaftliches Kapital (Qualität und Leistungsfähigkeit von Schulen, Universitäten, Dienstleistungseinrichtungen) andererseits.;
- das natürliche Kapital unterteilt in natürliche Ressourcen (erneuerbare- und nicht-erneuerbare Ressourcen) und Ökosystemdienstleistungen (Selbstreinigung des Wassers, usw.). Dieses „Naturkapital“ umfasst alle von der Natur zur Verfügung gestellten Ressourcen, die zählbaren Vermögensbestandteile (Rohstofflager, Wälder, Artenvielfalt, usw.) aber auch Qualitätsgrößen wie Luftreinheit, usw.²².

2.2.2 Dimensionen der nachhaltigen Entwicklung

Ausgehend von diesen unterschiedlichen Konzepten besteht heute überwiegend Konsens, dass der Begriff der Nachhaltigkeit aus drei Dimensionen besteht: Ökologie (ökologische Verträglichkeit), Ökonomie (wirtschaftliche Effizienz) und Gesellschaft (soziale Gerechtigkeit). Wirtschaftliche, soziale und ökologische Faktoren sind nicht getrennt voneinander zu betrachten, sondern weisen vielfältige Interdependenzen auf. Trotz dieser verbindenden Einsicht wird die Gewichtung der drei Dimensionen sehr unterschiedlich eingeschätzt²³. Während Vertreter des so genannten „Ein-Säulen-Modells“ der ökologischen Dimension Vorrang einräumen, basiert das „Drei-Säulen-Modell“ auf einer gleichrangigen Berücksichtigung von ökonomischen, ökologischen und sozialen Zielsetzungen²⁴.

Das *Drei-Säulen-Modell* (Ökologie, Ökonomie und Soziales) der Enquete-Kommission „Schutz der Menschen und der Umwelt“ fordert explizit eine Gleichstellung der drei Dimensionen (vgl. Abbildung 1). Die ökologische Dimension berücksichtigt die begrenzte Belastbarkeit der Natur und die Notwendigkeit eines Erhalts ihrer vielfältigen Funktionen. Die wirtschaftliche Säule fordert effizientes Wirtschaften und ein möglichst gutes Versorgungsniveau, während die soziale Dimension u.a. die soziale Gerechtigkeit und Sicherheit umfasst. Es gilt dabei, ein Gleichgewicht zwischen diesen drei Dimensionen zu erzielen.

¹⁸ Der größte Teil seiner Beiträge ist im Hauptwerk "Value and Capital (1939)" (Wert und Kapital) enthalten. Hier entwickelte Hicks, der bis zu seiner Emeritierung Professor für politische Ökonomie an der Universität Oxford war, ein vollständiges wirtschaftliches Gleichgewichtsmodell. Er zeigte, wie sich Konsum, Investitionen, Einkommen und Kapital in einer Volkswirtschaft entwickeln müssen, um den Wachstumsprozess im Gleichgewicht zu halten [Hicks 1939].

¹⁹ [Enzensberger et al 2001, S. 126].

²⁰ Kapital und Vermögen werden in diesem Zusammenhang als Synonyme verwendet.

²¹ [Bieker et al. 2001, S.15].

²² Ökonomisches und soziales Kapital werden manchmal in anthropogenem Sachkapital zusammengefasst.

²³ [Jörissen et al. 2000a]

²⁴ [Enquete 1998a].

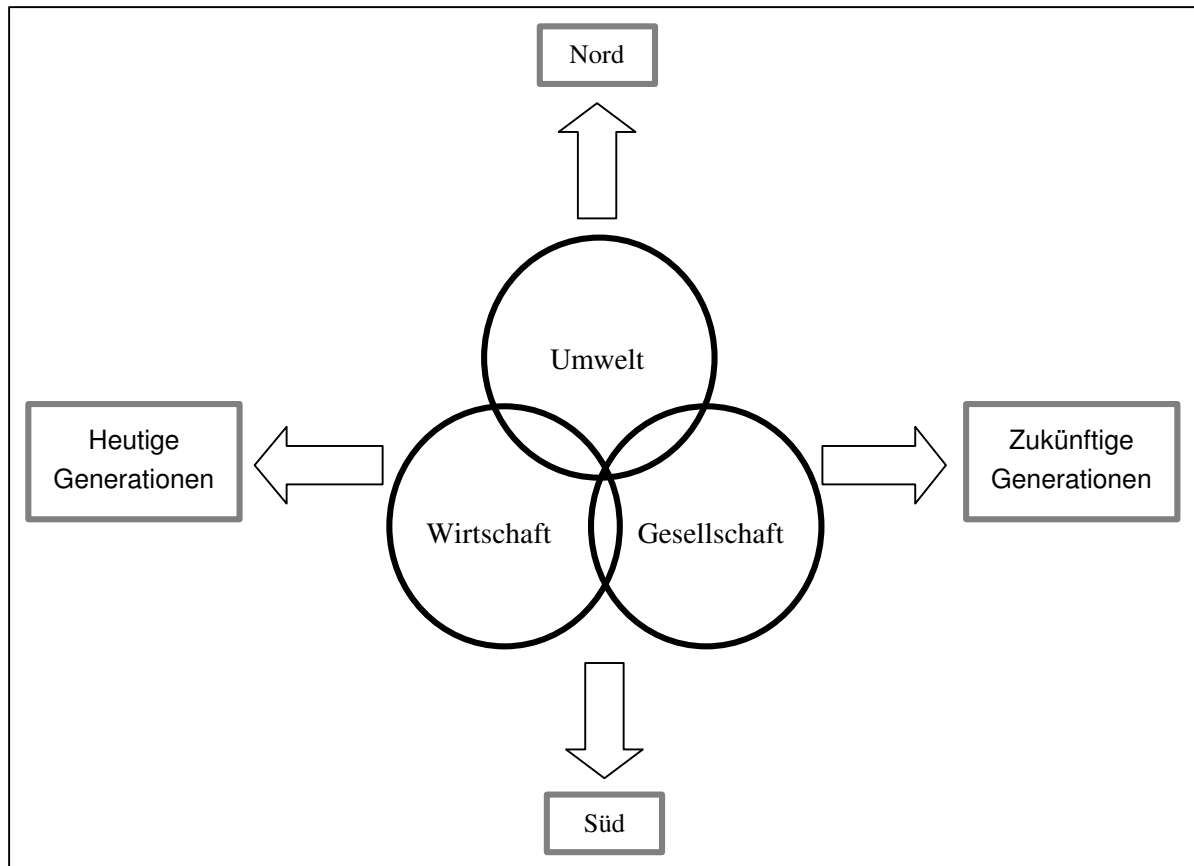


Abbildung 1: Symbolische Darstellung der zentralen Aspekte der Nachhaltigkeitsvision²⁵

Ein-Säulen-Modelle stellen die Umwelt und das Naturkapital in den Vordergrund, wobei Umweltschutzmaßnahmen sozialverträglich und wirtschaftlich ausgeführt werden sollen.

Neben den beiden vorgenannten Konzepten wird weiterhin ein so genanntes „4-Säulen-Modell“ vorgeschlagen, das zusätzlich zur Berücksichtigung ökonomischer, ökologischer und sozialer Faktoren die Integration einer institutionell-politischen Dimension beinhaltet²⁶.

Aufgrund der Heterogenität der bestehenden Konzepte ist festzustellen, dass bisher keine einheitliche normative Basis des Nachhaltigkeitskonzepts existiert²⁷. Das „Drei-Säulen-Modell“ hat sich sowohl in der politischen als auch in der wissenschaftlichen Diskussion als favorisiertes normatives Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung durchgesetzt und wird daher im Folgenden näher beleuchtet.

Wie bereits erwähnt, bezieht sich das Drei-Säulen-Modell auf die gleichrangige Berücksichtigung ökologischer, sozialer und ökonomischer Zielsetzungen: Das wesentliche Ziel der ökologischen Nachhaltigkeitskomponente liegt in der Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit der Ökosysteme, sowohl deren „Quellen“ (bspw. Rohstoffe, Energie und Flächen) als auch deren „Senken“ (Luft,

²⁵ [Walter et al. 2001, S. 6]

²⁶ Die Einführung der institutionell-politischen Dimension wird u.a. damit begründet, dass „institutionelle Bedingungen gefunden werden müssen, die für eine nachhaltige Bewältigung von Konflikten bzw. für die Herstellung einer nachhaltigen (...) Situation geeignet sind“ (vgl. [Jörissen et al. 2000b]).

²⁷ Vgl. bspw. [Vornholz 1995]

Wasser und Boden)²⁸. Weitere Unterziele sind die Sicherung der natürlichen Umwelt, der ökologischen Stabilität, sowie der Artenvielfalt und der Produktivität der natürlichen Umwelt²⁹.

Die soziale Dimension einer nachhaltigen Entwicklung basiert im Drei-Säulen-Modell auf der Verbesserung der Chancengleichheit und dem „sozialen Ausgleich mit einer gerechten Verteilung für die heutigen und zukünftigen Generationen“ aber auch innerhalb der heutigen Generationen („Nord-Süd“-Ausgleich). Dazu gehört die „Sicherung der immateriellen Lebensgrundlagen“, wie der kulturellen Identität, der sozialen Gerechtigkeit, der demokratischen Mitbestimmung und der Mitverantwortung³⁰. Darüber hinausgehend sind gemäß des Definitionsansatzes der Enquete-Kommission des 12. Deutschen Bundestages die Sicherung der Gesundheit, der sozialen Stabilität sowie der Entwicklungs- und Funktionsfähigkeit einer Gesellschaft zentrale Bestandteile einer in sozialer Hinsicht nachhaltigen Entwicklung.

Die ökonomische Nachhaltigkeitsdimension bezieht sich schließlich auf die „Sicherung der materiellen Lebensgrundlagen“ bzw. auf das langfristige Gewährleisten einer „ausreichenden Lebensqualität“³¹. Vor allem der zweite Definitionsansatz gibt aufgrund seiner inhaltlichen Überschneidung zur sozialen Zielsetzung des Nachhaltigkeitsprinzips Anlass zur Diskussion.

Zusammenfassend ist zu konstatieren, dass das Postulat einer gleichberechtigten Berücksichtigung der ökologischen, der ökonomischen und der sozialen Dimensionen kaum einen Beitrag zur Operationalisierung des Leitbildes einer Nachhaltigen Entwicklung liefert³². Es geht beim „Drei-Säulen-Modell“ weniger um die Frage operativer Ziele, als vielmehr um die Festlegung allgemeingültiger Orientierungen und Entscheidungsregeln, wie ökonomische, ökologische und soziale Belange im Prozess einer nachhaltigen Entwicklung integrativ berücksichtigt werden können. Des Weiteren sind die Zielvorstellungen bezüglich der Dimensionen in der aktuellen Debatte nach wie vor umstritten³³. Dies gilt insbesondere für die ökonomische und die soziale Dimension. Mehr-Säulen-Modelle betrachten explizit eine gleichrangige Berücksichtigung der verschiedenen Dimensionen; dabei liegt die Schwierigkeit in der Auswahl und Integration der Dimensionen sowie deren Gestaltung und Gewichtung. Neben der Diskussion, wie Teilziele angemessen zu definieren sind, stellt sich die Frage, ob Substitution zwischen den Dimensionen zugelassen wird. Diese Fragestellung wird im folgenden Abschnitt über die Berücksichtigung des Nachhaltigkeitskonzeptes in der ökonomischen Theorie thematisiert.

2.2.3 Nachhaltigkeit in der ökonomischen Theorie - Starke und schwache Nachhaltigkeit

Bezüglich der Einbeziehung des Nachhaltigkeitsbegriffes in der ökonomischen Theorie lassen sich u.a. Ansätze der neoklassischen Ressourcen- und Umweltökonomie³⁴ sowie der ökologischen Ökonomie³⁵ unterscheiden.

²⁸ [Majer 1999, S. 63].

²⁹ [Messerli 1994]

³⁰ [Messerli 1994]

³¹ [Vornholz 1997, S. 26]

³² [Vornholz 1997, S. 24]

³³ [Jörissen et al 2000a, S. 61]

³⁴ Für eine ausführliche Darstellung der neoklassischen Ressourcen- und Umweltökonomie siehe beispielsweise [Wiesmeth 2003], [Endres 2000], [Feess 1998] oder [Wacker 1998].

³⁵ Für eine ausführliche Darstellung siehe auch [Hampicke 1992], [Bartmann 1996] und [Söllner 1997]

2.2.3.1 Nachhaltigkeit in der neoklassischen Ressourcen- und Umweltökonomie

In der neoklassischen Ressourcen- und Umweltökonomie besitzt die Natur im Wesentlichen die Funktion der Bereitstellung erschöpfbarer und erneuerbarer Ressourcen sowie die Funktion als Aufnahmemedium zu dienen. Die Allokation knapper, natürlicher Güter vollzieht sich über den Mechanismus des vollkommenen Marktes derart, dass die Güterverteilung zu einer maximalen Bedürfnisbefriedigung für heutige und zukünftige Generationen führt (intertemporales Wohlfahrtskriterium)³⁶. Der Güterbegriff umfasst dabei sowohl Sach- als auch Naturgüter zwischen denen Substitution zugelassen ist (Güterabwägung). Das Ziel der neoklassischen Ressourcen- und Umweltökonomie liegt in der Bestimmung des Pfades einer ökonomisch optimalen Umweltnutzung³⁷. Sonstige Kriterien, wie beispielsweise die Verlängerung der Ressourcenreichweite, spielen nur dann eine Rolle, wenn sie zum Zustand einer maximalen Bedürfnisbefriedigung führen. Dementsprechend werden Umweltprobleme, wie bspw. die Übernutzung von Ressourcen, als unkritisch eingestuft, wenn sie zu einem maximalen Gesamtnutzen führen. Umweltprobleme sind mit einer ineffizienten Allokation von knappen Naturgütern als Folge von Marktversagen zu begründen. Die zentralen Erklärungsansätze eines Marktversagens sind dabei die Nicht-Berücksichtigung externer Effekte sowie eine fehlerhafte Behandlung zukünftiger Ereignisse³⁸. In der Realität sind jedoch insbesondere Märkte für natürliche Güter unvollkommen oder gar nicht existent³⁹.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass Nachhaltigkeit im Sinne einer Aufrechterhaltung der natürlichen Ressourcen bzw. im Sinne der Wahrung der Aufnahmekapazität der Natur im Rahmen der neoklassischen Ressourcen- und Umweltökonomie kein primäres Ziel darstellt, sondern nur dann Berücksichtigung findet, wenn sie mit dem Ziel der intertemporalen Wohlfahrtsmaximierung übereinstimmt. Aufgrund der Begrenztheit natürlicher Ressourcen sowie der limitierten Aufnahmekapazität der Natur handelt es sich insbesondere bei der Zuteilung von Umweltgütern jedoch nicht nur um ein bloßes Allokationsproblem, sondern ebenso um ein Problem des Ausmaßes des Verbrauchs von Ressourcen. Neben der Bestimmung der effizienten Allokation ist mit dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung damit die Frage zu stellen, welche weiteren Restriktionen bei der Naturnutzung einzuhalten sind.

2.2.3.2 Nachhaltigkeit in der ökologischen Ökonomie

Die Kritik an der neoklassischen Ressourcen- und Umweltökonomie beruht im Wesentlichen auf dem Prinzip der Güterabwägung und dem intertemporalen Wohlfahrtskriterium, nach dem – aufgrund der Diskontierung der Wohlfahrt zukünftiger Generationen – aus heutiger Sicht eine langfristig sinkende Wohlfahrt als optimal angesehen wird⁴⁰.

Im Gegensatz dazu wird im Rahmen der ökologischen Ökonomie auf Basis des Postulats intergenerationeller Gerechtigkeit eine im Zeitablauf nichtsinkende Wohlfahrt gefordert, um das Ziel einer nachhaltigen Entwicklung zu erreichen. Dafür ist das gesellschaftliche Vermögen⁴¹ (auch als Produktivpotenzial bezeichnet) aufrechtzuerhalten⁴², welches aus

- Sachkapital (bspw. Produktionsmittel oder Infrastruktur),
- natürlichem Kapital (bspw. erschöpfbare und erneuerbare Ressourcen)

³⁶ Um die Bedürfnisbefriedigung zu unterschiedlichen Zeitpunkten vergleichbar zu machen, werden die Nutzenkomponenten verschiedener Zeitpunkte auf einen Bezugszeitpunkt diskontiert.

³⁷ [Radke 1998, S. 161]

³⁸ [Vornholz 1997, S. 38]

³⁹ [Radke 1998, S. 161]

⁴⁰ [Radke 1998, S. 174f.]

⁴¹ [Kirchgässner 1997, S. 147]

⁴² Zur Begründung dieser Forderung sei auf [Pearce et al. 1990] verwiesen.

- und Humankapital (Wissen, Fertigkeiten)

besteht⁴³.

Eine gesellschaftliche Entwicklung ist dementsprechend als nachhaltig zu bezeichnen, wenn das Produktivpotenzial nachfolgender Generationen zumindest konstant bleibt („constant capital rule“). Ausgehend von der Forderung eines konstanten Gesamtkapitals haben sich einige grundlegende Konzepte nachhaltiger Entwicklung in der ökologischen Ökonomie herausgebildet, die sich zwischen den beiden weit verbreiteten extremen Positionen der starken Nachhaltigkeit („strong sustainability“) und der schwachen Nachhaltigkeit („weak sustainability“) bewegen⁴⁴. Beide Richtungen sehen neben dem klassischen Sachkapital im weiteren Sinne (Maschinen und Anlagen, aber auch Know-how und soziale Organisationen) das natürliche Kapital. Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden Schulen liegt in der Frage, ob das natürliche Kapital komplementär zum Sachkapital ist oder durch dieses substituiert werden kann. Die erste Auslegung beruht darauf, dass die einzelnen Komponenten gesellschaftlichen Vermögens mindestens konstant gehalten werden müssen (strikte oder starke Nachhaltigkeit). Die zweite Interpretation basiert auf der Forderung, dass nur das Produktivpotenzial einer Gesellschaft insgesamt aufrechtzuerhalten ist (schwache Nachhaltigkeit). Damit unterscheiden sie sich die beiden Positionen letztlich in der Frage, was und wie viel vom natürlichen Kapital verbraucht werden darf.

Wird der Argumentationslinie der starken Nachhaltigkeit gefolgt, ist u.a. eine Aufrechterhaltung des Naturkapitals zu fordern. Dies schlägt sich bspw. in dem Anspruch nieder, sowohl erschöpfbare als auch erneuerbare Ressourcen für nachfolgende Generationen zu erhalten. Der Forderung der starken Nachhaltigkeit liegt die Auffassung zugrunde, dass der Abbau des Ressourcenbestandes und der Stoffeintrag ein Ausmaß erreicht haben, der die natürliche Lebensgrundlage gefährdet⁴⁵. Innerhalb der Forderung nach starker Nachhaltigkeit wird aus diesem Grunde eine Substituierbarkeit zwischen menschen-gemachtem Kapital und natürlichem Kapital ausgeschlossen.

Bei dem in z.B. [Daly 1991] vorgeschlagenen Konzept der starken Nachhaltigkeit wird eine unvollständige Substituierbarkeit oder gar eine Nichtsubstituierbarkeit von Naturkapital durch Sachkapital unterstellt. Diese beiden Kapitalarten werden als komplementär zueinander angesehen. Dies entspricht der Forderung, den existierenden aggregierten Bestand an natürlichen Ressourcen (endlichen und erneuerbaren) aufrechtzuerhalten. Dieser natürliche Kapitalstock darf mit der Zeit nicht abnehmen. Dadurch sollen die Lebensgrundlagen heutiger und künftiger Generationen gesichert werden. Bei nicht erneuerbaren Gütern (z.B. fossile und mineralische Ressourcen) muss je verbrauchter Einheit eine funktionsgleiche Einheit eines erneuerbaren Gutes bereitgestellt werden. Danach ist im Sinne der starken Nachhaltigkeit die Nutzung fossiler Energieträger nur dann nachhaltig, wenn dafür eine entsprechende Menge erneuerbarer Energieträger geschaffen wird. Dabei kann es im strengen Sinne keinen vollständigen Ersatz geben, da nach den Gesetzen der Thermodynamik die meisten Vorgänge auf der Erde irreversibel sind. Daher müssen Funktionen oder Zustände identifiziert werden, die erhalten werden sollen, und solche, die als optional angesehen werden. Für eine effiziente Entscheidung benötigt man ferner einen einheitlichen Maßstab, um die potenziellen Substitute vergleichen und bewerten zu können. Es besteht aber weder ein gesellschaftlicher Konsens über die essenzielle Umweltqualität noch ist die wissenschaftliche Methodik für eine Erfassung und Bewertung ausgereift.

⁴³ [Nutzinger et al. 1995, S. 29]. In [Jörissen et al. 2000b] werden Naturkapital, kultiviertes Naturkapital, Sachkapital, Humankapital, Wissenskapital und Sozialkapital unterschieden.

⁴⁴ [Kopfmüller et al. 2001, S.61f.].

⁴⁵ [Vornholz 1997, S. 20]

Dem Konzept der schwachen Nachhaltigkeit unterliegt hingegen die Annahme, dass unterschiedliche Formen des Kapitals – und damit insbesondere auch menschen-gemachtes und natürliches Kapital – wechselseitig substituierbar sind. Diese Auslegung der „constant capital rule“ führt dazu, dass nachfolgende Generationen mit einer Erhöhung des menschen-gemachten Kapitals für Wohlfahrts-einbußen durch eine Verringerung des natürlichen Kapitals entschädigt werden können.

Das Konzept der schwachen Nachhaltigkeit in z.B. [Solow 1974] verlangt somit unter der Annahme der vollständigen Substituierbarkeit zwischen natur- und menschengeschaffenem Sachkapital lediglich die Aufrechterhaltung des Wertes des Gesamtkapitals, einschließlich des verallgemeinerten Produktionswertes des Anfangsbestands an natürlichen Ressourcen. Dies bedeutet, dass Verbrauch und Vernichtung von Naturkapital durch den Aufbau von zusätzlichem Sach- oder Wissenskapital ausgeglichen werden können. Hinter diesem Konzept verbirgt sich das Problem der Bewertung verschiedener Güter für die Verrechnung zwischen natürlichem Kapital und Sachkapital.

Zusammenfassend ist zu bemerken, dass weder das Konzept der starken Nachhaltigkeit, noch das Konzept der schwachen Nachhaltigkeit haltbar sind⁴⁶. Gegen das Prinzip vollständiger Substituierbarkeit spricht, dass die Möglichkeit der Substitution zwischen menschen-gemachten und natürlichem Kapital begrenzt ist und dass nicht alle natürlichen Ressourcen durch menschen-gemachtes Kapital ersetzbar sind. Andererseits ist bei einem Ausschluss jeglicher Substitution, auch innerhalb eines Kapitals, anzumerken, dass dies u.a. bedeuten würde, dass erschöpfbare Ressourcen weder der heutigen noch kommenden Generationen zur Verfügung stünden. Diese Restriktion scheint - insbesondere hinsichtlich der Anwendung des Kriteriums der Nachhaltigkeit auf den Energieversorgungssektor – nicht haltbar.

Als Folge dieser Erkenntnis existieren innerhalb der heutigen Nachhaltigkeitsdiskussion zwischen den dargestellten Extrempositionen der starken und schwachen Nachhaltigkeit „mittlere“ Positionen: Gemäß des Prinzips der „Kritischen Nachhaltigkeit“ herrscht prinzipiell Substituierbarkeit zwischen menschen-gemachtem und natürlichem Kapital (Konzept kritischer Bestandsniveaus⁴⁷). Dies gilt jedoch nur, solange der „kritische“ natürliche Ressourcenbestand bzw. „kritische“ Tragkapazitäten nicht erreicht werden⁴⁸. Eine ähnliche Sichtweise wird im Rahmen des Konzeptes der „sensible sustainability“ vertreten, das auf dem Prinzip der schwachen Nachhaltigkeit basiert, dieses jedoch mit der Nebenbedingung, dass die grundlegenden Funktionen der Natur aufrecht zu erhalten sind, einschränkt. Eine Substitution zwischen menschen-gemachtem und Naturkapital wird hingegen bei dem Konzept der „Quasi-Nachhaltigkeit“ prinzipiell ausgeschlossen. Eine Ausnahme stellt jedoch die Substitution erschöpfbarer durch erneuerbare Ressourcen dar⁴⁹. Beim Konzept der „schwachen Nachhaltigkeit PLUS“⁵⁰ wird vorgeschlagen, die schwache Nachhaltigkeit um Zusatzbedingungen zu ergänzen. Diese Zusatzbedingungen erlauben es, Substitutionsprozesse sowie grundlegende Anforderungen zu berücksichtigen (z.B. minimale Standards für Umwelt, Menschenrechte).

Für eine weitere Konkretisierung ist es hilfreich, den Begriff der Nachhaltigkeit nicht als feststehenden Begriff, sondern als einen normativen Begriff aufzufassen⁵¹. Damit kann Nachhaltigkeit als ein offenes Konzept angesehen werden, das sich in einem stetigen Wandlungsprozess befindet. Ergänzend dazu wird eine Art „Leitplankenphilosophie“ vorgeschlagen, die einen Rahmen von Mindestanforderungen definiert, in dem eine nachhaltige Entwicklung stattfinden kann⁵².

⁴⁶ Vgl. bspw. [Renn et al. 1996], [Harborth 1991], [Voß 2000] oder [Nutzinger et al. 1995, S. 33]

⁴⁷ [Nutzinger et al. 1995, S.33].

⁴⁸ Vgl. bspw. [Nutzinger et al. 1995, S. 34], [Endres et al 1998] oder [Radke 1999]

⁴⁹ [Daly 1990, S.4]

⁵⁰ [Mauch et al. 2001]

⁵¹ [Enzensberger et al 2001]

⁵² [Nutzinger et al. 1995, S. 21]

Nachdem in diesem Kapitel die grundlegenden Wesenszüge nachhaltiger Entwicklung skizziert worden sind, wird im folgenden Abschnitt auf den Stellenwert des Energiesektors im Rahmen der Nachhaltigkeitsdiskussion näher eingegangen.

2.3 Relevanz des Energiesektors im Hinblick auf eine nachhaltige Entwicklung

Energie ist unabdingbar mit sozialer und wirtschaftlicher Entwicklung und Lebensqualität verbunden. Sie erfüllt Grundbedürfnisse und Dienstleistungen wie Heizen, Kühlen, Kochen, Beleuchtung und Transport und ist ein wesentlicher Produktionsfaktor in allen Industriesektoren. Gleichzeitig verursacht die Produktion und Nutzung von Energie erhebliche Umweltschäden auf lokalem, regionalem und globalem Niveau. Die heutige Bereitstellung und Nutzung von Energie ist mit beträchtlichen Auswirkungen und Folgekosten für Umwelt und Mensch verbunden und können in einem breiten Umfang langfristig nicht fortsetzbar sein. Nach dem Zweiten Weltkrieg hat sich infolge des wirtschaftlichen Aufschwungs und der Bevölkerungszunahme der Energieverbrauch sowohl sehr stark erhöht als auch in seiner Struktur gewandelt. Gleichzeitig leben immer noch 1,6 Milliarden Menschen ohne Anbindung an das Stromnetz und weitere zwei Milliarden verbrauchen pro Kopf lediglich ein Zehntel der Energie, die ein durchschnittlicher US-Bürger einsetzt. Global steigt die Energienachfrage mit der sozial-wirtschaftlichen Entwicklung. Die Versorgungssicherheit und damit die ununterbrochene Verfügbarkeit importierter Energieträger sind ein wichtiges Anliegen für Nationen mit geringen eigenen Energieressourcen. Ein geeignetes Angebot an Energiedienstleistungen zu erschwinglichen Kosten, unter sicheren und umweltfreundlichen Bedingungen und den sozialen und wirtschaftlichen Bedürfnissen entsprechend, ist für eine nachhaltige Entwicklung erforderlich⁵³. Kapitel 9 der Agenda 21 sagt⁵⁴:

“Energie ist einer der bedeutsamsten Faktoren für eine gesunde wirtschaftliche und soziale Entwicklung und die Verbesserung der Lebensqualität. Allerdings wird derzeit ein erheblicher Teil der Energie weltweit in einer Weise erzeugt und verbraucht, die auf Dauer nicht tragfähig wäre, wenn die Technik auf dem heutigen Stand stehen bliebe und dass die Gesamtmengen an Energie in erheblichem Umfang zunehmen würden. Auf die Notwendigkeit, die Emissionen von Treibhausgasen sowie sonstigen Gasen und Substanzen zu reduzieren, muss in zunehmendem Maße durch eine größere Effizienz bei der Erzeugung, der Umwandlung, der Verteilung und dem Verbrauch von Energie sowie durch eine verstärkte Nutzung umweltverträglicher Energieträger, d. h. insbesondere neue und erneuerbare Energiequellen, reagiert werden. Alle Energiequellen müssen in einer die Atmosphäre, die Gesundheit und die Umwelt in ihrer Gesamtheit schonenden Weise genutzt werden.”

Auf der anderen Seite erlebten und erleben die Energiemärkte entscheidende Umbrüche, die durch unterschiedliche Aspekte beeinflusst werden (u.a. die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte, die zunehmende Bedeutung des Umweltbewusstseins, die Klimapolitik und letztendlich die wachsende Energienachfrage). Die damit verbundenen Herausforderungen müssen berücksichtigt werden, wenn es um die Gestaltung einer geeigneten nachhaltigen Energiepolitik und Energieversorgung geht.

2.3.1 Relevanz des Energiesektors aus wirtschaftlicher Sicht

Im 20. Jahrhundert wuchs die Weltbevölkerung um das 6fache, während der Energieverbrauch um das 80fache stieg. Drei Viertel des Weltenergieverbrauchs finden in den Industrieländern statt. Der Energieverbrauch nahm in den letzten 30 Jahren in allen Weltregionen mit steigendem Wohlstand zu. Fast alle menschlichen Aktivitäten sind von der Verfügbarkeit von Energie und Energiedienst-

⁵³ [IAEA 2001]

leistungen abhängig. In der Wirtschaftspolitik geht es primär darum, die Voraussetzungen für Wohlstand zu verbessern, d.h. die Grundlagen für mehr Wachstum und Beschäftigung zu schaffen, effizientes, kostengünstiges Wirtschaften zu ermöglichen sowie den Wettbewerb auf den Märkten und deren Offenheit zu sichern. Demgegenüber will die Umweltpolitik vorrangig Umweltbelastungen verringern, und die Sozialpolitik zielt vor allem auf den gesellschaftlichen Zusammenhalt ab⁵⁵.

Die gesamte Energieverbrauchintensität (der Energieverbrauch aller Energieverbraucher pro Maßeinheit vom Bruttoinlandsprodukt (BIP)) in der Europäischen Union verringerte sich zwischen 1990 und 1999 um eine jährliche Durchschnittsrate von über 1 % bei einem jährlichen Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 2,1 % im gleichen Zeitraum. Diese Verringerung lag vorwiegend an den Strukturveränderungen in der Wirtschaft, einschließlich einer größeren Bedeutung des Dienstleistungssektors, der gewöhnlich weniger energieintensiv ist.

Das Potenzial für weitere Energieeinsparungen wird in fast allen Sektoren in unterschiedlichen Studien und Forschungsprogrammen bestätigt⁵⁶. Eine Erhöhung der Energieeffizienz soll zu einer weiteren Senkung der Energieintensität beitragen. Das BIP der EU wird schätzungsweise zwischen 2000 und 2010 um ungefähr 2,4 % pro Jahr wachsen. Wenn die Abnahme der Energieintensität nicht diesem Prozentsatz entspricht, dann wird das zu einer weiteren Zunahme des Energiegebrauches und damit der Treibhausgasemissionen führen, wenn die Nutzung von kohlenstoffreichen Brennstoffen nicht zügiger als bisher durch andere Energieträger ersetzt wird. Die direkte Proportionalität zwischen Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch wird nicht schnell genug verringert, um den wachsenden Energieverbrauch zu beschränken, der zu einem erhöhten energiebezogenen Druck auf die Umwelt führt⁵⁷.

Im Februar 1997 verabschiedete der EU-Ministerrat die „Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität“ (Richtlinie 96/92 EG)⁵⁸, die bis zum Februar 1999 in nationales Recht umgesetzt sein musste. Die Liberalisierung der Strommärkte öffnet in dieser Branche nach jahrzehntelanger Monopolstruktur erstmals den Zugang für neue Wettbewerber und führt zur Umstrukturierung des Sektors: Etablierte Anbieter reagieren auf Überkapazitäten und sinkende Rentabilität häufig defensiv mit Fusionen und Übernahmen. Demgegenüber kristallisieren sich auf deregulierten Märkten mittelfristig jene Unternehmen heraus, die dank Überlegenheit in Management und Technologie größere Wertschöpfungen erzielen können.

2.3.2 Relevanz des Energiesektors aus ökologischer Sicht

2.3.2.1 Nutzung von erschöpfbaren und erneuerbaren Energieträgern

Der Energiesektor ist ein wichtiger Verbraucher von nicht erneuerbaren Energiequellen wie Heizöl (aus Erdöl), Kohle, Gas oder Uran. Die heutige weltweite Energienutzung beruht zu 80 % auf fossilen Energieträgern. Die meisten Energieressourcen sind noch für die folgenden 50 bis 200 Jahre vorhanden, und es ist für die nächsten Jahrzehnte mit keinem Engpass in der Versorgung zu rechnen.⁵⁹ Nicht erneuerbare Energiequellen sind dennoch begrenzt und müssen eine mögliche Energiequelle für kommende Generationen bleiben. Heutzutage bemüht man sich, die Fördermenge

⁵⁴ [UNCED 1992]

⁵⁵ [BMWI 2002]

⁵⁶ vgl. bspw. [EEA 2002], [Sidler 1998], [Thomas et al. 2002]

⁵⁷ [EEA 2002, S. 35]

⁵⁸ [EC 1997a]

⁵⁹ [MEFI 2001, S. 16]

an Erdöl und Erdgas derart zu erhöhen, indem Fördertechniken verbessert werden. Damit will man erreichen, dass die brutto Volumina verdoppelt werden⁶⁰.

Untersuchungen zeigen, dass die Kohlereserven ca. weitere 200 Jahre ausreichen. Es ist der erschöpfbare Energieträger mit der höchsten Reserve und wird in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Eine verstärkte Kooperation zwischen den Nationen und Unternehmen ist notwendig, um umweltfreundlichere Techniken für die Kohlenutzung zu entwickeln. Bei Erdöl herrscht weitgehend Übereinstimmung darin, dass der „depletion mid-point“, d.h. der Zeitpunkt des weltweiten Fördermaximums, bereits in 30 bis 40 Jahren erreicht sein wird. Die verbleibenden Ölquellen werden sich schon bald auf einzelne Regionen konzentrieren⁶¹. Erdgas ist ein gasförmiger fossiler Brennstoff, der aus unterirdischen Vorkommen gefördert und zunehmend für die Stromerzeugung verwandt wird. Entscheidend für den zunehmenden Marktanteil von Erdgas sind die Versorgungssicherheit, seine umwelt- und klimaverträgliche Einsetzbarkeit (Erdgas ist nach Wasserstoff der emissionsärmste Brennstoff), die Effizienz der eingesetzten Umwandlungstechnologien sowie seine ökonomische Attraktivität. Sichergestellt ist die Versorgung mit Erdgas bei gegenwärtiger Förderung für die nächsten 60 Jahre⁶². Heute hat die Kernenergie weltweit einen Anteil am Primärenergieverbrauch von deutlich unter zehn Prozent. Die Uranvorräte reichen damit für die heute eingesetzten Kraftwerkstypen weniger als einhundert Jahre.

Zwischen 1999 und 2010 soll der Stromverbrauch um ca. 20 % steigen, zwischen 2010 und 2020 um ca. 17 %, wobei diese Entwicklung von Änderungen in den wirtschaftlichen und industriellen Aktivitäten, der Wirkung der Liberalisierung der Strommärkte auf die Brennstoffpreise und der nationalen und internationalen Energiepolitik beeinflusst werden kann⁶³. Der Energieverbrauch droht auch in den Entwicklungsländern weiter zu wachsen. Dementsprechend rechnet die Internationale Energieagentur (IEA) mit einem weiteren Anstieg des globalen Rohenergieverbrauchs um 57 % zwischen 1997 und 2020, was bis zu 2 % Zunahme je Jahr bedeutet⁶⁴. Damit wird der Vorrat an erschöpfbaren Energieträgern stark beeinflusst, aber auch die Umwelt weiter gefährdet.

Die EU fördert den Einsatz von erneuerbaren Energien für die Stromproduktion: Die europäischen Länder haben sich das Ziel gesetzt, bis 2010 22,1 % des Elektrizitätsverbrauchs mit erneuerbaren Energien zu decken⁶⁵. Allerdings trugen 1999 erneuerbare Energiequellen 14 % zum gesamten Elektrizitätsverbrauch der EU bei und stiegen im Zeitraum 1990-1999 um 2,8 % pro Jahr (einschließlich der Stromproduktion in großen Kraftwerken) an. Mit der projizierten Wachstumsrate des Elektrizitätsverbrauchs bis 2010 (ca. 1,9 % pro Jahr) muss die Zuwachsrate der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien ungefähr verdoppelt werden, um das Ziel - den Anteil von 22,1 % am Gesamtenergieverbrauch - zu erreichen⁶⁶.

2.3.2.2 Schadstoffemissionen durch die Energiewandlung

Der Verbrauch fossiler Brennstoffe, die derzeit noch den überwiegenden Anteil der Einsatzstoffe zur Energieversorgung ausmachen, stößt an die Grenzen der ökologischen Belastbarkeit. Der Energieversorgungssektor ist bei weitem die größte Emissionsquelle von Stickstoffoxiden (NO_x: NO und NO₂) und Schwefeloxiden (SO_x: Bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe werden überwiegend

⁶⁰ [Díaz-Balart 2002]

⁶¹ [MEFI 2001, S. 16]

⁶² [BMWA 2004]

⁶³ [EC 1999b]

⁶⁴ [IEA 2000]

⁶⁵ [EC 2001b]

⁶⁶ [EC 1999b]

Schwefeldioxid (SO₂) und geringe Mengen von Schwefeltrioxid (SO₃) gebildet⁶⁷). In der Europäischen Union liegt der Beitrag an den gesamten SO_x-Emissionen bei 90 % und an den NO_x-Emissionen bei 15 %. Der Energiesektor ist einer der Hauptverbraucher von fossilen Energieträgern. In den letzten zehn Jahren sind die Staub-, NMVOC- (Non-Methane Volatile Organic Compounds - Flüchtige Organische Verbindungen ohne Methan), SO_x- und NO_x-Emissionen in den industrialisierten Ländern stark zurückgegangen, obwohl der Energieverbrauch gestiegen ist. Dies liegt vorwiegend an der Einführung von Emissionsminderungstechnologien (Minderungsbeitrag von 60 %), sowie der Nutzung von Erdgas statt Kohle oder Heizöl, an einer Erhöhung der Effizienz der Kraftwerke sowie den höheren Anteilen an Kernenergie und erneuerbaren Energien in der gesamten Energieerzeugung⁶⁸. Im Fall der Stickstoffoxide waren die bedeutendsten Minderungsmaßnahmen die Einführung der Abgasreinigung und die Nutzung von Low-NO_x-Brennern. Bei den Schwefeloxidesmissionen waren der Einsatz der Rauchgasentschwefelung („flue gas desulfurisation“ - FGD) und die Nutzung von Kohle und Heizöl mit niedrigerem Schwefelgehalt die wesentlichen Maßnahmen. Nach [Mourelatou et al. 2002] lässt diese Reduzierung erwarten, dass die in der europäischen Richtlinie 2001/81/EC⁶⁹ vereinbarten Minderungsziele mit den bisherigen Maßnahmen zu erreichen sind. Dem gegenüber vertritt [EEA 2002, S. 36] die Meinung, dass zusätzliche Bemühungen notwendig sein werden.

2.3.2.3 Einfluss des Energiesektors auf den Klimawandel

Klimaforscher stellen eine weltweite Änderung des Klimas mit einem Anstieg der Durchschnittstemperatur am Erdboden um zwischen 0,3°C und 0,6°C zwischen dem 19. Jahrhundert und heute fest. Es besteht die Vermutung, dass die globale Erwärmung stark durch anthropogene Treibhausgase, insbesondere CO₂, beeinflusst wird⁷⁰. Mit wachsendem Bewusstsein für den Einfluss der Treibhausgase auf das Klima haben Regierungen und Gesellschaft vermehrt konkrete Maßnahmen und Programme zur Senkung der Emissionen entwickelt. Auf internationaler Ebene ist der gesetzgebende Rahmen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über die Klimaänderung (United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)), das auf dem Erdgipfel von Rio und den ergänzenden Conferences of the Parties - COP - erarbeitet wurde. In Kyoto, auf der 3. Konferenz der Vertragsstaaten (COP3) im Dezember 1997, legten die mehr als 150 beteiligten Staaten das Niveau der Reduzierung bis 2010 auf 5,2 % bezogen auf 1990 fest. Die Verpflichtung für die Europäische Union liegt bei einer Minderung um 8 % bis 2010 bezogen auf 1990⁷¹.

Der Energiesektor hat wesentlichen Einfluss auf das Klima durch die Emission von Treibhausgasen, insbesondere CO₂. Beispielsweise fallen in Deutschland 40 % der anthropogenen CO₂-Emissionen im Energieversorgungssektor an. In der Europäischen Union fielen zwischen 1990 und 1999 die Kohlendioxidemissionen aus der Elektrizitätsproduktion um 8 % trotz einer 16 %-igen Steigerung der produzierten Elektrizitätsmenge. Diese Minderung ist auf einen Brennstoff-Switch von Kohle auf Erdgas (Minderungsbeitrag von 46 % der Gesamtreduktion), eine Erhöhung der Effizienz der Kraftwerke (Minderungsbeitrag von 20 %) und eine stärkere Nutzung von Kernenergie und erneuerbaren Energien zurückzuführen⁷².

⁶⁷ Emissionen oxidierten Schwefels (SO_x) sind die Summe aus Schwefeldioxid (SO₂) und Schwefeltrioxid (SO₃), und werden als SO₂ ausgedrückt. In der Literatur wird eher von SO₂ als von SO_x gesprochen.

⁶⁸ [EEA 2002, S. 37]

⁶⁹ [EC 2001a]

⁷⁰ [IPCC 2001]

⁷¹ [EC 2001c]

⁷² [EEA 2002, S.36]

2.3.2.4 Weitere Einflüsse des Energiesektors auf die Umwelt

Weitere Einflüsse des Energiesektors auf die Umwelt entstehen auch u.a. durch

- den Abbau der natürlichen Reserven von nicht erneuerbaren Energiequellen wie Erdöl, Erdgas und Kohle,
- die Lagerung von radioaktiven Abfällen aus dem Betrieb von Kernkraftwerken. Verbrauchter Kernbrennstoff aus Kernkraftwerken ist ein in hohem Grade radioaktiver Abfall und benötigt häufig mehrere Jahrtausende zum Abklingen der Strahlung. Da die produzierte Abfallmenge hauptsächlich durch die Stromproduktion in Kernkraftwerken bestimmt wird, wird sich deren Anzahl künftig in der EU wahrscheinlich verringern, weil die Energieerzeugung aus Kernkraftwerken hier tendenziell abzunehmen beginnt. In der Zwischenzeit akkumuliert sich der Atommüll in den existierenden Zwischenlagern⁷³.
- Ölentladungen von Öltankern, Off-Shore-Ölanlagen oder an der Küste angelegten Raffinerien auf marine Gewässer,
- Bodenverschmutzung aufgrund des Durchsickerns von Flüssigbrennstoffen und
- Auswirkungen des Baus und Betriebs von Kraftwerken auf die Ökosysteme.

2.3.3 Relevanz des Energiesektors aus sozialer und gesellschaftlicher Sicht

In der im Kapitel 1 erwähnten Brundtlanddefinition einer nachhaltigen Entwicklung sind zwei wesentliche Aspekte der sozialen Nachhaltigkeit enthalten. Zum einen die Existenzsicherung menschlichen Lebens in Form der Befriedigung von Grundbedürfnissen und zum anderen die Erhaltung und vor allem auch die Verbesserung der Lebensqualität.

Energie ist eine der grundlegenden Ressourcen für Wohlstand, Sicherheit und Unabhängigkeit. Sie befördert Personen, treibt Maschinen an, unterstützt den Zugang zu Informationen, ermöglicht die Nahrungszubereitung, heizt und kühlt Räume. Energie ist deshalb ein kritischer Faktor aus sozialer Sicht: Energieversorgung muss bezahlbar, ausreichend und zuverlässig für die ganze Bevölkerung ohne irgendeine Unterscheidung sein.

In den letzten 30 Jahre hat sich der Energieverbrauch mit steigendem Wohlstand in allen Weltregionen erhöht. Hauptantriebskräfte für den steigenden Energieverbrauch sind - abgesehen vom globalen Bevölkerungswachstum – wachsende individuelle Mobilität sowie Raum- und Komfortbedürfnisse, die zusammen mit dem Pro-Kopf-Einkommen steigen. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob dieser zunehmende Verbrauch durch mehr Energieeffizienz ausgeglichen werden kann, oder ob eine zukünftige Sättigung der Nachfrage erwartet werden kann⁷⁴. Des Weiteren haben ca. 2 Mrd. Menschen heute noch keinen Zugang zu modernen Energiedienstleistungen und das Ungleichgewicht zwischen Industrieländern und gering entwickelten Ländern ist immer noch sehr groß.

Die Nutzung von Primärenergieträgern kann sich auf die menschliche Gesundheit auswirken. Zum Beispiel verursacht die Verbrennung von fossilen Kraftstoffen (insbesondere Kohle) den Ausstoß von Partikeln (Staub), die für das Atemsystem schädlich sind. Die Ausbreitung von Radionukleiden durch die Verwendung von nuklearen Primärenergieträgern oder der Lagerung von radioaktiven Abfällen können krebserregend sein. Diese unterschiedlichen Gesundheitsschäden müssen soweit wie möglich vermieden werden.

⁷³ [Mourelatou et al. 2002, S. 13]

⁷⁴ [Walter et al. 2001]

Durch einen Umbau des Elektrizitätsversorgungssystems bspw. hin zu mehr regenerativen Energien kann es zu einem Strukturwandel in der Beschäftigung kommen. Die dabei entstehenden Veränderungen sollten sozialverträglich ablaufen und müssen in einer Gesamtanalyse einer nachhaltigen Entwicklung berücksichtigt werden.

3 Operationalisierung des Leitbildes einer nachhaltigen Energieversorgung

Vom allgemeinen Leitbild der Nachhaltigkeit und seinen unterschiedlichen Interpretationen ausgehend sollen in diesem Kapitel Grundlagen für seine operative Umsetzung definiert werden. Ziel ist die Konkretisierung des Leitbildes durch die Ableitung von praktischen Maßnahmen, damit ein erster Schritt in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung getätigt wird. Im Rahmen dieser Arbeit sollen spezifisch für den Energiesektor die notwendigen Schritte einer Operationalisierung entwickelt werden.

Nach einer allgemeinen Vorstellung der Zielsetzung und Grenzen einer Operationalisierung des Leitbildes einer nachhaltigen Entwicklung wird das Konzept einer nachhaltigen Energieversorgung definiert. Aus diesen allgemeinen Definitionen werden so genannte Managementregeln formuliert, welche die Richtungen für eine konkrete Umsetzung des Leitbildes verdeutlichen sollen. Aus diesen Managementregeln sollen dann Nachhaltigkeitsindikatoren abgeleitet werden. Nachhaltigkeitsindikatoren sind Mess- oder Kenngrößen für die Bewertung und Trendbeschreibung der zentralen Problemfelder einer nachhaltigen Entwicklung. Abschließend wird auf die Abgrenzung der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Systeme des Energieversorgungssektors, für welchen Nachhaltigkeitsindikatoren definiert werden, eingegangen.

3.1 Zielsetzung und Grenzen einer Operationalisierung des Leitbildes einer nachhaltigen Entwicklung

Eine Operationalisierung der Nachhaltigkeit soll es ermöglichen, ein Werkzeug für die betroffenen Akteure zur Analyse des eigenen Systems anzubieten und einen Weg zur nachhaltigen Entwicklung sichtbar zu machen. Aufgrund der mangelnden inhaltlichen Präzisierung der Definition des Begriffes „Nachhaltige Entwicklung“ (vgl. bspw. [Schubert 1998, S. 391] und [Voß 2000, S. 123]) erfolgt eine Operationalisierung⁷⁵ des normativen Konzepts i.d.R. mittels sog. Managementregeln, auf deren Grundlage Indikatoren zur Überprüfung der Einhaltung der Regeln abgeleitet werden (vgl. bspw. [Pfister et al. 1996]). Managementregeln können sich sowohl auf die ökologische als auch auf die ökonomische und die soziale Dimension einer nachhaltigen Entwicklung beziehen. Es existiert eine Vielzahl von Vorschlägen zur Formulierung von Restriktionen der ökologischen Dimension der Nachhaltigkeit (vgl. bspw. [Jörissen et al 2000], [Pfister et al. 1996] und [Vornholz 1997]). Sie sind i.d.R. so formuliert, dass ihre Erfüllung zur Aufrechterhaltung der Ökosystemgrundfunktionen führt⁷⁶. Die zentralen Forderungen umfassen, dass

- die Emission von Schadstoffen nicht höher sein darf als die Assimilationsfähigkeit der betroffenen Ökosysteme (Assimilationsregel),
- die Abbaurate erneuerbarer Ressourcen deren Regenerationsrate nicht übersteigt und
- der Verbrauch erschöpfbarer Ressourcen durch eine Erhöhung des Bestands erneuerbarer Ressourcen ausgeglichen wird.

Wesentlich umstrittener ist das Ableiten von Restriktionen für die soziale und die ökonomische Dimension des Nachhaltigkeitskonstrukts (vgl. [Enquete 1998b, S. 33] oder [Brand 1997, S. 25]). In

⁷⁵ Unter Operationalisierung wird im Folgenden verstanden, einen Sachverhalt durch die Zuordnung von Indikatoren (messbaren Ereignissen) messbar zu machen.

⁷⁶ Bspw. Trägerfunktion, Produktionsfunktion oder Regulierungsfunktion [Kanatschnig et al. 2004]

diesen Bereichen hat sich bisher kein Konzept durchsetzen können⁷⁷. Im Folgenden werden das Leitbild und die Kriterien einer nachhaltigen Energieversorgung diskutiert.

Die inhaltliche Bedeutung des Begriffs der Nachhaltigkeit ist in der Politik wie auch in der Wissenschaft nach wie vor umstritten. Aufgrund der allgemeinen Definition einer nachhaltigen Entwicklung können unterschiedliche Vorstellungen zur Konkretisierung des Leitbilds entstehen (z.B. bei der Betrachtung des Ein- oder Drei-Säulen-Konzeptes oder der starken und schwachen Nachhaltigkeit). Welcher Vorstellung gefolgt werden soll, liegt nicht fest, und dadurch können ganz unterschiedliche Systeme als nachhaltig bezeichnet werden.

Bei dem Versuch einer eindeutigen und verbindlichen inhaltlichen Auffüllung des Nachhaltigkeitsbegriffs stellt sich die Frage angesichts grundsätzlicher Probleme der operativen Umsetzung, wer die Maßstäbe für diese Umsetzung vorgeben soll. Individuelle Interpretationen können letztendlich zu individuellen Antworten führen. Einzelne Wirtschaftssubjekte werden je nach Zeitpunkt, Einkommen, Erwartungen, Werthaltung oder wissenschaftlichen Fortschritten unterschiedlich beurteilt. Dementsprechend können die Bedürfnisse künftiger Generation von denen der heutigen Generation abweichen. Bspw. wenn der Erhalt eines Systems als grundlegendes Element für eine nachhaltige Entwicklung heute definiert wird, bleibt unklar, für wie lange dieser Erhalt erforderlich ist. Dadurch kann eine zukunftsorientierte operative Umsetzung des Nachhaltigkeitskonzeptes erschwert werden⁷⁸.

Damit stellt sich die Frage, wann oder unter welchen Bedingungen ein System als nachhaltig betrachtet werden kann. Es scheint in diesem Zusammenhang sinnvoll, Schritte in Richtung einer nachhaltigeren Entwicklung auf der Grundlage unserer heutigen Bedürfnisse, Kenntnisse und Vorstellungen zu gestalten und notwendige Anpassungen bei der Definition der Ziele nach jedem Schritt zu machen. Beispielsweise ist es der Stand der Technik, der aus wertlosen Ressourcen verfügbare Ressourcen macht: Mit der technischen Entwicklung können die Nachhaltigkeitsziele angepasst werden⁷⁹.

Die Grenzen und Schwierigkeiten bei der Operationalisierung der Nachhaltigkeit berücksichtigend wird im Folgenden ein sektorspezifisches Leitbild erarbeitet, das für den betrachteten Wirtschaftssektor – hier der Energiesektor - die relevanten Problembereiche innerhalb der durch das gewählte Konzept festgelegten Dimensionen der Nachhaltigkeit aufzeigt. Dabei wird analysiert, ob eine Substitution zwischen Sach- und Naturkapital (siehe Kapitel 2.2.3) zugelassen werden kann und ob neben den ökologischen auch ökonomische und soziale Ziele berücksichtigt werden müssen.

Ausgehend von den definierten Restriktionen werden so genannte Managementregeln formuliert und geeignete Messgrößen und Indikatoren, mit denen die nachhaltige Entwicklung des Systems bewertet werden kann, entwickelt. Dafür soll eine geeignete Bewertungsmethode entworfen werden (vgl. Kapitel 7). Aus der Bewertung sollen langfristig angelegte Planungen und Entwicklungsstrategien, ein regelmäßiges Monitoring sowie eine Kontrolle der Ergebnisse und Auswirkungen im Hinblick auf die Nachhaltigkeit abgeleitet werden können.

⁷⁷ Im Rahmen des Abschlussberichts der Enquete-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt“ des 13. Deutschen Bundestages [Enquete 1998b], werden ebenso Regeln für die ökonomische und die soziale Nachhaltigkeitsdimension aufgestellt. Dabei wird jedoch angemerkt, dass diese „weit weniger ausgereift“ sind, als die Regeln zur ökologischen Dimension, da „bisher weder ausreichende wissenschaftliche Grundlagen für dieses Vorhaben zur Verfügung stehen noch eine ausführliche Debatte geführt werden konnte“.

⁷⁸ [Schmitt 1998, S. 82], [Krcal 2003, S. 18]

⁷⁹ [Briem et al. 2002]

3.2 Leitbild einer nachhaltigen Energieversorgung

Die Operationalisierung des Konzepts der nachhaltigen Entwicklung basiert auf der Definition des Leitbilds. Dabei ist vor allem festzulegen, welche konstituierenden Elemente (bspw. intra- bzw. intergenerationelle Gerechtigkeit) das Leitbild - abhängig von der jeweiligen Fragestellung - umfasst. Aufgrund der allgemeinen Akzeptanz der Brundtland-Definition werden im Folgenden sowohl intra- als auch intergenerationelle Gerechtigkeit als konstituierende Elemente einer Nachhaltigen Entwicklung unterstellt.

In [Eichelbrönnner et al. 1997] wird die folgende Definition einer nachhaltigen Energieversorgung vorgeschlagen: „Energie soll ausreichend und – nach menschlichen Maßstäben – langandauernd so bereitgestellt werden, dass möglichst alle Menschen jetzt und in der Zukunft die Chance für ein menschenwürdiges Leben haben, und nicht rückführbare Stoffe aus Wandlungsprozessen sollen so deponiert werden, dass die Lebensgrundlagen der Menschheit jetzt und zukünftig nicht zerstört werden.“ In Anlehnung an die Nachhaltigkeitsdefinition der Brundtland-Kommission bildet hier das Grundprinzip einer nachhaltigen Energieversorgung die Verteilungsgerechtigkeit sowohl innerhalb der heutigen Generation als auch zwischen der heutigen und den künftigen Generationen, die gleichwertig berücksichtigt werden sollen. Eine nachhaltige Energieversorgung vermag „die Bedürfnisse der Gegenwart hinsichtlich zeitlich und räumlich bedarfsgerecht bereitgestellten Energiedienstleistungen unter Beachtung der begrenzten Belastbarkeit der Natur, begrenzter Ressourcen und der zentralen Bedeutung der Energieversorgung für ein wirtschaftliches Wachstum und sozialen Wohlstand zu befriedigen“⁸⁰. Im Sinne einer intergenerationellen Gerechtigkeit ist weiterhin anzustreben, dass nachkommenden Generationen „eine mindestens gleichgroße technisch-wirtschaftlich nutzbare Energiebasis“⁸¹ zur Verfügung steht.

Im folgenden Schritt ist zu bestimmen, welche Dimensionen (ökonomische, ökologische, soziale bzw. institutionelle) zu berücksichtigen sind. In diesem Zusammenhang ist auch der Grad der Substitution zwischen den Dimensionen (vollständig bzw. ausgeschlossen) zu klären. Wie in Kapitel 2.2.2 dargelegt, scheint sich die Berücksichtigung ökonomischer, ökologischer und sozialer Faktoren in der aktuellen Diskussion durchzusetzen. Neben den drei Dimensionen Umwelt (Umweltverträglichkeit und Ressourcenschonung), Wirtschaftlichkeit und sozialer Verträglichkeit wird das Konzept einer nachhaltigen Energieversorgung durch diese letzte Definition mit dem zusätzlichen Aspekt „Versorgungssicherheit“ erweitert. Dementsprechend wird auch im Rahmen dieser Arbeit das „Drei-Säulen-Konzept“ zugrunde gelegt.

Da für die vorliegende Fragestellung weder das Konzept der starken noch das der schwachen Nachhaltigkeit haltbar erscheint (vgl. Kapitel 2.2.3), wird das Konzept kritischer Nachhaltigkeit herangezogen, das begrenzte Substitution zwischen den Dimensionen beinhaltet.

Daraufhin werden Managementregeln für die zuvor identifizierten Dimensionen festgelegt, deren Einhaltung als Grundvoraussetzung für eine nachhaltige Entwicklung zu betrachten ist. Auf Basis dieser Regeln werden schließlich relevante Indikatoren ermittelt. Da die Restriktionen bzw. Indikatoren vom normativen Leitbild abgeleitet werden, wird obige Vorgehensweise auch als Top-down-Ansatz bezeichnet (vgl. [Hunhammar 1996, S. 251])⁸². Jedoch scheint eine Operationalisierung des normativen Leitbildes, die ausschließlich auf einem reinen Top-down-Ansatz sowie der allgemeinen Definition der Brundtland-Kommission beruht, aufgrund der mangelnden inhaltlichen Präzisierung der Brundtland-Definition für die vorliegende Fragestellung nicht zielführend. Zur Konkretisierung des

⁸⁰ [Enzensberger et al 2001

⁸¹ [Voß 2000]

⁸² Die Entscheidungen, die im Verlauf der Operationalisierung des normativen Leitbildes zu treffen sind, werden wesentlich durch das Wertesystem des Entscheidungsträgers beeinflusst.

Leitbilds Nachhaltigkeit werden Grundanforderungen oder so genannte Managementregeln bzw. Problemfelder von verschiedenen Autoren⁸³ vorgeschlagen. Zur Identifikation eines problemadäquaten Indikatorensystems wird das Konzept der nachhaltigen Entwicklung deshalb zunächst auf den Energiesektor übertragen und für diesen konkretisiert. Im Folgenden werden die abgeleiteten Managementregeln und Kriterien der drei Dimensionen Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft für den Bereich der Energiewirtschaft beschrieben.

3.3 Managementregeln für eine nachhaltige Energieversorgung

3.3.1 Managementregeln für die ökologische Nachhaltigkeit im Energieversorgungsbereich

Die vom Energiesektor verursachten Umweltwirkungen sind zahlreich und komplex. Sie umfassen z.B. die mit der Gewinnung von Rohstoffen verbundenen Landschaftsbeeinträchtigungen, die Schadstoffemissionen durch die Verbrennung von Kohle und die ökologischen Auswirkungen der Wasserkraftnutzung auf die lokale Flora und Fauna. Die wesentlichen Umweltwirkungen des Energiebereichs sollen deshalb mit den nachfolgenden Managementregeln abgedeckt werden, wobei die ökologische Nachhaltigkeit sich im Sinne der Erhaltung des so genannten Naturkapitals auf die folgenden Bereiche bezieht⁸⁴:

Ressourcenverfügbarkeit:

- Die begrenzten Ressourcen sollen sowohl bei der direkten Verwendung zur Energieerzeugung als auch als auch beim Einsatz als Rohstoff zur Herstellung von Komponenten der Energieversorgungsinfrastruktur (Material zum Kraftwerksbau, Verbundnetz, usw.) geschont werden, damit diese auch den folgenden Generationen als Quellenoption zur Verfügung stehen (Extraktionsregel).
- Genutzte nicht-erneuerbare Ressourcen sollen durch neue, gleichwertige Alternativen ersetzt werden.
- Erneuerbare Ressourcen sollen innerhalb ihrer Regenerationspotenziale genutzt werden (Ernteregulierung für Biomasse).
- Die Minimierung des Ressourcenabbaus soll durch eine technische Effizienzsteigerung der eingesetzten Technologien (Energieumwandlung und –nutzung) ermöglicht werden.

Umweltverträglichkeit:

- Die Stoffströme, Emissionen oder Abfälle, aber auch Energieeinträge in die Natur dürfen die Aufnahmefähigkeit der natürlichen Umweltmedien nicht überschreiten oder die Regenerations- und Anpassungsfähigkeit gefährden. Durch die Akkumulation von Stoffen sollen auch langfristig keine wesentlichen Schäden eintreten.
- Abfälle sollen soweit wie möglich wieder verwertet werden. Die Deponierung von Abfällen soll so gestaltet werden, dass davon keine Gefahr für die kommenden Generationen ausgeht.
- Das Artengleichgewicht darf nicht gestört und essentielle bio-geo-chemische Zyklen (z.B. Stickstoff- oder Kohlenzyklus) sollen aufrechterhalten werden.
- Gefahren und unvermeidbare Risiken für die menschliche Gesundheit durch anthropogene Einwirkungen sind zu vermeiden.

⁸³ Vgl. bspw. [Conrad 1995], [Walter et al. 2001], [Eichelbrönnner et al. 1997], [Hillerbrand 1998]

⁸⁴ [Enquete 1998b], [Grill 2000]

3.3.2 Managementregeln für die wirtschaftliche Nachhaltigkeit im Energieversorgungssektor

Eine zuverlässige Energieversorgung, welche die Bedürfnisse der Menschen befriedigt, ist eine Grundvoraussetzung für eine nachhaltige Entwicklung. Dabei soll ein optimaler Beitrag zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung gewährleistet werden. In diesem Zusammenhang werden folgende Managementregeln für die wirtschaftliche Nachhaltigkeit im Energieversorgungssektor abgeleitet:

- **Geringe Belastung der Volkswirtschaft:** Eine hohe wirtschaftliche Effizienz der Energiesysteme ist anzustreben, damit die Energieversorgung bei geringen Kosten erfolgt und die Belastung der Volkswirtschaft gering bleibt.
- **Berücksichtigung der gesamten Kosten:** Die Inanspruchnahme knapper Ressourcen ist bei einer Technologiebeurteilung über Vollkosten im Sinne volkswirtschaftlicher Kosten zu berücksichtigen. Externe Kosten sollen mitbeachtet werden, sofern sie nicht schon in den anderen genannten Kriterien integriert sind und soweit sie ermittelbar sind.
- **Effizientere Energiesysteme durch Forschung und Entwicklung:** Technische Innovationen und Optimierung sollen gefördert werden, um zur Erhöhung der Energieversorgungseffizienz beizutragen.

3.3.3 Managementregeln für die soziale Nachhaltigkeit im Energieversorgungssektor

Energie ist eine der grundlegenden Ressourcen für Wohlstand, Sicherheit und Unabhängigkeit. Sie wird für den Transport von Personen und Gütern, den Antrieb von Maschinen, den Zugang zu Informationen, die Nahrungszubereitung sowie für die Heizung und Kühlung von Räumen eingesetzt. Aufgrund ihrer Bedeutung in der Gesellschaft muss die Energieversorgung zuverlässig und ausreichend für die gesamte Bevölkerung sein. Unter dem Nachhaltigkeitsgesichtspunkt sind deshalb folgende Managementregeln in der sozialen Dimension zu betrachten:

Versorgungssicherheit:

- Die Energieversorgung orientiert sich am bestehenden Energiebedarf mit seinen Variationen und Fluktuationen. Die Energiebereitstellung soll diesen Bedarf dauerhaft decken, damit der Wohlstand der Bevölkerung sowie die physischen Existenzbedingungen sichergestellt werden.
- Die Bereitstellung soll räumlich und zeitlich „gerecht“ sein, damit ein Zugang zur Energie für alle gewährleistet ist und damit die Bedürfnisse der Menschen abgedeckt werden. Diversität, Vernetzung und Redundanz der Quellen sind in diesem Zusammenhang notwendig, um den Handlungsspielraum der Energiesysteme zu erweitern. Dadurch kann sich die Energieversorgung an die Lebensgewohnheiten und Siedlungsstrukturen leicht anpassen.
- Die Versorgungssicherheit muss auf Dauer und unter sich verändernden Rahmenbedingungen gewährleistet sein.

Soziale Verträglichkeit:

- Der Zugang zu notwendigen Energiedienstleistungen soll jedem Mensch garantiert werden, und das zu einem angemessenen Preis.
- Die Teilnahme gesellschaftlicher Gruppen an den Entscheidungen zur Gestaltung von Energieversorgungssystemen soll gefördert werden.

Risikoarmut:

- Energieversorgungssysteme müssen risikoarm und mit hoher Fehlertoleranz gegenüber dem Verhalten von Menschen sein. Jedes System ist mit einem gewissen Risiko behaftet. Dieses soll aber innerhalb einer definierten Toleranz eingeschränkt werden. Schwere Auswirkungen im Fall von Störfällen sollten daher räumlich und zeitlich begrenzt werden.
- Systeminhärente Risiken dürfen nicht so hoch sein, dass Menschen im Umfeld von Brennstoffgewinnungs-, Energieumwandlungs-, Übertragungs- oder Verteilungsanlagen sich von der Technologie bzw. Anlage bedroht sind.
- Energiesysteme sollen zu einer friedlichen Kooperation zwischen den Nationen beitragen. Sie sollen keine Destabilisierung und internationalen Spannungen verursachen bzw. steigern. Eine partnerschaftliche Zusammenarbeit zur Einleitung bzw. Umsetzung einer nachhaltigen Entwicklung im Energiebereich soll erzielt werden. Gefragt ist hier eine partnerschaftliche Kooperation im Sinne der Agenda 21, z.B. über Forschungs- und Entwicklungsprojekte oder Technologietransfer.

Die aufgelisteten Managementregeln könnten noch erweitert werden oder auch auf einige bestimmte Grundanforderungen eingeschränkt werden. Die meisten dieser Regeln sind konsensfähig und relativ leicht verständlich. Jedoch ist deren konkrete Umsetzung als Planungs- und Entscheidungsgrundlage relativ schwierig. Die wesentlichen Problemfelder, die mit den Managementregeln für eine nachhaltige Energieversorgung verbunden sind, sollen hervorgehoben und eingeschränkt werden, um die Beurteilung des betrachteten Systems zu ermöglichen und eine aussagekräftige Antwort auf die Fragestellung gegeben werden kann. Im Umweltbereich, beispielsweise, treten nicht nur wissenschaftliche Faktoren wie z.B. Stoffflussdaten, sondern auch normative oder subjektive Fragen auf (z.B. die Bedeutung von Umweltwirkungen in der öffentlichen Diskussion)⁸⁵.

Auf der Grundlage dieser normativen und eher allgemeinen Managementregeln werden konkretere Problemfelder abgegrenzt, die einer nachhaltigen Entwicklung im Energiesektor entgegenstehen. Diesen Problemfeldern werden entsprechende Indikatoren zugeordnet. Die Definition von Indikatoren erlaubt es, greifbare Werte den einzelnen Kriterien zu hinterlegen. Gleichzeitig sollen konkrete Zielbestimmungen für die Kriterien und Anforderungen an eine nachhaltige Entwicklung formuliert werden. Dies gibt den Akteuren höhere Planungssicherheit und identifiziert bestehende Soll/Ist Diskrepanzen hinsichtlich einer nachhaltigen Entwicklung. Daraus können Szenarien oder Optionen für die Zukunft sowie Erfordernisse im Hinblick auf Handlungsstrategien abgeleitet und bewertet werden⁸⁶.

3.4 Indikatoren und Indikatorsysteme

3.4.1 Funktion von Nachhaltigkeitsindikatoren

Indikatoren sind Mess- oder Kenngrößen für die Bewertung und Trendbeschreibung der zentralen Problemfelder einer nachhaltigen Entwicklung. Sie sind für die Abschätzung des Fortschritts in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung erforderlich und bieten eine Entscheidungsunterstützung für die unterschiedlichen Akteure auf allen Ebenen an. Sie sind quantitative Kennzahlen, die die Operationalisierung des Leitbilds und der Managementregeln ermöglichen sollen. Soziale, ökonomische und ökologische Indikatoren sollen in Betracht gezogen werden, um zu einer kompletten Abbildung der gesellschaftlichen Entwicklung zu kommen.

⁸⁵ [Walter et al. 2001, S. 59]

⁸⁶ [Grill 2000, S. 12-16]

In der Agenda 21⁸⁷ wird folgendes verlangt:

„Es müssen Indikatoren für eine nachhaltige Entwicklung entwickelt werden, um eine solide Grundlage für Entscheidungen auf allen Ebenen zu schaffen und zu einer selbstregulierenden Nachhaltigkeit integrierter Umwelt- und Entwicklungssysteme beizutragen.“

In einem ersten Schritt dienen die Indikatoren der strukturierenden Beschreibung eines existierenden Energiesystems. Allein genommen bieten sie aber keinen Erkenntnisgewinn. Ihre zeitliche Entwicklung soll berücksichtigt werden (Trendanalyse). Vereinbarte Ziele oder Soll-Werte sind für die einzelnen Indikatoren zu bestimmen. Ein Vergleich mit verschiedenen realen (Benchmarking) oder möglichen Systemen (Alternativbewertung) kann ebenfalls erfolgen⁸⁸.

Bei der Entwicklung von Nachhaltigkeitsindikatoren werden in der Regel folgende Ziele verfolgt:

- Information über die Entwicklung von politischen Richtlinien oder Programmen, diese zu beeinflussen sowie Nachhaltigkeitsaspekte anzusprechen;
- Identifizierung von kritischen Bereichen und Handlungsprioritäten, um den Fortschritt in Richtung von Nachhaltigkeit voranzutreiben;
- das allgemeine Bewusstsein über die Notwendigkeit einer nachhaltigen Entwicklung zu fördern. Im Energiesektor ermöglichen die ausgewählten Indikatoren eine kritische Auseinandersetzung mit Entwicklungen in Energieversorgungsunternehmen oder mit der Energiepolitik einer Region;
- Anregung zur Kommunikation über Nachhaltigkeitsziele;
- Identifikation von Informationsmängeln und Forschungsprioritäten, um das Wissen über Nachhaltigkeit zu verbessern;
- Bezogen auf den Energiesektor: einen Vergleich mit anderen Energieversorgungsunternehmen oder Regionen (mit Einschränkungen) zu erlauben und die Effektivität einer nachhaltigen Energieversorgung zu bewerten.

Werden mehrere Indikatoren in systematischer Art und Weise zusammengefasst, so spricht man von einem Indikatorsystem⁸⁹. Geeignete Indikatoren einer nachhaltigen Entwicklung sind gegenwärtig international noch in der Diskussion und Abstimmung.

3.4.2 Anforderungen an Nachhaltigkeitsindikatoren

An Nachhaltigkeitsindikatoren werden verschiedene Anforderungen gestellt. Als allgemeine Prüfkriterien für die Verwendbarkeit eines Indikators haben sich insgesamt acht durchgesetzt⁹⁰:

- **Vollständigkeit:** Die Indikatoren decken nach Möglichkeit alle für die Entwicklung bedeutsamen Fragestellungen und Handlungsbereiche ab.
- **Leitbildbezug:** Die Indikatoren sind aussagefähig im Sinne der Nachhaltigkeit. Der Detaillierungsgrad soll so gewählt werden, dass ein Indikator für sich alleine eine hohe Aussagekraft besitzt.
- **Kommunizierbarkeit:** Die Indikatoren sind anschaulich und ohne Spezialkenntnisse verständlich, so dass sie auch leicht kommuniziert werden können.

⁸⁷ [UNCED 1992, S. 282]

⁸⁸ [Enzensberger et al. 2001]

⁸⁹ [Diefenbach et al. 2001, S. 8]

⁹⁰ Vgl. u.a. [Korcak 2002], [Keimel 1998], [Schubert 1998] und [Brahmer-Lohss et al. 2000]

- **Handlungsbezug:** Die durch die Indikatoren repräsentierten Handlungsoptionen und -felder sind durch Politik beeinflussbar.
- **Datenverfügbarkeit:** Zu den Indikatoren liegen aktuelle und zuverlässige Daten vor oder können mit vertretbarem Aufwand erhoben und validiert werden.
- **Konsistenz:** Die ausgewählten Indikatoren haben so wenige Überschneidungen wie möglich. Die Gesamtzahl der Indikatoren soll überschaubar bleiben.
- **Sensitivität:** Die Indikatoren reagieren auf positive sowie auf negative Änderungen der gemessenen Kategorie im Zeitverlauf.
- **Kompatibilität:** Die Indikatoren lassen sich auf nationale oder internationale Indikatorenmodelle und -systeme beziehen und sollen sich für internationale Vergleiche eignen.

Einzelindikatoren erfüllen in der Regel nicht alle Kriterien und werden zu Indikatorensystemen zusammengeführt⁹¹. Drei Problembereiche werden bei der Indikatorenauswahl ersichtlich: Datenauswahl, theoretische Grundlagen und Datenverfügbarkeit⁹². Die Indikatorenauswahl sowie die Gewichtung der Indikatoren hängen oft vom Wertesystem des Entscheidungsträgers ab.

Wie im weiteren Verlauf deutlich wird, ist die Anforderung der Unabhängigkeit zwischen Indikatoren aufgrund der vielfältigen Interdependenzen ökologischer, ökonomischer und sozialer Indikatoren nur eingeschränkt erfüllbar. Eine detaillierte Untersuchung der Abhängigkeiten zwischen den Dimensionen soll im Rahmen der Analyse erfolgen. Neben den genannten Anforderungen misst [Radke 1999, S. 187ff.] der vermögenstheoretischen Fundierung von Indikatoren eine besondere Bedeutung bei. Beispielsweise wären Maßnahmen der Rauchgasreinigung unter dem Nachhaltigkeitsgesichtspunkt von untergeordnetem Interesse, wenn nicht ein Zusammenhang mit dem Waldsterben bestünde⁹³. Dies bedeutet, dass für eine theoretische Fundierung des Indikatorensystems der Zusammenhang zwischen den Indikatoren und den zu bewahrenden Vermögensbestandteilen aufzuzeigen ist.

3.4.3 Beispiele zu Indikatorensystemen

Indikatorensysteme wurden auf verschiedenen Ebenen entwickelt. Die international am weitesten verbreiteten Systeme sind die der OECD⁹⁴ und der UNCSD⁹⁵ (SDI⁹⁶). In den letzten zehn Jahren hat die OECD wesentlich zur Entwicklung von Umweltindikatoren beigetragen. Indikatorensysteme wurden für verschiedene Sektoren entworfen (z.B. Transport, Energie, Landwirtschaft). Die OECD hat ein „Pressure-State-Response“-Modell („Druck-Zustand-Antwort“) entwickelt, um die Indikatoren zu klassifizieren. Belastungsindikatoren („Pressure-Indikatoren“) beschreiben den direkten oder indirekten Druck, den menschliche Aktivitäten auf die Umwelt ausüben. Die Zustandsindikatoren („State-Indikatoren“) beziehen sich auf die Umweltqualität sowie die Quantität und Qualität der natürlichen Ressourcen. Die Reaktionsindikatoren („Response-Indikatoren“) messen die gesellschaftliche Antwort, z.B. wie die Gesellschaft auf Umweltfragestellungen zu individuellen und kollektiven Maßnahmen antwortet⁹⁷. Beispiele für solche Indikatoren wären für die Klimaproblematik die Emissionen von Treibhausgasen (THG) als Pressure-Indikator, die gegenwärtige Konzentration von THG in der Atmosphäre als State-Indikator und die Forschung und Entwicklung im Bereich Energieeffizienzsteigerung bei der Nutzung von fossilen Energieträgern als Response-Indikator. In

⁹¹ [Enzensberger et al 2001]

⁹² [Endres et al 1998, S. 1]

⁹³ Dieser wird als Vermögensbestandteil interpretiert.

⁹⁴ Organisation for Economic Cooperation and Development

⁹⁵ United Nation Commission on Sustainable Development

⁹⁶ Interagency Working Group on Sustainable Development Indicators (SDI), www.sdi.gov

[OECD 2001] werden Methoden zur Messung der nachhaltigen Entwicklung im Energiesektor über die drei Dimensionen Umwelt, Wirtschaft und Soziales vorgeschlagen. Die Umweltindikatoren im Energiesektor haben die Förderung der Integration von Umweltfragestellungen in der Energiepolitik der OECD-Mitgliedstaaten zum Ziel. Kernthema ist die Bedeutung von Trends im Energiesektor für die Umwelt, die Umweltauswirkungen des Energiesektors in Bezug auf Verschmutzung und Nutzung von natürlichen Ressourcen sowie die wirtschaftliche Beziehung zwischen Energie und Umwelt.

Im Rahmen des Projektes zu Nachhaltigkeitsindikatoren (Indicators of Sustainable Development - ISDs) der Kommission für nachhaltige Entwicklung (Commission on Sustainable Development (CSD)) der Vereinten Nationen (United Nations) ist im April 1995 eine Liste von 134 Indikatoren entwickelt worden. Das Ziel der CSD in Bezug auf ISDs ist es, über einen einheitlichen und akzeptierten Satz von Indikatoren zu verfügen, der in allen Mitgliedsländern ab dem Jahr 2001 verwendet werden soll. Die ausgewählten Indikatoren und eine Methode zur Nutzung dieser Indikatoren wird in [United Nation 2001] vorgestellt. Die Indikatoren sind in Anlehnung an die von der OECD angewendeten Klassifikation in die Kategorien „Driving Force“, „State“, „Response“ unterteilt. Der Term „Pressure“ wurde durch „Driving Force“ ersetzt, um nicht nur die Umweltaspekte von Nachhaltigkeit zu betrachten: „Driving Force“ beinhaltet in diesem Zusammenhang menschliche Aktivitäten, Prozesse und Strukturen, die eine positive oder negative Auswirkung auf eine nachhaltige Entwicklung haben.

Im Rahmen der EU-Nachhaltigkeitspolitik wurden von der britischen Universität von Sussex Indikatoren für das Monitoring der Integration von Umwelt und nachhaltiger Entwicklung in die Unternehmenspolitik entwickelt⁹⁸. Insgesamt wurden 31 Nachhaltigkeitsindikatoren vorgeschlagen, darunter 15 Hauptindikatoren (jeweils fünf für Ökonomie, Ökologie und Soziales und jeweils fünf Integrations- und Prozessindikatoren). Nach der Diskussionen mit Vertretern der beteiligten Interessensgruppen wurde der Satz an ökologischen Hauptindikatoren auf elf erhöht, die auf fünf Kategorien verteilt wurden.

Das statistische Amt der EU (EUROSTAT – „Statistical Office of the European Communities“) und die Europäische Umweltagentur (European Environment Agency - EEA) haben gemeinsam Umweltindikatoren entwickelt und nach einem Driving Force-Pressure-State-Impact-Response- (DPSIR) Modell klassifiziert. (Driving Forces: Grundtendenzen eines Sektors, Pressure: menschliche Aktivitäten mit einem direkten Einfluss auf die Umwelt, State: erkennbare Änderung der Umwelt, Impact: Auswirkung einer veränderten Umwelt, Response: Antwort der Gesellschaft, um das Problem zu lösen⁹⁹.)

Seit 1997 beteiligt sich Deutschland an der internationalen Testphase der Commission on Sustainable Development (CSD) zur Entwicklung und Erprobung eines nationalen Satzes an Nachhaltigkeitsindikatoren. Im April 2000 hat das BMU seinen „Bericht zur internationalen Testphase des CSD-Indikatorensystems“ vorgestellt, der von einem sich aus rund 20 Vertretern von Umweltverbänden, Wirtschaft, Gewerkschaften, Kommunen, Wohlfahrtsverbänden zusammensetzenden Expertenkreis, wissenschaftlichen Beiräten und der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages "Schutz des Menschen und der Umwelt" ausgearbeitet worden ist. Der vorgelegte Satz an Nachhaltigkeitsindikatoren umfasst 218 einzelne Indikatoren. Diese sind in vier Kategorien eingeteilt: "ökonomisch", "sozial", "ökologisch", institutionell"; in jeder Kategorie werden drei Indikatortypen unterschieden:

- Antriebsindikatoren (driving force) beschreiben die verursachenden Faktoren (z.B. Emissionen),
- Zustandsindikatoren (state) beschreiben den Zustand (z.B. Gewässergüte),

⁹⁷ [OECD 1998], [OECD 2000]

⁹⁸ [Hertin et. al. 2001]

⁹⁹ [EC 1999]

- Maßnahmenindikatoren (response) beschreiben Hinweise zur Wirksamkeit von Maßnahmen zur Verbesserung des Status quo d.h. die Maßnahmen der Gesellschaft (z.B. Schallschutzmaßnahmen).

Im Umweltbereich veröffentlicht die europäische Umweltagentur EEA (European Environment Agency) jährlich den Environmental Signals-Bericht¹⁰⁰, der mit ca. 70 Indikatoren alle wesentlichen Umweltprobleme abdeckt. Er richtet sich hauptsächlich an die Entscheidungsträger im Bereich Umwelt und betrachtet unterschiedliche Sektoren und Probleme von der Landwirtschaft über den Verkehrssektor bis zur Klimaänderung.

Die vorgestellten Indikatorensysteme weisen wesentliche Unterschiede bezüglich der Betrachtungsebenen auf. Während einige Systeme primär zum Ländervergleich angewendet werden, sind vor allem die erwähnten Indikatorensysteme der ökologischen Dimension zur Beantwortung von Fragestellungen unterschiedlicher Bezugsräume (z.B. Städte, Regionen) anwendbar. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal ist die Dimensionalität des Indikatorensystems. Eindimensionale Indikatorensysteme basieren auf der Aggregation von Größen gleicher Einheit und Skala, mehrdimensionale Indikatorensysteme beinhalten Messgrößen unterschiedlicher Einheit und Skala und verzichten i.d.R. auf eine Aggregation.

Bisher konnte sich keines der genannten Indikatorensysteme durchsetzen¹⁰¹. Dies ist zum einen damit zu begründen, dass eindimensionale Indikatoren nur Teilaspekte einer nachhaltigen Entwicklung abdecken. Zum anderen eignen sich mehrdimensionale Indikatoren aufgrund der Vielzahl von Indikatoren sowie der mangelnden Aggregation nur unzureichend für einen interregionalen bzw. intertemporalen Vergleich¹⁰².

3.4.4 Indikatorensysteme im Energiesektor

Die dargestellten Indikatoren(-systeme) sind nur in eingeschränktem Maße auf die vorliegende Fragestellung übertragbar. Dies ist vor allem damit zu begründen, dass die Systeme im Vergleich zur vorliegenden Fragestellung für andere Betrachtungssektoren entwickelt wurden, Indikatorensysteme sind i.d.R. problemspezifisch zu konzipieren¹⁰³.

Die meisten Indikatorensysteme sind allgemein gefasst und berücksichtigen nicht oder nur ungenügend die Eigenschaften der unterschiedlichen Sektoren oder Unternehmen. Die Internationale Energieagentur (IEA) der OECD analysiert seit 1995 Indikatoren zur Energienutzung und –effizienz ihrer Mitgliedstaaten und verbindet diese Daten mit der Emission von CO₂. Das Ziel des Programms ist es, ein Instrument zur Verfügung zu stellen, das die Beeinflussung der Energienutzung und die damit verbundenen CO₂-Emissionen durch menschliche, wirtschaftliche und technologische Komponenten bewertet. Die Transparenz und die Qualität der Energieindikatoren der Mitgliedstaaten sollen damit gesteigert werden. Parallel dazu wird eine Methode zur Datenaufnahme entwickelt. Auch die Nicht-Mitgliedstaaten sollen bei der Entwicklung ihrer länderspezifischen Indikatoren unterstützt werden. Das Programm wird in Zusammenarbeit mit internationalen Organisationen, wie z.B. EUROSTAT, und den Mitgliedstaaten durchgeführt¹⁰⁴.

¹⁰⁰ [EEA 2002]

¹⁰¹ Die verschiedenen von unterschiedlichen Organisationen, wie der OECD oder der Weltbank, vorgeschlagenen Indikatorensysteme wurden von United Nations System-Wide – Earthwatch Abteilung des Umweltprogramms der Vereinten Nationen (United Nation Environment Program - UNEP) zusammengestellt.

¹⁰² [Schubert 1998, S. 400]

¹⁰³ [Schubert 1998]

¹⁰⁴ [IEA 1997]

Die meisten der bisher entwickelten Indikatorensysteme, die einen Bezug zum Energiebereich haben, konzentrieren sich auf den Umweltaspekt der nachhaltigen Entwicklung. Dieser Mangel ist um so bemerkenswerter, da der Energiesektor eine besondere Stellung im „Programm für weitere Implementierung der Agenda 21“ (akzeptiert während des Erdgipfels + 5 in 1997) darstellt und Energie ein Hauptthema der 9. Konferenz der CSD in 2001 war. In der Periode 2006 - 2007 soll Energie ein zentrales Thema in der Diskussion zur nachhaltigen Entwicklung der CSD werden.

Im Rahmen des SAVE-Programmes der Europäischen Kommission erarbeitet die EU zusammen mit Norwegen ein detailliertes Indikatorensystem zur Bewertung der Effizienz von Energiesystemen. EUROSTAT kooperiert bei dem Projekt mit der Lieferung von Daten und Statistiken, die als Grundlage für die Bestimmung der Indikatorwerten verwendet werden, um einen offiziellen Satz von Kernindikatoren für die EU zu bilden¹⁰⁵.

Aufgrund des Mangels an spezifischen für den Energiebereich umfassenden Indikatorensystemen hat die Internationale Agentur für Atomenergie (IAEA) 1999 ein Projekt zur Entwicklung von Indikatoren für eine energetisch nachhaltige Entwicklung („Indicators for Sustainable Energy Development“ ISED) initiiert¹⁰⁶. Sie schlägt 41 Indikatoren für eine energetisch-nachhaltige Entwicklung vor. Unter diesen 41 Indikatoren werden 23 als „Basisindikatoren“, die direkt den Energiebereich betreffen (vgl. Tabelle 1), berücksichtigt.

Tabelle 1: Von der IAEA entwickelte Grundindikatoren für den Energiesektor

| Indicators for Sustainable Energy Development (ISED) [IAEA 2001] | |
|---|---|
| Wirtschaftsdimension | Umweltdimension |
| Endenergiepreise | Schadstoffemissionen (SO _x , NO _x , CO, Ozon, Partikel) |
| Energieintensität | Schadstoffkonzentration in Stadtgebieten |
| Energiediversität | Treibhausgasemissionen |
| Energieversorgungseffizienz | Festeabfälle (Gesamtproduktion) |
| Energieverbrauch pro BIP-Einheit | Akkumulierte zu behandelnde Festabfälle |
| Ausgaben im Energiesektor (Investitionen, Umweltkontrolle, F&E, usw.) | Radioaktive Abfälle (Gesamtproduktion) |
| Pro-Kopf-Energieverbrauch | Akkumulierte zu behandelnde radioaktive Abfälle |
| Einheimische Energieproduktion | Verbrauchte Fläche für die Energieerzeugung |
| Netto Energieimport | Mögliche Erweiterung der hydroelektrischen Stromerzeugung |
| Soziale Dimension | Brennstoffreserve |
| Anteil des für den Energieverbrauch aufgebrauchten Einkommens | Intensität der Biomassenutzung |
| Anteil der Haushalte ohne Energiezugang | Todesfälle in Verbindung mit Energieumwandlung |

¹⁰⁵ [ADEME 2001], [Bosseboeuf et al. 1999]

¹⁰⁶ [IAEA 2001]

Das entwickelte Indikatorensystem soll in nationale Datenbanken und in die aktuellen energetischen Analysen aufgenommen werden. Mit ihrer Hilfe sollen prioritäre energetische Fragestellungen definiert, Energiepolitik und aktuelle Programme beurteilt und künftige Energiepolitik in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung ausgerichtet werden. Die entwickelten Indikatoren werden in drei Dimensionen untergliedert: die soziale, die wirtschaftliche und die ökologische, wobei sich die Problembereiche der unterschiedlichen Dimensionen gegenseitig beeinflussen können. Zusätzlich wird eine institutionelle Dimension eingesetzt, die auf die drei anderen Dimensionen durch die Einführung von korrektiven Energiepolitikentscheidungen wirken kann. Ein neues konzeptionelles Modell wurde von der IAEA entwickelt, um ISED zu identifizieren und zu klassifizieren. Das Modell basiert auf einem „Ursache, Symptom und Lösung“ – Ansatz in Anlehnung an den DSR-Rahmen. Die IAEA kooperiert mit unterschiedlichen Staaten und Organisationen (Internationale Energie Agentur (IEA), EUROSTAT und UNECE).

Spezifisch für den Energiebereich stellen [Walter et al. 2001] Nachhaltigkeitskriterien und Indikatoren auf, mit denen „die Nachhaltigkeit der Energiepolitik, der Energieversorgung und -nutzung erfasst werden kann“¹⁰⁷. Das entwickelte System diente einer nationalen Bestandsaufnahme in der Schweiz.

3.5 Festlegung von Zielen für die Nachhaltigkeitsindikatoren

Ein Ziel für einen Nachhaltigkeitsindikator ist die Beschreibung eines zukünftigen, gegenüber dem gegenwärtigen im Allgemeinen veränderten, erstrebenswerten Zustands¹⁰⁸. Für sich betrachtet bieten Indikatorwerte nur einen beschränkten Erkenntnisgewinn. Zur Gestaltung einer nachhaltigen Energiepolitik oder Energieversorgung müssen für die verschiedenen Indikatoren klare Zielvorgaben formuliert werden, die mit den untersuchten Energiesystemen erreicht werden sollen. Bei der Bestimmung von Zielen wird zwischen Qualitäts- und Handlungszielen unterschieden. Für jedes Problemfeld beschreiben *Qualitätsziele*¹⁰⁹ die Zustände oder Eigenschaften des betrachteten Bereichs (Umweltverträglichkeit, Wirtschaftsverträglichkeit, usw.), die unter den Kriterien der Nachhaltigkeit anzustreben sind. Sie können auch als Sollwert bezeichnet werden. Daraus lassen sich *Handlungsziele* ableiten, die den erforderlichen Maßnahmen zur Konkretisierung der Qualitätsschritte entsprechen.

Bei der Festlegung der Ziele stellt sich die Frage, welche Indikatorenwerte als nachhaltig eingestuft werden. Die Festlegung dieser Zielwerte für die einzelnen Indikatoren stellt somit einen der zentralen Schritte in der Entwicklung einer Nachhaltigkeitspolitik dar. Bei der Bestimmung von Zielen oder Zielwerten muss berücksichtigt werden, dass die vorgegebene Orientierung sich im Laufe der Zeit bspw. aufgrund technischer Fortschritte der Forschung oder infolge verschobener Präferenzen ändern kann. Es muss dann eine entsprechende Zielanpassung erfolgen. Ein Konzept für die Ableitung konkreter Ziele verlangt deshalb einen Abgleich zwischen den in der Politik diskutierten Zielvorstellungen und den vielfältigen in der Forschung als notwendig erachteten Werten. Schließlich erlaubt die Zusammenführung der verschiedenen Zielwerte in den einzelnen Problemfeldern den Aufbau eines vollständigen und quantitativen Zielsystems für eine nachhaltige Entwicklung im betrachteten Wirtschaftssektor¹¹⁰.

Zur Definition der Ziele für die Einzelindikatoren bedarf es Leitlinien des Staates, d.h. der Verankerung des Nachhaltigkeitskonzepts in den Rahmenbedingungen einzelwirtschaftlichen Handelns durch Gesetze, Vollzugskontrolle und Rechtsprechung. Beispielsweise wurden Ziele im Bereich Emissionsminderung auf internationaler und nationaler Ebene bereits diskutiert und gesetzlich

¹⁰⁷ [Walter et al. 2001, S. K.1]

¹⁰⁸ [Geldermann 1999, S. 81]

¹⁰⁹ [OECD 1998]

¹¹⁰ [Fichtner 2003, S. 5-6]

implementiert. Für den Bereich Ressourcenschonung wurden Ziele formuliert (bspw. zur Entwicklung der Nutzung erneuerbare Energie im Rahmen der UN-Kommission für nachhaltige Entwicklung (CSD) im April 2001), verbindliche internationale Ziele gibt es jedoch noch nicht. Im nationalen Bereich gibt es in den verschiedenen europäischen Ländern Ziele oder Minderungsvorgaben, wie z.B. in Bezug auf die Einbeziehung regenerativer Energieträger oder die Reduktion von Schadstoffemissionen oder Treibhausgasen. Über den ökologischen Bereich hinaus wurden noch keine Ziele für den globalen Zugang zu Energieressourcen formuliert (heutzutage hat ein Drittel der Weltbevölkerung keinen Zugang zu Strom)¹¹¹.

3.6 Systemabgrenzung

Ein Energieversorgungssystem entspricht einem komplexen System interdependenter Subsysteme. Die Berücksichtigung der systemspezifischen Eigenschaften in der Planung politischer Maßnahmen oder in der Investitions- und Ausbauplanung ist daher erforderlich. Um Handlungsfelder oder Strategien für eine nachhaltige Entwicklung entwickeln zu können, ist es notwendig, das Gesamtsystem der Energieversorgung in verschiedene, prozessual und sektoral untergliederte Segmente zu zerlegen. Sektorale Partialziele mit den zugehörigen Indikatoren werden für jedes Segment, zunächst ohne Berücksichtigung der Systeminterdependenzen, definiert. Hierzu werden nur diejenigen der oben aufgestellten Handlungsanweisungen herangezogen, die für das jeweilige Teilsystem relevant sind. Tabelle 2 zeigt ein solches System sektoraler Partialziele¹¹².

¹¹¹ [Grill 2000, S. 15]

¹¹² [Enzensberger et al 2001, S. 131]

Tabelle 2 Sektorale Partialziele einer nachhaltigen Energieversorgung

| PRIMÄRENERGIE | | UMWANDLUNG | VERTEILUNG | NUTZUNG | | |
|--|---|--|--|---|---|---|
| Rohstoffe | Brennstoffe | Stromerzeugung | Übertragung/Verteilung | Strombedarfsdeckung | | |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ Minimierung der Umweltschäden beim Abbau ▪ Schonung begrenzter Ressourcen (Effizienz der Technik bei der Energieumwandlung) /Erschließung neuer Ressourcen (Reichweiten) ▪ Bereitstellung neuer Explorations- und Abbautechnologien („Sachkapital“) ▪ Versorgungssicherheit (Importrate) ▪ Geringe Preise (Euro / t) ▪ Funktionsfähigkeit der Märkte (Preisstabilität, Kartelle) | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Versorgungssicherheit (Kraftwerksstillstände) ▪ Wettbewerbliche Marktstrukturen ▪ Bereitstellung von Verfahren zur Nutzung alternativer Rohstoffe in der Brennstoffproduktion („Sachkapital“) | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Minderung der Schadstoffemissionen ▪ Minimierung des Brennstoffeinsatzes (Wirkungsgrad) ▪ Geringe Stromgestehungskosten ▪ Bereitstellung neuer Technologien („Sachkapital“) | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzstabilität (Anzahl Versorgungsausfälle) ▪ Wettbewerbsneutrale, Netzzugangsregelung ▪ Technische Effizienz (Netz / Transformatorverluste in %) | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Angemessenes Preisniveau ▪ Soziale Gerechtigkeit bei den Marktpreisen (Kosten/Gehalt) ▪ Verfügbarkeit (Zugangsrate) ▪ Rationeller Energieeinsatz / Nutzung von Einsparpotenzialen (Pro-Kopf-Verbrauch) | | |
| | | | | Wärmerzeugung | Übertragung / Verteilung | Wärmebedarfsdeckung |
| | | | | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Minderung der Schadstoffemissionen ▪ Minimierung des Brennstoffeinsatzes (Brennstoffnutzungsgrad bei KWK) ▪ Geringe Wärmebereitstellungskosten ▪ Bereitstellung neuer Technologien („Sachkapital“) | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Wirtschaftlichkeit (Vergleich Größendegression/ Verluste bei Fern- / Nahwärmenetzen im Vergleich zu Individualanlagen) ▪ Technische Effizienz (Vermeidung von Wärmeverlusten im Netz) | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Angemessenes Preis- / Kostenniveau ▪ Rationeller Energieeinsatz / Nutzung von Einsparpotenzialen (Verbrauch/ Einwohner oder m²) |

Vielfältige Interdependenzen zwischen den unterschiedlichen Zielen sind sowohl innerhalb eines Teilbereiches als auch zwischen den unterschiedlichen Segmenten zu berücksichtigen, was die Identifikation geeigneter Strategien zur Umsetzung der definierten Zielsetzungen erschwert. Beispielsweise wirkt eine Erhöhung des durchschnittlichen Wirkungsgrades für die Stromerzeugung gleichzeitig sowohl auf die Minderung des spezifischen Schadstoffausstoßes als auch auf die Reduzierung des Brennstoffeinsatzes.

Zur Analyse solcher Zielkonflikte und Zielkomplementaritäten sind modellanalytische Untersuchungsansätze entwickelt worden¹¹³. Energiesystemmodelle bieten insbesondere aufgrund der detaillierten Abbildung systemtechnischer Charakteristika des realen Energieversorgungssystems gute Ansätze, um über Szenarioanalysen die Auswirkungen unterschiedlicher Zielsetzungen, Politikmaßnahmen, gesetzlicher Regelungen oder technischer Modifikationen zu quantifizieren.

Zur Implementierung einer nachhaltigen Energieversorgung in Abhängigkeit von den festgesetzten Zielen müssen unterschiedliche, gut aufeinander abgestimmte Maßnahmen implementiert werden. In der Regel erfüllen einzelne Maßnahmen für sich alleine nicht die Anforderungen der Zielsetzungen. Geeignete Methode sollen definiert werden, um Bündel von Maßnahmen bestimmen zu können, damit die definierten Indikatoren ihre jeweiligen Zielwerte erreichen bzw. sich diesen zumindest annähern. Falls das Erreichen der Zielwerte für alle Indikatoren gleichzeitig erreicht werden kann, ist eine Zielhierarchie festzulegen. Weiterhin sind Indikatoren häufig unterschiedlich skaliert (als Nominal-Ordinal- oder Kardinalskala) und haben unterschiedliche Maßeinheiten (Emissionen in t/MWh, Kosten in Euro, Energieumwandlungseffizienz in %). Verfahren zur Normierung werden deshalb im Kapitel 5 entwickelt, und abschließend ist dann die eigentliche Gewichtung der Indikatoren zu lösen.

¹¹³ [Hediger 1999]

4 Entwicklung eines Systems von Nachhaltigkeitsindikatoren für den Energiesektor

Wie im Kapitel 3.4 aufgeführt, wurden Nachhaltigkeitsindikatoren im Energiebereich bereits vorgeschlagen. Im Folgenden werden Indikatoren spezifisch für das betrachtete System und für den Energieversorgungssektor definiert. Problemfelder für den Energieversorgungssektor werden aus den Managementregeln für den Energiesektor abgeleitet. Die Definition von Problemfeldern erlaubt es, die Hauptmerkmale der unterschiedlichen Managementregeln zu beschreiben und gestattet die Strukturierung des Indikatorsystems. Für die jeweiligen Problemfelder werden abschließend Indikatoren abgeleitet.

4.1 Identifikation von Problemfeldern für den Energieversorgungssektor

In Anlehnung an die in Kapitel 3.3 definierten Nachhaltigkeitskriterien für den Energieversorgungsbereich werden genauere Problemfelder und damit verbundene Nachhaltigkeitsindikatoren abgeleitet. Das wesentliche Problem bei der Integration des Nachhaltigkeitskonzeptes ist die Diskrepanz zwischen dem normativen Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung einerseits und den Anforderungen an eine Operationalisierung des Leitbildes im zu entwickelnden Modell andererseits. Zur problemadäquaten Berücksichtigung des Nachhaltigkeitskriteriums im Rahmen einer Modellentwicklung in Kapitel 7 ist deshalb auf Basis des Leitbildes ein geeignetes Indikatorsystem zu entwerfen.

Das vorgeschlagene Indikatorsystem versucht sich an den Problemen zu orientieren, die bei der Energieerzeugung und -versorgung eine zentrale Rolle spielen. In einem ersten Arbeitsschritt wurden bereits verschiedene vorliegende nationale und internationale Indikatorsysteme zur Nachhaltigkeit im Allgemeinen und zur nachhaltigen Energiepolitik und -versorgung ausgewertet. Auf diesem Hintergrund wurde, in einem zweiten Arbeitsschritt, ein für die vorgestellte Fragestellung und das betrachtete System (Energieversorgung) geeignetes Indikatorsystem entwickelt. Um übersichtlich zu bleiben, die Analyse verständlich zu halten und eindeutige Handlungsempfehlungen ableiten zu können, ist die Anzahl der Indikatoren eingeschränkt worden¹¹⁴.

Für die Beurteilung von Energieversorgungssystemen sind insbesondere die Kriterien Ressourcenverfügbarkeit (Ressourcenschonung) und Umweltverträglichkeit (Klima, Versauerung / Eutrophierung, Abfall, Fläche und Umwelttoxizität) relevant. Die Auswirkung des Einsatzes von Energieversorgungsanlagen auf Artenvielfalt, Wasserqualität, Meere, Küsten und ländliche Gegenden, usw. ist auch zu berücksichtigen. Das Artengleichgewicht ist von komplexen Wechselwirkungen beeinflusst, die hier nicht analysiert werden sollen.

Die drei Dimensionen der Nachhaltigkeit müssen mitberücksichtigt werden. Zusätzlich zu den Umweltindikatoren werden ökonomische und soziale Indikatoren eingesetzt. Die OECD und IEA schlagen die Stromgestehungskosten als wesentlichen Indikator vor, wobei ausgewählte externe Kosten mitberücksichtigen werden sollen. Bei der Auswahl der Indikatoren muss aber darauf geachtet werden, dass keine Redundanzen auftreten. Im sozialen Bereich werden Indikatoren für die Kriterien Unfälle, Gefahren und unvermeidbare Risiken für die menschliche Gesundheit unter der Form von öffentlichen und beruflichen Gesundheitsrisiken eingeführt. Dieser Indikator wird auch manchmal in die Umweltdimension einbezogen. Des Weiteren wird der direkte Beschäftigungseffekt im Energieerzeugungsbereich auch als zusätzliches soziales Problemfeld analysiert.

¹¹⁴ [Afgan et al. 2000b, S. 83ff.]

Tabelle 3 zeigt die Kriterien und Problemfelder für die drei Dimensionen Umwelt, Gesellschaft und Wirtschaft der Nachhaltigkeit im Energiesektor. Diese werden aus der Analyse der Nachhaltigkeitsmanagementregeln und der in Kapitel 3 vorgestellten Studien abgeleitet. Die identifizierten Problemfelder könnten erweitert werden. Die Auswahl lehnt sich aber an die für die Fragestellung relevanten Problemfelder an und wird auf die wesentlichen Kriterien eingeschränkt, damit eine Analyse des Energiesystems ermöglicht wird.

Tabelle 3: Dimensionen, Kriterien und Problemfelder für die Definition von Nachhaltigkeitsindikatoren im Energiesektor

| Dimensionen | Kriterien | Problemfelder |
|-------------------------|---------------------------------------|---|
| Umwelt | Ressourcenverfügbarkeit | Ressourcenschonung (nicht regenerative Energieträger, regenerative Energieträger) |
| | Umweltverträglichkeit | Eutrophierung, Versauerung, Photooxidantienbildung |
| | | Klimaschutz |
| | | Abfallaufkommen |
| | | Flächenverbrauch |
| Wirtschaft | Geringe Belastung der Volkswirtschaft | Energiebereitstellungskosten |
| | | Berücksichtigung von Gesamtkosten und externen Kosten |
| Gesellschaft - Soziales | Risikoarmut | Öffentliche und berufliche Gesundheitsrisiken |
| | Versorgungsstandard | Versorgungssicherheit |
| | Soziale Verträglichkeit | Beschäftigungseffekte |

Für die unterschiedlichen Problemfelder sollen geeignete Indikatoren ausgewählt werden, die für die Fragestellung und das betrachtete System relevant sind. Bei der Integration der externen Kosten muss darauf geachtet werden, dass ein Problemfeld nicht bereits durch einen anderen Indikator berücksichtigt wird.

Das Kriterium „effizientere Energiesysteme“ ist sowohl in der wirtschaftlichen als auch in der ökologischen oder sozialen Dimension vorhanden insofern, als effizientere Energiesysteme zu einer Ausgabenminimierung führen (z.B. Reduzierung des Brennstoffverbrauchs) können und gleichzeitig Schadstoffemissionen und die damit verbundenen Gesundheitsrisiken mindern. Auf Grund des ausgewählten Aggregationsgrades werden Artenvielfalt, Vernetzung und Redundanz der Quellen nicht detailliert analysiert.

4.2 Indikatoren für das Problemfeld Ressourcenschonung

Als Kriterium zur Untersuchung der ökologischen Dimension einer nachhaltigen Energieversorgung dient im Folgenden die Ressourcenschonung erneuerbarer und erschöpfbarer Ressourcen. Die Trennung in erneuerbaren und erschöpfbaren Ressourcen wird aufgrund der differierenden Managementregeln vorgenommen. Bezüglich erschöpfbarer Ressourcen wird weiter zwischen energetischen und nicht-energetischen Ressourcen unterschieden. Hintergrund der Berücksichtigung der Ressourceninanspruchnahme im vorliegenden Indikatorensystem ist die Forderung, nachfolgenden Generationen eine mindestens ebenso große technisch und wirtschaftlich nutzbare Ressourcenbasis zu hinterlassen.

Für erschöpfbare Ressourcen ist dabei die in Kapitel 3.3 eingeführte ‚Extraktionsregel‘ anzuwenden, die besagt, dass erschöpfbare Ressourcen nur in dem Umfang genutzt werden dürfen, in dem funktionsäquivalente Substitute auf Basis technologischen Fortschritts oder erneuerbarer Ressourcen bereitgestellt werden können. Die ausschließliche Angabe jährlicher Verbrauchsmengen, die keinen Rückschluss auf nutzbare Ressourcen zulässt, ist damit nicht ausreichend¹¹⁵. Dies gilt ebenso für die bloße Angabe der Reichweite einzelner Ressourcen. Für fossile Brennstoffe werden deshalb im Folgenden die **Effizienz des Brennstoffeinsatzes** sowie eine mögliche Substitution durch erneuerbare Energieträger als Indikatoren herangezogen.

Für erneuerbare Ressourcen gilt die ‚Ernteregul‘ (vgl. Kapitel 3.3), laut der die Nutzungsrate die Erneuerungsrate nicht übersteigen darf. In diesem Problemfeld wird der **Anteil an erneuerbaren Energien für die Stromproduktion** als Indikator betrachtet. Der Anteil an nicht-erneuerbaren Energien kann damit auch leicht abgeleitet werden. Zusätzlich wird mit einem geeigneten Ansatz gewährleistet, dass die Regenerationsrate der Biomasse nicht überschritten wird.

4.3 Umweltverträglichkeit - Umweltinanspruchnahme

Das Kriterium Umweltinanspruchnahme bezieht sich auf Beeinträchtigungen der Senkenfunktion der Umwelt¹¹⁶ durch Rest- bzw. Schadstoffabgabe. Für die Integration des Kriteriums in zu entwickelnden Indikatorensystem sind deshalb die relevanten Stoffströme im Bereich der Energieversorgung zu bestimmen. Vergleichbare Fragestellungen werden u.a. im Rahmen der Ökobilanzierung behandelt. Das Konzept der Ökobilanzierung wird dabei auf unterschiedlichen Betrachtungsebenen (bspw. technische Prozesse, Produkte oder Regionen) angewendet und beruht i.d.R. auf den Schritten Zieldefinition, Bilanzraumabgrenzung, Bestimmung der Sach- und Wirkungsbilanz und Ergebnisinterpretation. Die Identifikation und Quantifizierung der zentralen Umweltwirkungen sowie der Ressourceninanspruchnahme des Energiesektors kann damit als Spezialfall der Ökobilanzierung aufgefasst werden. Zur Eingrenzung des Untersuchungsgegenstands werden - im Gegensatz zur Vorgehensweise bei der Ökobilanzierung - hier jedoch zuerst relevante Problemfelder (Wirkungskategorien) innerhalb der Energieversorgung identifiziert. Für die wesentlichen Stoffströme ist dann, ähnlich der Erstellung der Wirkungsbilanz im Rahmen der Ökobilanzierung, eine Zuordnung von Stoffströmen zu Problemfeldern sowie eine Bestimmung von Gewichtungsfaktoren entsprechend der Bedeutung der Stoffströme innerhalb des Problemfeldes vorzunehmen¹¹⁷. Die zentralen Problemfelder im Rahmen des Kriteriums Umweltinanspruchnahme im Bereich der Energieversorgung sind Eutrophierung, Versauerung, Abbau stratosphärischen Ozons, anthropogene Klimaänderungen, Flächenverbrauch, Sicherung der Artenvielfalt und nukleare Abfälle.

4.3.1 Indikatoren für das Problemfeld Eutrophierung, Versauerung, Photooxidantienbildung

Eutrophierung beschreibt die Zunahme an Nährstoffen, besonders an Phosphor- und Stickstoffverbindungen in Gewässern oder in Böden. In Gewässern ist diese Nährstoffzunahme mit einem übermäßigen Wachstum von Wasserpflanzen (z.B. Algen, Laichkraut) verbunden. Die Folgen sind fortschreitender Uferbewuchs und vermehrte Bodenschlammabfuhr, was letztendlich zur allmählichen Verlandung stehender Gewässer führen kann. Durch das vermehrte Absterben von Pflanzen wird bei der anschließenden Zersetzung übermäßig viel Sauerstoff verbraucht. Fällt der Sauerstoffgehalt des Wassers unter ein bestimmtes Mindestmaß, hört der Abbau organischer Verunreinigungen durch aerobe Bakterien auf. Bei den danach von anaeroben Bakterien verursachten Zersetzungsprozessen

¹¹⁵ [Afgan et al.2000, S. 605ff.]

¹¹⁶ Wasser, Boden, Luft

¹¹⁷ [Wietschel 2000, S. 37]

können sich Stoffe wie Schwefelwasserstoff, Ammoniak oder Methan bilden. Das Gewässer beginnt "umzukippen" (Fischsterben und belästigende Gerüche), damit verschiebt sich das Artengleichgewicht, und im Allgemeinen wird die Artenvielfalt vermindert¹¹⁸. Weitere Schadstoffe, die zur Eutrophierung beitragen, sind Phosphat (PO_4^{3-}) und Ammoniak (NH_3). Der Beitrag des Energiesektors liegt im Wesentlichen in den NO_x -Emissionen.

Unter Versauerung wird die Erhöhung der Wasserstoffionenkonzentration in den Umweltmedien Luft, Wasser und Boden verstanden. Die Schwefel- und Stickstoffverbindungen aus Schwefel- und Stickstoffemissionen gelangen als trockene Ablagerung z.B. auf der Vegetation oder als feuchte Ablagerung zusammen mit Niederschlägen auf direktem Weg auf die Erdoberfläche zurück. Sie können aber auch indirekt nach chemischer Umwandlung in trockener oder feuchter Form zur Erde gelangen. SO_x , NO_x und NH_3 können in der Atmosphäre oder aber nach der Ablagerung zu Schwefel bzw. Salpetersäure umgesetzt werden ("saurer Regen") und Gewässer, Boden und Organismen schädigen.

Dem Versauerungsprozess in Wasser und Boden wirken in Abhängigkeit vom pH-Wert gestaffelte Puffersysteme entgegen. Anhaltende Säureinträge führen zu einem allmählichen Verbrauch dieser Pufferkapazitäten. In versauerten Böden werden Nährstoffe schneller aufgeschlossen und damit ausgewaschen. Es kommt zur Freisetzung toxischer Kationen (Aluminium), die Wurzeln angreifen. Als Folge werden die Organismen mit Nährstoffen fehlversorgt; der Wasserhaushalt wird gestört. Gleichzeitig werden dem Boden wichtige Strukturelemente entzogen; die Bodenstruktur degradiert. Die metabolische Aktivität der Bodenorganismen wird herabgesetzt, was Auswirkungen auf die Humusbildung hat. Über diese Wirkmechanismen trägt die Versauerung zum „Waldsterben“ bei. Bei der Versauerung von Oberflächengewässern kommt es zu einer Verringerung des pH-Wertes. Davon sind vor allem Gewässer mit geringer chemischer Pufferkapazität betroffen. Die Folge sind abnehmende Fischbestände und eine geminderte Vielfalt anderer Wasserorganismen, da sich nur säuretolerante Lebewesen auf diese Bedingungen einstellen können. Für die Beurteilung der Versauerung wurde ein Bewertungssystem entwickelt, die die Sensibilität der Arten gegenüber pH-Erniedrigungen und seiner Begleiterscheinungen widerspiegeln¹¹⁹. Weitere Schadstoffe, die zur Versauerung beitragen, sind Stickoxid (NO_x), Ammoniak (NH_3), Chlorwasserstoff (HCl), Fluorwasserstoff (HF) und Schwefelwasserstoff (H_2S). Der Beitrag des Energiesektors liegt aber in den SO_x ¹²⁰- und NO_x -Emissionen.

Die wichtigsten Bodenozon-Vorläufersubstanzen sind im Energiesektor Stickoxide (NO_x) und flüchtige organische Verbindungen (in Englisch „volatile organic compounds - VOC“). Stickstoffdioxid (NO_2) wird in einem auslösenden Schritt im Sonnenlicht zu Stickstoffmonoxid (NO) und Sauerstoffatomen gespalten. Letztere reagieren mit Luftsauerstoff zu Ozon. Umgekehrt setzt sich Ozon aber auch wieder mit NO zu Stickstoffdioxid und Sauerstoff um, sodass sich ein Gleichgewicht zwischen Ozonbildung und -abbau einstellt¹²¹.

Stickstoffoxide greifen die Schleimhäute der Atmungsorgane an und begünstigen Atemwegserkrankungen. SO_x sind ebenfalls toxisch für Pflanzen, Tiere und Menschen.

Aufgrund ihres Beitrags zu den beschriebenen Umwelt- und Gesundheitsproblemen werden die **jährlichen NO_x - und SO_x -Emissionen** des betrachteten Energieversorgungssystems als Indikator

¹¹⁸ [IUVT 2003]

¹¹⁹ [UBA 2001]

¹²⁰ Emissionen oxidierten Schwefels (SO_x) sind die Summe aus Schwefeldioxid (SO_2) und Schwefeltrioxid (SO_3), ausgedrückt als SO_2 . In der Literatur wird eher die Bezeichnung SO_2 als SO_x verwendet. In den darauf folgenden Kapiteln wird deshalb SO_2 für SO_x gebraucht.

¹²¹ [Schmitt et al. 2003], [Rentz et al. 2002]

betrachtet. Der Beitrag des Energiesektors zur Produktion von Hauptgrundozonvorläuferstoffen ist gering und wird in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

4.3.2 Indikatoren für das Problemfeld Klimaschutz

Klimaforscher haben eine Änderung des weltweiten Klimas mit einem Anstieg der durchschnittlichen Bodentemperatur von ungefähr 0,6°C seit dem Anfang des 20. Jahrhunderts festgestellt. Gleichzeitig ist die Konzentration an CO₂ in der Atmosphäre seit 1750 um 31 % gestiegen¹²². Die Ermittlung der Anteile natürlicher und anthropogener Einflüsse auf die Klimaänderung wird noch diskutiert. Es besteht jedoch die Annahme, dass das globale Aufwärmen stark durch anthropogene Treibhausgase, insbesondere CO₂, beeinflusst wird. Mit dem zunehmenden Bewusstsein werden konkrete Maßnahmen und Programme zur Minderung der Treibhausgasemissionen eingeführt. Im Energiebereich sind CO₂ und CH₄ die relevanten emittierten Treibhausgase. Als Indikator werden die **jährlichen Treibhausgasemissionen des betrachteten Energiesystems** ausgewählt. Die Nicht-CO₂-Treibhausgasemissionen werden als CO₂-Äquivalente mithilfe des *Global Warming Potential* (GWP)-Ansatzes umgerechnet (vgl. Tabelle 4). Mithilfe von GWP-Faktoren lässt sich die Klimawirksamkeit der Freisetzung von einem Kilogramm eines Treibhausgases mit der Klimawirksamkeit der Emission von einem Kilogramm Kohlendioxid vergleichen. Die GWP-Faktoren werden mit den über den Betrachtungszeitraum emittierten Massen an Treibhausgasen multipliziert und so die CO₂-Äquivalente berechnet.

Da das Abklingverhalten einer einmal emittierten Treibhausgasmasse in der Atmosphäre durch Exponentialfunktionen annäherbar ist, kann man die zu jedem Zeitpunkt vorhandenen Treibhausgasmassen in der Atmosphäre approximieren. Um die Klimawirksamkeit durch die temperaturerhöhende Wirkung dieser Gase abzuschätzen, können die Treibhausgasmassen mit so genannten Forcing-Faktoren der jeweiligen Treibhausgase multipliziert werden. Aufgrund der Schwierigkeiten bei der Bestimmung eines Zielwerts, wie bspw. des maximalen *Radiative Forcing* für eine gegebene Zeitperiode, wird dieser Ansatz hier nicht betrachtet.

Tabelle 4: Global Warming Potential und Forcing Faktoren wichtiger Treibhausgase¹²³

| Spurengas | Geschätzte Lebensdauer | Global Warming Potential, Integrationszeiten von | | Forcing-Faktoren |
|--------------------------|------------------------|--|------------|------------------|
| | | 20 Jahren | 100 Jahren | |
| | Jahre | | | |
| CO ₂ | 120 | 1 | 1 | 1 |
| CH ₄ (direkt) | 10 | 63 | 23 | 58 |
| N ₂ O | 150 | 270 | 296 | 206 |
| FCKW-11 | 60 | 4500 | 3500 | 3970 |
| FCKW-12 | 130 | 7100 | 7300 | 5750 |

¹²² [IPCC 2001b]

¹²³ [IPCC 2001a], [Pearman 1990] Das Konzept des Global Warming Potential (GWP) baut auf jenem des Radiative Forcing (RF) auf und umfasst die Summe aller RF - Beiträge eines Gases bis zu einem gewählten Zeithorizont, die durch die einmalige Freisetzung einer Maßeinheit am Beginn des Zeitraumes verursacht werden. Somit ist es möglich, die Klimawirksamkeit von Treibhausgasen für unterschiedliche Zeithorizonte in die Zukunft zu extrapolieren. Meist wird das Global Warming Potential bezogen auf 100 Jahre angegeben. Radiative Forcing bezeichnet die Änderung des globalen Mittels der Strahlungsbilanz an der Stratopause und ist somit ein Maß für die Störung des Gleichgewichts zwischen einstrahlender Solarenergie und an den Weltraum abgegebener langwelliger Strahlung. Ein positives „Radiative Forcing“ führt zu einer Erwärmung, ein negatives zu einer Abkühlung.

4.3.3 Indikatoren für das Problemfeld Abfallaufkommen

Im Bereich der Energieversorgung fallen sowohl radioaktive als auch nicht-radioaktive toxische Abfälle an. Die Abfallarten lassen sich aufgrund ihrer Entstehung, Lagerung und Entsorgung unterteilen und überwachen. Es wird zwischen wiederverwertbaren und nicht-wiederverwertbaren sowie radioaktiven und nicht-radioaktiven Abfällen unterschieden. Nur der nicht-wiederverwertbare Anteil wird in der Studie berücksichtigt. Besondere Bedeutung wird nicht-wiederverwertbaren Abfällen im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung beigemessen, weil nach [Kopfmüller et al. 2001, S. 13] „unvermeidbare Risiken im Zusammenhang mit Erzeugungs-, Nutzungs- und Entsorgungsaktivitäten grundsätzlich zu minimieren und in ihrer räumlichen und zeitlichen Ausdehnung zu begrenzen sind“.

Für eine nachhaltige Entwicklung im Sinne der Aufrechterhaltung der Lebensqualität für nachfolgende Generation stellen nukleare Abfälle insbesondere aufgrund ihrer langen Halbwertzeiten ein besonderes Risiko dar. Wie sicher eine Endlagerstätte im Hinblick auf die Lagerung nuklearer Abfälle ist, kann heute nur schwer eingeschätzt werden. Deshalb wird die **jährliche Menge radioaktiver Abfälle** als Indikator in das vorliegende Indikatorensystem zur Operationalisierung einer nachhaltigen Energieversorgung aufgenommen. Bei den radioaktiven Abfällen wird unter drei Kategorien, der Strahlungsintensität entsprechend, unterschieden.

Flugasche und Bettasche sind die wesentlichen nicht-radioaktiven Abfälle, die bei der Stromproduktion anfallen. Die Wiederverwertungsraten dieser Abfälle sind sehr standortspezifisch. Es wird deshalb die **gesamte jährliche Ascheproduktion** als Indikator betrachtet. Als weitere Abfälle fallen Nebenprodukte der Wasseraufbereitung und der Gasreinigung (insbesondere Entschwefelung: Kalkstein oder Kalziumhydroxid) an. Viele finden eine Verwertungsalternative und werden daher nicht in die Bewertung einbezogen.

4.3.4 Indikatoren für das Problemfeld Flächenverbrauch

Wenn terrestrische Oberflächen für einen gegebenen menschlichen Prozess erforderlich sind, wird dieses häufig Flächennutzung, -umwandlung oder -besetzung genannt. Flächennutzung und -besetzung haben die gleiche Bedeutung; beide bezeichnen die Tatsache, dass eine Landoberfläche für einen bestimmten Prozess während eines Zeitabschnitts besetzt wird, ohne verbraucht zu werden. Die umweltmäßig relevanten Eigenschaften des Landes können durch diese Besetzung eventuell verändert werden. Wenn eine Änderung des Landes durch die Einführung eines gegebenen Prozess eintritt, wird häufig die Bezeichnung "Landumwandlung" verwendet.

Die Flächennutzung beeinflusst die Natur als Ganzes in vielerlei Hinsicht, und die meisten dieser Einflüsse werden von unserer Gesellschaft als nicht wünschenswerte Beschädigung betrachtet. Acht Bodenfunktionen, die nach bestimmten Arten der Flächennutzung nachteilig beeinflusst werden können, werden definiert¹²⁴:

- Erosionswiderstand,
- Filter- und Pufferwirkung,
- Transformation (Abbau organischer Stoffe),
- Beeinflussung des Grundwassers,
- Abflussregulation,
- Immissionsschutz,
- Stabilität (biologisch),

- Biotischer Ertrag.

Diese negativen Beeinflussungen können eine Wirkung auf die menschliche Gesundheit, die „Umweltgesundheit“ (Fauna, Flora) und die Ressourcen (nicht lebendige Elemente der Natur) haben. Als Indikator für das Problemfeld „Flächenverbrauch“ wird hier die **gesamte genutzte Fläche** berücksichtigt.

4.4 Indikatoren für die wirtschaftlichen Problemfelder

Die Stromgestehungskosten sind im Allgemeinen rein betriebswirtschaftliche Kosten. Zusätzlich sind die externen Kosten zu berücksichtigen, die aus Effekten resultieren, welche in der betriebswirtschaftlichen Kostenermittlung keine Berücksichtigung finden. Mittels externer Kosten können die unterschiedlichen Auswirkungen der Elektrizitätserzeugung auf Gebäude und Infrastruktur, Gesundheit, Waldschäden, Treibhauseffekt, Landschaft, Verbrauch nicht-erneuerbarer Ressourcen usw. verglichen werden. Werden die Beeinträchtigungen nicht-ökonomischer Nachhaltigkeitsziele als externe Kosten der Energiebereitstellung erfasst, ermöglicht eine um diese externen Kosten erweiterte Berechnung der Stromgestehungskosten eine vergleichbare Bewertung unterschiedlicher Technologien. Man unterscheidet Kosten, die dem "Normalbetrieb" zuzuordnen sind, d.h. bereits heute anfallen und mit einer gewissen Regelmäßigkeit eintreten, von Kosten, die nicht regelmäßig bis sehr selten auftreten, für die aber eine gewisse Eintrittswahrscheinlichkeit besteht. Zur ersten Kategorie gehören z.B. Schäden durch die Luftverschmutzung. In die zweite Kategorie fallen vor allem Großunfälle in Kern- und Wasserkraftwerken sowie Folgen einer globalen Klimaveränderung¹²⁵.

In einem ersten Schritt werden nur die rein **betriebswirtschaftlich diskontierten Gesamtausgaben** über einen definierten Betrachtungszeitraum als Indikator in der vorliegenden Studie berücksichtigt. In einem zweiten Schritt werden die **externen Kosten** mit einbezogen. Damit wird der Einfluss der Berücksichtigung dieser Kosten bei der Entwicklung des berücksichtigten Energiesystems untersucht werden können.

Ein weiterer Indikator innerhalb der ökonomischen Dimension ist die Effizienz des Produktionssystems, welches die Stromproduktionskosten teilweise beeinflusst. Der Indikator wurde bereits in der Umweltdimension eingeführt: Effizientere Energieumwandlung kann gleichzeitig zur Senkung der Kosten und zur Reduktion von Schadstoffemissionen und Verringerung des Primärenergieverbrauches beitragen.

4.5 Indikatoren für soziale und gesellschaftliche Problemfelder

Für alle Mitglieder der Gesellschaft muss ein Mindestmaß an Grundversorgung mit Energie gewährleistet sein. In dem eingesetzten Modell für die Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie für den Energieversorgungssektor (vgl. Kapitel 7) ist die Stromnachfrage exogen vorgegeben und bildet die treibende Größe des eingesetzten Modells. Die Angebotsseite soll ausreichend sein, damit die Nachfrage erfüllt werden kann. Dies ist die Grundanforderung für das eingesetzte Modell. Es wird deshalb kein spezifischer Indikator für diesen Problembereich eingesetzt.

Risikoarmut der Energiesysteme ist auch eine Grundanforderung für eine nachhaltige Entwicklung. In dieser Arbeit wird Risiko als öffentliche Gesundheitsgefahr mithilfe der **jährlichen Staubemissionen** des untersuchten Energiesystems integriert. Gesundheitsrisiken, die mit der Radioaktivität von

¹²⁴ [Müller-Wenk 2003]

¹²⁵ [Hauenstein 1999]

Abfällen verbunden sind, werden in der Umweltdimension mit der jährlichen Abfallproduktion betrachtet.

Als Indikator für das von einem Kraftwerk ausgehende Risiko für Umwelt und Menschen wäre am besten das potenzielle Schadensmaß geeignet, das sich aus Schadenshöhe und Eintrittswahrscheinlichkeit zusammensetzt. Abzubilden wäre eine unendliche Schadenshöhe oder ein irreversibler Schaden überdurchschnittlich, wenngleich die Eintrittswahrscheinlichkeit gering wäre. Im Rahmen dieser Arbeit war eine solche Bewertung aufgrund mangelnder Daten nicht möglich. Mit der Berücksichtigung der externen Kosten der Kernenergie wird aber dieses Problemfeld mitberücksichtigt.

Alle Menschen sollen gleichwertige Chancen in Bezug auf Zugang zu Bildung, berufliche Tätigkeit und Information haben¹²⁶. Durch einen Umbau des Elektrizitätsversorgungssystems kann es zu einem Strukturwandel in der Beschäftigung kommen. Die dabei entstehenden Veränderungen sollten sozialverträglich ablaufen. In dieser Analyse wird das **eingestellte Personal für die Stromproduktion** als Indikator für dieses Problemfeld eingesetzt. Es ist aber zu unterstreichen, dass innerhalb eines marktwirtschaftlichen Systems Arbeitsplätze in einzelnen Branchen durch Marktmechanismen bestimmt werden. Aus neo-klassischer wirtschaftlicher Sicht findet eine optimale Allokation der Arbeitskräfte durch die Marktmechanismen statt. Zu dem Indikator bleibt anzumerken, dass hier nur die direkten Arbeitsplätze gemessen werden, nicht jedoch die indirekten, die teilweise einen weit größeren Anteil an der Gesamtbeschäftigung ausmachen; dadurch kommt es zu einer verfälschten Darstellung der Arbeitsplatzsituation¹²⁷. Trotz dieser Problematik soll der Indikator der direkten Beschäftigung in die Betrachtung mit aufgenommen werden, um einen Anhaltspunkt für die Beschäftigungsentwicklung zu erhalten.

4.6 Zusammenfassung der ausgewählten Indikatoren

Um eine bessere Vergleichbarkeit zwischen unterschiedlichen Ländern oder Kraftwerksparkbetreibern zu erreichen, ist eine Umrechnung in spezifische Größen unerlässlich. Trotzdem sind die absoluten Indikatoren immer zu beachten, da spezifische Größen leicht über die absoluten Größenordnungen hinwegtäuschen können. Letztendlich sind es die absoluten Werte, die Einfluss auf unsere Umwelt nehmen. In der nachfolgenden Tabelle 5 sind alle vorgeschlagenen Indikatoren und Problemfelder zusammengefasst.

¹²⁶ [Birkmann 1999, S.128]

¹²⁷ [Walter et al. 2001, S. 108]

Tabelle 5: Ausgewählte Nachhaltigkeitsindikatoren für den Energieversorgungssektor

| Nachhaltigkeitsindikator | Problemfeld |
|---|--|
| Umwelt | |
| Anteil an erneuerbaren Energien für die Stromproduktion | Ressourcenschonung |
| Jährliche Emissionen an Schwefeloxiden (SO _x als SO ₂) | Versauerung |
| Jährliche Emissionen an Stickstoffoxiden (NO _x als NO ₂) | Eutrophierung, Versauerung, Photooxidantienbildung |
| Jährliche Emissionen an Treibhausgasen (CO ₂ , CH ₄ als CO ₂ -Äquivalente) | Klimaschutz |
| Jährliche Ascheproduktion (Flugasche und Bettasche) | Abfallproduktion |
| Jährliche Produktion an radioaktiven Abfällen A/B/C | Abfallproduktion |
| Genutzte Fläche | Landnutzung |
| Wirtschaft | |
| Betriebswirtschaftliche diskontierte Gesamtausgaben | Belastung der Volkswirtschaft / Stromproduktionskosten |
| Diskontierte Gesamtausgaben inklusiv externe Kosten | Belastung der Volkswirtschaft / Stromproduktionskosten |
| Energieeffizienz des Stromproduktionssystems | Belastung der Volkswirtschaft / Stromproduktionskosten |
| Gesellschaft - Soziales | |
| Personal in der Stromproduktion | Beschäftigung |
| Staubemissionen | Gesundheit |

4.7 Kritische Reflexion des Indikatorensystems

Das identifizierte Nachhaltigkeitsindikatorsystem könnte mit weiteren Indikatoren erweitert werden. Dennoch muss die Anzahl der Indikatoren begrenzt bleiben, um eine verständliche Analyse zu erlauben. Es muss unterstrichen werden, dass das gewählte Indikatorsystem für die Auswertung der Nachhaltigkeit im Energiesektor mit einem Fokus auf die Energieerzeugungsseite einzusetzen ist. Es ist adäquat für die Analyse eines Stromproduktionssystems unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien aber sollte für eine nationale Betrachtung mit weiteren Indikatoren erweitert werden. Beispielsweise könnte die Untersuchung der Indikatoren wie Energieintensität¹²⁸, Anteil des Einkommens für Elektrizitätskauf, Ausgaben für Forschung und Entwicklung bei der Entscheidungsunterstützung eingesetzt werden. Die Werte dieser Indikatoren können aber für eine dynamische Analyse über mehrere Jahre nur schwer ermittelt werden. Sie können aber hilfreich für eine gegenwärtige, aussagekräftige Analyse sein: Aus dem aktuellen Wert des Indikators können Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, um den Nachhaltigkeitsmanagementregeln zu folgen. Die Auswahl der Indikatoren hängt auch vom Wertsystem des Entscheiders ab: Einige Indikatoren werden in Abhängigkeit vom vom Entscheider gegebenen Wert aggregiert oder beseitigt.

¹²⁸ Energieintensität ist ein Indikator, der häufig in der Analyse im Energiesektor verwendet wird. Sie entspricht dem Energieverbrauch aller Energieverbraucher pro BiP-Einheit (Bruttoinlandsprodukt) [EEA 2002].

Das Problem der intergenerationellen Gerechtigkeit, das in der Nachhaltigkeitsdefinition angedeutet wird, ist nicht leicht durch einen oder mehrere Indikatoren abzuschätzen. In dieser Analyse wird das Problem unter dem Gesichtspunkt der Deckung der Energienachfrage in gegebenen Zeitabschnitten überprüft. Die Versorgung der notwendigen Energie muss langfristig garantiert werden. Diese Anforderung ist eine der grundlegenden Elemente einer nachhaltigen Energieversorgung, damit der Lebensstandard der Menschen beibehalten werden kann. Für lange Zeitabschnitte (> 40, 50 Jahre), bestehen viele Ungewissheiten über unterschiedliche Faktoren, z.B. die ökonomische Situation des Landes, internationale politische Situation, Entwicklung von Technologien. Folglich erlaubt eine Analyse für einen begrenzten Zeitabschnitt konsistentere Aussagen. Die Managementregel „Versorgungsstandard“ wird mithilfe der Anpassung der Energieproduktion gegenüber der Energienachfrage in Betrachtung genommen. Mit dem ausgewählten Indikatorsystem werden sowohl das normative Konzept einer nachhaltigen Energieversorgung als auch zentrale Problemfelder explizit berücksichtigt.

Wenn die Anforderungen für die Auswahl der Indikatoren betrachtet werden, so zeigt sich, dass eine komplette Unabhängigkeit der unterschiedlichen Indikatoren nicht möglich ist. Beispielsweise beeinflusst die Effizienz des Energiesystems sowohl die Energieerzeugungskosten als auch die Emissionen von Luftschadstoffen; eine Verbesserung der Energieeffizienz ermöglicht, den Primärenergieverbrauch zu begrenzen. Wie in Kapitel 3.4.2 eingeführt ist eine detaillierte Untersuchung der Abhängigkeiten zwischen den unterschiedlichen Indikatoren im Rahmen der Analyse notwendig, um die notwendigen Anpassungen des betrachteten Energiesystems in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung richtig zu evaluieren.

4.8 Maßnahmen zur Umsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung

Zum Erfüllen der definierten Nachhaltigkeitskriterien bzw. zum Erreichen der definierten Zielwerte für die ausgewählten Indikatoren können unterschiedliche Maßnahmen umgesetzt werden. Die wesentlichen Maßnahmen konzentrieren sich u.a. auf die Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbaren Energien:

- Integrierte Ressourcenplanung (IRP), die als Ziel die kostengünstige und ressourcenschonende Energieversorgung hat. Zur Erreichung dieses Ziels sollen sowohl Bereitstellungsoptionen der Energieerzeugung (Angebotsseite) als auch der Energieeinsparung (Nachfrageseite) gleichwertig in die Ressourcenplanung einbezogen werden.
- Produktion, Übertragung- und Verteilungseffizienz durch Maßnahmen und technische Umsetzungen, die eine Effizienzsteigerung sowohl bei der Elektrizitätsproduktion als auch die Energielieferung bis zum Endverbraucher fördert (z.B.: Einführung von Kraft-Wärme-Kopplung, GuD-Anlage).
- Demand Side Management: Vom Energieplaner vorgeschlagene Maßnahmen und politische Entscheidungen, die eine effiziente Nutzung der Energie auf der Nachfrageseite fördern. Demand Side Management kann mit der Steigerung der Endnutzungseffizienz durch die Einführung von technischen Maßnahmen die Energieeffizienz bei dem Endverbraucher steigern (z.B.: effizientere Beleuchtungen, Verbesserung der Gebäudedämmung)¹²⁹.
- Nutzung von erneuerbaren Energien: Erneuerbare Energien sind regenerierbar, stehen oft lokal zur Verfügung und können es ermöglichen, auf fossile Energieträger zu verzichten.
- Nutzung von sauberen Technologien („clean technologies“): Einführung von Technologien mit wenigen Nebenprodukten (Abfälle und Luftschadstoffe) und Minderungstechnologien (z.B.

¹²⁹ [Malkina-Pykh 2002, S. 24]

Emissionsminderungstechnologien). Tabelle 6 zeigt die wesentlichen Maßnahmen für die unterschiedlichen identifizierten Problemfelder.

Tabelle 6: Maßnahmen für die identifizierten Nachhaltigkeitsproblemfelder im Energiesektor

| Problemfelder | Maßnahmen |
|--|--|
| Ressourcenschonung | Nutzung regenerativer Energieträger |
| | Einhalten der Regenerationsrate regenerativer Energieträger |
| | Effizienzsteigerung (Energieproduktion-, Transport- und Nachfrageseite durch Wirkungsgradverbesserungen, die Verwendung neuer Technologien, Gewohnheitsänderung seitens des Endverbrauchers, usw.) |
| Eutrophierung, Versauerung, Photooxidantienbildung | NO _x - Emissionsminderung, Nutzung regenerativer Energieträger |
| | Einsatz von De-NO _x -Anlagen (primäre Maßnahmen: Z.B. Low-NO _x -Burner, sekundäre Abscheidetechnologien: Z.B. SCR) bei der Energieerzeugung |
| | Effizienzsteigerung (auf die Energieproduktion-, Transport- und Nachfrageseite) |
| Eutrophierung, Versauerung | SO _x -Emissionenminderung, Nutzung schwefelarmer Energieträger |
| | Nutzung regenerativer Energieträger |
| | Einsatz Entschwefelungsanlagen (sekundäre Abscheidetechnologien) bei der Energieerzeugung |
| | Effizienzsteigerung (Energieproduktion-, Transport- und Nachfrageseite) |
| Gesundheitsrisiken: Staubemissionen | Nutzung niedrig-stauberzeugender Energieträger (z.B. Erdgas) |
| | Nutzung regenerativer Energieträger |
| | Einsatz Entstaubungsanlagen (sekundäre Abscheidetechnologien) |
| | Effizienzsteigerung (Energieproduktion-, Transport- und Nachfrageseite) |
| Klimaschutz | Nutzung regenerativer Energieträger |
| | Einsatz von „Treibhausgasarmen“ Energieträgern (z.B. Erdgas) |
| | Effizienzsteigerung (Energieproduktion-, Transport- und Nachfrageseite) |
| | Treibhausminderung (Nutzung der Senkenfunktion der Biomasse) |
| Abfallaufkommen | Nutzung regenerativer Energieträger |
| | Effizienzsteigerung (Energieproduktion-, Transport- und Nachfrageseite) |
| | Verwertung |
| Flächenverbrauch | Minimierung der Flächeninanspruchnahme |
| | Effizienzsteigerung (Energieproduktion-, Transport- und Nachfrageseite) |
| Energiebereitstellungskosten | Effizienzsteigerung (Energieproduktion-, Transport- und Nachfrageseite) |
| | Auswahl von Technologien mit geringen Investitionen, variablen und fixen Ausgaben |
| Berücksichtigung von Gesamtkosten | Gesamtkosten mit Integration der externen Kosten |
| Beschäftigung | Innovation in der Energieerzeugung bzw. in der gesamten Branche (von der Planung bis zur Energieproduktion über die Konstruktion und Stilllegung) zum Schaffen von neuen Arbeitsplätzen |

Im Rahmen dieser Arbeit wird nun ein methodisches Instrument entwickelt, um das optimale Maßnahmenbündel zur Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie im Energiesektor definieren zu können. Das Instrument soll es erlauben, die Entwicklung des betrachteten Energiesystems anhand des ausgewählten Indikatorsystems für gegebene Nachhaltigkeitsziele analysieren zu können. Die Kapitel 5 bis 7 schlagen methodische Ansätze in diesem Sinne vor.

5 Methodische Ansätze zur Internalisierung externer Kosten und Gewichtung von Nachhaltigkeitsindikatoren im Energieversorgungssektor

Bei der Auswahl der Nachhaltigkeitsindikatoren im Energiesektor wurde in der wirtschaftlichen Dimension die Bestimmung von Gesamtkosten als wesentlicher Indikator definiert. Dazu müssen nicht nur die Investitionen und die fixen und variablen Kosten im Prozess der Energieerzeugung, sondern auch so genannte externe Kosten berücksichtigt werden. Jede menschliche Aktivität verursacht neben dem beabsichtigten Nutzen Einflüsse auf unbeteiligte Dritte, die nicht in den Güterpreisen berücksichtigt sind, etwa die Inanspruchnahme von Natur und Umwelt. Diese Einflüsse werden in der ökonomischen Theorie als externe Effekte oder Kosten genannt. In diesem Kapitel wird deshalb darauf eingegangen, wie externe Kosten definiert und ermittelt werden. Studien zur Bestimmung von externen Kosten spezifisch für den Energiesektor werden vorgestellt. Daraufhin wird über die Diskontierung externer Kosten von Energieproduktionssystemen und ihre Übertragbarkeit auf andere Energieproduktionssysteme eingegangen. Die Unsicherheiten, die mit der Verwendung verbunden sind, werden erläutert. Die Notwendigkeit der Berücksichtigung externer Kosten nach unterschiedlichen wirtschaftlichen Konzepten und, wie externe Kosten für die Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie methodisch in der Untersuchung mit einbezogen werden, werden gezeigt.

Wie im Kapitel 3.5 eingeführt, bieten Indikatorwerte allein nur einen beschränkten Erkenntnisgewinn für eine nachhaltige Entwicklung. Zur Gestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung müssen für die verschiedenen Indikatoren klare Zielvorgaben definiert werden, die mit den untersuchten Energiesystemen erreicht werden sollen. Methoden müssen eingesetzt werden, um Alternativen in Bezug auf die Struktur der Energiesysteme bewerten und auswählen zu können, damit diese Ziele erreicht werden. Zur Bewertung und Auswahl von Alternativen stehen verschiedene Methoden zur Verfügung. Bei einer großen Zahl von Alternativen, sehr komplexen Zusammenhängen, aber auch bei personell und/oder zeitlich voneinander getrennten Bewertungen und Entscheidung wird eine pragmatische Bewertung erschwert. Ist eine pragmatische Bewertung nicht mehr möglich, kommen standardisierte Bewertungsverfahren zum Einsatz¹³⁰. Die Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Aspekten stellt ein Entscheidungsproblem mit mehreren Zielsetzungen dar. Zur Ermittlung der geeigneten Gestaltung des Energiesystems kommen Bewertungsverfahren der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung zum Einsatz. Im Verfahren der Zielprogrammierung („goal programming“) wird die Minimierung der Abweichung von Indikatoren zu ihren Zielgrößen erzielt. Dieses Verfahren erlaubt die Einführung beliebiger Zielgrößen. Die Zielprogrammierung wurde im Rahmen dieser Arbeit als Bewertungsverfahren ausgewählt und wird in diesem Kapitel näher eingeführt.

5.1 Internalisierung externer Kosten und Nachhaltigkeit

5.1.1 Definition und Ermittlung von externen Kosten

Die Problematik der ökonomischen Bewertung von Umweltbeeinträchtigungen ist ein wichtiger wirtschaftswissenschaftlicher Aspekt in der Umweltdiskussion. [Pigou 1932] hat sich mit dieser Fragestellung, insbesondere mit dem so genannten Phänomen der „Social Costs“ intensiv auseinandergesetzt. In den folgenden Jahrzehnten wurde versucht, ökonomische Folgewirkungen von Umweltbelastungen zu quantifizieren¹³¹.

¹³⁰ [Figge 2000, S. 23, S.57]

¹³¹ Vgl. bspw. [Kapp 1950], [Coase 1960], [Heinz 1980], [Hautau et al. 1987]

Nebeneffekte menschlicher Aktivität manifestieren sich bei Umweltbelastungen auf natürlichen Ökosystemen aber auch Materialien sowie in der Gestalt von Einbußen an Gesundheit, Wohlbefinden und ästhetischen Werten. Diese Nebeneffekte werden als externe Effekte bezeichnet, deren ökonomische Bewertung externe Kosten genannt wird. Produzenten wie Konsumenten verursachen positive wie negative externe Effekte, wenn z.B. durch ihr Verhalten andere Individuen oder Gruppen beeinträchtigt werden, ohne dass sie dies bei ihren Produktions- und Konsumentscheidungen berücksichtigen bzw. berücksichtigen müssen[□]. Negative externe Effekte liegen vor, wenn z.B. durch die Aktivität eines Individuums andere Individuen Nutzungs- oder Produktionseinbußen erleiden, die der eigentliche Verursacher dieses externen Effektes nicht als Kosten seiner Aktivität berücksichtigt. Sie schließen eine Schädigung der Umwelt, wie Effekte der Luftverschmutzung auf Gesundheit, Gebäude, Wälder und Klima sowie Berufskrankheit und Unfälle ein. Es wird hierbei von einer Fehlallokation der Produktionsfaktoren gesprochen. Eine Zurechnung der externen Kosten bei den Produktions- und Konsumentscheidungen wird als „Internalisierung der externen Effekte“ bezeichnet.

Drei Hauptprobleme sind mit der Bestimmung von externen Kosten verbunden:

- die **Identifizierung** der externen Effekte (z.B. Treibhauseffekt, Versauerung),
- die **Zuordnung** und **Quantifizierung** der zurechenbaren Schäden,
- die **Monetarisierung** dieser Schäden.

Nach der Identifizierung und Zuordnung der externen Effekte soll der Umfang der entsprechenden Schäden ermittelt und die Verteilung der Schäden auf die Umweltmedien Luft, Wasser und Boden, Individuen oder Gruppen abgeschätzt werden.

Zur Quantifizierung der externen Kosten werden verschiedene Bewertungsansätze verwendet¹³²:

- **Schadenskostenermittlung und -umlegung:** Der Verursacher ersetzt dem Betroffenen den Schaden, den dieser erleidet, z.B. den Wertverlust bei Materialschäden und Behandlungskosten bei Gesundheitsschäden. Der Ansatz über die Schadenskosten eignet sich für die Ermittlung von Kosten zur Behebung beobachteter Schäden. Dieser Ansatz kann problematisch sein, sofern viele Schäden (materielle und gesundheitliche Schäden) meist erst dann erfasst werden, wenn eine Behebung / Sanierung kaum mehr möglich ist.
- **Vermeidungskostenermittlung und -umlegung:** Der Verursacher trägt die Kosten, die zur Vermeidung der Belastungswirkungen anfallen, z.B. Lärmschutzmaßnahmen, Kosten für die Reduktion des Schadstoffes.
- **Wiederherstellungskosten:** Der Verursacher trägt die Kosten, die zur Wiederherstellung des vorherigen Zustandes erforderlich sind; hier wäre an die Kosten von Ausgleichsmaßnahmen im Planungsrecht zu denken. Um den ursprünglichen Zustand wieder herzustellen, muss dieser gut bekannt sein. Des Weiteren kann die Wiederherstellung ein sehr langes Verfahren sein und die Erfassung der Wiederherstellungskosten somit erschwert werden.
- **Zahlungsbereitschaftsansatz:** Die Betroffenen werden befragt, welchen Betrag sie zu zahlen bereit wären, um eine Verschlechterung der Umweltqualität zu vermeiden. Dieser Ansatz wird vor allem bei der Schätzung von Schäden durch Lärm angewendet. Die Schwierigkeiten bei diesem Ansatz liegen oft daran, dass die Betroffenen über Umweltprobleme schlecht informiert sind, oder dass sie die angegebenen Beträge zur Vermeidung eines Schadens in der Praxis nicht bezahlen würden.

Tabelle 7 zeigt Beispiele von möglichen Schadenskosten und Vermeidungskosten für unterschiedliche negative externe Effekte.

Tabelle 7: Beispiele für Schadenskosten und Vermeidungskosten für unterschiedliche negative externe Effekte und Einschätzung ihrer Eignung ¹³³

| Bereich | Mögliche Bewertungsansätze | Einschätzung ihrer Eignung |
|-----------------------------|--|---|
| Luftverschmutzung | <p>Schadenskosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kosten (Ressourcenausfälle durch Gesundheits- Gebäude- und Waldschäden, Ernteaufälle) • Zahlungsbereitschaft für bessere Luftqualität <p>Vermeidungskosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kosten der Maßnahmen zur Erreichung der Luftreinhalteziele | <p><i>Gut</i> (Kausalität schwierig, z.B. Waldschäden)</p> <p><i>Mittel</i> (Problem der Über- oder Unterschätzung)</p> <p><i>Mittel</i> (verhaltensorientierte Maßnahme schwierig quantifizierbar)</p> |
| Klima | <p>Vermeidungskosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kosten der Maßnahme zur Erreichung vorgegebener Klimaziele <p>Schadenskosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grobschätzung globaler Schäden durch Klimaveränderungen • Zahlungsbereitschaft für die Vermeidung von Klimakatastrophen | <p><i>Mittel</i> (Festlegung der Ziele/Kausalität schwierig)</p> <p><i>Schlecht</i> (Kausalität und Schadenshöhe unklar)</p> <p><i>Mittel</i> (Informationsproblem)</p> |
| Natur und Landschaft | <p>Schadenskosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zahlungsbereitschaft für intakte Landschaften | <p><i>Schlecht</i> (konkreter Bezug schwierig, Abgrenzungsproblem)</p> |
| Großrisiken | <p>Schadenskosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eintrittswahrscheinlichkeit des Schadens • Zahlungsbereitschaft zur Verhinderung Großschäden (Einbezug der Risikopräferenz) | <p><i>Mittel</i> (bei Großrisiken schlecht, weil die Eintrittswahrscheinlichkeit sehr gering u. der Schaden sehr groß ist)</p> <p><i>Mittel</i> (Informationsproblematik)</p> |
| Infrastruktur | <p>Schadenskosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bewertung der Kosten (Ressourcenbeanspruchung) | <p><i>Gut</i> (Beträge ergeben sich direkt aus der Kostenrechnung)</p> |
| Unfälle | <p>Schadenskosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ressourcenausfälle/ Einkommensverluste • Zahlungsbereitschaft zur Verminderung des Unfallrisikos | <p><i>Gut</i> (Bewertung von Menschenleben ist ethisch nicht vertretbar)</p> <p><i>Gut</i> (konkrete Übertragung schwierig)</p> |
| Lärm | <p>Schadenskosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mietverluste (Lärm am Wohnort) • Zahlungsbereitschaft für mehr Ruhe <p>Vermeidungskosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kosten für Maßnahmen zur Einhaltung der Lärmgrenzwerte | <p><i>Gut</i> (v.a. für Wohnraum)</p> <p><i>Gut</i> (v.a. für Wohnraum)</p> <p><i>Gut</i> (Probleme bei Bewertung verhaltensorientierter Maßnahmen)</p> |

¹³² [Hohmeyer et al. 1991], [Prognos 1992], [Rogall 2002, S. 63-66]¹³³ [Jilek et al. 2001], [ECONCEPT 1996]

Eine sektorspezifische Bestimmung externer Kosten wird oft durchgeführt, um gezielte Strategien und Entscheidungen für einzelne Sektoren zu definieren. Im folgenden werden Untersuchungen zur Ermittlung externer Kosten im Energiesektor vorgestellt.

5.1.2 Externe Kosten im Energiesektor

5.1.2.1 Historischer Rückblick über die Ermittlung von externen Kosten im Energiesektor

Die Evaluierung und Internalisierung externer Kosten im Energiesektor basiert auf einem Verständnis der Konsequenzen und Wirkung der Generation, Umwandlung und Nutzung von Energie auf die Umwelt, die Menschen und ihr soziales Umfeld. Im Energiebereich wurden die externen Effekte oft ignoriert, und die Folge ist, dass diese Kosten bei den wirtschaftlichen Entscheidungen der Energieproduzenten und Energiekonsumenten nicht berücksichtigt wurden. Es gibt jedoch ein wachsendes Interesse, Klima- und Gesundheitsauswirkungen der Energienutzung sowie ihre externen Kosten zu quantifizieren.

Die Diskussion über die externen Kosten der Energieversorgung wurde in Deutschland im wesentlichen durch eine Studie von Olav Hohmeyer 1988 und 1989 (2. Auflage)¹³⁴ angeregt. In dieser Studie wurden die Umweltschäden durch verschiedene Energiesysteme untersucht. Hohmeyer schätzte ab, dass die externen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern und Kernenergie in derselben Größenordnung wie die Stromerzeugungskosten selbst liegen¹³⁵.

Die Studie von [Friedrich et al. 1990] untersucht die methodischen Mängel und Unzugänglichkeiten der Studie Hohmeyer und bewertet die Ergebnisse dieser Studie. Eine eigene Abschätzung wurde durchgeführt. Im wesentlichen wurde durch diese Arbeit dargelegt, dass plausiblere Annahmen und verbesserte methodische Ansätze zu wesentlich niedrigeren externen Kosten der untersuchten fossilen und nuklearen Energiesysteme führen können. Die abgeschätzten externen Kosten liegen bei Kohle-, Kern-, Wind- und Photovoltaikkraftwerke bei maximal 7 % der jeweiligen Stromerzeugungskosten. Daraus wurde geschlossen, dass eine Einbeziehung der externen Kosten keinen wesentlichen Einfluss auf die Relationen der Stromgestehungskosten dieser Anlagen hat.

In den USA wurde 1990 von [Ottinger et al. 1990] eine Studie über die externen Kosten der Stromerzeugung erstellt, die sich in einigen Schadensbereichen an der Methodik von Hohmeyer orientiert. Behandelt werden darin vorwiegend externe Kosten durch Emissionen (u.a. Treibhausgase, Schwefeloxide, Stickoxide) sowie externe Kosten durch Ressourcenverbrauch. Verglichen wurden Kohle-, Heizöl-, Erdgas-, Kernkraftwerke, Kraftwerke mit erneuerbaren Energien und Müllheizkraftwerke sowie Energiesparmaßnahmen.

In [Prognos 1992] wurde den Wissensstand zu Beginn der neunziger Jahre zum Thema externe Kosten der Energieversorgung aufgezeigt. Innerhalb der Studie wurden Untersuchungen externer Effekte zu den Bereichen Bodenbelastung, Waldschäden, Gefährdung der Artenvielfalt, Bau- und Materialschäden durch Luftverschmutzung, Gesundheitsschäden, Schäden durch Unfälle in Kernkraftwerken, Schäden durch Kohlendioxid und Methan, Schäden aus der vorzeitigen Erschöpfung nicht erneuerbarer Ressourcen sowie externer Effekte regenerativer Energiesysteme durchgeführt. Ein Teil der Arbeit befasst sich mit Internalisierungsbedingungen, -strategien und -maßnahmen¹³⁶. Eine zusammenfassende Darstellung und Bewertung weiterer Studien zu externen Kosten ist in [Mayerhofer et al. 1996] enthalten. Weitere Untersuchungen werden in [VDI 1996] dargestellt.

¹³⁴ [Hohmeyer 1989]

¹³⁵ Vgl. [Hohmeyer 1989], [Hohmeyer et al. 1991]

¹³⁶ [Prognos 1992], [ECONCEPT 1996]

5.1.2.2 Das ExternE Projekt

Das ExternE Projekt der Europäischen Kommission ist der erste Versuch, eine konsistente „Bottom-up-Methode“ anzuwenden, um die externen Kosten zu bestimmen, die mit unterschiedlichen Kraftstoffzyklen verbunden sind. In dieser Studie wurde für eine genauere Abschätzung der Wirkungspfadansatz entwickelt. Bei diesem Ansatz werden ausgehend von den Schadstoffemissionen, die Ausbreitung, Umwandlung und Wirkung der Schadstoffe abgebildet. Der methodische Ansatz basiert auf einer Schadenskostenermittlung und –umlegung ("impact pathways"). Die Schäden an der menschlichen Gesundheit, Pflanzen, Tieren und Materialien werden damit ermittelt¹³⁷. Die wesentlichen Schritte zur Ermittlung der externen Kosten gliedern sich wie folgt:

- Spezifizierung der Emissionen (z.B. durch den Schornstein emittierte Partikel in kg/s);
- Berechnung der Erhöhung der Schadstoffkonzentration in allen betroffenen Regionen (z.B. Partikel in $\mu\text{g}/\text{m}^3$ – unter der Verwendung von atmosphärischen Ausbreitungsmodellen);
- Berechnung der physischen Auswirkungen (z.B. Anzahl der Asthmakrisen, die auf diese Partikel zurückzuführen sind, Berechnungen über Dosis-Wirkung-Relationsfunktionen);
- Monetäre Bewertung dieser Wirkungen (z.B. Multiplikation durch die Kosten einer Asthmakrise).

Die erhaltenen Werte werden über alle Empfänger (Bevölkerung, Gebäude, Ernten, etc.), die durch den Schadstoff berührt werden, aufsummiert. Dabei werden die zeitlichen und räumlichen Grenzen der Analyse so gewählt, dass die wesentlichen Auswirkungen berücksichtigt werden. Im Sinne der Lebenszyklusanalyse wird die gesamte Prozesskette vom Rohstoffabbau über die Energieproduktion bis hin zur Entsorgung der Abfälle betrachtet¹³⁸. Dabei werden die einzelnen Prozesse, wie z.B. die Energieträgerextraktion, -aufbereitung und ihr Transport sowie die Anlagenkonstruktion und der Anlagenbetrieb, berücksichtigt. Dabei spielt der Standort der Energieproduktionsanlage eine wesentliche Rolle.

Das ExternE-Projekt wurde mit dem Projekt NewExt (*New elements for the assessment of external costs from energy technologies*) fortgeführt. Dieses Projekt konzentriert sich auf die Schlüsselbereiche, die in den früheren Arbeiten zu externen Kosten im Energiebereich als vorrangiger Forschungsbedarf identifiziert wurden. Das Hauptziel besteht darin, durch die Entwicklung neuer methodischer Elemente, die in den bestehenden ExternE-Bewertungsrahmen integriert werden können, die Bewertung externer Effekte zu verbessern. Darunter fallen z.B. die monetäre Bewertung von Sterberisiken, die Bewertung der Folgen von Versauerung und Eutrophierung für die Ökosysteme und die Artenvielfalt, die Bewertung der Folgen der potenziellen Schädigung der Umweltmedien (Luft/Wasser/Boden), die Bewertung der Auswirkungen von schweren Unfällen im Bereich der nicht-nuklearen Brennstoffe (z.B. Ölpest). Mit den Ergebnissen aus den beiden Projekten ExternE und NewExt sollen einheitliche konsistente Werkzeuge zur Analyse unterschiedlicher Fragestellungen zur Verfügung gestellt werden, wie z.B.:

- die Internalisierung externer Kosten im Energiesektor,
- die Optimierung einer Ausbauplanung und eines Standortauswahlprozesses,
- die Analyse von kosteneffizienten Emissionsminderungsmaßnahmen,
- die komparative Bewertung von Energiesystemen.

¹³⁷ [Sparado et al. 1998]; [EC 1995]

¹³⁸ [Rabl et al. 2001]

Die hier eingeführten wesentlichen Studien weisen unterschiedliche externen Kosten für vergleichbare Umweltschäden sowie Unsicherheiten bei den ermittelten Werten auf. Auf Unsicherheiten und Abweichungen bei der Bestimmung externer Kosten wird im folgenden eingegangen.

5.1.3 Unsicherheiten und Abweichungen bei der Bestimmung von externen Kosten

Die Unsicherheiten der Ergebnisse der unterschiedlichen Studien können recht groß sein, da z.B. die Wirkungsbeziehungen von verschiedenen Schadstoffen und damit die verursachungsgerechte Zurechnung zu einem Schaden nicht bzw. noch nicht wissenschaftlich festgelegt sind. Die zwei wesentlichen Schwierigkeiten bestehen bei der Schadenskostenanalyse in der Festlegung der Schäden selber und in der Monetarisierung dieser Schäden. Einige Effekte, u.a. auf die Gesundheit, sind (noch) nicht oder nur ungenau bekannt und könnten in der Zukunft wissenschaftlich nachgewiesen werden und müssen dann in den externen Kosten mitberücksichtigt werden. Die Effekte jedes einzelnen Schadstoffes sind oft schwer zu messen, weil Wechselbeziehungen zwischen verschiedenen Stoffen existieren. Zu den methodisch noch ungelösten Problemen gehören unter anderem die Bewertung der Verringerung der Artenvielfalt, die Behandlung von Risikoaversionen und die Bewertung von Schäden, die erst mit einer größeren zeitlichen Verzögerung auftreten¹³⁹.

Zur Monetarisierung der Effekte auf die Mortalität wurde ein Wert von 3,1 Mio. Euro pro Menschenleben festgelegt, wobei für diesen Wert kein allgemeiner Konsens existiert. Die für ein Menschenleben definierten Werte liegen zwischen einer und fünf Mio. Euro¹⁴⁰. Diese monetäre Herangehensweise wird aus ethischen Gründen kritisiert. Es existiert daher ein weiterer Ansatz, bei dem die Verkürzung der Lebenszeit betrachtet wird. Ein verlorenes Lebensjahr wird hierbei mit einem Wert von 840.000 € bewertet.

Die Definition des betrachteten Systems ist ein wesentliches Element und sollte alle Aspekte berücksichtigen, die es beeinflussen können. Die Grenzen der betrachteten Systeme müssen konsistent sein, um einen Vergleich untereinander zu ermöglichen. Welche Vorprozesse (z.B. Stahl- und Zementproduktion für den Anlagenbau) mit in die Betrachtung einbezogen werden, hängt von der Relevanz ihrer Effekte im Verhältnis zu denen der Energieträgerumwandlung ab. Weiterhin muss der Standort jedes einzelnen Prozesses des Stoffzyklus berücksichtigt werden, da der Standort der Emissionsquelle mit seinen Eigenschaften (z.B. Bevölkerungsdichte) - insbesondere für die Primärschadstoffe - für die Bestimmung der externen Kosten und deren Varianz von Bedeutung ist (z.B. können die Effekte bei höheren Bevölkerungsdichten höhere Kosten verursachen).

Weitere Unsicherheiten, die mit der Evaluierung von externen Kosten verbunden sind, sind in [EC 1995, S. 35-38] dargestellt. Diese Unsicherheiten müssen bei der Internalisierung externer Kosten immer berücksichtigt werden und Ergebnisse von Untersuchungen, die sie einsetzen, kritisch ausgewertet werden. Des weiteren werden externe Kosten oft für bestimmte Standorte und Zeitpunkte ermittelt. Ihre Übertragbarkeit auf andere Systeme und Standorte wird im folgenden Abschnitt näher untersucht.

5.1.4 Übertragbarkeit der ermittelten Werte für die externen Kosten auf andere Systeme und Standorte

Externe Effekte hängen vom Standort und dem Zeitpunkt ab. Eine Evaluierung der Auswirkungen zu jedem Standort und jedem Zeitpunkt ist jedoch schwierig. Die Übertragung der Einschätzung auf andere Standorte zu anderen Zeitpunkten spielt in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle, wobei die Bedingungen für eine solche Übertragung definiert werden sollen. Es soll bestimmt werden, ob

¹³⁹ [Voß 1996]

eine Übertragung möglich ist sowie welche Anpassungen für den neuen Kontext gemacht werden müssen¹⁴¹. Die Übertragbarkeit von monetären Bewertungsergebnissen auf ähnliche Fragestellungen wird auch Benefit Transfer genannt. Allgemein kann der Benefit Transfer definiert werden als „eine Methodik, die monetäre Werte für eine bestimmte Bewertungsstudie dadurch ermittelt, dass sie frühere Studien analysiert und deren ermittelte Werte mit mehr oder weniger aufwendigen Korrekturverfahren auf die aktuelle Bewertungssituation überträgt“¹⁴². Dieser Ansatz wird insbesondere zur Abschätzung von Umweltgüterwerten verwendet.

Die Werte können von ihrer Lokalisierung im Raum und / oder in Zeit unterschiedlich sein. Räumliche und zeitliche Übertragung werden damit gegenübergestellt. Der Benefit Transfer stellt ein klassisches Beispiel für die Verwendung von Sekundärdaten für eine neue Fragestellung dar. Für die Terminologie des Benefit Transfers werden folgende Begriffe verwendet: Unter „Studienort“ versteht man den Ort, für den die Werte ursprünglich erhoben wurden, während es sich bei dem „Politikort“ um den Anwendungsort der zu übertragenden Werte handelt. Es werden zwei Benefit Transfer-Verfahren unterschieden: Bei dem direkten Benefit Transfer (DBT) werden die Werte unkorrigiert auf den Politikort übertragen, während bei dem Benefit Funktionen Transfer (BFT) die gesamte Nachfragefunktion bzw. Wertefunktion auf den Politikort übertragen und mit den Daten des Politikortes gelöst wird¹⁴³.

Es gibt drei Schwierigkeiten bei der Übertragung von Werten auf andere Gebiete:

- Die ursprünglichen Datensätze unterscheiden sich von denjenigen des Anwendungsortens. Dadurch vergrößern sich die mit den Nichtmarktbewertungsmethoden verbundenen Probleme, wenn diese Daten auf ein anderes Gebiet übertragen werden.
- Monetäre Schätzungen werden in Einheiten festgesetzt, die sich von denjenigen unterscheiden, die zur Auswirkungseinschätzung verwendet werden. Das Verhältnis zwischen den zwei Einheiten muss festgelegt werden, damit eine Übertragung möglich ist.
- Studien veranschlagen oft durchschnittliche Werte und verwenden Methoden, die nicht übertragbar auf die gegebenen Standorte, Regionen und Bevölkerungen sind.

Benefit Transfer-Anwendungen können auf Expertenanalysen oder Meta-Analysen beruhen. Bei der Expertenanalyse werden Übertragungsmöglichkeiten untersucht und erforderliche Modifizierungen bestimmt, die für eine genauere Übertragung notwendig ist. Dieses Verfahren wurde beispielsweise im Rahmen der ExternE-Studie angewendet. Im Allgemeinen ist die Datenübertragung mit weniger Fehlern behaftet, wenn die ursprünglichen eingeschätzten Daten „relativ“ sind (z.B. Schaden pro Kopf, pro Emissionseinheit, für eine gegebene Altersverteilung).

Zwei weitere wesentliche Faktoren tragen zum Erfolg der Datenübertragung bei: die Qualität der Ausgangsstudie und die Ähnlichkeit der Bewertungssituation. Je ähnlicher die betrachteten Systeme vom Studienort und Politikort sind, desto weniger Fehler hat die Übertragung der Werte¹⁴⁴.

Die Metaanalyse ist ein statistisches Verfahren, um die Resultate aus verschiedenen, aber vergleichbaren Studien zu vereinen. Sie wird angewendet, wenn wesentliche Unterschiede zwischen den Studien über die Abschätzung von Umweltschäden existieren und diese sich signifikant hinsichtlich der verwendeten Hintergrundvariablen unterscheiden, um die Resultate aus einer Studie auf eine neue Anwendung zu übertragen. Aus der Analyse werden die Resultate der unterschied-

¹⁴⁰ [Rabl et al. 2001]

¹⁴¹ [EC 1995, S. 47-48]

¹⁴² Vgl. u.a. [Boyle et al. 1992], [Kirchhoff et al. 1997], [Ministère de l'Ecologie 2002]

¹⁴³ [Bergstrom 1996], [Kirchhoff et al. 1997]

¹⁴⁴ [Brouwer 2000]

lichen Studien identifiziert, die übertragen werden können. Eine formale Meta-Analyse ist schwierig durchzuführen. Sie wird aber „unformell“ eingesetzt, um zum Beispiel Schadensschätzungen bezogen auf eine Gesamtbevölkerung auf einen pro Kopf-Wert zu übertragen. Dieses setzt voraus, dass die Schadenshöhe proportional zur Gesamtbevölkerung ist.

Weitere Berücksichtigung bei der Integration externer Effekten in eine wirtschaftliche Untersuchung sind mit der Diskontierung externer Kosten verbunden. Grund der Verwendung dieses Verfahrens und mögliche Probleme werden im folgenden aufgezeigt.

5.1.5 Diskontierung externer Kosten

Konzepte für eine nachhaltige Bewirtschaftung erneuerbarer und erschöpfbarer Ressourcen sind Bestandteile der neoklassischen Ressourcenökonomie, bei der davon ausgegangen wird, dass es wirtschaftlich sinnvoll ist, das natürliche Kapital zu erhalten bzw. zu schonen. Andererseits kann sich der Wohlstand mit der sofortigen Nutzung der Ressourcen vermehren. Des Weiteren ist die heutige Nutzung von Ressourcen sicher, während ein späterer Verbrauch oft mit Unsicherheiten behaftet ist. In der praktischen Anwendung kann im Allgemeinen mittels Diskontierung eine Homogenisierung zeitlicher Nutzen- oder Zahlungsströme zur Ermittlung von einzelwirtschaftlichen Kostenaspekten (z.B. Bestimmung des Gegenwartswerts für Investitionen und Brennstoff-, sowie Betriebskosten eines Heizkraftwerks) oder im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse (Verbarwertung aller Kosten- und Nutzenströme) vorgenommen werden¹⁴⁵.

Die Auswahl des Zinssatzes und seine zeitliche Entwicklung führen oft zu Diskussionen. Je höher die Diskontrate ist, desto geringer ist der gegenwärtige Wert von künftigen Schäden, insbesondere der Wert von langfristigen Effekten beispielsweise von radioaktivem Müll, Klimaschäden oder Waldschäden. Eine Verringerung der Diskontrate ist normalerweise mit einem steigenden Niveau ökonomischer Aktivitäten und Investitionen verbunden. Durch die Diskontierung können künftige Generationen benachteiligt werden. Nach der Hotelling-Regel muss auf einem vollkommenen Markt der Preis einer Ressource mit dem Zinssatz wachsen. Bei niedriger Preissteigerung wird die Ressource vollständig abgebaut, während sie bei höheren Preissteigerungen in der Hoffnung auf eine künftige Wertsteigerung bewahrt werden würde. Mit dem Konzept der nachhaltigen Entwicklung ist die Berücksichtigung von langfristigen Perspektiven und von Präferenzen künftiger Generationen verbunden. Um zu gewährleisten, dass die heutige Wohlfahrt nicht mehr als die der kommenden Generationen zählt, wird vorgeschlagen, die Diskontrate zu senken bzw. ganz auf eine Diskontierung zu verzichten.

Nach diesem Überblick über die Ermittlung externer Kosten und die Einschränkungen bei ihrer Verwendung wird auf weitere Aspekte der Internalisierung externer Kosten für die Bestimmung einer Nachhaltigkeitsstrategie im Energiesektor eingegangen.

5.1.6 Internalisierung externer Kosten für eine Nachhaltigkeitsstrategie im Energiesektor

Mit den unterschiedlichen Untersuchungen zur Ermittlung von externen Kosten wurde aufgezeigt, dass sich bei Berücksichtigung der externen Kosten die Kostenrelationen zwischen den verschiedenen untersuchten Stromerzeugungstechniken erheblich ändern können. Eine Beachtung der externen Kosten kann ein entscheidender Wettbewerbsvorteil für einige Technologie wie z.B. die Nutzung von erneuerbaren Energieressourcen zur Stromerzeugung sein.

¹⁴⁵ [Hanusch 1987]

Die neo-klassische Umwelt- und Ressourcentheorie setzt ganz auf die regulativen Kräfte des Marktes und versucht die Ziele der Nachhaltigkeit durch Vermeidung von Marktversagen und durch marktkonforme Änderungen des Preissystems zu kontrollieren. Dazu ist eine konsequente Internalisierung von externen Kosten in die Marktpreise unabdingbar. In der evolutiven Ökonomik müssen von der heutigen Generation identifizierten externen Effekte, die sowohl heutige wie zukünftige Generationen betreffen, durch ihre Internalisierung in das Marktgeschehen integriert werden. Vermehrung des Wissens und Aufbau organisatorischer Strukturen müssen durch Intervention des Staates eingesetzt werden, um eine größere Flexibilität in der Nutzung technischer Optionen und eine verbesserte Motivation zu neuen, umweltschonenden Technologien zu erreichen. In der ökologischen Ökonomik müssen extern vorgegebene ökologische Rahmenbedingungen definiert werden, innerhalb welchen sich ein effektives Wirtschaften entfalten kann. Dabei müssen auch externe Kosten miteinbezogen werden¹⁴⁶.

Die Berücksichtigung externer Kosten für die Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie durch ihre Integration in dem wirtschaftlichen Indikator „Gesamtausgaben der Energieversorgung“ erlaubt eine umfassendere Betrachtung der Effekte der Energieversorgung. Es ist deshalb in dieser Arbeit untersucht, wie diese Integration externer Kosten auf die Entwicklung des Energiesystems Frankreichs wirkt. Auf politische Instrumente, um eine Internalisierung dieser Kosten durchzuführen, wird hier aber nicht weiter eingegangen.

Auch wenn die eingeschätzten externen Kosten dieser Studie mit Unsicherheiten behaftet sind, werden die in der ExternE-Studie ermittelten externen Kosten spezifisch für Frankreich¹⁴⁷ in die wirtschaftliche Dimension der Nachhaltigkeit im Rahmen dieser Arbeit übertragen.

Neben der Internalisierung externer Kosten, die für die Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie im Energiesektor in dem in dieser Arbeit entwickelten methodischen Ansatz berücksichtigt wird, wird die Zielprogrammierung als weitere Methodik verwendet. Werte von Nachhaltigkeitsindikatoren bieten für sich allein nur einen beschränkten Erkenntnisgewinn in Hinsicht auf eine nachhaltige Entwicklung. Zur Gestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung müssen für die verschiedenen Indikatoren klare Zielvorgaben definiert werden, die mit den untersuchten Energiesystemen erreicht werden sollen. Verfahren der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung und hier insbesondere das Zielprogrammierungsverfahren erlauben es, auszuwerten, inwieweit die Indikatoren ihren Zielwert bei den unterschiedlichen Alternativen in Bezug auf die Struktur der Energiesysteme erreichen. Diese Verfahren werden im Folgenden näher vorgestellt.

5.2 Verfahren der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung

Die Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie für den Energieversorgungssektor unter Berücksichtigung der drei Dimensionen der Nachhaltigkeit (Wirtschaft, Umwelt, Soziales) stellt ein Entscheidungsproblem mit mehreren Zielsetzungen dar. In den letzten 30 Jahren wurde eine Vielzahl neuerer Ansätze zur multikriteriellen Entscheidungsunterstützung entwickelt. Zwei Konzepte werden berücksichtigt¹⁴⁸:

- Multi-Attribut-Entscheidungsmodelle (Multi Attribute Decision Making, MADM) für diskrete Lösungsräume (Einzelentscheidungen, Bestimmung einer Option unter mehrere Alternativen) und

¹⁴⁶ [Renn 1996], [Friedrich et al. 1997], [Rogall 2002, S. 65]

¹⁴⁷ [Rabl et al. 2001]

¹⁴⁸ [Geldermann 1999, S. 90-94]

- Vektoroptimierungsmodelle (Multi Objective Decision Making – MODM) für stetige Lösungsräume (Programmentscheidungen, bei der mehrere der Alternativen verwirklicht werden können).

Zur multikriteriellen Auswertung einer vorliegenden Anzahl diskreter Alternativen hinsichtlich mehrerer Kriterien können Verfahren des MADM herangezogen werden. In der Literatur wird eine Vielzahl von Verfahren in Abhängigkeit von der Art und Qualität der über ein bestimmtes MADM-Problem vorliegenden Information (keine Information, Information über die Attribute, Information über die Alternativen) beschrieben¹⁴⁹.

Bei den MODM-Verfahren ist die Menge an Alternativen nicht explizit vorbestimmt, sondern alle Alternativen, die die Nebenbedingungen erfüllen, gelten als zulässig. Die unterschiedlichen angewandten Verfahren können nach dem Zeitpunkt der Präferenzbestimmung klassifiziert werden: a posteriori Information – Präferenzinformation nach der Anwendung des MODM-Verfahrens, a priori Information – die Präferenzinformation ist zuvor bekannt und kann für die Ermittlung des Zielerreichungsgrads genutzt werden, progressive Information – die Information wird in einem iterativen Prozess während des Verfahrens erlangt. Die Zielprogrammierung gehört zu den MODM-Verfahren und wird im Folgenden näher beschrieben¹⁵⁰.

5.2.1 Zielprogrammierung

Für die Programmoptimierung setzt man als Zielfunktion im Regelfall eine einzige wirtschaftlich relevante Größe an: den Gewinn, die Kosten oder den Deckungsbeitrag usw. Im Rahmen der Untersuchung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen werden aber mehrere Ziele in der Form mehrfacher Größen formuliert (Kostenminimierung, Emissionsminderung, Nutzung erneuerbarer Energien, Beschäftigung, usw.). Mehrfache Bedingungen in Form von Ungleichungen könnten jedoch miteinander unverträglich sein, und der Prozess der mathematischen Optimierung findet keine zulässige, d.h. realisierbare, Lösung. Realisierbar wäre nur ein geeigneter Kompromiss zwischen diesen Forderungen.

Die Methode der Zielprogrammierung (in englisch „Goal Programming“), die für die Programmierung allgemeiner aber auch politischer Planungsaufgaben entwickelt wurde, erlaubt die Einführung beliebiger mehrfacher Zielgrößen, die durch die Einführung von Zielabweichungen zum Optimum geführt werden, das sich hier als Kompromiss erweist. Das generelle Prinzip der Zielprogrammierung ist die Minimierung dieser Zielabweichung¹⁵¹. Dieser Ansatz ist verwandt mit dem Distance-to-Target Ansatz, bei dem die Abweichung („distance“) des derzeitigen Indikatorwertes (Emissionen, Umweltbelastung, Produktionsmenge, usw.) vom angestrebten Ziel („target“) oder vom höchstzulässigen Wert ermittelt wird. Diese Abweichung soll minimiert werden.

Ein Zielprogrammierungsproblem kann allgemein wie folgt formuliert werden (5.1)¹⁵²:

$$\min \sum_{i=1}^n |f_i(x) - g_i|$$

mit (5.1)

$$x \in F, x \geq 0, g_i \geq 0,$$

¹⁴⁹ Vgl. z.B. [Hwang et al.1979], [Chen et al. 1992], [Götze et al. 1995]

¹⁵⁰ [Zimmermann et al. 1991]

¹⁵¹ [Charnes et al. 1961], [Ignizio 1985], [Romero 1990]

¹⁵² [Li 1996],

mit $f_i(x)$ = lineare Funktion des i . Ziels, g_i = Wunschgröße („goal“ oder „target value“ - Zielwert) des i . Ziels, F = Satz von Restriktionen, die durch Gleichungen oder Ungleichungen definiert sind.

Mit $f_i(x) - g_i = d_i^+ - d_i^-$ und $d_i^+, d_i^- \geq 0$

mit d_i^+ und d_i^- die positiven und negativen Zielabweichungen $f_i(x) - g_i$ des i . Ziels von seiner Wunschgröße.

(5.1) ist äquivalent zu (5.2)

$$\begin{aligned} & \min \sum_{i=1}^n (d_i^+ + d_i^-) \\ & \text{mit} \\ & f_i(x) - d_i^+ + d_i^- - g_i = 0 \quad (5.2) \\ & d_i^+, d_i^- \geq 0 \\ & i = 1, 2, \dots, n \\ & x \in F, x \geq 0 \end{aligned}$$

Mit der Einführung von Gewichtungsfaktoren kann die Abweichung von einem Zielwert (Wunschgröße) pönalisiert werden. Das Problem wird dann wie in (5.3) formuliert

$$\begin{aligned} & \min \sum_{i=1}^n (\alpha_i d_i^+ + \beta_i d_i^-) \\ & \text{mit} \\ & f_i(x) - d_i^+ + d_i^- - g_i = 0 \quad (5.3) \\ & \alpha_i, \beta_i \geq 0 \\ & d_i^+, d_i^- \geq 0 \\ & i = 1, 2, \dots, n \end{aligned}$$

mit α_i und β_i Gewichtungs- oder Pönalitätsfunktionen genannt werden.

Bei der gewichteten Zielprogrammierung (Weighted Goal Programming) spiegeln die unterschiedlichen Faktoren die Prioritäten der einzelnen Kriterien wieder. Da es das Ziel ist, eine Lösung zu finden, die über alle Kriterien gesehen einen minimalen Abstand zum Zielvektor aufweist, müssen Kriterien, die besonders hoch gewichtet sind, stärker berücksichtigt werden. Höhere Prioritäten werden also durch höhere Gewichtung widerspiegelt.

Die Zielprogrammierung ist geeignet für Größen gleicher Dimensionen oder Größenordnung. Bei Größen mit unterschiedlichen Dimensionen (beispielsweise: Ausgaben in Mio. Euro und Emissionen in Tonnen) kann es trotz der Gewichtung zu einer Verzerrung und zu Inkonsistenzen in den Ergebnissen kommen. Diese Probleme können mit einer Normierung der Abweichungen gelöst werden: Die Abweichung von einem Zielwert wird durch den Zielwert dividiert. Damit wird ein dimensionsloser Wert ermittelt. Das Problem ist als die Minimierung der Summe der gewichteten normierten Abweichungen von ihrem Zielwert formuliert (vgl. Gleichung 5.4).

$$\min \sum_{i=1}^n ((\alpha_i d_i^+ + \beta_i d_i^-) / g_i)$$

mit

$$f_i(x) - d_i^+ + d_i^- - g_i = 0 \quad (5.4)$$

$$\alpha_i, \beta_i \geq 0$$

$$d_i^+, d_i^- \geq 0$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

Die Bestimmung der Zielwerte, die ein Indikator erreichen soll oder nicht überschreiten darf, kann auf der Grundlage von:

- Rechtlichen Vorgaben (z.B. Emissionsobergrenzen);
- der Definition eines Zustands der Nachhaltigkeit (z.B. absolute Emissionsfrachten von Treibhausgasen oder Energiepreisen) oder
- Experteneinschätzungen, Befragungen

definiert werden.

Ein Vorteil dieses Ansatzes liegt darin, dass er die Identifikation von Bereichen mit vordringlichem Handlungsbedarf unterstützt. Die Problematik dieses Ansatzes liegt in der Zielfestlegung, in der ein nationaler oder internationaler Konsens über alle Indikatoren erreicht werden müsste sowie in der Bestimmung der Gewichtung der einzelnen Abweichungen.

5.2.2 Gewichtung der einzelnen Abweichungen

Die Gewichtung differenziert die Wichtigkeit der einzelnen Kriterien für das Gesamtproblem, indem die relative Vorteilhaftigkeit der Kriterien im Verhältnis zueinander berücksichtigt wird¹⁵³. Bei der Integration der Gewichtung der einzelnen Abweichungen über Gewichtungsfunktionen oder –faktoren in der Zielprogrammierung werden Prioritäten gesetzt. Eine Schwierigkeit liegt im Fehlen eines Konsens über die Gewichtung der einzelnen Zielwerte der Nachhaltigkeitsindikatoren und einheitlich anerkannter Lösungsstrategien bei Zielkonflikten.

Wenn unterschiedliche Substanzen mit unterschiedlichen Umweltwirkungen oder sogar Umweltwirkungen mit Sozialwirkungen (bspw. Schadstoffemissionen mit Ausgaben oder Beschäftigungseffekten) verglichen werden sollten, ist die Bestimmung von Gewichtungsfaktoren besonders kritisch. Das Problem der Gewichtung zeigt sich bereits innerhalb der ökologischen Dimension der Nachhaltigkeit, wenn verschiedene Umwelteinwirkungen einander gegenübergestellt werden. Im Umweltbereich kann aber auch die Gewichtung von unterschiedlichen Substanzen, die die gleiche Wirkung haben, problematisch sein. Bspw. im Falle des vermeintlich einfachen Vergleichs der Klimawirksamkeit verschiedener Treibhausgase stellt das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) selbst fest, dass die hierfür verwendeten Global Warming Potential Faktoren mit Problemen behaftet sind, da die beiden Einflussgrößen „Stärke der Klimawirksamkeit“ und „Zeit“ damit auf eine dimensionslose Kennzahl reduziert werden.

Die in die Zielprogrammierung einzusetzenden Gewichtungsfaktoren (auch „Gewicht“ genannt) stellen oft subjektive Größen dar. Eine Vielzahl von Ansätzen wird vorgeschlagen, um Gewichtungsfaktoren entwerfen zu können. Aufgrund der unvermeidlichen Subjektivität ist keine Methode auf jegliches Entscheidungsproblem anwendbar. Panel Methoden können beispielsweise eingesetzt werden, um

¹⁵³ [Geldermann 1999, S. 88-89]

Gewichtungsfaktoren zu ermitteln. Repräsentative „beteiligte Parteien“, in der Regel Experten oder Vertreter einer Interessengruppe, werden befragt, um aufgrund Ihrer Kenntnisse und Erfahrungen Gewichtungsfaktoren zu bestimmen. Das Verfahren ist einerseits sehr einfach. Eine Schwierigkeit liegt aber in der Bestimmung geeigneter beteiligter Parteien. Problematisch können die Reproduktivität der gewählten Gewichtungsfaktoren sowie die Auswahl des Panels selbst sein; ein anderes zusammengesetztes Panel hätte bspw. zu anderen Gewichtungsfaktoren geführt¹⁵⁴.

Panel-Methoden werden in der Meinungsforschung eingesetzt, um die gleiche repräsentative Personengruppe („Panel“) innerhalb eines bestimmten Zeitraums mehrfach zu einem Thema zu befragen. Die bekanntesten Verfahren im Kontext ökologischer Bewertungen sind die Delphi-Methode und die Mediation¹⁵⁵:

- Beim Einsatz der **Delphi-Methode** werden Experten unabhängig voneinander aufgefordert, Aspekte in einer Entscheidungssituation zu bewerten und gewichten. Anschließend werden den Experten die gemittelten Ergebnisse präsentiert, anhand derer sie eine Neugewichtung vornehmen. Dieser zyklische Prozess kann solange fortgeführt werden, bis eine weitgehende Übereinstimmung zwischen den Experten erzielt worden ist.
- In **Mediationsprozessen** werden neutrale Personen für die Begleitung von Entscheidungsprozessen, an denen interessierte Personen beteiligt sind, eingesetzt (Mediatoren). Gewichtungsfaktoren werden von den unterschiedlichen Beteiligten vorgeschlagen.

Der Vorteil dieser Methoden liegt in der einfachen Durchführbarkeit. Die Problematik besteht in der ausgewogenen Zusammensetzung des Panels, die nur schwer zu erreichen sein wird, und der Qualität sowie der Akzeptanz des Ergebnisses, welches von der Kompetenz des Panels abhängt. Weitere Verfahren zur Ermittlung der Gewichte werden in [Eisenführer et al. 1994, S. 120-129] beschrieben. Das Trade-off-Verfahren, das Swing-Verfahren und das Direct-Ratio-Verfahren können beispielsweise genannt werden. Diese Verfahren hängen aber von der Vollständigkeit und Konsistenz der Aussagen der Entscheider zur Ermittlung der Gewichte ab.

Die Auswahl der Gewichtungsfaktoren für die jeweiligen Ausprägungen kann gravierende Auswirkungen auf die Lösung des Entscheidungsproblems haben und zu stark abweichenden Ergebnissen führen. Es wird deshalb oft eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, indem die Auswirkung der Variation eines Gewichtungsfaktors bei Konstanz der übrigen Annahmen geprüft wird. Als „Insensitivitätsintervall“ wird der Bereich bezeichnet, in welchem sich die ursprünglich erhaltene Lösung des Entscheidungsproblems nicht ändert.

Nach einer allgemeinen Vorstellung von Modellen zur Analyse der Nachhaltigkeit von Energieversorgungssystemen im folgenden Kapitel werden im Kapitel 7 die hier vorgestellten Ansätze im Gleichungssystem des für die vorliegende Problematik entwickelten Optimierungmodells eingesetzt.

¹⁵⁴ [van Soest et al 1998]

¹⁵⁵ [Geldermann 1999, S. 66]

6 Ansätze und Modelle zur Analyse der Nachhaltigkeit von Energieversorgungssystemen

Im Rahmen der Analyse verschiedener Strategien zur nachhaltigen Energieversorgung stellt die betriebswirtschaftliche Bewertung dieser Strategien einen wichtigen Aspekt dar. Durch die Besonderheiten der Planung einer nachhaltigen Energieversorgung und der Komplexität dieser Aufgabe wird der Einsatz von geeigneten ökonomischen Ansätzen notwendig.

Der Bedarf an entscheidungsunterstützenden Instrumenten für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung für Energieversorgungsunternehmen als auch in der (Energie- und Umwelt-)Politikberatung hat bereits zur Entwicklung verschiedener Ansätze geführt. In beiden Anwendungsbereichen kommen traditionell jedoch sehr unterschiedliche Modelltypen zum Einsatz. Während politische Entscheidungen eher von makroökonomisch geprägten Modellen unterstützt werden, stehen bei den Unternehmen ingenieurwissenschaftliche und betriebswirtschaftliche Ansätze im Vordergrund. Im Hinblick auf die mit der Einführung von nachhaltigkeitsrelevanten Restriktionen und Anforderungen notwendigen Anpassungen von Energiesystemen ist zu prüfen, wie das bestehende Modellinstrumentarium genutzt werden kann, um für die neuen Rahmenbedingungen problemadäquate Planungs- und Entscheidungsunterstützung bereitzustellen.

Im Folgenden wird zunächst auf die Besonderheiten und die daraus abgeleiteten Anforderungen an die Entwicklung von Instrumenten zur Entscheidungsunterstützung im Energiesektor eingegangen. Anschließend werden existierende Ansätze zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung diskutiert. Modellgestützte Instrumente werden näher betrachtet. In dem letzten Abschnitt wird die Eignung von Energiemodellen hinsichtlich der Analysen der Investitions- und Einsatzplanung von Energiesystemen unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten behandelt.

6.1 Anforderungen an die Entwicklung von Instrumenten zur Entscheidungsunterstützung im Energiesektor

6.1.1 Allgemeine Anforderungen

Instrumente zur Entscheidungsunterstützung im Energiebereich sollen zum besseren Verstehen komplexer Energiesysteme beitragen. Sie sollen es erlauben, eine geeignete Gestaltung der Energiesysteme zum Erreichen von festgesetzten Zielen zu definieren. Es soll bestimmt werden können, wie die zur Verfügung stehenden Ressourcen innerhalb von Systemgrenzen optimal genutzt werden können, um ein oder mehrere bestimmte Ziele erreichen zu können. Das Planungsverfahren sollte folgende Schritte beinhalten¹⁵⁶: Zieldefinition, Problemidentifizierung, Informationsbeschaffung inklusiv Datensammlung für die Modellierung, Identifizierung und Vergleich von Alternativen, Berichtverfassung und Entscheidung.

Modelle erlauben, komplexe Beziehungen abzubilden. Wegen sich oft verändernden Rahmenbedingungen und Unsicherheiten über künftige Parameter sollten verschiedene Auswertung mit unterschiedlichen Alternativen als Inputdaten auf der Grundlage einer Szenarioanalyse durchgeführt werden, damit robuste Strategien entwickelt werden können. Das Modell sollte sich an das existierende Realsystem anlehnen. Daten, Hypothese und Beziehung sollten entsprechend ausführlich, korrekt und konsistent sein. Eine Datenaggregation sollte sich an dem betrachteten

¹⁵⁶ [Malkina-Pykh 2002]

System und der Zielsetzung orientieren (Datenverfügbarkeit, Detaillierungsgrad, Rechnerkapazität, Ergebnisinterpretation).

Modelle werden für bestimmte Zwecke und Systeme eingesetzt. Die von einer modellgestützten Analyse abgeleiteten Empfehlungen sollten als eine von vielen Mitteln zur Entscheidungsunterstützung betrachtet werden. Viele Aspekte, wie z.B. menschliches Verhalten, können nicht in einem Modell berücksichtigt werden, müssen aber im Zuge der Entscheidungsfindung in Betracht gezogen werden.

6.1.2 Anforderungen an Energiemodelle zur Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie für Energieversorgungsunternehmen

Die Annahme, dass im Energiesektor wichtige Potenziale existieren, um einen Beitrag zu einer nachhaltigeren Entwicklung zu leisten, wurde im Kapitel 2.3 und in unterschiedlichen Studien aufgezeigt¹⁵⁷. Unklarheit besteht jedoch zum Teil in der Frage, wie und zu welchen Kosten diese Potenziale erschlossen werden können, welche Auswirkungen die einzelnen Maßnahmen in einem Energiesystem auf die Entwicklung der unterschiedlichen Nachhaltigkeitsindikatoren haben werden und letztendlich, wie nachhaltig das System sein wird. Diese Problemstellung soll der nachfolgenden Modelldiskussion zugrunde gelegt werden, welche sich direkt auf die Marktakteure wie Energieversorgungsunternehmen oder Anlagenbauer aber auch auf sektorspezifische Betrachtungen in der Politikberatung bezieht.

Um aus den Modellergebnissen eine belastbare Planungsgrundlage und vertretbare Empfehlungen für eine nachhaltige Energieversorgung ableiten zu können, sind für eine sektorspezifische Analyse alle Dimensionen der Nachhaltigkeit und die besonderen Charakteristika der Energiemärkte sowie des Energieversorgungssystems im angemessenen Detail zu berücksichtigen. Die Anforderungen an ein solches Analyseinstrument lassen sich damit anhand der folgenden Punkte beschreiben:

- Das Modell soll die relevanten techno-ökonomischen und sozialen Charakteristika des realen Systems hinreichend genau erfassen, um die im Modellergebnis enthaltenen Veränderungsprozesse (z.B. Brennstoffsubstitutionen, Änderungen des Produktionsprogramms, Ersatzinvestitionen etc.) nachvollziehen zu können. Diese Charakteristika sollen ausreichend sein, um die Entwicklung aller notwendigen Nachhaltigkeitsindikatoren für die gesamte Auswertung des Energiesystems ableiten zu können.
- Sektorspezifische Merkmale wie unterschiedliche Brennstoffbezugsoptionen, Ausbaupotenziale für regenerative Energieträger oder aber auch politische Rahmenbedingungen sind zu berücksichtigen, damit ihrem Einfluss auf die realen Entscheidungsoptionen hinreichend genau Rechnung getragen wird. Diese Merkmale sollen bei der Auswahl von Zielwerten für die jeweiligen Nachhaltigkeitsindikatoren mitbetrachtet werden.
- Durch die Einführung von Gewichtungsfaktoren für die jeweiligen Dimensionen (Soziales Wirtschaft und Umwelt) oder die jeweiligen Einzelindikatoren soll die Vorgabe von Prioritäten für die einzelnen Nachhaltigkeitsdimensionen möglich sein.

¹⁵⁷ Im Bereich der CO₂-Emissionsminderung im Energiesektor vgl. z.B. [Capros et al. 2000] und [IPTS 2000]; in der allgemeinen Diskussion zur Nachhaltigkeit und Energie vgl. z.B. [Enquete 2002].

6.2 Energiemodelle zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen

Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass die Anzahl der entscheidungsunterstützenden Instrumente für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Vergleich zu Modellen für kurzfristigere Planungsaufgaben gering ist. In [Lüth 1997, S. 9ff.] und [Wietschel 2000, S. 120ff.] werden existierende Ansätze für die verschiedenen Planungsaufgaben von EVU beschrieben. Dabei wird auch auf Modelle für die Investitionsprogrammplanung eingegangen, die, wie in der Energiewirtschaft üblich, als Modelle zur Kraftwerks- oder Kapazitätsausbauplanung bezeichnet werden. Nur wenige entscheidungsunterstützende Instrumente für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU betrachten nicht nur technische und wirtschaftliche Aspekte sondern auch soziale und umweltrelevante Fragestellungen, welche in der Diskussion über eine nachhaltige Energieversorgung Rücksicht finden sollten.

In der Literatur finden sich verschiedene Klassifikationsansätze zur Einteilung von Energiemodellen. Die folgenden Ausführungen greifen zum Teil auf diese Arbeiten zurück. Generell werden Modelle mittels folgender Aspekte charakterisiert¹⁵⁸:

- **Generelle und spezifische Zielsetzung des Energiemodells** (Zukunftsvorhersage, Zukunftsexploration mittels Szenarioanalyse, „Backcasting“); bei der die Aspekte, worauf das Modell sich konzentriert, näher betrachtet werden (Energienachfrage, Energieversorgung, Einfluss von ausgewählten exogenen Parametern, wie z.B. Änderungen in der sozialen Situation, in der Umwelt).
- **Modellstruktur** mit den betrachteten internen - d.h. direkt in der Modellstruktur integrierten - und externen – d.h. vom Modellanwender anpassbaren – Hypothesen.
- **Analytischer Ansatz:** Top-down versus Bottom-up¹⁵⁹.
 - Top-down-Modelle oder Makro-ökonomische Modelle, auch Energiewirtschaftsmodelle genannt, sind durch ihren hohen Aggregationsgrad und ihre ganzheitliche Betrachtung der gesamten Volkswirtschaft gekennzeichnet. Diese wird in verschiedene Sektoren unterteilt, zwischen denen ein Güteraustausch stattfindet. Technische Prozesse werden in Form hochaggregierter Produktionsfunktionen hinterlegt, eine Differenzierung einzelner Technologien findet in der Regel nicht statt. Im Mittelpunkt der Betrachtung stehen die Austauschbeziehungen zwischen den einzelnen Sektoren sowie Preisentwicklungen auf verschiedenen Güter- und Faktormärkten unter alternativen Rahmenbedingungen. Als Beispiele können folgende Modelle genannt werden: Gleichgewichtsmodelle, Input-Output-Modelle, Integrated Assessment Modelle, Backcasting. Typische Vertreter des Top-Down-Ansatzes sind beispielsweise die Modelle PANTA-RHEI [Meyer et al. 1999] oder GEM-E3 [Schmidt 1999]. Bei diesen Analyseansätzen stehen die Zusammenhänge zwischen dem Energiesektor und der übrigen Volkswirtschaft im Vordergrund.
 - Bottom-up-Modelle oder Mikro-ökonomische Modelle verfolgen hingegen einen prozessanalytischen Modellierungsansatz. Übliche verwendete Methodiken sind folgende: die Optimierung (z.B. lineare Programmierung, gemischt-ganzzahlige

¹⁵⁸ Vgl. z.B. [Beaver 1993], [Bunn et al. 1997a], [Bosello et al. 1998], [Zhang et al. 2004], [IEA 1998, S. 29ff], [Koch et al 2000], [Seebregts 2000c, S. 37ff.], [Messner et al. 1999], [Henning 1999, S. 26ff.], [Malkina-Pykh 2002, S. 35-81], [Enzensberger 2003, S. 44ff].

¹⁵⁹ [Kleinpeter 1995], [Enzensberger 2003]

Programmierung, dynamische Programmierung¹⁶⁰) und die Simulation (Integrated Assessment Modelle, Multi-Agenten-Systeme, spieltheoretische Ansätze). Die Abbildung des realen Energieversorgungssystems berücksichtigt wesentliche (system-)technische Charakteristika der Energieversorgungssysteme. Die detaillierte techno-ökonomische Parametrisierung der Produktionsprozesse und der zugrunde gelegten Technologien gestattet eine detaillierte Analyse der technischen Anpassungsprozesse eines gegebenen Systems an Veränderungen in den exogen vorgegeben Rahmenbedingungen. Rückkopplungen anderer Märkte auf den Energiesektor - oder intersektorale Verflechtungen allgemein - werden in Bottom-up-Modellen allerdings in der Regel nicht berücksichtigt. Zu den bekanntesten Modellen dieser Kategorie zählen z.B. EFOM [Van der Voort et al. 1984], MARKAL [Fishbone et al. 1981], MESSAGE [Agnew et al. 1979], IKARUS [Niedermeier et al. 1994], PERSEUS [Wietschel et al. 1997]

- **Geografische Grenzen:** global, regional, national, lokal oder projektbezogen.
- **Sektorielle Betrachtung:** berücksichtigte ökonomische Sektoren.
- **Zeithorizont:** kurz-, mittel- oder langfristig.
- **Datenanforderung:** quantitative, kardinale, monetäre Werte, usw., sowie unterschiedliche Aggregationsniveaus der für das Modell notwendigen Daten.

6.3 Existierende Modelle zur Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie im Energiesektor

6.3.1 Beispiele von optimierenden Energiemodellen zur Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie

Optimierende Energiesystemmodelle besitzen in der Unternehmensplanung bei EVU aber auch in der Politikberatung eine lange Tradition. Sie zeichnen sich in erster Linie durch ihre stark technologiebasierte Abbildung aus. Üblicherweise handelt es sich hierbei um Energie- und Stoffflussmodelle, die das reale Energieversorgungssystem in Form eines gerichteten Graphen nachbilden. Für Energiemodelle auf techno-ökonomischer Basis können folgende Grundmodelle genannt werden, auf deren Basis weitere Modelle für verschiedene Fragestellungen entwickelt wurden:

- EFOM: Energy Flow Optimisation Model – Das EFOM-Modell wurde für die Kommission der Europäischen Union entwickelt. Es wurde für unterschiedliche Studien seit den 1970er Jahren weiterentwickelt und verwendet¹⁶¹.
- MARKAL: Market Allocation Model, entwickelt vom Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) der Internationalen Energieagentur (IEA)¹⁶².
- MESSAGE: Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impact¹⁶³; MESSAGE ist eines von den sechs Modellen, die das Modellierungssystem von IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis) bilden.
- ENPEP/WASP: Wien Automatic System Planning Package [Jusko et al. 1987]; WASP wurde von der Internationalen Atomenergieagentur (IAEA) entwickelt und das Argonne National Laboratory stellt die technische Unterstützung bereit.

¹⁶⁰ [IIASA 1992], [Kleinpeter 1995]

¹⁶¹ [Van der Voort et al. 1984]

¹⁶² [Fishbone et al. 1981]

¹⁶³ [Agnew et al. 1979]

Ausgehend von diesen im Rahmen europäischer oder internationaler Forschungsvorhaben entwickelten Basismodellen führten zahlreiche Weiterentwicklungen an verschiedenen Forschungseinrichtungen zu einer wachsenden Zahl existierender Energiesystemmodelle (z.B. E³-Net (vgl. [Fahl et al. 2002]), EMS (vgl. [Gerdey et al. 2002]), EIREM/EUDIS (vgl. [Kreuzberg 1998]), sowie die im Folgenden besonders betrachteten PERSEUS-Modelle)¹⁶⁴.

In einigen Modellen werden umweltrelevante oder nachhaltigkeitsrelevante Fragestellungen in die Optimierung einbezogen: So ist in solchen Modellen neben der Entwicklung kosteneffizienter Strukturen der Energieangebotsseite (Kapazitätsausbauplanung) die Entwicklung von Emissionsminderungsstrategien bzw. die Abschätzung der resultierenden Minderungsausgaben ein wesentliches Ziel. Folgende Modelle integrieren bspw. solche Fragestellungen:

- IKARUS Instrumente für Klimagas-Reduktions-Strategien¹⁶⁵; das im Forschungszentrum Jülich entwickelt wurde,
- EFOM-ENV: Environment von [Rentz et al. 1990], erweitert um Module zu PERSEUS (Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply), z.B. PERSEUS-GWP von [Ardone 1999] für Emissionsminderungsstrategien für Treibhausgase,
- MARKAL-EQUITY-Modell, bei dem eine Methodik entwickelt wurde, um die Einflüsse der Klimaänderung auf Gruppen mit niedrigerem Einkommen zu bestimmen¹⁶⁶.

Die meisten der optimierenden Energiemodelle berücksichtigen ein oder zwei nachhaltigkeitsrelevante Fragestellungen für die Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsplanung. Selten werden wirtschaftliche, umweltrelevante und soziale Probleme, d.h. die drei Dimensionen der Nachhaltigkeit, gleichzeitig in Energiemodellen für eine mittel- oder langfristige Planung betrachtet. Daher wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit erstmalig ein optimierendes Energiemodell für die Investitions- und Produktionsplanung unter Berücksichtigung der drei Dimensionen - Wirtschaft, Umwelt und Soziales - des Nachhaltigkeitskonzeptes entwickelt und angewandt.

6.3.2 Sonstige Analyseinstrumente zur Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie für Energiesysteme

In der Literatur finden sich weitere Ansätze, um Nachhaltigkeitsaspekte in der Entscheidungsunterstützung im Energiebereich zu berücksichtigen. Einige von diesen Ansätzen werden im Folgenden kurz vorgestellt.

6.3.2.1 Einsatz der Backcasting-Methode und eines hybriden Modells

Die Nutzung der Backcasting-Technik zur Formulierung der Strategien und Maßnahmen, die zum Erreichen langfristiger Nachhaltigkeitsziele im Energiebereich erforderlich sind, wird von [Berg et al. 2003] vorgeschlagen. Mit der Backcasting-Technik wird versucht, eine konsistente Politik zur Verwirklichung einer angestrebten Zukunft zu entwerfen. Dabei ist ein normativer bzw. zielorientierter Ansatz der Szenariobildung verlangt. Damit verbunden ist eine Umkehrung der bisherigen Herangehensweise der Energieperspektiven, welche die Auswirkungen bestimmter Strategien und Maßnahmen ermittelten. Im Hinblick auf eine langfristig nachhaltige Energiepolitik steht jedoch im Vordergrund, welches die optimalen Strategien und Maßnahmen sind, um bestimmte, vorgegebene Nachhaltigkeitsziele zu erreichen.

¹⁶⁴ [Seebregts et al 2002] geben einen Überblick über die Modellentwicklungen der letzten 20 Jahre innerhalb der MARKAL-Modellgruppe, [Wietschel et al. 1997] und [Göbel 2001] beschreiben Modellentwicklungen innerhalb der PERSEUS-Modellfamilie.

¹⁶⁵ [Niedermeier et al 1994]

¹⁶⁶ Die Modellentwicklung war Teil des TERI-Canada Energy Efficiency Project - <http://www.iisd.org/energy/markal.asp>

Der erste Schritt eines Backcasting-Verfahrens ist die Auswahl von Kriterien und Indikatoren für Nachhaltigkeit sowie von Zielwerten für das gewählte Zieljahr. Als nächster Schritt werden die Grundlagen zur Formulierung eines Referenzszenarios und Zielszenarien bis zum Zieljahr definiert, wobei spezifische Bündel von Strategien und Maßnahmen bestimmt werden, mit denen ein Zielszenario umgesetzt werden kann. Die Zielszenarien verfolgen den Zweck, politische und energiewirtschaftliche Pfade aufzuzeigen, auf denen die formulierten Nachhaltigkeitsziele erreicht werden können. Der Vergleich verschiedener Zielszenarien illustriert, in welchen Bandbreiten sich zukünftige Entwicklungen abspielen können, und zeigt die Vor- und Nachteile und Zielkonflikte dieser Pfade auf, die unterschiedliche Gewinner und Verlierer mit jeweils unterschiedlichen Kosten hervorbringen werden. Zur Berechnung der Auswirkungen in den Zielszenarien wird ein so genannter hybrider Ansatz eingesetzt, welcher ein dynamisches, allgemeines, makroökonomisch berechenbares Gleichgewichtsmodell (Top-down-Modell) mit einem technologieorientierten Bottom-up-Modell koppelt.

6.3.2.2 Ansätze auf der Grundlage von Lebenszyklusanalyse und Ökobilanzierung

Auf der Grundlage einer Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Analysis - LCA - gemäß ISO 14040 ff) hat das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER, Universität Stuttgart) eine Methodik, die Hybrid-Bilanzierung, zur Analyse und zum Vergleich der Nachhaltigkeit unterschiedlicher Energiesysteme entwickelt. Eine Lebenszyklusanalyse nach ISO 141040 besteht aus vier Schritten: Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens, Sachbilanz, Wirkungsabschätzung und Auswertung. Die einzelnen Prozessstufen der Prozesskette für die Stromerzeugung werden ermittelt und die jeweiligen Inputs und Outputs im Rahmen der Sachbilanz bestimmt. Diese Sachbilanzgrößen werden Wirkungskategorien zugeordnet und mithilfe von Charakterisierungsfaktoren innerhalb einer Wirkungskategorie zu einem Wirkungsindikator aggregiert. Die erhaltene Liste von Werten für die einzelnen Wirkungsindikatoren dient einer direkten Interpretation. Die Auswertung erfolgt in Zusammenhang mit dem festgesetzten Ziel (bspw. Vergleich von unterschiedlichen Systemen, Identifizierung von ergebnisrelevanten Parametern und Schwachstellen). Die Belastung der Ökosysteme über den gesamten Lebensweg kann ermittelt werden. Wirkungsbereiche und entsprechende Indikatoren werden spezifisch für den Stromsektor identifiziert. Die Prozesskettenanalyse wird durch eine sektorale Analyse (Input-Output-Analyse) ergänzt, um die möglichen mit der Einschränkung der Prozesskette verbundenen Lücken zu füllen. Input-Output-Tabellen werden im Rahmen der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung erstellt. Sie geben an, wie viel Güter (ausgedrückt in Geldeinheiten) ein Wirtschaftssektor von einem anderen Sektor beziehen muss, um selbst ein Gut zu produzieren. Mittels dieses Ansatzes kann die relative Nachhaltigkeit unterschiedlicher Systeme der Stromerzeugung (Kraftwerkstechniken) ermittelt werden. Eine relative Bewertung einzelner Technologieoptionen kann erfolgen. Im Hinblick auf absolute Nachhaltigkeitsziele (z.B. Vermeidung von Schadstoffemissionen oder vom Klimawandel) können keine Aussagen über den Zielerreichungsgrad gemacht werden, und dynamische Analysen sind nicht möglich¹⁶⁷.

In [Heinz 2001] werden Methoden der Ökobilanzierung zur Untersuchung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen eingesetzt. Insbesondere wird eine vermehrte Energiegewinnung aus Biomasse in Deutschland und seiner Nachbarländer unter ökologischen Aspekten untersucht. „Dabei werden technische und energiewirtschaftliche Aspekte der energetischen Nutzung von Biomasse berücksichtigt wie beispielsweise methodische Aspekte der ökologischen Bilanzierung. Als ökologische Wirkungskategorien werden die Inanspruchnahme energetischer und nicht-energetischer Ressourcen, die Flächeninanspruchnahme sowie der Beitrag zum zusätzlichen anthropogenen Treibhauseffekt, zum stratosphärischen Ozonabbau, zur Versauerung naturnaher Ökosysteme und zur Human- und Ökotoxizität betrachtet. Die Bilanzierung dieser Wirkungskategorien erfolgt im Wesentlichen auf Basis etablierter Bewertungsansätze. Ausnahmsweise erfolgt die Erfassung der „Inanspruchnahme nicht-

¹⁶⁷ [Briem et al. 2002]

energetischer Ressourcen“ und „Flächeninanspruchnahme“ mit neuartigen Methoden, da für beide Wirkungskategorien derzeit keine anerkannten Bewertungsverfahren zur Verfügung stehen“.

Ein weiterer Ansatz, der eine ausführliche Lebenszyklusanalyse von Stromerzeugungssystemen integriert, ist beispielsweise das Software-Paket DEPAC, das im Rahmen des DECADES-Projekt der Europäischen Kommission zusammen mit anderen Organismen wie u.a. der International Atomic Energy Agency (IAEA), dem International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), der Organisation of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) entwickelt wurde¹⁶⁸.

6.3.3 Eignung von Energiemodellen für eine Analyse von Energiesystemen unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten

Die in Kapitel 6.1 aufgestellten Modellanforderungen stellen bereits die besondere Bedeutung einer detaillierten Abbildung des technischen Versorgungssystems heraus. Da bei Top-down-Modellen aufgrund der gesamtwirtschaftlichen Ausrichtung eine sehr aggregierte Sicht auf das Energiesystem beziehungsweise bei der Technologieabbildung erforderlich ist, erfolgt die Modellierung der Energieumwandlungstechnologien im Allgemeinen auf einem sehr aggregierten Niveau. Ein alleiniger Einsatz eines der Top-down-Modellansätze scheidet damit aus. Bei der Modellierung von Stromerzeugungstechnologien muss eine Vielzahl technischer, wirtschaftlicher und sozialer Besonderheiten berücksichtigt werden.

Aus den Bottom-up-Modellen kommen nur Modelle aus der Gruppe der Energiesystemmodelle, auch Energie- und Stoffflussmodelle, bzw. der Gruppe der systemdynamischen Ansätze in Frage, da allen anderen Modelltypen ebenfalls die notwendige technische Differenzierung fehlt¹⁶⁹. Stehen Fragestellungen der kurz- bis mittelfristigen Systementwicklung unter Berücksichtigung des (u.U. strategischen) Entscheidungsverhaltens der Akteure im Vordergrund, sind systemdynamische Simulationsmodelle zu bevorzugen. Diese Aspekte werden in der vorliegenden Fragestellung nicht berücksichtigt. Das Energiesystem wird als Ganzes betrachtet und Entscheidungsverhalten der Systemelemente und Akteure werden nicht im Detail nachgebildet.

Gilt es, für alternative Politikszenerarien oder definierte Ziele der jeweiligen Nachhaltigkeitsindikatoren optimale Versorgungsstrukturen zu ermitteln, an denen später langfristig ausgelegte Investitionsstrategien ausgerichtet werden können, stellen Energiesystemmodelle die geeignetere Wahl dar. Das idealisierte Entscheidungsverhalten dieser Modelle abstrahiert zwar von einer in der Realität mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit auftretenden Zeitverzögerung in den Akteursentscheidungen. Es gestattet jedoch, die technischen Veränderungsprozesse im System im Detail nachzuvollziehen. Da die Anpassungsprozesse nicht durch ein hinterlegtes Entscheidungsverhalten beeinflusst werden, erhält der Modellanwender wichtige Hinweise darüber, wie ein an den jeweils unterstellten Rahmenbedingungen optimal ausgerichtetes System gestaltet ist. Da bei Energie- und Stoffflussmodellen neben Energieströmen auch relevante Stoffströme - wie z.B. Emissionen, Abfälle, eingesetztes Personal - abgebildet werden können, erlaubt ein solches Modell auch eine Bilanzierung und einen Vergleich der mit den gewählten Investitionsoptionen verbundenen Indikatorwerte. Dieser Aspekt ist für die vorliegende Problemstellung von besonderer Relevanz, da das Ziel der vorliegenden Arbeit die Ableitung von Nachhaltigkeitsstrategien ist.

Die optimierenden Energiesystemmodelle dienen damit eher der Entscheidungsunterstützung hinsichtlich einer geeigneten Systemanpassung, während die System Dynamics-Ansätze eher auf die Analyse der Auswirkungen eines bestimmten Entscheidungsverhaltens unterschiedlicher Akteure

¹⁶⁸ [IAEA 1995]

¹⁶⁹ [Enzensberger 2003, S. 54ff]

abzielen. Ersteres kommt der hier gegebenen Zielsetzung näher und begründet damit die Entscheidung für ein Energiesystemmodell.

Weiterhin konnte die Anwendbarkeit von Energie- und Stoffflussmodellen auf praxisrelevante Fragestellungen bereits mehrfach unter Beweis gestellt werden. So wurden beispielsweise mit dem PERSEUS-Modellsystem verschiedene existierende Energiesysteme auf unterschiedlichen Aggregationsebenen und unter Berücksichtigung umweltrelevanter Fragestellungen abgebildet und analysiert. Dies unterstreicht die Validität dieser Modellierungsansätze. Von besonderer Bedeutung für die vorliegende Arbeit ist das PERSEUS-EVU Modell, das in [Fichtner 1999b] zunächst entwickelt und in [Göbel 2001] für den Einsatz unter den Rahmenbedingungen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt weiterentwickelt wurde, wie auch Modellversionen, die sich auf die Untersuchung umweltpolitischer Instrumente auf regionaler, nationaler und multi-nationaler Ebene beziehen¹⁷⁰. Diese Modelle bilden die Grundlage für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Erweiterungen für den Einsatz als entscheidungsunterstützendes Instrument für die Entwicklung von Nachhaltigkeitsstrategien im Energiesektor.

¹⁷⁰ [Ardone 1999], [Dreher et al. 1999]

7 Das Optimierungsmodell PERSEUS-SUSTAIN

Im Rahmen dieser Arbeit wird das optimierende Energie- und Stoffflussmodell PERSEUS für die vorliegende Fragestellung weiterentwickelt und das resultierende Modell PERSEUS-SUSTAIN¹⁷¹ für die Analyse verwendet. Zuerst wird das Modell PERSEUS-SUSTAIN allgemein vorgestellt. Zum Abschluss wird näher auf die Modellstruktur eingegangen. Abschließend wird eine mathematische Modellbeschreibung der wesentlichen Elemente des Ansatzes durchgeführt.

7.1 Allgemeine Vorstellung des Optimierungsmodells PERSEUS

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell PERSEUS-SUSTAIN ist ein Energie- und Stoffflussmodell zur Abbildung und Analyse des Energieversorgungssektors unter alternativen Rahmenbedingungen. Es gehört zu der PERSEUS-Modellfamilie¹⁷².

Der gewählte Optimierungsansatz integriert die Systemausbauplanung mit einer Kraftwerkseinsatzplanung. Die Systemausbauplanung beinhaltet hierbei alle Zubauentscheidungen für Neubauanlagen bzw. Stilllegungsentscheidungen für Altanlagen. Die Kraftwerkseinsatzplanung hingegen regelt, welche der zur Verfügung stehenden Anlagen zu welchem Zeitpunkt in welchem Betriebsmodus und in welchem Umfang zur Deckung der Gesamtenergienachfrage beitragen sollen. Der Stromaustausch zwischen der untersuchten Nation oder Region und anderen Regionen bildet keine Optimiervariable. Der Betrachtungszeitraum kann flexibel gewählt werden, er beträgt üblicherweise jedoch 20 - 30 Jahre.

Mit der Einführung von Restriktionen oder Zielwerten für definierte Nachhaltigkeitsindikatoren erlaubt das entwickelte Modell, im Wesentlichen die folgenden Fragestellungen zu analysieren:

Welche strukturellen Veränderungen im nationalen/regionalen Energiesektor sind aufgrund exogen gesetzter (Politik)maßnahmen wie Emissionsminderungszielen oder dem Einsatz von erneuerbaren Energien zu erwarten? Welche Änderungen hinsichtlich einer nachhaltigen Entwicklung finden im Energieproduktionssystem statt? Wie entwickelt sich das System aus wirtschaftlicher, ökologischer und sozialer Sicht?

Der methodische Ansatz des PERSEUS-SUSTAIN-Modells basiert auf einer mehrperiodigen, linearen Optimierung. Zur Analyse der Ausbau- und Einsatzplanung von Energiesystemen unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten werden zwei Methoden mit jeweils einer unterschiedlichen Zielfunktion entwickelt. In der ersten Methode ist die Zielfunktion die Minimierung aller auf das Basisjahr diskontierten entscheidungsrelevanten Systemausgaben. Technische, ökonomische, soziale und ökologische Restriktionen dienen der problemadäquaten Erfassung wesentlicher systemtechnischer Charakteristika des realen Energieversorgungssystems. Die weiteren Nachhaltigkeitsindikatoren werden bilanziert, gehen jedoch nicht in die Zielfunktion des Optimierproblems ein. Auf Basis dieses Ansatzes ist eine Analyse der Auswirkungen von ausgewählten Restriktionen im Zusammenhang mit einer nachhaltigen Entwicklung von Energiesystemen möglich.

Um darüber hinausgehend die Struktur und die Entwicklung von Energiesystemen bestimmen zu können, die einen maximalen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung leisten, sind die dargestellten Indikatoren in geeigneter Weise in einer weiteren Methode in die Zielfunktion des Optimierproblems zu integrieren. Neben der Minimierung der Systemausgaben sind weitere Einzelziele - wie bspw. die

¹⁷¹ PERSEUS-SUSTAIN: Programme Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply – Sustainability.

¹⁷² [Rentz et al. 1997], [Fichtner et al. 1997]

Minimierung von Emissionen bzw. des Flächenverbrauches - als Ziele zu berücksichtigen. Ein adäquates Verfahren zur Berücksichtigung der Mehrdimensionalität des vorliegenden Entscheidungsproblems stellt der so genannte „Zielprogrammierungsansatz“ dar, der im Kapitel 5.2 eingeführt wurde. In dieser zweiten Methode werden für die unterschiedlichen Indikatoren Zielwerte festgelegt und die Ausprägungen der Einzelziele normiert. Die Gewichtung der normierten Einzelziele erfolgt entsprechend der Abweichung der Ausprägung des jeweiligen Einzelziels vom zuvor definierten Zielwert. Die Zielfunktion des Optimierproblems setzt sich aus den gewichteten, normierten Ausprägungen der Einzelziele zusammen.

Die Stromnachfrage (Last) ist exogen vorgegeben und bildet die treibende Größe des Modells. Zur Deckung dieser Last können sowohl bereits existierende Anlagen als auch Neuanlagen (Investitionsoptionen) eingesetzt werden. Die jeweils möglichen Betriebsmodi der Anlagen sind im Modell mit einer detaillierten techno-ökonomischen Parametrisierung hinterlegt. Im Rahmen der Systemoptimierung wird mithilfe der ersten Zielfunktion eine ausgabenminimale Versorgungsstruktur zur Deckung der vorgegebenen Last unter Berücksichtigung gegebener systemtechnischer und nachhaltigkeitsrelevanter Restriktionen ermittelt. Mithilfe der zweiten Zielfunktion wird eine Versorgungsstruktur für die minimalen gewichteten normierten Ausprägungen der Einzelziele zur Deckung der vorgegebenen Last unter Berücksichtigung gegebener systemtechnischer Restriktionen ermittelt.

Die Abbildung des realen Energieversorgungssystems basiert auf einer in Kapitel 7.2 näher beschriebenen Grafenstruktur, die die wesentlichen Charakteristika der Versorgungsstrukturen leitungsgebundener Medien widerspiegelt. Die differenzierte Parametrisierung der Versorgungsstrukturen bezieht sich sowohl auf die Bereitstellung und den Transport von Energieträgern als auch auf die Übertragung von höheren Energieformen wie Strom und Wärme.

Unterschiedliche Kraftwerkstechnologien zeichnen sich durch unterschiedliche spezifische Investitionen, fixe und/oder variable Betriebsausgaben aus. Sie weisen auch im technischen Betrieb stark unterschiedliche Charakteristika hinsichtlich ihrer Laständerungsfähigkeiten oder ihrer Flexibilität zur Nutzung unterschiedlicher Brennstoffe auf. Die Abbildung der beschriebenen Zusammenhänge erfolgt über die Aufnahme entsprechender technischer Restriktionen in das Modellgleichungssystem.

Die Optimiervariablen des Modells können in zwei Gruppen unterteilt werden: Fluss- und Kapazitätsvariablen. Flussvariablen beinhalten alle Entscheidungen hinsichtlich der eingesetzten Brennstoffe, des Anlageneinsatzes und der Weiterleitung der verschiedenen Energieformen. Kapazitätsvariablen hingegen umfassen alle Zubau- sowie ökonomisch motivierten Rückbauentscheidungen. Wesentliches Merkmal der mehrperiodigen Bottom-up-Modellierung ist die Berücksichtigung intertemporaler Zusammenhänge wie etwa des Einflusses einer Investitionsentscheidung auf die in Folgeperioden zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten oder Perioden übergreifender Restriktionen wie eine Begrenzung der Restnutzung von Kernkraftwerken.

Eine benutzerfreundliche Modelloberfläche sowie ein effizientes Datenmanagementsystem¹⁷³ erlauben eine einfache Handhabung des Modells. Das Modell ist in der Programmiersprache GAMS (GENERAL ALGEBRAIC MODELLING SYSTEM, vgl. [Brooke et al. 1998]) implementiert. Zur Systemoptimierung werden kommerzielle Solver¹⁷⁴ eingesetzt, welche über standardisierte Schnittstellen mit dem GAMS-Programm kommunizieren.

¹⁷³ [Göbel 2001]]

¹⁷⁴ Eigenständige Programme zur Lösung von Operations-Research-Problemen. Für Linear-Programming-Probleme können beispielsweise die kommerziellen Solver CPLEX oder OSL verwendet werden.

7.2 Modellstruktur des PERSEUS-SUSTAIN-Modells

Bedeutendes Merkmal der PERSEUS-Modellfamilie ist die hierarchische Gliederung, wobei in der Regel zwischen folgenden vier Hierarchieebenen unterschieden wird: Sektoren, Produzenten, Anlagen und Prozesse (vgl. Abbildung 2)¹⁷⁵.

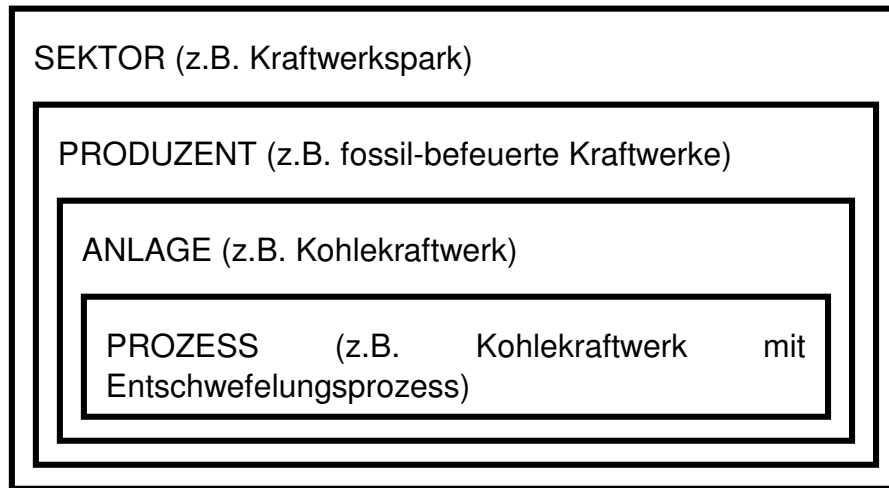


Abbildung 2: Hierarchie der Datenstruktur

Die oberste Ebene der Datenstruktur wird von **Sektoren** gebildet. Sektoren dienen der strukturierten Darstellung der Daten, indem sie Produzenten gleicher Aktivität gruppieren (Umwandlung, Verteilung, Nachfrage). Die Kriterien, nach denen Produzenten sinnvollerweise gruppiert werden, sind nicht durch die Methodik vorgegeben, sondern können in Abhängigkeit des untersuchten Systems frei gewählt werden. In dieser Arbeit entspricht die Sektorebene dem gesamten Energieversorgungssystem der betrachteten Nation.

Jeder **Produzent** ist eindeutig einem einzigen Sektor zugeordnet und repräsentiert einen Knoten des abgebildeten Energiesystems. Diese Knoten sind durch Energie- und Stoffflüsse miteinander verbunden. Da nur zwischen den Produzenten Flüsse definiert werden können, werden hierzu typischerweise die Elemente zusammengefasst, die in realen Energiesystemen ähnliche Funktionen besitzen, d. h. auch dort Energie- und Stoffflüsse aufnehmen und abgeben.

Auf der Ebene der **Anlagen** werden einzelne Energie- und Stoffumwandlungstechnologien abgebildet. Charakteristisch für die Hierarchieebene ist, dass hier alle Parameter, die sich auf die Kapazität der Technologie beziehen - z.B. Anlagenkapazität -, definiert werden.

Anlagen beschreiben die physischen Anlagen eines Produzenten. Je nach Aggregationsgrad können Anlagen für eine ganze Technologieklasse mit kumulierten Kapazitätsgrößen stehen oder einzelnen physischen Anlagen des Energieproduktionssystems entsprechen. Parameter, die sich auf die Kapazität der Technologie beziehen (z.B. Anlagenkapazität), werden auf dieser Ebene definiert.

Jede Anlage verfügt schließlich über einen oder mehrere **Prozesse**, die die alternativen Fahr- oder Betriebsweisen einer installierten Anlage beschreiben. Die Wahl zwischen alternativ nutzbaren Prozessen (Linearkombinationen sind möglich) sowie deren zeitliche Einlastung sind Gegenstand der

¹⁷⁵ Eine weitere übergeordnete Ebene - Regionen - wurde im von [Enzensberger 2003] entwickelten Modell eingeführt. Nicht nur eine Region oder Nation, sondern der in Regionen untergliederte gesamte europäische Strommarkt kann mittels dieses Modells analysiert werden. Da die Untersuchung in dieser Arbeit auf eine einzelne Nation beschränkt ist, werden nur die 4 ersten Ebene berücksichtigt.

Optimierung. Auf Prozessebene werden die technischen, ökonomischen, sozialen und umwelt-relevanten Parameter der Technologien definiert: Die eigentliche Umwandlung der Energie- und Stoffflüsse findet auf dieser Ebene statt.

Bei der Definition der Hierarchie wird jeder Prozess genau einer Anlage, jede Anlage genau einem Produzenten und jeder Produzent genau einem Sektor zugeordnet. Umgekehrt kann ein Element einer Aggregationsebene beliebig viele Elemente der direkt untergeordneten Ebene enthalten.

Flüsse verbinden Produzenten und sind anhand des Quellproduzenten, des Zielproduzenten und der transportierten bzw. übertragenen Energie- oder Stoffart eindeutig beschrieben. Die Nutzung eines Flusses ist Gegenstand der Systemoptimierung und kann saisonal differenziert werden. Die techno-ökonomische Parametrisierung der Flüsse umfasst Flussober- und -untergrenzen, exogen fixierte Übertragungsmengen und den Flusswirkungsgrad zur Erfassung von Übertragungsverlusten.

Eine vereinfachte Modellstruktur ist in Abbildung 3 dargestellt. Jeder Erzeuger-Produzent (z.B. Nuklearkraftwerkspark) verfügt über einen eigenen Anlagenpark mit verschiedenen bestehenden Anlagen (inkl. einer Spezifizierung der jeweiligen Fahrweisen, d.h. der zugehörigen Prozesse) sowie jeweils spezifisch vorgegebenen Zubauoptionen. In diesen Anlagen werden die Brennstoffe zu höheren Energieformen umgewandelt, im hier dargestellten Beispiel zu Strom. Über eine entsprechend differenzierte Parametrisierung der Flüsse (Mindestbezugsmengen bzw. fixe oder maximale Bezugsmengen und Preise) lassen sich für die einzelnen Erzeuger unterschiedliche Brennstoffbezugsoptionen hinterlegen.

Die Nachfrage-Produzenten sind in einem eigenen Sektor namens Energienachfrage zusammengefasst. Sie beziehen den vom Kraftwerkspark bereitgestellten Strom über Verbindungsflüsse, die das Übertragungsnetz charakterisieren (inkl. relevanter techno-ökonomischer Charakteristika wie bspw. Verluste). Die Nachfrageprozesse sind mit jeweils detaillierten Lastkurven beschrieben, die die auf Jahresbasis vorgegebene Energienachfrage auf einzelnen definierten Zeitscheiben verteilen. Die zwingend zu befriedigende Stromnachfrage ist über die Höhe des Nutzenergieflusses exogen vorgegeben. Im Rahmen der Systemoptimierung wird dann diejenige Systemstruktur und -nutzung ermittelt, die eine Befriedigung dieser exogen vorgegebenen Nachfrage bei minimalen Gesamtausgaben oder der minimalen Summe der gewichteten, normierten Ausprägungen der Einzelziele unter Berücksichtigung aller gegebenen Restriktionen gestattet.

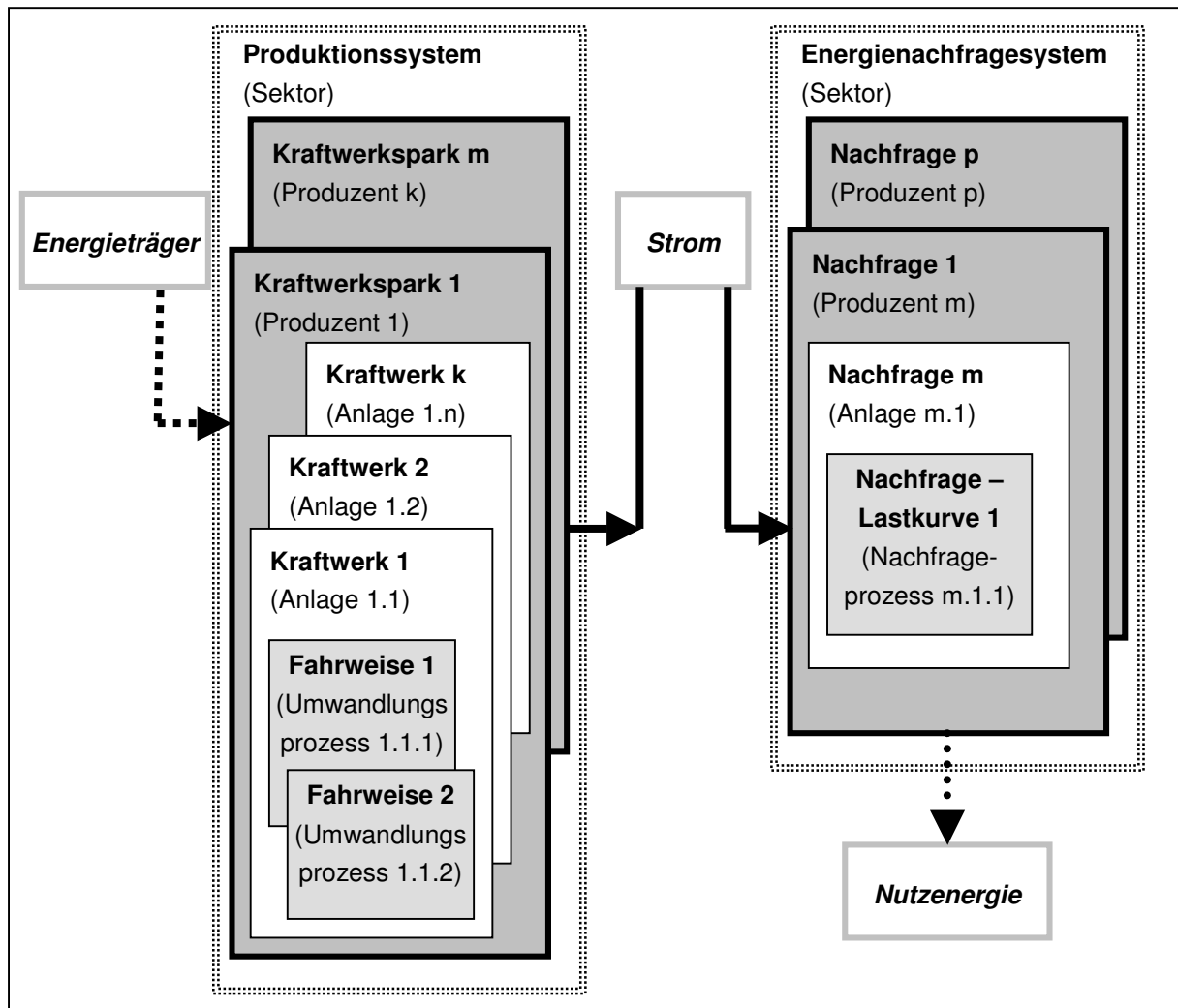


Abbildung 3: Vereinfachte Darstellung der Modell-Grundstruktur

7.3 Mathematische Beschreibung des PERSEUS-SUSTAIN-Modells

Das Gleichungssystem basiert auf früheren Versionen des Modells u.a. von [Fichtner 1999b], [Göbel 2001], [Dreher 2001], [Enzensberger 2003]. Spezifisch für die hier betrachtete Fragestellung wurde das System mit zusätzlichen Gleichungen erweitert bzw. bestehende Gleichungen angepasst.

7.3.1.1 Nomenklatur

Im Folgenden werden die für die anschließende mathematische Beschreibung des Modells benötigten Indizes, Indexmengen, Modellparameter und Variablen definiert. Auf eine Darstellung der jeweiligen Einheiten wird hierbei aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet.

Indizes

| | | |
|---------------|----|-------------------------|
| t | := | Jahresindex |
| $seas$ | := | Zeitscheibenindex |
| $proc$ | := | Index für Prozesse |
| $unit$ | := | Index für Anlagen |
| $prod, prod'$ | := | Indizes für Produzenten |

| | | |
|----------------------------------|----|---|
| <i>sec</i> | := | Index für Sektoren |
| <i>ec, ec'</i> | := | Index für Energieträger, -formen und Stoffe |
| <i>elektr</i> | := | Elektrischer Strom |
| <i>expend</i> | := | Gesamte Ausgaben |
| <i>CO₂</i> | := | Kohlendioxid |
| <i>emiss</i> | := | Luftschadstoffemission |
| <i>thg</i> | := | Treibhausgas |
| <i>indic, indic'</i> | := | Nachhaltigkeitsindikator |
| <i>imp</i> | := | Index der Quellen der Graphenstruktur („Import“) |
| <i>exp</i> | := | Index der Senken der Graphenstruktur („Export“) |
| <u>Indexmengen</u> | | |
| <i>T</i> | := | Perioden |
| <i>SEAS</i> | := | Zeitintervalle |
| <i>SPRING</i> | := | Frühjahrszeitintervalle |
| <i>SUMMER</i> | := | Sommerzeitintervalle |
| <i>AUTUMN</i> | := | Herbstzeitintervalle |
| <i>WINTER</i> | := | Winterzeitintervalle |
| <i>PROC</i> | := | Prozesse |
| <i>PROC_{unit}</i> | := | Prozesse der Anlage <i>unit</i> |
| <i>PROC_{prod}</i> | := | Prozesse des Produzenten <i>prod</i> |
| <i>PROC_{sec}</i> | := | Prozesse im Sektor <i>sec</i> |
| <i>GENPROC_{prod,ec}</i> | := | Stromerzeugungsprozesse des Produzenten <i>prod</i> , in denen zur Stromerzeugung der Energieträger <i>ec</i> eingesetzt wird |
| <i>BASEPROC</i> | := | Energiebereitstellungs- und -umwandlungsprozesse, für die ein gezwungener Grundlastbetrieb vorgegeben ist |
| <i>UNIT</i> | := | Anlagen |
| <i>UNIT_{proc}</i> | := | Anlage, der der Prozess <i>proc</i> zugeordnet ist |
| <i>UNIT_{prod}</i> | := | Anlagen des Produzenten <i>prod</i> |
| <i>UNIT_{sec}</i> | := | Anlagen im Sektor <i>sec</i> |
| <i>GENUNIT</i> | := | Stromerzeugende Anlagen |
| <i>PROD, PROD'</i> | := | Produzenten |
| <i>PROD_{prod,ec}</i> | := | Produzenten, von denen aus Flüsse des Energieträgers <i>ec</i> zum Produzenten <i>prod</i> fließen |
| <i>PROD'_{prod,ec}</i> | := | Produzenten, die über Flüsse des Energieträgers <i>ec</i> vom Produzenten <i>prod</i> beliefert werden |
| <i>PROD_{sec}</i> | := | Produzenten im Sektor <i>sec</i> |
| <i>SEC</i> | := | Sektoren |
| <i>EMISS</i> | := | Emissionen |
| <i>THG</i> | := | Treibhausgasemissionen (Teilmenge von <i>EMISS</i>) |
| <i>INDIC</i> | := | Nachhaltigkeitsindikator |

| | | |
|------------------------------|----|---|
| <i>INDICPROC</i> | := | Nachhaltigkeitsindikator abhängig von der Prozessaktivität (Teilmenge von <i>INDIC</i>) |
| <i>INDICCAP</i> | := | Nachhaltigkeitsindikator abhängig von der installierten Kapazität (Teilmenge von <i>INDIC</i>) |
| <i>INDICFL</i> | := | Nachhaltigkeitsindikator abhängig vom eingesetzten Fluss (Teilmenge von <i>INDIC</i>) |
| <i>EC</i> | := | Energieträger (inkl. Nutzenergieformen und Stoffarten) |
| <i>EC_{seas}</i> | := | Energieträger mit saisonal differenzierter Nachfrage |
| <i>EC_{non-seas}</i> | := | Energieträger ohne saisonal differenzierte Betrachtung |
| <i>RENEW</i> | := | Regenerative Energieträger (Teilmenge von <i>EC</i>) |
| <i>IMP</i> | := | Quellen der Graphenstruktur („Import“) |
| <i>EXP</i> | := | Senken der Graphenstruktur („Export“) |

Modellparameter

| | | |
|-----------------------------------|----|---|
| α_t | := | Diskontierungsfaktor in der Periode t |
| $C_{inv_{unit,t}}$ | := | spezifische Investitionen für einen Zubau der Anlage $unit$ in der Periode t |
| $C_{fix_{unit,t}}$ | := | fixe jährliche Betriebsausgaben für die Anlage $unit$ in der Periode t |
| $C_{var_{proc,t}}$ | := | variable Betriebsausgaben des Prozesses $proc$ in der Periode t |
| $C_{load_{unit,t}}$ | := | Laständerungskosten der Anlage $unit$ in der Periode t |
| $C_{var_{prod,prod',ec,t}}$ | := | variable Transportkosten des Flusses ($prod, prod', ec$) in der Periode t |
| $C_{fuel_{imp,prod,ec,t}}$ | := | Brennstoffkosten für die Belieferung von $prod$ mit ec in der Periode t |
| $\eta_{proc,t}$ | := | Wirkungsgrad des Prozesses $proc$ in der Periode t |
| $\eta_{prod,prod',ec,t}$ | := | Übertragungswirkungsgrad des Flusses ($prod, prod', ec$) in der Periode t |
| $VlhMax_{proc,t}$ | := | Begrenzung der maximalen Volllaststundenzahl für den Prozess $proc$ in der Periode t |
| $VlhMin_{proc,t}$ | := | Vorgabe der minimalen Volllaststundenzahl für den Prozess $proc$ in der Periode t |
| $FL_{lev_{prod,prod',ec,t}}$ | := | exogen vorgegebener Durchsatz für Fluss ($prod, prod', ec$) in der Periode t |
| $FL_{min_{prod,prod',ec,t}}$ | := | Minstdurchsatz für Fluss ($prod, prod', ec$) in der Periode t |
| $FL_{max_{prod,prod',ec,t}}$ | := | Maximaler Durchsatz für Fluss ($prod, prod', ec$) in der Periode t |
| $FL_{max_{prod,prod',ec,seas,t}}$ | := | Maximaler Durchsatz für Fluss ($prod, prod', ec$) in der Zeitscheibe $seas$ der Periode t (Übertragungskapazitäten) |
| $ResCap_{unit,t}$ | := | Bereits installierte, in der Periode t noch zur Verfügung stehende Kapazität der Anlage $unit$ |
| $MaxCap_{unit,t}$ | := | Obergrenze für die insgesamt installierte Leistung (inkl. Zubau) der Anlage $unit$ für die Periode t |
| $MinCap_{unit,t}$ | := | Minimalgrenze für die in der Periode t zu gewährleisten, insgesamt installierten Leistung der Anlage $unit$ |

| | | |
|-----------------------------------|----|--|
| $MaxAdd_{unit,t}$ | := | Maximal zulässiger Kapazitätswachst der Anlage $unit$ in der Periode t |
| $Avai_{unit,t}$ | := | Durchschnittliche Verfügbarkeit der Anlage $unit$ in der Periode t |
| TLT_{unit} | := | Technische Lebensdauer der Anlage $unit$ |
| $ProcEmiss_{emiss,proc,t}$ | := | Emissionsfaktor für Prozessemissionen in der Periode t |
| $FlEmiss_{emiss,prod,prod',ec,t}$ | := | Emissionsfaktor für Flussemissionen in der Periode t |
| $ProcIndic_{indic,proc,t}$ | := | Indikatorfaktor für Prozessemissionen in der Periode t |
| $FlIndic_{indic,prod,prod',ec,t}$ | := | Indikatorfaktor für Flussemissionen in der Periode t |
| $CapIndic_{indic,unit,t}$ | := | Indikatorfaktor für Kapazitäten in der Periode t |
| GWP_{thg} | := | GWP-Faktor für das Treibhausgas thg |
| $Extcost_{proc,t}$ | := | Prozessaktivitätsabhängige externe Kosten in der Periode t |
| $ExtcostEmiss_{proc,emiss,t}$ | := | Emissionsabhängige externe Kosten in der Periode t |
| $Emax_{reg,CO_2,t}$ | := | Emissionsobergrenze einer Region in der Periode t |
| $Emax_{emiss,t}$ | := | Obergrenze der Emissionen $emiss$ in der Periode t |
| $GWPmax_t$ | := | Obergrenze der Emissionen von Treibhausgasen als CO ₂ -Äquivalente mittels des GWP-Faktors in der Periode t |
| $IndicMax_{indic,t}$ | := | Obergrenze des Indikators $indic$ in der Periode t |
| $IndicMin_{indic,t}$ | := | Untergrenze des Indikators $indic$ in der Periode t |
| $Goal_{indic,t}$ | := | Zielwert des Indikators $indic$ in der Periode t |
| $Goal_{expend}$ | := | Zielwert der gesamten diskontierten entscheidungsrelevanten Ausgaben über alle Periode t |
| $\beta_{indic,t}$ | := | Gewichtungsfaktor für den Indikator $indic$ in der Periode t |
| β_{expend} | := | Gewichtungsfaktor für die gesamten diskontierten entscheidungsrelevanten Ausgaben über alle Periode t |
| $f_{proc,t,seas}$ | := | Lastkurve eines Nachfrageprozesses: Anteil der Zeitscheibe $seas$ an der Gesamtjahresnachfrage |
| $\lambda_{proc,ec}$ | := | Anteil des Energieträgers ec am Gesamtinput bzw. Gesamtoutput des Prozesses $proc$ (Konvention: negative Werte für Input, positive für Output) |
| $NucMax_{reg,t}$ | := | Maximal zulässige installierte KKW-Leistung einer Region reg in der Periode t |
| h_{seas} | := | Stundenzahl, die auf die Zeitscheibe $seas$ entfallen |
| h_{year} | := | Jahresstundenzahl (8760h/a) |
| $No_{seas',seas}$ | := | Anzahl der Übergänge zwischen den Zeitscheiben $seas'$ und $seas$ innerhalb eines Jahres |
| $\Omega_{proc,t}$ | := | Stromerzeugungäquivalenz-Zahl |
| $years_t$ | := | Anzahl der in der Periode t zusammengefassten Jahre |
| $RenewTarget_{sec,t}$ | := | Ausbauziel für die Nutzung regenerativer Energieträger in dem Sektor sec und der Periode t |

Positive Variablen

| | | |
|---------------|----|---|
| $PL_{proc,t}$ | := | Aktivitätsniveau des Prozesses $proc$ in der Periode t (Jahreswert) |
|---------------|----|---|

| | | |
|------------------------------|----|---|
| $PL_{proc,t,seas}$ | := | Aktivitätsniveau des Prozesses $proc$ in der Zeitscheibe $seas$ der Periode t |
| $LVup_{unit,seas',seas,t}$ | := | Laständerung nach oben (Hilfsvariable) |
| $LVdown_{unit,seas',seas,t}$ | := | Laständerung nach unten (Hilfsvariable) |
| $DeltaGoalup_{indic,t}$ | := | Abweichung nach oben von einem Indikator $indic$ zu seinem Zielwert in der Periode t (Hilfsvariable) |
| $DeltaGoaldown_{indic,t}$ | := | Abweichung nach unten von einem Indikator $indic$ zu seinem Zielwert in der Periode t (Hilfsvariable) |
| $FL_{prod,prod',ec,t}$ | := | Niveau des ec -Flusses von $prod$ zum Produzenten $prod'$ in der Periode t (Jahreswert) |
| $FL_{prod,prod',ec,t,seas}$ | := | Niveau des ec -Flusses von $prod$ zum Produzenten $prod'$ in der Zeitscheibe $seas$ der Periode t |
| $Cap_{unit,t}$ | := | Installierte Kapazität der Anlage $unit$ in der Periode t |
| $NewCap_{unit,t}$ | := | In der Periode t neu installierte Kapazität der Anlage $unit$ (Zubau) |

Sonstige Elemente des Gleichungssystems

| | | |
|----------------|----|---|
| ZF_{expend} | := | Zielfunktion: Diskontierte Summe der gesamten entscheidungsrelevanten Ausgaben inklusiv externer Kosten |
| ZF'_{expend} | := | Zielfunktion: Diskontierte Summe der gesamten entscheidungsrelevanten Ausgaben exklusiv externer Kosten |
| ZF_{elektr} | := | Zielfunktion des reinen Strommarktmodells |

Im Folgenden wird das Gleichungssystem für die Systemoptimierung beschrieben. Ausgehend von bestehenden Versionen des PERSEUS-Modells wurde dieses spezifisch für die hier betrachtete Fragestellung mit zusätzlichen Gleichungen erweitert bzw. angepasst. In einem ersten Schritt werden eine erste Zielfunktion - Minimierung der zur Deckung der exogen vorgegebenen Nachfrage (Nutz- bzw. Endenergie- und Stoffbedarf) notwendigen Systemausgaben – und allgemeine sowie für die Abbildung von Nachhaltigkeitsvorgaben essenzielle Nebenbedingungen des Gleichungssystems mathematisch dargestellt. In einem zweiten Schritt wird eine zweite Zielfunktion beschrieben, in der alle Nachhaltigkeitsindikatoren integriert werden. Dieser Ansatz basiert auf der Abschätzung der Abweichung der derzeitigen Indikatorwerte (Emissionen, Umweltbelastung, Produktionsmenge, usw.) vom erstrebenswerten Ziel oder vom höchstzulässigen Wert.

7.3.2 Zielfunktion 1

Die Systemoptimierung erfolgt in einem ersten Ansatz im PERSEUS-SUSTAIN-Modell über die Minimierung der zur Deckung der exogen vorgegebenen Nachfrage (Nutz- bzw. Endenergie- und Stoffbedarf) notwendigen Systemausgaben. Der Zielfunktionswert ergibt sich aus der Summe aller auf das Basisjahr diskontierten, entscheidungsrelevanten Ausgaben (siehe Gleichung (7.1)). Alle in der Zielfunktion berücksichtigten Ausgaben werden vom 31. Dezember des Jahres, in dem der jeweilige Ausgabenbestandteil anfällt, auf den 1. Januar des ersten Jahres des Betrachtungszeitraumes (Basisjahr) diskontiert. Der erste Summenterm beinhaltet alle Brennstoffausgaben und anderen Ausgaben, die sich aus der Bereitstellung und dem Transport von Energie- und Materialströmen ergeben. Der zweite Term beinhaltet die variablen Ausgaben der Energieumwandlung, während der dritte Term alle Ausgaben auf Anlagenebene umfasst: Investitionen, fixe Betriebsausgaben und Last-

änderungsausgaben. Zusätzlich werden in dem vierten Term die mit der Stromproduktion verbundenen externen Kosten („Ausgaben“) eingeführt. Das PERSEUS-SUSTAIN-Modell bietet die Möglichkeit, umwelt- und gesundheitsrelevanten Auswirkungen der abgebildeten Energie- und Stoffumwandlungsprozesse über die Internalisierung der externen Kosten von Schadstoff- bzw. Treibhausgasemissionen und des Ressourcenverbrauchs Rechnung zu tragen. Dazu werden die entsprechenden externen Kosten als zusätzliche Ausgabe in die Zielfunktion der Optimierung mit einbezogen. Die externen Kosten teilen sich in zwei Kategorien: Die direkt von der produzierten Strommenge abhängigen externen Kosten und die von den produzierten Schadstoffemissionsmengen abhängigen externen Kosten.

$$\begin{aligned}
 & \left(\begin{aligned}
 & \sum_{imp \in IMP} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod' \in PROD'_{imp,ec}} \left(FL_{imp,prod',ec,t} \cdot C_{fuel_{imp,prod',ec,t}} \right) \\
 & + \sum_{prod \in PROD} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod' \in PROD'_{prod,ec}} \left(FL_{prod,prod',ec,t} \cdot C_{var_{prod,prod',ec,t}} \right) \\
 & + \sum_{exp \in EXP} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod \in PROD_{exp,ec}} \left(FL_{prod,exp,ec,t} \cdot C_{var_{prod,exp,ec,t}} \right) \\
 & + \sum_{proc \in GENPROC} \left(PL_{proc,t} \cdot C_{var_{proc,t}} \right) \\
 & + \sum_{unit \in UNIT} \left(\begin{aligned}
 & (Cap_{unit,t} \cdot C_{fix_{unit,t}}) \\
 & + (NewCap_{unit,t} \cdot C_{inv_{unit,t}}) \\
 & + \sum_{seas \in SEAS} (LVup_{unit,seas-1,seas,t} + LVdown_{unit,seas-1,seas,t}) \cdot C_{load_{unit,t}}
 \end{aligned} \right) \\
 & + \sum_{proc \in GENPROC} \left(ExtCost_{proc,t} \cdot PL_{proc,t} \right) \\
 & + \sum_{proc \in GENPROC} \sum_{emiss \in EMISS} \left(ExtCostEmiss_{proc,emiss,t} \cdot PL_{proc,t} \cdot ProcEmiss_{proc,emiss,t} \right)
 \end{aligned} \right) = \min ZF_{expend}
 \end{aligned}
 \tag{7.1}$$

7.3.3 Allgemeine Nebenbedingungen

Technische, ökologische und ökonomische Nebenbedingungen werden im Modell integriert, um die für die integrierte Planungsleistung notwendigen zu berücksichtigenden Eigenschaften und Rahmenbedingungen des realen Energieversorgungssystems im Gleichungssystem zu hinterlegen.

7.3.3.1 Energie- und Stoffflussbilanzgleichungen

Eine wichtiges Element des Energie- und Stoffflussmodells PERSEUS-SUSTAIN bilden die Bilanzierungsgleichungen, die sicherstellen, dass die Energie- bzw. Stoffbilanz an jedem Knoten (Produzent) der Graphenstruktur, welche das modellierte Energiesystem repräsentiert, eingehalten wird: Für jeden Produzenten soll die Summe der Zuflüsse eines bestimmten Energieträgers / Stoffs in jeder Zeitscheibe des Modells dessen Abflüssen entsprechen.

Der obere Term der Gleichung (7.2) umfasst alle Zuflüsse (aus den Quellen des Graphs, „Importflüsse“) sowie aus anderen Netzknoten (Produzenten), die über Flüsse mit dem betrachteten Produzenten verbunden sind. Er ist um die Erzeugung im betrachteten Produzenten selbst ergänzt. Der untere Term beinhaltet alle Weiterleitungen zu anderen Produzenten oder Senken sowie den Verbrauch durch den Produzenten selbst (d.h. Umwandlung in eine andere Energieform). Gleichung (7.3) stellt den analogen Fall für Energieträger dar, die einer saisonalen¹⁷⁶ Betrachtung unterliegen (Strom)¹⁷⁷.

$$\begin{aligned} & \sum_{imp \in IMP} FL_{imp,prod,ec,t} + \sum_{prod' \in PROD_{prod,ec}} FL_{prod',prod,ec,t} + \sum_{proc \in GENPROC_{prod,ec}} PL_{proc,t} \cdot \lambda_{proc,ec} \\ = & \sum_{exp \in EXP} \frac{FL_{prod,exp,ec,t}}{\eta_{prod,exp,ec,t}} + \sum_{prod' \in PROD'_{prod,ec}} \frac{FL_{prod,prod',ec,t}}{\eta_{prod,prod',ec,t}} + \sum_{proc \in DEMPROC_{prod,ec}} PL_{proc,t} \cdot \frac{\lambda_{proc,ec}}{\eta_{proc,ec}} \end{aligned} \quad (7.2)$$

$$\forall t \in T; \quad \forall prod \in PROD; \quad \forall ec \in EC_{non-seas}$$

$$\begin{aligned} & \sum_{imp \in IMP} FL_{imp,prod,ec,t,seas} + \sum_{prod' \in PROD_{prod,ec}} FL_{prod',prod,ec,t,seas} + \sum_{proc \in GENPROC_{prod,ec}} PL_{proc,t,seas} \cdot \lambda_{proc,ec} \\ = & \sum_{exp \in EXP} \frac{FL_{prod,exp,ec,t,seas}}{\eta_{prod,exp,ec,t}} + \sum_{prod' \in PROD'_{prod,ec}} \frac{FL_{prod,prod',ec,t,seas}}{\eta_{prod,prod',ec,t}} + \sum_{proc \in DEMPROC_{prod,ec}} PL_{proc,t} \cdot \frac{\lambda_{proc,ec}}{\eta_{proc,ec}} \cdot f_{proc,t,seas} \end{aligned}$$

$$\forall t \in T; \quad \forall prod \in PROD; \quad \forall ec \in EC_{seas}; \quad \forall seas \in SEAS$$

(7.3)

Optimiervariablen, die die Nutzung bestehender Flüsse oder Prozesse im System beschreiben, werden im beschriebenen Gleichungssystem zum einen als Jahreswerte, zum anderen auch mit höherer zeitlicher Differenzierung als Werte für die einzelnen Zeitscheiben charakteristischer Tage verwendet. Gleichung (7.4) gewährleistet, dass der Jahreswert einer Prozessnutzung mit der Summe der Werte für die einzelnen Zeitscheiben übereinstimmt. Gleichung (7.5) stellt dies für die Jahreswerte der Flüsse zwischen zwei Produzenten sicher.

$$\sum_{seas \in SEAS} PL_{proc,t,seas} = PL_{proc,t} \quad \forall t \in T; \quad \forall proc \in PROC \quad (7.4)$$

$$\sum_{seas \in SEAS} FL_{prod,prod',ec,t,seas} = FL_{prod,prod',ec,t} \quad (7.5)$$

$$\forall t \in T; \quad \forall prod \in PROD; \quad \forall prod' \in PROD'; \quad \forall ec \in EC$$

¹⁷⁶ Unter dem Begriff einer saisonalen Betrachtung wird die Differenzierung unterschiedlicher Zeitscheiben charakteristischer Tage verstanden. Im Gegensatz zu Jahreswerten lassen sich so systemtechnische Zusammenhänge in den Modellgleichungen sowie auch die resultierenden Modellergebnisse in ihrer jeweiligen Struktur im Tagesverlauf erfassen.

¹⁷⁷ [Enzensberger 2003]

7.3.3.2 Beschränkung von Energie- und Stoffflüssen

Sämtliche im PERSEUS-SUSTAIN Modell auftretenden Flüsse können sowohl nach oben als auch nach unten beschränkt werden. Auch die Vorgabe eines festen Flussniveaus ist möglich. Die Festlegung der Nachfrage nach Energie- und Stoffflüssen wird durch eine untere Schranke für die entsprechenden Output-Flüsse realisiert, um zu gewährleisten, dass die gesamte Nachfrage vollständig befriedigt wird. Diese Beschränkungen können sich zum einen auf die gesamte während eines Jahres anfallende Energie bzw. Stoffmenge beziehen, zum anderen ist es möglich, das Flussniveau in einzelnen Zeitintervallen bzw. Zeitsegmenten¹⁷⁸ zu beschränken. Aufgrund der Tatsache, dass die Flussniveaus Variablen des Optimierproblems sind, ist es nicht notwendig, für die Beschränkung einzelner Flüsse explizit Gleichungen in das Modell zu integrieren. Vielmehr werden direkt die oberen bzw. unteren Schranken oder das Flussniveau der entsprechenden Variablen zugewiesen.

7.3.3.3 Kapazitätsgleichungen für Energie- und Stoffumwandlungstechnologien

Die in der Periode t installierte Kapazität einer Anlage ($Cap_{unit,t}$) ergibt sich dann aus der Summe aus dem Kapazitätsbestand $ResCap_{unit,t}$ und allen Kapazitätserweiterungen $NewCap_{unit,t}$, die im Rahmen der Optimierung innerhalb des Betrachtungszeitraums und vor der betrachteten Periode vorgenommen wurden (vgl. Gleichung (7.6)).

$$Cap_{unit,t} = ResCap_{unit,t} + \sum_{t'=(t-TLT_{unit})}^t NewCap_{unit,t'} \quad \forall unit \in UNIT; \quad \forall t \in T \quad (7.6)$$

Um zu gewährleisten, dass zu jedem Zeitpunkt genügend Kapazität einer Energie- bzw. Stoffumwandlungstechnologie zur Verfügung steht, ist die Kapazitätsgleichung (7.7) in das PERSEUS-SUSTAIN Modell integriert. Da diese Gleichung für alle Zeitintervalle gilt, wird die Kapazitätsuntergrenze einer Anlage bestimmt durch jenes Zeitintervall, in dem die höchste Leistung (als Summe der Leistungen der Anlage der zugehörigen Prozesse) anliegt.

$$Cap_{unit,t} \cdot Avai_{unit,t} \cdot h_{year} \geq \sum_{proc \in PROC_{unit}} PL_{t,seas,proc_{unit}} \cdot \left(\frac{h_{year}}{h_{seas}} \right) \cdot \Omega_{proc_{unit}} \quad \forall unit \in UNIT; \quad \forall t \in T; \quad \forall seas \in S \quad (7.7)$$

7.3.3.4 Rückbau von Anlagen

Auch der etwaige Rückbau bestehender Anlagen vor Erreichen des Endes ihrer technischen Lebensdauer ist Gegenstand der Optimierung. Hierfür ist die Einhaltung der oben beschriebenen Konvention für Bestandsanlagen ($MaxCap_{unit,t} = ResCap_{unit,t}$) zwingend notwendig. Die Abbildung des frei optimierten Rückbaus erfolgt dann über einen Kunstgriff: Allen Bestandsanlagen, deren verbleibende Lebensdauer über die Bestandsparameter $MaxCap_{unit,t}$ und $ResCap_{unit,t}$ abgebildet ist, werden eine fiktive technische Lebensdauer von einer Periode sowie spezifische Investitionen von Null zugeordnet.

Eine existierende Anlage mit ($MaxCap_{unit,t} = ResCap_{unit,t} > 0$) wird damit automatisch am Ende einer jeden Betrachtungsperiode rückgebaut, kann jedoch ohne zusätzliche Investitionen wieder für die Folgeperiode bereitgestellt werden. Ist der Weiterbetrieb aus ökonomischen Gründen nicht sinnvoll,

¹⁷⁸ Als Zeitsegment wird die Kombination eines Zeitintervalls und einer Periode bezeichnet (Bspw.: Zeitintervall: Sommersonntag von 9:00 bis 11:00 Uhr, Periode: Jahr 2005, entsprechendes Zeitsegment: Sommersonntag von 9:00 bis 11:00 Uhr im Jahr 2005).

unterbleibt diese fiktive Ersatzinvestition. Gleichung (7.8) stellt nun sicher, dass eine einmal (teilweise) rückgebaute Anlage in den Folgeperioden auch nur maximal mit der Kapazität zur Verfügung steht, auf die sie mit der Rückbaumentscheidung reduziert wurde. Während Gleichung (7.8) hierbei den Standardfall stetig abnehmender Werte für die installierte Kapazität beschreibt, deckt Gleichung (7.9) alle Fälle ab, bei denen in den im Vorfeld ermittelten „Sterbelinien“ bereits einzelne geplante Zubauten fest berücksichtigt sind.¹⁷⁹

$$\left(ResCap_{unit,t} + \sum_{t' > (t - TLT_{unit})}^t NewCap_{unit,t'} \right) \geq \left(ResCap_{unit,[t+1]} + \sum_{t' > ([t+1] - TLT_{unit})}^{[t+1]} NewCap_{unit,t'} \right) \quad (7.8)$$

$$\forall unit \in UNIT; \quad \forall t \in \{T\} \{ MaxCap_{unit,[t+1]} \leq MaxCap_{unit,t} \}$$

$$\left(ResCap_{unit,t} + (MaxCap_{unit,[t+1]} - MaxCap_{unit,t}) + \sum_{t' > (t - TLT_{unit})}^t NewCap_{unit,t'} \right) \geq \left(ResCap_{unit,[t+1]} + \sum_{t' > ([t+1] - TLT_{unit})}^{[t+1]} NewCap_{unit,t'} \right) \quad (7.9)$$

$$\forall unit \in UNIT; \quad \forall t \in \{T\} \{ MaxCap_{unit,[t+1]} > MaxCap_{unit,t} \}$$

7.3.3.5 Beschränkung der Kapazitäten von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien

Sowohl die Kapazitätsvariable $Cap_{unit,t}$, die die in der Periode t insgesamt installierte Kapazität einer Anlage $unit$ beschreibt, als auch die zweite wesentliche Kapazitätsvariable $NewCap_{unit,t}$, die den Anlagenzubau erfasst, können im Rahmen der Szenariodefinition mit Einschränkungen versehen werden. Für $Cap_{unit,t}$ kann so ein zu gewährleistender Anlagenmindestbestand $MinCap_{unit,t}$ oder die bereits erwähnte Kapazitätsobergrenze $MaxCap_{unit,t}$ vorgegeben werden. $NewCap_{unit,t}$ ist durch $MaxAdd_{unit,t}$ den maximal zulässigen, jährlichen Kapazitätszuwachs, begrenzt. Diese Nebenbedingungen sind in dem hier beschriebenen Modell nicht als eigene Gleichungen, sondern über Variableneinschränkungen („Variablenbounds“) implementiert, die in der Programmiersprache GAMS direkt gesetzt werden können.

7.3.3.6 Beschränkung des Einsatzes von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien

Auch die Aktivitätsniveaus der einer Anlage zugeordneten Prozesse stellen Variablen des Optimierungsproblems dar und könnten dementsprechend unmittelbar beschränkt werden. In der Praxis werden derartige Vorgaben jedoch in der Regel über entsprechende Flussbeschränkungen des Prozessoutputs realisiert.

¹⁷⁹ „Unter einer Sterbelinie ist die zeitliche, in die Zukunft gerichtete Änderung des heute existierenden (Anlagen-)bestandes zu verstehen“ [Markewitz et al. 1998, S. 40]. Bei der Abbildung von Einzelanlagen handelt es sich hierbei in der Regel um waagrecht verlaufende Kurven, die im Jahr der erwarteten Anlagenstilllegung eine Sprungstelle und für die Folgeperioden den Wert Null aufweisen. Werden jedoch ganze Technologieklassen über einzelne Referenzanlagen abgebildet (z.B. hydroelektrische Anlage nach 4 Referenzanlagen) so nimmt die kumulierte Kapazitätsentwicklung einer Klasse in der Regel progressiv ab.

Eine jede Prozesstätigkeit ist durch die installierte Kapazität und die angenommene durchschnittliche Verfügbarkeit der jeweiligen Anlage begrenzt. Gleichung (7.10) gewährleistet diesen Zusammenhang für Prozesse ohne saisonale, d.h. untertägige zeitliche Differenzierung, Gleichung (7.11) analog für Prozesse mit saisonaler Betrachtung.

$$Cap_{unit,t} \cdot Avai_{unit,t} \cdot h_{year} \geq \sum_{proc \in PROC_{unit}} (PL_{proc,t} \cdot \Omega_{proc,t}) \quad (7.10)$$

$$\forall t \in T; \quad \forall unit \in UNIT$$

$$Cap_{unit,t} \cdot Avai_{unit,t} \cdot h_{seas} \geq \sum_{proc \in PROC_{unit}} (PL_{proc,seas,t} \cdot \Omega_{proc,t}) \quad (7.11)$$

$$\forall t \in T; \quad \forall unit \in UNIT; \quad \forall seas \in SEAS$$

Eine weitere Möglichkeit zur Vorgabe eines minimalen bzw. maximalen jährlichen Aktivitätsniveaus bieten die Volllaststundengleichungen (Gl. (7.12) und (7.13)). In Anlehnung an die in der Energiewirtschaft gebräuchliche Charakterisierung der von einem Kraftwerk geleisteten Jahresarbeit durch die Anzahl an Stunden, die im Volllastbetrieb zur Erreichung dieser Arbeit benötigt worden wären, bieten diese Gleichungen die Möglichkeit, die von einem Prozess im Laufe einer Periode geleistete Arbeit nach oben und unten zu beschränken.

$$\frac{VlhMax_{proc,t}}{h_{year}} \cdot Cap_{unit_{proc,t}} \geq PL_{proc,t} \cdot \Omega_{proc,t} \quad \forall proc \in PROC; \forall t \in T \quad (7.12)$$

$$\frac{VlhMin_{proc,t}}{h_{year}} \cdot Cap_{unit_{proc,t}} \leq PL_{proc,t} \cdot \Omega_{proc,t} \quad \forall proc \in PROC; \forall t \in T \quad (7.13)$$

Die Integration von so genannten Ausschlussgleichungen ermöglicht darüber hinaus, den Betrieb einzelner Anlagen in bestimmten Zeitintervallen oder Zeitsegmenten auszuschließen bzw. nur in ausgewählten Zeitintervallen/-segmenten zuzulassen. Eine wichtige Einsatzmöglichkeit der Ausschlussgleichungen besteht darin, nicht verschiebbare Stillstandszeiten einzelner Anlagen – z.B. für Revisionen – abzubilden.

7.3.3.7 Detaillierte Abbildung einzelner Anlagen

Bei der Abbildung von Energiesystemen ist eine detailliertere Modellstruktur je nach Fragestellung erforderlich. Zur Modellierung eines größeren regionalen oder nationalen bzw. internationalen Energiesystems können Anlagen nach Anlagentypen (z.B. alle Kraftwerke der gleichen Technologie) aggregiert werden. Ein höherer Detaillierungsgrad der Abbildung einzelner Anlagen(-teile) sowie der betrachteten Nebenbedingungen kann aber notwendig sein, um wichtige (system-)technische Charakteristika der verschiedenen Energieerzeugungsanlagen in adäquater Weise abzubilden. (Zum Beispiel zur Modellierung von unterschiedlichen Emissionsminderungsprozessen für ausgewählte Anlagen.) Hierbei muss ein Kompromiss zwischen einer hinreichend genauen Abbildung wichtiger technischer Zusammenhänge einerseits und der unverhältnismäßigen Vergrößerung des Modells mit den damit verbundenen Problemen hinsichtlich langer Rechenzeiten andererseits gefunden werden.

7.3.3.8 Laständerung

Stromerzeugungsanlagen weisen große Unterschiede hinsichtlich ihrer Laständerungsmöglichkeiten auf. So es ist bei vielen typischen Grundlastkraftwerkstechnologien wie Kernkraftwerken oder Braunkohlekraftwerken in der Regel nicht möglich, die Anlagen kurzfristig und insbesondere häufiger zu drosseln. Die Gewährleistung der Stromversorgung verlangt jedoch aufgrund der fehlenden großtechnischen Speicherbarkeit von Strom ein exaktes Nachfahren der stochastischen Einflüssen unterliegenden Gesamtlast im System. Dies geschieht mit so genannten Spitzen- und Mittellastanlagen wie Gasturbinen bzw. gasbefeuerten GuD-Anlagen sowie mit Einschränkungen Steinkohlekraftwerken.

Die Abbildung unterschiedlicher Laständerungscharakteristika kann auf verschiedene Weise erfolgen. Die Gleichungen (7.14) beschreiben einen ersten, einfachen Ansatz für Anlagen, bei denen eine Lastvariation weitgehend ausgeschlossen werden kann oder soll. Die Gleichung fordert, dass die Leistung, mit der eine bestimmte Anlage in einer bestimmten Betriebsweise (Prozess) gefahren wird, innerhalb einer ganzen Jahreszeit konstant gehalten wird.

$$\begin{aligned}
 \frac{PL_{proc,seas,t}}{h_{seas}} &= \frac{\sum_{seas \in SPRING} PL_{proc,seas,t}}{\sum_{seas \in SPRING} h_{seas}} & \forall proc \in BASEPROC; \quad \forall seas \in SPRING \\
 \frac{PL_{proc,seas,t}}{h_{seas}} &= \frac{\sum_{seas \in SUMMER} PL_{proc,seas,t}}{\sum_{seas \in SUMMER} h_{seas}} & \forall proc \in BASEPROC; \quad \forall seas \in SUMMER \\
 \frac{PL_{proc,seas,t}}{h_{seas}} &= \frac{\sum_{seas \in AUTUMN} PL_{proc,seas,t}}{\sum_{seas \in AUTUMN} h_{seas}} & \forall proc \in BASEPROC; \quad \forall seas \in AUTUMN \\
 \frac{PL_{proc,seas,t}}{h_{seas}} &= \frac{\sum_{seas \in WINTER} PL_{proc,seas,t}}{\sum_{seas \in WINTER} h_{seas}} & \forall proc \in BASEPROC; \quad \forall seas \in WINTER
 \end{aligned}
 \tag{7.14}$$

In den meisten Fällen ist jedoch eine differenziertere Betrachtung der Laständerungsmöglichkeiten notwendig. [Fichtner 1999b, S. 75] hat hierzu maximale Laständerungsgeschwindigkeiten als technische Restriktion in das Modell integriert. Im hier entwickelten Modell werden anstelle dessen Laständerungsausgaben hinterlegt. Hierzu wird der Lastwechsel zwischen zwei Zeitscheiben erfasst und mit der Anzahl der Übergänge zwischen diesen beiden Zeitscheiben $No_{seas-1,seas}$ gewichtet. Diese kumulierte Laständerung geht anschließend – mit den Laständerungsausgaben der betreffenden Anlage gewichtet – in die Zielfunktion der zu minimierenden entscheidungsrelevanten Ausgaben ein. Die Erfassung der Laständerung mittels zweier positiver Variablen ($LVup_{unit,seas-1,seas,t}$, $LVdown_{unit,seas-1,seas,t}$) anstelle einer freien Variable dient der Bildung des Betrags des Laständerungswertes (siehe Zielfunktion in Kapitel 7.3.2) (vgl. Gleichung (7.15)).

$$\begin{aligned}
 LVup_{unit,seas-1,seas,t} - LVdown_{unit,seas-1,seas,t} &= \\
 No_{seas-1,seas} \cdot \left(\sum_{proc \in PROC_{mit}} \left(\left(\frac{PL_{proc,seas,t}}{h_{seas}} - \frac{PL_{proc,seas-1,t}}{h_{seas-1}} \right) \cdot \frac{1}{\eta_{proc,t}} \right) \right) & \tag{7.15} \\
 \forall t \in T; \quad \forall seas \in SEAS; \quad \forall unit \in UNIT &
 \end{aligned}$$

Für jede Technologieklasse lassen sich so deren charakteristische Laständerungsausgaben berücksichtigen, die von marginalen Werten im Falle von Speicher- oder Pumpspeicherkraftanlagen bis hin zu prohibitiv hohen Werten im Falle mancher Kernkraftwerke reichen können.

7.3.4 Nebenbedingungen für die Abbildung von Nachhaltigkeitsvorgaben

7.3.4.1 Obergrenze für Luftschadstoffe

Im PERSEUS-SUSTAIN Modell können Emissionsfaktoren für eine beliebige Anzahl von Schadstoffen, Treibhausgasen etc. berücksichtigt werden. Dabei können Emissionsfaktoren sowohl Energie- bzw. Stoffumwandlungstechnologien als auch Energie- bzw. Stoffflüssen zugeordnet werden.

Neben der Bilanzierung der Emissionen bietet das Modell die Möglichkeit, verschiedene Beschränkungen als Nebenbedingungen einzuführen, um umweltrelevante Zielsetzungen bei der Analyse von Energiesystemen berücksichtigen zu können. Zum einen lassen sich die gesamten Emissionen jedes abgebildeten Schadstoffes/Treibhausgases einzeln beschränken. Die entsprechende Nebenbedingung ist in Gleichung (7.16) dargestellt. Zum anderen können die Emissionen einzelner Anlagen (z.B. Kraftwerke oder Kraftwerkskomponenten) oder bestimmter Flüsse beschränkt werden [Lüth 1997]. Auch die Beschränkung der Emissionen einer Gruppe von Anlagen oder Flüssen ist möglich.

$$\sum_{seas \in S} \left[\sum_{proc \in PROC} PL_{proc,t,seas} \cdot ProcEmiss_{emiss,proc,t} + \sum_{ec \in EC} \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD'} FL_{prod',prod,ec,t,seas} \cdot FLEmiss_{emiss,prod,prod',ec,t} \right] \leq Em_{emiss,t} \quad (7.16)$$

$$\forall emiss \in EMISS; \forall t \in T$$

7.3.4.2 Obergrenzen für Treibhausgase

Weitere Möglichkeiten, verschiedene Schadstoffe bzw. Treibhausgase unter Verwendung von Gewichtungsfaktoren zu summieren und die gewichtete Summe zu beschränken, um bspw. im Rahmen der Bestimmung von Treibhausgasminderungsstrategien alle im Modell integrierten Treibhausgase über die so genannten Global Warming Potential (GWP) Faktoren gemäss ihrer Klimawirksamkeit auf das bedeutendste Treibhausgas CO₂ zu beziehen, werden in [Ardone 1999] aufgezeigt (vgl. Gl. (7.17)).

$$\sum_{thg \in THG} \sum_{seas \in S} \left[\sum_{proc \in PROC} PL_{proc,t,seas} \cdot ProcEmiss_{thg,proc,t} + \sum_{ec \in EC} \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD'} FL_{prod',prod,ec,t,seas} \cdot FLEmiss_{thg,prod,prod',ec,t} \right] \cdot GWP_{thg} \leq GWP_{max,t} \quad (7.17)$$

$$\forall t \in T$$

7.3.4.3 Obergrenzen für weitere aktivitätsabhängige Nachhaltigkeitsindikatoren

Einige der identifizierten Nachhaltigkeitsindikatoren werden abhängig vom Aktivitätsniveau der jeweiligen Prozesse und von den Flüssen im Modell betrachtet (z.B. Entstehung von radioaktiven Abfällen oder Flugaschen). Wie für die Emissionen an Luftschadstoffen oder Treibhausgasen kann eine Obergrenze für die entsprechende jährliche Produktion vorgegeben werden (vgl. Gl. (7.18)). Die Einschränkung beruht auf dem selben Ansatz wie bei den Schadstoffemissionen.

$$\sum_{seas \in S} \left[\sum_{proc \in PROC} PL_{proc,t,seas} \cdot ProcIndic_{indic,proc,t} + \sum_{ec \in EC} \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD'} FL_{prod',prod,ec,t,seas} \cdot FLIndic_{indic',prod,prod',ec,t} \right] \leq IndicMax_{indic,t} \quad (7.18)$$

$$\forall indic \in INDICPROC; \forall indic' \in INDICFL; \forall t \in T$$

7.3.4.4 Ober- bzw. Untergrenze für kapazitätsabhängige Nachhaltigkeitsindikatoren

Einige Indikatoren werden abhängig von der installierten Kapazität im Modell betrachtet (bspw. Landnutzung oder das eingesetzte Personal einer Anlage). Für die jeweiligen Indikatoren kann eine obere Grenze und/oder eine untere Schranke definiert werden (vgl. Gl. (7.19) und (7.20)).

$$\sum_{unit \in UNIT} Cap_{unit,t} \cdot CapIndic_{indic,unit,t} \leq IndicMax_{indic,t} \quad (7.19)$$

$$\sum_{unit \in UNIT} Cap_{unit,t} \cdot CapIndic_{indic,unit,t} \geq IndicMin_{indic,t} \quad (7.20)$$

$$\forall indic \in INDICCAP; \forall t \in T$$

7.3.4.5 Untere Grenze für die Nutzung erneuerbarer Energieträger

In Anlehnung an die innerhalb der Europäischen Union festgesetzten Ziele soll ein gewisser Anteil der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien erfolgen. Eine weitere Gleichung erlaubt es, zu gewährleisten, dass die Stromproduktion mit erneuerbaren Energieträger innerhalb eines Sektors mindestens einen vorgegebenen Anteil der gesamten Stromproduktion dieses Sektors erreicht (vgl. Gl. (7.21)).

$$\sum_{prod \in PROD_{sec}} \sum_{proc \in GENPROC_{prod,ec}} PL_{proc,t} \geq RenewTarget_{sec,t} \cdot \sum_{prod \in PROD_{sec}} \sum_{proc \in GENPROC_{prod,ec}} PL_{proc,t} \quad (7.21)$$

$$\forall ec \in RENEW; \forall ec' \in EC; \forall t \in T$$

Bei der Betrachtung von Biomasse muss berücksichtigt werden, dass diese erneuerbare Energiequelle nicht unbegrenzt zur Verfügung steht. Im Rahmen der Modellierung werden Verfügbarkeit und Regenerationsfähigkeit mittels zweier Ansätze in Betracht gezogen: Durch die Beschränkung des entsprechenden Flusses (Importflusses) für die Stromerzeugung (obere Schranke) oder die Einführung einer Regenerationsrate für Biomasse. Bei der Betrachtung einer Regenerations-

rate für Biomasse darf die in einer Periode t genutzte Biomasse nicht die in der Periode $t-1$ noch bestehende Biomasse plus die Biomasse, die sich zwischen $t-1$ und t regeneriert hat, überschreiten.

7.3.5 Zielfunktion 2

In einem zweiten Ansatz werden mittels der Zielprogrammierung alle Nachhaltigkeitsindikatoren in die Zielfunktion integriert. Dieser Ansatz basiert auf der Abschätzung der Abweichung der derzeitigen Indikatorwerte (Emissionen, Umweltbelastung, Produktionsmenge, usw.) vom erstrebenswerten Ziel oder vom höchstzulässigen Wert. Gewichtungsfaktoren werden eingefügt, um die Wichtigkeit eines Indikators den anderen gegenüber beeinflussen zu können. Zur Vergleichbarkeit dieser Differenz bei verschiedenen Indikatoren unterschiedlicher Dimensionen (z.B. Schadstoffemissionen [t/Jahr], gesamte Ausgaben [Mio. Euro/Jahr], Beschäftigung [Personen]) wird die Differenz durch den angestrebten Zielwert dividiert (Normierung), um dimensionslose Größen zu erhalten. Die Zielfunktion des Optimierproblems setzt sich schließlich aus den gewichteten, normierten Ausprägungen der Einzelziele zusammen. Es soll unterstrichen werden, dass die Abweichung des Indikatorwertes vom erstrebenswerten Ziel positiv oder negativ sein kann. Deshalb ist der absolute Wert dieser Abweichung zu betrachten. Die Erfassung der jeweiligen Indikatorenabweichungen mittels zweier positiver Variablen ($\Delta Goalup_{indic,t}$, $\Delta Goaldown_{indic,t}$) anstelle einer freien Variable dient der Bildung der Zielfunktion (vgl. Kapitel 5.2.1 zur Zielprogrammierung). Die Gleichungen (7.22) und (7.23) entsprechen der Berechnung der Abweichungen für kapazitäts- und aktivitätsabhängige Indikatoren. Die Gleichungen erlauben die Ermittlung der Abweichung für die Summe der gesamten entscheidungsrelevanten diskontierten Ausgaben über die gesamten Betrachtungsperiode T : ZF'_{expend} entspricht dem Zielfunktionswert der Gleichung (7.1) im Kapitel 7.1, ohne die externen Kosten mit zu berücksichtigen.

$$\Delta Goalup_{indic,t} - \Delta Goaldown_{indic,t} = \sum_{unit \in UNIT} Cap_{unit,t} \cdot CapIndic_{indic,unit,t} - Goal_{indic,t} \quad (7.22)$$

$$\forall t \in T; \quad \forall indic \in CAPINDIC$$

$$\Delta Goalup_{indic,t} - \Delta Goaldown_{indic,t} = \left[\sum_{proc \in PROC} PL_{proc,t,seas} \cdot ProcIndic_{indic,proc,t} + \sum_{seas \in S} \left[\sum_{ec \in EC} \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD'} FL_{prod',prod,ec,t,seas} \cdot FlIndic_{indic,prod,prod',ec,t} \right] \right] - Goal_{indic,t} \quad (7.23)$$

$$\forall t \in T; \quad \forall indic \in PROCINDIC$$

$$\Delta Goalup_{expend} - \Delta Goaldown_{expend} = ZF'_{expend} - Goal_{expend} \quad (7.24)$$

Daraus ergibt sich die Zielfunktion der Gleichung (7.25). Alle Nachhaltigkeitsindikatoren der drei Dimensionen Ökonomie, Umwelt und Gesellschaft werden damit in die Zielfunktion integriert.

$$\min \left(\beta_{\text{expend}} \left(\text{DeltaGoalup}_{\text{expend}} + \text{DeltaGoaldown}_{\text{expend}} \right) / \text{Goal}_{\text{expend}} + \sum_{t \in T} \sum_{\text{indic} \in \text{INDIC}} \left[\beta_{\text{indic}} \left(\text{DeltaGoalup}_{\text{indic},t} + \text{DeltaGoaldown}_{\text{indic},t} \right) / \text{Goal}_{\text{indic},t} \right] \right)$$

$$\sum_{\text{indic} \in \text{INDIC}} \beta_{\text{indic}} + \beta_{\text{expend}} = 1 \quad (7.25)$$

$$\forall \text{indic} \in \text{PROCINDIC}$$

Als Nebenbedingungen werden die allgemeinen Nebenbedingungen des Kapitels 7.3.4 in dem Gleichungssystem integriert. Dagegen werden die für die Nachhaltigkeitsindikatoren definierten Beschränkungsgleichungen (Ober- und Unterschränke für kapazitäts- und aktivitätsabhängige Nachhaltigkeitsindikatoren) des Kapitels 7.3.4 nicht in Betracht gezogen, da die Nachhaltigkeitsindikatoren in der Zielfunktion integriert werden.

7.3.6 Kritische Würdigung des Energie- und Stoffflussmodellansatzes

Bei dieser stark energiebezogenen Modellbildung ist eine Berücksichtigung gesamtwirtschaftlicher Zusammenhänge, wie z.B. von Arbeitsplatzeffekten in anderen Branchen oder Auswirkungen auf das Bruttosozialprodukt, nicht oder nur sehr schwer realisierbar. Diese Aspekte wären interessant, um eine vollständigere Nachhaltigkeitsstrategie auf regionaler oder nationaler Ebene zu entwickeln. Die Ursache für diese Einschränkung ist in der ausschließlichen Ausrichtung dieser Modellansätze auf den Energiesektor zu sehen. Da für die Bearbeitung der vorliegenden Problemstellung mit einem Bottom-up-Modell das Erreichen von definierten Zielwerten für definierte Nachhaltigkeitsindikatoren und die Ableitung von Nachhaltigkeitsstrategien spezifisch für den Energiesektor im Mittelpunkt stehen, ist diese Einschränkung nur gering. Darüber hinaus können weitergehende Analysen aufbauend auf den Modellergebnissen – aber unabhängig vom Modellsystem – durchgeführt werden, um zusätzlichen Aspekte wie z.B. Arbeitsplatz- oder Einkommenseffekte mit einzubeziehen, und damit Nachhaltigkeitsstrategien für ein breiteres System definieren zu können. Besonders auf der Grundlage von geeigneten Szenarioanalysen und deren Vergleich kann dieses Ziel erreicht werden. Durch einen Soft-Link zu einem makro-ökonomischen Top-down-Modell wäre es möglich, die aus dem entwickelten Energie und Stoffflussmodell erhaltenen Ergebnisse für eine vollständigere Analyse in das Top-down-Modell zu integrieren und weitere gesamtwirtschaftliche Zusammenhänge zu untersuchen.

Der entwickelte Ansatz ist wertorientiert und basiert auf der Annahme rationalen Verhaltens, was sich empirisch nicht immer belegen lässt. Grundlage dieses Ansatzes ist die Betrachtung der gesamten Energieversorgung einer Region als eine (wirtschaftliche) Einheit, woraus sich eine aggregierte ökonomische Sicht auf die Aktivitäten der verschiedenen Akteure ergibt. Dadurch wird es erforderlich, alle verfügbaren Optionen unabhängig von den Akteuren nach einheitlichen Kriterien zu bewerten und dabei nur die entscheidungsrelevanten Ausgaben zu berücksichtigen. Diese aggregierte Sichtweise kann in Bezug auf das zu untersuchende System als gesamtwirtschaftliche oder gesellschaftliche Sicht bezeichnet werden. Sie muss nicht mit dem einzelwirtschaftlichen Blickwinkel betroffener Akteure übereinstimmen.

Damit beschreiben die Modellergebnisse, welche auf Basis eines normativen Ansatzes abgeleitet werden, die Entwicklung, die aus gesellschaftlicher Sicht realisiert werden sollte. Da es Unterschiede zwischen einzelwirtschaftlicher und aggregierter Sicht geben kann, dienen die Modellergebnisse dazu, erforderliche Rahmenbedingungen und Handlungsfelder zu identifizieren, die gewährleisten, dass die Entwicklung in der Praxis mit den gesellschaftlich wünschenswerten Ergebnissen übereinstimmt.

Die Modelle berücksichtigen nur die beim Betrieb der abgebildeten Anlagen anfallenden Emissionen, Abfälle oder Brennstoffverbräuche. Entsprechende Faktoren für den Anlagenbau bzw. –rückbau – so genannte kumulierte Emissionen und kumulierter Energieverbrauch – werden nicht direkt integriert. Seitens der Methodik ist eine Berücksichtigung kumulierter Energieaufwendungen und Emissionen problemlos möglich, allerdings ist auch hier die Verfügbarkeit einer konsistenten Datenbasis für alle relevanten Technologien erforderlich. Durch die Berücksichtigung externer Kosten in der Zielfunktion kann eine ökonomische Bewertung der auftretenden Schadenseffekte vor- und nachgeschalteter Prozesse der Stromproduktion sowie der Stromproduktion selbst miteinbezogen werden.

8 Entwicklung eines Modells zur Analyse des französischen Stromversorgungssystems

In diesem Kapitel werden die verwendeten Grundlagen und Daten für die Modellierung des französischen Stromproduktionssystems vorgestellt. Der für eine Nachhaltigkeitsbetrachtung wesentliche rechtliche Rahmen wird anhand der internationalen, europäischen und nationalen Gesetze bzw. Verträge aufgezeigt. Des Weiteren wird der gewählte Zeithorizont für die Analyse vorgestellt. Es wird auf die dominanten Akteure des französischen Strommarkts, den bestehenden Kraftwerkspark und auf Investitionsoptionen näher eingegangen. Der letzte Teil des Kapitels beinhaltet eine Analyse des derzeitigen Stromverbrauchs sowie eine Prognose des zukünftigen Verbrauchs in Frankreich. Abschließend werden Einsparpotenziale auf Verbraucherseite vorgestellt.

8.1 Rechtlicher Rahmen und französische Energiepolitik

Im Folgenden werden wichtige internationale Abkommen, europäische Richtlinien und französische Gesetze, die im direkten Zusammenhang mit einer nachhaltigen Kraftwerksparkentwicklung stehen, vorgestellt.

8.1.1 Internationale Konventionen

8.1.1.1 Übereinkommen über die weiträumige grenzüberschreitende Luftverunreinigung

In den 60er Jahren wurde die Hypothese aufgestellt, dass ein Zusammenhang zwischen den Schwefelemissionen in Zentraleuropa und der Versauerung skandinavischer Seen bestehe. Diese Vermutung wurde in den 70er Jahren durch mehrere Studien verifiziert. Daraus entwickelte sich 1979 in Genf das erste offizielle und international bindende Übereinkommen über den weiträumigen grenzüberschreitenden Transport von Luftverunreinigungen und deren Minderung. Das Übereinkommen wurde von 34 Staaten sowie der Europäischen Gemeinschaft unterzeichnet und trat 1983 in Kraft. Weiterhin wurde über acht zusätzliche Protokolle abgestimmt¹⁸⁰. Im Jahr 1999 wurde das Göteborg Protokoll zur Minderung der Versauerung, der Eutrophierung und des bodennahen Ozons von den EU-Mitgliedern der United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) verabschiedet.

8.1.1.2 United Nations Framework Convention Climate Change

Der gesetzgebende Rahmen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen ist das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über die Klimaänderung (United Nations Framework Convention on Climate Change UNFCCC), das beim Erd-Gipfel von Rio und den ergänzenden Conferences of the Parties – COP - (z.B. den Konferenzen von Kyoto (COP3), Bonn (COP5) und Marrakesch (COP7)) erarbeitet wurde.

Beim "Erd-Gipfel" von Rio im Juni 1992 verpflichteten sich die Staaten, bis zum Jahr 2020 ihre Emissionen auf das Niveau von 1990 zu reduzieren. Die aktuellen Emissionsentwicklungen zeigen allerdings, dass nur sehr wenige Staaten dieser Verpflichtung nachgekommen sind [UNFCCC 2001]. In Kyoto, auf der 3. Konferenz der Vertragsstaaten (COP3) im Dezember 1997, legten die beteiligten Staaten das Niveau der Reduzierung auf 5,2 % bezogen auf 1990 fest. Das so genannte Kyoto-Protokoll bezieht sich nicht nur auf Kohlendioxid (CO₂), sondern auch auf fünf weitere Treibhausgase:

¹⁸⁰ [UN/ECE 1979]

Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), Fluorkohlenwasserstoffe (HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆).

Das Protokoll soll in Kraft treten, sobald 55 Vertragsstaaten es ratifiziert haben und diese mind. 55 % des weltweiten Kohlendioxidausstoßes von 1990 zu verantworten haben. Für Europa wurde in diesem Zusammenhang ein Minderungsziel von 8 % bezogen auf das Referenzjahr 1990 (für die Verpflichtungsperiode 2008-2012) vereinbart. Im Rahmen des so genannten EU-Burden-Sharing wurden die Zielvorgaben für die einzelnen europäischen Länder festgelegt. Neben der Möglichkeit, die Emissionen im eigenen Land zu mindern, wurden drei so genannten Flexibilisierungs-Mechanismen ("Flexibility Mechanisms") eingeführt. In der Klimarahmenkonvention wurde dazu als Option zur internationalen Kooperation in der Klimavorsorge ein Kompensationsansatz verankert, welcher als *Joint Implementation* (JI) bezeichnet wird. 1997 wurde im zur Klimarahmenkonvention gehörenden Kyoto-Protokoll die Kooperation durch Joint Implementation auf die so genannten Annex I Staaten (Industrienationen und osteuropäische Länder) beschränkt. Durch die Einführung des *Clean Development Mechanism* (CDM) wurde allerdings für alle anderen Vertragsstaaten ein vergleichbares Instrumentarium geschaffen. Zusätzlich wurde ein *Emissionszertifikatehandel* beschlossen, dessen Spezifikation bisher allerdings weitgehend offen blieb. Während JI und CDM projektbasierte Ansätze sind, bei dem ein Land (Investor) seine Minderungsverpflichtungen erfüllen kann, indem es Minderungsmaßnahmen auf dem Territorium einer anderen Vertragspartei (Gastgeber) durchführt, wird bei einem Emissionszertifikatehandel ein länderübergreifendes System frei handelbarer Emissionszertifikate geschaffen¹⁸¹. Trotz der Beschränkung des Kyoto-Protokolls auf klimarelevante Themen finden sich in dem Abkommen wesentliche Elemente der Nachhaltigkeitsdebatte wieder, zum einen durch die globale Orientierung des Protokolls, vorwiegend mit der Integration der Flexibilisierungsmechanismen, und zum anderen durch die Berücksichtigung unterschiedlicher gesellschaftlicher, kultureller und wirtschaftlicher Ausgangssituationen.

8.1.2 Europäische Richtlinien

8.1.2.1 Emissionsobergrenzen für Luftschadstoffe

Es gibt zwei wesentliche Regelungen in Europa, die Bedingungen an die atmosphärischen Schadstoffemissionen für fossil befeuerten Anlagen stellen: Die Richtlinie 94/66/EG des europäischen Rates vom 15. Dezember 1994 und die Richtlinie 2001/80/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2001. Diese Richtlinien finden - unabhängig vom verwendeten Brennstoff - bei Feuerungsanlagen Anwendung, deren Feuerungswärmeleistung 50 MW oder mehr beträgt. „Ziel dieser Richtlinien ist eine schrittweise Verringerung der jährlichen Gesamtemissionen von Schwefeloxiden und Stickoxiden aus bestehenden Anlagen und die Festsetzung von Emissionsgrenzwerten für Schwefeloxide, Stickoxide und Staub für Neuanlagen“¹⁸².

Für die jeweiligen Mitgliedstaaten werden nationale Emissionsobergrenzen festgesetzt (Direktive „NEC“ – National Emissions Ceilings) und die maximalen Schadstoffemissionskonzentrationen im Abgas (NH₃-, VOC-, SO_x- und NO_x-Emissionen) von Großfeuerungsanlagen (Direktive „LCP“ – Large Combustion Plants) bestimmt. Durch diese Beschlüsse sollen das Stilllegen alter Anlagen beschleunigt und insgesamt eine Minderung von Umweltschäden erzielt werden. Die festgelegten Höchstmengen für SO_x und NO_x in Frankreich sind in Tabelle 8 dargestellt.

¹⁸¹ [Fleury et al. 2002a, S. 11]

¹⁸² <http://europa.eu.int/scadplus/leg/de/lvb/l28028.htm>

Tabelle 8: Nationale Emissionsobergrenzen für Frankreich bis 2010 nach dem Göteborg-Protokoll und der Richtlinie 2001/80/EG („National Emission Ceilings“ - NEC) ¹⁸³

| Schadstoff | Emissionen im Jahr 1990 (UNECE Format) ¹⁸⁴ | Nationale Emissionsobergrenze Göteborg bis 2010 | Nationale Emissionsobergrenze (NEC) bis 2010 | Minderung im Vergleich zu 1990 nach NEC |
|-----------------|---|---|--|---|
| | [kt] | [kt] | [kt] | [%] |
| SO _x | 1.326 | 400 | 375 | - 72 |
| NO _x | 1.894 | 860 | 810 | - 57 |

Die EU-Richtlinie wurde bisher in Frankreich noch nicht in nationales Recht umgesetzt; in der vorliegenden Arbeit werden jedoch die Minderungsvorgaben berücksichtigt.

8.1.2.2 Umsetzung des Kyoto-Protokolls

Das „Kyoto-Protokoll“ konnte bis heute nicht in Kraft treten, da noch nicht genügend Industriestaaten dieses ratifiziert haben. Der Emissionszertifikathandel soll vorerst nur innerhalb der Europäischen Union ab 2005 beginnen. Insgesamt verpflichtet sich die EU, ihre Treibhausgasemission um 8 % im Vergleich zum Basisjahr 1990 zu reduzieren. Frankreich hat zum Ziel, gemäß Burden-Sharing („Lastenteilung“) seine Treibhausgasemissionen auf das Niveau von 1990 zu bringen. Dieses Ziel wird als erste Orientierung im Rahmen dieser Arbeit berücksichtigt.

8.1.2.3 Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt

In ihrem Weißbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger“ ¹⁸⁵ legt die europäische Kommission eine Gemeinschaftsstrategie und einen Aktionsplan fest, um den Anteil von erneuerbaren Energien an der gesamten Stromproduktion in der europäischen Union von 6 % auf 12 % bis 2010 zu erhöhen. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde eine Reihe von Vorschlägen gemacht. Im September 2001 wurden Maßnahmen für die Förderung der Elektrizität aus erneuerbaren Energien in der Richtlinie 2001/77/EC abgestimmt. Die Mitgliedstaaten sollen unter Berücksichtigung der europäischen Anforderungen nationale Ziele für den Einsatz erneuerbarer Energien definieren. Frankreich hat zum Ziel, dass 21 % der national verbrauchten Elektrizität bis 2010 aus erneuerbaren Energien stammen.

8.1.3 Französische Energiepolitik

8.1.3.1 Entwicklung der Energiepolitik in Frankreich

Mehr als 70 % des Stroms werden in Kernkraftwerken produziert. Dies ist eine Folge der im Jahr 1974 vor dem Hintergrund der ersten Ölkrise von der französischen Regierung getroffenen Entscheidung, die Kernenergiekapazität des Landes schnell zu erhöhen. Diese Entscheidung wurde getroffen, da in Frankreich fundierte Wissen über Kerntechnik aber wenige einheimische Energieressourcen vorhanden waren. Der Einsatz von Atomenergie, bei der die Kraftstoffkosten einen verhältnismäßig kleinen Teil an den Gesamtkosten ausmachen, schien sinnvoll unter dem Gesichtspunkt einer Unabhängigkeit von Importen und der Versorgungssicherheit. Es wurde ein breites Aufbauprogramm

¹⁸³ [EC 2001a]

¹⁸⁴ [CITEPA 2003, S. 15]

in Gang gesetzt und Frankreich wurde, bezogen auf die Anzahl der Kernkraftwerke, schnell die zweite Nation hinter den USA.

Im Jahr 1999 legte eine parlamentarische Debatte drei Hauptprioritäten der französischen Energiepolitik fest: Sicherheit der Energieversorgung, Klimaschutz und sicheres und ausreichendes Management radioaktiver Abfälle. Es wurde betont, dass Erdgas keinen ökonomischen Vorteil im Grundlastbereich im Vergleich zur Kernenergie aufweise und dass Erdgaspreise sehr schwankend seien. Der Einsatz erneuerbarer Energien und Energiesparmaßnahmen wurden nicht als realistische Maßnahmen eingestuft, um Atomenergie in einer überschaubaren Zeit ersetzen zu können.

Die allgemeine Energiepolitik Frankreichs und die Grundsteine zur Liberalisierung des französischen Strommarktes sind im Gesetz vom 10. Februar 2000 definiert¹⁸⁶. Im ersten Artikel dieses Gesetzes wird die Aufgabe des französischen Stromsektors (« service public de l'électricité ») hervorgehoben, die Stromversorgung für das ganze Land zu gewährleisten und dabei insbesondere die Aspekte der Versorgungssicherheit, der Luftreinheit, des Treibhauseffekts, der Entwicklung der heimischen Ressourcen, der Wirtschaftlichkeit und der technischen Zukunftsoptionen zu berücksichtigen. Dabei sollen Sicherheit, Qualität, Kosten, Preise, Wirtschaftlichkeit, Gerechtigkeit und Energieeffizienz optimiert werden. Diese Aspekte werden durch die im Modell direkt und indirekt erfassten Indikatoren beschrieben und implementiert.

Der Artikel 6 des Gesetzes vom 10. Februar 2000 sieht ein mehrjähriges Programm der Produktionsinvestitionen ("Programmation Pluriannuelle des Investissements de Production Electrique", PPI) vor, welches konkrete Umsetzungen in der Energiewirtschaft hinsichtlich der Elektrizität bestimmen soll. Dieses Gesetz fordert drei Schritte: einen Bericht über das PPI, das im Parlament abgestimmt wird, eine ministerielle Entscheidung über das eigentliche Programm und ein Energieorientierungsgesetz („Loi d'Orientation Energétique“). Im PPI wird die aktuelle Situation des Stromsektors untersucht, und Vorschläge für seine künftige Entwicklung werden gemacht. Im Jahr 2002 veröffentlichte das französische Wirtschafts-, Finanz- und Industrieministerium sein Programm zur Festlegung der französischen Energiepolitik für die nächsten 10 Jahren. Das PPI orientiert sich an folgenden Hauptmerkmalen¹⁸⁷:

- Entwicklung der Nutzung von erneuerbaren Energien,
- Erreichen von Umweltzielen wie die Minderung der Schadstoff- und Treibhausgasemissionen,
- Implementierung von Energiesparmaßnahmen und
- Einbindung von isolierten Regionen in das Stromnetz.

Frankreichs erste nationale Energiedebatte wurde 2003 öffentlich geführt, um die Meinungen der Bürger über die unterschiedlichen energetischen Orientierungen herauszufinden und Vorschläge für das nationale Energieorientierungsgesetz zu gewinnen. Sechs Foren fanden im Land statt, die zur Entwicklung eines neuen Energieorientierungsgesetzes im Jahr 2004 führen sollen. Tenor der Debatte war, dass der „Energimix“ für die kommenden 30 Jahre für eine langfristig gesicherte, nachhaltige und ununterbrochene Stromversorgung und auf dem Weltmarkt für eine konkurrenzfähige Energieproduktion und konkurrenzfähige Preise sorgen muss.

Wichtiges Thema der Debatte ist der Aufbau eines neuen Kernreaktors gemäß der „European Pressurised Water Reactor“ (EPR)-Technologie in den kommenden Jahren. Ein weiteres Ziel ist die

¹⁸⁵ [EC 1997b]

¹⁸⁶ [JO-FR 2000]

¹⁸⁷ [MEFI 2002b]

Definition der Rolle der erneuerbaren Energien bei der Elektrizitätsproduktion¹⁸⁸. Großwasserkraftwerke tragen mit einer jährlichen Produktion von ca. 70 TWh (2000) zum größten Teil der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien bei. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ausgenommen Großwasserkraftwerke) erreichte im Jahre 2000 ca. 4 TWh¹⁸⁹. Sie basierte vorwiegend auf Verbrennung von Abfällen und Stromproduktion in Holzkraftwerken.

Ein neues Gesetz zur Orientierung der französischen Energiepolitik soll im Sommer 2004 verabschiedet werden („Loi d’Orientation Énergétique“). Die Grundelemente dieses Gesetzes werden als Vorschläge in dem "Livre Blanc sur les Énergies" näher vorgestellt und orientieren sich an dem PPI und den Ergebnissen der nationalen Debatte¹⁹⁰. Vier Hauptziele der Energiepolitik werden angegeben:

- Die Energieversorgung für alle Mitbürger zu einem konkurrenzfähigen Preis zu garantieren;
- Beitrag des Stromsektors zur wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit der Nation;
- Förderung des Umweltschutzes (u.a. des Klimaschutzes);
- Versorgungssicherheit.

Unter diesen Bedingungen werden drei Hauptanforderungen definiert:

- Definition eines gesetzlichen Rahmens zur Förderung von Energieeinsparungen und Energieeffizienz: insbesondere die Einführung eines Energiesparzertifikats (so genanntes weißes Zertifikat), Verbesserung der energetischen Leistung von Gebäuden;
- Diversifikation der Energiequellen: Dabei soll vor allem zur Versorgungssicherheit und zum Klimaschutz (Einsatz erneuerbarer Energien) beigetragen werden;
- Einbeziehen der nuklearen Technologie als Energieversorgungsoption.

8.1.3.2 Gesetzliche Rahmenbedingungen zur Nutzung erneuerbarer Energien

Die französische Energiepolitik zielt darauf ab, die Nutzung erneuerbarer Energiequellen umweltfreundlich und wirtschaftlich zu entwickeln. Es wird im Allgemeinen akzeptiert, dass die Nutzung erneuerbarer und unerschöpflicher Energien zu einer nachhaltigen Energieentwicklung beitragen (Vorteile: keine Treibhausgasemissionen, keine oder niedrige Schadstoffemissionen, Ressourcenschonung).

Andererseits ist die Nutzung von erneuerbaren Energien zur Stromproduktion bei gegenwärtigen Elektrizitätspreisen größtenteils nicht kosteneffizient. Einige Technologien nähern sich aber bereits der Rentabilitätsgrenze. Ein französisches Programm zur Entwicklung erneuerbarer Energien wurde vor kurzem durch mehrere neue Förderungen erweitert. Eine Strukturierung der Elektrizitätsproduktion wird durch mehrjährige Programme zwischen der DGEMP, ADEME¹⁹¹ und EDF mit klaren Zielen und Ressourcennutzung definiert. Die Beteiligung von Gemeinden mit einer entsprechenden Verteilung der öffentlichen Gelder ist beabsichtigt. Die wesentlichen Elemente zur Entwicklung der erneuerbaren Energien sind:

- Die Nutzung der erneuerbaren Energien, dort wo sie bereits konkurrenzfähig sind,

¹⁸⁸ [MEFI 2002b], [MEFI 2002a], [Besson 2003]

¹⁸⁹ Frankreich ohne DOM; betrachtete erneuerbare Energie: Wind, Abfall, Biogas und Holz [DGEMP 2003]

¹⁹⁰ [Fontaine 2003]

¹⁹¹ DGEMP: Direction Générale de l’Énergie et des Matières Premières; ADEME: Agence de l’Environnement et de la Maîtrise de l’Énergie

- die Förderung von "vor-konkurrenzfähigen" Technologien, um ihnen zu erlauben, schneller rentable zu werden (insbesondere Wind) und
- weitere Forschung und Entwicklung auf vielversprechenden Technologien (Photovoltaik, Biomasse, usw.).

Das Programm „Eole 2005“ wurde 1996 von der französischen Regierung eingeführt und hatte das Ziel, eine gesamte installierte Windkraftkapazität von 250 bis 500 MW bis 2005 zu erreichen. Dieses Programm wurde 2000 gestoppt, nachdem die Definition eines neuen gesetzlichen Rahmens für Windenergie (Gesetz 2000-108 vom 10. Februar 2000 « relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ») in Kraft trat.

Das Programm für die Biomassennutzung (insbesondere Holz) orientiert sich hauptsächlich an der thermischen Verwertung (z.B. "Plan bois énergie 2000-2006") mit einer potenziellen Kraft-Wärme-Kopplung¹⁹². Ein Vergütungssystem (feste Einkaufstarife - feed-in tariffs) ersetzt das 'EOLE 2005' Programm. Die Gesamtwindkapazität, die von diesem System unterstützt wird, wird auf 1500 MW beschränkt. Das Vergütungssystem bezieht sich nicht nur auf Windenergie sondern auch auf weitere erneuerbare Energien. Die Kosten der Vergütung werden über die Elektrizitätstarife den Endverbrauchern zugeteilt. Seit dieses Vergütungssystem (Einspeise-Tarife) im Jahr 2001 eingeführt wurde, erfährt Frankreich eine starke Marktentwicklung des Windsektors. Politisches Ziel für die künftige Windenergieentwicklung in Frankreich ist eine Kapazität zwischen 10.000 und 14.000 MW für das Jahr 2010¹⁹³.

Die verschiedenen Maßnahmen haben zum Ziel, pro Jahr 21 % der Bruttostromerzeugung durch regenerative Energien zu decken (2002 wurden ca. 15 % erreicht, fast ausschließlich mit Hydroelektrizität). Es muss dabei berücksichtigt werden, dass bis zum Jahr 2010 die Elektrizitätsnachfrage um 10 % bis 20 % wachsen wird. ADEME und das französische Ministerium für Wirtschaft, Finanz und Industrie wollen, dass die auf erneuerbaren Energien basierende Produktion bis 2010 um 33 bis 46 TWh erhöht werden soll, um die Ziele zu erreichen. Eine starke Zunahme der Windenergie (Kapazität bis 2010 zwischen 7.000 und 14.000 MW, Produktion zwischen 20 und 35 TWh) und Kleinwasserkraftwerke (geschätztes Potenzial 8 TWh) sollten zum Erreichen der Ziele beitragen¹⁹⁴.

8.1.3.3 Liberalisierung des französischen Energiemarktes

Im Rahmen der Liberalisierung der europäischen Strommärkte¹⁹⁵ erfolgt die Öffnung des französischen Strommarktes schrittweise. In einer ersten Phase wurden so genannte „clients éligibles“ definiert. Dies sind Stromkunden aus dem Industriesektor, Betreiber von elektrisch betriebenen öffentlichen Verkehrsmitteln und Betreiber elektrischer Schienennetze, die mehr als 7 TWh pro Jahr verbrauchen. Diese Kunden machen einen Anteil von 34,5 % der nationalen Stromnachfrage aus und dürfen seit 2000 ihren Stromanbieter frei wählen. Ab Juli 2004 haben auch alle klein- und mittelständischen Unternehmen sowie Handwerker diese Möglichkeit. Private Haushalte dürfen ab 2007 ihren Stromanbieter frei wählen.

8.2 Auswahl des Zeithorizontes für die Analyse

Eine nachhaltige Entwicklung ist eine „Entwicklung, die die heutigen Bedürfnisse zu decken vermag, ohne für künftige Generationen die Möglichkeiten zu schmälern, ihre eigenen Bedürfnisse zu

¹⁹² <http://www.industrie.gouv.fr/energie>

¹⁹³ [Rentz et al. 2003]

¹⁹⁴ [MEFI 2002d]

decken”¹⁹⁶. Diese Definition verlangt ein stark zukunftsorientiertes Konzept, in dem Entscheidungen langfristig beurteilt werden. Die Auswahl des Zeithorizonts für die Analyse ist damit von großer Bedeutung. Beispielsweise können CO₂-Minderungsstrategien in kurzfristige, mittelfristige und langfristige Zeithorizonte unterteilt werden. Es besteht keine einheitliche Definition von kurzfristig, mittelfristig und langfristig. Es erfolgt aber zumeist eine Differenzierung in weniger als 10, ca. 10-40 und 100 Jahre. Die kurz- und mittelfristigen Zeithorizonte werden in erster Linie für die Analyse der Entwicklung von Energiesystemen innerhalb des Zeithorizontes verwendet, während langfristige Zeithorizonte sich in der Regel auf das am Ende des Zeithorizonts erhaltene Endsystem konzentrieren. Lange Zeithorizonte können aber problematisch sein, in so fern als, was heute als nachhaltig beurteilt wird, in der Zukunft falsch sein mag. Des Weiteren gibt es grundsätzlich Grenzen im wissenschaftlichen Urteil: Wie werden sich beispielsweise die technischen Kenntnisse weiterentwickeln, wie hoch werden die Brennstoffpreise in den nächsten 70 Jahren sein¹⁹⁷?

Innerhalb kurzer Zeithorizonte können die Entwicklung der Brennstoffpreise, der Energieversorgung und der Nachfrage berücksichtigt werden, ohne dass wesentliche technische Änderungen vorkommen. Bei einer mittelfristigen Analyse mögen sich die eingesetzten Technologien ändern, aber nur Technologien, die bereits eingesetzt werden oder in einem fortgeschrittenen bzw. fertigem Entwicklungszustand sind, werden berücksichtigt. Bei langen Zeithorizonten spielen neue Technologien eine wesentliche Rolle, auch wenn ihr Entwicklungsstadium noch nicht fortgeschritten ist.

Die Auswahl des Zeithorizonts ist von Bedeutung, da unterschiedliche wirtschaftliche, soziale und ökologische Prozesse an unterschiedlichen Zeitpunkten und in unterschiedlichen Zeitperioden wichtig sind. Damit beeinflusst der Zeithorizont die Struktur und Ziele des Energiemodells. Mittel- und langfristige Analyse nehmen im Allgemeinen ein wirtschaftliches Gleichgewicht an (bspw. Ressourcen werden vollständig zugeteilt), während kurzfristige Betrachtungen Transitionseffekte sowie Ungleichgewicht mitberücksichtigen (bspw. Netzüberbelastung, Arbeitslosigkeit).

Im Rahmen dieser Analyse wird ein Zeithorizont von 2000 bis 2030 betrachtet. Die Entwicklung des betrachteten Energiesystems soll innerhalb dieses Zeithorizontes untersucht werden, wobei mögliche technische Änderungen und Entwicklungen berücksichtigt werden. Dabei ist zu unterstreichen, dass neue technische Fortschritte gemacht werden können, welche zu einem Durchbruch von heute noch nicht voraussehbaren Technologien oder im Gegenteil zum Loslösen vom Bestehenden führen können. Innerhalb dieses Zeitraums wird der französische Kraftwerkspark auch wesentliche Änderung erfahren, insbesondere aufgrund der wahrscheinlichen Stilllegung von bestehenden Kraftwerken. Mit der im Kapitel 8.9 vermuteten steigenden Stromnachfrage wird voraussichtlich der Zubau von neuen Anlagen notwendig werden. Welche Technologien eingesetzt werden, um eine nachhaltige Energieversorgung zu ermöglichen, wird im Kapitel 9 mittels einer Szenarioanalyse für definierte Grenzen bzw. Zielwerte der unterschiedlichen Nachhaltigkeitsindikatoren untersucht.

8.3 Wesentliche Akteure auf dem französischen Strommarkt

Der französische Kraftwerkspark ist von dem bis heute existierenden Quasi-Monopol des Energieversorgungsunternehmens (EVU) Electricité de France (EDF) geprägt. Neben diesem Unternehmen gibt es zwei weitere wesentliche Energieversorger: Compagnie Nationale du Rhône (CNR) und Charbonnage de France (CdF).

¹⁹⁵ [EC 1996]

¹⁹⁶ [WCED 1987, S. 43].

¹⁹⁷ [Groscurth et al. 1995]

Die EDF ist mit Abstand der größte Kraftwerksbetreiber, dessen 58 Kernkraftwerke eine installierte Leistung von über 63.000 MW besitzen. Der Kraftwerkspark der EDF umfasst außerdem konventionelle Wärmekraftwerke mit einer Leistung von 17.891 MW, Laufwasserkraftwerke mit einer Leistung von 3.069 MW, Saisonspeicher mit einer Leistung von 4.605 MW und Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von 5.505 MW. Der frühere Staatskonzern wurde im Zuge der europäischen Strommarktliberalisierung in einen Privatkonzern umgewandelt, an dem der Staat Frankreich weiterhin die Mehrheit hält.

Bis jetzt übernahm die Compagnie Nationale du Rhône die Verwaltung der Konzessionen für Wasserkraftanlagen in umfassender Verantwortung bis auf die Energieerzeugung. EDF war für den Betrieb und die Wartung der Kraftwerke in Kooperation mit CNR verantwortlich im Rahmen der «groupes d'exploitation hydraulique mixtes EDF-CNR»¹⁹⁸. Seit dem Abkommen vom 4. September 2001 zwischen EDF und CNR kann CNR dank der mit der Öffnung des französischen Energiemarktes definierten Bedingungen unabhängig von EDF ihren Strom direkt Energieverbrauchern anbieten. In einer Zwischenphase ist EDF der Hauptstromeinkäufer der CNR.

Der Elektrizitätszweig der Gruppe Charbonnage de France ist die Société Nationale d'Electricité et de Thermique (SNET), woran EDF mit 19 %, ENDESA mit 30 % und die CdF mit 51 % beteiligt sind. Die SNET betreibt acht fossil befeuerte Kraftwerksblöcke an vier Standorten (Carling, Hornaing, Blanzay et Gardanne-Meyreuil) mit einer Gesamtleistung von 2.540 MW_{el}¹⁹⁹.

Als weitere Stromversorger können die Société Hydroélectrique du Midi (SHEM) und die Société National des Chemins de Fer Francais (SNCF) genannt werden. Die SHEM besitzt einen Kraftwerkspark mit rund 770 MW Leistung, der hauptsächlich aus Wasserkraftwerken im Departement Midi-Pyrénées besteht. Die SNCF betreibt ein Laufkraftwerk der Leistung 150 MW in Marèges.

Neben den vier großen Betreibern existieren über 50 weitere kleine Kraftwerksbetreiber, die Kraftwärmekopplungskraftwerke oder Wasserkraftwerke besitzen. Im Modell werden die Kraftwerke der EDF, CNR und SNET berücksichtigt.

Der französische Netzbetreiber RTE (Réseau de Transport d'Electricité) wurde im Juli 2000 infolge des französischen Gesetzes vom 10. Februar 2000 gegründet. Dieses Gesetz definiert die Bedingungen und Ziele für die Modernisierung und die Entwicklung der Stromversorgungsdienstleistung. Es setzt die Rahmenbedingungen zur Öffnung des französischen Strommarktes. Nach diesem Gesetz soll der Netzbetreiber unabhängig von anderen Akteuren des Stromsektors bleiben²⁰⁰.

8.4 Der bestehende Kraftwerkspark und die Stromproduktion in Frankreich

Die französischen Kraftwerke können in 4 Kategorien gegliedert werden:

- Kernkraftwerke (thermische nukleare Kraftwerke),
- fossil befeuerte thermische Kraftwerke, (konventionelle thermische Kraftwerke)
- Großwasserkraftwerke,
- mit erneuerbaren Energien betriebene Kraftwerke.

¹⁹⁸ [Achard et al. 2001]

¹⁹⁹ [CDF 2004]

²⁰⁰ [RTE 2004]

Mehr als 75 % der Netto-Stromerzeugung in Frankreich erfolgt über Kernkraftwerke, gefolgt von den Großwasserkraftwerken (ca. 14 %) und den fossil befeuerten thermischen Kraftwerken (ca. 10 %). Tabelle 9 zeigt die Leistung und die Netto-Stromproduktion des französischen Kraftwerksparks im Jahr 2000.

Tabelle 9: Leistung und Netto-Stromproduktion des französischen Kraftwerksparks im Jahr 2000 (außer „Département d'Outre Mer – DOM“) ²⁰¹

| | Leistung [GW] | Netto Produktion [TWh] | Anteil an der gesamten Produktion [%] |
|-------------------------|--------------------------|-------------------------------|--|
| Thermisch nuklear | 63,2 | 395,0 | 76,4 |
| Thermisch konventionell | 26,7 | 50,0 | 9,7 |
| Hydroelektrisch | 25,4 | 72,0 | 13,9 |
| SUMME | 115,3 | 517,0 | 100 |

Frankreich weist heute eine erhebliche energiewirtschaftliche Unabhängigkeit und fast die niedrigsten Elektrizitätspreise in Europa auf. Über 90 % der Elektrizität wird in den Kern- oder hydroelektrischen Kraftwerken produziert. Vom Status eines Nettoelektrizitätsimporteurs in fast den gesamten siebziger Jahren ist Frankreich heute zu einem ständig wachsenden Nettoelektrizitätsexporteur geworden. So betrug 1999 der Export 63 TWh ²⁰². Frankreich ist der größte Nettoelektrizitätsexporteur der Welt. Elektrizität ist Frankreichs viertgrößtes exportiertes Produkt. Tabelle 10 zeigt die Entwicklung von Frankreichs Energiebilanzen zwischen 1973 und 2001 ²⁰³.

Tabelle 10: Energiebilanz in Frankreich zwischen 1973 und 2001 ²⁰⁴

| [TWh] | 1973 | 1979 | 1985 | 1990 | 1995 | 1999 | 2000 | 2001 |
|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Nationale Produktion | 182 | 241 | 344 | 420 | 493 | 524 | 540 | 550 |
| Wasserkraftwerke | 48 | 68 | 64 | 58 | 77 | 78 | 73 | 79 |
| Kernkraftwerke | 15 | 40 | 224 | 314 | 377 | 394 | 415 | 422 |
| Fossil befeuerte Kraftwerke | 117 | 134 | 56 | 48 | 39 | 52 | 53 | 49 |
| Strom austauschsaldo | -3 | 6 | -23 | -47 | -70 | -63 | -70 | -68 |
| Import | 5 | 16 | 6 | 7 | 3 | 5 | 4 | 4 |
| Export | -8 | -11 | -29 | -52 | -73 | -68 | -73 | -73 |
| Pumpspeicher | 0 | -1 | -2 | -5 | -4 | -6 | -7 | -6 |
| Eigenverbrauch | -8 | -10 | -16 | -20 | -22 | -24 | -24 | -25 |
| Endverbrauch ¹ | 171 | 236 | 303 | 350 | 397 | 431 | 441 | 451 |

¹ Interner Stromverbrauch oder nachgefragte Energie, Klimabedingungen unberücksichtigt.

²⁰¹ [RTE 2003]

²⁰² 1 TWh = 1 Milliarde kWh

²⁰³ [Damelon 2002, S. 20]

²⁰⁴ [MEFI 2002e]

8.5 Der Kernkraftwerkspark

8.5.1 Entwicklung des französischen Kernkraftwerksparks

Die Entwicklung der Erzeugungskosten der Elektrizität, die vom derzeitigen Kernkraftwerkspark produziert wird, ist von den bisher getätigten Investitionen abhängig (Ausbau der Kernkraftwerke, der Urananreicherungsanlage von Eurodif, der Wiederaufarbeitungsanlage von La Hague, des Melox-Brennstoffherstellungswerks, usw.). Die Mehrzahl dieser Investitionen hat sich bis heute amortisiert. Offen sind weiterhin die Investitionen, die mit der Lagerung der langlebigen Abfälle zusammenhängen. Die Nutzungsdauer des Kernkraftwerksparks wird deshalb einen großen Einfluss auf das wirtschaftliche Gleichgewicht des Energieversorgungssystems haben. Wenn auch die Erhöhung der Kraftwerkslebensdauer bedeutet, dass eine weitere Elektrizitätsproduktion mit den gleichen Anfangsinvestitionen möglich ist, so sind doch Erneuerungsinvestitionen erforderlich.

Die Produktivität des bestehenden Parks kann insbesondere durch die Erhöhung der Brennstoffqualität verbessert werden. Die Verbesserung der energetischen Leistungen des Brennstoffs erlaubt, die Arbeitsausfallperiode für die Wiederaufladung der Brennstoffe zu vermindern, Brennstoffeinsparungen und Abfallproduktionsminderung zu erreichen und die jährliche Elektrizitätsproduktion zu erhöhen. Eine geeignete Steuerung der Ausfälle, der eingeplanten Wartung, der Verfügbarkeit der Anlage und des zeitlichen Einsatzes der Kernkraftwerke (ein Einsatz der Anlagen außerhalb der Grundlast ist eher unwirtschaftlich) sind daher die wesentlichen Parameter für die Verbesserung der Produktivität des Kernkraftwerksparks²⁰⁵.

8.5.2 Installierte Kapazitäten an Kernkraftwerken

Der französische Kernkraftwerkspark ist relativ jung und stark standardisiert: Alle 58 Reaktoren in Betrieb sind Druckwasserreaktoren (DWR, 2002, 34 Blöcke mit 900 MW_{el}; 20 Blöcke mit 1.300 MW_{el} und 4 N4-Blöcke mit 1.450 MW_{el}, Alter). Die ersten DWR wurden 1977 in Betrieb genommen. Die Investitionen für den gesamten Kernkraftwerkspark lagen bei 470 Milliarden Francs (1999). Im Jahr 2001 haben die Kernkraftwerke 422 TWh produziert, was 77 % der gesamten Brutto-Stromproduktion in Frankreich entspricht. Nach ihrer zweiten, alle 10 Jahre stattfindenden Revision (ein Prozess, der vier Monate für jeden Reaktor dauert) wurde ihr Betrieb 2002 für weitere zehn Jahre genehmigt. Tabelle 11 zeigt verschiedene Atomkraftwerke und ihre durchschnittliche Produktion (2000 und 2001).

²⁰⁵ [Charpin et al. 2000, S. 21

Tabelle 11: Atomkraftwerke in Frankreich²⁰⁶

| Standort | Kapazität [MW/Reaktor] | Reaktoranzahl | Gesamte Netto- kapazität [MW] | Durchschnittliche Stromproduktion [TWh/a] | Jahr der Inbetriebnahme (Reaktoranzahl) |
|---------------------|---------------------------|---------------------|--|---|--|
| Belleville | 1.310 | 2 | 2.620 | 16 | 1987 - 1988 |
| Bugey | 915/880 | 4 | 3.700 | 22 | 1978 (2) – 1979 (2) |
| Cattenom | 1.300 | 4 | 5.200 | 35 | 1986 - 1987 - 1990 - 1991 |
| Chinon | 905 | 4 | 3.620 | 24 | 1982 - 1983 - 1986 - 1987 |
| Chooz | 1.455 | 2 | 2.910 | 16 | 1996 |
| Civaux | 1.450 | 2 | 2.900 | 19 | 1994 - 1996 |
| Cruas | 915 | 4 | 3.660 | 24 | 1983 - 1984 |
| Dampière | 890 | 4 | 3.600 | 22 | 1980 - 1981 |
| Fessenheim | 880 | 2 | 1.760 | 11 | 1977 |
| Flamanville | 1.330 | 2 | 2.660 | 18 | 1985 - 1986 |
| Golfech | 1.310 | 2 | 2.620 | 17 | 1990 - 1993 |
| Gravelines | 910 | 6 | 5.460 | 36 | 1980(3) - 1981 - 1984 - 1985 |
| Le Blayais | 910 | 4 | 3.640 | 19 | 1981 - 1982 - 1983 |
| Nogent | 1.310 | 2 | 2.620 | 18 | 1987 - 1988 |
| Paluel | 1.330 | 4 | 5.200 | 30 | 1984 (2) - 1985 - 1986 |
| Penly | 1.330 | 2 | 2.660 | 18 | 1983 - 1985 |
| St Alban | 1.335 | 2 | 2.670 | 16 | 1985 - 1986 |
| St Laurent | 910 | 2 | 1.820 | 11 | 1981 |
| Triscatin | 915 | 4 | 3.660 | 23 | 1980 (2) - 1981 (2) |
| 19 Standorte | | 58 Reaktoren | 62.980 | 395 | |

Im Folgenden wird eine Lebensdauer der Atomkraftwerke von 40 Jahren angenommen. Abbildung 4 zeigt die jährlichen Änderungen der Kapazität unter Berücksichtigung dieser Hypothese. Für die Modellierung der existierenden Anlagen werden die eingesetzten ökonomischen, technischen, sozialen und ökologischen Daten in Tabelle 12 beschrieben. Die Eigenschaften sind für alle Anlagen ähnlich angenommen worden, da zur Zeit dieser Studie keine spezifischen Daten für alle Anlagen vorhanden waren.

²⁰⁶ [Pallard et al. 2002]

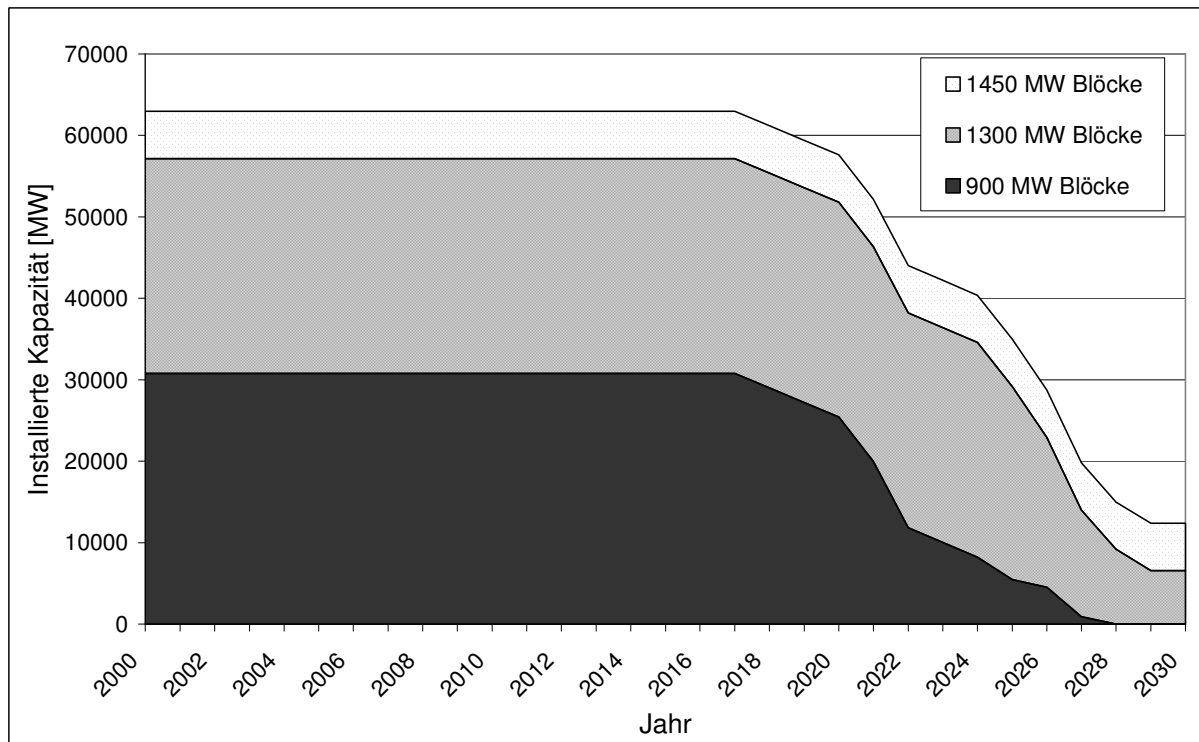


Abbildung 4: Installierte Kapazität an Kernkraftwerken zwischen 2000 und 2030 in Frankreich

Tabelle 12: Eigenschaften installierter Kernkraftwerke in Frankreich²⁰⁷

| Eigenschaften | Wert | Bemerkung |
|----------------------------------|--------------------------------------|--|
| Technische Eigenschaften | | |
| Netto Wirkungsgrad | 30,5 % | |
| Verfügbarkeit | 90 % | Revision: alle 10 Jahre |
| Eigenverbrauch | 5 % | |
| Ökonomische Eigenschaften | | |
| Fixe Kosten | 42 Euro/(kW.a) | [IKARUS 2001] |
| Rückbau Kosten | 259 Euro/kW | Einschätzung auf der Grundlage von [Charpin et al. 2000] |
| Variable Kosten | 0,508 Euro/MWh | Ohne Brennstoffkosten [IKARUS 2001] |
| Ökologische Eigenschaften | | |
| Nukleare Abfälle A | 4,826 m ³ /PJ Input | Auf der Grundlage von [Pallard et al. 2002] Ca. 22.500 m ³ /Jahr für den gesamten Park |
| Nukleare Abfälle B | 0,429 m ³ /PJ Input | Auf der Grundlage von [Pallard et al. 2002] Ca. 2.000 m ³ /Jahr für den gesamten Park |
| Nukleare Abfälle C | 0,021 m ³ /PJ Input | Auf der Grundlage von [Pallard et al. 2002] Ca. 100 m ³ /Jahr für den gesamten Park |
| Soziale Eigenschaften | | |
| Personal am Produktionsstandort | Zwischen 280 und 450 Personen per GW | Hängt von Anlagealter und –kapazität ab [Grobbel 1999] |

²⁰⁷ [IKARUS 2001], [Fritsche et al. 1999]

8.5.3 Investitionsoptionen im nuklearen Kraftwerkspark

Die Investitionsoptionen für die unterschiedlichen Kraftwerksparks (nuklear, hydroelektrisch, konventionell thermisch, erneuerbare Energien) wurden ausgewählt nach den besten vorhandenen Technologien, und Technologien, die sich während der Analyseperiode von 2000 bis 2030 aufgrund der aktuellen Schwerpunkte im Bereich Forschung und Entwicklung auf dem Markt positionieren werden. Die neuen Kraftwerke sollen zu einer nachhaltigen Entwicklung beitragen.

Drei Optionen sind als Investitionsalternativen für neue Atomkraftwerke ausgewählt worden. Alle drei sind Europäische Druckwasserreaktoren (EPR) mit den in Tabelle 13 beschriebenen Eigenschaften. Die erste Anlage soll ab 2010 (EPR - 2010) in Betrieb gesetzt werden während die Optionen EPR – 2020 und EPR – 2030 ab dem Jahr 2020 bzw. 2030 eingesetzt werden können. Die Hauptunterschiede zwischen diesen Reaktoren liegen in einer Zunahme der Effizienz und einer Minderung der Investitionen. Es wurde angenommen, dass die kapazitätsabhängige Abfallproduktion auf dem selben Niveau wie bei den existierenden Reaktoren liegt.

Weiterhin wurde ein internationales Programm für die Entwicklung einer vierten Generation von Kernreaktoren gestartet²⁰⁸. Das Programm zielt darauf ab, neue, hocheffiziente Reaktoren mit niedriger Abfallproduktion und geringem finanziellen Risiko in ca. 30 Jahren auf dem Markt zu bringen. Die Forschung und Entwicklung ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit an ihrem Anfang, und es bestehen noch große Unsicherheiten bezüglich der Effizienz, der Kosten und der Abfallproduktion. Deshalb wurde dieser Reaktortyp im Modell nicht berücksichtigt. Dennoch muss beachtet werden, dass diese 4. Reaktorgeneration in den kommenden 30 - 40 Jahren vorhanden sein könnte.

Tabelle 13: Charakteristika von Investitionsoptionen im nuklearen Kraftwerkspark²⁰⁹

| Reaktor | Kapazität [MW] | Netto Wirkungsgrad | Investition [Euro/kW] | Fixe Kosten [Euro/(kW.a)] | Variable Kosten [Euro/MWh] | Personal per Anlage [Pers/GW] |
|------------|----------------|--------------------|-----------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| EPR - 2010 | 1300 | 36 % | 1360 | 39 | 0,508 | 250 |
| EPR - 2020 | 1300 | 36,5 % | 1290 | 39 | 0,508 | 250 |
| EPR - 2030 | 1300 | 37 % | 1230 | 39 | 0,508 | 250 |

8.5.4 Flächeninanspruchnahme

Die Flächeninanspruchnahme ist teilweise von der Kühleinrichtung der Kraftwerke abhängig. Die Kühlung des Kondensats (Kondensieren des Dampfes aus den Turbinen) erfolgt über offene Kreisläufe (Fluss- oder Meereswasser) oder über geschlossene Kreisläufe (Kondensat wird in Kühltürmen gekühlt). Wenn Kühltürme erforderlich sind, ist die notwendige Fläche entsprechend größer.

8.5.5 Brennstoffzyklus

Ungefähr 12.400 Tonnen des Uran-Oxidkonzentrates (10.500 Tonnen Uran) werden pro Jahr für die französische Elektrizitätsgeneration (ungefähr 3.000 t/a des Urans aus Niger, andere Hauptimporte aus Kanada und Russland) verwendet. Abgesehen von der Uranversorgung ist Frankreich unabhängig und besitzt eigene Umwandlungs-, Anreicherungs-, Kraftstoffherstellung-, Reprocessing- und Mischoxidherstellungsanlagen (MOX) zusammen mit einem Abfallmanagementprogramm.

²⁰⁸ [ONEST 2002]

²⁰⁹ [Enquete 2002]

Uran-Konzentrate werden zu Hexafluorid in der Comurhex-Anlage in Pierrelatte im Rhône-Tal (Kapazität 14.000 t/a) umgesetzt. Die Anreicherung findet dann in der Eurodif-Anlage in Tricastin mit einer Kapazität von 10,8 Millionen SWU²¹⁰ (ausreichend für eine Kernkraftwerkskapazität von ca. 81.000 MW, ungefähr ein Drittel mehr als Frankreichs Kernkraftwerkskapazität) statt. Die Brennstoffherstellung findet in mehreren Anlagen in Frankreich und Belgien statt.

Jährlich werden zwischen 1.100 und 1.200 Tonnen gebrauchter Brennstoff von den Reaktoren erzeugt und in der Wiederaufbereitungsanlage der COGEMA in La Hague wiederverwertet (Kapazität: 1.600 t/a für bestrahlten Brennstoff von 33.000 MWj/t). Plutonium und Uran werden getrennt. Hochradioaktive Elemente (Kategorie C) fallen als Abfälle ab, die zuerst verglast und dort für spätere Entsorgung gelagert werden. Das Plutonium wird zur 120 t/a Melox Anlage nach Marcoule transportiert und zur Herstellung von Mischoxid-Kraftstoff (MOX) aus Uranoxid und Plutoniumoxid verwendet. Zwanzig 900-MW-DWR-Reaktoren dürfen mit dem MOX-Brennstoff in der Größenordnung von 30 % des gesamten Brennstoffs des Reaktorkerns betrieben werden. Dank der Rückgewinnung ist es möglich, 99,8 % des Plutoniums in Form von verwendbarem Brennstoffmaterial rückzuführen. Das Plutonium entspricht 1 % des gesamten verwendeten Brennstoffmaterials und ist langfristig hochradioaktiv. Das zurückgewonnene Uran wird in Pierrelatte wiederangereichert²¹¹.

Die langfristige Entsorgung der Nuklearabfälle fällt in die Zuständigkeit der Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA), die seit dem so genannten Loi Bataille vom 30. Dezember 1991 eine unabhängige öffentliche Einrichtung ist. Die nationale Politik zum Atommüll-Management beruht auf der Wiederverarbeitung des verbrauchten Brennstoffs, um Uran und Plutonium für Wiederverwendung zurückzugewinnen und die Abfallmenge zu reduzieren. Das Abfallmanagement-Gesetz (Gesetz Nummer 91-1381, Januar 1991) gibt die Bedingungen und Anforderungen für die Abfallentsorgung vor. Dieses Gesetz gibt auch die Forschungsschwerpunkte vor, die hauptsächlich am unterirdischen Felsen-Laboratorium in Bure im östlichen Frankreich (Meuse/Haute Marne) umgesetzt werden (momentan unterbrochen wegen Unfall). ANDRA soll Vorschläge machen, so dass das Parlament 2006 über die genaue Strategie für die Entsorgung hochradioaktiver und langlebiger Abfälle entscheiden kann. Radioaktive Abfälle mit kurzer Lebensdauer und niedriger Aktivität werden auf der Oberfläche im „Centre de l'Aube“ in Soulaines-Dhuys nahe Troyes (seit 1992) gelagert, welches von ANDRA verwaltet wird (bis 1994 im „Centre de la Manche“ in Beaumont-Haag, nahe Cherbourg). Die Lagerkapazität des „Centre de l'Aube“ beträgt etwa eine Million Kubikmeter und seine Nutzungsdauer wird auf mindestens 50 Jahre geschätzt²¹².

8.5.6 Brennstoffpreise für nukleare Kraftwerke

Die Entwicklung der Brennstoffpreise beruht auf einer Einschätzung von [Prognos 2000]. Tabelle 14 zeigt die im Modell integrierten Preise. Die Preise des MOX und des angereicherten Urans könnten unterschiedlich sein, genaue Daten zu MOX-Brennstoffen waren aber zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit nicht vorhanden.

²¹⁰ SWU (separative work unit) ist eine Messeinheit, die die notwendige „Arbeit“ zur Trennung der U-235 und U-238-Atome in natürlichem Uran, um ein Enderzeugnis zu schaffen, das an U-235 Atomen reicher ist.

²¹¹ [UIC 2003]

²¹² [Pallard et al. 2002]

Tabelle 14: Brennstoffpreise für nukleare Kraftwerke (aufbereitetes Uran)

| | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 |
|-------------------------------|------|------|------|------|
| Brennstoffpreise [Euro/GJ] | 1,08 | 1,14 | 1,22 | 1,31 |

8.5.7 Externe Kosten von nuklearen Kraftwerken

Die Haupteinflüsse von Atomkraftwerken auf Menschen und Umwelt sind strahlungsbedingte Gesundheitseinflüsse. Diese resultieren aus dem Betrieb von Atomkraftwerken und aus zufälligen Strahlungen in die Umgebung. Sie bergen Krebsgefahren für heutige und kommende Generationen. Die Ursache dieser Wirkungen ist die Abgabe von Strahlungsmaterialien über atmosphärische, flüssige und feste Wege. Außerdem können Arbeitsunfälle und Strahlenexposition berufliche Gesundheitsschäden verursachen²¹³. Externe Kosten des Kernkreislaufs sind sehr vom Diskontierungssatz abhängig. Die ExternE-Studie präsentiert deshalb externe Kosten nach drei verschiedenen Diskontierungssätzen²¹⁴:

- 0,245 Cent/Kilowattstunde für einen "Diskontsatz" von 0 %;
- 0,01 Cent/Kilowattstunde für einen "Diskontsatz" von 3 %;
- 0,005 Cent/Kilowattstunde für einen "Diskontsatz" von 10 %.

Der jeweilige Diskontsatz entspricht hier einer „effektiven Rate“, welche dem Unterschied zwischen dem Diskontsatz und der Kostenentwicklungsrate in Zukunft entspricht. Die „effektive Rate“ von 0 % scheint sinnvoll zu sein, solange es keinen Fortschritt in der Behandlung von Krebs gibt. Die externen Kosten könnten mit neuen wirksamen Krebsbehandlungen abnehmen. In die Zeitperiode 2000 - 2030 wird der Wert von 0,245 Cent/KWh im Modell ausgewählt.

8.6 Der fossil befeuerte Kraftwerkspark

8.6.1 Installierte Kapazitäten an fossil befeuerten Kraftwerken

Die fossil befeuerten Kraftwerke befinden sich an ca. 47 Standorten. Sie decken etwa 9 % der Stromproduktion in Frankreich mit einer installierten Kapazität von 27 GW und einer durchschnittlichen jährlichen Produktion von 45 TWh. Der fossil befeuerte französische Kraftwerkspark besteht vorwiegend aus Kohle- und Heizölkraftwerken. Die meisten der Kraftwerke gehören der EDF. Einige werden von der SNET betrieben. Die durchschnittliche Elektrizitätsproduktion in den SNET-Anlagen erreicht ca. 9,5 TWh. Der Vorteil fossilbefeuerten Anlagen besteht in ihrer kurzen Anlaufzeit, welcher erlaubt, sie in Mittellast (zwischen 2000 h/a und 4000 h/a, hauptsächlich von Kohlekraftwerken) und Spitzenlast (weniger als 2000 h/a, hauptsächlich teures Heizöl) zu nutzen. Ihre Flexibilität erlaubt, sie zwischen 40 und 100 % ihrer installierten Kapazität zu betreiben und die Netzspannung und Frequenzstabilität aufrechtzuerhalten. Tabelle 15 fasst die Kapazität und Produktion nach Brennstoffen im Jahr 2000 zusammen. Die wesentlichen Anlagen von EDF und SNET, die im Modell integriert sind, sind in Tabelle 16 dargestellt.

²¹³ [Sparado et al. 1998, S. 34]

²¹⁴ [Rabl et al. 2001]

Tabelle 15: Fossil befeuerte Kraftwerke: installierte Kapazität und Stromproduktion nach Brennstoff im Jahr 2000²¹⁵

| Brennstoff | Kapazität [GW] | Stromproduktion [TWh] | Anteil der fossil befeuerten Stromproduktion [%] | Anteil der gesamten französischen Stromproduktion [%] |
|-------------------|----------------|-----------------------|--|---|
| Kohle | 10,3 | 25,6 | 51,2 | 5,0 |
| Heizöl (>=250 MW) | 7,2 | 2,3 | 4,6 | 0,4 |
| Andere | 9,2 | 22,1 | 44,2 | 4,3 |
| SUMME | 26,7 | 50,0 | 100 | 9,7 |

Die Mehrheit der Kohlekraftwerke wurde Ende der sechziger Jahre, die Mehrheit der Heizölkraftwerke in den siebziger Jahren in Betrieb genommen. Viele dieser Anlagen sind veraltet und halten die gesetzlich vorgegebene Emissionskonzentration in den Abgasen nicht ein und müssen deshalb aufgerüstet oder stillgelegt werden.

Die Lebensdauer der verschiedenen Anlagen wird mit 35 Jahren geschätzt. Einige der Anlagen können länger betrieben werden, wenn sie mit NO_x bzw. SO₂ Emissionsminderungsprozessen nach der französischen Gesetzgebung ausgestattet werden. Diese Möglichkeit wird im Modell für die 600 MW-Anlagen, in Anlehnung an eine von EDF betrachtete Hypothese, berücksichtigt. Das eingesetzte Personal ist auf der Grundlage von [Grobbel 1999] geschätzt worden.

Tabelle 16: Installierte fossil befeuerte Kraftwerke (2000)²¹⁶

| Anlage | Brennstoff | Kapazität [MW] | Jahr der Inbetriebnahme | Bereits installierte Emissionsminderungstechnologie / Bemerkung ²¹⁷ |
|-------------|---------------------|----------------|-------------------------|--|
| SNET | | | | |
| Carling IV | Kohle | 125 | 1990 | Wirbelschicht |
| Carling V | Kohle + Koksofengas | 350 | 1972 | Pulverisierte Kohle + 3 Gasturbinen |
| Carling VI | Kohle | 600 | 1980 | |
| Gardanne IV | Kohle | 300 | 1995 | Wirbelschicht |
| Gardanne V | Kohle | 600 | 1982 | Flue gas desulfurisation (FGD) |
| Hornaing | Kohle+ Gas | 240 | 1970 | |
| Lucy III | Kohle | 250 | 1971 | |

²¹⁵ [RTE 2001]

²¹⁶ www.edf.fr; Daten von EDF, <http://www.snet-electricite.fr>

²¹⁷ WFGD: Wet Flue Gas Desulfurisation, LNB; Low NO_x Burner, S: Sulfur

| Anlage | Brennstoff | Kapazität [MW] | Jahr der Inbetriebnahme | Bereits installierte Emissionsminderungstechnologie / Bemerkung ²¹⁸ |
|-------------------|-------------|----------------|-------------------------|--|
| EDF | | | | |
| Cordemais IV | Kohle | 600 | 1983 | WFGD |
| Cordemais V | Kohle | 600 | 1984 | WFGD |
| Le Havre IV | Kohle | 600 | 1983 | WFGD |
| Blénod II | Kohle | 260 | 1966 | primär DENOx (LNB) |
| Blénod III | Kohle | 260 | 1968 | |
| Blénod IV | Kohle | 260 | 1969 | |
| Le Havre I | Kohle | 260 | 1968 | |
| Le Havre II | Kohle | 600 | 1969 | |
| La Maxe I | Kohle | 260 | 1965 | |
| La Maxe II | Kohle | 260 | 1971 | |
| Albi I | Kohle | 260 | 1969 | |
| Bouchain I | Kohle | 260 | 1970 | |
| Vitry III | Kohle | 260 | 1970 | primär DENOx (LNB), Kohle < 0.55 % of S |
| Vitry IV | Kohle | 260 | 1971 | primär DENOx (LNB), Kohle < 0.55 % of S |
| Champagne II | Kohle | 260 | 1965 | |
| Loire-sur-Rhône I | Kohle | 260 | 1965 | |
| Montereau IV | Kohle | 260 | 1965 | |
| Vaire II | Kohle | 260 | 1962 | |
| Ambes VI | Heizöl | 260 | | |
| Martigues I | Heizöl | 260 | | |
| Martigues II | Heizöl | 260 | | |
| Martigues III | Heizöl | 260 | | |
| Aramon II | Heizöl | 700 | | |
| Cordemais II | Heizöl | 700 | 1976 | |
| Porcheville III | Heizöl | 600 | | |
| Porcheville IV | Heizöl | 600 | | primär DENOx (LNB) |
| Aramon I | Heizöl | 700 | | Reserve 2007 |
| Cordemais III | Heizöl | 700 | 1976 | Reserve 2008 |
| Porcheville I | Heizöl | 600 | | Reserve 2009 |
| Porcheville II | Heizöl | 600 | | Reserve 2006 |
| Richemont V | Hochofengas | 120 | | |

8.6.2 Investitionsoptionen im fossil befeuerten Kraftwerkspark

Viele der bestehenden Kraftwerke sind alt (über 30 Jahre) und sollen, um Emissionsobergrenzen einhalten zu können, in den nächsten zehn Jahren aufgerüstet werden, falls die Investitionen sich als wirtschaftlich erweisen, oder stillgelegt werden. Die 350 MW-Wirbelschicht-Anlage der SNET hält die Emissionsobergrenzen der GIC-Direktive (vgl. Kapitel 8.1.1) ein. Die thermischen Kraftwerke werden vorwiegend in Mittel- und Spitzenlast eingesetzt. Mit dem Rückbau von alten Anlagen soll gewährleistet werden, dass neue Anlagen zugebaut werden können, die ihren Einsatz übernehmen. Dieser Ersatz kann auf der Grundlage von neuen fossil befeuerten Anlagen erfolgen.

²¹⁸ WFGD: Wet Flue Gas Desulfurisation, LNB; Low NO_x Burner, S: Sulfur

Die Investitionsalternativen im fossil befeuerten Kraftwerkspark werden in zwei Kategorien unterteilt. Die erste entspricht der Einführung von NO_x- und SO₂-Minderungsprozessen in den existierenden Kraftwerken oder einem Wechsel des Brennstoffs (Fuel-Switch) hin zu niedrigeren Schwefelkonzentrationen. Die Auswahl und die Charakterisierung dieser Technologien erfolgten auf der Grundlage von Diskussionen mit EDF. Entsprechende Investitionen, feste und variable Kosten sind in das Modell eingeführt worden.

Die Ausrüstung der verschiedenen Anlagen erlaubt, ihre Lebensdauer zu verlängern. Einige der 260 MW-Anlagen werden ab 2008 allmählich stillgelegt, während die 600 MW-Anlagen mit Emissionsminderungsprozessen ausgerüstet werden können. Einige Anlagen sind zur Zeit außer Betrieb und dienen als Reserve. Sie können ab 2007 wieder in Betrieb genommen werden.

Die zweite Kategorie von Optionen entspricht dem Neubau von Anlagen. Die Auswahl von Investitionsalternativen erfolgte auf der Grundlage von besten verfügbaren Technologien und dem Entwicklungspotenzial von Kraftwerkstechnologien (vgl. Tabelle 17). Technische und ökonomische Daten beruhen auf Diskussionen mit Spezialisten u.a. von Siemens KWU. Emissionsfaktoren wurden [Rentz et al. 2001a] und [COM 2003] entnommen. Die Optionen können ab 2010 oder 2015 in Betrieb genommen werden. Auch wenn diese Technologie keinen Feuerungsprozess darstellt, wird eine mit Erdgas betriebene Brennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell SOFC) auch unter „fossil befeuerte“ Kraftwerke modelliert. Daten für diese Technologie sind [Fritsche et al. 1999] und [IKARUS 2001] entnommen. SOFC-Anlagen können ab 2020 bzw. 2030 installiert werden.

Tabelle 17: Investitionsoptionen im fossil befeuerten Kraftwerkspark

| Investitionsoption (Energieträger, verfügbar ab) | Kapazität [MW] | Netto Wirkungsgrad | Investitionen [Euro/kW] | Fixe Kosten [Euro/(kW.a)] | Variable Kosten [Euro/MWh] |
|---|---------------------------------|-------------------------------------|--|--|---|
| Gas-und-Dampf Kombikraftwerk (Erdgas, 2010) | 400 | 58 % | 490 | 22 | 5 |
| Gasturbine (Erdgas, 2010) | 150 | 36 % | 250 | 6 | 1,5 |
| Kohlekraftwerk (pulverisiert) - unterkritisch (2010) | 700 | 43 % | 750 | 36 | 1,5 |
| Kohlekraftwerk (pulverisiert) - überkritisch (2010) | 700 | 46 % | 825 | 36 | 1,5 |
| Wirbelschicht Kohlekraftwerke (2010) | 250 | 46 % | 1.170 | 57 | 1,5 |
| Kohlekombikraftwerk mit integrierter Vergasung (2015) | 450 | 51 % | 1.100 | 100 | 1,5 |
| Erdgas-Brennstoffzelle SOFC (2020) | 100 | 50 % | 1.220 | 4.3 | 0,015 |
| Erdgas-Brennstoffzelle SOFC (2030) | 100 | 65 % | 900 | 4.3 | 0,015 |

Die gekoppelte Produktion von Elektrizität und Wärme wird in dieser Studie nicht betrachtet. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) werden hauptsächlich in der Industrie oder für lokale Anwendungen in Frankreich genutzt. Für eine genauere Analyse könnten diese Anlagentypen integriert werden.

KWK tragen zu einer Effizienzsteigerung bei. Diese Arbeit konzentriert sich aber auf die Stromproduktion und berücksichtigt Wärmenetze nicht.

Tabelle 18 zeigt die Emissionsfaktoren und weitere Eigenschaften (Personal und Landinanspruchnahme) der Investitionsoptionen im fossil befeuerten Kraftwerkspark.

Tabelle 18: Ökologische und soziale Parameter der Investitionsoptionen im fossil befeuerten Kraftwerkspark

| Investitionsoption | NO _x Emissionsfaktor [t/PJ _{input}] | SO _x Emissionsfaktor [t/PJ _{input}] | CO ₂ Emissionsfaktor [kt/PJ _{input}] | Personal [Pers./GW] ²¹⁹ | Landinanspruchnahme [m ² /MW] ²²⁰ |
|---|--|--|---|---------------------------------------|--|
| Gas-und-Dampf Kombikraftwerk (Erdgas, 2010) | 32 | 0,3 | 55,6 | 120 | 50 |
| Gasturbine (Erdgas, 2010) | 41,9 | 0,3 | 55,6 | 227 | 20 |
| Kohlekraftwerk (pulverisiert) - unterkritisch (2010) | 60 | 55 | 93,7 | 450 | 285 |
| Kohlekraftwerk (pulverisiert) - überkritisch (2010) | 60 | 55 | 93,7 | 450 | 285 |
| Wirbelschicht Kohlekraftwerke (2010) | 49,6 | 150 | 93,7 | 550 | 285 |
| Kohlekombikraftwerk mit integrierter Vergasung (2015) | 60 | 55 | 93,7 | 510 | 285 |
| Erdgas-Brennstoffzelle SOFC (2020) | - | - | 55,6 | 120 | 50 |
| Erdgas-Brennstoffzelle SOFC (2030) | - | - | 55,6 | 120 | 50 |

Neben diesen verschiedenen Investitionsalternativen werden weitere Technologien berücksichtigt, die fast emissionsfrei sind. Diese Technologien stellen eine Alternative zur emissionsfreien Kernenergie dar, sind schon teilweise vorhanden oder noch in der Entwicklungsphase. Im Modell werden folgende Optionen integriert:

- Brennstoffzellen mit Wasserstoff als Energieträger,
- GuD-Prozess mit CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung,
- Kombiprozess mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) mit CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung.

Die GuD-Kombiprozesse können mit Maßnahmen zur NO_x-Minderung (SCR – selective catalytic reactor) ausgestattet werden. Die Angaben zu den Brennstoffzellen stammen aus der GEMIS-Datenbank. Der Preis für Wasserstoff wird auf 60 Euro/GJ geschätzt. Die technischen und ökonomischen Daten zur Brennstoffzelle hängen sehr stark sowohl von der Entwicklung der Brenn-

²¹⁹ [Grobbel 1999]

²²⁰ [Fritsche et al. 1999]

stoffzellentechnik als auch von den Prozessen der Wasserstoffgewinnung ab. Es wird unterstellt, dass die Wasserstoffproduktion mit regenerativen Energien erfolgt.

Bei den Kombiprozessen wird angenommen, dass die Investitionen für die CO₂-Abtrennung die Anlagenkosten um 40 % erhöhen. Die variablen Kosten für die Trennung, Kompression, den Transport und die Speicherung des Kohlendioxids liegen bei etwa 33 Euro pro abgeschiedener Tonne CO₂. (vgl. Tabelle 19). Die Kosten hängen sehr von der CO₂-Konzentration im Abgas ab, des Weiteren von der gewählten Trenntechnologie, der Ausgestaltung des Transports und den Speicherhältnissen (z.B. Lagerung in salzwasserführenden Aquiferen, Injektion in Öl- und Erdgaslagerstätten zur Steigerung der Ausbeute, Verpressung in tiefen Kohleflözen inkl. Grubengasgewinnung (ECBM-Verfahren))²²¹. Die vielversprechendsten Technologien zur CO₂-Abscheidung sind Abgaswäscher (geeignet für GuD und IGCC) und die CO₂-Wäsche von Synthesegas nach CO-Umwandlung (geeignet für IGCC)²²². Es wird erwartet, dass der Abscheidegrad bei 95 % liegt. Die Einführung der CO₂-Abtrennung verringert den elektrischen Wirkungsgrad bei den Kombiprozessen um etwa vier Prozentpunkte.

Tabelle 19: Kosten der CO₂-Abscheidung inkl. Kompression, Transport und Lagerung ab 2020

| | Trennung | Verdichtung | Transport (Pipelines) | Lagerung | SUMME |
|-----------------------------------|----------|-------------|--------------------------|----------|-------|
| Kosten [Euro/ t CO ₂] | 20 | 7 | 2 | 4 | 33 |

Zusätzlich werden zwei Optionen zur Minderung der NO_x-Emissionen eingeführt, die selektive katalytische Reduktion (SCR) bei GuD-Kraftwerken und bei Kombikraftwerken mit integrierter Kohlevergasung. Der Wirkungsgrad dieser Maßnahme wird auf ca. 90 %²²³ geschätzt (vgl. Tabelle 20).

Tabelle 20: Kennwerte der ab 2020 im Modell betrachteten Stromproduktionsalternativen mit niedrigen Emissionen

| | Wirkungsgrad | Investition [Euro/kW] | Fixe Kosten [Euro/(kW·a)] | Variable Kosten [Euro/MWh] | Lebensdauer [a] | CO ₂ [kt/PJ _{input}] | NO _x [t/PJ _{input}] | SO ₂ [t/PJ _{input}] |
|--|--------------|-----------------------|---------------------------|----------------------------|-----------------|---|--|--|
| GuD mit CO ₂ Trennung | 54 % | 650 | 22 | 6,1 | 25 | 2,7 | 32 | 0 |
| Kohle GuD mit integrierter Vergasung (IGCC) und CO ₂ Trennung | 46 % | 1.400 | 100 | 11,1 | 25 | 5 | 60 | 39,1 |
| GuD mit CO ₂ Trennung und SCR | 53 % | 750 | 24,2 | 7,0 | 25 | 2,7 | 3,2 | 0 |
| Kohle GuD mit integrierter Vergasung (IGCC) CO ₂ Trennung und SCR | 45 % | 1.500 | 102,2 | 12,0 | 25 | 5 | 6,0 | 3,9 |
| Wasserstoffbrennstoffzelle | 65 % | 2.500 | 33,3 | 3,33 | 20 | 0 | 2,2 | 0 |

²²¹ [May et al. 2002]

²²² [Nowack 1992], [Göttlicher 1999]

²²³ [EC 2003]

8.6.3 Nebenprodukte- und Abfallproduktion im fossil befeuerten Kraftwerkspark

Die wesentlichen Nebenprodukte und Abfälle von fossil befeuerten Anlagen entstehen in Emissionsminderungsprozessen und Trennprozessen: Flugaschen von Partikelreinigungssystemen (z.B. Zyklone, Elektrofilter), Schwefel und Gips von SO₂-Minderungsprozessen. Außerdem werden Bettaschen (in kohle-befeuerten Anlagen) produziert. Diese Nebenprodukte werden vorwiegend als Rohstoff für die Industrie (Gips-, Zement- oder Düngemittelindustrie, Straßenbau, Bergbau) oder für die Sanierung bei der Gewinnung im Tagebau, in Minen und in Steinbrüchen wiederverwertet. Einige werden temporär für eine künftige Nutzung bevorratet. Ein Teil wird auf die Deponie gebracht²²⁴.

In Kohlekraftwerken werden Flugaschen in den Entstaubungsanlagen abgeschieden (Elektrofilter, Schlauchfilter), während Schlacken aus dem Kessel entnommen werden. Tabelle 21 zeigt die Produktion und die Verwertungsrate dieser Nebenprodukte in dem thermischen Kraftwerkspark der EDF. Die Verwertung erfolgt in der Bauindustrie (Zementindustrie, Straßenbau, usw.). Ein Teil wird gelagert, bis eine Verwertung möglich wird, oder definitiv deponiert (so genannte „Terril“). Ca. 60 % der Asche und Schlacke werden in den Anlagen von Le Havre und Cordemais produziert.

Gips und Schwefel sind Nebenprodukte von Entschwefelungsverfahren. Die Kraftwerke in Le Havre und Cordemais sind mit sekundären WFGD ausgerüstet. Im Jahr 2000 wurden in diesen Kraftwerken 50.000 t Gips produziert, die in der Gips-, Zement- oder Düngemittelindustrie vollständig verwertet wurden. Beim Nassverfahren werden Schlämme erzeugt, die vorwiegend aus Gips, Kalk, Kalziumsulfid und Natriumchlorid bestehen. Jährlich werden ca. 2.500 t in den fossil befeuerten Kraftwerken in Frankreich produziert. Forschungen sind im Gange, um eine Verwertungsmöglichkeit für diese Produkte zu finden; bis jetzt werden die Schlämme deponiert.

Es muss unterstrichen werden, dass die Verwertung dieser Nebenprodukte begrenzt ist: Es ist möglich, dass Märkte für diese Produkte gesättigt werden. Weitere Unsicherheiten existieren über das Management von Deponien. Solange die Deponie richtig betrieben werden, bleiben die Wirkungen beschränkt. Aber aus einer langfristigen Sicht könnte diese Bedingung nicht mehr erfüllt werden²²⁵.

Tabelle 21: Ascheproduktion in EDF-Kraftwerken zwischen 1990 und 1999²²⁶

| | Stromproduktion | | Bettasche | Flugasche | Summe | Wiederverwertet |
|--------------|-----------------|-------------|------------|--------------|--------------|-----------------|
| | Brutto [TWh] | Netto [TWh] | [kt] | [kt] | [kt] | [kt] |
| 1990 | 26,4 | 24,5 | 80 | 794 | 874 | 596 |
| 1991 | 39,4 | 37,3 | 108 | 1.067 | 1.175 | 651 |
| 1992 | 32 | 30,4 | 99 | 988 | 1.087 | 681 |
| 1993 | 13,2 | 11,9 | 35 | 364 | 399 | 343 |
| 1994 | 13,8 | 12,4 | 36 | 372 | 408 | 348 |
| 1995 | 17,6 | 16,2 | 39 | 453 | 492 | 481 |
| 1996 | 22,3 | 20,7 | 54 | 627 | 681 | 618 |
| 1997 | 17 | 15,7 | 37 | 453 | 490 | 430 |
| 1998 | 31 | 29,1 | 82 | 860 | 942 | 687 |
| 1999 | 25,7 | 24,1 | 65 | 791 | 856 | 991 |
| SUMME | | | 635 | 6.769 | 7.404 | 5.826 |

²²⁴ [ECOBA 1999]

²²⁵ [Sparado et al. 1998]

²²⁶ www.edf.fr

8.6.4 Emissionen und Emissionsminderungsoptionen

8.6.4.1 Emissionen aus dem thermischen Kraftwerkspark

Im Jahr 2000 erreichen die Emissionen von SO₂ ungefähr 162 kt, die Emissionen von NO_x ca. 118 kt im öffentlichen Elektrizitäts- und Wärmeproduktionssektor. Dies entspricht 25 % der nationalen Emissionen von SO₂ beziehungsweise 8 % der nationalen Emissionen von NO_x. Im Jahr 1990 lagen die Emissionen im selben Sektor bei ca. 340 kt (26 % der nationalen Emissionen von SO₂) beziehungsweise 116 kt (6 % der nationalen Emissionen von NO_x²²⁷). Die Minderung der SO₂-Emissionen zwischen 1990 und 2000 lag vorwiegend an der Stilllegung von alten fossil befeuerten Anlagen und dem Einsatz von Entschwefelungsanlagen.

Im Jahr 1990 lagen die CO₂-Emissionen in der Elektrizität- und Wärmeproduktionssektor bei ca. 47.750 kt (Treibhausgasemissionen: ca. 48.700 kt CO₂ Äquivalente). Im Jahr 2000 erreichten die Emissionen von CO₂ ca. 43.900 kt in demselben Sektor (ca. 11 % der nationalen Emissionen, berechnet nach dem UNFCCC-Format²²⁸)

8.6.4.2 Auswahl der Emissionsminderungsoptionen

Zur Zeit sind sieben Blöcke der EDF mit Emissionsminderungstechnologien ausgestattet. Im Modell werden bei einigen bestehenden Kohle- und Heizölkraftwerken der EDF Investitions- und Emissionsminderungsoptionen berücksichtigt, die je nach Anforderung bei der Emissionsobergrenze und der wirtschaftlichen Effizienz des Systems eingesetzt werden können. Die Emissionsminderungsoptionen verteilen sich auf primäre und sekundäre Maßnahmen.

Primäre Emissionsminderungsmaßnahmen

Primäre Emissionsminderungsmaßnahmen, die innerhalb dieser Arbeit berücksichtigt werden, sind die Nutzung schwefelarmer Brennstoffe (Minderung der SO₂-Emissionen), der Einsatz von so genannten „Low-NO_x-Burners“ (LNB, Brenner mit geringeren NO_x-Produktion) und die Einführung eines „Reburning“ (fuel staging, „Rauchgasnachverbrennung“ im Modell mit Erdgas, Effizienz zwischen 50 und 60 %) innerhalb des Kessels. Als weitere NO_x-Minderungsmaßnahmen können die Einschränkung des Luftüberschusses oder Rauchgasrückführung genannt werden.

Sekundäre Emissionsminderungsmaßnahmen (End-of-Pipe Maßnahmen)

Die im Modell eingesetzten sekundären Emissionsminderungsoptionen konzentrieren sich auf folgende Emissionen: Staub, SO₂, und NO_x. In [Landrain 2000] werden vier wesentliche Parameter identifiziert, von denen die Auswahl von sekundären Emissionsminderungsoptionen abhängt: Die Platzverfügbarkeit in dem Kraftwerk, die Eigenschaften der produzierten Nebenprodukte je nach Minderungsverfahren, die Anwendbarkeit der Emissionsminderungstechnik für den Brennstoff und den Wirkungsgrad der Emissionsminderungstechnik.

- Platzverfügbarkeit: Immer dichtere Anlagenteile werden entwickelt. Es wird in der Untersuchung davon ausgegangen, dass der Standort geeignet ist, um die Ausrüstung für die Emissionsminderung zu implementieren.
- Eigenschaften der Nebenprodukte: Die Ablagerung der Nebenprodukte soll vermieden werden, da diese sicherlich keine angemessene Umweltlösung darstellt und sich als teuer erweisen kann. Es

²²⁷ [CITEPA 2003]

²²⁸ [CITEPA 2003]

ist deshalb vorzuziehen, Techniken auszuwählen, die wiederverwertbare bzw. vermarktbar Nebenprodukte erzeugen.

- Anwendbarkeit der Reinigungstechniken auf den Brennstoff: Die Reinigungstechniken müssen dem Brennstoff angepasst werden. Beispielsweise müssen Emissionsminderungstechniken auch für schwefelarme Kohle geeignet sein (Schwefelgehalt kleiner als 0,60 %).
- Gaseinigungswirkungsgrad: Die Wirksamkeit der Ausstattungen muss gewährleisten, gesetzlich festgelegte Emissionsgrenzwerte oder weitere strengere nachhaltigkeitsorientierte Ziele einzuhalten.

Übliche verfügbare sekundäre Emissionsminderungsverfahren sind in Tabelle 22 dargestellt. Weitere primäre sowie sekundäre Maßnahmen werden beispielsweise in [VDI 1988], [Rentz et al. 1990], [Rentz et al. 2002] und [EC 2003] beschrieben.

Tabelle 22: Beispiele von sekundären Emissionsminderungsverfahren und deren Wirkungsgrad in thermischen Kraftwerken²²⁹

| | Verfahren | Wirkungsgrad | Nebenprodukte |
|----------------------------|---|------------------------------|---|
| Stickstoffminderung | Selective catalytic reduction (SCR) | 80 – 95 % | |
| | Selective non-catalytic reduction (SNCR) | 30 – 50 % | |
| Entschwefelung | Wet Limestone scrubber (Wet flue gas desulfuration-WFGD) | 92 – 98 % ² | Gips, Abwasser |
| | Spray dry scrubber | 85 – 92 % | Mischung aus Asche, Gips und nicht reagierenden Additiven |
| | Duct sorbent injection Dry (flue gas desulfuration - FGD) | 50 – 90 % | Mischung von Ca-Salzen |
| Entstaubung | Electrostatic precipitator („Elektrofilter“) | 96,5 % - 99,9 % ¹ | Flugasche |
| | Fabric filter („Gewebefilter“) | 96,6 % - 99,9 % ¹ | Flugasche |

1 Die Effizienz hängt von der Partikelgröße ab.

2 Die Effizienz hängt vom Absorber ab, meistens wird Kalk eingesetzt; gleichzeitig werden die Partikel-, SO₃, HCl und HF-Emissionen reduziert.

3 Reduktionsmittel: Ammoniak oder Harnstoff

Verfahren bieten auch eine kombinierte Minderung der NO_x- und SO₂-Emissionen²³⁰. Als weitere Partikelentfernungsverfahren können Zyklone (geringere Leistungen) und Nassabscheider (Abwasser wird produziert und muss entsorgt werden) genannt werden.

Zur CO₂-Emissionsminderung werden vorwiegend Maßnahmen im Bereich Effizienzsteigerung eingesetzt. CO₂-Entfernungsprozesse werden zur Zeit weiterentwickelt. Nach der Entfernung des CO₂ stellt sich die Frage des Transports, der Lagerung bzw. Verwertung des Gases²³¹. Im Modell werden durchschnittliche Kosten für die Abscheidung, den Transport und die Lagerung berücksichtigt (vgl. Kapitel 8.6.2).

²²⁹ [EC 2003]; [Cofala et al. 2001]

²³⁰ [EC 2003, S. 112-117], [Fleury et al. 2002a]

²³¹ [IEA 1992], [Fichtner 1999a], [Skovholt 1993]

8.6.5 Brennstoffpreise für fossil befeuerte Kraftwerke

Die Bestimmung von Brennstoffpreisen beruht auf [Prognos 2000], [Charpin et al. 2000] und [IEA 2002]. Tabelle 23 zeigt die Entwicklung der Brennstoffpreise in einem "Stabilitätsszenario" (keine Wirtschaftskrise und kein hoher internationaler Druck zwischen den Nationen).

Tabelle 23: Brennstoffpreise für fossil befeuerte Kraftwerke

| Brennstoff | Schwefel- massengehalt | 2000 [Euro/GJ] | 2005 [Euro/GJ] | 2010 [Euro/GJ] | 2020 [Euro/GJ] | 2030 [Euro/GJ] |
|------------|---------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Kohle A | 0,65 % S | 1,93 | 1,98 | 1,99 | 2,10 | 2,17 |
| Kohle B | 0,5 % S | 2,01 | 2,06 | 2,07 | 2,19 | 2,26 |
| Kohle C | 0,46 % S | 2,08 | 2,13 | 2,15 | 2,27 | 2,34 |
| Heizöl A | 0,99 % S | 3,98 | 4,35 | 4,38 | 4,86 | 5,70 |
| Heizöl B | 0,55 % S | 5,11 | 5,60 | 5,63 | 6,25 | 7,33 |
| Heizöl C | 0,40 % S | 5,59 | 6,11 | 6,15 | 6,83 | 8,01 |
| Heizöl D | 0,25 % S | 5,97 | 6,53 | 6,56 | 7,29 | 8,55 |
| Erdgas | - | 3,85 | 4,15 | 4,57 | 6,16 | 6,96 |

Die Brennstoffpreise hängen sehr stark von der ökonomischen und internationalen Situation sowie von politischen Entscheidungen ab. Sie sind deshalb ein sehr sensibler Parameter. Der Einfluss der Brennstoffpreisveränderung kann beispielsweise durch die Analyse von verschiedenen Preisszenarien untersucht werden.

8.6.6 Externe Kosten der fossil befeuerten Kraftwerke

Auf der Grundlage der ExternE-Methodik sind die Kosten der externen Effekte pro kg Schadstoffemission von [Rabl et al. 2001] spezifisch für Frankreich geschätzt worden. Diese Kosten sind in Tabelle 24 dargestellt. Die wesentlichen externen Effekte für alle fossil befeuerten Anlagen sind:

- Effekte der atmosphärischen Schadstoffemissionen auf die menschliche Gesundheit,
- Unfälle, die Arbeiter und / oder die Öffentlichkeit betreffen,
- Effekte der atmosphärischen Schadstoffemissionen auf Material,
- Effekte der atmosphärischen Schadstoffemissionen auf Kulturpflanzen,
- Effekte der atmosphärischen Schadstoffemissionen auf Wälder,
- Effekte der atmosphärischen Schadstoffemissionen auf Süßwasserfischereien,
- Effekte der atmosphärischen Schadstoffemissionen auf ungeführte Ökosysteme,
- Klimaänderung,
- Auswirkungen des Lärms auf die Bevölkerung,
- Auswirkungen der Brennstoffgewinnung auf Wasserqualität,
- Auswirkungen der Brennstoffgewinnung auf Gebäude.

Brennstoff-spezifische Einflüsse können diese Liste ergänzen: Auswirkungen des Bergbaus auf Boden und Oberflächenwasser, Effekte auf Gebäude, notwendige Wiederansiedlung durch

Braunkohleextraktion, Effekte von unfallartigem Ölüberlaufen auf Seeleben, Emissionen während der Erforschung, Extraktion von Öl- und Gasbohrlöchern²³².

Tabelle 24: Schadenskosten pro kg emittiertem Schadstoff in Frankreich (typische Bedingungen einer Großfeuerungsanlage in Frankreich, Schornsteinhöhe = 100 m)²³³

| Emission (Wirkungspfad) | Mittlere externe Kosten [Euro/kg] | Bemerkungen |
|---|-----------------------------------|--|
| Partikel PM10 (primär) | 15,4 | Effekte auf die menschliche Gesundheit |
| SO ₂ (primär und sekundär via Sulfat) | 10,5 | Effekte auf Kulturpflanzen, Materialien und Gesundheit |
| NO _x (sekundär via Nitrat und O ₃) | 16,0 | Effekte auf Kulturpflanzen und Gesundheit |
| CO ₂ | 0,029 | Klimaänderung |

Externe Kosten von auch in von fossil befeuerten Anlagen emittierten Schwermetallen (Als, Cd, Cr und Ni) werden in dieser Studie nicht in Betracht gezogen.

Die Schadenkosten sind sehr von der geographischen Lage der Schadstoffquelle und den Kamin- und Rauchgaseigenschaften (Kaminhöhe, Rauchgastemperatur und -strom) abhängig. Für primäre Schadstoffe variieren die Kosten um einen Faktor zwischen 0,5 und 6.

Die Effekte von vor- und nachgeschalteten Prozessen werden auch mitberücksichtigt. Wenn vorgeschaltete Prozesse betrachtet werden, haben diese Prozesse (Extraktion von Kraftstoffen und Rohstoffen) viel niedrigere Emissionen an Schadstoffen als die Elektrizitätsproduktion selbst. Tabelle 25 zeigt die externen Kosten durch die Extraktion, den Transport, die Raffination und die Lagerung von Kraftstoffen. Der Haupteinfluss liegt auf der Klimaveränderung. Andere Effekte wurden nicht gemessen oder sind unwesentlich. Die externen Kosten sind auch hier sehr standortspezifisch. Der angegebene Mittelwert wurde im Rahmen dieser Arbeit verwendet.

Tabelle 25: Externe Kosten in Zusammenhang mit der Extraktion, dem Transport, der Raffination und der Lagerung von fossilen Brennstoffen²³⁴

| Extraktion/Transport/Raffination /Lagerung | Externe Kosten [Cent/kWh] | | |
|---|---------------------------|------|------------|
| | niedrig | hoch | Mittelwert |
| Kohle | 0,35 | 0,85 | 0,6 |
| Schweres Heizöl | 0,23 | 0,58 | 0,41 |
| Erdgas | 0,06 | 0,15 | 0,11 |

²³² [Sparado et al. 1998, S. 33-34]

²³³ [Sparado 1999]

²³⁴ [Sparado et al. 1998, S. 63-71]

Externe Kosten der Brennstoffzellentechnologie

Ausführliche Studien spezifisch zu den externen Kosten der Brennstoffzellentechnologien sind nicht vorhanden. Es werden aber Untersuchungen zu deren Öko-Bilanzierung für stationäre Anwendungen von unterschiedlichen Autoren durchgeführt²³⁵. Aus diesen Arbeiten können externe Kosten abgeleitet werden.

Wie im Kapitel 8.6.2 beschrieben, werden zwei wesentlich Brennstoffzellen im Modell berücksichtigt: Die Erdgas- SOFC-Brennstoffzelle und die Wasserstoff-SOFC-Brennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell - Festoxid-Brennstoffzelle). Die SOFC-Technologie soll die Anforderungen für stationäre Anwendungen für zentrale Energieversorgung erfüllen können. Eine Alternative zu diesem Brennstoffzellentyp wäre die MCFC-Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell - Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle), die sich heute auch in der Demonstrationsphase befindet. In dieser Arbeit wird die SOFC-Alternative betrachtet. Tabelle 26 zeigt die wesentlichen Charakteristika der MCFC- und SOFC-Technologien.

Tabelle 26: Typen von Brennstoffzellen und wesentliche Charakteristika für Kraftwerksanwendungen²³⁶

| | MCFC | SOFC |
|--|---|---|
| Elektrolyt | Phosphorsäure Karbonatschmelze | Yttrium- stabilisiertes Zirkonoxid |
| Betriebstemperatur | 650 °C | 800 –1000 °C |
| Reaktionspartner | H ₂ /Erdgas/usw., O ₂ /Luft | H ₂ /Erdgas/usw., O ₂ /Luft |
| Leitendes Ion | CO ₃ ²⁻ | O ²⁻ |
| Elektrischer Wirkungsgrad (%) (Erdgas) | 50 – 55, mit GuD/GT > 65 | 50 – 55, mit GuD/GT > 65 |
| Leistung [kWel] | 200 – 100.000 | 1 – 100.000 |
| Stand | Demonstration | Demonstration |

Die Abschätzung der externen Kosten der Brennstoffzelle lehnt sich an die Ergebnisse der in [Pehnt 2002] durchgeführten ganzheitlichen Bilanzierung stationärer SOFC und der im Rahmen des ExternE-Projektes entwickelten Methodologie. Die externen Effekte werden für die folgenden Prozesse berücksichtigt:

- Wasserstoffgewinnung, -Aufbereitung und –Transport für die H₂-SOFC: Wasserstoff aus Elektrolyse betrieben mit Strom aus erneuerbarer Energie, Verflüssigung und Transport durch Pipeline;
- Erdgasgewinnung und Transport für die CH₄-SOFC;
- Brennstoffzellenherstellung;
- Stromproduktion.

Die mit dem Rückbau des Kraftwerks verbundenen externen Effekte werden im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet. Im Rahmen der Stromproduktion werden Abfälle in einer vernachlässigbaren Menge produziert und in der Untersuchung nicht betrachtet.

²³⁵ [Pehnt 2002], [Oertel et al. 2001]

²³⁶ [Dienhart et al. 1999], [Pehnt 2002]

Die Produktion von Wasserstoff erfolgt in mit erneuerbaren Energien betriebenen Elektrolysen und ist emissionsfrei. Die Herstellung der Wasserstoffproduktionsanlage selbst ist außerhalb der Systemgrenze, wie bei den anderen Brennstoffzyklen, und wird deshalb nicht betrachtet. Die mit der Produktion von Wasserstoff verbundenen externen Effekten werden als nicht relevant betrachtet. Zwei Transportvarianten bieten sich an: Pipeline oder Tankschiff und LKW. Wird die Pipeline-Alternative betrachtet, fallen geringe externe Effekte an.

Die bedeutenden Umwelt- und Gesundheitsschäden werden im Rahmen der Herstellung der Brennstoffzelle, im Wesentlichen durch die Verwendung von besonderen Werkstoffen wie Chrom, Yttrium, Lanthan, Zirkon und Nickel, verursacht. Nach [Pehnt 2002, S. 202] werden die in Tabelle 28 dargestellten Emissionen für ein SOFC-System (Kapazität: 100 kW/System) ohne Chrom-Recycling freigesetzt. Entsprechende externe Kosten werden abgeschätzt. Ein Mittelwert von 0,37 Euro/kWh wird im Modell betrachtet.

Bei dem Betrieb der Wasserstoff-Brennstoffzelle werden keine Emissionen freigesetzt und damit keine externen Effekte verursacht. Die mit Erdgas betriebenen Brennstoffzellen sind im Modell mit ihren jeweiligen Emissionsfaktoren abgebildet. Damit werden die emissionspezifischen externen Kosten der Tabelle 27 miteinbezogen.

Tabelle 27: Wesentliche Emissionen und externe Kosten für die Herstellung von SOFC-Brennstoffzellen

| Emissionen | Emissionen pro System (100 kW) [kg] | Emissionen pro Anlage (200 MW) [t] | Produktions-spezifische Emissionen [t/(MWh.a)]* | Spezifische externe Kosten [Euro/t] | Produktions-spezifische externe Kosten [Euro/kWh] |
|------------------|-------------------------------------|------------------------------------|---|-------------------------------------|---|
| CO ₂ | 134.000 | 268.000 | 3,8286 | 18 – 46 | 0,069-0,176 |
| CH ₄ | 234,6 | 469 | 0,0067 | 18 – 46 | 0,000 |
| N ₂ O | 3,5 | 7 | 0,0001 | 18 – 46 | 0,000 |
| SO ₂ | 626 | 1.252 | 0,0179 | 8900 | 0,159 |
| NO _x | 265 | 530 | 0,0076 | 14600 | 0,111 |
| Partikel | 52 | 104 | 0,0015 | 6100 | 0,009 |
| | | | | SUMME | 0,279-0,455 |

* (7000 h/a, 20 Jahre)

Für erdgasbetriebene Brennstoffzellen kommen zu den in Tabelle 27 dargestellten externen Kosten weitere Kosten für die Extraktion, Verflüssigung und Transport des Erdgases. Die akkumulierten Emissionen für diese drei Phasen erreichen 95 g/kWh für CO₂, 0,15 g/kWh für NO_x, 0,06 g/kWh für SO₂ und 3,60 g/kWh für CH₄. Die entsprechenden zusätzlichen externen Kosten erreichen 0,006 Euro/kWh. Ein Mittelwert von 0,37 Euro/kWh wird für die externen Kosten der erdgasbetriebenen Brennstoffzellen im Modell eingesetzt.

8.7 Großwasserkraftwerke in Frankreich

8.7.1 Bestehende Großwasserkraftwerke in Frankreich

Die hydroelektrischen Anlagen stellen die zweitgrößte Quelle der Elektrizitätsproduktion in Frankreich dar (ca. 15 % der gesamten Produktion mit einer jährlichen durchschnittlichen Produktion von ca.

70 TWh). Die installierte Kapazität beträgt 25 GW, was 22 % der gesamten installierten Kapazität entspricht²³⁷. Die verschiedenen hydroelektrischen Anlagen werden in vier Kategorien unterteilt: Laufwasserkraftwerke, „kurzfristige Speicherkraftwerke“, Stauseen („langfristige“ Speicherkraftwerke) und Pumpspeicherkraftwerke²³⁸. Zwischen 2.500 und 3.000 Anlagen werden in Frankreich betrieben, aber die meisten kleinen Wasserkraftwerke (weniger als 50 MW) werden in nationaler Statistik nicht betrachtet. Die verzeichneten kleinen Wasserkraftwerke erzeugen ca. 5 TWh/a mit einer installierten Kapazität von 1,2 GW.

Hydroelektrizität bietet die Möglichkeit an, Wasser zu speichern, die Produktion kann sehr schnell gestartet werden (Pumpspeicher Lagerung, kurzfristige Speicherkraftwerke, Stauseen). Wasserkraftwerke spielen deshalb eine besonders wichtige Rolle im Elektrizitätsproduktionssystem, um das saisonale und das momentane Gleichgewicht der Produktion und Verbrauchs zu sichern. Laufwasserkraftwerke werden im Grundlastbereich genutzt. Die Produktion ändert sich in erster Linie nach meteorologischen Bedingungen, die das Wasserniveau beeinflussen. Tabelle 28 zeigt die Kapazität und die Elektrizitätsproduktion der Großwasserkraftwerke Frankreichs im Jahr 2000.

Tabelle 28: Großwasserkraftwerke: Installierte Kapazität und Stromproduktion im Jahr 2000²³⁹

| Installation | Kapazität [GW] | Produktion [TWh] | Anteil der hydroelektrischen Produktion [%] | Anteil der gesamten französischen Produktion [%] |
|---------------------------------|----------------|------------------|---|--|
| Laufwasserkraftwerk | 7,5 | 37,3 | 51,8 | 7,2 |
| Pumpspeicher | 4,3 | 4,8 | 6,7 | 0,9 |
| Kurzfristiges Speicherkraftwerk | 4,3 | 13,4 | 18,6 | 2,6 |
| Stausee | 9,3 | 16,5 | 22,9 | 3,2 |
| SUMME | 25,4 | 72,0 | 100 | 13,9 |

8.7.2 Investitionsoptionen im hydroelektrischen Kraftwerkspark

Die für große Installationen günstigen Standorte sind praktisch ganz ausgenutzt. Kleinwasserkraftwerke haben ein beschränktes Wachstumspotenzial. Das Gesamtpotenzial liegt bei ca. 1000 MW an Kleinwasserkraftwerken, die nach ADEME in Frankreich installiert werden können. Die installierte Kapazität beträgt im Jahr 2000 schon 914 MW.

Mit Rücksicht auf die aktuelle Situation wird sich die Entwicklung künftiger Kleinwasserprojekte in Frankreich auf die Reaktivierung von existierenden Anlagen konzentrieren müssen. Da 85 % der Standorte bereits besetzt sind, bilden die Reaktivierung und Modernisierung von älteren Anlagen das Hauptarbeitsgebiet. Da dieses Potenzial eher beschränkt ist, wurde es in dieser Studie nicht betrachtet²⁴⁰.

Die Anhebung des minimalen natürlichen Wasserflusses in Flüssen wird zur Reduzierung der Produktion in Laufwasserkraftwerke zwischen 1,5 zu 3 TWh führen. Dennoch wurde diese Neben-

²³⁷ [RTE 2002]

²³⁸ Die Anlagen sind nach ihrer Beckenfüllzeit klassifiziert: Laufwasserkraftwerke: <2 Stunden, kurzfristige Speicherkraftwerke: zwischen 2 und 400 Stunden, Stausee: > 400 Stunden.

²³⁹ [RTE 2001]

²⁴⁰ [Rentz et al. 2003]

bedingung in dieser Arbeit nicht in Betracht gezogen²⁴¹. Des Weiteren wird angenommen, dass die existierenden Kraftwerke während der ganzen Analyseperiode in Betrieb bleiben. Einige Anlage werden vermutlich in der Realität nachgerüstet („retrofitted“) werden. Die entsprechenden Investitionen werden hier jedoch vernachlässigt.

8.7.3 Externe Kosten der hydroelektrischen Kraftwerke

Für die hydroelektrischen Kraftwerke wurden folgende externen Effekte im ExternE-Projekt betrachtet²⁴²:

- Auswirkungen auf die Gesundheit des Betriebspersonals;
- Arbeitsvorteile und lokale ökonomische positive Wirkungen;
- Einflüsse von Übertragungsleitungen auf Vogel-Bevölkerungen;
- Beschädigungen von privaten Gütern (Forstwirtschaft, Landwirtschaft, Wasserversorgung)
- Umweltschäden an Waren und kulturellen Gegenständen.

Externe Kosten der Hydroelektrizität sind stark abhängig vom Implementierungsstandort. Große Staudämme können komplexe Nebeneffekte auf Landschaft und Ökosysteme auslösen (u.a. direkte Verluste von Landflächen und ihren Ökosystemen, Emissionen von Treibhausgasen durch den Abbau von Biomasse). Die Kosten durch Landschaftszerstörung oder Lärmauswirkungen sind sehr standortspezifisch. In einigen Anlagen sind die Vorteile eines Dammes so wichtig, dass die Nettokosten der Beschädigung negativ werden können. [Rabl et al. 2001] schätzen die externen Kosten von Wasserkraftwerken auf zwischen 0,04 und 0,74 Cent/Kilowattstunde (durchschnittlicher Wert: 0,39 Cent/Kilowattstunde).

8.8 Erneuerbare Energien

8.8.1 Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Frankreich

Ohne Berücksichtigung von Großwasserkraftwerken ist der Anteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Frankreich gering. Im Jahr 2000 wurden etwa 4 TWh_{el} auf der Basis von erneuerbaren Energien produziert (vgl. Tabelle 29), was weniger als 0,6 % der gesamten Stromproduktion ist. Frankreich hat aber eine günstige Situation bezüglich erneuerbarer Energien: Hydroelektrische Ressourcen (vgl. Kapitel 8.7), eines der größten Wald- und eines der größten Windpotenziale in Europa.

²⁴¹ [RTE 2003]

²⁴² [Sparado et al. 1998, S. 34]

Tabelle 29: Strukturen der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Frankreich, 2000 (ohne DOM²⁴³)

| Erneuerbare Ressource | Strom (2000) | Strom (2001) | Strom (2002) |
|---|--------------|--------------|--------------|
| | [GWh] | [GWh] | [GWh] |
| Windkraft (ans Netz angeschlossen) | 76 | 123 | 264 |
| Photovoltaik (ans Netz angeschlossen) | 1 | 1 | 1 |
| Photovoltaik (nicht ans Netz angeschlossen) | 4 | 4 | 5 |
| Abfälle | 2.041 | 2.332 | 2.464 |
| Holz und Holzabfälle (inkl. Kraft-Wärme-Kopplung) | 1.355 | 1.273 | 1.324 |
| Biogas (inkl. Kraft-Wärme-Kopplung) | 321 | 349 | 406 |
| SUMME | 3.798 | 4.082 | 4.464 |

Neben Wasserkraftwerken sind feste Abfälle und Holz die beiden am meisten genutzten erneuerbaren Energiequellen. Abfälle (hauptsächlich Hausabfälle) werden in KWK-Anlagen von Müllverbrennungsanlagen zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt. Die Produktion in Windkraftwerken ist noch marginal, zeigt aber ein ständiges Wachstum. Die installierte Windkraftkapazität erreichte ca. 214 MW, 341 GWh im Jahr 2003 (2000: 80 MW, ca.100 GWh)²⁴⁴.

8.8.2 Potenzial und Investitionsoptionen für erneuerbare Energiequellen in Frankreich

Tabelle 30 zeigt die Ziele für Frankreich im Rahmen der Direktive vom 27 September 2001 zur Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Es ist festzustellen, dass Frankreich heute noch weit von seinen Zielen entfernt ist.

Tabelle 30: Ziele hinsichtlich der installierten Kraftwerkskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien bis 2010 in Frankreich

| Kraftwerkstyp | Nach der Direktive vom 27. September 2001 zwischen 1997 und 2010 zu installierende Kapazität | Zwischen 1997 und 2001 installierte Kapazität |
|-----------------------|--|---|
| Windkraftwerke | 14 000 MW | 80 MW |
| Biomassekraftwerke | 1 000 MW | nicht signifikativ |
| Kleinwasserkraftwerke | 1 000 MW | weniger als 50 MW |
| Photovoltaikanlagen | 150 MW | 8 MW |
| Geothermiekraftwerke | 150 MW | 0 MW |

²⁴³ [DGEMP 2004]

²⁴⁴ [DGEMP 2004]

Windenergie

Das theoretische Potenzial für Off-Shore-Installationen in Frankreich liegt bei ca. 30.000 MW mit einer entsprechenden Produktion von 90 TWh/a (Entfernung von der Küste weniger als 30 km und Meerestiefe kleiner als 30 m). Das On-Shore-Potenzial beträgt ca. 30.000 MW mit einer geschätzten entsprechenden Produktion von 66 TWh/a (auf 10 % der Landoberfläche, wo die durchschnittliche Windgeschwindigkeit größer als 6 m/s ist)²⁴⁵. ADEME schätzte das technisch realisierbare Potenzial an geeigneten Gebieten wie folgt ein:

- 10.800 MW On-Shore für 26,5 TWh/a in den Regionen Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, Corse, Finistère,
- 9.125 MW Off-Shore für 30,1 TWh/a in den Regionen Languedoc-Roussillon, Bretagne, Manche, Nord Pas de Calais²⁴⁶.

Das unter Berücksichtigung technischer und ökologischer Begrenzungen durch das Institut EED (Espace Eolien Développement) geschätzte realisierbare Potenzial wird in Tabelle 31 gezeigt.

Tabelle 31: Durch EED (Espace Eolien Développement) geschätztes realisierbares Potenzial für Windenergie in Frankreich²⁴⁷

| | Kapazität [MW] | Produktion [TWh/a] | Anzahl der Anlagen ²⁴⁸ | Genutzte Fläche [km²] |
|--------------|-----------------------|---------------------------|--|---|
| On-Shore | 11.197 | 29,47 | 7.466 | 1.400 |
| Off-Shore | 6.465 | 21,66 | 1.292 | 808 |
| SUMME | 17.662 | 51,13 | 8.758 | 2.208 |

In das Modell werden On-Shore- und Off-Shore-Optionen integriert. Technische und ökonomische Eigenschaften der Installationen sind in Tabelle 32 für das Jahr 2010 beschrieben. ADEME²⁴⁹ erwartet, dass die Investitionen pro Kilowatt für Off-Shore-Installationen beginnend mit einem Wert von 1.675 Euro/kW im Jahr 2002 um 2 % pro Jahr bis 2010 und dann 1,5 % pro Jahr von 2011 bis 2030 abnehmen werden. Der Wert 1.675 Euro/kW entspricht den Kosten der dänischen Anlage in Horn Rev (160 MW Off-Shore-Park). In [WM-BW 2001, S. 44] werden die durchschnittlichen Investitionen für On-Shore-Windkraftwerke auf ca. 1.100 Euro/Kilowatt geschätzt. Wie weit die Investitionen sinken werden, ist strittig, da mit wachsender Windkraftwerkskapazität die Anforderungen an bessere Materialien und kompliziertere Herstellungsprozesse steigen könnten. Für On-Shore-Anlagen wird eine Abnahme der Investition um 1 % pro Jahr angenommen.

Investitionen für die Erweiterung des Stromnetzes, um durch dezentralisierte Windkraftwerke erzeugte Elektrizität aufnehmen zu können, werden in dieser Arbeit nicht in Betracht gezogen. RTE (Réseau de Transport Electrique) schätzt diese Kosten auf ca. 3.3 Milliarden Euro für eine Kapazität von 14 GW²⁵⁰.

²⁴⁵ [EC 1994], [ADEME 2003]

²⁴⁶ [MEFI 2002b, S. 57]

²⁴⁷ [EED 1998]

²⁴⁸ On-Shore: 1.5 MW per Anlage, Durchmesser: 70 m, Off-Shore: 5 MW per Anlage, Durchmesser: 110 m

²⁴⁹ [ADEME 2003]

²⁵⁰ [MEFI 2002b, S. 57]

Biomasse, Abfälle und Biogas

Das Potenzial für Biomassennutzung in Frankreich ist bedeutend. Die energetische Verwertung dieser erneuerbaren Quellen kann in der Wärme- und Elektrizitätsproduktion erfolgen. Dennoch ist die Verwertung in der Elektrizitätsproduktion noch marginal, und die Wärmeproduktion wird bis jetzt in Frankreich bevorzugt. Die Regierung unterstützt die Nutzung von Biomasse zur Wärmeproduktion in Förderprogrammen wie "Plan Bois-énergie Développement Local" (implementiert im Jahr 1994) und "Bois-Energie 2000-2006" (implementiert im Jahr 2000). In dieser Arbeit werden Holz beziehungsweise Holzabfälle als einzige Biomassebrennstoffe in Betracht gezogen. Holzkraftwerke für eine zentralisierte Elektrizitätsproduktion werden in das Modell integriert. Zwei Investitionsalternativen mit einer direkten Holzverbrennung für die Elektrizitätsproduktion ab 2010 bzw. 2020 sind vorhanden (vgl. Tabelle 32). Eine weitere Option, die eine Biomassevergasung beinhaltet, kann ab 2010 in der Stromproduktion beteiligt werden. Ein Vorteil dieser Technologie ist ein besserer Wirkungsgrad. Die betrachteten Holzpreise liegen bei 4,3 Euro/GJ²⁵¹. Sie sind völlig unabhängig von der Holzsorte und –herkunft. Wenn Holzabfälle berücksichtigt werden, können niedrigere Preise erreicht werden. Es wurde angenommen, dass die Holzpreise konstant bleiben.

Biogaskraftwerke wurden nicht in das Modell integriert. Der Anteil von aus Abfällen erzeugter Elektrizität wird zwar wachsen, aber dennoch gering bleiben. Des Weiteren ist die Verbrennung von Abfällen mit CO₂-, NO_x- und SO₂-Emissionen verbunden.

Geothermie

Zur Stromerzeugung werden im Modell Hot Dry Rock Systeme berücksichtigt²⁵². Weitere geothermische Technologien sind vorhanden oder in Entwicklung und konzentrieren sich auf eine Wärme- und/oder Stromproduktion. Beispiele von Projekten und Anlagen sind in [Kaltschmitt et al. 2002] vorgestellt.

Im Jahr 1987 ist in Soultz-sous-Forêts (Elsass) ein europäisches Programm zur Tiefengeothermie gestartet worden (Deep Geothermal Energy Program). Das Prinzip der Tiefengeothermietechnologie ist, die in beträchtlicher Tiefe in heißen zerbrochenen Felsen enthaltene Energie (Hot Dry Rock (HDR) / Hot Fractured Rock (HFR) Technologie, Temperatur > 180 °C) herauszuziehen. Nach den vielversprechenden Ergebnissen folgte ein 3-jähriges europäisches HDR/HFR-Programm in Soultz, das im Sommer 2001 anfang. Dieses Programm ist die erste Phase zum Aufbau und zur Prüfung einer wissenschaftlichen HDR/HFR-Versuchsanlage. Zwei weitere tiefere Bohrlöcher bis in eine Tiefe von 5000 m sollen realisiert werden. Damit soll die Anlage es erlauben, in großem Maßstab eine umfangreiche Simulation der tiefen Quellen zu erreichen. Die wissenschaftliche Versuchsanlage soll bis 2006 zwischen 30 und 50 MW Wärme mit einer Temperatur von ca. 200 °C (entspricht 4 bis 6 MW elektrisch) auf der Basis eines zentralen Kreislaufes und zwei benachbarten Produktionsbohrlöchern erzeugen²⁵³. Die weiteren Planungen sehen den Ausbau bis auf eine elektrische Leistung von 25 MW vor.

Die Entwicklung der Geothermie wird durch die mit unbrauchbaren Bohrungen eng verbundenen Verluste erschwert. Eine auf dieser Technologie basierende Investitionsoption wird in das Modell integriert. Das für Frankreich veranschlagte Gesamtpotenzial entspricht einer Produktion von 100 TWh/a (installierte elektrische Kapazität von ca. 14.000 MW)²⁵⁴.

²⁵¹ [Rentz et al. 2001b]

²⁵² [Saadat et al. 2001]

²⁵³ [EEIG 2003]

²⁵⁴ [ADEME 2003]

Photovoltaik

Das theoretische Potenzial für Photovoltaik ist bedeutend. Die gesamte Dachoberfläche in Frankreich beträgt ca. 10.000 km², was einer gesamten Stromproduktion von 1000 TWh/a entsprechen würde. Dennoch ist die Produktion von Elektrizität aus Sonnenenergie heute wegen der relativ hohen Kosten der Installationen und ihrer geringen jährlichen Verfügbarkeit niedrig. Das für Frankreich veranschlagte Gesamtpotenzial entspricht einer Produktion, die, nach der Einschätzung von [ADEME 2003] angefangen von 4 GWh im Jahr 2000 um 25 % pro Jahr wachsen wird. Die heute meist verbreitete Technik beruht auf photovoltaischen Sonnenkollektoren. ADEME erwartet, dass die Investitionen für photovoltaische Installationen bis 2010 um 5 % pro Jahr abnehmen werden (7.000 Euro/kW im Jahr 2002). Die Abnahme soll sich alle 5 Jahre um 0,5 Punkte reduzieren und bei ungefähr 3 % pro Jahr zwischen 2026 und 2030 stabilisieren. Die in das Modell integrierten Anlagen folgen dieser Investitionsentwicklung.

Tabelle 32 fasst die Eigenschaften der ausgewählten Investitionsoptionen für die Stromerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energien zusammen.

Tabelle 32: Investitionsoptionen für erneuerbare Energien²⁵⁵

| Option | Referenzkapazität [MW] | Nettowirkungsgrad | Verfügbarkeit | Investition [Euro/kW] | Fixe Kosten [Euro/(kW.a)] | Variable Kosten [Euro/MWh] |
|--|------------------------|-------------------|---------------|-----------------------|---------------------------|----------------------------|
| Wind – On-Shore (2010) | 1,5 | 100 % | 0,15 | 884 | 18,8 | 0,012 |
| Wind – Off-Shore (2020) | 3 | 100 % | 0,4 | 1.300 | 18,8 | 0,012 |
| Biomasse (direkte Holzfeuerung, 2010) | 20 | 35 % | 0,7 | 2.650 | 43 | 0,390 |
| Biomasse (direkte Holzfeuerung, 2020) | 100 | 35 % | 0,7 | 1.790 | 41 | 0,390 |
| Biomasse (Holz mit int. Vergasung, 2015) | 100 | 38 % | 0,7 | 2.800 | 48 | 1,220 |
| Geothermie (2020) | 100 | 30 % | 0,9 | 3.470 | 139 | 0,01 |
| Photovoltaik (2010) | 0,001 | 15 % | 0,13 | 4.207 | 42 | 0,001 |

8.8.3 Flächeninanspruchnahme

Wind

Die Fundamentfläche der Windkraftanlagen (Windkraftkonverter) liegt bei ca. 6 bis 8 m². Wenn man den Abstand zwischen den Windrädern in einem Windpark berücksichtigt, wird eine Gesamtfläche von ca. 14 ha pro Windkraftkonverter benötigt. Diese Fläche kann aber mit ihrer ursprünglichen Nutzungsart weiterverwendet werden (z.B. Wald, Ackerbau). Es wird deshalb in dieser Arbeit nur die Fläche für das Fundament berücksichtigt. Entsprechend den Daten zu den anderen Kraftwerkstypen, wird die Zufahrtstraße zu der Anlage nicht mitberechnet²⁵⁶.

Biomasse und Geothermie

²⁵⁵ [Fritsche et al. 1999], [WM-BW 2001]

²⁵⁶ [WM-BW 2001]

Bei diesen beiden Technologien wird eine ähnliche Flächeanspruchnahme wie bei fossil befeuerten Kraftwerken im Modell berücksichtigt. Bei Geothermie wird ein Wert von $50 \text{ m}^2/\text{MW}$ (ähnlich wie GuD-Kraftwerke) und bei Holzkraftwerken von $280 \text{ m}^2/\text{MW}$ (ähnlich wie Kohlekraftwerke) angenommen.

Photovoltaik

Der größte Teil der notwendigen Fläche für eine photovoltaische Anlage konzentriert sich auf dem Solar-Panel. Es wird hier berücksichtigt, dass Dachfläche für diesen Zweck genutzt wird und deshalb die im Modell betrachtete Fläche auf null gesetzt.

8.8.4 Eingesetztes Personal

Bei Windkraftwerken müssen während des Betriebs vorwiegend Wartungs- und Reparaturarbeiten erledigt werden. In [Pffaffenberger et al. 2003] wird ein Betriebseffekt von rund 0,7 Personenjahren Vollzeitbeschäftigung für eine 1.200 kW-Windkraftanlage berechnet, was ca. 0,6 Personen/MW entspricht. In Biomasse- und Geothermiekraftwerken wird ein ähnlicher Personalbedarf wie bei GuD-Anlagen im Modell berücksichtigt (0,2-0,3 Person/MW).

Bei photovoltaischen Anlage wird auch Personal für die Wartungs- und Reparaturarbeiten der Anlage erforderlich. Der Einsatz über das Jahr ist allerdings sehr gering. Es wird deshalb kein Betriebspersonal im Modell für diese Technologie berücksichtigt.

8.8.5 Externe Kosten von erneuerbaren Energien

Die Effekte der erneuerbaren Energienutzung sind stark von der Technologie und von den lokalen Bedingungen für die Implementierung jeder Kraftstoffkette abhängig.

Wind

Für Windenergie wurden folgende Effekte im Rahmen des ExternE-Projektes identifiziert:

- Unfälle, die die Öffentlichkeit und / oder Arbeiter betreffen;
- optische Beeinträchtigung des Landschaftsbildes;
- Beeinträchtigung durch Lärm;
- Beeinträchtigung durch atmosphärische Emissionen verbunden mit der Herstellung und dem Aufbau der Turbinen und der Anlagenwartung.

Tabelle 34 zeigt die in [Rabl et al. 2001] eingeschätzten betrachteten externen Kosten für Windenergie. Unfälle, die die Öffentlichkeit bzw. Arbeiter betreffen, werden vernachlässigt. Die externen Kosten für Windenergie sind sehr vom Standort abhängig.

Tabelle 33: Externe Kosten der Windenergie

| | Stromproduktion | Vor- und nachgeschaltete Prozesse | | SUMME |
|------|-----------------|-----------------------------------|------------|-------------|
| | [Cent/kWh] | Annehmlichkeit | Gesundheit | |
| Wind | 0,05 | 0,06 | 0,02 | 0,13 |

Biomasse

Die externen Kosten von Biomassekraftwerken beruhen auf [Sparado et al. 1998, S. 72], wo angenommen wird, dass die eingesetzte Biomasse Pappelholz, angebaut in kurzer intensiver Rotationskultur, ist. Es wird angenommen, dass die Kessel- und Flugaschen der Kultur als Dünger zurückgebracht werden können. Die wesentlichen externen Effekte sind:

- Effekte von atmosphärischen Emissionen durch das zu Holzanbau und -ernte eingesetzte landwirtschaftliche Material, durch den Holztransport bis zum Kraftwerk und durch den Aschetransport;
- Effekte von atmosphärischen Emissionen bei der Elektrizitätsproduktion.

Die Effekte der Holzproduktion hängen vom alternativen Gebrauch des landwirtschaftlichen Bodens und der Dose-Response-Funktion von Pestiziden und Düngern ab. In der Studie von [Sparado et al. 1998] nimmt die Holzproduktion den Platz einer Getreideproduktion ein. Da die Holzproduktion weniger Schädlingsbekämpfungsmittel und Dünger braucht, wurde angenommen, dass sich die entsprechenden Effekte reduzieren.

Die Nutzung anderer Biomasse (Forstwirtschaft, Gartenabfälle, usw.) ebenso wie die geographische Lage der Holzproduktion und des Kraftwerks beeinflussen die externen Kosten: Die vor- und nachgeschaltete Prozesse können verschieden sein und die externen Kosten könnten sich deshalb entsprechend ändern. Dennoch wurde der von [Sparado et al. 1998] geschätzte Wert in dieser Studie gewählt: 0,29 Cent/kWh für vor- und nachgeschaltete Prozesse. Im Modell werden die externen Effekte von atmosphärischen Emissionen durch die Elektrizitätsproduktion entsprechend Tabelle 24 angenommen.

Photovoltaik

Der größte Teil der externen Kosten von Photovoltaikanlagen fällt in die Herstellung der Installationen an, wo Schadstoffe emittiert werden. Sie werden auf ca. 0,28 Cent/kWh geschätzt²⁵⁷. Dieser Wert hängt von den Herstellungsbedingungen der Anlage, insbesondere der photovoltaischen Zellen ab.

Geothermie

Externe Kosten von geothermischen Anlagen wurden in der ExternE-Studie nicht geschätzt. Die durch diese Technologie verursachten Schäden sind hauptsächlich mit dem Aufbau der Anlage verbunden, der die Bohrungen einschließt. [Kaltschmitt et al. 2002] machen eine Umweltanalyse auf der Grundlage einer Ökobilanz für die Geothermie. Die Umweltauswirkungen der eigentlichen Energieumwandlung aber auch aller vor- und nachgelagerten Prozessstufen (Brennstoffgewinnung, Transport, Entsorgung) werden betrachtet. Die Referenzanlage hat eine Leistung von 850 kW, einen elektrischen Nettonutzungsgrad von 11 % (7.500h/a über 30 Jahre) und liegt im Oberrheingraben.

²⁵⁷ [Rabl et al. 2001]

Tabelle 34 gibt die wesentlichen untersuchten Umweltbelastungen (Klimawandel, Versauerung) bei einer reinen Stromerzeugung an. Bei einer Kraft-Wärme-Kopplung können diese spezifischen Belastungen zwischen 3 und 4 Mal geringer sein, da sie auf die beiden Produkte Wärme und Strom aufgeteilt werden. Der Primärenergieverbrauch liegt bei 775 GJ/GWh Strom.

Tabelle 34: Schätzung der externen Kosten der Geothermie

| Umweltbelastung | Menge ²⁵⁸ | Spezifische Kosten | Externe Kosten [Cent/kWh] |
|------------------------------|----------------------|--------------------|---------------------------|
| CO ₂ -Äquivalente | 59 t/GWh | 18 – 46 Euro/t | 0,11 – 0,27 |
| SO ₂ -Äquivalente | 324 kg/GWh | 8900 Euro/t | 0,29 |
| SUMME | | | 0,40 – 0,56 |

Die im Modell eingesetzten Geothermieranlagen erreichen ab 2020 einen Nettowirkungsgrad von 30 % (gleiche Lebensdauer). Damit werden die für die Untersuchung verwendeten externen Kosten um diesen Wirkungsgrad korrigiert. Ein Mittelwert von 0,18 Cent/kWh wird angenommen.

8.9 Die Energienachfrageseite in Frankreich

8.9.1 Nationale Energienachfrage

Zwischen dem Anfang der siebziger Jahre und heute hat sich die nationale Stromnachfrage mehr als verdoppelt. Diese Entwicklung lässt sich mit dem Wachstum der Bevölkerung, der Entwicklung der Industrie und der Änderung der Bedürfnisse und des Lebensstandards erklären. Durch effizientere Prozesse und den Einsatz von Energiesparmaßnahmen konnte diese Steigerung teilweise kompensiert werden. Tabelle 35 zeigt die Entwicklung der Energienachfrage in Frankreich zwischen 1973 und 2001 aufgeteilt nach Sektoren.

Tabelle 35: Energienachfrage in Frankreich zwischen 1973 und 2001 aufgeteilt nach Sektoren²⁵⁹

| | 1973 | 1979 | 1985 | 1990 | 1995 | 1999 | 2000 | 2001 |
|----------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Eisen- und Stahlindustrie | 12 | 13 | 10 | 11 | 10 | 11 | 11 | 11 |
| Industrie | 72 | 83 | 87 | 105 | 114 | 125 | 126 | 129 |
| Haushalt - Tertiäre ¹ | 59 | 103 | 148 | 176 | 208 | 235 | 244 | 247 |
| Landwirtschaft | 1 | 2 | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Transport | 6 | 7 | 7 | 8 | 9 | 10 | 10 | 11 |
| SUMME¹ | 151 | 206 | 253 | 302 | 344 | 384 | 394 | 401 |

1 Mit den Klimabedingungen korrigiert

Ohne Korrektur der Klimabedingungen erreichte der nationale Elektrizitätsverbrauch ca. 440 TWh im Jahr 2000 und ist um mehr als 25 % zwischen 1990 und 2000 gewachsen. Die Industrie ist heute der Hauptelektrizitätsverbraucher mit ca. 35 % der Gesamtnachfrage. Sie wird von den Haushalten und dem tertiären Sektor gefolgt.

²⁵⁸ [Kaltschmitt et al. 2002]

²⁵⁹ [MEFI 2002e, S. 21]

Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage ist auf der Grundlage von verschiedenen Szenarien diverser Studien geschätzt worden²⁶⁰. Auf der Grundlage von diesen Studien ist die Nachfrageentwicklung pro Sektor in Tabelle 36 dargestellt. Das Nachfragewachstum in den verschiedenen Sektoren wurde als gleichbleibend angenommen. Es entspricht einer "business as usual"-Entwicklung, bei der keine zusätzlichen Energiesparmaßnahmen auf der Nachfrageseite realisiert werden.

Tabelle 36: Entwicklung der Stromnachfrage in Frankreich zwischen 2000 and 2030 aufgeteilt nach Sektoren

| Sektor ²⁶¹ | 2000 [TWh] | 2005 [TWh] | 2010 [TWh] | 2020 [TWh] | 2030 [TWh] |
|-----------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Dienstleistungen + Landwirtschaft | 146 | 151 | 163 | 179 | 195 |
| Transport | 9 | 10 | 10 | 11 | 13 |
| Haushalte | 127 | 131 | 142 | 156 | 170 |
| Industrie | 158 | 162 | 176 | 193 | 211 |
| SUMME | 440 | 454 | 491 | 539 | 589 |

Bemerkungen:

- Landwirtschaft und Dienstleistungen sind wegen der von EDF zur Verfügung gestellten Daten über die Laständerungskurven für die verschiedenen Sektoren zusammengefasst.
- Die Netzwerkverluste wurden auf 3 % der gesamten nationalen Produktion geschätzt, und es wurde angenommen, dass sie auch zwischen 2000 und 2030 in dieser Höhe liegen.

Laständerungskurven wurden für die vier Sektoren für vier Jahreszeiten (Frühling, Sommer, Herbst, Winter) und zwei typische Tage (Werktag und Feiertag/Wochenende) auf der Grundlage von Daten von EDF definiert. Von dieser Auswahl ergeben sich 8 verschiedene typische Lastkurven, welche erlauben, die jährliche Veränderung der Nachfrage für die verschiedenen Sektore zu modellieren.

8.9.2 Energiesparmaßnahmen

Unter Energiesparmaßnahme versteht man alle Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs und zur optimalen Nutzung der Energie. Energiesparmaßnahmen wurden im Modell für Haushalte, Dienstleistungen und Industrie eingeführt.

8.9.2.1 Energiesparmaßnahmen in Haushalten

Der Haushaltssektor ist ziemlich homogen: Die elektrische Ausrüstung ist in den verschiedenen Haushalten ähnlich. Die Stromsparmaßnahmen im Haushaltsbereich konzentrieren auf eine effizientere Nutzung des Stroms, ohne den Komfort des Nutzers zu mindern. Die wesentlichen Maßnahmen sind der Einsatz von effizienten elektrischen Geräten, die rationelle Nutzung der bestehenden Ausstattung und die Anpassung des Verhaltens der Nutzer. Der durchschnittliche Stromverbrauch in einem typischen französischen Haushalt verteilt sich wie in Abbildung 5 dargestellt. Elektrische Hauptverbraucher sind Kühlschränke sowie Gefrierschränke und -truhen gefolgt von

²⁶⁰ [Charpin et al. 2000], [MEFI 2002b], [EURELECTRIC 2002

²⁶¹ Industrie : ohne Landwirtschaft; Transport: : nur Schienentransport ; Dienstleistungen + Landwirtschaft: außer Schienentransport

Trocknern, Geschirrspülmaschinen und Beleuchtungen. In den letzten 20 Jahren wurde der Elektrizitätsverbrauch in den Haushalten durch die Einführung von Energieverbrauchsnormen stark reduziert (z.B. -30 % für Kühlschränke und -62 % für Waschmaschinen)²⁶².

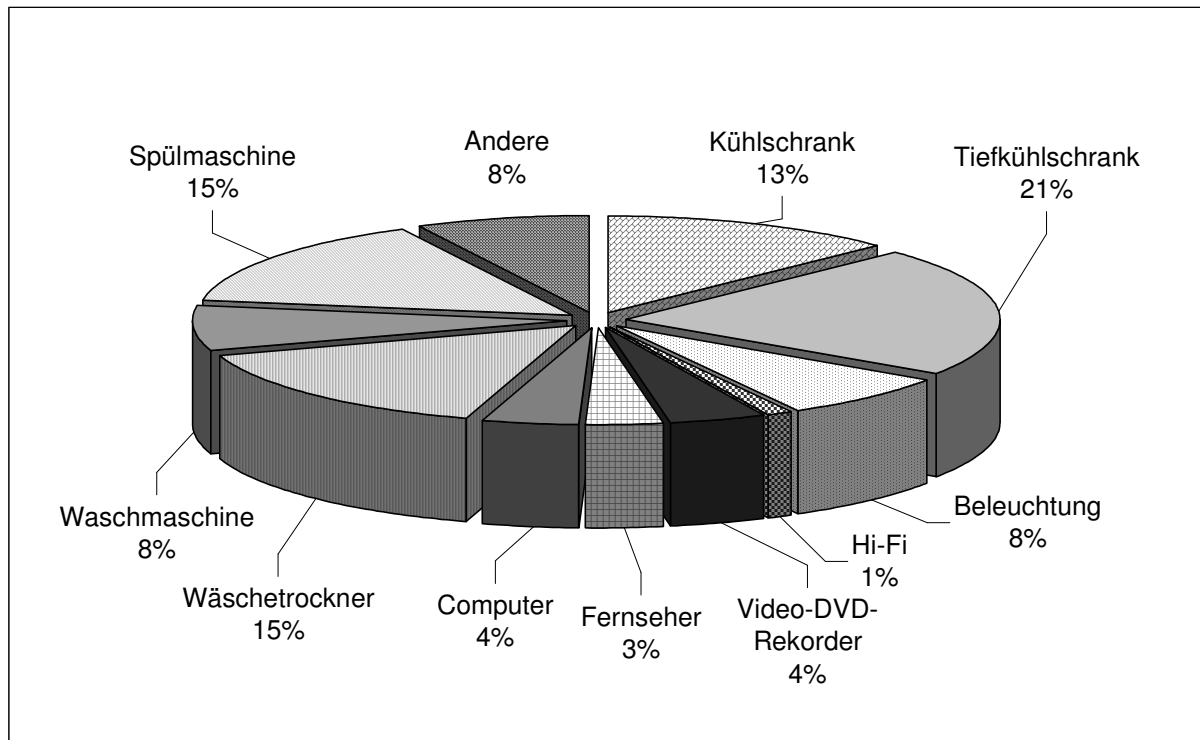


Abbildung 5: Verteilung des Stromverbrauchs nach Geräten in Haushalten²⁶³

Im Rahmen des europäischen Programms SAVE und des Projektes ECODROME²⁶⁴ wurden die Stromeinsparpotenziale im Haushaltsbereich geschätzt. Das höchste Potenzial liegt in dem Einsatz von effizienteren Geräten (insbesondere Kühl- und Tiefkühlschränke), im Ersatz von Glühbirnen durch Niedrigenergielampen (z.B. Typ HBI) bei der Beleuchtung und dem Vermeiden des Stand-By-Betriebs bei verschiedenen Geräten (im wesentlichen Fernseher und Hi-Fi-Anlagen). Diese Studie wurde 1998 durchgeführt und die Effizienz der elektrischen Geräte im Haushalt konnte durch eine autonome Entwicklung seitdem verbessert werden (Verbot des Verkaufs von Geräten der Energieklassen E, F, G, Ersatz von alten uneffizienten Geräten). Mit der Hypothese einer weiteren Effizienzsteigerung und Verhaltensänderung in den Haushalten durch Informationskampagnen wurde im Rahmen dieser Arbeit das in [Sidler 1998] berechnete Sparpotenzial angenommen. Tabelle 38 zeigt das Stromeinsparpotenzial durch die oben genannten Maßnahmen im Haushaltsbereich in Frankreich.

²⁶² [Couture et al. 2003]

²⁶³ [ADEME 2000]

²⁶⁴ [Sidler 1998]

Tabelle 37: Stromeinsparpotenzial im Haushaltsbereich in Frankreich

| Elektrogerät | Durchschnittliche Einsparung pro Haushalt [kWh/a] | Nationales Einsparpotenzial [TWh/a] |
|---------------------------------------|---|-------------------------------------|
| Kühl- und Tiefkühlschrank | 725 | 12,0 |
| Beleuchtung | 340 | 7,72 |
| Heizung | 227 | 1,21 |
| Videorekorder | 118 | 1,75 |
| Decoder Pay-TV | 96 | 0,48 |
| Empfangsanlage Satellitenfernsehen | 95 | 0,95 |
| Waschmaschine | 70 | 1,42 |
| Trockner | 56 | 0,22 |
| TV (Stand-by) | 0-145 durchschnittlich 21 | 0,67 |
| SUMME | 1727-1872 | 26,42 |

Einige Sparmaßnahmen sind mit zusätzlichen Kosten verbunden (beispielsweise kann ein effizienteres Gerät teurer sein, obwohl diese Tendenz nicht immer festgestellt werden kann). Andere dagegen sind mit keinen weiteren Kosten verbunden und hängen nur vom Verhalten des Nutzers ab.

Die im Rahmen dieser Arbeit berücksichtigten Sparmaßnahmen konzentrieren sich auf den Einsatz effizienterer Kühl- und Tiefkühlschränke und Beleuchtungen sowie das Vermeiden vom Stand-By-Betrieb. Für Kühlgeräte, Waschmaschinen und Trockner wurde ein Preisaufschlag von 70 bzw. 77 Euro im Vergleich zum Preis von Standardgeräten angenommen²⁶⁵, für die Leuchtmittel wurden 5,5 Euro/Lampe mit einem durchschnittlichen Einsatz von 5 Lampen pro Haushalt angesetzt. Der Stand-By-Betrieb kann durch den Einsatz einer ca. 7 Euro teuren Schaltanlage kontrolliert werden. Die entsprechende Stromsparkurve ist in Abbildung 6 dargestellt.

Eine weitere Stromsparmaßnahme im Haushaltsbereich ist die Verbesserung der Gebäudedämmung. Diese ist im Wesentlichen von der Einführung von Energiesparverordnungen und -programmen beeinflusst (beispielsweise die „Réglementation Thermique 2000“, die die Energieeffizienz neuer Gebäude fordert, die europäische Richtlinie 2002/91/EC²⁶⁶ zur Unterstützung der Verbesserung der Energieprofile von Gebäuden oder Sensibilisierungs- und Förderprogramme der ADEME für alte Gebäude, u.a. Opération Programmées d'Amélioration Thermique et Energétique des Bâtiments (OPATB)). Innerhalb dieser Arbeit werden nur autonome Entwicklungen berücksichtigt und keine weiteren Energiesparmaßnahmen im Gebäude eingeführt. Energieeinsparungen in elektrischen Heizungen (10 % des gesamten Stromverbrauchs in Frankreich im Jahr 1998) und Warmwasserversorgung werden auch nicht berücksichtigt.

²⁶⁵ [Sidler 1998, S. 176]

²⁶⁶ [EC 2002b]

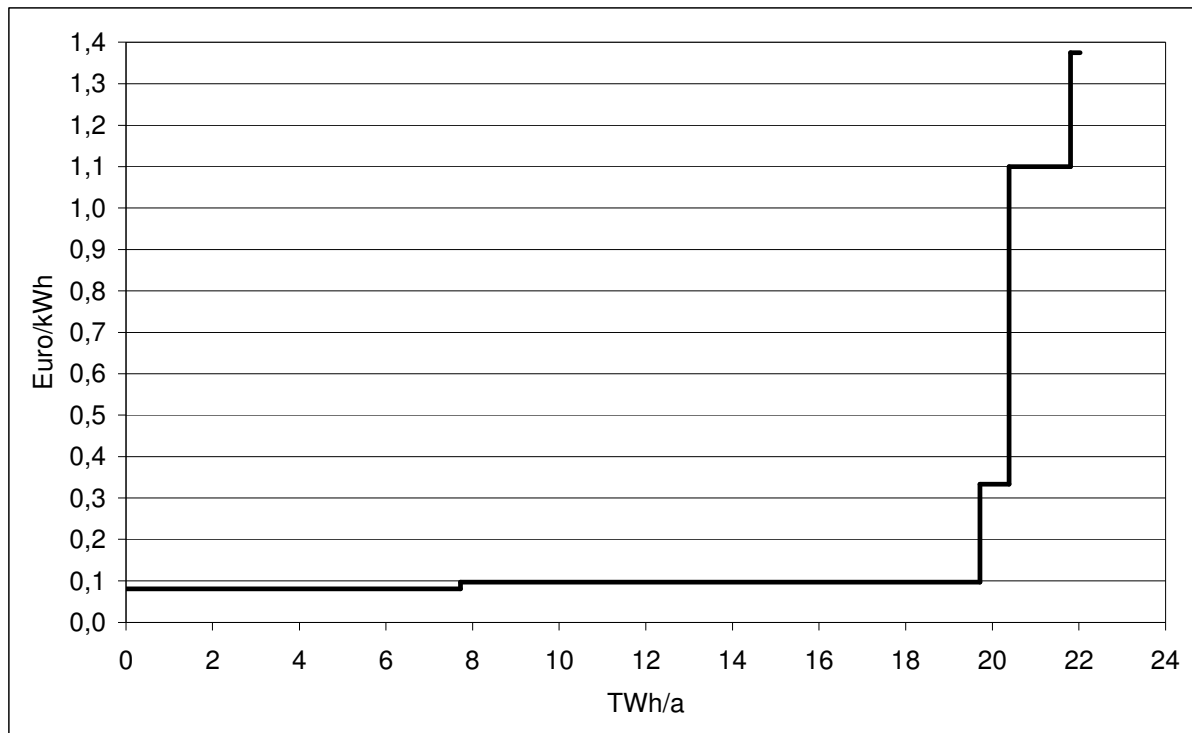


Abbildung 6: Kosten-Stromeffizienz-Potenzialkurve für Haushalte in Frankreich.

8.9.2.2 Energiesparmaßnahme in der Industrie

Der Industriesektor ist sehr heterogen. ADEME hat verschiedene Kampagnen durchgeführt, um über Energieeinsparungen durch gutes praktisches Verhalten und die Einführung von energieeffizienten Technologien für spezifische Anwendungen in der Industrie zu informieren und sie zu fördern²⁶⁷.

Einerseits wurden gewisse Energieeinsparungen bereits ohne jeden gesetzlichen Anreiz integriert, die sich als wirtschaftlich positiv für das Unternehmen erweisen konnten. Das kam besonders in Unternehmen vor, in denen Elektrizität einer der wichtigsten Produktionsfaktoren ist. In Branchen, in denen Elektrizität kein wesentlicher Einsatzfaktor ist, werden mögliche Stromeinsparungen zur Betriebskostensenkung oft nicht betrachtet. Andererseits hat der durch die Ölkrise verursachte Druck zur Energieeinsparung durch die wieder gesunkenen Energiepreise nachgelassen. Die Stahl- und Eisenindustrie, die Nichteisen-Metallurgie, der Anlagenbau und die Chemieindustrie sind die größten Verbraucher von Elektrizität im Industriesektor²⁶⁸.

Das Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI) arbeitet momentan an einem europäischen Projekt "A dynamic framework for the promotion of renewable energies in an integrated European electricity and GHG-permit market" (GREEN-X). In diesem Projekt werden die potentiellen Elektrizitätseinsparungen für verschiedene Industriezweige unterschiedlicher Länder geschätzt. Diese Potenzialeinschätzung für Frankreich wurde in das Modell eingefügt. Zwölf Industriesubsektoren wurden definiert: Zement, Keramik, Glas, Eisen, Nichteisenmetall, Gießereien, Chemie, Anlagenbau, Molkereien, Kunststoff und Holz. Das gesamte langfristige Einsparpotenzial in der Industrie wurde auf ca. 20 TWh bis 2020 eingeschätzt.

²⁶⁷ [ADEME 2000]

²⁶⁸ [MEFI 2002c, S. 48], [RTE 2001]

8.9.2.3 Energiesparmaßnahme im Dienstleistungssektor

Im Dienstleistungssektor wurden in Frankreich bis jetzt nur punktuelle Untersuchungen in bestimmten Gebieten durchgeführt. Im Gegensatz zum Haushaltssektor, der ziemlich homogen ist, ist dieser Sektor vielfältiger, und damit ist das Spektrum der möglichen Energiesparmaßnahmen viel breiter.

Die Energiesparoptionen wurden auf der Grundlage des GREEN-X-Projekts des ISI-Instituts ausgewertet. Der Dienstleistungssektor ist in acht Subsektoren (Handel-Büros, Ausbildung, Gesundheit, Hotel- und Gastgewerbe, Verteilung und Lagerung, öffentliche Einrichtungen, Einzelhandel, Sport und Freizeit) mit ihren spezifischen Potenzialen und Kosten unterteilt. Die Hauptenergieenergiesparmaßnahmen im Dienstleistungssektor werden in den Bereichen Beleuchtung, Antriebe/Ventilation, Büromaschinerie und Kühlung gesehen. Energiesparmaßnahmen für den Schienentransport wurden nicht eingeführt. Beispielhaft wird in Abbildung 7 die Energiesparkurve für den Gesundheitssektor dargestellt. Das gesamte langfristige Stromsarpotenzial im Dienstleistungssektor liegt bei ca. 16 TWh bis 2020.

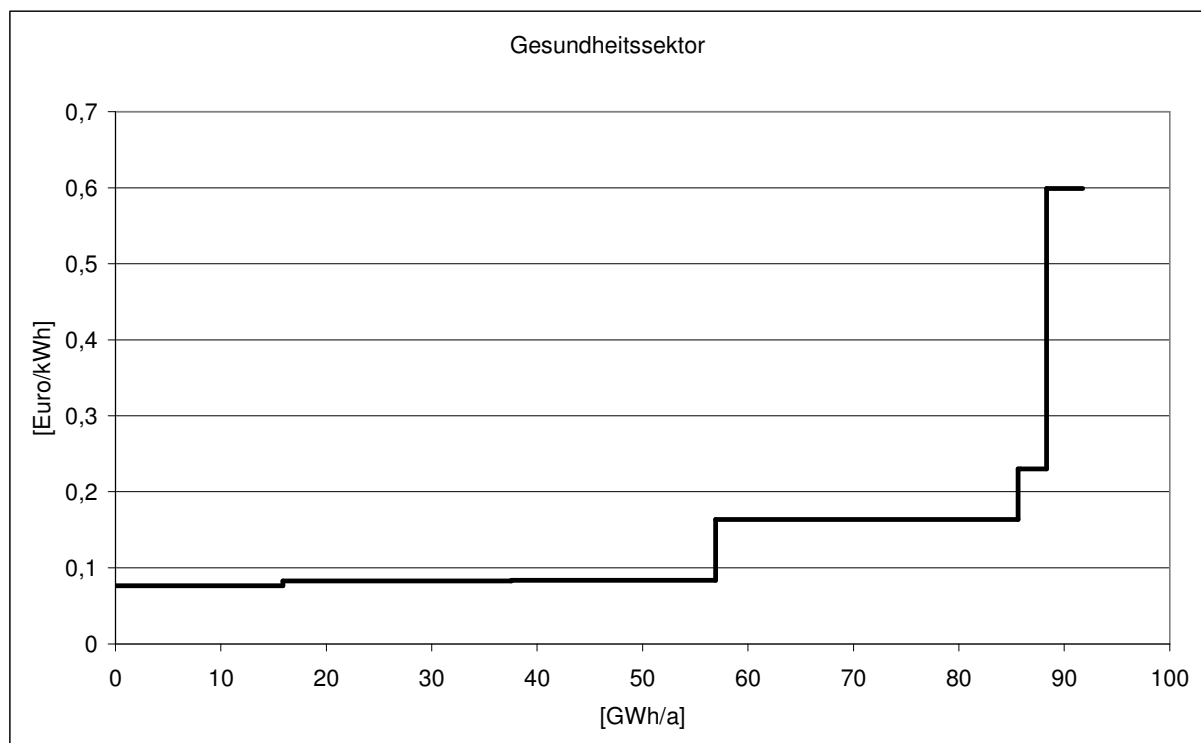


Abbildung 7: Energiesparkurve im Gesundheitssektor in Frankreich

8.10 Stromimport und -export

Im Jahr 2000 lag der Elektrizitätsimport nach Frankreich bei ca. 3,3 TWh und der Export bei 72,7 TWh²⁶⁹. Frankreich ist ein wichtiger Elektrizitätsexporteur in Europa. Tabelle 38 zeigt die Nachbarländer, die im Jahr 2000 die Hauptimporteure und -exporteure waren.

²⁶⁹ [RTE 2002]

Tabelle 38: Stromimport von und -export nach Frankreich im Jahr 2000²⁷⁰

| Land | Import aus Frankreich [GWh] | Export nach Frankreich [GWh] |
|----------------|-----------------------------|------------------------------|
| Italien | 16.142 | 393 |
| Deutschland | 15.201 | 226 |
| Großbritannien | 14.362 | - |
| Schweiz | 9.357 | 1.652 |
| Belgien | 8.393 | 201 |
| Spanien | 8.447 | 587 |
| SUMME | 71.902 | 3.059 |

Wegen der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte und der Einführung des CO₂-Zertifikatehandels ab 2008, wird dieses Austauschverhältnis sich wahrscheinlich ändern. [Enzensberger 2003] analysierte dieses Problem. In dieser Arbeit werden der Stromimport und -export in einem ersten Schritt als konstant betrachtet.

8.11 Auswahl des Zinssatzes

Hinsichtlich der Festlegung des in Energiesystemanalysen zu verwendenden Zinssatzes existieren in der Literatur unterschiedliche Sicht- und Vorgehensweisen. Der traditionelle Ansatz in Studien der Politikberatung und -bewertung basiert üblicherweise auf realen Zinssätzen in der Größenordnung von 3 - 5 %/a²⁷¹. Dieser Wert entspricht einem mittleren risikolosen, realen Kapitalmarktzinssatz. Für die Berechnungen wird ein über den Betrachtungszeitraum konstanter Diskontierungszinssatz von 4 %/a verwendet.

Energiemodelle, die vor allem der Ableitung sektorspezifischer Investitionsstrategien dienen, sowie Marktmodelle mit einer detaillierten Nachbildung des Akteurverhaltens verwenden hingegen deutlich höhere Zinssätze. Typische Werte liegen im Bereich von 8 - 12 %/a²⁷². Der höhere Zins soll in diesen Modellen neben dem risikolosen Kapitalmarktzins auch „eine adäquate Rendite für die zusätzliche Berücksichtigung des Marktrisikos der Investition“²⁷³ berücksichtigen. Er orientiert sich damit stärker am realen Entscheidungsverhalten der Marktakteure sowie den höheren Marktrisiken liberalisierter Märkte.

Das entwickelte Modell soll als Entscheidungsunterstützungsinstrument bei der Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie für den Stromversorgungssektor Frankreichs dienen. Strategien für Einzelakteure bzw. Einzelunternehmen der Nation werden nicht berücksichtigt. Der im Rahmen dieser Arbeit verwendete Kalkulationszinssatz liegt deshalb bei 4 %/a.

²⁷⁰ [UCTE 2001]

²⁷¹ Im Rahmen der verschiedenen Modellexperimente des Forums für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen. Bspw. in [FEES 2002] werden reale Diskontierungszinssätze in Höhe von ca. 4 %/a verwendet.

²⁷² Vgl. z.B. [Hoster 1996, S. 53 f.]: 8 %/a, [Starmann 2000, S. 94 f.]: 10 %/a und [Grobbe 1999, S. 220 ff.]: 12 %/a. Zur Notwendigkeit einer Berücksichtigung höherer Zinssätze in liberalisierten Märkten vgl. auch [Bunn et al. 1997b, S. 307 f.].

²⁷³ [Starmann 2000, S. 94]

8.12 Bestehende Studien zur Analyse der Entwicklung des französischen Kraftwerksparks

8.12.1 Französische Studien zur Analyse der Entwicklung des Kraftwerksparks

8.12.1.1 Untersuchung des Commissariat Général du Plan

Die Gruppe „Energie 2010 - 2020“ des französischen Commissariat Général du Plan hat im Jahre 2000 eine Analyse über die Entwicklung des französischen Energiesystems für die kommenden 20 Jahre veröffentlicht²⁷⁴. Die Ziele der Analyse waren die Herausforderungen für die Planung der Energiepolitik abzuschätzen und strategische Ansätze für notwendige Anpassungen und Entwicklungen vorzuschlagen, wobei politische, ökonomische und technische Einflüsse auf internationaler Ebene betrachtet werden müssen.

Die Analyse basiert auf der Untersuchung von drei Szenarien für die Periode 2010 - 2020. Die Hypothesen für die unterschiedlichen Szenarien sind folgende:

- **Szenario S1** ("liberalisierter Markt"): eingeschränkte Regierungsintervention und weitere Liberalisierung des Strommarktes. Aufgrund des Konkurrenzdruckes werden vorwiegend kurzfristige Entscheidungen getroffen.
- **Szenario S2** ("industrieller Staat"): starke Intervention der Regierung in den wirtschaftlichen und industriellen Bereichen im Sinne eines langfristigen Interesses der nationalen Industrie. Unterstützung der Wettbewerbsfähigkeit der französischen Industrie, wobei Richtlinien der Europäischen Union und der Welthandelsorganisation berücksichtigt werden.
- **Szenario S3** ("Umweltschutz"): Prioritäten im Gesundheits- und Umweltschutz auf lokaler und globaler Ebene. Unternehmen und Gewerkschaften bestimmen die wirtschaftlichen Anpassungen mit, unter der Bedingung, dass diese mit den von der Regierung beschlossenen Zielsetzungen und Rahmenbedingungen kompatibel sind.

Eine wachsende Energienachfrage, mit einem Wirtschaftswachstum von 2,3 % pro Jahr, und konstante Ölpreise werden angenommen. Die Szenarien untersuchen unterschiedliche Situationen, in denen der weitere Ausbau des Kernkraftwerksparks und die Öffnung des Elektrizitätsmarktes verschiedene Auswirkungen haben. Aus der Szenarioanalyse wurden folgende Haupttendenzen abgeleitet:

Im Szenario **S1** werden unter bestimmten Preisbedingungen Atomkraftwerke mit kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) zum Erreichen einer kurzfristigen Rentabilität ersetzt (2020: für eine Lebensdauer der Atomkraftwerke von 30 Jahren werden 13 % der Elektrizität in Atomkraftwerken produziert, 62 % in GuD-Anlagen; für eine Lebensdauer von 40 Jahren würde der größte Teil der Stromproduktion noch in Atomkraftwerken stattfinden). Im Szenario **S2** werden Kernkraftwerke (European Pressurised Water Technology - EPR - Druckwasserreaktoren) weitergebaut. Schließlich im Szenario **S3** macht die Einführung von Stromsparmaßnahmen es möglich, die Investitionen in Grundlastkapazitäten zu begrenzen.

Die Nutzung erneuerbarer Energien entwickelt sich wie folgt: Abgesehen von Wasserkraft bleibt die Biomasse die wesentliche erneuerbare Energiequelle, wobei ein starkes Wachstum im Ausbau der Windenergie stattfindet. Insbesondere im Szenario **S3** erreicht die installierte Windkraftkapazität 6 GW. Die Auswirkung auf die Energiebilanz bleibt im Jahr 2020 dennoch bescheiden und der Beitrag

²⁷⁴ [CGP 2000]

des regenerativen Stroms entspricht im Szenario **S3** nur ca. 5 % des gesamten nationalen Endenergieverbrauchs unter Berücksichtigung aller Sektoren und Energien.

Bis 2010 steigen die CO₂-Emissionen um 25 % im Szenario **S1** und um 14 % in **S2** im Vergleich zum Jahr 1990. Nur im Szenario **S3** ist es möglich, die Emissionen in Übereinstimmung mit den internationalen Abkommen zu stabilisieren. Dieses Ergebnis setzt die Implementierung einer ehrgeizigen Politik für die Minderung des Energieverbrauchs auf nationalem und europäischem Niveau und einer strukturellen Entwicklung der Lebensgewohnheiten voraus. Wenn die Zielsetzung der Stabilisierung nicht erreicht werden kann, sollte Frankreich von anderen Staaten die fehlenden Emissionsrechte auf dem europäischen Emissionszertifikatemarkt erwerben. Die Erhöhung der Lebensdauer der bestehenden Kernkraftwerke von 30 auf 40 Jahre kann diese Ergebnisse stark beeinflussen.

8.12.1.2 Analyse des französischen Stromnetzbetreibers RTE

RTE (Réseau de Transport d'Electricité) ist der Betreiber des französischen Stromnetzes. Im Jahr 2003 veröffentlichte RTE eine Studie über die Entwicklung des Stromversorgungssystems Frankreichs für die Periode 2006 - 2015²⁷⁵. Ausgehend von der Auswertung der zukünftigen Elektrizitätsnachfrage und des Stromimports und -exports und der Gegenüberstellung dieser Auswertung mit der bekannten Lebensdauer der vorhandenen Kraftwerke im französischen Kraftwerkspark, wird der Zubau von neuen Kraftwerken ermittelt. Die klimatischen Verhältnisse, die Veränderung des Wasserzuflusses in den hydroelektrischen Kraftwerken, die Verfügbarkeit der fossil befeuerten Kraftwerke sowie die Produktion von Windkraftwerken sind einige der Parameter, die für die Definition der unterschiedlichen Szenarien betrachtet werden.

In einem ersten Schritt werden in den drei Szenarien **R1**, **R2** und **R3** unterschiedliche Entwicklungen der Stromnachfrage analysiert. Das Szenario **R2** stellt eine intermediäre Orientierung zwischen den Szenarien S2 und S3 des Commissariat Général du Plan dar. In diesem Szenario wird angenommen, dass die Intervention der Regierung und der ökonomischen und sozialen Akteure keine wichtigen Änderungen bewirken. Die Bemühungen für die Energieeffizienzsteigerung und die Einführung von Energiesparmaßnahmen auf der Nachfrageseite werden erhöht. Zwei weitere Szenarien **R1** und **R3** werden definiert. Im ersten greift die Regierung in den Energiemarkt nicht ein. Umweltschutzaspekte werden in **R1** vernachlässigt, während in **R3** die Regierung die Steigerung der Energieeffizienz fördert. Die drei Szenarien werden von Szenarien ergänzt, in denen die Spitzenlast ein Niveau über der mittleren Spitzenlast für standardmäßige klimatische Verhältnisse erreicht. Diese Zusatzszenarien sind unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit von besonderer Bedeutung. Ausgehend von diesen Nachfrageszenarien werden zwei Szenarien für die Analyse der Entwicklung des Stromerzeugungssystems definiert: Das "Minimalszenario" und das "Erneuerbare-Energien-Szenario". Das Minimalszenario betrachtet eine Entwicklung, die heute für sicher gehalten wird. Das zweite Szenario setzt den stärkeren Einsatz erneuerbarer Energien voraus.

Im Minimalszenario steigt die installierte Kapazität um 3 GW (**R2**), 4,1 GW (**R1**) bzw. 1,4 GW (**R3**), um sich an das Nachfragewachstum bis zum Jahr 2010 und den Rückbau einiger alten konventionellen thermischen Kraftwerke anzupassen. Zwischen 2010 und 2015 muss jedes Jahr 1 weiteres GW installiert werden oder entsprechend auf der Nachfrageseite Strom eingespart werden. Im "Erneuerbare-Energien-Szenario" ermöglicht bis 2010 die Integration von Windenergie (2010: 27,3 TWh) und Biomasse-, Biogas- und Kleinwasserkraftwerken (2010: 12,8TWh), die wachsende Nachfrage zu befriedigen. Zwischen 2010 und 2015 ist der Beitrag der Windenergie und Biomasse nicht ausreichend, um das Nachfragewachstum auszugleichen. Dieses Szenario ist von den

²⁷⁵ [RTE 2002]

Produktionsschwankungen der eingesetzten Kraftwerke mit erneuerbaren Energien abhängig (Anlagen mit einer ständigen Produktion, z.B. Holzkraftwerke; Anlagen mit einer fluktuierenden Produktion, z.B. Windkraftwerke).

Weiterhin unterstreicht RTE in seinem Bericht das Problem der Elektrizitätsnachfrage in der Spitzenlast. Die Verringerung der Spitze im Winter kann durch ein nachfrageseitiges Management (Minderung des Verbrauchs) erreicht werden, das wegen den damit verbundenen finanziellen Einsparungen leicht integriert werden könnte. Die Installation neuer Kapazitäten wäre auch eine Alternative, könnte aber wegen der Planungs- und Aufbauzeit nicht schnell genug garantiert werden. Eine weitere kostengünstige Möglichkeit, um der steigenden Nachfrage gerecht zu werden, wäre die Wiederinbetriebnahme vorhandener Reserveanlagen.

8.12.1.3 Weitere französische Analysen der Entwicklung des französischen Kraftwerksparks

Im Jahr 2000 veröffentlichte die Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP)²⁷⁶ eine Studie über die Entwicklung des Energiesektors (Betrachtung aller Sektoren) für die nächsten 20 Jahren in Auftrag der International Energy Agency. Die Hypothesen der Studie sind die gleichen wie in der Untersuchung des Commissariat Général du Plan. Die CO₂-Minderungsziele des Kyoto-Protokolls werden aber nicht berücksichtigt. Die Lebensdauer der Atomkraftwerke wird auf 40 Jahre festgelegt. Mit diesen Hypothesen wird das erste Atomkraftwerk 2017 außer Betrieb genommen. Im Jahr 2020 dominiert die Elektrizitätsproduktion aus Atomkraftwerken.

In [Charpin et al. 2000] ist die Entwicklung des Kraftwerksparks, mit einem Schwerpunkt auf dem Kernkraftwerkspark, für unterschiedliche Stromnachfragesteigerungen (gering und stark) und diverse Anteile der produzierten Elektrizität in Kernkraftwerken berücksichtigt. Die vor- und nachgeschalteten Prozesse der Kernenergieerzeugung werden in der Studie untersucht (d.h. Brennstoffaufbereitung, Abfallbehandlung und Anlagenrückbau). Für die jeweiligen Szenarien wird eine materielle und ökonomische Bilanz gezogen.

8.12.2 Internationale Studien zur Analyse der Entwicklung des französischen Kraftwerksparks

Unterschiedliche Organisationen haben die Entwicklung der Energieerzeugung in verschiedenen Ländern ausgewertet. Im Jahr 2002 veröffentlichte EURELECTRIC Statistiken und Daten zu der Entwicklung des europäischen Elektrizitätssektors bis 2020²⁷⁷. Folgende Informationen werden für die unterschiedlichen Länder angegeben:

- Struktur des Stromsektors,
- Entwicklungstendenz von allgemeinen wirtschaftlichen Indikatoren,
- Spitzennachfrage und Lastmanagement,
- Mittel- und langfristige Stromerzeugungsprogramme und Entwicklungsanalysen,
- Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren und
- Elektrizitätsbilanz.

Tabelle 39 zeigt die Entwicklung der maximalen Nettokapazität und Tabelle 40 die geschätzte Elektrizitätsproduktion in Frankreich für den Zeitraum zwischen 1980 und 2020.

²⁷⁶ [DGEMP 2000]

²⁷⁷ [EURELECTRIC 2002]

Tabelle 39: Installierte Nettokapazität [MW] am 31.12. für Einzeltechnologien in Frankreich

| [MW] | 1980 | 1990 | 2000 | 2005 | 2010 | 2020 |
|--------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Nuklear | 14.394 | 55.750 | 63.200 | 63.200 | 63.200 | 63.000 |
| Wasserkraft | 19.285 | 24.987 | 25.110 | 26.100 | 27.100 | 28.300 |
| Andere Erneuerbare | - | - | 710 | 2.660 | 8.540 | 12.000 |
| Nicht spezifiziert | 29.032 | 22673 | 26.380 | 20.900 | 21. 500 | 28.800 |
| SUMME | 62.711 | 103.410 | 115.400 | 112.860 | 120.340 | 132.100 |

Tabelle 40: Jährliche Elektrizitätsproduktion [TWh] nach Primärenergieträger in Frankreich

| [TWh] | 1980 | 1990 | 2000 | 2005 | 2010 | 2020 |
|--------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Nuklear | 57,9 | 297,9 | 395,2 | 430 | 430 | 430 |
| Steinkohle | 60,2 | 29,3 | 25,8 | 28 | 28 | 22 |
| Braunkohle | 0,6 | 0,4 | 0 | 0 | 0 | - |
| Heizöl | 45,2 | 7,2 | 7,9 | 2 | 4 | 6 |
| Erdgas | 5,9 | 2,8 | 10,9 | 18 | 35 | 75 |
| Andere Gas | 7,6 | 4,6 | 3,4 | 4 | 6 | 6 |
| Wasserkraft | 69,8 | 57,2 | 71 | 73,5 | 75,5 | 76,5 |
| Andere Erneuerbare | 0 | 0 | 2,5 | 7,6 | 22,6 | 34 |
| SUMME | 246,6 | 399,4 | 516,7 | 563,1 | 601,1 | 649,5 |

Im Jahr 1999 evaluierte die Europäische Union die Energieversorgungsentwicklung der Mitgliedsstaaten bis 2020²⁷⁸. Der "World Energy Outlook" wird jedes Jahr von der Internationalen Energieagentur (IEA) veröffentlicht und gibt ebenfalls einen Überblick über die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes; insbesondere werden Energieprojektionen bis 2030 aufgezeigt²⁷⁹.

²⁷⁸ [EC 1999]

²⁷⁹ [IEA 2002]

9 Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie für den Stromversorgungssektor in Frankreich

In diesem Kapitel wird das entwickelte Modell zur Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie für den Stromversorgungssektor in Frankreich angewandt, wobei die im Kapitel 8 beschriebenen Daten bezüglich des französischen Stromsektors verwendet werden. In einem ersten Schritt werden mögliche Grenzen bzw. Zielwerte für die unterschiedlichen Indikatoren definiert. Darauf aufbauend werden unterschiedlichen Szenarien für die verschiedenen Grenzen bzw. Zielwerte entwickelt. Die Szenarioanalyse soll es schließlich ermöglichen, einerseits Strategien in Richtung einer nachhaltigen Stromversorgung in Frankreich abzuleiten und andererseits eine kritische Analyse der entwickelten Methodik durchzuführen.

9.1 Festlegung von Grenzen und Zielwerten für die unterschiedlichen Nachhaltigkeitsindikatoren

Für die unterschiedlichen ausgewählten Nachhaltigkeitsindikatoren sind je nach eingesetzter Methode (Minderung der gesamten entscheidungsrelevanten Ausgaben oder Zielprogrammierung) Ober- oder Untergrenzen bzw. Zielwerte für die jeweiligen Indikatoren zu setzen, um eine nachhaltige Entwicklung des betrachteten Energiesystems ableiten zu können. Die Festlegung dieser Grenzen oder Zielwerte kann sich dabei an politischen Zielen, gesetzlichen Werten oder an wissenschaftlichen Ergebnissen und Empfehlungen orientieren. Es existieren in der französischen Gesetzgebung Emissionsobergrenzen für die Emissionen von NO_x und SO₂ (Direktive 2001/81/CE - National Emissions Ceilings (NEC)) sowie Treibhausgasobergrenzen auf der Grundlage des Kyoto-Protokolls.

In Bezug auf die Ressourcenschonung existieren Ziele für die einzelnen europäischen Länder zur Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromproduktion. In der europäischen Direktive 2001/77/CE werden konkrete Vorgaben bezüglich des Anteils des Stroms einer Nation gemacht, der ab 2010 jährlich mit erneuerbaren Energien produziert werden soll.

Die Emissionen des öffentlichen Strom- und Wärmeversorgungssektors für das Jahr 1990 werden als Referenzwerte herangezogen. In diesem Jahr erreichten die NO_x-Emissionen im betrachteten Sektor ca. 116 kt und die SO₂-Emissionen ca. 341 kt²⁸⁰. Es wird von einer proportionalen Übertragung der Verpflichtungen für Frankreich auf den Energiesektor ausgegangen (vgl. Kapitel 8.1). Da in dieser Arbeit auf die Stromversorgung fokussiert wird, wurde ein Korrekturfaktor zur Bestimmung der Grenze bzw. der Ziele für die Emissionen ermittelt. Die Grenzen bzw. Ziele für die Emissionen von SO₂, NO_x und Treibhausgasen sowie der minimale Anteil des Stroms, der mit erneuerbaren Energien produziert werden muss, sind in Tabelle 41 dargestellt.

²⁸⁰ [CITEPA 2003]

Tabelle 41: Grenzen bzw. Ziele für die Emissionen von NO_x, SO₂ und Treibhausgasen sowie die Nutzung erneuerbarer Energien im französischen Stromversorgungssektor²⁸¹

| | Grenze / Ziel (ab 2010) | Gesetzliche Referenz |
|---|---|---|
| NO _x -Emissionen | Minderung: -57 % in Bezug auf 1990; Obergrenze: 40.200 t/a | Direktive 2001/81/CE: National Emissions Ceilings (NEC) |
| SO ₂ -Emissionen | Minderung: -72 % in Bezug auf 1990; Obergrenze: 82.000 t/a | Direktive 2001/81/CE: National Emissions Ceilings (NEC) |
| Treibhausgasemissionen (Global Warming Potential) | Minderung: -0 % in Bezug auf 1990; Obergrenze: 48.700 kt CO ₂ Äq./a | Kyoto-Protokoll |
| Erneuerbare Energien | 21 % der gesamten Stromproduktion | Direktive 2001/77/CE |

In den Fällen, in denen derartige Vorgaben nicht zur Verfügung stehen, ist die Bestimmung von Grenzen u.U. problematisch, wie etwa für einige der in Kapitel 4 definierten Indikatoren. Beispielsweise soll die Landnutzung so gering wie möglich gehalten werden, um die damit verbundenen negativen Effekte auf die Ökosysteme zu minimieren. Eine konkrete Fläche als Obergrenze vorzugeben, ist jedoch schwierig. Das gleiche Problem stellt sich bei der Festlegung von Grenzen für die jährliche Produktion von radioaktiven und nicht-radioaktiven Abfällen.

In der wirtschaftlichen Dimension der Nachhaltigkeit werden als Indikator die Gesamtausgaben (ggf. unter Einbeziehung externer Kosten) berücksichtigt. Mit dem verwendeten methodischen Ansatz werden diese Ausgaben minimiert, wodurch eine möglichst geringe Belastung der Wirtschaft gewährleistet werden soll. Diese Gesamtausgaben werden bei Anwendung des Zielprogrammierungsansatzes als Zielwert verwendet.

Die Integration von sozialen Managementregeln der Nachhaltigkeit in die entwickelte Methodik beschränkt sich auf Problemfelder, denen ein messbarer Wert zugewiesen werden kann. Deshalb wurden bereits im Kapitel 4 einige nicht quantifizierbare Managementregeln von der Untersuchung ausgeschlossen. Neben dieser Einschränkung besteht die Schwierigkeit der Grenzenbestimmung für die ausgewählten sozialen Indikatoren. Im Problemfeld „Beschäftigung“ kann etwa ein hoher Personaleinsatz im Widerspruch mit der Wirtschaftlichkeit des betrachteten Systems stehen; dagegen kann eine immer niedrigere Anzahl an eingesetzten Mitarbeiter sich in erhöhter Arbeitslosigkeit ausdrücken, was aus sozialer Sicht nicht anzustreben ist. Die Bestimmung von Zielwerten für diesen Indikator muss daher kritisch hinterfragt werden. Als ein weiterer sozialer Indikator werden Staubemissionen aufgrund ihrer Wirkung auf die menschliche Gesundheit betrachtet. Gesetzliche Vorgaben geben maximale Emissionskonzentrationen im Rauchgas vor. Diese werden bei den im Modell betrachteten Technologien berücksichtigt. Dagegen werden keine maximalen Gesamtemissionen auf nationaler Ebene vorgegeben.

Auch in den Szenarien, in denen keine Grenzen oder Zielwerte für bestimmte Indikatoren festgesetzt sind, werden diese stets mitbilanziert. Somit kann ihre Entwicklung über den Zeithorizont analysiert und diese anschließend bei der Interpretation und Ableitung von Empfehlungen im Hinblick auf eine nachhaltige Entwicklung berücksichtigt werden.

²⁸¹ [CITEPA 2002], [UNFCCC 1997]

9.2 Szenarienbeschreibung

Im Folgenden werden unterschiedliche Szenarien definiert, um den Einfluss von verschiedenen Zielen für eine nachhaltige Entwicklung im französischen Stromversorgungssektor auf die Konfiguration des Produktionssystems zu untersuchen. Für die verschiedenen Szenarien wird die Entwicklung der definierten Nachhaltigkeitskriterien kritisch analysiert, um Empfehlungen für eine nachhaltige Energieversorgung abzuleiten. Des Weiteren soll identifiziert werden, zu welchen Unterschieden die drei Methoden - Minimierung der gesamten diskontierten Ausgaben unter Angabe von Restriktion, Einführung von externen Kosten, Zielprogrammierung - hinsichtlich der Entwicklung des Stromproduktionssystems führen. Vorteile und Nachteile der unterschiedlichen Methoden werden dabei hervorgearbeitet.

Die Analyse deckt die Jahre von 2000 (Bezugsjahr) bis 2030 ab. In den ersten Szenarien werden die externen Kosten nicht berücksichtigt („Methode 1“), während in einem zweiten Schritt die externen Kosten der jeweiligen Kraftwerkstechnologie in die Analyse integriert werden („Methode 2“). Die Integration der externen Kosten erlaubt es, die gesamten Kosten, d. h. nicht nur die Wirkungen der Elektrizitätsproduktion, sondern auch die vor- und nachgeschalteter Prozesse, in Betracht zu ziehen.

In den beiden Methoden wird die Minimierung der gesamten diskontierten Ausgaben unter Angabe von Restriktionen als methodischer Ansatz eingesetzt (Zielfunktion des Optimierungsgleichungssystems). Folgende Szenarien werden dabei untersucht:

Das Referenzszenario berücksichtigt zunächst ein „Business as usual“: Die Optimierung des französischen Elektrizitätsproduktionssystems beruht auf der Minimierung der gesamten Ausgaben, wobei die Elektrizitätsnachfrage der verschiedenen Sektoren befriedigt werden muss und Restriktionen auf vorhandene Kapazitäten und Investitionsoptionen für neue Kraftwerke in Betracht gezogen werden. Weder soziale noch ökologische Beschränkungen werden berücksichtigt. Dieses Szenario wird als Szenario REFERENZ-1 (ohne externe Kosten) bzw. REFERENZ-2 (mit externen Kosten) ausgewiesen.

Das zweite Szenario fügt weitere Restriktionen zum Referenzszenario hinzu: In Anlehnung an die Richtlinie 2001/77/CE muss die Elektrizitätsproduktion auf der Basis erneuerbarer Energie ab 2010 mindestens 21 % der gesamten Elektrizitätsproduktion erreichen. Emissionsobergrenzen für NO_x, SO₂ und Treibhausgase werden in Anlehnung an die in Tabelle 41 dargestellten gesetzlichen Vorgaben festgesetzt (vgl. Kapitel 8.1.1). Dieses Szenario zielt darauf ab, den Einfluss der französischen Verpflichtungen bezüglich der Nutzung von erneuerbaren Energien und der vereinbarten Minderung von Luftschadstoffen und Klimagasen zu analysieren (Szenarien ENVIRO-1 und ENVIRO-2). In einem weiteren Szenario ist der Zubau von Kernkraftwerken der EPR-Technologie nicht zugelassen. Ansonsten werden die gleichen Restriktionen wie in den ENVIRO-Szenarien berücksichtigt. Die resultierenden Szenarien werden ENVIRO-NUC-1 bzw. ENVIRO-NUC-2 genannt.

Der Stromaustausch zwischen Frankreich und anderen europäischen Ländern wird in den bisher definierten Szenarien als konstant betrachtet. [Enzensberger 2003] zeigt, dass die Liberalisierung der Energiemärkte und die Einführung eines Marktes für CO₂-Zertifikate sowohl den Stromexport aus und den -import nach Frankreich, als auch die Strategien zur Treibhausgasreduktion beeinflussen. Die Auswirkungen dieses Sachverhalts auf ein nachhaltiges Energieerzeugungssystem werden mithilfe eines Soft-Links zwischen dem europäischen Strom- und CO₂-Zertifikatemarkt (Modell PERSEUS-CERT) und dem für Frankreich entwickelten Nachhaltigkeitsmodell untersucht (Szenario ENVIRO-CO₂-1). Mithilfe dieser „integrierten“ Modelle werden Rückschlüsse auf die Stromimport- und -exportentwicklung sowie auf CO₂-Zertifikatekaufs- bzw. -verkaufsentwicklung gezogen. Diese Entwicklungen können die Stromversorgungsstruktur in Frankreich und damit sowohl die Emissionsentwicklung als auch die Emissionsminderungsoptionen in den nächsten Jahren entscheidend beeinflussen.

In den ersten zwei Methoden (Zielfunktion 1 – vgl. Kapitel 7.3.2 – ohne bzw. mit Berücksichtigung der externen Kosten) gehen nicht alle in Kapitel 4 identifizierten Nachhaltigkeitsaspekte und deren Indikatoren direkt in die Optimierung mit ein. Um die Auswirkungen auf die Indikatoren Beschäftigung, Flächenverbrauch und nukleare Abfälle in den Szenarien aufzuzeigen, wurden für die technischen Optionen die direkten Arbeitsplätze pro MW, der Flächenverbrauch pro MW und die anfallenden Mengen an Asche und nuklearen Abfällen in die Betrachtung einbezogen. Die Indikatoren Wirkungsgrad des Energiesystems und die gesamten Stromgestehungsausgaben können direkt aus den Ergebnissen der Optimierung abgeleitet bzw. berechnet werden. Somit sind alle vorgeschlagenen Indikatoren in das Modell integriert und stehen für die abschließende Analyse zur Verfügung.

Im dritten Satz von Szenarien („Methode 3“) wird der Zielprogrammierungsansatz eingesetzt. Um die drei Methoden unter dem Nachhaltigkeitsgesichtspunkt vergleichen zu können, werden in einem ersten Schritt Zielwerte nur für die folgenden ausgewählten Indikatoren festgesetzt: gesamte diskontierte Ausgaben (ohne externe Kosten) in der Periode 2000 - 2030, NO_x-Emissionen, SO₂-Emissionen, Treibhausgasemissionen und Energieproduktion mit erneuerbaren Energien. Der Zielwert der gesamten diskontierten Ausgaben entspricht den aus dem Szenario REFERENZ-1 resultierenden gesamten diskontierten Ausgaben. Dieses Szenario basiert somit auf einer reinen wirtschaftlichen Optimierung, und die Ergebnisse entsprechen den niedrigsten gesamten diskontierten Ausgaben für die gegebene Stromnachfrage. Der Zielwert für die Emissionen ab 2010 entspricht den in Tabelle 41 angegebenen Obergrenzen. Für die Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromproduktion wird ein Zielwert von 21 % der gesamten Produktion ab 2010 eingesetzt. In den vorigen Perioden werden keine Zielvorgaben vorgegeben. Drei Szenarien werden analysiert: ENVIRO-3, in dem die oben beschriebenen Zielwerte im Modell eingeführt werden, und ENVIRO-NUC-3, in dem zusätzlich kein neues Kernkraftwerk (EPR) zugebaut werden kann. Die Gewichtungsfaktoren unterscheiden sich nicht. Im dritten Szenario ENVIRONUC-GEWICHT-3 werden die oben genannten Zielwerte im Modell eingeführt und unterschiedliche Gewichtungsfaktoren für die jeweiligen Indikatoren bzw. Nachhaltigkeitsdimensionen festgelegt. Tabelle 42 fasst die berücksichtigten Szenarien zusammen.

Tabelle 42: Zusammenfassung der analysierten Szenarien

| | Restriktionen bzw. Zielwerte | | | | | | | |
|---|---------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------|----------------|----------------|-------------------------------------|---------------------|
| Szenario-bezeichnung | Anteil an erneuerbaren Energien | NO _x -Emissionen | SO ₂ -Emissionen | Treibhausgasemissionen | Kein EPR-Zubau | Externe Kosten | CO ₂ -Zertifikats-handel | Gewichtungsfaktoren |
| Methode 1: Minimierung der gesamten diskontierten entscheidungsrelevanten Ausgaben unter Berücksichtigung von Restriktionen | | | | | | | | |
| REFERENZ-1 | | | | | | | | |
| ENVIRO-1 | X | X | X | X | | | | |
| ENVIRO-NUC-1 | X | X | X | X | X | | | |
| ENVIRO-CO ₂ -1 | X | X | X | X | | | X | |
| Methode 2: Minimierung der gesamten diskontierten relevanten Ausgaben bei Integration externer Kosten unter Berücksichtigung von Restriktionen | | | | | | | | |
| REFERENZ-2 | | | | | | X | | |
| ENVIRO-2 | X | X | X | X | | X | | |
| ENVIRO-NUC-2 | X | X | X | X | X | X | | |
| Methode 3: Zielprogrammierung | | | | | | | | |
| ENVIRO-3 | X | X | X | X | | | | |
| ENVIRO-NUC-3 | X | X | X | X | X | | | |
| ENVIRONUC-GEWICHT-3 | X | X | X | X | | | | X |

9.3 Modellergebnisse beim Ansatz „Minimierung der gesamten diskontierten entscheidungsrelevanten Ausgaben“ (Methode 1)

In diesen ersten Szenarien wird die Entwicklung des französischen Kraftwerksparks mittels einer gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung ermittelt werden, wobei die Zielfunktion die Minimierung der gesamten diskontierten entscheidungsrelevanten Ausgaben ist.

9.3.1 Referenzszenario REFERENZ-1

Im Referenzszenario REFERENZ-1 werden keine Beschränkungen auf die verschiedenen Indikatoren gesetzt. Die Elektrizitätsproduktion muss ausreichend sein, um die Nachfrage zu minimalen Ausgaben zu befriedigen. Energiesparmaßnahmen auf der Nachfrageseite können ausgewählt werden.

9.3.1.1 Entwicklung des Stromproduktionssystems

Ab 2018 erreichen Atomkraftwerke das Ende ihrer Lebensdauer (40 Jahren). Zwischen 2018 und 2020 werden ca. 5.300 MW und zwischen 2020 und 2030 ca. 45.250 MW stillgelegt. Der Rückbau existierender Atomkraftwerke ist in Abbildung 4 in Kapitel 8.5.1 dargestellt. Auch erreichen bestehende fossil befeuerte Kraftwerke das Ende ihrer Lebensdauer: 1.300 MW bis 2008 (vier 260 MW-Kohlekraftwerke und ein 260-MW-Heizölkraftwerk) ca. 6.100 MW bis 2010 (vier 260 MW-Kohlekraftwerke und Heizölkraftwerk der Kapazitäten 260, 600 und 700 MW). Die Modellergebnisse zeigen, dass die installierte Kapazität an fossilen Kraftwerken von ca. 12.300 MW im Jahr 2000 auf ca. 6.000 MW im Jahr 2010 abfällt. Zwischen 2015 und 2030 werden alle noch vorhandenen fossil befeuerten Kraftwerke stillgelegt. Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung zwischen 2000 und 2030.

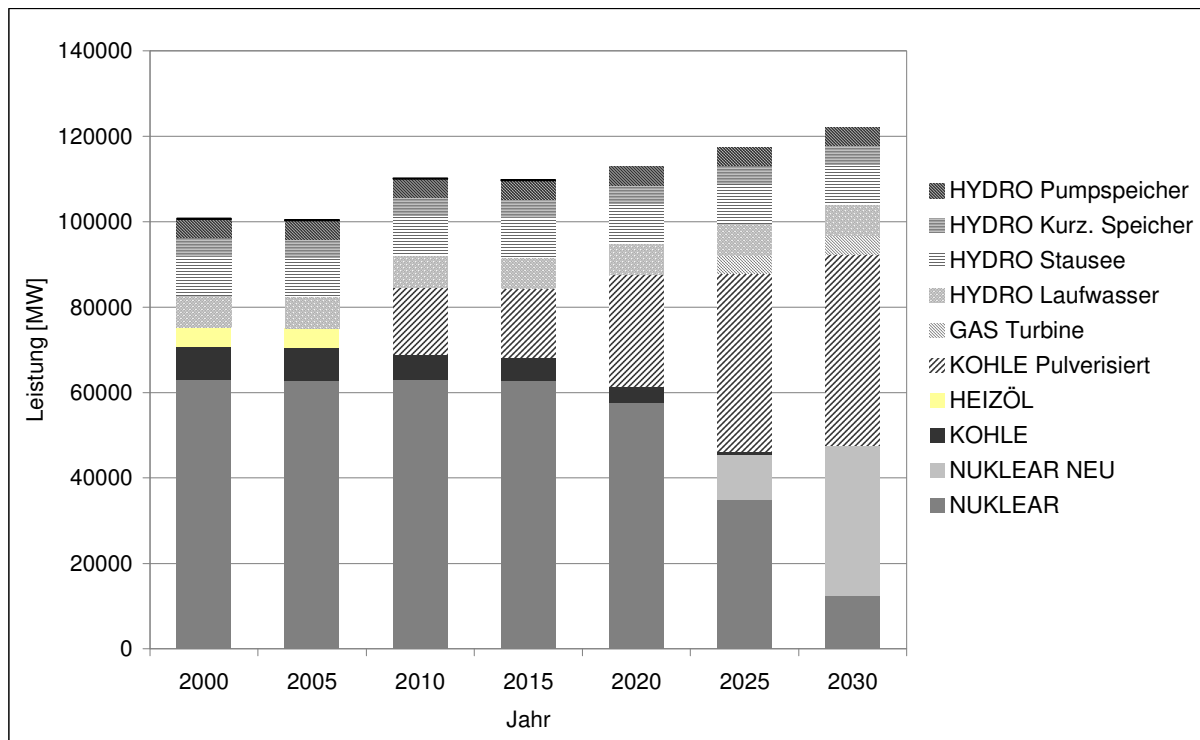


Abbildung 8: Installierte Leistung im Szenario REFERENZ-1²⁸²

²⁸² HYDRO Kurz. Speicher: kurzfristige Wasserspeicherkraftwerke

In den Perioden vor 2025 werden stillgelegte Anlagen durch neue Kohlekraftwerke („KOHLE Pulverisiert“) ersetzt: ca. 16 GW im Jahr 2010, ca. 26 GW im Jahr 2020). Ihre Flexibilität erlaubt es, sie in Grund-, Mittel- und Spitzenlast zu nutzen. Außerdem werden Gasturbinen von 2025 an installiert (Kapazität: ca. 4 GW) und in der Spitzenlast verwendet. In der Periode 2010 - 2020 sind die Ausgaben für neue Kohlekraftwerke niedriger als die Ausgaben für Kernenergieoptionen. Dies erklärt, warum Kohlekraftwerke gebaut werden. Außerdem haben Atomkraftwerke relativ hohe Laständerungskosten, weshalb sie fast ausschließlich in Grundlast betrieben werden. Die Entwicklung der Elektrizitätsproduktion ist in Abbildung 9 dargestellt.

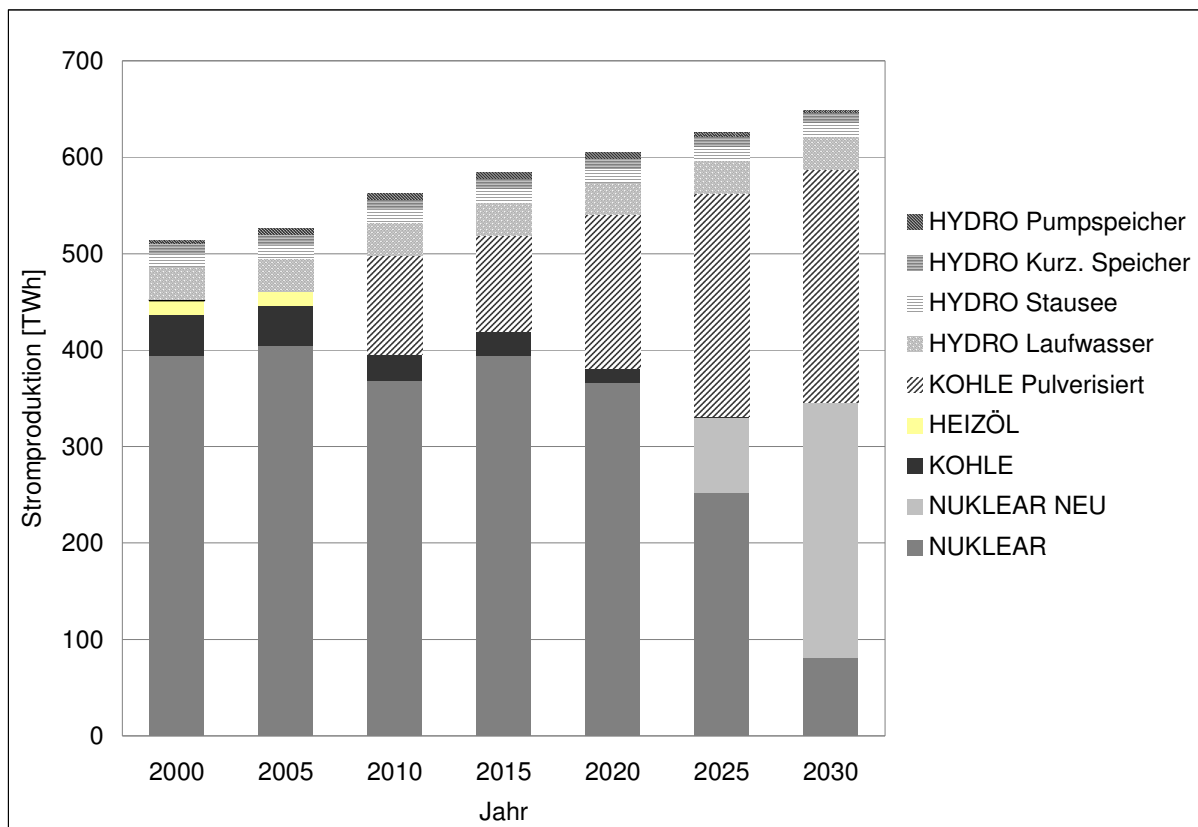


Abbildung 9: Stromproduktion im Szenario REFERENZ-1

Von der Periode 2020 - 2025 an werden weitere Atomkraftwerke stillgelegt. Neue Kern- und Kohlekraftwerke („NUKLEAR NEU“ bzw. „KOHLE Pulverisiert“) werden zugebaut. Die Laständerungen der Atomkraftwerke sind minimal, daher fallen fast keine Laständerungskosten an. Außerdem werden die höheren Annuitäten der Atomkraftwerke im Vergleich zu Kohlekraftwerken durch niedrigere variable Kosten (inklusive Brennstoffkosten) in dieser Periode ausgeglichen.

Die jährlichen Ausgaben zwischen 2010 und 2030 werden für die drei Szenarien REFERENZ-1, das Szenario REFERENZ-NUC, in dem keine fossil befeuerte Option zugebaut werden kann (nur Atomkraftwerke), und das Szenario REFERENZ-THF, in dem keine neuen Atomkraftwerke (nur fossil befeuerte Optionen) gebaut werden können, in Abbildung 10 vorgestellt. Die Modellergebnisse zeigen, dass die Ausgaben im Referenzszenario REFERENZ-1 und im Szenario REFERENZ-THF sehr nah beieinander liegen. Sofern die Kohlepreise in der Periode 2020 - 2030 niedriger sein würden, wären demnach Kohlekraftwerke die günstigste Zubauoption. Dieses Ergebnis ist jedoch sehr sensitiv in Bezug auf die Entwicklung der Brennstoffpreise.

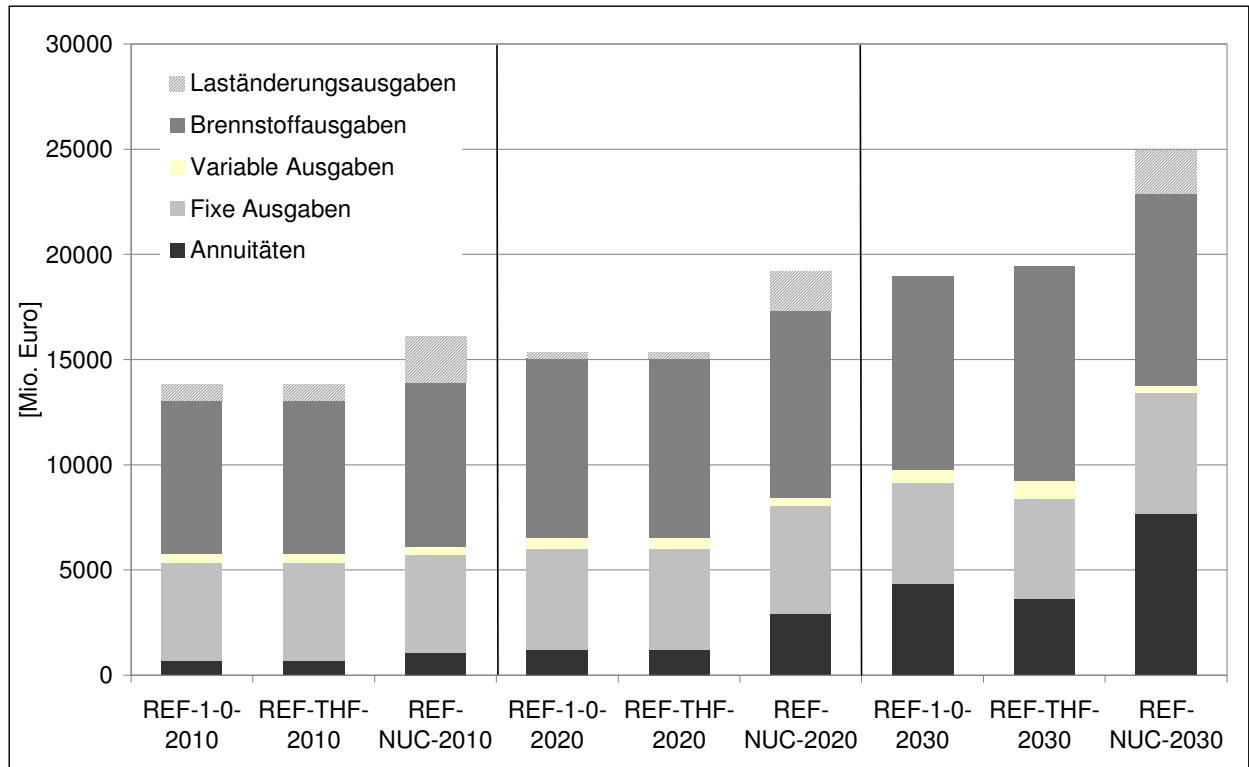


Abbildung 10: Vergleich der Gesamtkosten für die Szenarien REFERENZ-1, REFERENZ-THF und REFERENZ-NUC für die Jahre 2010, 2020, 2030

9.3.1.2 Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario REFERENZ-1

In diesem Szenario werden wie zu Beginn des Kapitels erläutert Umweltaspekte vernachlässigt und nur ökonomische Kriterien in Betracht gezogen. Die Entwicklung der verschiedenen Nachhaltigkeitsindikatoren wird im Folgenden analysiert und Schlussfolgerungen über die Nachhaltigkeit des Stromproduktionssystems werden abgeleitet. Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren zwischen 2000 und 2030 im Referenzszenario REFERENZ-1. Der Referenzwert der Indikatoren gleicht 100 für das Bezugsjahr 2000.

UMWELT

Ressourcenschonung

Wie die Modellergebnisse es zeigen, beruht die Elektrizitätsproduktion größtenteils auf der Nutzung nicht erneuerbarer Energieträger (Uran und Kohle). Selbst wenn sich die globale Effizienz des Produktionssystems wegen des Ersatzes von alten Kraftwerken durch effizientere Technologien verbessert, steigt der Verbrauch nicht erneuerbarer Energieträger an. Die Stromproduktion mit erneuerbaren Energien beschränkt sich vorwiegend auf bestehende hydroelektrische Kraftwerke während der gesamten Zeitperiode 2000 - 2030, sowie bereits installierte Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen bis zum Ende ihrer Lebensdauer. Der Beitrag dieser beiden Technologien bleibt marginal. Mit der aufgrund der steigenden Nachfrage wachsenden Stromproduktion auf der einen Seite und der stabilen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien auf der anderen sinkt der Anteil so genannten Grünstroms in der gesamten Stromerzeugung.

Umweltverträglichkeit

Mit der Zunahme der Stromproduktion in Kohlekraftwerken steigen die Emissionen von Treibhausgasen. Andererseits werden durch den Ersatz der alten fossil befeuerten durch neue effizientere Kraftwerke die Emissionen von NO_x und SO₂ in geringem Umfang reduziert. Der jährliche Anfall nuklearer Abfälle nimmt wegen einer Steigerung der Effizienz ab. Dennoch bleibt das Problem der Abfallbehandlung: Eine effiziente, langfristig sichere technische Lösung zur Behandlung, Verwertung bzw. Lagerung der sich akkumulierenden Abfälle muss gefunden werden. Tabelle 43 zeigt die Entwicklung der SO₂-, NO_x-, Treibhausgas- und Partikelemissionen im Szenario REFERENZ-1.

Tabelle 43: SO₂-, NO_x-, Treibhausgas- und Partikelemissionen im Szenario REFERENZ-1

| | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| SO ₂ [t] | 177.500 | 120.300 | 112.400 | 103.500 | 97.300 | 96.100 |
| NO _x [t] | 143.700 | 93.000 | 87.400 | 91.300 | 112.200 | 115.000 |
| Partikel [t] | 13.700 | 9.300 | 9.400 | 6.600 | 5.400 | 5.200 |
| CO ₂ Äquivalente [kt] | 53.500 | 107.900 | 104.100 | 136.600 | 176.300 | 181.800 |

Da angenommen wird, dass die meisten Abfälle von fossil befeuerten Anlagen (Aschen, Schwefelschlamm) wiederverwendet werden können, ist dieser Typ von Abfällen bezüglich der Nachhaltigkeit neutral zu bewerten. Jedoch ist es unsicher, ob zukünftig tatsächlich für die Gesamtheit der erzeugten Abfälle immer eine Wiederverwendungslösung gefunden werden kann. So ist etwa ab 2020 die erzeugte Aschemenge viermal höher als im Referenzjahr 2000.

Wegen der Zunahme der Elektrizitätsnachfrage ist mehr Kapazität erforderlich als im Bezugsjahr; die genutzte Fläche steigt daher durch den Aufbau neuer Anlagen.

WIRTSCHAFT

Das präsentierte Stromproduktionssystem beruht auf einer rein ökonomischen Optimierung: Keine sozialen oder ökologischen Beschränkungen sind integriert. Aufgrund der Tatsache, dass die Zielfunktion die Minimierung der entscheidungsrelevanten Gesamtausgaben ist, kann der Druck auf die Wirtschaft in diesem Szenario als minimal betrachtet werden. Abbildung 26 zeigt die Ausgaben für unterschiedliche Szenarien. Die geringsten Ausgaben werden im Szenario REFERENZ-1 getätigt.

Die Modellergebnisse zeigen, dass nachfrageseitige Energiesparmaßnahmen teilweise im Industriesektor realisiert werden. Nur die kosteneffektivsten Alternativen werden ausgewählt, die konkurrenzfähig zu direkten Maßnahmen in der Stromproduktion sind. Ohne diese Sparmaßnahmen in der Industrie wäre die Stromproduktion im Jahr 2020 um ca. 10 TWh und im Jahr 2030 ca. 14 TWh höher.

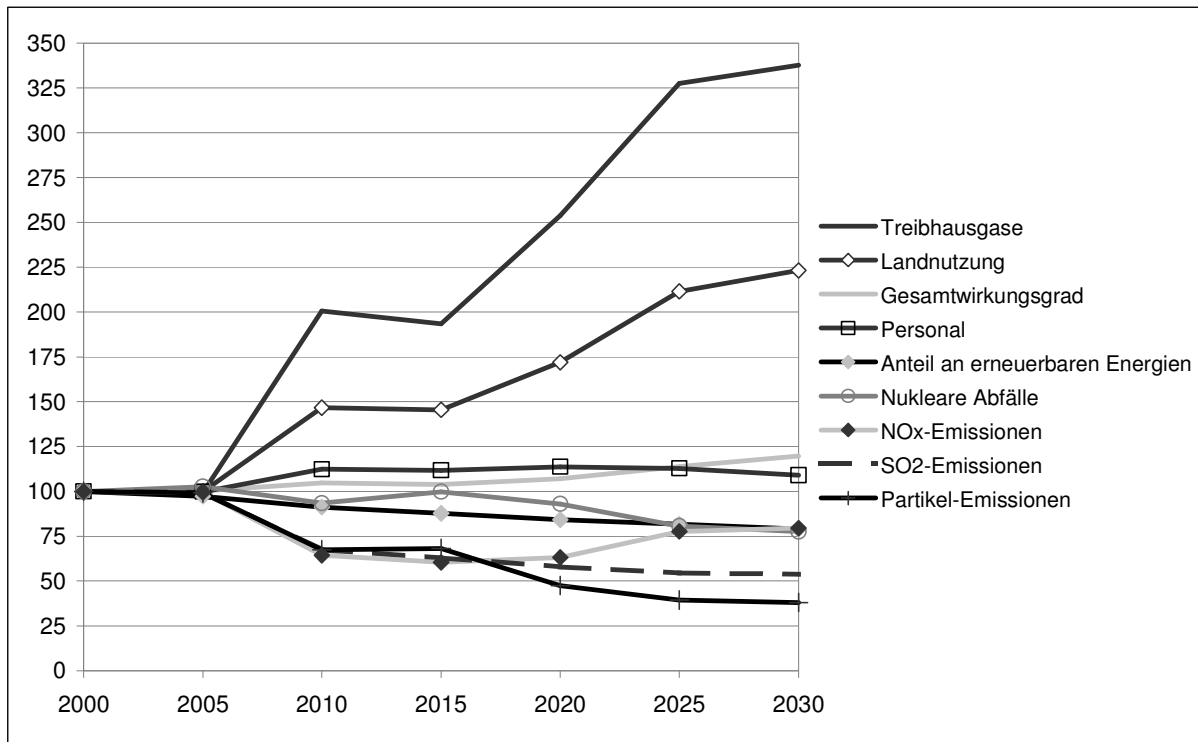


Abbildung 11: Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario REFERENZ-1

GESELLSCHAFT

Versorgungsstandard

Eine der Restriktionen des Modells ist die Befriedigung der wachsenden Elektrizitätsnachfrage in allen Sektoren. Die Energieversorgung orientiert sich an der Nachfrage und ihren Variationen, damit die Versorgungsstandardanforderungen erfüllt werden.

Sozialverträglichkeit

Die Analyse der sozialen Verträglichkeit beruht auf der Beschäftigung in der Stromproduktion. Wegen des Baus neuer Kohle- und Atomkraftwerke und der Zunahme der installierten Kapazität steigt das für die Elektrizitätsproduktion notwendige Personal zwischen 2005 und 2030. Damit hat die Entwicklung des Kraftwerksparks einen positiven Effekt auf die Beschäftigung.

Gesundheit und Risiko

Die Analyse der Gesundheitsrisiken wird auf die Emissionen von Partikeln zurückgeführt. Alte fossil befeuerte Kraftwerke werden durch neue effizientere Anlagen mit niedrigeren Partikel-Emissionsfaktoren ersetzt. Die Emissionen von Partikeln werden damit reduziert, selbst wenn die Produktion zwischen 2005 und 2030 steigt. Die Effekte auf die Gesundheit werden damit verringert.

Außerdem sollen Energieversorgungssysteme mit niedrigen Gefahren betrieben werden können. Die Menschen sollen sich weder durch die Technologie noch den Betrieb für die Brennstoffextraktion, Energieumwandlung, Übertragung oder Verteilung bedroht fühlen. Insbesondere die Kernenergie wird in diesem Zusammenhang von der Bevölkerung sehr unterschiedlich bewertet.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Wie die Modellergebnisse in diesem Szenario es zeigen, weisen einige der Indikatoren eine positive Entwicklung auf: Verbesserung der Effizienz, Minderung der Emissionen von SO₂ und NO_x und der jährlichen Atommüllproduktion. Dennoch bestehen die Probleme der Klimaänderung mit den hohen CO₂-Emissionen, der Ascheproduktion und der Akkumulation der nuklearen Abfälle weiter. Die jährlichen Gesamtemissionen von NO_x und SO₂ bleiben auch auf einem hohen Niveau (NO_x: 2010 und 2020 ca. 95.000 t; SO₂: 2010 ca. 120.000 t, 2020 ca. 110.000 t). Deshalb kann der Energieversorgungssektor in diesem Szenario zum Erreichen der Minderungsziele der europäischen Richtlinie 2001/81/EC für diese Schadstoffe nicht im vermutlich erforderlichen Maße beitragen. Unter diesen Bedingungen müssen daher weitere Beschränkungen ins Modell zur Bestimmung eines nachhaltigeren Energieversorgungssystems integriert werden.

9.3.2 Einführung von Umweltrestriktionen - Szenario ENVIRO-1

In diesem Szenario müssen 21 % der elektrischen Energie durch erneuerbare Energien erzeugt werden. Ab 2010 sind Obergrenzen bezüglich der Emissionen von NO_x, SO₂ und Treibhausgasen (CO₂-Äquivalente unter Beachtung des Global Warming Potential der verschiedenen Treibhausgase) in Übereinstimmung mit den gesetzlichen Zielen (vgl. Tabelle 41) zu beachten.

9.3.2.1 Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario ENVIRO-1

Um einen Beitrag der erneuerbaren Energien von 21 % an der gesamten Produktion ab 2010 zu erreichen, werden Wind und Holzkraftwerke zugebaut. Die Stromproduktion aus Windenergie erreicht ca. 31 TWh ab 2010. Die Stromproduktion in Holzkraftwerken steigt von ca. 30 auf ca. 35 TWh zwischen 2010 und 2030. In der Periode 2025 - 2030 wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien um Elektrizität aus geothermischen Anlagen ergänzt. Die gewählte Technik zur brennstofflichen Verwertung von Holz ist die Vergasung und anschließende Stromerzeugung mittels Gasturbinen. Im Vergleich zu konventionellen Holzkraftwerken (Dampfkessel und Dampfturbine) sind die SO₂- und NO_x-Emissionen niedriger. Zur Deckung des Bedarfs an Mittellast eignen sich Holz- und teilweise Geothermiekraftwerke: Sie sind flexibel genug, um den Lastkurven zu folgen, und ermöglichen die Einhaltung der Emissionsobergrenzen. Abbildung 12 zeigt die Stromerzeugung zwischen 2000 und 2030 im Szenario ENVIRO-1. Der Anteil an grünem Strom in der gesamten Produktion überschreitet 21 % nicht.

Die Nutzung von erneuerbaren Energien trägt zur Minderung der Emissionen von Treibhausgasen, SO₂ und NO_x bei. Alte fossil befeuerte Kraftwerke („KOHLE“) werden progressiv stillgelegt. Neue Kohlekraftwerke („KOHLE Pulverisiert“ - kohlestaubbefeuerte Anlagen) werden in dem Umfang zugebaut, dass die Emissionsobergrenzen nicht überschritten werden. Zwischen 2015 und 2020 werden die noch bestehenden Kohlekraftwerke mit SCR und/oder Low-NO_x Burner ausgerüstet, um die NO_x-Emissionen zu reduzieren (Anlage von La Maxe, Cordemais und Le Havre). Es erweist sich als kosteneffizienter, ausgewählte bestehende Kohlekraftwerke mit Rauchgasreinigungsanlagen nachzurüsten, statt diese schon ab 2010 durch andere emissionsarme Anlagen zu ersetzen.

Ab der Periode 2020 - 2030 werden bestehende Kernkraftwerke stillgelegt. Die Modellergebnisse zeigen, dass neue nukleare Kraftwerke installiert werden, um die steigende Nachfrage zu befriedigen und gleichzeitig die Emissionsobergrenzen einzuhalten.

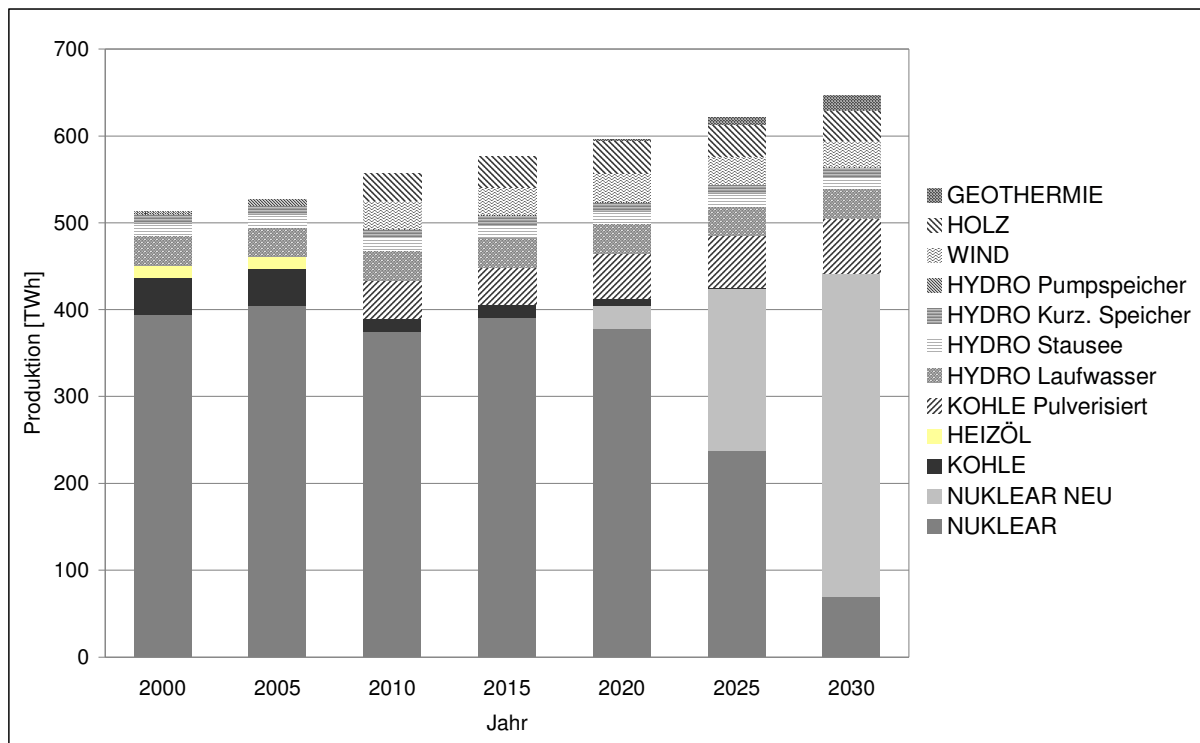


Abbildung 12: Stromerzeugung im Szenario ENVIRO-1

9.3.2.2 Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-1

In diesem Szenario werden die ökologischen Aspekte entsprechend den gesetzlichen, für Frankreich geltenden Zielsetzungen berücksichtigt. Die Entwicklung der unterschiedlichen Indikatoren in den drei Dimensionen der Nachhaltigkeit wird im Folgenden beschrieben (vgl. Abbildung 13)

UMWELT

Ressourcenverfügbarkeit

Die Stromerzeugung basiert teilweise auf der Nutzung erneuerbarer Energien. Dennoch überschreitet dieser Anteil nicht den geforderten Mindestanteil, selbst wenn weitere Beschränkungen bezüglich der Emission von Treibhausgasen, SO₂ und NO_x auferlegt werden. Die Inbetriebnahme weiterer Kernkraftwerke erlaubt es, die Emissionseinschränkungen einzuhalten. Daher bleiben nicht-erneuerbare Energieträger, hier das Uran und teilweise Kohle, die Hauptquellen für die Stromerzeugung.

Umweltverträglichkeit

Mit der wachsenden Nutzung erneuerbarer Energien und dem Ersatz alter fossil befeuerter Kraftwerke durch neue Kohle- und Kernkraftwerke gehen die Emissionen von Treibhausgasen, NO_x und SO₂, auf den geforderten Höchstwert zurück.

Die Jahresproduktion von Atommüll ist aufgrund des Zubaus neuer Kapazitäten und der steigenden Produktion in Atomkraftwerke zwischen 2010 und 2030 höher als im Szenario REFERENZ-1. Der

Effizianzanstieg der neuen Anlagen reicht nicht aus, um diesen Trend auszugleichen. Aufgrund der Stilllegung der alten nuklearen Kraftwerke und ihrem Ersatz durch effizientere Atomkraftwerke sinkt die jährliche Produktion an Atommüll nach 2020 wieder.

Mit der Stilllegung der alten Kohlekraftwerke fallen weniger Flug- bzw. Rostasche an. In Holzgaskraftwerken ist der Ascheausstoß geringer als in konventionellen Kraftwerken mit Kohlestaubfeuerung. Aber mit dem Zubau von Holzkraftwerken und neuen Kohlekraftwerken steigt die Produktion an Asche, deren Verwertung unsicher bleibt.

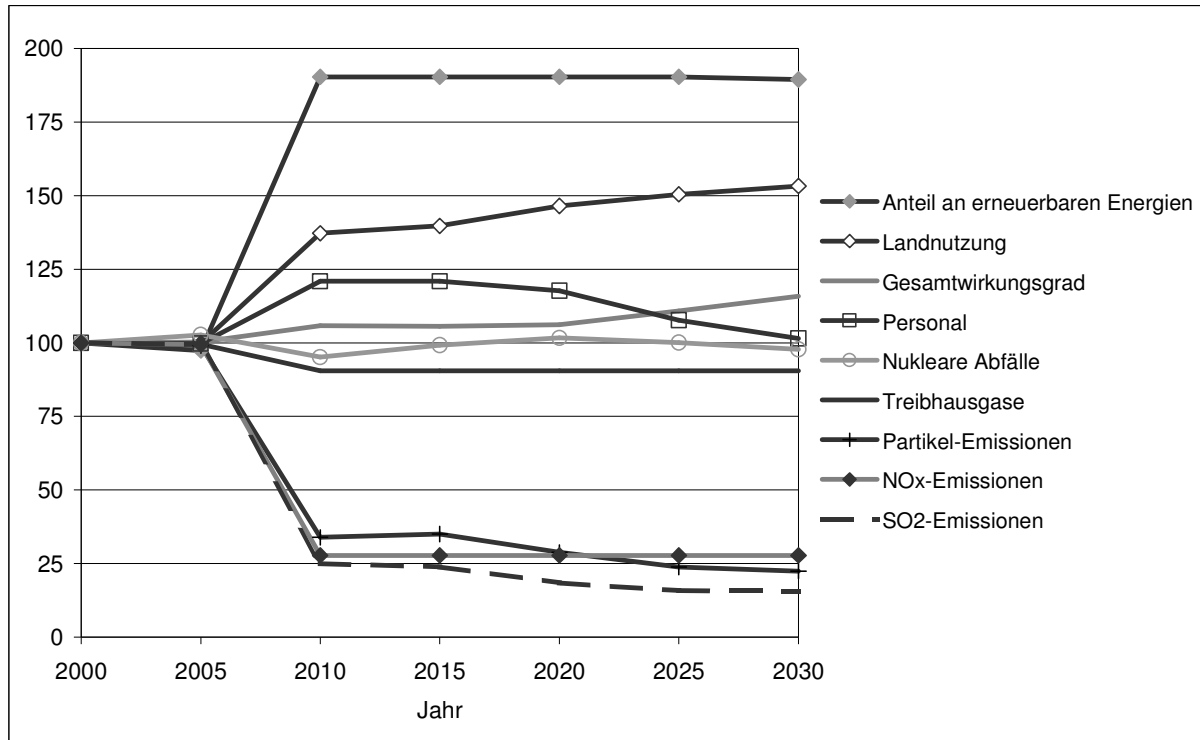


Abbildung 13: Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-1

WIRTSCHAFT

Das Energieeinsparpotenzial für Haushalte und den Tertiärsektor wird nicht ausgeschöpft. Investitionen zur Verbrauchsminderung, um damit die Elektrizitätserzeugung sowie die verbundenen Emissionen zu begrenzen, sind nicht mit Emissionsminderungsmaßnahmen auf Erzeugerseite konkurrenzfähig. Im Industriesektor verringern Energiesparmaßnahmen die Nachfrage um ca. 7 TWh im Jahr 2010 und um ca. 15 TWh ab 2020.

Die gesamten diskontierten Ausgaben sind um ca. 10 % höher als im Referenzszenario. Um die Umweltrestriktionen einzuhalten, ist der Zubau von neuen Anlagen notwendig. Des Weiteren werden wegen des Ersatzbedarfs durch Rückbau von bestehenden Kernkraftwerken und zum Einhalten der Emissionsobergrenzen neue EPR-Anlagen und nicht Kohlekraftwerke eingesetzt.

GESELLSCHAFT

Versorgungsstandard

Der wachsende Elektrizitätsbedarf aller Sektoren führt zu Investitionen in neue Kraftwerke, zum anderen zu Energieeinsparungen der Industrie.

Soziale Verträglichkeit

Ab 2010 steigt die notwendige Belegschaft in den neuen Wind- und Holzkraftwerken, was zu einem Anstieg des gesamten eingesetzten Personals im Produktionssystem führt. Da im Modell unterstellt wird, dass neue Kernkraftwerke weniger Personal benötigen als Stillzulegenden, geht die Gesamtzahl der in der Energieversorgung beschäftigten Personen zwischen 2015 und 2030 zurück.

Gesundheits- und Risikomanagement

Mit der Stilllegung von alten fossil befeuerten Kraftwerken gehen die Partikelemissionen des Kraftwerksparks stark zurück. Holzkraftwerke tragen zwar zu den Emissionen bei, aber auf sehr viel niedrigerem Niveau als Kohlekraftwerke. Damit sind die Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit begrenzt.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

In diesem Szenario zeigen die Modellergebnisse, dass Frankreich die gesetzten Umweltziele in Bezug auf die Reduktion der Treibhausgase, NO_x und SO_2 einhält. Weiterhin wird der geforderte Mindestanteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion erreicht. Deswegen ist die im Szenario ENVIRO-1 vorgeschlagene Struktur des Kraftwerksparks als nachhaltiger zu bewerten als jene des Referenzszenarios REFERENZ-1, sofern sich die Analyse auf die Indikatoren Ausgaben, Emissionen und erneuerbare Energien beschränkt. Zum Einhalten der Umweltrestriktionen sind die notwendigen Ausgaben aber etwas höher.

Im Szenario ENVIRO-1 nimmt der in Kernkraftwerken erzeugte Atommüll zu. Die Atomabfälle akkumulieren sich weiter. Dieses Resultat ist unter dem Nachhaltigkeitsgesichtspunkt wichtig, sowohl für die Verfügbarkeit endlicher Ressourcen (Uran) als auch für die Entsorgungsfrage für den radioaktiven Abfall. In einem weiteren Szenario (ENVIRO-NUC-1) ist daher der Neubau von Kernkraftwerken (EPR) ausgeschlossen.

9.3.3 Einführung von Umweltrestriktionen und Kernenergieausstieg - Szenario ENVIRO-NUC-1

Im Szenario ENVIRO-NUC-1 müssen mindestens 21 % der Strommenge durch erneuerbare Energiequellen gedeckt werden. Zudem sind ab 2010 die Emissionsobergrenzen für NO_x , SO_2 und Treibhausgase gemäß den gesetzlichen Zielvorgaben zu beachten. Des Weiteren ist keine Alternative mit neuer Nukleartechnik verfügbar. Ab dem Jahr 2018 werden alte Kernkraftwerke sukzessiv stillgelegt, während die Elektrizitätsnachfrage steigt. Die Periode 2020 - 2030 ist dabei besonders kritisch, da innerhalb dieser Periode ca. 45 GW Kernkraftwerksleistung stillgelegt werden.

9.3.3.1 Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario ENVIRO-NUC-1

Bis 2020 erzeugen die verbleibenden Kernkraftwerke mehr als 65 % der Strommenge. Im Jahr 2010 erreicht die Produktion in den bestehenden Kernkraftwerken ca. 370 TWh. Alle vorhandenen fossil befeuerten Kraftwerke werden zwischen 2000 und 2020 außer Betrieb gesetzt (vgl. Abbildung 14).

Ab 2010 werden Biomassekraftwerke (integrierte Holzvergasung) und Windkraftanlagen (Off- und On-Shore) errichtet (Biomasse: 2010 ca. 5 GW, 30 TWh; Wind: 2010 ca. 10 GW, 32 TWh). Die Windkapazität wird bis 2030 weiter ausgebaut, bis das Potenzial vollständig ausgeschöpft wird. Diese erneuerbaren Energien übernehmen den Anteil der alten fossil befeuerten Anlagen an der Strom-

produktion und stehen zur Deckung des wachsenden Bedarfs zur Verfügung. Im Jahr 2025 erreicht der Anteil der regenerativen Strommenge ca. 22 %, im Jahr 2030 ca. 24 %.

Um den Produktionsausfall der stillgelegten Kohlekraftwerke zu ersetzen, werden neue Kohlekraftwerke ab 2010 (konventionelle Staubfeuerung „KOHLE Pulverisiert“) und ab 2015 Erdgas-GuD-Anlagen („GAS GUD“) zugebaut. Ab 2020 erreichen viele Kernkraftwerke das Ende ihrer Nutzungsdauer. Zwischen 2000 und 2025 werden ca. 22.640 MW und im Zeitraum 2025 - 2030 ca. 22.610 MW Kraftwerksleistung stillgelegt. Dies entspricht einem Produktionsrückgang von ca. 130 TWh im Jahr 2025 und ca. 300 TWh bis 2030 im Vergleich zum Jahr 2020. Das Potenzial an erneuerbaren Energien ist nicht ausreichend, um die stillgelegten Kernkraftwerke zu ersetzen. Darüber hinaus müssen die ökologischen Ziele ebenso beachtet werden. Tabelle 44 zeigt die im Modell geschätzten Potenziale regenerativer Energien und deren Maximalproduktion in den Jahren 2025 und 2030, unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit verschiedener Kraftwerkstypen.

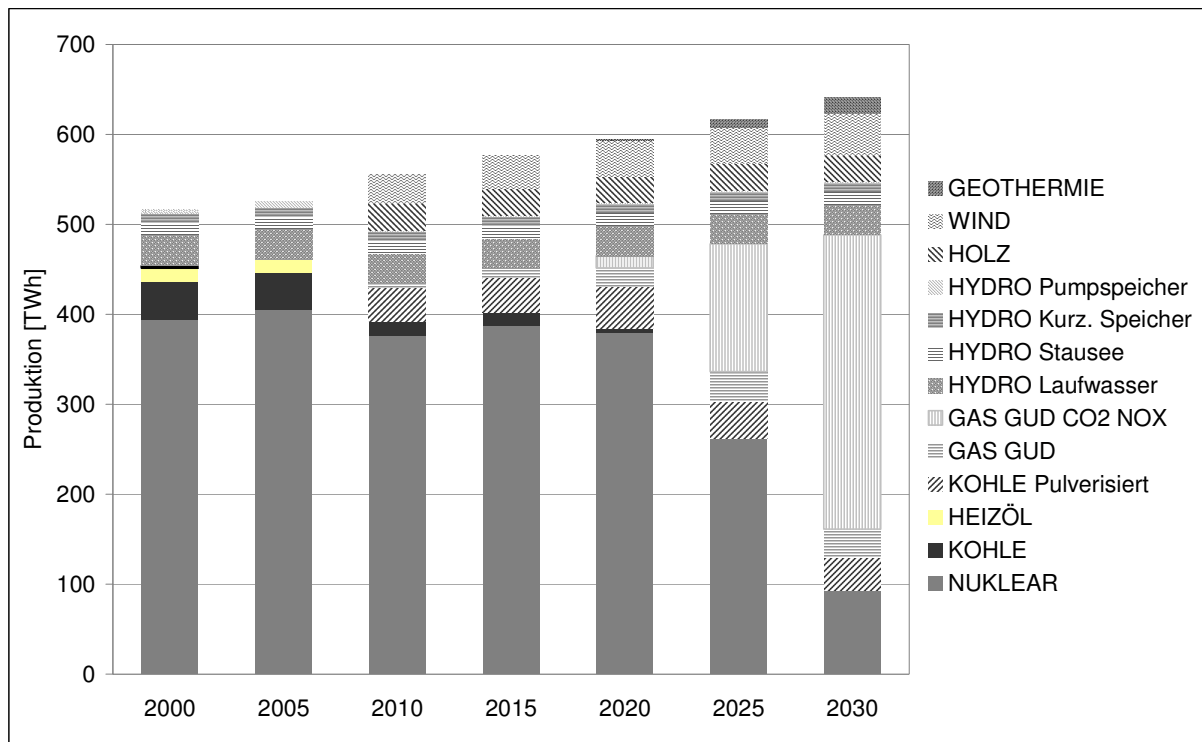


Abbildung 14: Stromproduktion im Szenario ENVIRO-NUC-1

Tabelle 44: Potenzial regenerativer Energien in den Jahren 2025 und 2030

| | Maximale Kapazität im Jahr 2025 [MW] | Maximale Produktion im Jahr 2025 [TWh] | Maximale Kapazität im Jahr 2030 [MW] | Maximale Produktion im Jahr 2030 [TWh] |
|------------------|---|--|---|--|
| Wind On-Shore | 11.000 | 15 | 11.000 | 15 |
| Wind Off-Shore | 9.000 | 31 | 9.000 | 31 |
| Holz (Vergasung) | 17.500 | 75 | 17.500 | 75 |
| Photovoltaik | 920 | 1 | 2.810 | 3 |
| Geothermie | 1.340 | 9 | 2.560 | 17 |
| SUMME | 39.760 | 131 | 42.870 | 141 |

Neben der Bedingung bezüglich der Maximalproduktion müssen die Nachfrageschwankungen im Verlauf eines Tages mit einbezogen werden. Aufgrund der Fluktuationen bei der Stromgewinnung aus Windkraft kann diese im Modell nicht für Spitzen- oder Mittellast genutzt werden. Daher müssen als Ersatz für stillzulegende Kernkraftwerke Lösungskonzepte unter den fossil befeuerten Kraftwerken gefunden werden, wobei die auferlegten Umweltrestriktionen zu beachten sind.

Dazu müssen weitere emissionsarme Technologien oder Emissionsminderungsmaßnahmen analysiert werden. Zwei vielversprechende Forschungsbereiche, an denen momentan gearbeitet wird, sind Brennstoffzellen, die mit umweltfreundlich gewonnenem Wasserstoff betrieben werden, sowie die CO₂-Separation und --speicherung.

Ab dem Jahre 2018 werden die Kernkraftwerke schrittweise stillgelegt und müssen ersetzt werden. Weitere Windkraftkapazitäten werden aufgebaut; somit wird das vermutete Windpotenzial Frankreichs in Gänze ausgeschöpft. Geothermiekraftwerke (1.300 MW 2025) und GuD-Kraftwerke (20 GW 2025) mit NO_x- und CO₂-Abscheidung („Gas GuD CO₂ NO_x“) werden ebenfalls in Betrieb genommen. Die GuD-Kraftwerke arbeiten zur Deckung des Strombedarfs in Grund- und Mittellast.

Zwischen 2025 und 2030 spitzt sich die Situation weiter zu: Es bleiben ca. 35 bzw. ca. 12 GW an nuklearer Kraftwerksleistung übrig. Um unter den geforderten Maximalgrenzen bezüglich der Emissionen von Treibhausgasen, NO_x und SO₂ zu bleiben, werden weitere GuD-Anlage mit CO₂ und NO_x-Abscheidung installiert. Ihre Kapazität erreicht ca. 45 GW im Jahr 2030. Abbildung 15 zeigt die Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten im Szenario ENVIRO-NUC-1.

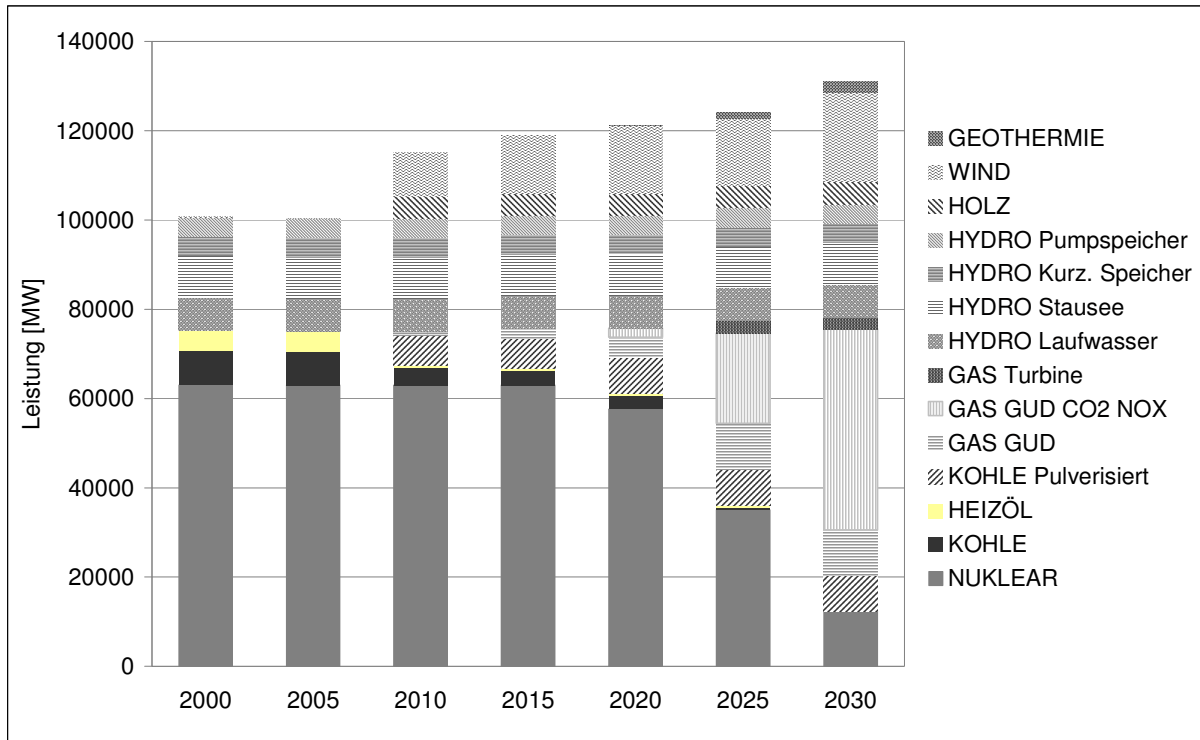


Abbildung 15: Installierte Leistung im Szenario ENVIRO-NUC-1

In diesem Szenario wird die Grundlast durch Erdgas-GuD-Anlagen erzeugt, ihr Anteil an der gesamten Produktion mit NO_x- und CO₂-Abscheidung beträgt 23 % (2025) bzw. 51 % (2030). Tabelle 45 zeigt die Entwicklung der SO₂-, NO_x-, Treibhausgas- und Partikelemissionen im Szenario ENVIRO-NUC-1.

Tabelle 45: SO₂-, NO_x-, Treibhausgas- und Partikelemissionen im Szenario ENVIRO-NUC-1

| | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|
| SO ₂ [t] | 177.500 | 44.500 | 41.700 | 25.700 | 20.500 | 18.000 |
| NO _x [t] | 143.700 | 40.200 | 40.200 | 40.200 | 40.200 | 40.200 |
| Partikel [t] | 13.700 | 4.700 | 4.600 | 2.900 | 2.500 | 2.300 |
| CO ₂ Äquivalente [kt] | 53.500 | 46.300 | 48.690 | 48.690 | 48.690 | 48.690 |

Eine Alternative zu GuD-Anlagen mit CO₂-Abscheidung und NO_x-Minderung wäre die Wasserstoffbrennstoffzelle. Der betrachtete Wirkungsgrad der Brennstoffzelle ist größer als der des GuD-Prozesses, jedoch sind die Investitionen höher als bei GuD-Anlagen mit CO₂-Abscheidung. Andererseits stellt sich die Frage der Verwertungsmöglichkeit des abgetrennten CO₂. Die CO₂-Speicherung kann als eine provisorische Maßnahme oder eine Verlagerung des Treibhausgasausstoßes betrachtet werden. Eine Abgabe an die Atmosphäre darf nicht erfolgen. Wenn keine wirtschaftlich und technisch vertretbare Lösung vorhanden ist, kann die H₂-Brennstoffzelle eine Alternative zu GuD-Anlagen mit CO₂-Abscheidung sein. In einem Szenario, wo nur H₂-Brennstoffzelle als Investitionsoption zu Verfügung stünden, würden die gesamten entscheidungsrelevanten Ausgaben in der Periode 2000 - 2030 um ca. 12 % höher als im Szenario ENVIRO-NUC-1 liegen.

Energieeinsparungen spielen in diesem Szenario ebenfalls eine Rolle. Im Dienstleistungsbereich erreichen sie 2 TWh und in der Industrie 15 TWh ab 2020. Tabelle 46 zeigt die Entwicklung der Energieeinsparungen in den beiden genannten Sektoren. Die Energiesparmaßnahmen auf der Nachfrageseite erlauben die Reduktion der Investitionen auf der Versorgungsseite und damit auch die der Strom-, Abgas- und Abfallproduktion.

Tabelle 46: Energieeinsparungen in den verschiedenen Sektoren im Szenario ENVIRO-NUC-1

| | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Tertiär [TWh] | 0.4 | 0.0 | 0.0 | 1.6 | 2.5 | 2.5 |
| Industrie [TWh] | 3.8 | 7.2 | 11.0 | 15.4 | 16.5 | 17.0 |
| SUMME [TWh] | 4.3 | 7.2 | 11.0 | 17.0 | 19.0 | 19.5 |

9.3.3.2 Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-NUC-1

In diesem Szenario werden ökologische Aspekte berücksichtigt, die den gesetzlichen Zielvorgaben für Frankreich entsprechen. Weitere Zukunftstechnologien werden einbezogen, um die emissionsfreien Kernkraftwerke ersetzen zu können. Im Folgenden wird die Entwicklung der unterschiedlichen Indikatoren der Nachhaltigkeit beschrieben (vgl. Abbildung 16).

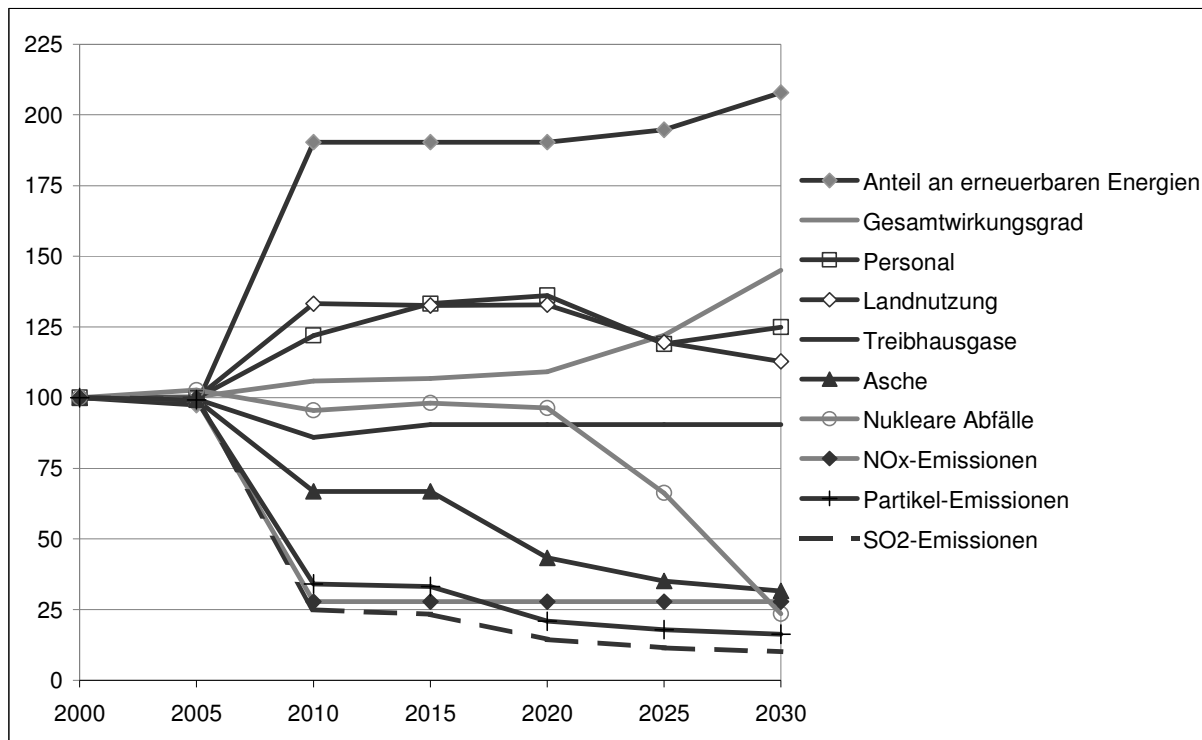


Abbildung 16: Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-NUC-1

UMWELT

Ressourcenverfügbarkeit

Die Stromerzeugung basiert bis 2015 hauptsächlich auf der Kernkraft. Ab 2020 übernehmen Erdgaskraftwerke einen Teil der Elektrizitätsversorgung. Der Erdgasverbrauch steigt von ca. 60 PJ im Jahr 2015 zu ca. 210 PJ im Jahr 2020 und ca. 2.400 PJ im Jahr 2030. Daher ist in diesem Szenario, der Druck auf erschöpfbare Energien erheblich. Die Erdgaspreise sind eine wichtige Unbekannte in dieser Betrachtung. Steigen diese Preise in einer viel stärkeren Weise an als im Modell unterstellt, kann die H₂-Brennstoffzelle konkurrenzfähig sein. Des Weiteren würde die Produktion von Wasserstoff zum Betrieb der Brennstoffzelle in mit erneuerbarem Strom betriebenen Elektrolyseanlagen die Nutzung von erschöpfbaren Energien verringern. Es kann unterstrichen werden, dass der elektrische Wirkungsgrad von GuD-Kraftwerken und Brennstoffzellen (54 % bzw. 65 %) höher als der von Kernkraftwerken neuester Generation (36 %) ist. Die Effizienzsteigerung trägt zu Einsparungen von Primärenergie bei.

Umweltverträglichkeit

Der Anteil regenerativer Energie an der Stromproduktion wächst in den Jahren von 2010 bis 2030 von 21 % auf ca. 24 %. Bis 2015 werden mehr als 65 % des Stroms in Kernkraftwerken produziert. Die Treibhausgas-, NO_x- und SO₂-Emissionen gehen mit der Stilllegung alter fossil befeuerter Kraftwerke und dem Einsatz erneuerbarer Energien zurück.

Mit der Stilllegung der alten Kohle- und Kernkraftwerke fällt weniger Abfall (Asche und Atommüll) an. Daher gestaltet sich das Entsorgungsproblem weniger schwierig. Eine zukunftsfähige Lösung für das Recycling der in früheren Jahren akkumulierten Abfallmenge muss dennoch gefunden werden.

Die steigende Flächennutzung ist eine Auswirkung der aufgrund des wachsenden Strombedarfs zunehmenden installierten Kraftwerksleistung zwischen 2010 und 2020. Ab 2020 ersetzen GuD-Anlagen die stillgelegten Kernkraftwerke, wobei im Modell angenommen wird, dass der spezifische Flächenverbrauch von GuD-Anlagen geringer ist als derjenige von Kernkraftwerken. Der Flächenverbrauch sinkt damit ab 2020.

WIRTSCHAFT

Die Realitätsnähe dieses Szenarios steht und fällt mit der Entwicklung von neuen Technologien mit niedrigen Emissionen zur Stromproduktion. Falls ein zur Kernkraft konkurrenzfähiges Kostenniveau (Investitionen, fixe und variable Kosten) erreicht wird, werden diese Technologien zu einer nachhaltigeren Energieversorgung beitragen. Die Energieeinsparungen auf Verbraucherseite reduzieren die Stromproduktion auf kosteneffiziente Weise und unterstützen die Abfall- und Emissionsminderungen.

In diesem Szenario sind die Gesamtkosten über die Planungsperiode hinweg 2000 - 2030 etwa um 6 % höher als im Szenario ENVIRO-1 und um ca. 14 % höher als im Referenzszenario REFERENZ-1, in denen neue Kernkraftwerke in Betrieb genommen werden. Die Kosten im Szenario ENVIRO-NUC-1 hängen sehr von der Entwicklung alternativen Technologien zu Kernkraftwerken (European Water Pressurised Reactor – EPR) ab, z.B. CO₂-freie, und mit geringen NO_x- und SO₂-Emissionen verbundene Technologien. Die Frage nach der Verfügbarkeit und der Ausgereiftheit (Konkurrenzfähigkeit) dieser Technologien in den nächsten 20 - 30 Jahren kann an dieser Stelle nur offen bleiben.

GESELLSCHAFT

Versorgungsstandard

Eine Nebenbedingung des Modells ist die Deckung der wachsenden Stromnachfrage in allen Sektoren. Die Stromversorgung wird gemäß des Bedarfs und der Bedarfsschwankungen angepasst. Abbildung 17 zeigt die Einlastung verschiedener Kraftwerke an einem typischen Arbeitstag im Winter 2025. Die Stromversorgung muss den jahreszeitlichen Bedarfsschwankungen folgen. Im Szenario ENVIRO-NUC-1 liefern die verbleibenden Kernkraftwerke, die GuD-Anlagen, Holz- und Geothermiekraftwerke sowie die Laufwasserkraftwerke die Grundlast. Im Mittellastbereich werden Speicherwasserkraftwerke (Stauseen und kurzfristige Wasserspeicherkraftwerke) betrieben. Zur Deckung der Spitzenlast werden typischerweise Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinen herangezogen. Der Einsatz der verschiedenen Kraftwerke wird durch ihre variablen Kosten und die Verfügbarkeit bedingt.

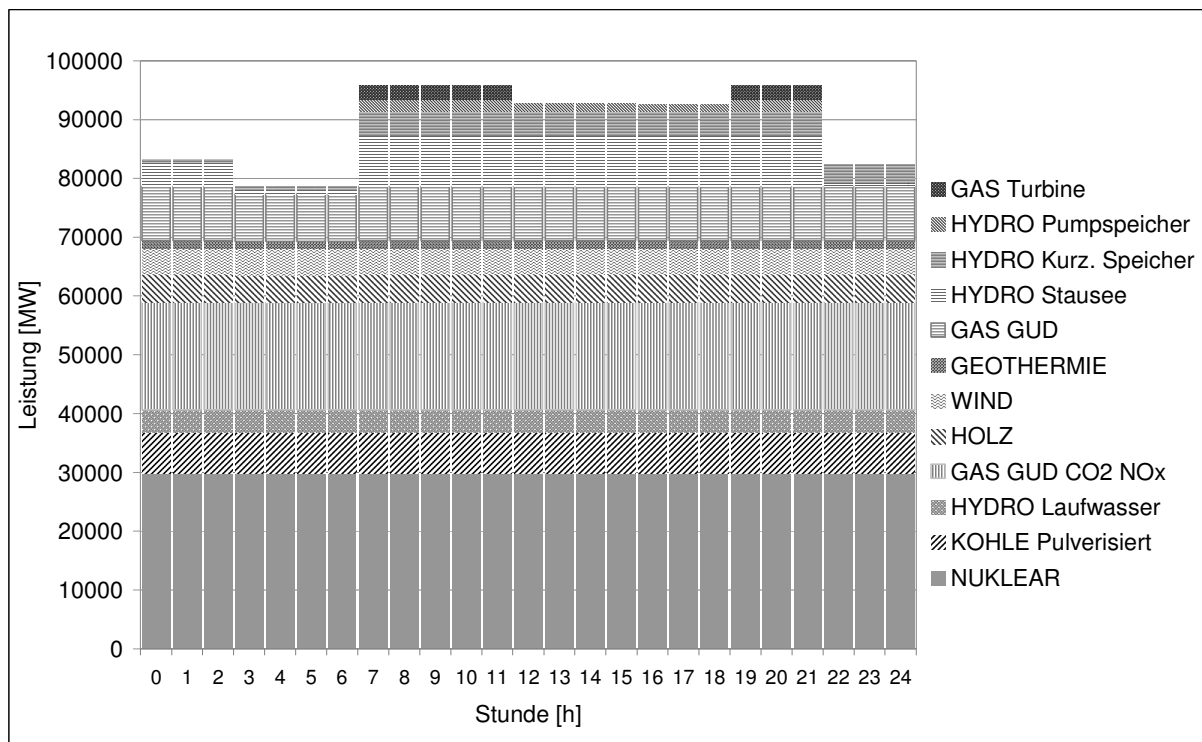


Abbildung 17: Anlageneinlastung an einem Winterarbeitstag, 2025 im Szenario ENVIRO-NUC-1

Soziale Verträglichkeit

Betrachtet man die Arbeitsmarkteffekte, so verringert sich in der Zeit von 2015 bis 2030 aufgrund von Stilllegungen die Belegschaft des nuklearen Kraftwerksparks um ca. 85 %. Diese Arbeitsplatzverluste werden durch die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke ausgeglichen. Der Höchstwert im Jahr 2020 ist auf die Installation neuer Wind-, GuD- und Kohleanlagen zurückzuführen, wohingegen bis dahin erst wenige Kernkraftwerke außer Betrieb gegangen sein werden. In der Folgeperiode werden neue GuD-Anlagen errichtet, die weniger Mitarbeiter als die Nuklearanlagen benötigen, was die leichte Abnahme des Betriebspersonals im Kraftwerkspark erklärt. (Es wurde unterstellt, dass der spezifische Personalbedarf von Brennstoffzellen-Kraftwerken vergleichbar ist mit dem der GuD-Kraftwerke). Mit der steigenden Nachfrage und dem weiteren Ausbau von Windanlagen steigt das notwendige Personal in der letzten Periode 2025 - 2030 wieder leicht.

Gesundheits- und Risikomanagement

Die Gesundheitsrisiken werden kleiner, da sich der Anfall von Krebs erregendem, radioaktivem Abfall verringert und die Partikelemissionen aufgrund der Außerbetriebnahme alter Kohlekraftwerke zurückgehen.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario ENVIRO-NUC-1 ist von der ökologischen und sozialen Seite als nachhaltiger als jene im Szenario ENVIRO-1 anzusehen. Vom ökonomischen Standpunkt her sind die zum Ersatz der Kernkraftwerke nötigen Investitionen höher. Der wirtschaftliche Druck ist daher bedeutender (siehe Abbildung 26).

In den Jahren nach 2020 muss Frankreich alte Kernkraftwerke durch effiziente, nachhaltige Technologien ersetzen. Die im Hinblick auf die Forderungen einer nachhaltigen Entwicklung zu betrachtenden Alternativen sind nach heutigem Kenntnisstand:

- Eine Kernkraftnutzung mit niedrigem Risikoprofil, geringer bzw. keiner Atommüllproduktion oder einer sicheren Aufbereitung nuklearer Reststoffe,
- GuD oder Kohlevergasung im Kombiprozess mit CO₂-Abscheidung und effizienten Minderungsmaßnahmen bzgl. NO_x und SO₂,
- H₂-Brennstoffzellenkraftwerke mit einer nachhaltigen Wasserstoffproduktion.

Eine weitere Alternative wäre die Verlängerung der Lebensdauer bestehender Kernkraftwerke, in dem diese entsprechend gewartet oder nachgerüstet werden („Retrofit“). Es muss aber für einen sicheren Betrieb und eine risikoarme Atommüllentsorgung gesorgt werden.

9.3.4 Einführung von Umweltrestriktionen und Berücksichtigung des CO₂-Emissionshandels - Szenario ENVIRO-CO₂-1

Aufgrund der Liberalisierung des Strommarktes kann der Elektrizitätssektor eines Landes bzw. eines Bundeslandes nicht als abgeschlossen betrachtet werden. Vielmehr sind Möglichkeiten des Stromimports und -exports zu berücksichtigen. Des Weiteren ist davon auszugehen, dass auch Klimaschutzziele auf Staaten- bzw. Länderebene nicht ausschließlich durch die Umsetzung eigener Minderungsmaßnahmen erreicht werden müssen. Insbesondere da die meisten der Länder der EU noch deutlich davon entfernt sind, ihre Verpflichtungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls zu erreichen, hat die Europäische Kommission ein Grünbuch zu einem europaweiten Zertifikatehandel angenommen und darauf aufbauend eine Richtlinie zur Ausgestaltung und Einführung des Zertifikatehandels unterbreitet.

Im Folgenden soll zur Berücksichtigung der Möglichkeiten eines internationalen Stromaustausches und Zertifikatehandels das Modell mit einem bestehenden Strom- und Zertifikatemarktmodell [Enzensberger 2003] gekoppelt werden („Soft-Link“). Dieses Strom- und Zertifikatemarktmodell basiert auf einer detaillierten Technologiedatenbank, mit deren Hilfe das europäische Elektrizitätsversorgungssystem entsprechend den ehemaligen Netzgebieten der Verbundunternehmen bzw. den Staatsgebieten in verschiedene regionale Sektoren unterteilt wird. Über 500 Technologieklassen beschreiben die verschiedenen regionalen Erzeugungsstrukturen. Interregionale Übertragungsmöglichkeiten sind gemäß den realen Kapazitäten der Kuppelleitungen, Übertragungsverlusten und Durchleitungsentgelten parametrisiert. Das implizite Marktverständnis des Modells geht von einem vollständigen Wettbewerbsmarkt aus und trägt damit den neuen Marktgegebenheiten nach der Liberalisierung Rechnung. Alle abgebildete Sektoren stehen neben dem physischen Energiemarkt

auch auf einem mit ersterem direkt gekoppelten Zertifikatehandel in Verbindung. Strom- und Zertifikatspreise bestimmen sich aus den Grenzerzeugungs- bzw. Grenzvermeidungskosten.

Mithilfe der integrierten Modelle werden Rückschlüsse auf die Stromimport- und -exportentwicklung sowie ggf. Zertifikatekaufs- bzw. -verkaufsentwicklungen gezogen, die die Energieversorgungsstruktur in Frankreich und damit sowohl die Emissionsentwicklung als auch die Emissionsminderungsoptionen in den nächsten Jahren entscheidend beeinflussen können.

Zur Bestimmung der ausgetauschten Strommenge von Frankreich mit anderen europäischen Ländern und der gehandelten CO₂-Zertifikate wurden folgende Annahmen im Modell PERSEUS-CERT getroffen:

- Die Möglichkeit eines Zubaus neuer Kernkraftwerke in der EU ist auf Frankreich, Großbritannien und Finnland begrenzt.
- Der Zertifikatehandel orientiert sich an den Emissionsrechten des EU-Burden-Sharing (Lastenteilung für die 15 EU-Länder) und der 10 Beitrittsländer (nach den Zielen des Kyoto-Protokolls)²⁸³. Frankreich wurden Emissionsrechte in einer Höhe von 64.900 Mio. t CO₂ für die Strom- und Wärmeproduktion, Raffinerie, feste Brennstoffaufbereitung („Energiesektor“) zugeteilt. Die Rechte für den Strombereich entsprechen ca. 47.000 kt CO₂ (ca. 71 % der gesamten Rechte des Energiesektors).
- Die Gaspreise in den verschiedenen Ländern folgen einer ähnlichen Entwicklung wie die im Modell PERSEUS-SUSTAIN berücksichtigten Gaspreise.

Mit den oben genannten Hypothesen und den im Modell PERSEUS-CERT berücksichtigten Kraftwerksparks, Zubauoptionen und Nachfragen für die einzelnen europäischen Länder ergeben sich die in Tabelle 47 dargestellten Ergebnisse für Frankreich. Aus diesen Ergebnissen lassen sich die Treibhausgasobergrenzen für das Szenario ENVIRO-CO₂-1 ableiten. Sie entsprechen der Obergrenze des Szenarios ENVIRO-1 (Burden-Sharing-Wert für Frankreich) reduziert um die von Frankreich auf den Markt gebrachten CO₂-Zertifikate.

Zwischen 2000 und 2010 beträgt der französische Stromsaldo ca. 65 TWh. Der Nettostromimport des deutschen Stromsektors wird im Jahr 2015 reduziert. Deutschland produziert mehr Eigenstrom und damit steigen die Emissionen an CO₂. Das deutsche Emissionsrechtangebot verringert sich. Der veränderte deutsche Stromaustauschsaldo wirkt sich auf die Stromaustauschsalden Frankreich aus. Der Nettostromexport Frankreichs geht auf ca. 29 TWh/a zurück.

²⁸³ Im Zuge der Osterweiterung der Europäischen Union ist auch eine Teilnahme der neuen Mitgliedstaaten an einem europäischen Emissionsrechtehandel zu berücksichtigen. Der ursprüngliche Politikansatz diente der Umsetzung der von der Europäischen Union im Rahmen des Kyoto-Protokolls eingegangenen Emissionsminderungsverpflichtung. Diese völkerrechtliche Verpflichtung ist jedoch unabhängig von einem Beitritt weiterer Staaten zur Union auf die damaligen EU15-Staaten beschränkt. Für die nun neu hinzugekommenen Mitgliedsstaaten existieren im Kyoto-Protokoll eigene Zielwerte.

Tabelle 47: Aus dem Modell PERSEUS-CERT abgeleitete Vorgaben für das Szenario ENVIRO-CO₂-1

| | 2010 | 2015 | 2020 |
|---|---------------|---------------|---------------|
| Emissionsrechte [kt CO ₂] Energieindustrie PERSEUS-CERT | 64.900 | 64.900 | 64.900 |
| CO ₂ -Emissionen [kt CO ₂] Energieindustrie PERSEUS-CERT | 44.740 | 47.920 | 41.640 |
| Verkaufte CO ₂ -Zertifikate [kt CO ₂] von der Energieindustrie PERSEUS-CERT | 20.160 | 16.980 | 23.260 |
| Verkaufte CO₂-Zertifikate vom Stromsektor [kt CO₂]^a | 14.310 | 12.060 | 16.510 |
| Treibhausgasobergrenze im Szenario ENVIRO-1 [kt CO ₂ Äquivalente] | 48.960 | 48.960 | 48.960 |
| Treibhausgasobergrenze im Szenario ENVIRO-CO₂-1 [kt CO₂ Äq.] | 34.650 | 36.900 | 32.450 |
| Stromexport [TWh] im Szenario ENVIRO-CO₂-1 | 72,9 | 50,4 | 78,7 |
| Stromimport [TWh] im Szenario ENVIRO-CO₂-1 | 8,4 | 21,9 | 24,6 |

^a 71 % der gesamten CO₂-Zertifikate der Energieindustrie

Die Emissionsobergrenzen für NO_x und SO₂ sowie der Mindestanteil der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien bleiben in der gleichen Höhe wie im Szenario ENVIRO-1. Da die Analyse in dem Modell PERSEUS-CERT sich auf dem Zeithorizont 2000-2020 beschränkt, wird auch im Szenario dieser Zeithorizont betrachtet.

9.3.4.1 Entwicklung des Kraftwerksparks

Im Vergleich zum Szenario ENVIRO-1 werden im Szenario ENVIRO-CO₂-1 in der Periode ab 2010 weniger neue Kohlekraftwerke eingesetzt, sondern GuD-Anlagen, um die CO₂-Emissionen weiter zu mindern. Zwischen 2010 und 2015 bleibt die Stromproduktion stabil trotz einer Erhöhung der nationalen Stromnachfrage. Der Stromaustauschsaldo (Stromexport-Stromimport) ist geringer (2010: ca. 65 TWh, 2015: ca. 28 TWh): Es kommt zu einer Erhöhung des Stromimports und Senkung des Stromexports. Gleichzeitig werden im Jahre 2015 weniger CO₂-Zertifikate verkauft, was mit einer Erhöhung der Produktion in Kohlekraftwerken verbunden ist.

Ab 2020 steigen der Stromsaldo und die verkaufte CO₂-Zertifikatmenge wieder an. Dies kann durch eine Erhöhung der Stromproduktion in bestehenden und neuen nuklearen Kraftwerken erreicht werden. Gleichzeitig werden neue Kohlekraftwerke zugebaut, um zur Deckung der steigenden Nachfrage beizutragen: Mit der Stilllegung von fast allen alten Kohlekraftwerken können die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Jahr 2015 weiter reduziert werden (Einsatz von effizienteren Kohlekraftwerken) (vgl. Abbildung 18).

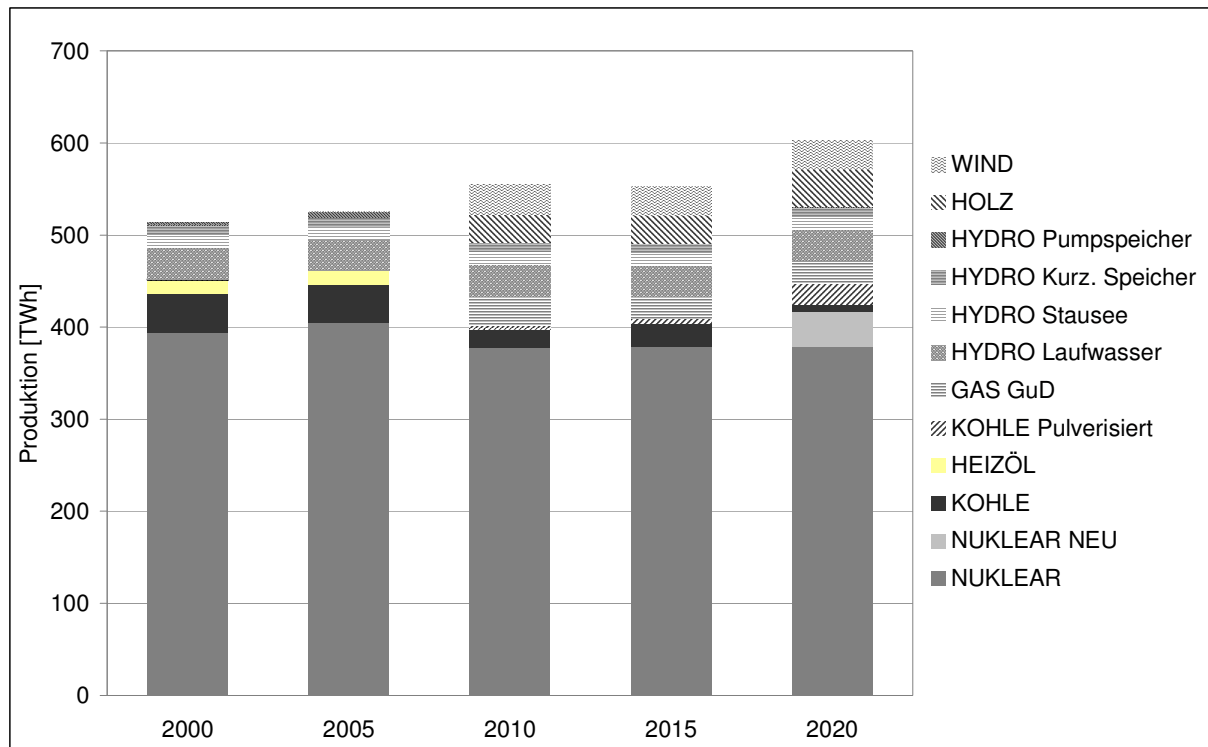


Abbildung 18: Stromproduktion im Szenario ENVIRO-CO₂-1

9.3.4.2 Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-CO₂-1

UMWELT

Ressourcenverfügbarkeit

Die Stromerzeugung basiert teilweise auf die Nutzung erneuerbarer Energien. Dennoch, wie im Szenario ENVIRO-1, überschreitet dieser Anteil allerdings nicht den geforderten Mindestwert, selbst wenn weitere Beschränkungen bezüglich der Emissionen von Treibhausgasen auferlegt werden. Ab 2010 werden alte, stillgelegte Kohle- und Heizölkraftwerke nur teilweise durch neue Kohlekraftwerke ersetzt. Um CO₂-Zertifikate auf dem Markt verkaufen zu können (d.h. die CO₂-Emissionen unterhalb der Burden-Sharing-Vorgaben zu bringen), werden GuD-Kraftwerke zugebaut. Die Inbetriebnahme neuer Kernkraftwerke ab 2020 und der Ersatz von alten Kohlekraftwerken durch effizientere Kohlekraftwerke erlaubt es, die Emissionseinschränkungen einzuhalten. Daher bleiben nicht-erneuerbare Energieträger, insbesondere das Uran und teilweise Kohle und Erdgas, die Hauptquellen für die Stromerzeugung (vgl. Abbildung 19).

Umweltverträglichkeit

Mit der wachsenden Nutzung erneuerbarer Energien und dem Ersatz von alten fossil befeuerten Kraftwerken durch neue Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke werden die Emissionen von

Treibhausgasen, NO_x und SO₂ auf Werte unterhalb der zugelassen Höchstwerte zurückgehen. Der Anstieg der NO_x- und SO₂-Emissionen im Jahr 2015 ist auf eine Erhöhung der Stromproduktion in Kohlekraftwerke zurückzuführen.

Zwischen 2010 und 2015 bleibt die Jahresproduktion von Atommüll aufgrund einer stetigen Produktion in Kernkraftwerken, die auf eine Verringerung des Stromexports in der Periode ab 2015 zurückzuführen ist, stabil. Die Jahresproduktion von Atommüll ist erst ab 2015 aufgrund des Zubaus neuer Kapazitäten und der steigenden Produktion in Atomkraftwerken zwischen 2015 und 2020 (Erhöhung der Nachfrage und des Stromexports) höher als im Szenario REFERENZ-1. Der Effizienzanstieg der neuen Anlagen reicht nicht aus, um diesen Trend auszugleichen.

Mit der Stilllegung der alten Kohlekraftwerke und dem Zubau von neuen Gaskraftwerken statt Kohlekraftwerken fällt weniger Flug- bzw. Rostasche an. In Holzgaskraftwerken ist der Ascheausstoß geringer als in konventionellen Kraftwerken mit Kohlestaubfeuerung.

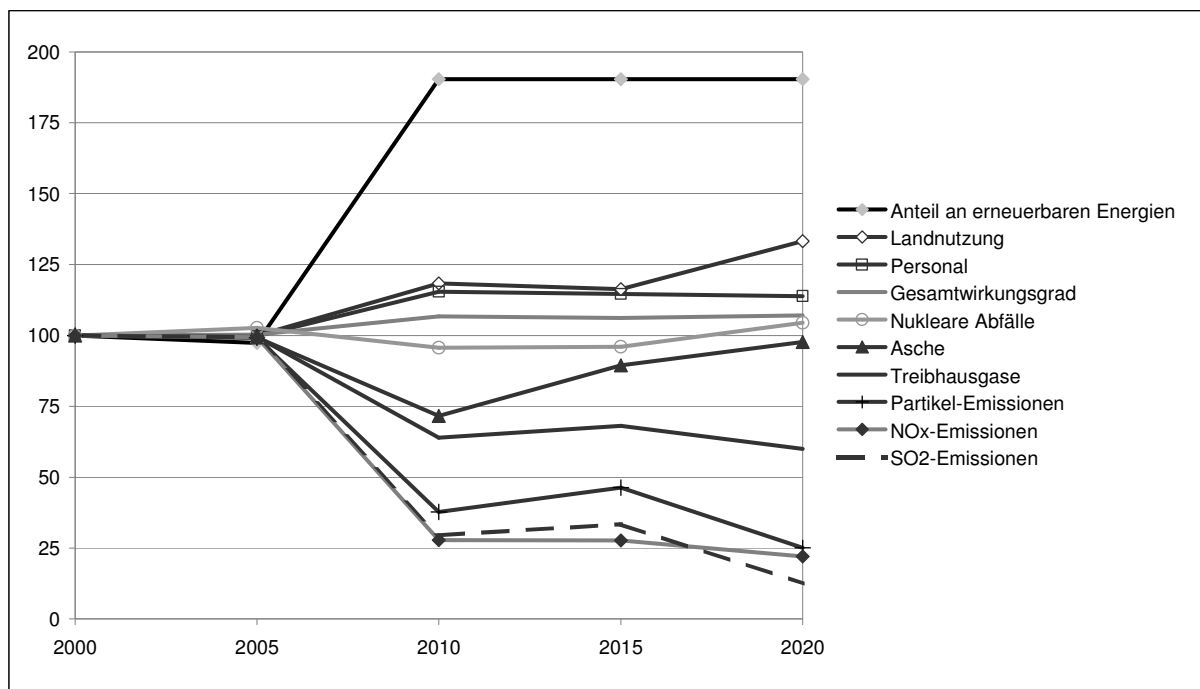


Abbildung 19: Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-CO₂-1

WIRTSCHAFT

Das Energieeinsparpotenzial für Haushalte und den Tertiärsektor wird in diesem Szenario nicht ausgeschöpft. Investitionen zur Verbrauchsminderung, um damit die Elektrizitätserzeugung sowie die verbundenen Emissionen zu begrenzen, sind in diesen Sektoren nicht konkurrenzfähig zu Emissionsminderungsmaßnahmen auf Erzeugerseite. Im Industriesektor verringern Energiesparmaßnahmen die Nachfrage um ca. 7 TWh im Jahr 2010, um ca. 11 TWh im Jahre 2030 und um ca. 15 TWh im Jahre 2020.

Die jährlichen diskontierten Gesamtausgaben für die Stromerzeugung in den Szenarien ENVIRO-1 und ENVIRO-CO₂-1 und die von [Enzensberger 2003] berechneten Zertifikatspreise sind in Tabelle 48 für die Jahre 2010, 2015 und 2020 dargestellt.

Tabelle 48: Jährliche Ausgaben in den Szenarien ENVIRO-1 und ENVIRO-CO₂-1

| | 2010 | 2015 | 2020 |
|---|---------------|---------------|---------------|
| Gesamtausgaben im Szenario ENVIRO-1 [Mio. Euro] | 16.220 | 16.830 | 19.360 |
| Gesamtausgaben im Szenario ENVIRO-CO ₂ -1 [Mio. Euro] | 16.370 | 16.240 | 20.210 |
| Gehandelte CO ₂ -Zertifikate [kt CO ₂] | 14.310 | 12.060 | 16.510 |
| Zertifikatspreise [Euro/t CO ₂] | 12,8 | 15,7 | 16,6 |
| Einkommen aufgrund des Zertifikatsverkaufs im Szenario ENVIRO-CO ₂ -1 [Mio. Euro] | 180 | 190 | 270 |
| Ausgaben im Szenario ENVIRO-CO₂-1 unter Betrachtung der Einkommen durch den Zertifikatshandel [Mio. Euro] | 16.190 | 16.050 | 19.940 |

In den Perioden ab 2010 und ab 2015 liegen die gesamten Ausgaben unter Einbeziehung der Einnahmen durch den Zertifikatshandel unterhalb der Gesamtausgaben des Szenarios ENVIRO-1. Die Einkommen durch den Verkauf der CO₂-Zertifikate decken die mit dem Zubau von Gaskraftwerken verbundenen höheren Ausgaben ab 2010. Ab 2020 werden neue Kernkraftwerke zugebaut, um die steigende Nachfrage zu decken (nationaler Verbrauch und Stromexport). Der Verkauf von CO₂-Zertifikaten erlaubt es nicht, die damit verbundenen zusätzlichen Ausgaben vollständig auszugleichen. Der Druck auf der Wirtschaft ist deshalb in der Periode ab 2020 höher als in den vorhergehenden Perioden im Vergleich zum Szenario ENVIRO-1. Es ist zu unterstreichen, dass im Modell PERSEUS-CERT keine Minderungsvorgaben für die NO_x- und SO₂-Emissionen vorgegeben sind. Dies kann erklären, dass in der letzten Periode zusätzliche Ausgaben notwendig sind, die mit der Minderung dieser Emissionen verbunden sind.

GESELLSCHAFT

Versorgungsstandard

Der wachsende Elektrizitätsbedarf aller Sektoren wird zum einen durch Investitionen in neue Kraftwerke und Energieeinsparungen in der Industrie, aber zum anderen durch einen höheren Stromimport im Jahr 2015 gedeckt. Die Energieversorgung wird gemäß dem Energiebedarf und seinen Schwankungen aber auch dem europäischen CO₂-Zertifikats- und Stromaustausch angepasst.

Soziale Verträglichkeit

Ab 2010 steigt die notwendige Belegschaft durch die neuen Wind- und Holzkraftwerke, was zu einem Anstieg des gesamten eingesetzten Personals in dem Produktionssystem führt. Zwischen 2010 und 2015 bleibt die installierte Kapazität stabil. Es wird angenommen, dass neue Kern- und Kohlekraftwerke weniger Personal benötigen als die Stillzulegenden. Daher bleibt durch den Neubau von Kern- und Kohlekraftwerken und den gleichzeitigen Rückbau von alten Kernkraftwerken die Gesamtzahl der in der Energieversorgung beschäftigten Personen 2020 in der gleichen Höhe wie im Jahr 2015.

Gesundheits- und Risikomanagement

Mit der Stilllegung von alten fossil befeuerten Kraftwerken gehen die Partikelemissionen des Kraftwerksparks stark zurück. Holzkraftwerke tragen zwar zu den Emissionen bei, aber auf sehr viel niedrigerem Niveau als Kohlekraftwerke. Ab 2015 steigt die Stromproduktion in Kohlekraftwerken in alten Anlagen bis 2015 und in neuen Anlagen ab 2020 wieder und damit die Ascheproduktion. Diese erreicht im Jahr 2020 fast das gleiche Niveau wie im Referenzjahr 2000. Die Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit werden damit zwischen 2010 und 2015 vermindert, aber sie erhöhen sich ab 2020 wieder.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

In diesem Szenario hält Frankreich die gesetzten Umweltvorgaben in Bezug auf die Reduktion der Treibhausgase, NO_x und SO₂ ein. Weiterhin wird der geforderte Mindestanteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion erreicht. Die Einführung des CO₂-Zertifikatshandels wirkt sich auf die in Frankreich eingesetzten Minderungstechnologien, um die CO₂-Emissionen unterhalb der Verpflichtungen entsprechend der EU-Burden-Sharing-Vorgaben zu reduzieren, deutlich aus: Anstatt zwischen 2010 und 2015 in neue Kohlekraftwerke zu investieren, werden GuD-Kraftwerke zugebaut. Damit wird weniger CO₂ emittiert als nach den EU-Burden-Sharing-Vorgaben erlaubt wäre und CO₂-Zertifikate können verkauft werden. Die Erlöse durch den Verkauf der CO₂-Zertifikate kompensieren die mit dem Einsatz neuerer GuD-Anlagen verbundenen höheren Investitionen bis 2020. Ab 2020 sind die Ausgaben für die weitere Minderung der CO₂-Emissionen höher. Die Erlöse durch den Verkauf der CO₂-Zertifikate gleicht diese zusätzlichen Ausgaben bei den berechneten Zertifikatspreisen im Vergleich zum Szenario ENVIRO-1 ohne Zertifikatshandel nicht aus.

9.4 Modellergebnisse bei Integration von externen Kosten (Methode 2)

In den Szenarien REFERENZ-2, ENVIRO-2 und ENVIRO-NUC-2 werden externe Kosten der Stromerzeugung internalisiert. Die Nebenbedingungen sind ähnlich gewählt wie in den Szenarien REFERENZ-1, ENVIRO-1 und ENVIRO-NUC-1. Das Ziel ist dabei, die Gesamtkosten der Stromerzeugung inkl. der externen Kosten zu berücksichtigen, die mit Gesundheits-, Material-, Wald-, Landschafts- und Transportschäden verbunden sind und deren Wirkung auf das Energieversorgungssystem zu analysieren. Externe Kosten werden in der Investitionsplanung oft vernachlässigt, können aber den Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung beeinflussen. Tabelle 49 zeigt die externen Kosten französischer Kraftwerke.

Zusätzlich zu diesen produktionsabhängigen externen Kosten werden emissionspezifische externe Kosten berücksichtigt. Damit werden die mit den Emissionen von SO₂, NO_x und Treibhausgasen verbundenen externen Kosten in der Analyse mitbetrachtet (vgl. Kapitel 8.6.6).

Tabelle 49: Externe Kosten der Stromerzeugung nach Kraftwerkstyp in Frankreich²⁸⁴

| Technologie | Externe Kosten [Cent/kWh _{el}] |
|------------------------------|--|
| Kohlekraftwerk ^a | 0,60 |
| Heizölkraftwerk ^a | 0,41 |
| Wasserkraftwerk | 0,39 |
| Brennstoffzelle | 0,37 |
| Holzkraftwerk ^a | 0,29 |
| Photovoltaik-Anlage | 0,28 |
| Atomkraftwerk | 0,25 |
| Geothermie | 0,18 |
| Gaskraftwerk ^a | 0,11 |
| Windkraftwerk | 0,13 |

^a: Nur Up und Down-Stream-Prozesse sind berücksichtigt

9.4.1 Referenzszenario mit externen Kosten - REFERENZ-2

In diesem Szenario gibt es keine Einschränkungen bezüglich der verschiedenen Indikatoren. Die Stromerzeugung hat auf kosteneffiziente Weise der Stromnachfrage zu genügen. Energieeinsparungsalternativen auf Verbraucherseite sind berücksichtigt.

9.4.1.1 Entwicklung des Kraftwerksparks

Mit der Einführung der externen Kosten erzeugen in den ersten 20 Jahren die bestehenden Kohle- und Ölkraftwerke weniger Strom als im Referenzszenario REFERENZ-1, das keine externen Kosten berücksichtigt. Die verringerte Stromerzeugung der fossil befeuerten Kraftwerke wird durch bestehende Kernkraftwerke kompensiert. Kohle- und Ölkraftwerke verursachen hohe externe Kosten, die im Wesentlichen durch den SO₂-, NO_x- und Partikelaustritt entstehen. Die externen Kosten von Kernkraftwerken sind vergleichsweise niedrig. Die Stromerzeugung in fossil befeuerten Kraftwerken des Jahres 2005 sinkt von etwa 45 TWh im Szenario REFERENZ-1 auf ca. 30 TWh im Szenario REFERENZ-2. Darüber hinaus werden die Anlagen früher außer Betrieb genommen, sodass die verbleibende Kraftwerkskapazität im Jahr 2010 etwa 3.900 MW (5.000 MW in REFERENZ-1) erreicht. Die verbleibenden Kraftwerke sind diejenige, die mit Emissionsminderungsmaßnahmen ausgestattet wurden.

Die Investitionen in neue Kohlekraftwerke während der Periode 2015 - 2020 im Referenzszenario REFERENZ-1 werden nun durch Investitionen in neue emissionsärmere Gas- und Dampf-Kraftwerke ersetzt. Gasturbinen werden zwischen 2025 und 2030 zur Spitzenlastdeckung in Betrieb genommen. Das Potenzial an geothermischer Energie wird ab 2020 teilweise genutzt. Bei dieser Technologie werden keine externen Kosten vor- oder nachgelagerter Prozesse angesetzt und sie ist nahezu emissionsfrei. Abbildung 20 zeigt die Kapazitätsverteilung der beiden Szenarien REFERENZ-2 und REFERENZ-1 zwischen 2000 und 2030 (Wasserkraftwerke werden zusammengefasst). Die installierte Kraftwerksleistung ist bei beiden Szenarios identisch. Der Wirkungsgrad der GuD-Anlagen ist höher als der bei Kraftwerken mit Kohlenstauffeuerung.

²⁸⁴ [Rabl et al. 2001]

Ein Großteil der Elektrizität wird während der gesamten Planungsperiode in Kernkraftwerken generiert (ca. 72 % der Stromproduktion des Jahres 2010). Der Rest wird in neuen Erdgaskraftwerken (ca. 17 % im Jahr 2010 und ca. 10 % im Jahr 2030) und Wasserkraftwerken (ca. 12 % im Jahr 2010) erzeugt. Die Geothermienutzung trägt zu ca. 5 % der Stromproduktion des Jahres 2030 bei, wohingegen im Szenario REFERENZ-1 keine Geothermiekraftwerke errichtet werden. Der regenerativ erzeugte Anteil der Strommenge (Wasserkraft und Geothermie) steigt erst ab 2020, bleibt aber unter ca. 15 %. Abbildung 21 zeigt die Stromerzeugung von 2000 bis 2030.

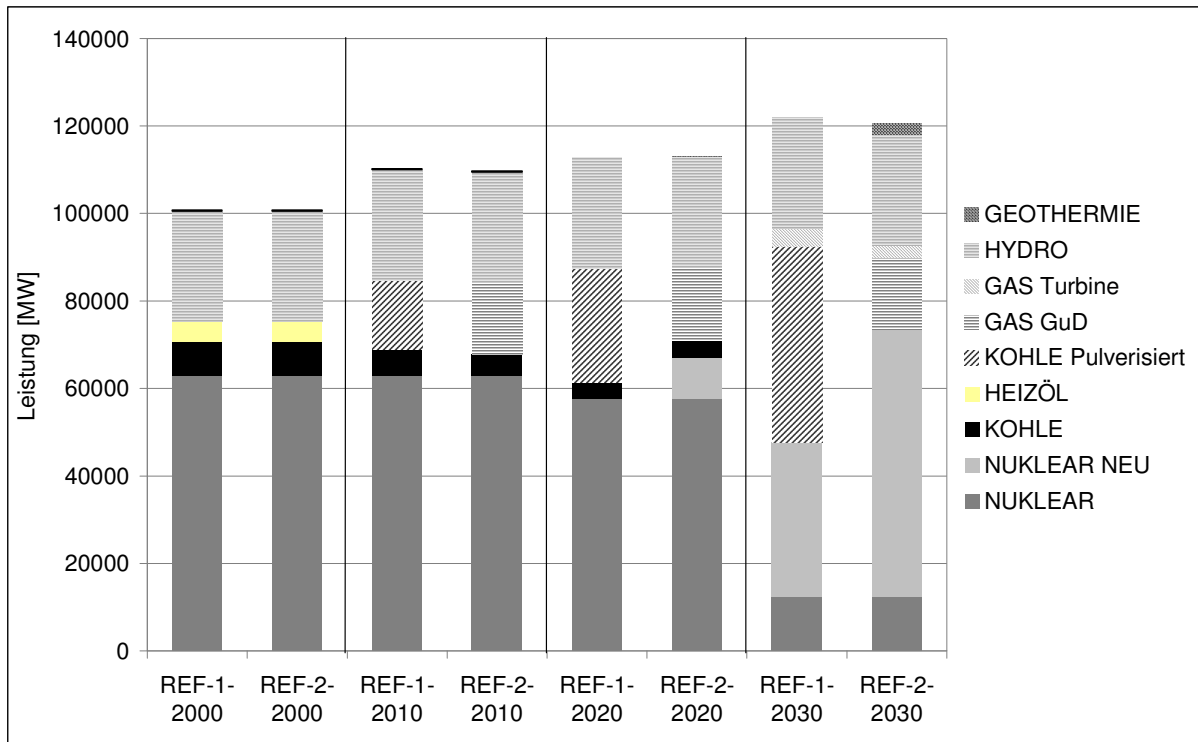


Abbildung 20: Vergleich der installierten Leistung in den Szenarien REFERENZ-2 und REFERENZ-1

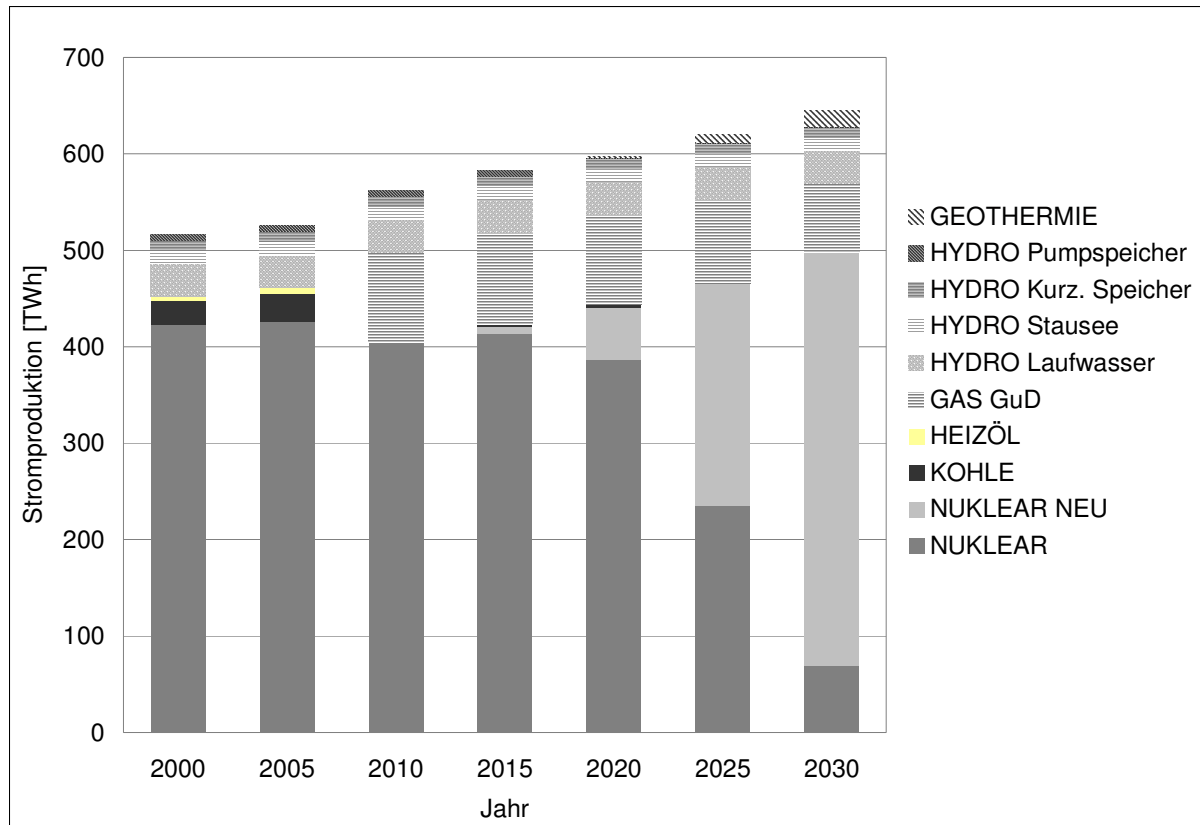


Abbildung 21: Stromproduktion im Szenario REFERENZ-2

9.4.1.2 Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario REFERENZ-2

In diesem Szenario werden keine Umweltrestriktionen berücksichtigt. Im Folgenden werden die verschiedenen Indikatoren der drei Dimensionen der Nachhaltigkeit dargestellt (vgl. Abbildung 22).

UMWELT

Ressourcenverfügbarkeit

Wie im Referenzszenario REFERENZ-1 beruht die Stromversorgung im Wesentlichen auf nicht-erneuerbaren Energiequellen. Selbst wenn die Gesamteffizienz der Elektrizitätswirtschaft des Ersatzes alter Kraftwerke durch solche mit höherem Wirkungsgrad ansteigt, nimmt der Verbrauch nicht-erneuerbarer Energien zur Deckung des wachsenden Bedarfs zu.

Umweltverträglichkeit

Die Stromerzeugung aus Kernenergie sinkt in der Zeit von 2010 - 2015, in der GuD-Kraftwerke einen Teil der Produktion übernehmen. Daher verringert sich die Menge des erzeugten Atommülls. Ab dem Jahr 2015 steigt die aus Kernkraft stammende Strommenge wieder an, um die wachsende Nachfrage zu befriedigen. Die Effizienzsteigerungen bei der Nukleartechnologie gleichen dieses Wachstum aus und halten die jährlich anfallenden Atommüllmengen auf mehr oder weniger auf dem Niveau des Jahres 2000.

Zwischen 2000 und 2005 steigt die Energiegewinnung aus Heizöl und Kohle von 28 auf 33 TWh an, infolgedessen steigen die Treibhausgas-, SO₂- und Partikelemissionen. In der selben Periode werden einige Kraftwerke mit NO_x-Minderungsmaßnahmen (NO_x-arme Brenner, SCR) nachgerüstet, was die

Verringerung der NO_x-Emissionen erklärt. Ab dem Zeitraum 2010 - 2015 werden GuD-Kraftwerke errichtet, damit sinkt der Ausstoß von SO₂, NO_x und Partikeln. Im Zeitraum 2015 - 2020 generieren alte Kohlekraftwerke ca. 4 TWh Strom, was den Anstieg der SO₂- und Partikelemissionen sowie des Ascheanfalls erklärt (siehe Abbildung 22).

Ab der Periode 2020 - 2025 gehen die Treibhausgasemissionen zurück, da die Energieerzeugung in GuD-Kraftwerken zugunsten der Bereitstellung aus nuklearen und regenerativen (geothermischen) Quellen abnimmt. Die Emissionen liegen unter der Obergrenze, die gemäß der europäischen NEC-Direktive und des Kyoto-Protokolls für 2010 festgesetzt wurde. Während der gesamten Planungsperiode wird das verursachte Aschevolumen drastisch reduziert (ca. -75 % im Jahr 2020 und Null im Jahr 2030).

Tabelle 50: NO_x-, SO₂- und Treibhausgasemissionen im Szenario REFERENZ-2

| Emissionen | Einheit | Gesetzliche Ziele | 2010 | 2020 | 2030 |
|-----------------------------|--------------------------|-------------------|--------|--------|--------|
| SO ₂ -Emissionen | [t] | 82.000 | 215 | 1.460 | 540 |
| NO _x -Emissionen | [t] | 40.200 | 18.590 | 19.570 | 15.070 |
| THG-Emissionen | [kt CO ₂ Äq.] | 48.700 | 32.990 | 36.150 | 26.440 |

Die Flächennutzung sinkt, da GuD-Kraftwerke kleinere Betriebsgrundstücke benötigen als Kernkraftwerke derselben Leistung. Darüber hinaus wird insgesamt weniger Fläche gebraucht als im Szenario REFERENZ-1, weil wegen des höheren Wirkungsgrades des GuD-Prozesses weniger Kapazität nötig ist.

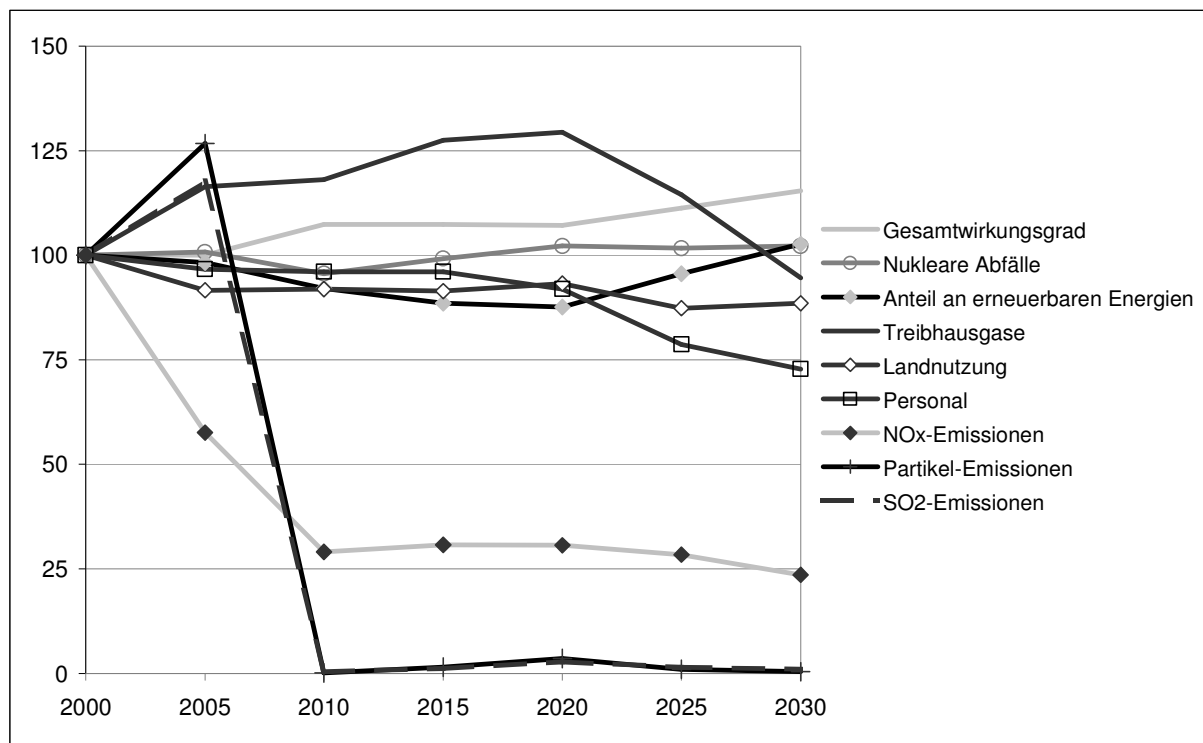


Abbildung 22: Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario REFERENZ-2

WIRTSCHAFT

Mit dem Einsatz von Niedrig-Emissionstechnologien liegen die Investitionen (als diskontierte Annuitäten) um 10 % höher als im Referenzszenario REFERENZ-1 in der Periode 2000 – 2030. Mit der Integration externer Kosten sind die Gesamtausgaben um ca. 35 % höher als im Szenario REFERENZ-1. In Tabelle 51 ist die Verteilung der diskontierten Ausgaben über die Periode 2000 – 2030 im Szenario REFERENZ-2 mit externen Kosten und im Szenario REFERENZ-1 ohne externe Kosten dargestellt. Die externen Kosten im Szenario REFERENZ-2 entsprechen ca. 16 % der Gesamtausgaben und ca. 30 % davon sind den THG-Emissionen, ca. 10 % den SO₂-Emissionen und ca. 15 % den NO_x-Emissionen zurückzuführen.

Tabelle 51: Diskontierte Ausgaben in den Szenarien REFERENZ-1 und REFERENZ-2 (2000 – 2030)

| Ausgaben | Einheit | REFERENZ-1 | REFERENZ-2 |
|-----------------------|------------------|----------------|----------------|
| Annuitäten | Mio. Euro | 11.300 | 12.600 |
| Fixe Ausgaben | Mio. Euro | 79.500 | 77.600 |
| Variable Ausgaben | Mio. Euro | 7.200 | 5.100 |
| Brennstoffausgaben | Mio. Euro | 127.100 | 137.100 |
| Laständerungsausgaben | Mio. Euro | 27.000 | 53.000 |
| Externe Kosten | Mio. Euro | 0 | 56.100 |
| Summe | Mio. Euro | 252.100 | 341.500 |

Die externen Kosten im Referenzszenario REFERENZ-1, ohne ihre Berücksichtigung in der Zielfunktion, würden bei ca. 140.000 Mio. Euro liegen und einer Erhöhung der Gesamtausgaben über die Periode 2000 – 2030 um ca. 50 % entsprechen. Die hohen externen Kosten liegen an dem weiteren Einsatz von Technologien mit hohen Emissionen, im Wesentlichen Kohlekraftwerke: Ca. 75 % der externen Kosten sind die Emissionen an SO₂, NO_x und THG zurückzuführen.

GESELLSCHAFT

Versorgungsstandard

Eine der Modellrestriktionen ist die Bedarfsdeckung der wachsenden Stromnachfrage aller Sektoren. Die Stromversorgung wird gemäß des Energiebedarfs und dessen Schwankungen gestaltet. Beispielsweise wird im Jahr 2020 die Grundlast durch Kernkraft, Gas, Laufwasser und Geothermie abgedeckt, wohingegen Speicherwasser- und Kohlekraftwerke in Mittelast arbeiten. Im Bereich der Spitzenlast werden Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt.

Soziale Verträglichkeit

Aufgrund der steigenden Elektrizitätsnachfrage wird mehr Kraftwerksleistung benötigt als im Jahr 2000. Stillgelegte Kraftwerke werden vorwiegend durch Gaskraftwerke oder Kernkraftwerke neuer

Generation ersetzt, die weniger Personal erfordern. Die Anzahl der in der Stromwirtschaft beschäftigten Personen nimmt tendenziell ab.

Gesundheits- und Risikomanagement

In der gesamten Planungsperiode tendieren die Partikelemissionen leicht nach unten und in der Folge reduzieren sich die damit verbundenen Gesundheitsrisiken.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Mit der Einführung externer Kosten verringern sich die Emissionen und das Aschevolumen stark. Die Emissionen liegen unter den gesetzlichen Vorgaben, ohne dass weitere Restriktionen (Emissionsobergrenzen) einzusetzen wären: Die Berücksichtigung externer Kosten führt zum Einsatz von emissionsarmen Technologien, um die emissionsbedingten externen Kosten zu verringern. Der Einsatz der externen Kosten führt jedoch zu höheren Ausgaben: Es werden nicht nur die mit der Stromproduktion verbundenen Ausgaben betrachtet, sondern auch die davon abhängigen externen Kosten mit einbezogen. Die Minderung der Emissionen trägt aber dazu bei, diese zusätzlichen Kosten gering zu halten.

Gesundheitsrisiken gehen mit der Abnahme der Partikelemissionen zurück. Der Hauptteil der Stromgewinnung beruht auf Kernkraftwerken, aber ihr Anteil geht tendenziell zurück (von mehr als 70 % im Jahr 2000 auf 50 % ab 2020). Die jährliche Atommüllproduktion bleibt auf gleichem Niveau, aber der Umgang mit den Abfällen bleibt ein wichtiges Problem. Unter dem gesellschaftlichen Gesichtspunkt ist negativ zu bewerten, dass weniger Arbeitsplätze für die Produktion benötigt werden.

9.4.2 Einführung von Umweltrestriktionen und externen Kosten - Szenario ENVIRO-2

In diesem Szenario soll ab dem Jahr 2010 der regenerative Anteil der gesamten Stromerzeugung bei mindestens 21 % liegen. Externe Kosten und Emissionsrestriktionen werden ebenfalls berücksichtigt.

9.4.2.1 Entwicklung des Kraftwerksparks

Bei Betrachtung des Energiemix im französischen Stromversorgungssektor im Vergleich zum Szenario ENVIRO-1 ohne externe Kosten können folgende Hauptunterschiede und –gemeinsamkeiten festgestellt werden:

Erneuerbare Energien

Gemeinsamkeiten: Um die regenerative Stromproduktion ab 2010 abzudecken, werden weiterhin Wasserkraftwerke genutzt und Holzkraftwerke errichtet. Der Anteil der Strommenge aus erneuerbaren Quellen überschreitet selbst bei der Einbeziehung der externen Kosten nicht 21 %. Ab 2020 wird das gesamte geothermische Energiepotenzial genutzt und deckt ab 2025 zwei bis drei Prozent des Bedarfs.

Unterschiede: Ab 2010 werden im Szenario ENVIRO-2 Windkraftanlagen installiert und erzeugen etwa ein Viertel des grünen Stroms. Die Nutzung der Windenergie, ergänzend zur Biomassenutzung (Holz), verringert die externen Kosten. Die Holzkraftwerke verursachen NO_x-Emissionen, die mit externen Kosten pönalisiert werden. Deswegen wird die Windstromerzeugung bis zu dem Maße ausgebaut, wie die Gesamtausgaben der Produktion (Annuitäten, variable und fixe Ausgaben, externe Kosten) geringer bleiben als die Ausgaben aus der Holzverwertung. Die NO_x-Emissionen gehen ab dem Jahr 2010 auf ca. 20.000 t/a zurück, die SO₂-Emissionen bleiben unter 2.200 t/a und der Ausstoß

von Treibhausgasen liegt bei ca. 22.100 kt/a CO₂-Äquivalente. Die Beschränkungen bezüglich der Emissionen werden im Szenario ENVIRO-2 bereits eingehalten (vgl. Tabelle 52). Der Anstieg des regenerativ erzeugten Anteils der Stromproduktion lässt den Ausstoß von Treibhausgasen im Vergleich zum Szenario REFERENZ-2 sinken.

Tabelle 52: NO_x-, SO₂- und Treibhausgasemissionen im Szenario ENVIRO-2

| Emissionen | Einheit | Obergrenze | 2010 | 2020 | 2030 |
|-----------------------------|--------------------------|------------|--------|--------|--------|
| SO ₂ -Emissionen | [t] | 82.000 | 1.230 | 2.150 | 1.470 |
| NO _x -Emissionen | [t] | 40.200 | 19.630 | 22.550 | 18.070 |
| THG-Emissionen | [kt CO ₂ Äq.] | 48.700 | 19.690 | 22.070 | 13.120 |

Andere Energiequellen

Gemeinsamkeiten: Ein Teil der ab der Periode 2015 - 2020 stillgelegten Kernkraftwerke wird durch neue Kernkraftwerke ersetzt.

Unterschiede: Die bestehenden Kohle- und Ölkraftwerke, die nicht mit einer Emissionsminderungsmaßnahme nachgerüstet werden können, gehen ab 2010 vom Netz. Die anderen Anlagen werden mit Verfahrenstechnik zur NO_x- und SO₂-Reduktion ausgerüstet und bleiben bis zum Ende ihrer Lebensdauer (2025) in Betrieb. GuD-Kraftwerke werden ab 2010 gebaut, um die Stilllegung der alten fossil befeuerten Kraftwerke auszugleichen. Ihre Emissionen sind geringer als die von Kohlekraftwerken und daher sind ihre Gesamtkosten (inkl. der mit den Emissionen gekoppelten externen Kosten) niedriger. Erst mit der steigenden Nachfrage ab 2015 werden Neubauten von Kernkraftwerken verwirklicht. Abbildung 23 zeigt die Stromerzeugung im Szenario ENVIRO-2.

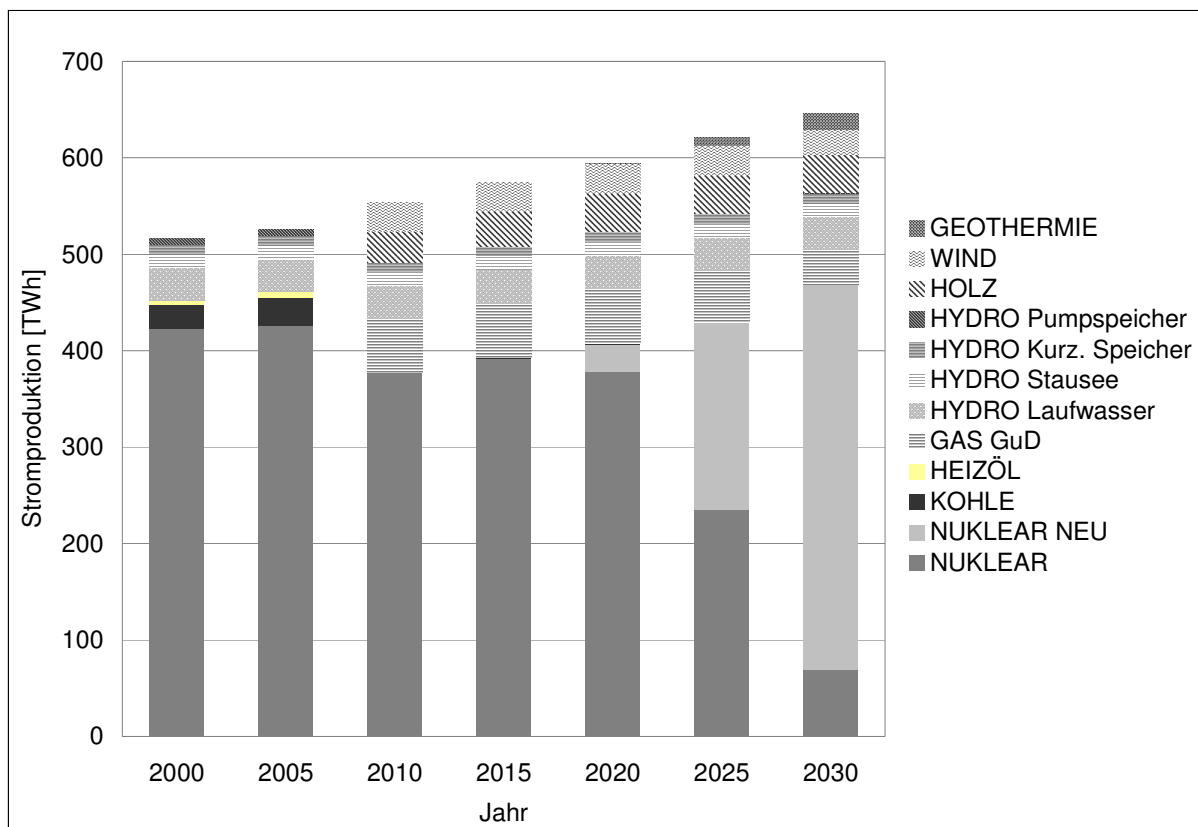


Abbildung 23: Stromproduktion im Szenario ENVIRO-2

9.4.2.2 Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-2

In diesem Szenario werden sowohl ökologische als auch ökonomische Nebenbedingungen (Minimierung der Gesamtkosten einschließlich der externen Kosten) berücksichtigt. Die Entwicklung der verschiedenen Indikatoren wird für die drei Dimensionen der Nachhaltigkeit in Abbildung 24 dargestellt.

UMWELT

Ressourcenverfügbarkeit

Wie im Szenario ENVIRO-1 werden nur bis zu 21 % der produzierten Strommenge mit regenerativen Energien erzeugt. Erschöpfbare Quellen (Erdgas und Uran) bleiben die wesentliche Grundlage der Energieversorgung.

Umweltverträglichkeit

Mit der steigenden Nutzung erneuerbarer Energieformen und dem Austausch der alten fossil befeuerten Kraftwerke durch neuere mit besserem Wirkungsgrad (Kohle- und Erdgaskraftwerke) ist ab 2010 der Ausstoß von Treibhausgasen, NO_x und SO₂ kleiner als im Referenzszenario REFERENZ-2. Daher sind die Schadstofffracht und das abgegebene Treibhausgasvolumen geringer als im Referenzjahr 2000.

Die jährliche Atommüllproduktion fällt zwischen 2005 und 2010 aufgrund der abnehmenden Stromproduktion in Kernkraftwerken, um dann ab dem Zeitraum 2010 - 2015 wieder anzuwachsen. Dennoch bleibt sie wegen Wirkungsgradverbesserungen der Kraftwerksneubauten unter dem Niveau von 2000. Die anfallende Kraftwerksaschenmenge wird ab 2005 mit dem allmählichen Auslaufen der älteren Kohlekraftwerke geringer. Jedoch steigt der Ausstoß ab 2010 aufgrund einer wachsenden Stromerzeugung in Holzkraftwerken und bestehenden Kohlekraftwerken, um dann ab 2020 wieder zurückzugehen. Die Stromproduktion der alten Kohlekraftwerke wird dann sinken und somit geht die Aschemenge zurück.

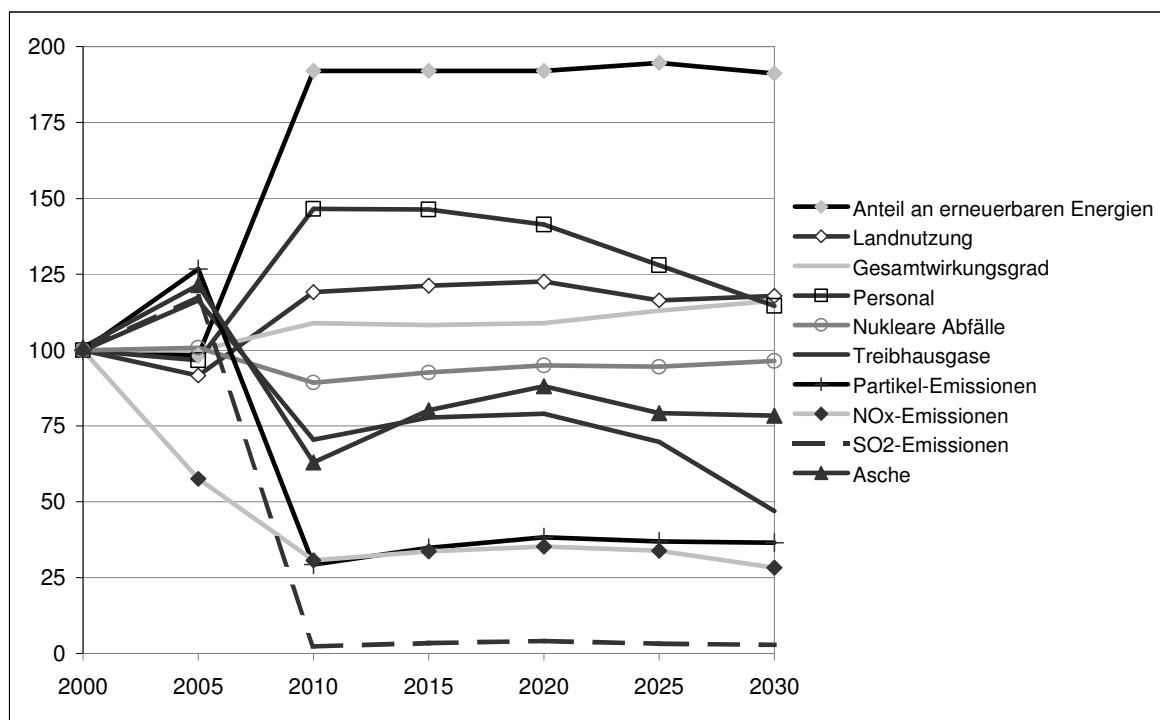


Abbildung 24: Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-2

WIRTSCHAFT

Das Energiesparpotenzial auf Verbraucherseite wird in diesem Szenario teilweise ausgeschöpft. Tabelle 53 zeigt den Verlauf der Einsparungen zwischen 2000 und 2030. Sie gestatten es, die Gesamtausgaben zu verringern. Mit der Einführung der externen Kosten der Stromproduktion werden zunehmend Energieeinsparungen auf Verbraucherseite im Vergleich zu Maßnahmen auf der Erzeugerseite rentabler und konkurrenzfähiger. Einige dieser Maßnahmen werden im Tertiärsektor und in der Industrie umgesetzt, nur wenige in den Haushalten.

Tabelle 53: Energieeinsparungen auf der Verbraucherseite im Szenario ENVIRO-2

| Sektor | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Tertiär [TWh] | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 2,1 | 2,1 | 2,1 |
| Industrie [TWh] | 3,9 | 6,9 | 10,4 | 14,5 | 14,5 | 14,5 |
| SUMME [TWh] | 4,7 | 7,7 | 11,2 | 16,6 | 16,6 | 16,6 |

Mit der Integration der externen Kosten sind die Gesamtausgaben um ca. 27 % höher als im Szenario ENVIRO-1. Die externen Kosten im Szenario ENVIRO-2 entsprechen ca. 14 % der Gesamtausgaben und ca. 25 % davon sind die THG-Emissionen, ca. 10 % den SO₂-Emissionen und ca. 17 % den NO_x-Emissionen zurückzuführen.

GESELLSCHAFT

Versorgungssicherheit

Die Deckung des wachsenden Strombedarfs aller Sektoren wird durch den Zubau neuer Kapazitäten und die Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades sowohl auf Verbraucher- als auch auf Erzeugerseite sichergestellt.

Soziale Verträglichkeit

Das in der Elektrizitätswirtschaft benötigte Personal steigt zwischen 2005 und 2015 mit der Errichtung neuer Kraftwerkskapazitäten an. Ab dem Jahr 2015 werden alte Kernkraftwerke durch eine neue Generation ersetzt, die weniger Betriebspersonal benötigt.

Gesundheits- und Risikomanagement

Mit dem Rückgang der Kohleverstromung und dem Austausch alter Kraftwerke durch neue Erdgas-kraftwerke nehmen die Partikelemissionen ab, was die schädlichen Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit reduziert.

SCHLUSSFOLGERUNEN

Wie im Szenario REFERENZ-2 hat die Integration externer Kosten einen ähnlichen Effekt auf die Gestaltung der Energieerzeugungsstrukturen wie eine Begrenzung der Schadstoff- und Treibhausgasemissionen: Technologien mit hohen Emissionsfaktoren werden durch Stromproduktionsverfahren mit niedrigeren Emissionen ersetzt. Die Nebenbedingung bezüglich der Mindestmenge an regenerativ erzeugtem Strom zusammen mit der Beachtung externer Kosten begünstigt solche Verfahren und

erklärt den Einstieg in die Windenergienutzung. Die gesundheitlichen Folgen, die an die Partikelemissionen gekoppelt sind, werden geringer.

Mit diesen Entwicklungen bewegt sich die Energiewirtschaft in eine nachhaltigere Richtung. Das Problem der Aufbereitung des Atommülls bleibt wie in Szenario REFERENZ-2 bestehen. Externe Kosten werden auch bei der Kernkrafttechnologie berücksichtigt, sind jedoch im Vergleich zu den mit externen Effekten von Schadstoffen wie z.B. NO_x und SO₂ verbundenen Kosten geringer. Vergleicht man das vorliegende Szenario mit dem Szenario ENVIRO-1²⁸⁵, lässt sich ab 2010 eine niedrigere Stromerzeugung (ca. 10 %) auf Kernkraftbasis feststellen.

9.4.3 Einführung von Umweltrestriktionen und externen Kosten bei einem gleichzeitigen Kernenergieausstieg – Szenario ENVIRO-NUC-2

Dieses Szenario sieht vor, dass mindestens 21 % des Strombedarfs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden und dass ab 2010 Obergrenzen bezüglich der Emission von NO_x, SO₂ und Treibhausgasen gemäß den gesetzlichen Zielvorgaben einzuhalten sind. Externe Kosten werden berücksichtigt und der Neubau von Kernkraftwerken ist nicht möglich.

9.4.3.1 Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario ENVIRO-NUC-2

Wenn man die Entwicklung des französischen Energieversorgungssystems in diesem Szenario mit jener des Szenarios ENVIRO-NUC-1 ohne externe Kosten vergleicht, können die folgenden wesentlichen Unterschiede und Gemeinsamkeiten herausgearbeitet werden:

Erneuerbare Energien

Gemeinsamkeiten: Um die regenerative Stromproduktion ab 2010 zu decken, werden Windkraftanlagen und Holzkraftwerke errichtet. In der Periode 2010 - 2015 erreicht der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix ca. 25 %. Ab dem Jahr 2020 bzw. 2025 werden Photovoltaik- und Geothermieanlagen gebaut (ca. 17 TWh geothermische Stromerzeugung und ca. 3 TWh photovoltaische Stromerzeugung im Jahr 2030).

Unterschiede: Im Gegensatz zum Szenario ENVIRO-NUC-1 wird nicht das gesamte Windenergiepotenzial ausgeschöpft. Ab der Periode 2015 - 2020 geht die regenerativ erzeugte Strommenge um rund 15 TWh bis 2030 zurück. Diese Verringerung wird in der Periode 2015 - 2020 durch einen Produktionsanstieg der bestehenden Kernkraftwerke kompensiert und in der Folgeperiode durch GuD-Anlagen, die in den unterschiedlichen Lastbereich gefahren werden können. Dagegen weisen Windkraftanlagen von den Windbedingungen abhängige Fluktuationen in ihrer Stromproduktion auf, wodurch die Steuerung ihrer Einspeisung in dem Stromnetz erschwert wird.

Andere Energiequellen

Gemeinsamkeiten: In den Perioden 2010 - 2015 und 2020 - 2030 geht die Stromerzeugung in Kernkraftwerken zurück. Ab dem Jahr 2025 werden die stillgelegten Kernkraftwerke durch GuD-Anlagen ersetzt, die teilweise mit CO₂- und NO_x-Abscheidungstechnologien ausgerüstet werden.

Unterschiede: Die GuD-Kraftwerke erzeugen etwa 10 TWh ab 2010 und ca. 37 TWh ab 2025 (darunter 11 TWh mit CO₂- und NO_x-Abscheidung). Es werden keine neuen Kohlekraftwerke

²⁸⁵ Emissionsbeschränkungen und der geforderte Mindestanteil für regenerative erzeugten Strom im Szenario ENVIRO-1 beeinflussen die Struktur des Kraftwerksparks auf ähnliche Weise wie die Restriktionen und die Einführung der externen Kosten im Szenario ENVIRO-2.

zugebaut, um die Schadstoffemissionen gering zu halten. Der leichte Anstieg der Atomstrommenge im Zeitraum 2010 - 2015 ergibt sich aus folgendem Grund: So steigt die Energienachfrage und die Zahl der Betriebsstunden der bestehenden Kernkraftwerke wird angehoben; neue Kapazitäten werden jedoch nicht zugebaut. Ferner können die Energieeinsparungen auf Verbraucherseite nicht das Nachfragewachstum ausgleichen (vgl. Abbildung 25).

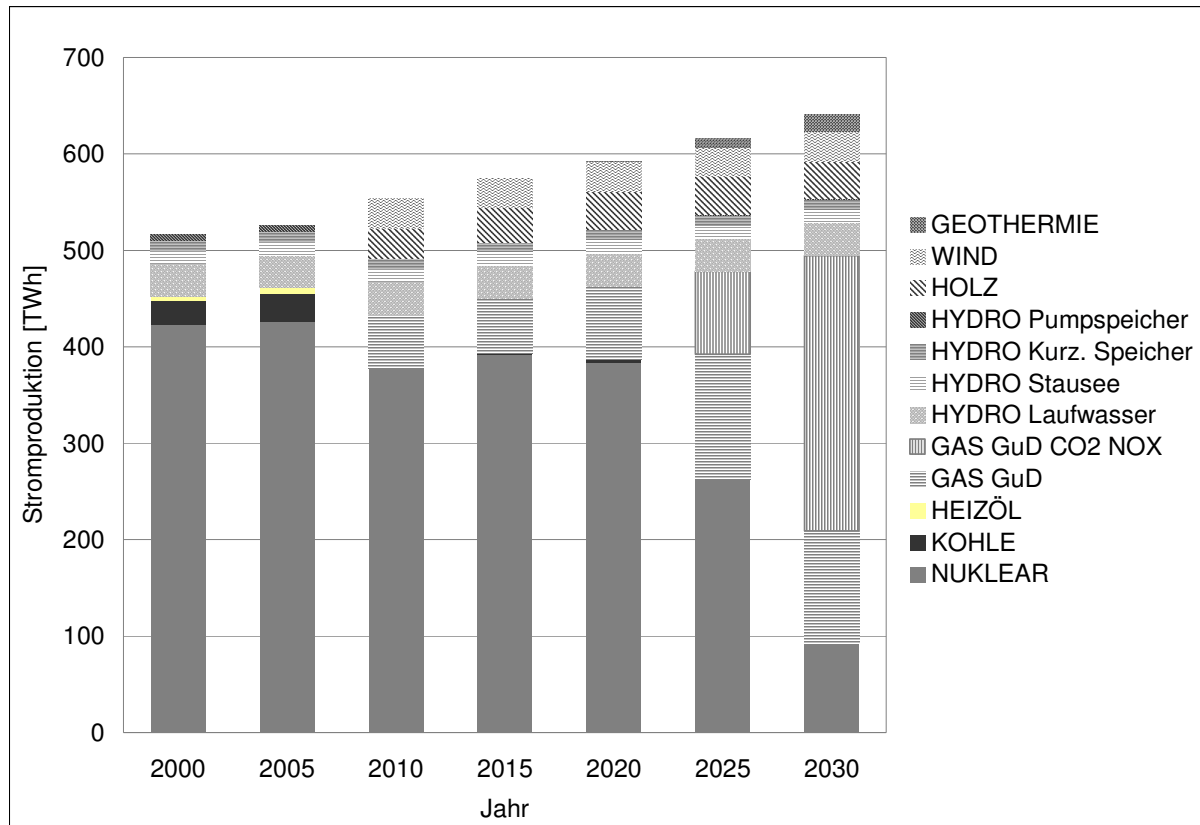


Abbildung 25: Stromproduktion im Szenario ENVIRO-NUC-2

9.4.3.2 Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-NUC-2

Die Einführung externer Kosten beeinflusst die Entwicklung des Energieversorgungssystems und verschiedener Nachhaltigkeitsindikatoren, insbesondere die Emissionen von Schadstoffen und Treibhausgasen (vgl. Abbildung 26).

UMWELT

Genau wie in den Szenarien REFERENZ-2 und ENVIRO-2 fallen aufgrund der Einführung emissionsarmer Verfahren die NO_x -, SO_2 - und Treibhausgasemissionen unter die auferlegten Begrenzungen. Die Produktion fester Abfallstoffe geht durch das Abschalten der Kohlekraftwerke stark zurück. Der Verbrauch erschöpfbarer Energiequellen reduziert sich ebenfalls, sodass sich der Kraftwerkspark insgesamt auf umweltverträglichere Weise entwickelt.

WIRTSCHAFT

Wie im Szenario ENVIRO-NUC-1 hängen die Ergebnisse sehr von der Entwicklung emissionsarmer Stromerzeugungstechnologien ab. Falls sie ein zur Kernkraft konkurrenzfähiges Kostenniveau erreichen (Investitionen, fixe und variable Kosten), werden diese Techniken zu einer nachhaltigeren Energieversorgung beitragen. Die Entwicklung der diskontierten Gesamtkosten (Referenz: 100 im

Szenario REFERENZ-1) der Szenarien ENVIRO-1, ENVIRO-NUC-1, REFERENZ-2, ENVIRO-2 und ENVIRO-NUC-2 im Zeitraum von 2000 bis 2030 sowie die spezifischen Zusatzkosten im Vergleich zum Referenzszenario REFERENZ-1 zeigt Abbildung 26. Der Barwert (Diskontierungsfaktor: 4 %) der Gesamtausgaben liegt im Szenario ENVIRO-1 ca. 10 %, im Szenario ENVIRO-NUC-1 rund 13 % über dem des Referenzszenarios REFERENZ-1. Die Einbeziehung externer Kosten erhöht die Gesamtausgaben deutlich. Im Szenario ENVIRO-NUC-2 sind sie am höchsten (+43 % im Vergleich zum Referenzszenario REFERENZ-1).

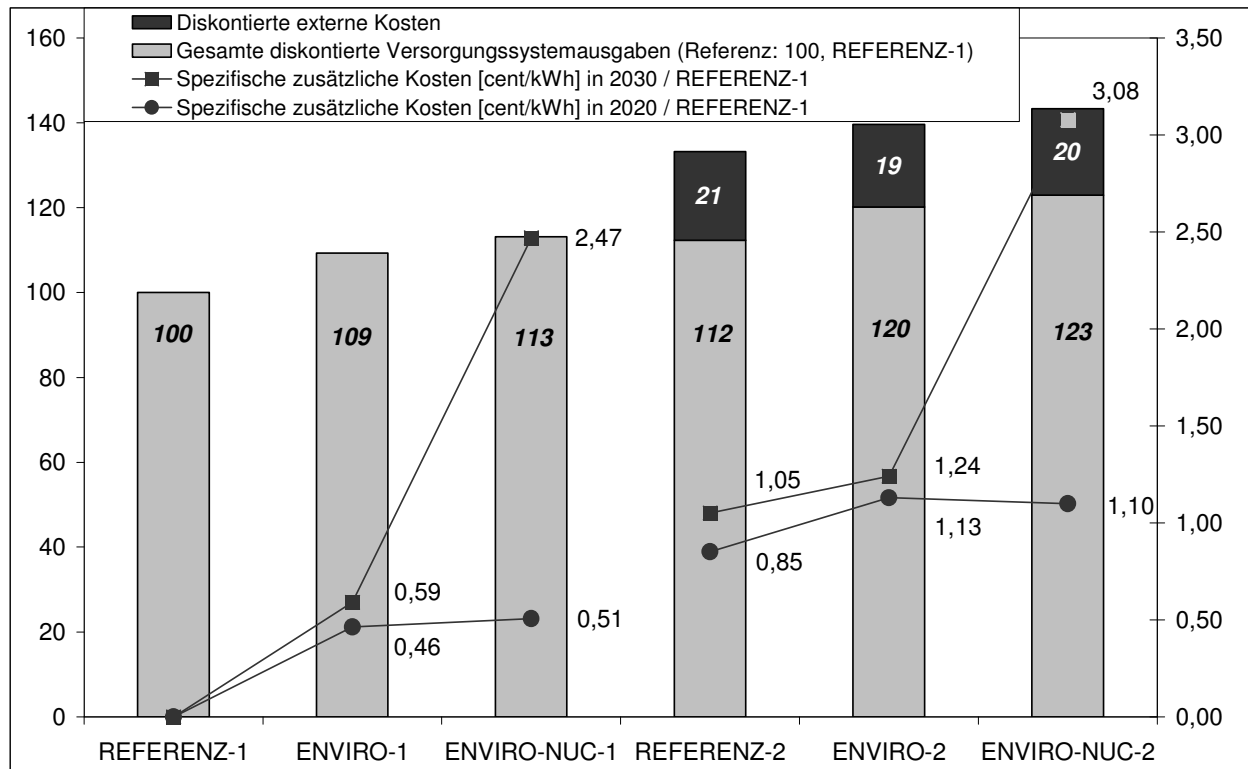


Abbildung 26: Gesamte diskontierte Ausgaben (externe Kosten und Versorgungssystemausgaben; Referenz: 100 im Szenario REFERENZ-1) und spezifische Zusatzkosten zum Referenzszenario REFERENZ-1 im Jahr 2020 und 2030

Betrachtet man die spezifischen zusätzlichen Kosten pro kWh für die jeweiligen Szenarien im Jahr 2020, liegen sie in den Szenarien, in denen Umweltrestriktionen berücksichtigt werden müssen, um ca. 0,5 Cent/kWh bzw. ca. 0,3 Cent/kWh als im Referenzszenario Referenz-1 bzw. Referenz-2. Im Jahr 2030 sind diese Kosten höher wegen dem weiteren starken Rückbau bestehender Kernkraftwerke und den notwendigen Investitionen in neuen Anlagen, um die stillgelegten Kernkraftwerke zu ersetzen, höher. Insbesondere in den Szenarien, in denen der Zubau neuer Kernkraftwerke nicht zugelassen wird, steigen diese Kosten aufgrund der höheren Annuitäten und variablen Kosten der emissionsarmen Technologien stark an: Die Zunahme beträgt ca. 2 bis 2,5 Cent/kWh im Vergleich zu den jeweiligen Referenzszenarien. Diese Tendenz könnte aber gemildert werden, wenn Technologien mit niedrigen Investitionen und variablen Ausgaben auf den Markt gebracht werden könnten. Dadurch wären der Druck auf die Wirtschaft sowie die Belastung der Stromendverbraucher geringer.

GESELLSCHAFT

Die Energieeinsparungen erreichen das gleiche Niveau wie im Szenario ENVIRO-NUC-1. Die Struktur des Kraftwerksparks ist flexibel genug, um den Bedarf an Grund-, Mittel- und Spitzenlast zu decken. Die Gesundheitsrisiken nehmen mit dem Zurückgehen der Partikelemissionen ab. Der Personalbedarf geht tendenziell zurück.

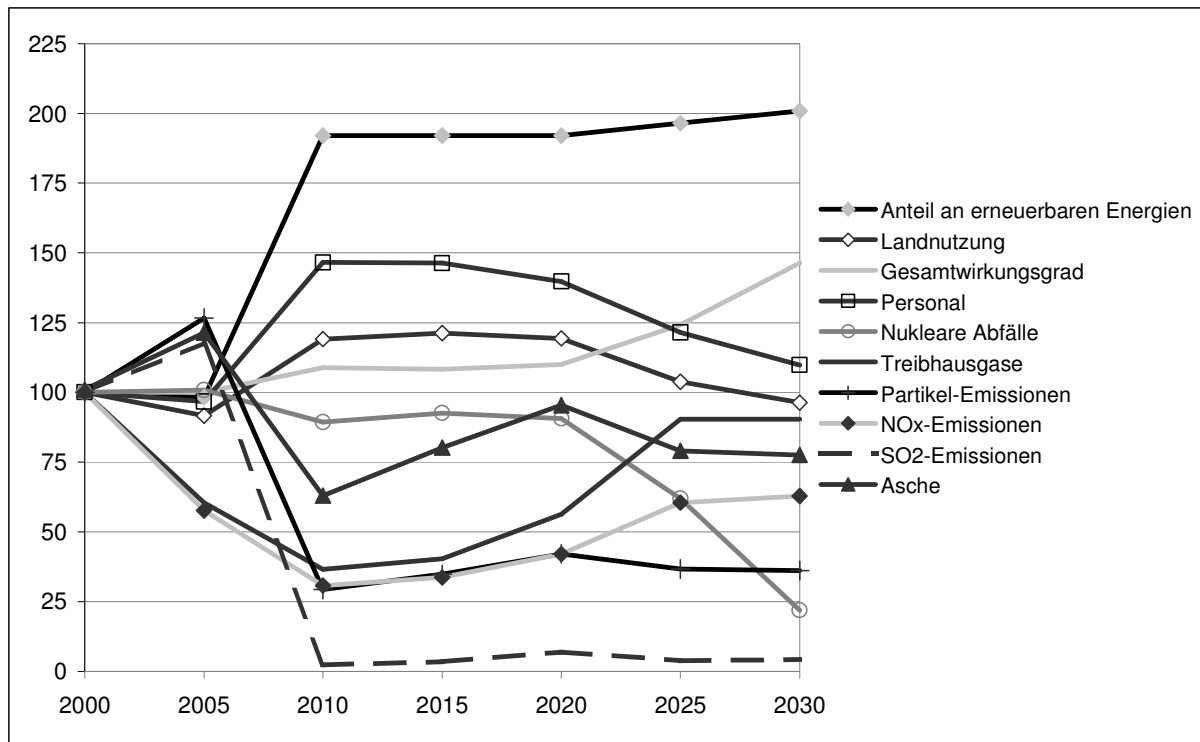


Abbildung 27: Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-NUC-2

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Entwicklung dieses Energieversorgungssystems ist vom ökologischen und sozialen Blickwinkel her vergleichbar mit der des Szenarios ENVIRO-2. Vom ökonomischen Standpunkt aus gesehen, sind höhere Investitionen durch das Ersetzen der Kernkraftwerke durch GuD-Anlagen mit CO₂-Abscheidung zu verzeichnen. Der Druck auf die Wirtschaft ist daher höher.

9.5 Modellergebnisse beim Zielprogrammierungsansatz (Methode 3)

In dieser Szenarienreihe wird der Zielprogrammierungsansatz angewendet. Die Zielfunktion ist die Minimierung der gewichteten normierten Zielabweichungen für die fünf Indikatoren: gesamte entscheidungsrelevante diskontierte Gesamtausgaben über die Periode 2000 - 2030, jährliche Emissionen von NO_x, SO₂ und Treibhausgasen und jährlicher Anteil der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien. Die weiteren Indikatoren werden lediglich mitbilanziert. Zwei Szenarien werden in einem ersten Schritt analysiert: das Erste mit, das Zweite ohne den Zubau von EPR-Kraftwerken. Abschließend wird der Ansatz für unterschiedliche Gewichtungsfaktoren analysiert.

9.5.1 Einführung von Zielwerten für Umweltindikatoren - Szenario ENVIRO-3

In diesem Szenario ist der Zubau von EPR-Kraftwerken möglich und die Zielwerte werden entsprechend den Werten der Tabelle 41 festgesetzt (NO_x-Emissionen: 40.200 t/a, SO₂-Emissionen: 82.000 t/a, Treibhausgasemissionen: 48.700 kt CO₂ Äquivalente/a). Der Anteil der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien soll 21 % erreichen. Als Zielwert für die gesamten diskontierten Ausgaben ist ein Wert von 270.000 Mio. Euro in der Periode 2000 - 2030 eingesetzt. Dieser Wert entspricht den gesamten diskontierten Ausgaben im Szenario REFERENZ-1, in dem keine Umweltrestriktionen berücksichtigt werden und dadurch die niedrigsten Ausgaben zur Befriedigung der vorgegebenen

Nachfrage erreicht werden. Das Gewicht der einzelnen Ausprägungen ist auf 1 gesetzt. Dies bedeutet, dass keine Priorität eines Indikators gegenüber den anderen zugelassen wird; alle Indikatoren mit einem vorgegeben Zielwert werden als gleich wichtig betrachtet.

9.5.1.1 Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario ENVIRO-3

Wenn man die Entwicklung des Kraftwerksparks in diesem Szenario mit den Ergebnissen des Szenarios ENVIRO-1 vergleicht, in dem die gleichen gesetzlichen Vorgaben in den Modellrestriktionen ab 2010 eingehalten werden müssen, sind viele Ähnlichkeiten zu erkennen.

Erneuerbare Energien

Gemeinsamkeiten: Wird die Nutzung von erneuerbaren Energien betrachtet, ist das Ziel, ein Anteil von 21 % an der gesamten Produktion, vollständig erfüllt. Erreicht wird dieses Produktionsvolumen durch den Einsatz von Windkraftwerken (installierte Kapazität zwischen 2010 und 2025: ca. 9.000 MW, Produktion: 32 TWh/a; installierte Kapazität ab 2030: ca. 3.000 MW, Produktion: 11 TWh/a), Holzkraftwerken mit integrierter Vergasung (installierte Kapazität 2010: ca. 5.000 MW, Produktion: 30 TWh/a; 2020: ca. 6.000 MW, 37 TWh/a; 2030: ca. 10.000 MW, 63 TWh/a) und ab 2020 mit Geothermieanlagen (installierte Kapazität 2020: ca. 120 MW, Produktion 1 TWh/a; 2030: ca. 900 MW, 7 TWh/a). Die Nutzung erneuerbarer Energie trägt zur Minderung der Emissionen von NO_x, SO₂ und Treibhausgasen bei.

Unterschiede: Die steigende Stromproduktion mit erneuerbaren Energien resultiert aus der Erhöhung der gesamten Stromproduktion in Zusammenhang mit der Nachfragesteigerung. Ab 2025 steigt die Produktion in Holzkraftwerken, während sie in Windkraftwerken abnimmt.

Andere Energiequellen

Gemeinsamkeiten: Zwischen 2000 und 2010 bleibt die Stromproduktion in den jeweiligen Kraftwerkstypen gleich. Die Stromproduktion wird von der Kernenergie dominiert; neue Anlagen werden nicht eingesetzt. Ab dem Jahr 2010 werden einige alte Kohlekraftwerke stillgelegt und ab 2020 ersetzen neue Kernkraftwerke die Stillgelegten. Im Zeitrahmen 2020 - 2025 werden weiter alte Kohlekraftwerke stillgelegt und ihre Produktion von neuen Kohlekraftwerken übernommen, um die Emissionsziele zu erreichen.

Unterschiede: Die Produktion der stillgelegten Kohlekraftwerke wird ab 2010 von neuen Kohlekraftwerken (pulverisierte Kohlefeuerungs- und auch Wirbelschichtfeuerungsanlagen) übernommen. Die Produktion in Kohlekraftwerken bleibt zwischen 2010 und 2020 stabil (ca. 35 TWh) (vgl. Abbildung 28). Mit dieser Entwicklung werden die Emissionsziele für NO_x, SO₂ und CO₂ erreicht.

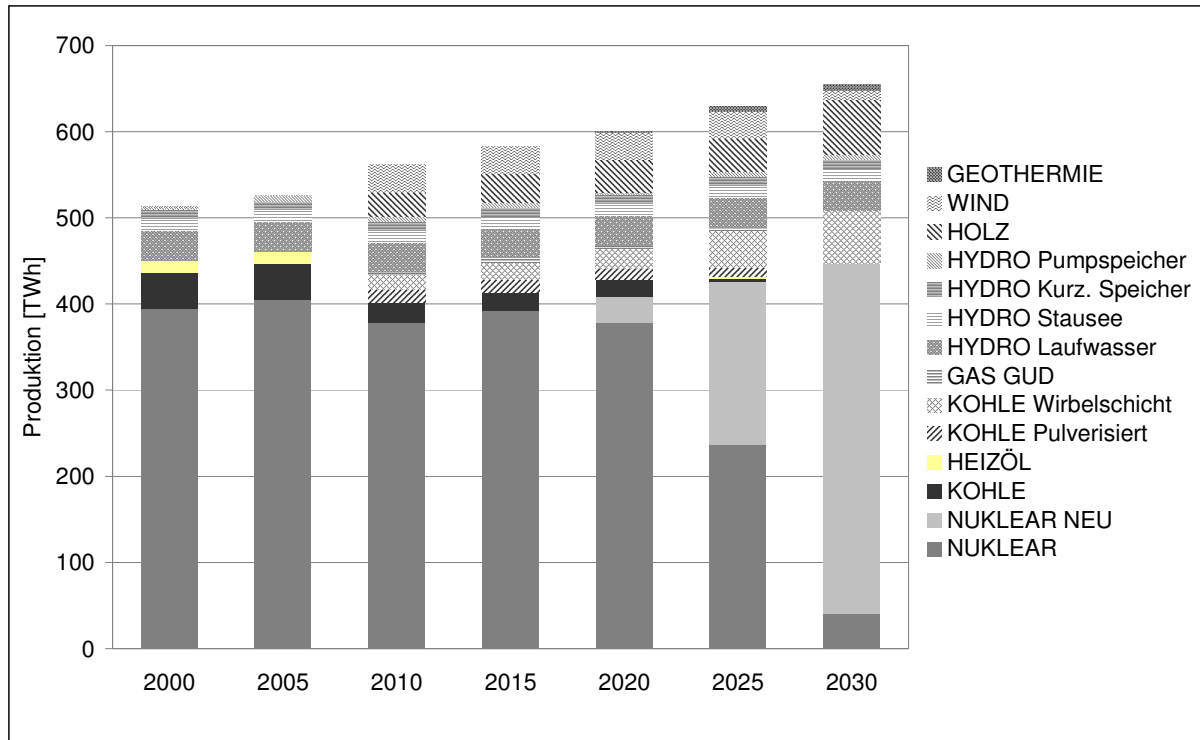


Abbildung 28: Stromproduktion im Szenario ENVIRO-3

Zielerreichungsgrade

Das festgesetzte Ziel für den Anteil der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien ist vollständig erreicht. Ebenso werden die Zielwerte für die Emissionen an NO_x und Treibhausgasen vollständig erreicht. Die Minderung der Emissionen bis zum genauen Zielwert erfolgt dank dem Einsatz von erneuerbaren Energien und dem Ersatz der alten fossil befeuerten Kraftwerke durch neue effizientere Kohlekraftwerke. Dagegen liegen die SO_2 -Emissionen im Jahr 2030 mit ca. 78.000 t ca. 4.000 t niedriger als der festgelegte Zielwert (82.000 t). Im Szenario ENVIRO-1, in welchem Emissionsobergrenzen festgesetzt sind (Zielfunktion: Minimierung der gesamten diskontierten Ausgaben), liegen die SO_2 -Emissionen weit unterhalb der gesetzlichen Vorgaben, was zu einer höheren Abweichung und damit einem höheren Zielwert beim Zielprogrammierungsansatz führen würde.

Aufgrund der beschriebenen Kraftwerksparkentwicklung liegen die gesamten diskontierten Ausgaben ca. 9 % über dem festgesetzten Ziel (Ziel von 270.000 Mio. Euro, erreichter Wert von ca. 295.200 Mio. Euro). Wenn man dieses Ergebnis mit dem Szenario ENVIRO-1 vergleicht, liegen die gesamten Ausgaben etwas über den Gesamtausgaben des Szenarios ENVIRO-1 (293.670 Mio. Euro). In Tabelle 54 werden die gesamten Ausgaben, SO_2 -Emissionen und der Wert der Zielfunktion im Szenario ENVIRO-3 dargestellt. Die erhaltenen Werte werden den Ergebnissen im Szenario ENVIRO-1 gegenübergestellt, für welches der Zielfunktionswert mit dem Zielprogrammierungsansatz mit den erreichten Ausgaben und Emissionen gerechnet wurde. Es wird deutlich, dass der Zielfunktionswert im Szenario ENVIRO-3 viel niedriger als der gerechnete Zielfunktionswert mit den Indikatorwerten des Szenarios ENVIRO-1 ist, was auf die Abweichungen der Indikatorwerte von ihren Zielwerten zurückzuführen ist.

Vergleicht man die Ergebnisse der Szenarien ENVIRO-1 und ENVIRO-3, sind die des Szenarios ENVIRO-1 unter dem wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkt her nachhaltiger, da die gesamten Ausgaben und die Emissionen niedriger liegen als im Szenario ENVIRO-3. Dies lässt sich

durch die Eigenschaften des Zielprogrammierungsansatzes erklären: Mit diesem Ansatz wird angestrebt, dass sich die Indikatorwerte ihren Zielwerten so nah wie möglich annähern, damit die Abweichungen und gleichzeitig der Zielfunktionswert minimiert werden. Die Auswahl der Zielwerte für die jeweiligen Indikatoren kann gegebenenfalls angepasst werden, um vertretbarere Lösungen mit dem Zielprogrammierungsansatz zu erreichen.

Tabelle 54: Vergleich der gesamten Ausgaben, SO₂-Emissionen und des Werts der Zielfunktion im Szenario ENVIRO-3 mit dem Szenario ENVIRO-1

| | Gesamte Ausgaben (Zielwert 270.000) | Abweichung vom Zielwert der gesamten Ausgaben | SO ₂ -Emissionen ab 2030 (Zielwert 82.000) | Abweichung vom Zielwert der SO ₂ -Emissionen | Summe der nomierten Abweichungen (Zielfunktionswert) |
|--------------------------|--|---|--|---|--|
| | [Mio. Euro] | [Mio. Euro] | [t/a] | [t/a] | |
| Szenario ENVIRO-1 | 293.700 | 23.700 | 27.960 | 54.040 | 0,747 |
| Szenario ENVIRO-3 | 295.200 | 25.200 | 78.000 | 4.000 | 0,142 |

9.5.1.2 Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-3

In diesem Szenario werden die ökologischen Aspekte berücksichtigt, die mit den gesetzlichen Zielvorgaben für Frankreich verbunden sind. Im Folgenden wird die Entwicklung der unterschiedlichen Indikatoren in den drei Dimensionen der Nachhaltigkeit, nämlich Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft, beschrieben (vgl. Abbildung 29).

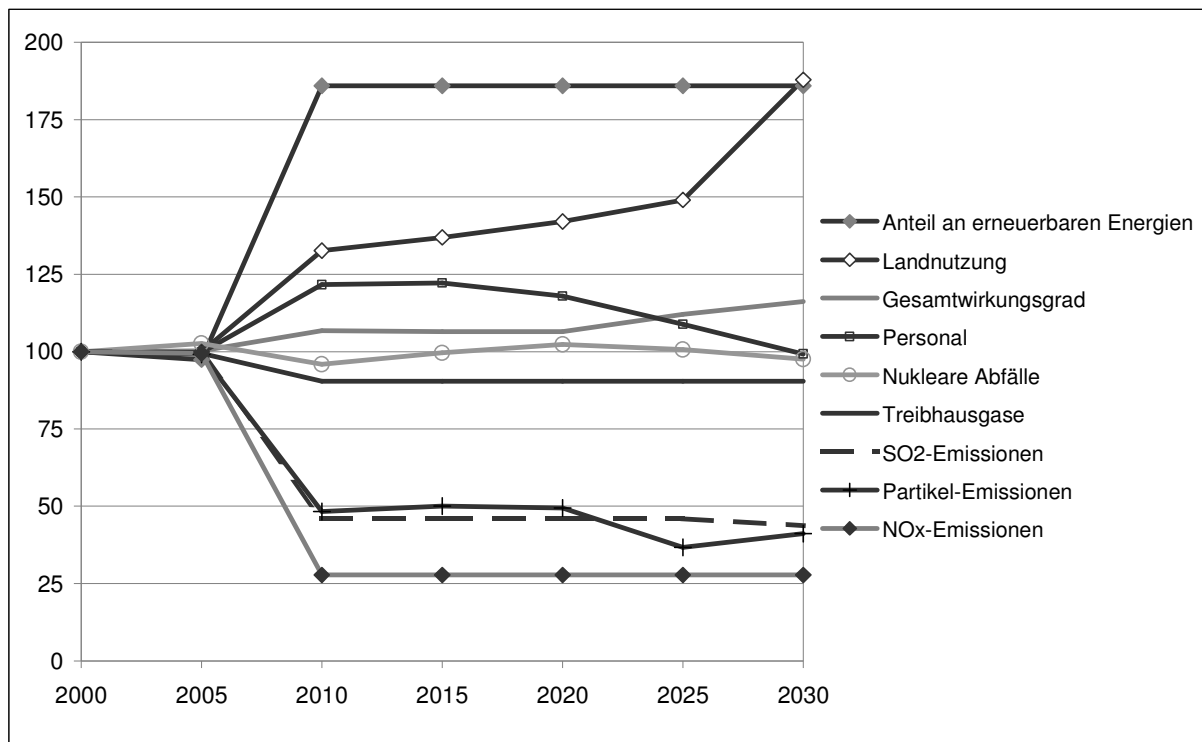


Abbildung 29: Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren im Szenario ENVIRO-3

UMWELT

Wie im Szenario ENVIRO-1 wird die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien bis zum geforderten Mindestanteil ausgebaut. Selbst wenn weitere Beschränkungen bezüglich der Emissionen von Treibhausgasen, SO₂ und NO_x auferlegt werden, wird dieser Anteil nicht überschritten. Die nicht-erneuerbaren Energien Uran und Kohle bleiben die Hauptquellen für die Stromerzeugung.

Mit der wachsenden Nutzung erneuerbarer Energien und dem Ersatz der alten fossil befeuerten Kraftwerke durch neue Kernkraftwerke und in einem geringen Umfang durch neue effizientere Kohlekraftwerke gehen die Emissionen von Treibhausgasen, NO_x und SO₂ auf die geforderten Zielwerte zurück.

Die jährliche Produktion an Atommüll bleibt relativ stabil, auch wenn die Stromproduktion in Atomkraftwerken steigt. Dies ist auf die Effizienzsteigerung der neu installierten Kraftwerke zurückzuführen: Die spezifische Atommüllproduktion (pro kWh) geht damit zurück.

Mit der Steigerung der Kapazität von Kohlekraftwerken steigt die Produktion an Asche (Flugasche sowie Kesselasche). Ein Teil der Produktion fällt auch in den Holzkraftwerken an. Ob die gesamte Asche wiederverwertet werden kann, ist fraglich.

WIRTSCHAFT

Die Gesamtausgaben über der Periode 2000 - 2030 liegen ca. 9 % höher als die gesamten Ausgaben im Referenzszenario REFERENZ-1. Diese Erhöhung ist auf die Investitionen in neue Kraftwerke, die zum Erreichen der festgesetzten Ziele bezüglich der Emissionen und der Nutzung von erneuerbaren Energien beitragen, zurückzuführen.

Wie im Szenario ENVIRO-1 trägt die Einführung von Energiesparmaßnahmen (im Jahr 2010 erreichen sie ca. 7 TWh, ab 2020 ca. 15 TWh.) auf der Nachfrageseite nur teilweise zu einer Minderung der Ausgaben auf der Stromerzeugungsseite bei.

GESELLSCHAFT

Versorgungsstandard

Der wachsende Elektrizitätsbedarf aller Sektoren wird vorwiegend durch Investitionen in neue Kraftwerke und teilweise durch Energieeinsparungen in der Industrie gedeckt. Wie in allen Szenarien wird die Energieversorgung dem Energiebedarf und seinen Schwankungen angepasst.

Soziale Verträglichkeit

Zwischen 2005 und 2015 steigt das in der Produktion erforderliche Personal: Dies liegt an dem Zubau von neuen Wind- und Holzkraftwerken. Es wird angenommen, dass neue Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke weniger Personal benötigen als die Stillzulegenden. Die Belegschaft, die in den Holz-, Wind- und Geothermiekraftwerken gebraucht wird, kann diese Reduktion nicht kompensieren. Daher geht die Gesamtzahl der in der Energieversorgung beschäftigten Personen zwischen 2015 und 2030 zurück.

Gesundheit und Risiko

Mit der Stilllegung alter fossil befeuerter Kraftwerke gehen die Partikelemissionen des Kraftwerksparks stark zurück, was einen positiven Effekt auf die menschliche Gesundheit hat. Holzkraftwerke tragen

zwar ebenfalls zu den Emissionen bei, jedoch auf sehr viel niedrigerem Niveau als bestehende Kohlekraftwerke. Des Weiteren ist der Emissionsfaktor der zugebauten Kohlekraftwerke geringer.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Der Kraftwerkspark entwickelt sich in ähnlicher Weise wie im Szenario ENVIRO-1. Die wesentlichen Unterschiede sind zum einen der geringere Einsatz von Windkraftwerken in den letzten Perioden, der von einer erhöhten Produktion in Holzkraftwerken ausgeglichen wird und zum anderen der Zubau von Kohlekraftwerken nicht nur mit konventioneller Staubfeuerung sondern auch mit dem Wirbelschichtverfahren. Diese Konfiguration erlaubt es, sich den Emissionszielen anzunähern. Die Emissionen und die Gesamtausgaben liegen aber höher als im Szenario ENVIRO-1 und damit bietet diese Kraftwerksentwicklung nicht die beste Alternative für den Entscheidungsträger, auch wenn die Ziele erreicht wurden. Dieser Nachteil des Zielprogrammierungsansatzes wird im folgenden Szenario ENVIRO-NUC-3 näher veranschaulicht und Wege zu einer besseren Ausgestaltung dieses Ansatzes werden aufgezeigt.

9.5.2 Einführung von Zielwerten für Umweltindikatoren und Kernenergieausstieg - Szenario ENVIRO-NUC-3

Im Szenario ENVIRO-NUC-3 werden ab 2010 ein Zielwert von 21 % für die Strommenge aus erneuerbaren Energiequellen und Zielwerte für die Emissionen von NO_x, SO₂ und Treibhausgasen gemäß dem gesetzlichen Rahmen wie im Szenario ENVIRO-3 gesetzt. Den gesamten diskontierten Ausgaben werden die gesamten Ausgaben im Referenzszenario REFERENZ-1 als Zielwert zugewiesen. Des Weiteren ist keine Alternative mit neuer Nukleartechnik (EPR) verfügbar.

9.5.2.1 Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario ENVIRO-NUC-3

Wenn man die Entwicklung des Kraftwerksparks in diesem Szenario mit den Ergebnissen des Szenarios ENVIRO-NUC-1 vergleicht, in dem die gleichen gesetzlichen Vorgaben in den Modellrestriktionen ab 2010 eingehalten werden müssen, sind folgende Gemeinsamkeiten und Unterschiede zu erkennen (vgl. Abbildung 30).

Erneuerbare Energien

Gemeinsamkeiten: Ab 2010 werden Holz- und Windkraftwerke zugebaut, um das Produktionsziel mit erneuerbaren Energien einzuhalten. Zwischen 2025 und 2030 werden emissionsfreie Geothermieanlagen ausgebaut, um den Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromproduktion von 21 % einzuhalten.

Unterschiede: In einem geringen Umfang werden Photovoltaik-Anlagen ab dem Jahr 2030 zugebaut.

Andere Energiequellen

Gemeinsamkeiten: Alte Heizöl- und Kohlekraftwerke werden durch neue Kohlekraftwerke ersetzt (direkte pulverisierte Kohlefeuerung und Wirbelschichtanlagen). Mit Erdgas betriebene GuD-Kraftwerke übernehmen einen kleinen Teil der Stromproduktion. Wegen der steigenden Nachfrage und um die festgesetzten Emissionsziele einzuhalten, werden ab 2020 keine weiteren Kohlekraftwerke, sondern neue Erdgas-GuD-Anlagen eingesetzt, die mit CO₂- und NO_x-Abscheideprozessen ausgerüstet werden. Diese Anlagen emittieren NO_x, SO₂ und CO₂ in einer sehr geringen Menge und übernehmen die Stromproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke.

Unterschiede: Zwischen 2025 und 2030 steigt die Produktion in neuen Kohlekraftwerken (Wirbelschichtfeuerung und Anlagen mit CO₂-Abscheidung). Die in der vorigen Periode zugebauten Erdgas-GuD-Anlagen werden nicht mehr genutzt, während Wasserstoff-Brennstoffzellen einen wesentlichen Teil der Produktion übernehmen. Damit ergibt sich eine Überkapazität im Jahr 2030 (vgl. Abbildung 31).

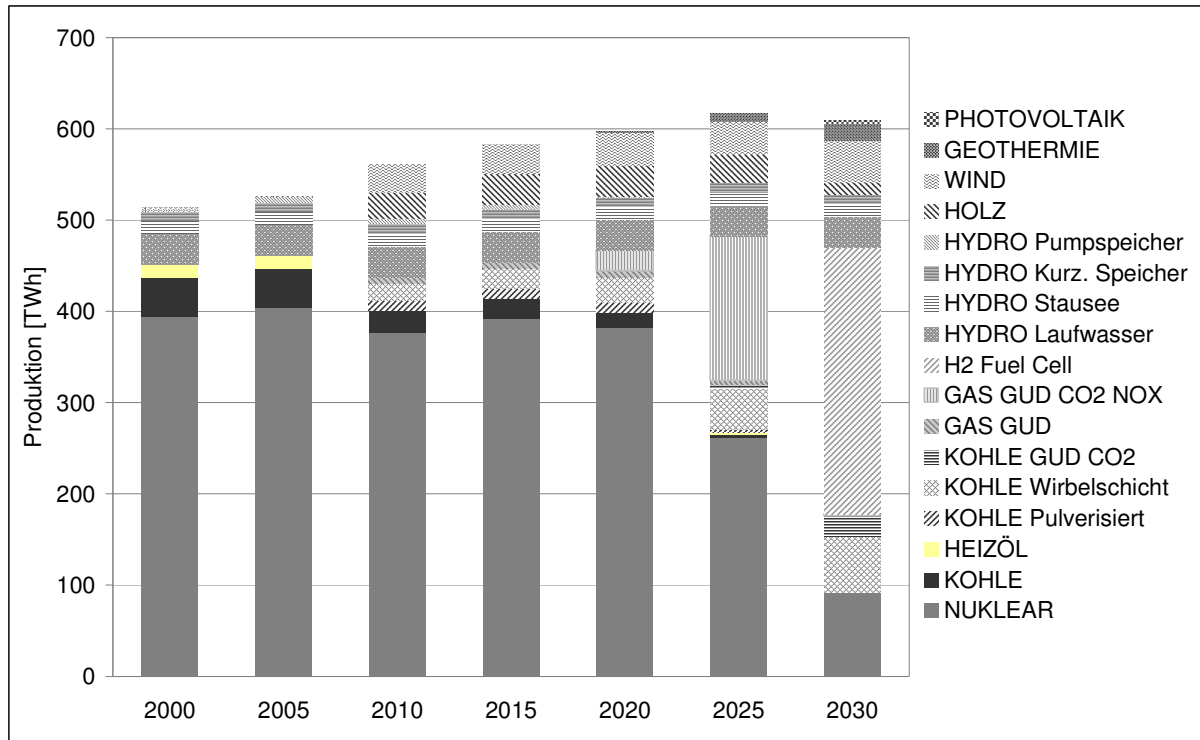


Abbildung 30: Stromproduktion im Szenario ENVIRO-NUC-3

Vergleicht man dieses Szenario mit einem weiteren Szenario, in dem die Wasserstoff-Brennstoffzelle nicht als Investitionsoption zur Verfügung steht, werden weitere Erdgas-GuD-Anlagen mit NO_x- und CO₂-Abscheidung nach 2025 zugebaut (vgl. Abbildung 31). Um die Emissionsziele einzuhalten, sinkt die Produktion in Kohlewirbelschichtanlagen um ca. 10 TWh in der letzten Periode. Damit erreichen die NO_x- und Treibhausgasemissionen genau ihren Zielwert, während die SO₂-Emissionen in der letzten Periode 2025 - 2030 weiter gemindert werden (Zielwert: 82.000 t/a, Emissionen im Jahr 2030: ca. 70.470 t). Die gesamten Ausgaben sind niedriger als im Szenario ENVIRO-NUC-3 (ca. 306.200 Mio. Euro statt 333.200 Mio. Euro) und nähern sich dem vorgegebenen Zielwert an (Zielwert: 270.000 Mio. Euro). Die Summe der normierten Abweichungen der Indikatorwerte von ihrem jeweiligen Zielwert ist jedoch höher, da die SO₂-Emissionen weiter gemindert werden (Zielfunktionswert des Szenarios ENVIRO-NUC-3: ca. 0,240; in dem Szenario ohne Brennstoffzelle: ca. 0,274; vgl. Tabelle 55).

Tabelle 55: Vergleich der gesamten Ausgaben, SO₂-Emissionen und des Werts der Zielfunktion im Szenario ENVIRO-NUC-3 mit und ohne Brennstoffzelle

| | Gesamte Ausgaben [Mio. Euro] | SO ₂ -Emissionen ab 2030 [t/a] | Summe der normierten Abweichungen (Zielfunktionswert) |
|---|---------------------------------|--|--|
| <i>Zielwert</i> | <i>270.000</i> | <i>82.000</i> | |
| Szenario ENVIRO-NUC-3 | 333.170 | 81.450 | 0,240 |
| Szenario ENVIRO-NUC-3 ohne Brennstoffzelle | 306.190 | 70.470 | 0,274 |

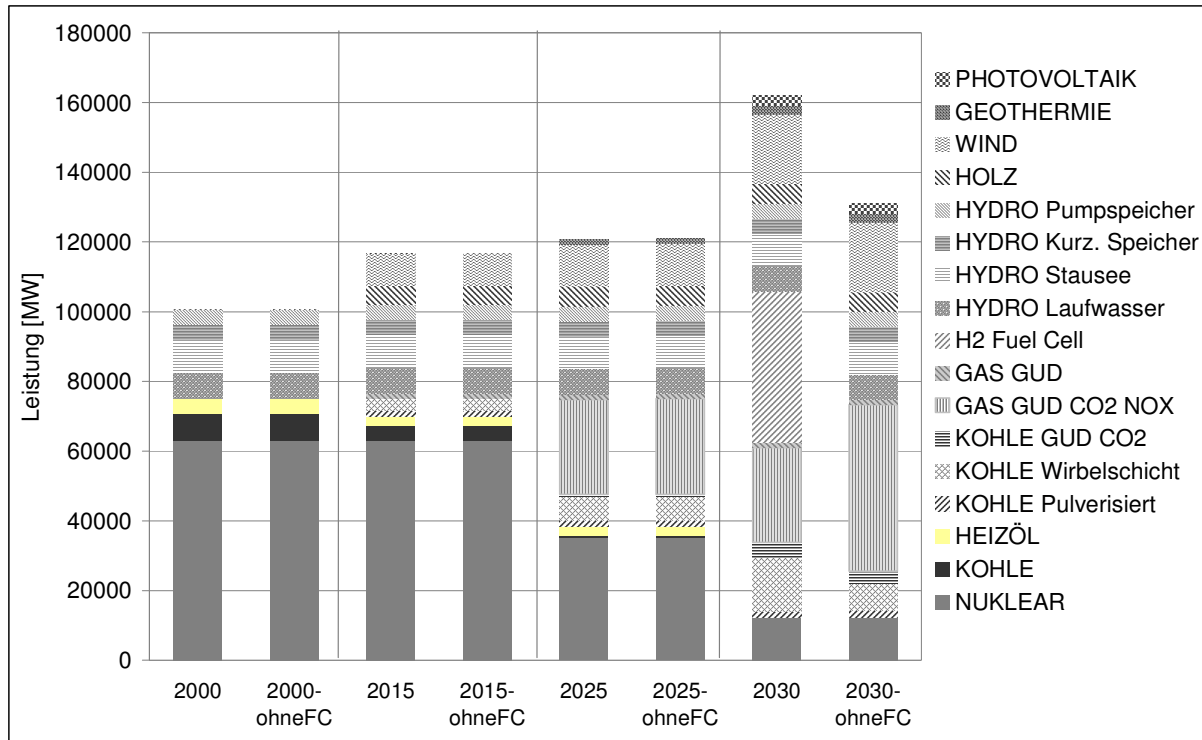


Abbildung 31: Installierte Leistung in Frankreich in den Perioden 2000, 2015, 2025 und 2030 im Szenario ENVIRO-NUC-3 mit und ohne Brennstoffzelle („ohne FC“)

Energieeinsparungen

Energieeinsparungen auf der Nachfrageseite werden in einem größeren Umfang als im Szenario ENVIRO-NUC-1 insbesondere ab 2025 eingesetzt. Tabelle 56 zeigt die Entwicklung der eingesparten Energie zwischen 2000 und 2030 in den drei Sektoren Haushalte, Tertiär und Industrie.

Tabelle 56: Energieeinsparungen in den verschiedenen Sektoren im Szenario ENVIRO-NUC-3

| | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Haushalte [TWh] | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 20,4 |
| Tertiär [TWh] | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 3,2 | 9,0 |
| Industrie [TWh] | 3,8 | 7,1 | 10,6 | 15,4 | 17,0 | 21,6 |
| SUMME [TWh] | 4,4 | 7,6 | 11,2 | 15,9 | 20,2 | 50,9 |

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Wie die dargestellten Ergebnisse zeigen, ist der Zielprogrammierungsansatz mit Vorsicht zu verwenden. Mit diesem Ansatz wird angestrebt, dass die Werte der jeweiligen Indikatoren sich ihren Zielwerten nähern. Sowohl ein Überschreiten als auch ein Unterschreiten der Zielwerte werden vermieden. Die Auswahl der Zielwerte ist deshalb entscheidend für das Erreichen von vertretbaren Lösungen mit diesem Ansatz.

Durch den Einsatz geeigneter Modifikationen des Zielprogrammierungsansatzes können bessere Ergebnisse erreicht werden. Eine Verbesserung ist etwa ein iteratives Vorgehen, bei dem jeweils die Optimierung für unterschiedliche Zielwerte durchgeführt wird: Beispielsweise können die Zielwerte der

jeweiligen Emissionen innerhalb eines vorgegebenen Intervalls variieren, während ein konstanter Zielwert für die gesamten diskontierten Ausgaben vorgegeben wird. Eine andere Möglichkeit ist, je nach Indikator nur positive oder negative normierte Abweichungen zu minimieren: Bspw. wird die Abweichung der Schadstoffemissionen von ihrem in der Zielfunktion vorgegebenen Zielwert nur minimiert, wenn sie den Zielwert überschreiten. Ein Unterschreiten des Zielwertes ist dann zugelassen.

Der Zielprogrammierungsansatz erlaubt den Einsatz von Gewichtungsfaktoren, um Prioritäten bei den Einzelindikatoren zu definieren. Es ist darauf zu achten, dass z.B. die Abstände der Umweltindikatoren von ihren Zielwerten für den Entscheidungsträger akzeptabel bleiben, falls den wirtschaftlichen Aspekten ein höheres Gewicht zugeschrieben wird (gesamte Ausgaben). Es wird deshalb empfohlen, die Gewichtungsfaktoren zu variieren und die entsprechende Wirkung auf das untersuchte Stromversorgungssystem zu analysieren, damit die beste Alternative für den Entscheidungsträger abgeleitet werden kann. Dieses Verfahren wird im folgenden Abschnitt untersucht.

9.5.3 Einführung von Zielwerten für ausgewählte Umweltindikatoren, Gewichtungsfaktoren und Kernenergieausstieg - Szenario ENVIRO-NUC-GEWICHT-3

In diesem Szenario werden unterschiedliche Gewichtungsfaktoren für die Umweltindikatorgruppe SO_2 -, NO_x -, THG-Emissionen und Anteil an erneuerbaren Energien sowie den Wirtschaftsindikator Gesamtausgaben vorgegeben. Allen Umweltindikatoren (SO_2 -, NO_x -, THG-Emissionen und Anteil an erneuerbaren Energien) ist das gleiche Gewicht zugewiesen. Die Summe der Gewichte für die Umweltindikatoren und die Wirtschaftsindikatoren wird auf eins gesetzt. Ein Zubau von neuen Kernkraftwerken wird nicht zugelassen.

9.5.3.1 Entwicklung des Kraftwerksparks für unterschiedliche Gewichtungsfaktoren

Zwischen der ersten Periode 2000 - 2005 und der vorletzten Periode 2025 - 2030 entwickelt sich das Stromversorgungssystem in gleicher Art und Weise für alle Szenarien mit unterschiedlichen Gewichtungsfaktoren. Ab 2030 sind allerdings Unterschiede zu erkennen. Die folgende Analyse konzentriert sich deshalb auf dieses Jahr.

Erneuerbare Energien

Für alle Gewichtungsfaktoren der Umweltindikatoren („Umweltgewicht“) bleibt die Produktion mit erneuerbaren Energieträgern stabil, aber der Anteil an den jeweiligen Energieträger ändert sich. Mit einem niedrigen Umweltgewicht ($< 0,3$) wird das Potenzial für Wind, Holz und Geothermie ausgeschöpft. Ab einem Gewichtungsfaktor der Umweltindikatoren von 0,3 wird ein Teil der Produktion der Holzkraftwerke von Photovoltaik-Anlagen übernommen, was zu einer Senkung der SO_2 -Emissionen beiträgt.

Andere Energieträger

Die Produktion in Kernkraftwerken bleibt für alle Gewichtungsfaktoren stabil: Alle noch vorhandenen Kernkraftwerke werden weiter betrieben. Mit einem steigenden Umweltgewicht sinkt die Produktion in den Wirbelschichtkohlekraftwerken, während sie in den konventionellen Kohlekraftwerken steigt, die mit einer CO_2 -Abscheidung ausgerüstet sind. Gleichzeitig sinkt die Produktion in GuD-Anlagen mit CO_2 - und NO_x -Abscheidung bzw. in H_2 -Brennstoffzellen (vgl. Abbildung 32).

Ab einem Umweltgewicht von 0,6 werden neue H₂-Brennstoffzellen zugebaut, damit die CO₂-Emissionen weiter als bei GuD-Anlagen mit CO₂- und NO_x-Abscheidung gesenkt werden. Mit dieser zusätzlichen Investition steigen die Gesamtausgaben.

Energieeinsparungen

Mit einem steigenden Umweltgewicht sinkt die jährliche Stromproduktion: Energiesparmaßnahmen werden verstärkt eingesetzt. Es ist wirtschaftlicher in Energiesparmaßnahmen auf der Nachfrageseite als in Emissionsminderungsmaßnahmen auf der Angebotsseite zu investieren, wenn Umweltaspekte stärker berücksichtigt werden müssen.

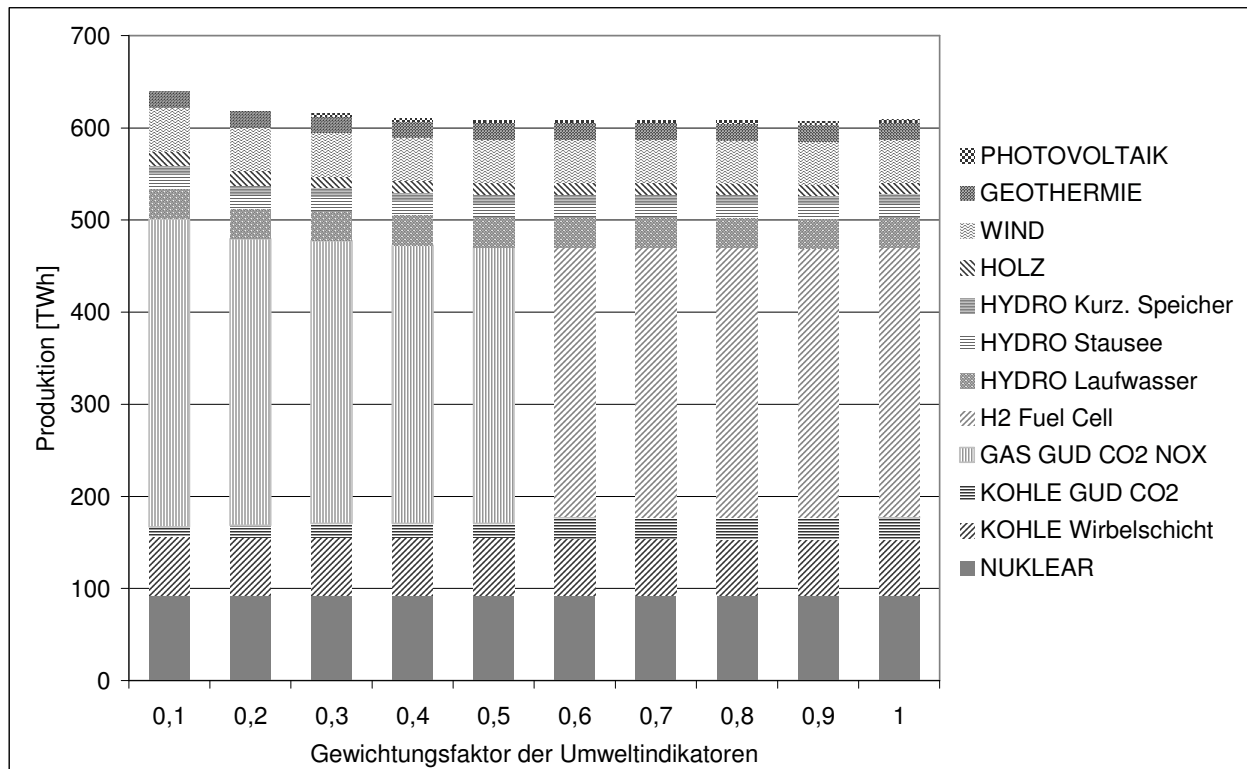


Abbildung 32: Stromproduktion im Jahr 2030 für unterschiedliche Umweltgewichte

9.5.3.2 Entwicklung der Nachhaltigkeitsindikatoren für unterschiedliche Gewichtungsfaktoren

Erst ab 2030 treten bei SO₂- und Treibhausgasemissionen Abweichungen von ihren Zielwerten auf. In den vorigen Perioden erreichen die Indikatoren ihre festgesetzten Zielwerte. Abbildung 33 zeigt die Entwicklung der normierten Abweichungen der SO₂- und Treibhausgasemissionen und Gesamtausgaben im Jahr 2030 für unterschiedliche Umweltgewichte.

Bei niedrigen Umweltindikatorgewichtungen ($0 < \text{Gewicht} \leq 0,5$) überschreiten die Emissionen von Treibhausgasen ihren Zielwert (zwischen ca. 21 % und 17 %): Mit steigendem Umweltgewicht nähern sich die THG-Emissionen ihrem Zielwert an und der Zielfunktionswert nimmt zu. Die Gesamtausgaben liegen um ca. 12 % höher als der vorgegebene Zielwert. Die SO₂-Emissionen liegen bei ihrem Zielwert.

Bei höheren Umweltindikatoren ($0,5 < \text{Gewicht} \leq 1$) erreichen die Treibhausgasemissionen ihren Zielwert mit dem Einsatz von THG-emissionsfreien H₂-Brennstoffzellen, während die SO₂-Emissionen ihren Zielwert leicht unterschreiten (weniger als 1 %). Dagegen steigen die Gesamtausgaben an. Das

Erreichen der Zielvorgaben bezüglich der Umweltindikatoren kompensiert diese Steigerung und senkt damit den Zielfunktionswert.

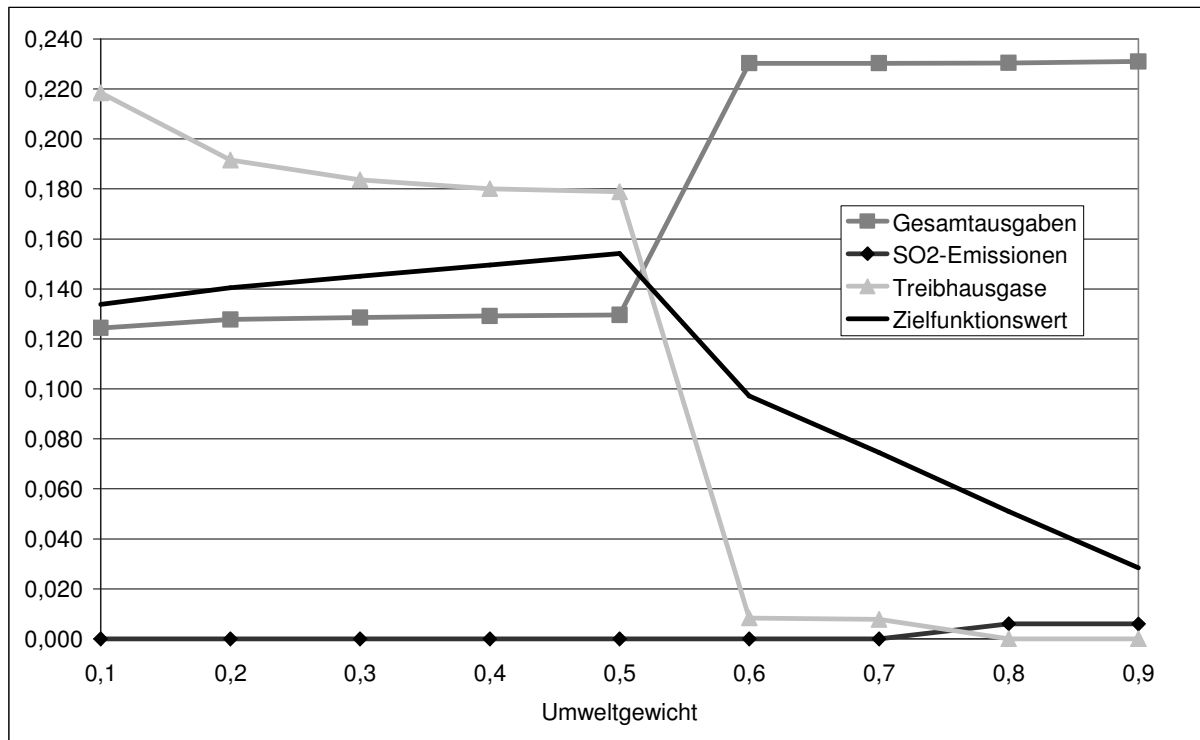


Abbildung 33: Normierte Abweichungen der Nachhaltigkeitsindikatoren zu ihrem Zielwert und Zielfunktionswert im Jahr 2030 für unterschiedliche Umweltgewichte

In Szenarien, in denen H₂-Brennstoffzellen als Alternative zu Kernkraftwerken nicht zugelassen werden, variieren die Gesamtausgaben zwischen 12 % und 14 % oberhalb ihres Zielwerts mit steigendem Umweltgewicht: GuD-Anlagen mit CO₂- und NO_x-Abscheidung werden weiter genutzt. Ab einem Gewichtungsfaktor von 0,7 liegen die CO₂-Emissionen bei ihrem Zielwert, während die SO₂-Emissionen um ca. 15 % unterhalb ihres Zielwertes liegen.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Mit diesem Szenario wird der Einfluss der Gewichtung auf die Anwendung der Zielprogrammierung aufgezeigt. Mithilfe der Gewichtungsfaktoren ist es möglich, ausgewählten Indikatoren bzw. Nachhaltigkeitsproblemfeldern Prioritäten zuzuweisen: Je höher ein Faktor, desto weiter nähert sich der Indikatorwert dem vorgegebenen Zielwert an. Damit kann in Abhängigkeit der vom Entscheidungsträger vorgegebenen Stellenwerte für die einzelnen Problemfelder der Nachhaltigkeit die Ausbau- und Einsatzplanung abgeleitet werden.

10 Schlussfolgerungen und Ausblick

10.1 Empfehlungen für eine nachhaltigere Stromversorgung in Frankreich

Im Rahmen der internationalen Verhandlungen über den Klimawandel, den Umweltschutz und die Nachhaltigkeit hat sich Frankreich konkrete Ziele für die Verringerung der Schadstoffemissionen festgesetzt, die für Eutrophierung, Versauerung und Klimaänderung verantwortlich sind. Die Umsetzung zielgerichteter Maßnahmen im Energiesektor zum Erreichen dieser Ziele trägt zu einer nachhaltigeren Entwicklung bei. Die Analyse der Ergebnisse, die mit dem im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modell für verschiedene Szenarien erzielt werden, zeigt folgende Tendenzen auf:

“Business as usual” und nachhaltige Stromversorgung

“Business as usual” ist nicht nachhaltig. Falls bei der Entwicklung des Stromversorgungssystems ausschließlich ökonomische Kriterien berücksichtigt werden, finden einige Verbesserungen statt, wie z.B. die Minderung der SO₂-, NO_x-Emissionen. Die Schadstoffminderung ist aber nicht ausreichend, um die für Frankreich gesetzlichen Vorgaben einzuhalten. Des Weiteren verringern sich die Nachhaltigkeitsdefizite im Bereich des Klimawandels nicht: Die emittierten Treibhausgase nehmen zu, weil neu gebaute Kohlekraftwerke die stillgelegten Kernkraftwerke ersetzen. Trotz einer Effizienzsteigerung der eingesetzten neuen Technologien steigt der Bedarf an fossilen Ressourcen weiter.

Einsatz erneuerbarer Energien

Zur Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung müssen erneuerbare Energien stärker in die Stromerzeugung eingebunden werden, insbesondere Biomassekraftwerke und später Geothermiekraftwerke, sobald diese Technologie Marktreife erlangt hat. Bei dem betrachteten Potenzial erweist sich die Nutzung erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung in einer Höhe von bis zu ca. 30 % der insgesamt erzeugten Strommenge als wirtschaftlich. Erneuerbare Energien haben positive Auswirkungen auf verschiedene Gebiete wie die Ressourcenschonung, da sie erschöpfbare Energieträger ersetzen und kaum oder keine Schadstoffe ausstoßen. Der spezifische Personalbedarf zum Betrieb der Anlagen ist je nach Art der erneuerbaren Energie verschieden. Bezüglich der Holzkraftwerke wird im Modell angenommen, dass eine ähnliche Anzahl an Arbeitnehmern wie in einem konventionellen Kohlekraftwerk benötigt wird.

Eine Einspeisung von großen Anteilen Strom aus stark fluktuierender Erzeugung kann zu extremen Lastsituationen für das Netz und den konventionellen Kraftwerkspark führen, was die Entwicklung passender Strategien erfordert. Aufgrund der Fluktuationen der Windstromproduktion können Windkraftanlagen nicht kontinuierlich ins Stromnetz einspeisen. Die Erschließung von Windkraftanlagen erfordert deshalb Maßnahmen, die zu einer Abmilderung der Netzbelastung bei weiterhin gewährleisteter Netzstabilität und Versorgungssicherheit beitragen. Kernkraftwerke erzeugen üblicherweise Grundlaststrom. Daher müssen andere Technologien verfügbar gemacht werden, um den notwendigen Regelenergiebedarf abzudecken²⁸⁶.

²⁸⁶ Diese Problematik wird näher in [Rosen et al. 2003] und [Möst et al. 2003] untersucht

Sonnenenergie erscheint bezogen auf die vorgegebenen wirtschaftlichen und technischen Parameter nicht als eine vielsprechende Alternative zur Stromerzeugung. Auch wenn heute unterschiedliche Technologien zur Verfügung stehen, sind weiter Forschung und Entwicklung notwendig, damit solare Elektrizität kostengünstig genutzt werden kann. Dies ist umso wichtiger, wenn der Ausbau anderer erneuerbarer Energieformen an die Grenze der nachhaltig nutzbaren Potenziale stößt²⁸⁷.

Zur Rolle der fossil befeuerten Kraftwerke

Die meisten der alten fossil befeuerten 250-MW-Kraftwerke werden bis zum Jahr 2010 stillgelegt (in den Szenarien mit strengen Emissionsbeschränkungen). Dem gegenüber können die 600-MW-Blöcke weiter benutzt werden, sofern sie mit Emissionsminderungsanlagen für SO₂ und NO_x nachgerüstet werden. Konventionelle Wärmekraftwerke spielen wegen ihrer Flexibilität eine wichtige Rolle in der Energieversorgung. Die Laständerungsgeschwindigkeit dieser Kraftwerke erlaubt den Einsatz im Mittel- und Spitzenlastbereich. Speicherwasserkraftwerke spielen eine ähnliche Rolle, aber sie alleine können die Lastschwankungen nicht ausgleichen. Daher müssen stillgelegte, fossil befeuerte Kraftwerke durch solche ersetzt werden, die Regelaufgaben übernehmen können. GuD-Kraftwerke sind eine effiziente Alternative (schadstoffarm und mit hohem Wirkungsgrad); in diesem Kontext könnte aber auch die Holzverfeuerung eine wichtige Rolle spielen.

Zur Entwicklung der Kernenergie

Die Nutzung der Kernenergie weist wichtige und vielschichtige Problemen auf. Einerseits wird das Problem des radioaktiven Atommülls auf lange Sicht bedeutend bleiben. Diese Art von Abfallstoffen wird für kommende Generationen eine nennenswerte Problematik darstellen. Andererseits ist die Kernkraft eine nahezu emissionsfreie Technologie und trägt zu Umweltproblemen, wie z.B. Klimawechsel, Versauerung und Eutrophierung, nicht bei. Wenn eine Lebensdauer von 40 Jahren für die heute installierten französischen Kernkraftwerken angesetzt wird, werden die französischen Kernreaktoren ab dem Jahr 2018 schrittweise abgeschaltet werden. Alternativen zur aktuellen Technik der nuklearen Energiegewinnung (sowie vor- und nachgeschalteter Prozesse, z.B. die sichere Behandlung des atomaren Abfalls) sollten weiterentwickelt werden, sodass sie ab der Periode 2020 - 2025 eingeführt werden können.

Wenn vorhandene Kraftwerke am Ende einer Lebensdauer von 40 Jahren stillgelegt werden und kein Neubau von EPR-Anlagen möglich ist, muss Frankreich Ausweichmöglichkeiten zu dieser Technologie finden, die nach wie vor die Emissionsobergrenzen einhalten. Die Situation ist vor allem ab der Periode 2020 - 2025 kritisch, da ab 2020 die ersten bestehenden Kernkraftwerke zurückgebaut werden und ersetzt werden müssen, um die steigende Stromnachfrage zu befriedigen. Um den Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls zu genügen, müssen nahezu CO₂-freie Alternativen die Stromproduktion der Kernkraftwerke übernehmen. Das modellierte Potenzial für regenerative Energien entspricht ab dem Jahr 2020 etwa 70 TWh Stromproduktion aus Wasserkraft und etwa 130 TWh an sonstigen erneuerbaren Energien. Bei einem angenommenen steigenden Energieverbrauch kann die Stromproduktion aus regenerativen Quellen ab 2020 nur ca. 30 % des Gesamtbedarfs befriedigen. Es reicht daher nicht aus, die Stromerzeugung der vom Netz gehenden Kernkraftwerke auf andere Energieträger zu verlagern. Energieeinsparungen in der Industrie, in den Haushalten und dem Tertiärsektor sind ebenso notwendig: Das Sinken des Strombedarfs bewirkt eine Verringerung der notwendigen Investitionen auf Erzeugerseite. Nichts desto weniger müssen neue Kraftwerke zugebaut werden, um die Elektrizitätsnachfrage zu decken. Alternativtechnologien zu Kernkraftwerken könnten

²⁸⁷ [WBGU 2003, S. 76]

beispielsweise GuD- oder Kombikraftwerke mit integrierter Kohlevergasung sein, die mit einer CO₂-Abscheidestufe und Verfahren zur Minderung des SO₂- und NO_x-Ausstoßes ausgestattet sind (vgl. Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten). Mit den im Modell verwendeten wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Parametern zur Beschreibung dieser unterschiedlichen Technologien und der Brennstoffpreisentwicklung werden GuD-Anlagen mit CO₂- und NO_x-Abscheidung bevorzugt.

Energieeinsparungen auf Verbraucherseite

Energieeinsparungen auf Verbraucherseite sind erst ab der Periode 2015 - 2020 von Bedeutung, wenn neue Investitionen auf der Energiebereitstellungsseite als Folge der Stilllegung von vorhandenen Kraftwerken und der wachsenden Nachfrage getätigt werden müssen. Die rentabelsten Energiesparmaßnahmen wurden im Industriesektor ermittelt. Dieses Ergebnis unterstreicht die Notwendigkeit der Einführung eines politischen Rahmens, um gezielt die rationelle Energienutzung zu fördern und Energieeinsparmaßnahmen auf der Nachfrageseite konkurrenzfähig zu machen.

Wirkung der Internalisierung der externen Kosten auf das Stromversorgungssystem

Die Einbeziehung externer Kosten beeinflusst die Entwicklung des Kraftwerksparks. Diese Integration ist am bedeutendsten für Energieerzeugungsprozesse mit hohen Emissionen (fossil befeuerte Kraftwerke). Zur Minimierung der Gesamtkosten muss der Schadstoffausstoß reduziert werden, um zugehörige externe Kosten zu begrenzen. Emissionsintensive Verfahren werden allmählich ausgegrenzt. Dieser Effekt ist vergleichbar mit der Einführung von Emissionsobergrenzen. Die Modellergebnisse zeigen allerdings eine viel stärkere Emissionsreduktion bei Berücksichtigung externer Kosten, als die für Frankreich in internationalen Verpflichtungserklärungen gesetzten Ziele vorgeben. Besonders die Nutzung erneuerbarer Energien und die Realisierung von GuD-Kraftwerken tragen zum Erreichen der Emissionsminderungen bei.

Unter den regenerativen Energien (Wasserkraft ausgenommen) haben Holzkraftwerke die höchsten externen Kosten. Daher werden andere erneuerbare Energiequellen im Kraftwerkspark genutzt als im Szenario ohne externe Kosten. Beispielsweise wird das Windkraftpotenzial vollständig erschlossen unter der Voraussetzung, dass andere Technologien die Nachfrageschwankungen ausregeln (z.B. GuD-Kraftwerke).

Fazit

Mit den hier vorliegenden Ergebnissen und Analysen ist es nicht möglich zu bestimmen, welches Stromversorgungssystem und welche Entwicklung dieses Systems als „nachhaltig“ bezeichnet werden kann. Die Untersuchung erfolgt auf der Grundlage der heutigen Kenntnisse und Vorstellungen. Die zukünftigen wissenschaftlichen und technischen Fortschritte und Erkenntnisse können diese Entwicklung beeinflussen und ein ganz anderes Bild verursachen. Die Zukunftsorientierung des Nachhaltigkeitskonzepts erschwert damit die Ableitung einer „absolut nachhaltigen“ Lösung für die nächsten 20 bis 30 Jahre.

Die Untersuchung erlaubt Tendenzen in Richtung einer nachhaltigeren Stromversorgung zu definieren, die vom Entscheidungsträger berücksichtigt werden sollen. Der Entscheidungsprozess selbst für die Gestaltung eines nachhaltigen Energieversorgungssystems soll progressiv sein und die wissenschaftlichen Erkenntnisse und technischen Fortschritte einbeziehen. Die konkreten Ziele für die unterschiedlichen Managementregeln und Problemfelder und damit die Zielwerte für die entsprechenden Nachhaltigkeitsindikatoren sind nicht definitiv fixiert, sondern sollten immer wieder der jeweiligen

Situation angepasst werden. Mit diesen neuen Zielen kann die Ausbau- und Einsatzplanung im Stromsektor entsprechend angepasst werden.

Des Weiteren können strukturelle Umbrüche, wie zum Beispiel durch das Stilllegen von Kernkraftwerken, identifiziert und damit kritische Phasen für die Sicherung der Stromversorgung im Voraus erkannt werden.

Im Folgenden werden die aktuellen Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten im Bereich von Energieversorgungs- und Emissionsminderungstechnologien erläutert, die zu einer nachhaltigen Energieversorgung beitragen könnten. Abschließend wird über die Notwendigkeit der Definition von geeigneten politischen Ansätzen eingegangen, um ausgehend von den oben vorgestellten Ergebnissen und Schlussfolgerungen eine nachhaltige Energieversorgung zu fördern und unterstützen.

Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten

Emissionsarme Technologien zur Stromerzeugung, die einen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung leisten, können aus aktuellen Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten abgeleitet werden:

- Kernkraftwerke neuer Generation, die höchst wirtschaftlich arbeiten, mit niedrigem finanziellem Risiko, gesteigertem Wirkungsgrad sowie erhöhter Sicherheit und Zuverlässigkeit und minimaler Abfallmenge. Auf diesem Gebiet nimmt Frankreich an einem internationalen Forschungsprogramm zur Entwicklung von Kernreaktoren der vierten Generation teil²⁸⁸. Allerdings wird diese neue Technologie erst ab 2030 lieferbar sein.
- GuD-Kraftwerke oder Kombikraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) und wirkungsvoller Emissionsminderung in Bezug auf CO₂, NO_x und SO₂. GuD-Prozesse sind bereits verfügbar und etabliert, der Neubau von IGCC-Anlagen ist in einigen Ländern (USA, Spanien) in Angriff genommen worden. Das erste größere Kombikraftwerk mit IGCC-Technik (253 MW) läuft im Probetrieb in Buggenum (Niederlande). Der Bedarf an weiterer Entwicklung ist trotzdem nach wie vor hoch, vor allem im Bereich der Kohlevergasergröße, der Wärmeaustauscher nach dem Vergaser (Synthesegaskühler), der Gaswäsche, der Gemischaufbereitung und Verbrennung (Gasturbine), der Abwasserbehandlung und der Luftzerlegungsanlage²⁸⁹. Effiziente Verfahren zur Verringerung der NO_x- und SO₂-Emissionen sind bereits umgesetzt worden. Prozesse zur CO₂-Abscheidung bei Kraftwerken sind immer noch im Entwicklungsstadium.
- Wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen unter der Voraussetzung einer nachhaltigen Wasserstoffherzeugung oder erdgasbetriebene Brennstoffzellen mit wirksamer Emissionsminderung bzgl. CO₂ und NO_x befinden sich noch in der Entwicklung oder in Demonstrationsstadien mit beschränkten Kapazitäten.

Eine innovationsorientierte Technologiepolitik kann zum Schaffen und zur Sicherung von Arbeitsplätzen beitragen und für die Unternehmen neue Chancen ("first-mover-Advantages") auf den Weltmärkten eröffnen.

Definition von geeigneten politischen Ansätzen

Die Umsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung ist mit Hilfe von politischen Strategien und Ansätzen zu unterstützen, die anhand der erzielten Ergebnisse definiert werden können. Nationale oder regionale Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung sollten in den internationalen,

²⁸⁸ [Bernard 2002]

²⁸⁹ http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/igccotech.html

insbesondere europäischen Kontext eingebettet werden. Globalisierung und Liberalisierung der Märkte sollten berücksichtigt werden. Die Intervention des Staates ist so zu gestalten, dass Wettbewerbshemmnisse abgebaut werden²⁹⁰.

Die Internalisierung externer Kosten kann durch die Einbindung passender Politikmechanismen erreicht werden. Diese Mechanismen müssen wirksam genug sein, um die verschiedenen Akteure von der Verringerung der von ihnen zu verantwortenden externen Effekte zu veranlassen. Trotzdem sollten wirtschaftlicher Druck und Marktverzerrungen vermieden werden. Mögliche Maßnahmen für die Internalisierung externer Effekte sind z.B. die Einführung von Quoten, Steuern oder Subventionen. Eine weitere Möglichkeit ist der Aufbau eines Handelsplatzes für Externalitäten (entsprechend zum aufkommenden Markt für CO₂-Emissionszertifikate)²⁹¹.

Die Flexibilität des Instrumentariums ist wichtig, damit eine Anpassung an unterschiedliche Ziele, Markt- und Wettbewerbsphasen und an soziale und wirtschaftliche Entwicklungen möglich ist. Innerhalb von langen Zeiträumen können vielfältige soziale Entwicklungen und technische Innovationen stattfinden. Diese Aspekte sind zu berücksichtigen. Ziele und Instrumente sollen so ausgewählt werden, dass sie aus heutiger Sicht mittel- und langfristig einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele leisten.

10.2 Kritische Würdigung der eingesetzten Methodik

Mithilfe der vorgestellten Methode und der erzielten Ergebnisse wird die Richtung für eine "nachhaltigere" nationale Stromproduktion im französischen Energiesektor aufgezeigt. Aussagen über den Erfüllungsgrad der Nachhaltigkeitsziele können nur für eine bestimmte Periode (hier: 2000 - 2030) getroffen werden. Die Bestimmung von mittelfristigen Strategien ist besonders schwierig für Akteure des Energiesektors, da bedeutende Veränderungen wie die Öffnung der Energiemärkte oder die gesetzlichen Anforderungen im Bereich des Umweltschutzes mitberücksichtigt werden müssen. Aus dieser Situation resultieren wesentliche Unsicherheiten über die Zukunft heutiger Produktionsanlagen aber auch über die künftigen Entscheidungen der Akteure bezüglich der Standortauswahl neuer Produktionsanlagen in Europa. Sachverhalte, die für die Auswertung kritisch sind oder weiterer Forschung bedürfen, werden im Folgenden vorgestellt.

10.2.1 Auswahl der Managementregeln und der Nachhaltigkeitsindikatoren

Managementregel "friedliche Kooperation"

Diese Managementregel, die besagt, dass Energieerzeugungs- und -verteilsysteme zu einer friedlichen internationalen Zusammenarbeit beitragen sollen, wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht unmittelbar berücksichtigt. Im Bereich der Stromerzeugung könnten unterschiedlichste Werkzeuge eine solche Kooperation zur Unterstützung einer nachhaltigen Entwicklung begünstigen. Mit der modelltechnischen Integration der so genannten „flexiblen Instrumente“, die im Kyoto-Protokoll zur Treibhausgasminderung vorgeschlagen werden, könnte dieser Leitsatz in der Analyse berücksichtigt werden. Die flexiblen Instrumente Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) können einem Technologietransfer in Länder ohne Treibhausgasminderungsvorgaben oder in aufstrebende Volkswirtschaften von Entwicklungsländern unterstützen und zu einer nachhaltigen Entwicklung beitragen.

²⁹⁰ [Enquete 2002, S. 19]

²⁹¹ [Moreaux 2003]

Nachhaltigkeitsindikatoren und -ziele

Die ausgewählten Nachhaltigkeitsindikatoren gestatten es, die Entwicklung des Kraftwerksparks für Szenarien auszuwerten, die gemäß unterschiedlichen Zielvorgaben definiert sind (Verringerung der Treibhausgas-, NO_x- und SO₂-Emissionen, Anteil regenerativ erzeugten Stroms). Sie decken die drei Dimensionen der Nachhaltigkeit ab: Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft, wovon die ersten beiden ausführlicher untersucht werden. Gesellschaftliche Indikatoren sind z.B. die Anzahl der Beschäftigten und die für Gesundheitsprobleme verantwortlichen Partikelemissionen. Die Vernachlässigung der gesellschaftlichen bzw. sozialen Dimension liegt an der Schwierigkeit, die sozialen Managementregeln, die in Kapitel 3.3 beschrieben werden, in Form quantifizierbarer Indikatoren zu messen. Nichts desto weniger kann mit der vorgeschlagenen Herangehensweise der Einfluss der zukünftigen Ausrichtung des Kraftwerksparks auf Problemfelder der sozialen Dimension hervorgehoben werden.

Die meisten Indikatoren charakterisieren Sachverhalte, die sich auf das nationale System der Stromerzeugung beziehen (z.B. die Summe der CO₂-Emissionen, die Gesamtkosten, usw.). Die Arbeitsplatzfrage beschränkt sich auf die in der Stromproduktion tätige Belegschaft und ist eher für ein einzelnes Versorgungsunternehmen und seine Strategie von Bedeutung. Der Indikator könnte um Arbeitplatzeffekte in der gesamten Energiebranche und nicht nur in der Stromerzeugung (z.B. in Forschung und Entwicklung, in der Planung, bei der Kraftwerksstilllegung) erweitert werden, um eine umfassende Bewertung dieses Aspektes zu ermöglichen. Dennoch kann der hier vorgestellte Indikator Tendenzen bezüglich der Beschäftigungsfrage aufzeigen.

Sowohl für ausgewählte Umweltindikatoren (NO_x-, SO₂- und Treibhausgasemissionen) als auch für den Anteil des regenerativ erzeugten Stroms wurden Zielvorgaben festgesetzt. Weitere Indikatoren werden nicht optimiert, sondern nur bilanziert. Das Gewicht der Indikatoren mit einem Zielwert ist daher bei der Analyse größer als jener ohne Zielwert. Hinsichtlich des Nachhaltigkeitskonzeptes mag dieser Unterschied zu einer unvollständigen Analyse führen, da gewisse Problembereiche bevorzugt werden und nicht alle Nachhaltigkeitsdimensionen gleich berücksichtigt werden. Andererseits ist bei bestimmten Problemfeldern die Erstellung eines Zielwerts schwierig: Wie viele Personen sollten beispielsweise im Jahr 2020 in der Elektrizitätsproduktion arbeiten, damit sie als nachhaltig gilt? Der gewählte Ansatz gibt dennoch eine Abschätzung für die Indikatorenentwicklung. Verschiedene Indikatoren aller drei Dimensionen der Nachhaltigkeit können zur Auswertung der optimierten Struktur der Elektrizitätswirtschaft berücksichtigt werden. So lassen sich z.B. die Einwirkung des zu untersuchenden Kraftwerksparks auf die Bodennutzung und deren Folgen analysieren. Selbst wenn kein konkreter Zielwert für diesen Indikator festgesetzt wurde, wird sein zeitlicher Verlauf bei der Beurteilung des gesamten Energieversorgungssystems einbezogen.

10.2.2 Methodischer Ansatz: lineare Optimierung und Zielprogrammierung

Minderung der diskontierten Gesamtausgaben

In einer ersten Methode werden die Gesamtausgaben, d.h. nur wirtschaftliche Aspekte, in der Zielfunktion berücksichtigt. Weitere Nachhaltigkeitsindikatoren werden in die Optimierung durch die Einführung von Nebenbedingungen integriert, während die Entwicklung anderer Indikatoren durch die Bilanzierung der Energie- und Stoffflüsse abgeleitet werden kann. Damit wird den wirtschaftlichen und ausgewählten ökologischen Problemfeldern ein größeres Gewicht zugeteilt, da die Optimierung auf sie ausgerichtet ist. Die eingesetzte Methodik erlaubt dennoch Unter- bzw. Obergrenzen für alle Indikatoren einzusetzen, wenn diese bspw. auf der Grundlage von wissenschaftlichen Erkenntnissen oder gesetzlichen Vorgaben festgelegt werden können, um sinnvolle Ergebnisse zu gewährleisten. Damit können alle drei Dimensionen der Nachhaltigkeit in die Optimierung integriert werden.

Zielprogrammierung

Der Modellansatz unter Anwendung der Zielprogrammierung integriert alle Nachhaltigkeitsindikatoren in die Zielfunktion, wobei Gewichtungsfaktoren für die jeweiligen Indikatoren festgelegt werden können. Auch hier wurden innerhalb der Analyse Zielwerte nur für ausgewählte Indikatoren festgesetzt, wobei die entwickelte Zielfunktion erlaubt, für alle Indikatoren Ziele zu integrieren.

Zwar werden mit beiden Methoden ähnliche Ergebnisse erzielt, es ist dennoch zu unterstreichen, dass die Zielprogrammierung zu Lösungen führt, die vom Entscheidungsträger nicht als „optimal“ betrachtet werden: Bei der Optimierung wird angestrebt, dass die Einzelindikatoren sich ihrem Zielwert annähern, wobei ein Unterschreiten dieser Zielwerte bei gleich bleibenden Ausgaben in der „Praxis“ akzeptabel, bzw. sogar positiv wäre (z.B. bei der Minderung von Schadstoffemissionen). Dieser Aspekt kann als Nachteil bei der Anwendung dieser Methodik betrachtet werden; es ist dennoch möglich durch eine iterative Untersuchung diesen Nachteil aufzuheben, indem für unterschiedliche Szenarien verschiedene Zielwerte für die Indikatoren festgesetzt werden und die Wirkung auf den tatsächlichen erreichten Indikatorwert und auf das Energiesystem analysiert wird.

Die Integration von Gewichtungsfaktoren in den Zielprogrammierungsansatz kann von Vorteil sein, indem, je nach den Prioritäten der Entscheidungsträger einzelnen Nachhaltigkeitsproblembereichen gegenüber, die Zielfunktion angepasst werden kann und verschiedene Alternativen untersucht werden können. Unterschiedliche Gewichtungsfaktoren können aber zu stark abweichenden Lösungen führen. Mithilfe einer Sensitivitätsanalyse kann die Wirkung der Gewichtungsauswahl auf das betrachtete System untersucht werden.

Vergleich der beiden methodischen Ansätze

Die Vorgabe von Ober- und Untergrenzen für Nachhaltigkeitsindikatoren im ersten Ansatz gewährleistet, dass diese eingehalten werden, was mit der Zielprogrammierung nicht der Fall sein muss: Positive sowie negative Abweichungen können auftreten, was bspw. das Überschreiten eines Emissionsgrenzwertes bedeuten kann. Methodisch ist es auch möglich im Zielprogrammierungsansatz Ober- bzw. Untergrenzen für die Indikatorwerte vorzugeben, falls garantiert sein soll, dass die Indikatoren ihren Zielwert nicht über- bzw. unterschreiten.

Die Einführung von Gewichtungsfaktoren im Zielprogrammierungsansatz bietet die Möglichkeit, Prioritäten bei der Auswertung festzulegen und diese dem Wertesystem des Entscheidungsträgers anzupassen. Zur Analyse des schwachen Nachhaltigkeitskonzepts, welches eine Substituierbarkeit von Naturkapital durch Sachkapital erlaubt, ist dieser Ansatz deshalb geeignet: Werden beispielsweise wirtschaftliche Zielvorgaben vollständig erfüllt, so können eventuell definierte Umweltziele nur teilweise erreicht werden.

Diese Gewichtungsmöglichkeit ist beim ersten Ansatz (Minderung der diskontierten Gesamtausgaben) nicht gegeben: Es wird keine Priorität für das Erreichen eines Ziels vorgegeben, d.h. alle Indikatoren und Kapital (Naturkapital und Sachkapital) des Gleichungssystems (Zielfunktion und Nebenbedingungen) werden gleich behandelt. Ein Weg, um diesen Aspekt trotzdem zu steuern, ist, die Ober- bzw. Untergrenzwerte für die unterschiedlichen Nachhaltigkeitsindikatoren adäquat anzupassen.

Eignung der methodischen Ansätze für die Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie für den Energieversorgungssektor

Operationelle Verfahren sind hilfreich für die Entscheidungsunterstützung zur Ausarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie: Sie erlauben, konkrete Maßnahmen aus dem allgemeinen Nachhaltigkeitskonzept abzuleiten. Mit der Zukunftsorientierung der Ansätze (lineare Optimierung über eine vorgegebene Zeitperiode) gestattet es das Modell, die technischen Veränderungsprozesse im Stromversorgungssystem im Detail nachzuvollziehen. Ein idealisiertes Entscheidungsverhalten wird hier angenommen (kein strategisches Verhalten von einzelnen Akteuren), was der Zielsetzung der Untersuchung jedoch nicht widerspricht: Mit dem Modell wird die Bestimmung einer normierten Orientierung des Systems in Richtung Nachhaltigkeit angestrebt. Da die Anpassungsprozesse nicht durch ein hinterlegtes Entscheidungsverhalten beeinflusst werden, erhält der Modellanwender wichtige Hinweise darüber, wie ein an den jeweils unterstellten Rahmenbedingungen und Zielsetzungen optimal ausgerichtetes System gestaltet werden sollte. Das optimierende Energiesystemmodell dient damit der Entscheidungsunterstützung hinsichtlich einer geeigneten Systemanpassung. Für das entwickelte Modell können folgende Vorteile genannt werden:

- Leichte Anpassung an neue Ziele mit der Vorgabe von entsprechenden Zielwerten/Grenzen.
- Die Einführung von Gewichtungen für die jeweiligen Indikatoren ist nach Prioritäten des Entscheiders möglich.
- Die Flexibilität der verwendeten Ansätze ermöglicht die Integration von weiteren Nachhaltigkeitsindikatoren, wenn es für das Entscheidungsproblem relevant ist. Andererseits kann auch die Einschränkung der Untersuchung auf ausgewählte Indikatoren realisiert werden.

Die Schwächen des Modells liegen insbesondere in der fehlenden Rückkopplung der Modellergebnisse auf die exogen vorgegebenen Eingangsparameter. Dieses Problem lässt sich jedoch durch die Durchführung unterschiedlicher Szenario- sowie Sensitivitätsanalysen (zumindest teilweise) lösen.

Das Modell erlaubt die Analyse der Entwicklung von messbaren Größen (Indikatoren), die die unterschiedlichen definierten Problemfelder einer nachhaltigen Energieversorgung abdecken sollen. Manche Problemfelder können aber nicht mittels eines Indikators untersucht werden, und die Modellergebnisse sollten deshalb mit einer weiteren eher qualitativen Analyse verbunden sein, um alle Problemfelder vollständig zu berücksichtigen.

10.2.3 Abbildung des Energiesystems und verwendete Daten

Datenunsicherheit

Die Berechnung der verschiedenen Szenarien stützt sich sowohl auf technische als auch auf wirtschaftliche und ökologische Parameter, die nicht ohne Unsicherheiten sind, insbesondere, was das Wirtschaftswachstum, das Ausmaß des technischen Fortschritts und die Entwicklung der Preise der verschiedenen Brennstoffe betrifft. Des Weiteren wird die Abhängigkeit Frankreichs von Gasimporten nur durch Prognose der Gaspreise berücksichtigt; ein quantitativer Mangel des Brennstoffs wird nicht in Betracht gezogen.

Investitionsalternativen der Stromerzeugung

Die ausgewählten Varianten der Stromerzeugung sind besonders bei der Betrachtung des Zeithorizontes bis zum Jahr 2030 nicht erschöpfend dargestellt. Weitere Wahlmöglichkeiten, die in der Studie geprüft werden könnten, sind zum einen Nachrüstungsmaßnahmen an bestehenden Kraftwerken, um ihren Wirkungsgrad und die Umweltverträglichkeit zu steigern, und zum anderen die Umstellung auf einen anderen Brennstoff. Nachrüstungsmaßnahmen können sehr rentabel sein, sie sind aber sehr individuell auf den jeweiligen Kraftwerksstandort zugeschnitten. Verbesserungen des Wirkungsgrades bestehender Anlagen (z.B. durch Teileaustausch) wurden in der Untersuchung nicht betrachtet. Dennoch könnte die Effizienz einiger Kernkraftwerke gesteigert werden, indem bessere Brennelemente eingesetzt werden, die den Zeitbedarf für die jährliche Revision und den Brennstabwechsel verkürzen, den Verbrauch des Kernbrennstoffs verringern, weniger Atommüll verursachen und die Jahresstromproduktion erhöhen²⁹². Trotzdem reichen die in dieser Analyse gewählten Alternativen aus, um die wichtigsten technischen Entwicklungen abzubilden und um die Hauptrichtung für eine nachhaltigere Energieversorgung vorzugeben.

Die öffentliche Stromversorgung in Frankreich ist heute im Wesentlichen durch seine zentralistische Struktur geprägt: Der überwiegende Teil der elektrischen Energie wird von leistungsstarken Kraftwerken (> 50 MW) direkt ins Netz eingespeist und über die verschiedenen Spannungsebenen (Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung) zu den Endverbrauchern übertragen. Demgegenüber zeichnet sich die dezentral erzeugte Stromversorgung dadurch aus, dass ein signifikanter Anteil der Stromerzeugung in kleinen, modularen Leistungseinheiten (meistens << 50 MW) erfolgt, die an die niedrigen Spannungsebenen angeschlossen sind. Die Versorgung erfolgt „vor Ort“ und richtet sich eher an kleine Verbraucher. Zur Sicherstellung der Versorgung gibt es zusätzlich einen Anschluss an ein übergeordnetes Verbundnetz. Ein Sonderfall der dezentralen Stromversorgung sind so genannte Inselssysteme, die nicht ans Netz gekoppelt sind. Zentrale und dezentrale Energieversorgung schließen einander keinesfalls aus, sondern ergänzen sich in der Regel. Die in dieser Studie betrachteten Investitionsoptionen sind vorwiegend zentralisierte Produktionssysteme. Auch wurde keine regionale Unterscheidung vorgenommen. Dennoch muss betont werden, dass Kleinkraftwerke einen bestimmten Anteil der lokalen Stromversorgung übernehmen können. Diese dezentrale Energieerzeugung kann durch Kleinanlagen wie z.B. Brennstoffzellen oder Mikroturbinen erfolgen. Aus der Sicht einer nachhaltigen Entwicklung können dezentrale Energiesysteme positive Auswirkungen mit sich bringen: Vorausgesetzt, dass die eingesetzte Technologie effizient, emissions- und risikoarm ist, erlauben sie eine stärkere Partizipation der lokalen Bevölkerung und erfordern oft lokale Produzenten- bzw. Planungs- und Umsetzungsstrukturen. Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten sind oft kürzer und die räumliche Nähe führt zu geringeren Stromverlusten beim Stromtransport. Durch die Vielzahl dezentraler Anlagen werden Redundanzen gebildet, was zur Versorgungssicherheit beiträgt. Als Nachteil ist jedoch zu erwähnen, dass die spezifischen Kosten einer kleinen Anlage oft höher sind als die einer Großen, was aber gegenüber den oben genannten Vorteilen abzuwiegen ist²⁹³.

Windstrom ist sehr von den Wetterverhältnissen abhängig. Das entwickelte Modell bildet diese Technologie nicht sehr detailliert nach. Weitere Forschung auf diesem Gebiet betreibt [Rosen et al. 2003], um eine präzisere Analyse des fluktuierenden Windstroms in Energieerzeugungssystemen zu ermöglichen. Dennoch erlaubt die Herangehensweise dieser Studie, die Rolle der Windenergie für Frankreich abzuschätzen.

²⁹² [Charpin et al. 2000, S.22]

²⁹³ [Dalkmann et al. 2004]

Lebensdauer der Kraftwerke

Im Referenzszenario wird die Lebensdauer der Kernkraftwerke auf 40 Jahre festgelegt. Eine Verlängerung der Lebensdauer um mehrere Jahre hat Auswirkungen auf die Wirtschafts- und Energiebilanz des gesamten Systems innerhalb des betrachteten Analysezeitraums: Der Ausbau von Kraftwerken anderer Technologien aber auch von neuen effizienteren Kernkraftwerken wird zurückgedrängt. Investitionen in neuen Anlagen finden in späteren Jahren statt und die Gesamtausgaben können damit reduziert werden.

Staatliche Intervention und Festlegung der Energiepolitik

Eingriffsmöglichkeiten der Regierung zur Förderung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung in der Form von festen Vergütungen für die Produktion regenerativen Stroms oder die schon etablierten Einspeisetarife 'Renewable Energy Feed-In Tariff' (REFIT) wurden nicht betrachtet. Diese Tarife variieren meistens im Laufe der Zeit und werden wahrscheinlich je nach Orientierung der nationalen bzw. europäischen Politik in den nächsten Jahren angepasst werden und damit Investitionen in erneuerbare Technologien beeinflussen. Ziel der normativen Untersuchung in dieser Arbeit war, die Wirkung unterschiedlicher Ziele direkt auf das Stromversorgungssystem analysieren zu können.

Energienachfrage und Einsparpotenzial

Was den nationalen Stromverbrauch betrifft, liegen die wesentlichen Unsicherheiten in der Entwicklung von neuen Stromverbrauchern, der Modifikation der Lastkurven und in der mit den unterschiedlichen Nachfragen in der Spitzenlast verbundenen Lastverteilung. Diese Änderungen könnten die Gestaltung des Energieangebots beeinflussen.

10.2.4 Auswahl und Anwendung externer Kosten

Integration externer Kosten

Fossil befeuerte Kraftwerke sind aufgrund der hohen Emissionen an CO₂, Partikeln, SO₂ und NO_x die Anlagen mit den höchsten externen Kosten. Auch die vor- und nachgelagerten Prozesse konventioneller Wärmekraftwerke haben bedeutende externe Kosten (vor allem die Gewinnung und der Transport der Brennstoffe). Einige externe Effekte (z.B. die Auswirkungen von SO₂ und NO_x) sind äußerst standortabhängig. Allerdings genügen die Modellergebnisse als Orientierung, um Entscheidungsfindungsprozesse zu unterstützen.

In dieser Studie werden die externen Kosten als konstant angesehen. Natürlich können externe Kosten in der Zukunft andere Werte annehmen. Dies hängt von technischen Verbesserungen und Entwicklungen (z.B. einer wirkungsvollen Verwertung oder Lagerung von Abfallstoffen), den Fortschritten in der Medizin (eine wirksame Behandlungsmethode gegen Krebs würde die externen Kosten der Kernkraft senken) und einem besseren Verständnis der verschiedenen Wirkungen innerhalb der Brennstoffketten ab. Die Robustheit der Ergebnisse sollte überprüft werden, indem die Systementwicklung anhand einer Spanne externer Kosten (z.B. Minimal- und Maximalwerte aus ausgewählten Studien) durchgerechnet wird.

Bei der Emissionsbilanzierung treten auch Unsicherheiten auf: Im Modell werden einige der externen Effekte der nach- und vorgeschalteten Prozesse in Euro/kWh umgerechnet und hängen von der Produktionsmenge der jeweiligen Anlage ab. Bei einer dynamischen Betrachtung der externen Effekte

können externe Kosten in einem Jahr anfallen, in dem die externen Effekte schon oder noch nicht verursacht worden sind. Externe Effekte, die bspw. nur während dem Bau des Kraftwerks anfallen, werden mit der Integration der entsprechenden externen Kosten über die ganze Lebensdauer der Anlage verteilt. Eine Möglichkeit, um diese Ungenauigkeit zu vermeiden, wäre die einzelnen Effekte der jeweiligen Technologien zu betrachten und zwischen Anlagengröße, d.h. kapazitätsabhängigen Effekten (z.B. externe Effekte, die mit dem Bau und Rückbau von der Anlage verbunden sind) und aktivitäts-, d.h. produktionsabhängigen Effekten (externe Effekte, die mit der Brennstoffextraktion und dem Transport, Stromerzeugung, usw. verbunden sind) zu unterscheiden.

Externe Kosten und Emissionsbeschränkungen

Im Modell beeinflussen die als Restriktionen in das Gleichungssystem eingesetzten Emissionsobergrenzen den Einsatz von Emissionsminderungsmaßnahmen und damit die Struktur des Kraftwerksparks. Wenn externe Kosten für die Emissionen in die Zielfunktion des Modells (Minimierung der gesamten Ausgaben) einfließen, ist eine vergleichbare Anpassung des Energiesystems zu beobachten: Emissionsminderungsmaßnahmen werden realisiert, damit die Gesamtausgaben (inkl. Investitionen, fixe und variable Ausgaben sowie externe Kosten) zurückgehen. In der vorliegenden Untersuchung führen die berücksichtigten externen Kosten zu einer Minderung der Emissionen unterhalb der gesetzlichen Vorgaben.

Falls schärfere Obergrenzen integriert werden und die Internalisierung externer Kosten allein nicht zu niedrigeren Emissionen führt, kann eine "doppelte" Einschränkung eingeführt werden: Eine Emissionsobergrenze ist zu beachten, und zusätzlich müssen externe Kosten für emittierte Schadstoffe beglichen werden. Beide Aspekte - Obergrenze und externe Kosten - ergänzen sich gegenseitig: Die Definition von Emissionsmaxima legt einen Minimalstandard fest, der zu beachten ist, um eine nachhaltige Entwicklung zu fördern und unerwünschte Zustände zu vermeiden. Diese Begrenzung mit der Einführung eines Minimalstandards als „Sicherheitszaun“ wird auch in [WBGU 2003] vorgeschlagen: Damit werden Schadensgrenzen definiert, deren Verletzung so schwerwiegende Folgen hätte, dass kurzfristige Nutzenvorteile diese Schäden nicht kompensieren könnten. Beispielsweise könnte eine gegebene Umstellung des Energiesystems kurzfristige wirtschaftliche Vorteile haben, aber auch einen so starken Beitrag zum Klimawandel, dass langfristig die Kosten des Umweltschadens nicht tragbar wären. Allein die Internalisierung der externen Kosten könnte das Einhalten dieser Minimalanforderungen nicht gewährleisten.

Die externen Kosten ermöglichen eine ökonomische Bewertung der verschiedenen auftretenden Schadenseffekte. Weiterhin entstehen durch die anfallenden Emissionen nach wie vor externe Effekte, die durch die Einbeziehung externer Kosten berücksichtigt werden, selbst wenn die Emissionsgrenzen eingehalten werden.

10.3 Ausblick auf zukünftige Forschungsvorhaben

Im Folgenden werden mögliche Erweiterungen der zugrunde liegenden Datenbasis bzw. Anpassungen in den Systemgrenzen diskutiert, die der Erschließung weiterer Anwendungsfelder dienen. Abschließend wird ein Ausblick auf mögliche methodische Erweiterungen des entwickelten Modellansatzes gegeben.

10.3.1 Ergänzung der Datenbasis und Erweiterung der Systemgrenzen

Das entwickelte Modell weist in seinem gegenwärtigen Entwicklungsstand in der Abbildung des Energiesektors eine Fokussierung auf die großtechnische Stromerzeugung auf. Die Auswahl der

Nachhaltigkeitsindikatoren und der Zielwerte wurde entsprechend gewählt. Diese Fokussierung ergibt sich aus der mit dieser Arbeit verfolgten Zielsetzung. Des Weiteren ist die Modellgröße auch von den verfügbaren Rechnerkapazitäten abhängig. Es ist jedoch möglich, innerhalb dieser Einschränkung weitere Systembereiche im Modell zu integrieren. Ein geeigneter Aggregationsgrad der unterschiedlichen Bereiche kann dieses gewährleisten. Aus diesen Limitationen ergeben sich verschiedene Weiterentwicklungsmöglichkeiten für das im Rahmen dieser Arbeit bereitgestellte Analyseinstrumentarium.

Auswahl der Nachhaltigkeitsindikatoren und Zielwerte

Die Auswahl der Indikatoren wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst, insbesondere von wissenschaftlichen Kenntnissen zu der Wirkung unterschiedlicher Prozessen auf die Umwelt, Wirtschaft, Gesellschaft und Gesundheit sowie von der Verfügbarkeit von messbaren Größen zu deren Abbildung. Wenn weitere relevante wirtschaftliche, ökologische oder soziale Einflüsse des Stromsektors erkannt werden sollten, sollte das ausgewählte Indikatorsystem entsprechend angepasst werden. Die Auswahl der Zielwerte bzw. Grenzen für die jeweiligen Indikatoren sollte sich an den technischen und wissenschaftlichen Kenntnissen orientieren, um die Nachhaltigkeitsstrategie in einer geeigneten Weise gestalten zu können.

Detaillierungsgrad der Abbildung technischer Strukturen

Die Darstellung der zeitlichen Verfügbarkeit einzelner Energieträger kann verfeinert werden. Für Szenarien mit einem vorgegebenen Minimalanteil regenerativer Energieträger an der Stromerzeugung ist eine Berücksichtigung der fluktuierenden Energieerzeugung einzelner Technologien von großer Bedeutung. In diesem Zusammenhang ist auch eine detailliertere Abbildung der Regelfähigkeit von Wasserkraftwerken sowie Windkraftwerken sinnvoll.

Einführung des Wärmemarkts

Die Europäische Union hat eine konkrete Zielvorgabe für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) vorgegeben: 18 % des Stromverbrauchs soll bis zum Jahr 2010 mit Strom aus KWK-Anlagen in der EU gedeckt werden (11 % in 1998)²⁹⁴. In Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden aus dem eingesetzten Brennstoff gleichzeitig Strom und Wärme (Rückgewinnung der Abwärme) erzeugt. Damit kann ein höherer Gesamtnutzungsgrad des eingesetzten Brennstoffs (bis zu 80 - 90 % bei effizienten Anlagen) erreicht werden. Die gekoppelte Produktion von Elektrizität und Wärme wurde in dieser Studie nicht betrachtet. Der stärkere Einsatz der KWK könnte zu einer Steigerung der Energieeffizienz des betrachteten Systems führen, was gleichzeitig zu der Minderung der Emissionen an Treibhausgasen und Schadstoffen beitragen würde. Deshalb könnte im Rahmen einer Nachhaltigkeitsuntersuchung im Energiebereich weitere Forschung beide Energieträger, Strom und Wärme, berücksichtigen.

Beschäftigung im gesamten Energiesektor

Die Beschäftigungseffekte der Entwicklung des betrachteten Energiesystems wurden auf das eingesetzte Personal für die Produktion und Wartung eingeschränkt. Das Personal für die Planung, den Bau und den Rückbau wird nicht berücksichtigt. Im Zusammenhang mit dem Nachhaltigkeits-

²⁹⁴ [EC 2002a]

konzept könnte eine Betrachtung des gesamten Lebenszyklus des Kraftwerks die Untersuchung vervollständigen. Der Rückbau von Kernkraftwerken ist bspw. personalaufwendig und benötigt mehrere Jahre aufgrund der Radioaktivität unterschiedlicher Anlagenteile.

Betrachtung von weiteren Sektoren zur Entwicklung regionaler oder nationaler Nachhaltigkeitsstrategien

Eine geeignete Gestaltung des Stromsektors kann zu einer nachhaltigeren Entwicklung beitragen. Es können aber weitere energieintensive oder emissionsrelevante Sektoren identifiziert werden, die unterschiedliche Wirkungen auf die Wirtschaft, die Umwelt oder die Gesellschaft haben. In [Fleury et al. 2002b] werden weitere emissionsrelevante Sektoren für die Schadstoffe NO_x, SO₂ und Treibhausgase in einem Optimierungsmodell berücksichtigt, um konsistente Emissionsminderungsstrategien für das Land Baden-Württemberg zu entwerfen. Die kosteneffizientesten Emissionsminderungsmaßnahmen über alle Sektoren werden identifiziert. Das entwickelte Optimierungsmodell erlaubt eine breitere Betrachtung der Nachhaltigkeitsproblematik und die Ableitung von globaleren Empfehlungen. Es kann aber schwierig sein, aussagekräftige Nachhaltigkeitsindikatoren für alle Sektoren zu entwerfen. Des Weiteren sollten die drei Dimensionen der Nachhaltigkeit vollständig mit den ausgewählten Indikatoren abgedeckt werden, wobei die Anzahl dieser Indikatoren eingeschränkt bleiben sollte, damit eine Analyse der Ergebnisse möglich ist.

10.3.2 Methodische Weiterentwicklungen

Neben der Erschließung neuer Sektoren und Parameter sowie der abbildungstechnischen Verfeinerung bieten sich auf Basis der vorgestellten Modellentwicklung auch verschiedene methodische Weiterentwicklungen im Zusammenhang mit einer umfassenderen Untersuchung an.

Einführung eines Marktes für Energieeinsparzertifikate

Die Einführung von Energiesparmaßnahmen auf der Nachfrageseite kann zum Klimaschutz und zur Reduktion des Verbrauchs von Primärenergie beitragen, indem der Elektrizitätsverbrauch reduziert wird. Zwar besteht ein beachtliches Potenzial für die Reduktion der Energienachfrage durch den Einsatz von effizienteren Technologien, die damit verbundenen Investitionen sind aber oft höher im Vergleich zu den Investitionen in Maßnahmen auf der Angebotsseite. Ohne gesetzlichen Rahmen ist die Einführung von Energiesparmaßnahmen auf der Nachfrageseite deshalb eingeschränkt. In diesem Zusammenhang schlägt die französische Regierung in [Fontaine 2003] vor, einen Handel von Energieeinsparzertifikaten (so genannten „weißen Zertifikaten“) einzuführen. Unternehmen, Agenturen, die Energieeinsparungen bei Endverbrauchern einführen, bekommen entsprechend Energieeinsparzertifikate. Energieversorgungsunternehmen (Gas, Strom, Heizöl, Fernwärme) werden verpflichtet Energieeinsparungen bei Energieendverbrauchern nachzuweisen. Dazu können sie auf direkte Energiesparmaßnahmen bei den Kunden, den Kauf weißer Zertifikate zurückgreifen oder die Zahlung von Pönalen akzeptieren.

Das Gleichungssystem kann angepasst werden, um einen solchen nationalen weißen Zertifikatsmarkt in das Modell einzufügen und dessen Einfluss auf das Produktionssystem zu analysieren. Damit könnten die wirtschaftlich sinnvollsten Maßnahmen zur Energieeinsparung und Emissionsminderung auf der Angebots- und Verbraucherseite identifiziert werden.

Modellkopplung mit makroökonomischen Modellen

Auf die Möglichkeit einer Kopplung des entwickelten Modells mit einem makroökonomisch geprägten Modell wurde bereits in dieser Arbeit hingewiesen. Eine solche Kopplung würde es ermöglichen, Ergebnisse einer sektorspezifischen Nachhaltigkeitsanalyse in einem makroökonomischen Modell einzuführen und eine Nachhaltigkeitsstrategie für eine Nation zu untersuchen. Damit könnte der Stromsektor mit anderen Wirtschaftssektoren verbunden werden. Interessant stellt sich insbesondere ein Soft-Link zu einem nationalen Input-Output-Modell dar. Das technologieorientierte Partialmodell kann dann dazu genutzt werden, den über die Einführung von Nachhaltigkeitszielen verursachten Strukturbruch im Stromversorgungssystem zu erfassen. Das höher aggregierte makroökonomische Modell kann dazu genutzt werden, die Auswirkungen der sektorspezifischen Maßnahmen (z.B. variierende Brennstoffeinsatzmengen) auf andere Sektoren sowie den Einfluss von Maßnahmen in anderen Sektoren im Hinblick auf eine nachhaltige Entwicklung im Stromsektor zu untersuchen. Die im makroökonomischen Modell ermittelten Rückwirkungen der anderen Wirtschaftsbereiche auf den Stromversorgungssektor lassen sich dann im Partialmodell im Rahmen der Szenariodefinition über eine exogene Vorgabe geeigneter Modellparameter berücksichtigen.

11 Zusammenfassung

Die Suche nach Kriterien, Leitlinien und Umsetzungsstrategien für eine dauerhafte Entwicklung der Menschheit ist in den letzten Jahren zu einem wichtigen Thema in den nationalen und internationalen politischen Diskussionen und in der Wissenschaft geworden. Der Ausdruck „Nachhaltigkeit“ („sustainability“) wurde im Jahr 1987 von der Brundtland Kommission der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung (UNCED) in die internationale Diskussion eingeführt. Seit der Konferenz von Rio de Janeiro im Jahre 1992 hat sich der Nachhaltigkeitsbegriff zu einem vielbeachteten Konzept weiterentwickelt. Das Ziel einer nachhaltigen Entwicklung wurde als Leitbild für eine zukunftsfähige Entwicklung ("sustainable development") der Menschheit allgemein anerkannt. Die an der Rio-Konferenz beteiligten Staaten haben sich dazu verpflichtet, konkrete Maßnahmen zu treffen, um dieses Ziel zu erreichen. Bei der Konkretisierung des Leitbilds in den verschiedenen Problemfeldern und bei der Suche nach konkreten Zielen, Strategien und Handlungsprioritäten liegen die Vorstellungen allerdings nach wie vor oft weit auseinander.

Aufgrund des hohen Stellenwertes einer funktionierenden Energieversorgung für Wirtschaftswachstum und sozialen Wohlstand hat dieser Sektor innerhalb der Diskussion um eine nachhaltige Entwicklung eine besondere Bedeutung. Jedoch tragen die bei der Energieumwandlung frei werdenden Emissionen zur Klimaänderung und zu Umweltbelastungen bei. Die Minderung der Belastungen für die Umwelt sowie der Zugang zu zuverlässiger und bezahlbarer Energie bringen große Herausforderungen im Energiebereich mit sich. Die Gestaltung der Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Energieversorgung gehört damit zu den großen Aufgaben der kommenden Jahre.

Zielsetzung der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung eines entscheidungsunterstützenden Instrumentes zur Ausarbeitung einer geeigneten Nachhaltigkeitsstrategie im Energieversorgungssektor.

Die Implementierung einer Strategie für eine nachhaltige Entwicklung in einem konkreten Wirtschaftssektor erfordert in einem ersten Schritt die Übertragung bzw. Anpassung des allgemeinen Nachhaltigkeitskonzepts auf bzw. an die sektorspezifischen Gegebenheiten. Das aus dem Konzept einer nachhaltigen Entwicklung abgeleitete Leitbild einer nachhaltigen Energieversorgung kann als eine Energieversorgung definiert werden, welche die Bedürfnisse der Gegenwart hinsichtlich zeitlich und räumlich bedarfsgerecht bereitgestellten Energiedienstleistungen unter Beachtung der begrenzten Belastbarkeit der Natur, begrenzter Ressourcen und der zentralen Bedeutung der Energieversorgung für ein wirtschaftliches Wachstum und sozialen Wohlstand zu befriedigen vermag. Im Sinne einer intergenerationellen Gerechtigkeit ist zudem zu fordern, dass nachkommenden Generationen eine zumindest gleich große technisch-wirtschaftlich nutzbare Energiebasis erhalten bleibt, wie sie der jetzigen Generation zur Verfügung steht.

Die Bestimmung von geeigneten Managementregeln und quantitativen Indikatoren gestattet die Konkretisierung des relativ abstrakten Ziels einer nachhaltigen Energieversorgung. Insbesondere sind hier fünf wesentliche Managementregeln zu berücksichtigen: Sicherung der Ressourcenverfügbarkeit und Minimierung des Ressourcenabbaus, Beachtung der Aufnahmefähigkeit der natürlichen Umweltmedien und des Artengleichgewichtes und Aufrechterhalten der bio-geochemischen Zyklen, geringe Belastung der Volkswirtschaft, Vermeiden von Gefahren und unvermeidbare Risiken für die menschliche Gesundheit, räumliche und zeitliche Versorgungssicherheit, Sicherung der sozialen Verträglichkeit mit einem Zugang zu notwendigen Energiedienstleistungen für jeden Menschen. Nachhaltigkeitsindikatoren sind Mess- oder Kenngrößen für die Bewertung einer nachhaltigen Entwicklung. Sie sind für die Abschätzung des Fortschritts in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung erforderlich.

Speziell für den Energiesektor wird bereits eine Vielzahl von Nachhaltigkeitsindikatoren in der Literatur vorgestellt. Im Rahmen der Untersuchung eines nachhaltigen Stromversorgungssystems werden im Rahmen dieser Arbeit folgende Indikatoren in den drei Dimensionen Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft gewählt: Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion, jährliche Emissionen von Schwefeloxiden, Stickstoffoxiden, Treibhausgasen und Partikeln, jährliche Abfallproduktion (Asche und nukleare Abfälle), genutzte Fläche, diskontierte entscheidungsrelevante Gesamtausgaben inklusive externer Kosten und beschäftigtes Personal in der Stromproduktion.

Während konkrete Strategieansätze zur Umsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung, wie z.B. ein Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger, wichtige Beiträge für eine nachhaltige Entwicklung liefern können, sind auch hier stets positive wie negative Effekte gegeneinander abzuwägen. Eine einzelne Maßnahme, die gleichzeitig alle Aspekte einer nachhaltigen Energieversorgung unterstützt, ist gegenwärtig nicht erkennbar. Die Beurteilung etwaiger Maßnahmen ist zudem immer hinsichtlich des Gesamtsystems vorzunehmen. Weiterhin bieten Indikatorwerte für sich betrachtet nur einen beschränkten Erkenntnisgewinn. Zur Gestaltung einer nachhaltigen Energiepolitik oder Energieversorgung müssen für die verschiedenen Indikatoren vielmehr klare Zielvorgaben formuliert werden, die im untersuchten Energiesystem erreicht werden sollen.

Um von den Einzelbewertungen einer Maßnahme hinsichtlich verschiedener Indikatoren und deren jeweiligen Zielwerten zu einem Gesamturteil zu gelangen, ist die Entwicklung eines geeigneten Ansatzes notwendig. Instrumente zur Entscheidungsunterstützung im Energiebereich wurden bereits für andere Fragestellungen entwickelt. Die Diskussion existierender Modellansätze hinsichtlich ihrer Eignung zur Analyse der Nachhaltigkeit von Energieversorgungssystemen zeigt verschiedene Defizite auf, die die Notwendigkeit einer neuen Modellentwicklung deutlich machen. So weisen makroökonomisch orientierte Top-down-Modelle einen für sektorspezifische Analysen oftmals unzureichenden Detaillierungsgrad in der Abbildung systemtechnischer Charakteristika des Energiesektors auf. Dem gegenüber berücksichtigen die meisten der existierenden Bottom-up-Modelle ein oder zwei nachhaltigkeitsrelevante Fragestellungen. Im Rahmen dieser Arbeit konnte kein Ansatz identifiziert werden, der wirtschaftliche, umweltrelevante und soziale Probleme, d.h. die drei Dimensionen der Nachhaltigkeit, gleichzeitig in einem Energiemodell für eine mittel- oder langfristige Planung betrachtet.

Ein wesentlicher Bestandteil dieser Arbeit ist daher die Entwicklung des optimierenden Energie- und Stoffflussmodells PERSEUS-SUSTAIN. Bei optimierenden Energie- und Stoffflussmodellen können neben Energieströmen auch relevante Stoffströme – wie z.B. Emissionen, Abfälle, eingesetztes Personal – abgebildet werden. Ein solches Modell erlaubt damit die Bilanzierung und den Vergleich der Entwicklung der Indikatoren im analysierten System. Der methodische Ansatz dieses Modells basiert auf einer mehrperiodigen, linearen Programmierung. Zwei Methoden für die Analyse der Entwicklung eines Stromversorgungssystems unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten sind im Modell integriert und können vom Anwender gewählt werden. Über die Zielfunktion einer Minimierung der entscheidungsrelevanten Systemausgaben wird eine integrierte Betrachtung der Planungsbereiche Systemausbau und Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen erreicht. Die eingesetzten Restriktionen dienen der detaillierten Abbildung der systemtechnischen Charakteristika des Energieversorgungssystems. Des Weiteren werden mit der Einführung von Ungleichungen Ober- bzw. Untergrenzen für die zu erreichenden Werte der jeweiligen Nachhaltigkeitsindikatoren integriert. Die zweite Methode basiert auf dem Zielprogrammierungsansatz. Die Zielfunktion ist damit die Minimierung der gewichteten, normierten Ausprägungen der Einzelnachhaltigkeitsziele. Alle Nachhaltigkeitsindikatoren können mit diesem Ansatz in die Zielfunktion integriert und ihnen Gewichtungsfaktoren je nach Priorität zugewiesen werden.

Das entwickelte Modell wird im Rahmen dieser Arbeit zur Analyse des Stromversorgungssystems in Frankreich angewendet. Der bestehende Kraftwerkspark und zukünftige Zubauoptionen sind dazu im

Modell abgebildet. Die Abbildung des realen französischen Stromversorgungssystems mit seinen techno-ökonomischen Charakteristika verlangt die Integration einer Vielzahl an Daten, um das System und seine Entwicklung detailliert analysieren zu können. Szenarioanalysen werden für unterschiedliche Ober- bzw. Untergrenzen für die zu erreichenden Werte der Nachhaltigkeitsindikatoren bzw. Indikatorzielwerte mit den beiden entwickelten Methoden durchgeführt, um sektorspezifische Strategien für eine nachhaltige Entwicklung erarbeiten zu können. Weiterhin werden die Vor- und Nachteile der Methoden zur Analyse der Nachhaltigkeit von Stromversorgungssystemen aufgezeigt. Folgende Entwicklungen und Empfehlungen können für Frankreich zur Gestaltung einer nachhaltigen Stromversorgung abgeleitet werden:

Falls die Entwicklung des Stromversorgungssystems ausschließlich unter den Kriterien der Ausgabenminimierung analysiert wird, zeigen die Modellergebnisse, dass aufgrund der Stilllegung von alten fossil befeuerten Kraftwerken und des Zubaus effizienterer Kohlekraftwerke die SO_2 -, NO_x - und Partikelemissionen reduziert werden. Des Weiteren steigt das Betriebspersonal mit der steigenden installierten Kapazität aufgrund der Nachfragezunahme. Die Emissionen bleiben aber oberhalb der gesetzlich vorgegebenen Ziele. Nachhaltigkeitsdefizite im Bereich Klimawandel verringern sich nicht: Die emittierten Treibhausgase nehmen zu, weil neu gebaute Kohlekraftwerke die stillgelegten Kernkraftwerke ersetzen. Trotz einer Effizienzsteigerung der eingesetzten neuen Technologien steigt der Bedarf an fossilen Ressourcen weiter.

Werden im Modell Vorgaben zur Minderung von SO_2 -, NO_x - und Treibhausgasemissionen und zum minimalen Anteil der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien berücksichtigt, so zeigen die Modellergebnisse folgende Entwicklung:

Erneuerbare Energien müssen stärker in die Stromerzeugung eingebunden werden, insbesondere Biomasse-, Wind- und Geothermiekraftwerke, sobald diese Technologie Marktreife erlangt hat. Bei dem betrachteten Potenzial erweist sich die Nutzung erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung in einer Höhe von bis zu ca. 30 % der insgesamt erzeugten Strommenge als wirtschaftlich. Erneuerbare Energien haben neben dem marginalen oder nicht vorhandenen Schadstoffausstoß positive Auswirkungen bspw. auf die Ressourcenschonung, da sie erschöpfbare Energieträger ersetzen.

Die meisten der alten fossil befeuerten 250-MW-Kraftwerke sollten bis zum Jahr 2010 stillgelegt werden. Die 600 MW-Blöcke können weiter genutzt werden, sofern sie mit Emissionsminderungsanlagen für SO_2 und NO_x nachgerüstet werden. Konventionelle fossil befeuerte Kraftwerke spielen wegen ihrer Flexibilität eine wichtige Rolle in der Energieversorgung. Die Laständerungsgeschwindigkeiten dieser Kraftwerke erlauben den Einsatz im Mittel- und Spitzenlastbereich. In diesem Kontext sind GuD-Kraftwerke eine effiziente Alternative (schadstoffarm und mit hohem Wirkungsgrad).

Bei der Kernenergie wird einerseits das Problem des hoch radioaktiven Atommülls auf lange Sicht bedeutend bleiben. Diese Art von Abfallstoffen wird für kommende Generationen eine nennenswerte Problematik darstellen. Andererseits ist die Kernkraft eine nahezu emissionsfreie Technologie und trägt nicht zu Umweltproblemen wie z.B. dem Klimawandel, der Versauerung und der Eutrophierung bei. Wenn eine Lebensdauer von 40 Jahren angesetzt wird, werden die französischen Kernreaktoren ab dem Jahr 2018 schrittweise abgeschaltet. Alternativen zur aktuellen Technik und Verbesserungen bei der nuklearen Energiegewinnung (sowie vor- und nachgeschalteten Prozessen, z.B. der sicheren Behandlung des atomaren Abfalls) müssen noch weiterentwickelt werden. Wenn kein Neubau von Kernkraftwerken möglich ist, muss Frankreich Ausweichmöglichkeiten zu dieser Technologie finden, die nach wie vor die Emissionsobergrenzen einhalten. Bei dem modellierten Potenzial für regenerative Energien kann die Stromproduktion aus regenerativen Quellen ab 2020 nur ca. 30 % des Gesamtbedarfs befriedigen. Es reicht daher nicht aus, die Stromerzeugung der vom Netz gehenden

Kernkraftwerke auf andere Energieträger zu verlagern. Mit den im Modell verwendeten wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Parametern zur Beschreibung dieser unterschiedlichen Technologien und der Brennstoffpreisentwicklung werden Erdgas-GuD-Anlagen mit CO₂- und NO_x-Abscheidung bevorzugt.

Die Modellergebnisse zeigen, dass Energieeinsparungen auf der Verbraucherseite erst wesentlich ab der Periode 2015 - 2020 realisiert werden, wenn neue Investitionen als Folge der Stilllegung vorhandener Kraftwerke und der wachsenden Nachfrage getätigt werden müssen. Die rentabelsten Energieeinsparmaßnahmen wurden im Industriesektor identifiziert.

Die negativen externen Effekte, die durch die Stromproduktion, aber auch ihre vor- und nachgeschalteten Prozesse, verursacht werden, können mit der Einbeziehung externer Kosten in der Zielfunktion des Modells berücksichtigt werden. Damit steht eine zweite Möglichkeit zur Analyse der Nachhaltigkeit des betrachteten Energieversorgungssystems zur Verfügung. Die Auswirkung der Integration externer Kosten ist am bedeutendsten für Energieerzeugungsprozesse mit hohen Emissionen (fossil befeuerte Kraftwerke). Die Modellergebnisse zeigen eine deutlich stärkere Emissionsreduktion bei Berücksichtigung externer Kosten, als die für Frankreich in internationalen Verpflichtungserklärungen gesetzten Ziele vorsehen. Besonders die Nutzung erneuerbarer Energien und die Realisierung von GuD-Kraftwerken tragen zum Erreichen der Emissionsminderungen bei.

Bei dem ersten für die Analyse eingesetzten methodischen Ansatz werden die Gesamtausgaben, d.h. nur wirtschaftliche Aspekte, in der Zielfunktion berücksichtigt. Weitere Nachhaltigkeitsindikatoren werden in der Optimierung durch die Einführung von Nebenbedingungen mitbetrachtet, während andere durch die Energie- und Stoffflussbilanzierung abgeleitet werden. Zwar werden alle drei Dimensionen der Nachhaltigkeit in die Optimierung integriert, es wird aber den wirtschaftlichen Problemfeldern eine größere Gewichtung zugeteilt. Der zweite eingesetzte methodische Ansatz (Zielprogrammierung) integriert alle Nachhaltigkeitsindikatoren in die Zielfunktion, wobei Gewichtungsfaktoren für die jeweiligen Indikatoren eingesetzt werden können. Bei der Optimierung wird angestrebt, dass die Einzelindikatoren sich ihrem Zielwert annähern. Die Vorgabe von Ober- und Untergrenzen für Nachhaltigkeitsindikatoren im ersten Ansatz gewährleistet, dass diese eingehalten werden, was mit der Zielprogrammierung nicht der Fall sein muss: Positive sowie negative Abweichungen können auftreten, was bspw. ein Überschreiten eines Emissionsgrenzwertes bedeuten kann. Diese Problematik kann aber vermieden werden, indem Iterationen für verschiedene Zielwerte durchgeführt werden. Die Einführung von Gewichtungsfaktoren im Zielprogrammierungsansatz bietet die Möglichkeit, Prioritäten bei der Auswertung festzulegen. Diese können an das Wertesystem des Entscheidungsträgers angepasst werden.

Das entwickelte Modell lässt sich für weitere Problemstellungen erweitern: Ergänzungen bieten sich im Bereich der Abbildung von Wärmeversorgungsnetzen und der Berücksichtigung von weiteren energieintensiven Sektoren an. Mögliche zukünftige Forschungsarbeiten im Bereich der methodischen Weiterentwicklungen sind einerseits in der Einführung eines Energieeinsparzertifikatsmarkts und andererseits in einer Kopplung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Partialmodells mit einem volkswirtschaftlichen Input-Output-Modell zu sehen, was die Analyse einer Nachhaltigkeitsstrategie für eine Nation erlauben würde.

12 Résumé

La définition de critères et de stratégies pour un développement durable est devenue un thème central des discussions politiques et scientifiques nationales et internationales ces vingt dernières années. L'expression „sustainability“ a été introduite en 1987 par la commission Brundtland des Nations Unies (Commission for Environment and Development - UNCED). Lors de la conférence de Rio de Janeiro en 1992 les pays participant se sont donnés l'objectif de prendre des mesures concrètes pour atteindre cet objectif de développement durable. Dans le cadre de la concrétisation du concept de développement durable et de la définition d'objectifs concrets, la détermination de stratégies et d'actions prioritaires n'a pas encore trouvé de consensus.

En raison de l'importance d'un approvisionnement en énergie efficace aussi bien pour le développement économique que social, le secteur de l'énergie a une place toute particulière dans la discussion sur le développement durable. D'autre part les émissions accompagnant la transformation de certaines formes d'énergies contribuent aux changements climatiques et à des pollutions environnementales. La minimisation de ces effets négatifs sur l'environnement ainsi qu'un approvisionnement en énergie sûr et économiquement acceptable sont des challenges importants dans le secteur de l'énergie pour les années à venir.

L'objectif du travail présenté ici est ainsi le développement d'un instrument d'aide à la décision pour l'élaboration d'une stratégie de développement durable dans le secteur de l'énergie.

La définition de stratégies pour un développement durable dans un secteur économique concret requiert dans un premier pas le transfert ou l'adaptation du concept général de développement durable aux caractéristiques spécifiques du secteur considéré. Une production durable d'énergie peut être définie comme une production qui couvre les besoins des générations présentes dans tous lieux géographiques et à tout moment tout en tenant compte de la capacité tampon limitée de la nature, des ressources limitées et de l'importance centrale de l'approvisionnement en énergie afin de contribuer à la croissance économique et au développement social. En outre, dans le sens d'une justice entre les générations il est à exiger que les générations à venir aient accès à une énergie au moins équivalente d'un point de vue de son exploitation technico-économique à celles des générations actuelles.

La définition de règles de management convenables et d'indicateurs quantitatifs permet la concrétisation de l'objectif relativement abstrait d'une production d'énergie durable. En particulier les règles de management suivantes sont prises en considération ici : disponibilité des ressources et minimisation de l'utilisation de ressources non renouvelables, prise en considération de la réceptivité des milieux naturels et maintien des équilibres naturels, pression faible sur l'économie, limitations des dangers et risques pour la santé humaine, sécurité d'approvisionnement spatiale et temporelle, compatibilité sociale avec un accès garanti aux services énergétiques nécessaires pour chaque personne.

Des indicateurs de développement durable sont des instruments de mesure pour l'évaluation d'un développement durable. Ils sont nécessaires à l'estimation du progrès vers un développement durable. Un grand nombre d'indicateurs de développement durable est proposé dans la littérature spécifiquement pour le secteur de l'énergie. Dans le cadre de l'évaluation de systèmes de production d'électricité durable, les indicateurs suivants ont été identifiés dans le cadre de ce travail dans les trois dimensions environnement, économie et société : part de l'électricité produite à partir de ressources énergétiques renouvelables, émissions annuelles d'oxydes de soufre, d'oxydes d'azote, de gaz à effet de serre et de particules, production annuelle de déchets (cendres et déchets nucléaires), surface utilisée par les installations de production, dépenses totales y compris les coûts externes de la production d'électricité et le personnel employé dans la production d'électricité.

Alors que des stratégies concrètes peuvent contribuer à une production durable d'électricité, comme par exemple l'utilisation plus importante des énergies renouvelables, les effets positifs comme négatifs de différentes stratégies sont aussi à évaluer et à comparer. Une mesure seule ne remplit pas actuellement simultanément toutes les exigences d'une production durable d'électricité. En outre, l'évaluation des mesures est toujours à faire par rapport au système global. Les valeurs des indicateurs prises pour elles-mêmes offrent une information limitée. Afin de définir une politique énergétique ou une production d'énergie durables, des objectifs clairs devant être atteints par le système énergétique considéré, doivent être formulés pour les différents indicateurs.

Pour réaliser un jugement global du système énergétique considéré à partir d'évaluations de mesures individuelles à l'aide de différents indicateurs et de leurs valeurs objectif respectives, le développement d'un instrument adéquat est nécessaire. Des instruments d'aide à la décision dans le domaine de l'énergie ont déjà été développés pour d'autres problématiques. L'examen des modèles existant montre les déficits quant à leur aptitude à l'analyse du développement durable de systèmes de production d'énergie et souligne ainsi la nécessité du développement d'un nouveau modèle.

Ainsi les modèles macroéconomiques « top-down » ont souvent un degré de détails insuffisant dans la représentation des caractéristiques techniques du système énergétique pour des analyses sectorielles spécifiques. Les modèles de type « bottom-up » existant quant à eux ne prennent en considération qu'une ou deux dimensions du développement durable. Dans le cadre de ce travail, aucune méthode adéquate prenant en compte simultanément les problèmes économiques, environnementaux et sociaux, c.-à-d. les trois dimensions du développement durable, n'a pu être identifiée dans un modèle énergétique pour une planification à moyen ou à long terme.

Ainsi, une étape essentielle de ce travail est le développement du modèle technico-économique d'optimisation des flux énergie-matière PERSEUS-SUSTAIN. Dans un modèle technico-économique d'optimisation des flux énergie-matière, les flux de matière - comme par exemple les émissions, la production de déchets, le personnel employé - peuvent être modélisés conjointement aux flux d'énergie. Un tel modèle permet ainsi le bilan et la comparaison des indicateurs de développement durable au sein du système analysé. Le modèle PERSEUS-SUSTAIN est un modèle de programmation linéaire multi-périodique en nombres entiers mixtes prenant en compte les caractéristiques côté producteur (offre) et côté consommateur (demande).

Deux méthodes pour l'analyse du développement durable du système de production d'électricité sont intégrées dans le modèle et peuvent être choisies par l'utilisateur. La première fonction objectif de l'optimisation est la minimisation de la somme des valeurs actualisées des dépenses effectuées à chaque période de la plage de planification considérée. L'ensemble des dépenses liées aux investissements et à l'exploitation des blocs de production d'électricité au cours de chaque période est rapporté à une année de référence au moyen d'un coefficient d'actualisation lié au taux d'intérêt effectif. La méthode permet une considération intégrée de la planification de l'évolution du système (démantèlement – construction) et de l'utilisation des centrales électriques en prenant en compte différentes restrictions. Les restrictions employées servent à la représentation détaillée des caractéristiques techniques du système de production d'électricité. En outre avec l'introduction d'inégalités, des limites supérieures ou inférieures pour les valeurs des indicateurs de développement durable peuvent être définies. La deuxième méthode se base sur la méthode de « goal programming ». La fonction objectif est la minimisation de la somme de l'écart normé entre la valeur des indicateurs et leur valeur objectif (« goal »). Tous les indicateurs de développement durable sont intégrés dans la fonction objectif et des poids peuvent leur être attribués selon leur priorité accordée.

Dans le cadre de ce travail, le modèle développé est appliqué au système de production d'électricité en France sur la période [2000 - 2030]. Le parc de centrales électriques existant et des options de constructions nouvelles sont intégrés dans le modèle. La modélisation du parc de production

d'électricité français réel avec ses caractéristiques socio-technico-économiques et de la demande en électricité avec ses variations d'ici 2030 exige l'intégration d'une multiplicité de données afin de pouvoir analyser le système et son évolution en détail. L'analyse de scénarios est faite pour des limites supérieures et inférieures à respecter ou pour des valeurs objectif à atteindre par les indicateurs de développement durable avec les deux méthodes développées afin de pouvoir élaborer des stratégies de développement durable spécifiques au secteur. De plus les avantages et les inconvénients des méthodes sont évalués pour ce type d'analyse. Les développements et les recommandations suivants peuvent être identifiés pour la réalisation d'une production d'électricité durable pour la France à l'aide de cette analyse de scénarios:

Dans le cas où le développement du système de production d'électricité est analysé exclusivement suivant des critères économiques, c'est-à-dire la minimisation des dépenses totales du système, les résultats du modèle indiquent qu'en raison de l'arrêt progressif de vieilles centrales thermiques classiques (fuel et charbon) et la construction de centrales électriques au charbon plus efficaces, les émissions de SO_2 , NO_x et de particules sont réduites. En outre, le personnel de production augmente avec la capacité installée croissante en raison de l'augmentation de la demande. Cependant les émissions restent au-dessus des objectifs de réduction fixés pour la France dans le cadre d'accords européens (directive « NEC »). De plus la production de gaz à effet de serre croît avec le remplacement de centrales nucléaires en partie par de nouvelles centrales au charbon. Malgré une augmentation du rendement des nouvelles technologies employées, le besoin en ressources fossiles augmente.

Si des restrictions sont prises en considération dans le modèle quant à la réduction des émissions de SO_2 , NO_x et de gaz à effet de serre et à la part minimale de la production d'électricité à partir de ressources énergétiques renouvelables, les résultats du modèle permettent de conclure le développement suivant :

Les ressources énergétiques renouvelables doivent être intégrées d'une façon plus importante dans la production d'électricité, en particulier la biomasse, l'énergie éolienne et la géothermie dès que cette technologie a atteint la maturité de marché. Avec les potentiels considérés, l'utilisation des ressources énergétiques renouvelables peut être considérée comme économiquement justifiable pour une production d'électricité à une hauteur de jusqu'à environ 30 % de la production totale. L'utilisation de ressources énergétiques renouvelables est pratiquement sans émissions de polluants et a des effets positifs sur la sauvegarde des ressources fossiles.

La plupart des centrales thermiques classiques de capacité de 250 MW doivent être mises à l'arrêt d'ici 2010, date de l'entrée en vigueur des différents accords européens et internationaux pour la réduction des émissions. Les centrales de capacité 600 MW peuvent être exploitées au-delà de cette date si elles sont équipées de procédés de réduction des émissions de SO_2 et NO_x . Les centrales électriques thermiques conventionnelles jouent un rôle important dans la production d'électricité en raison de leur flexibilité. Les vitesses de changement de charge de ces centrales permettent leur utilisation en charge intermédiaire et en période de pointe. Dans ce contexte, des centrales électriques de type cycle combiné au gaz sont des alternatives efficaces (bas facteurs d'émission et important rendement).

Les déchets radioactifs présentent un caractère problématique notable pour les générations à venir. L'énergie nucléaire est néanmoins une technologie pratiquement sans émissions et ne contribue pas à des problèmes écologiques comme par exemple le changement de climat ou l'acidification des sols. Si une durée de vie de 40 ans est considérée, les réacteurs nucléaires français seront démantelés graduellement à partir de 2018. Des technologies alternatives à la technologie actuelle employée et l'amélioration de cette technologie ainsi que des procédés amont et aval, par exemple le traitement fiable des déchets radioactifs, doivent encore être perfectionnés ou développés. Avec le potentiel

considéré dans le modèle, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ne peut satisfaire qu'environ 30% du besoin total en électricité à partir de 2020. Avec les paramètres économiques, techniques et écologiques et les développements du prix des combustibles considérés dans le modèle, des cycles combinés au gaz avec séparation des émissions de CO₂-et de NO_x sont des alternatives retenues.

Les résultats obtenus avec le modèle indiquent que des économies d'énergie du côté des consommateurs sont réalisées essentiellement à partir de la période en 2015 - 2020, si de nouveaux investissements doivent être faits suite au démantèlement d'anciennes centrales électriques et à la demande en électricité croissante. Les économies d'énergie les plus efficaces sont au sein du secteur industriel.

Les effets externes négatifs liés à la production d'électricité, mais aussi aux procédés amont et aval (par exemple l'extraction des énergies fossiles, le transport et le traitement des déchets) peuvent être pris en considération dans l'étude par l'intégration des coûts externes dans la fonction objectif du modèle. L'effet de l'intégration des coûts externes est le plus considérable pour les procédés de production d'électricité avec d'importants facteurs d'émissions (centrales thermiques classiques au charbon ou au fuel). Les résultats du modèle montrent une réduction des émissions plus importante lors de l'intégration des coûts externes bien au-delà des objectifs pour la France dans le cadre d'accords internationaux. Particulièrement l'utilisation d'énergies renouvelables et la réalisation de centrales électriques de type cycles combinés au gaz contribuent à la réduction des émissions.

Avec la première méthode employée pour l'analyse, les dépenses totales seules sont prises en considération dans la fonction objectif, c.-à-d. seulement les aspects économiques. Des indicateurs de développement durable choisis sont considérés dans le système d'équation de l'optimisation par l'introduction de restrictions. La valeur des autres indicateurs est déterminée à partir des bilans de flux de matière et d'énergie. Certes, toutes les trois dimensions du développement durable sont intégrées dans l'optimisation, cependant un poids plus important est donné aux indicateurs économiques. La deuxième méthode (« goal programming ») intègre tous les indicateurs de développement durable dans la fonction objectif et des poids peuvent être intégrés pour les indicateurs respectifs. Lors de l'optimisation les indicateurs doivent atteindre une valeur la plus proche possible de leur valeur objectif. L'avantage de l'intégrations de restrictions sous la forme de limites supérieures ou inférieures pour des indicateurs de développement durable dans la première méthode garantit que ces limites sont respectées. Ceci n'est pas le cas dans la méthode de goal programming : des différences positives ainsi que négatives peuvent se produire ce qui peut signifier par exemple qu'une limite d'émission soit dépassée. Cependant cet aspect peut être évité par l'exécution d'itérations pour différentes valeurs objectif pertinentes pour des indicateurs sélectionnés. De plus l'introduction de poids offre la possibilité de fixer des priorités pour les divers indicateurs de la fonction objectif lors de l'optimisation. Ceux-ci peuvent être adaptés suivant le système de valeur du décideur.

Des extensions possibles du modèle développé sont par exemple l'intégration des réseaux de chaleur ou la considération d'autres secteurs énergétiques. D'un point de vue méthodique un marché de certificats d'économie d'énergie peut être introduit. D'autre part un lien avec un modèle macroéconomique peut être établi afin de permettre l'analyse d'une stratégie de développement durable pour une nation

13 Literaturverzeichnis

- [Aachener Stiftung 2002] Aachener Stiftung Cathy Beys: *Lexikon der Nachhaltigkeit.*, 2002.
- [Achard et al. 2001] Achard, P.; de Fenylol, C.; Amouyel, P.; Graujeman, J.: *Mission Interministérielle « Compagnie National du Rhône ».* Paris: Inspection Générale des Finances, 2001.
- [ADEME 2000] Agence de l'Environnement et la Maîtrise de l'Energie (ADEME): *Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE)*, 2000.
- [ADEME 2001] Agence de l'Environnement et la Maîtrise de l'Energie (ADEME): *Energy Efficiency Policies and Indicators.* Paris: WEC, 2001.
- [ADEME 2003] Agence de l'Environnement et la Maîtrise de l'Energie (ADEME): *Quelles perspectives pour les énergies renouvelables en France pour 2010 et au-delà?* Paris: 2003.
- [Afgan et al. 2000] Afgan, N. H., Carvalho, M. G., and Hovanov, N. V.: *Energy System Assessment with Sustainability Indicators*, in: *Energy Policy*, 28, 2000, S. 603-612.
- [Afgan et al. 2000b] Afgan, N. H., Carvalho, M. G.: *Sustainable Assessment Method for Energy Systems – Indicators, Criteria and Decision Making Procedure.* Dordrecht, Norwell: Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [Agnew et al. 1979] Agnew, M.; Schratzenholzer, L.; Voß, A.: *A Model for Energy System Alternatives and their General Environmental Impact, WP-79-6.* Laxenburg: IIASA, 1979.
- [Ardone 1999] Ardone, A. V.: *Entwicklung einzelstaatlicher und multinationaler Treibhausgasminderungsstrategien für die Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von optimierenden Energie- und Stoffflussmodellen.* Frankfurt am Main: Peter Lang, 1999.
- [Bartmann 1996] Bartmann, H.: *Umweltökonomie - ökologische Ökonomie.* Stuttgart: Verlag W. Kohlhammer, 1996.
- [Beaver 1993] Beaver, R.: *Structural comparison of the models in EMF 12*, in: *Energy Policy*, Vol. 21 H. 3, 1993, S. 238-248.
- [Berg et al. 2003] Berg, M.; Brodmann, U.; Ott, W.: *Vision 2050: Nachhaltige Energieversorgung und Energienutzung in der Schweiz.* Bern: Bundesamt für Energie BFE, 2003.
- [Bergstrom 1996] Bergstrom, J. C.: *Current Status of Benefit Transfer in the U.S.: A Review.* Faculty Series of the Dept. of Agricultural and Applied Economics, University of Georgia FS 96-9., 1996.
- [Bernard 2002] Bernard, P.: *Working toward a fourth generation of reactors*, in: *Les défis du CEA - Special edition*, 2002.
- [Besson 2003] Besson, J.: *Une stratégie énergétique pour la France - Débat national sur les énergies.* Paris: Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, 2003.
- [Bieker et al. 2001] Bieker, T.; Dyllick, T.; Gminder, C.-U.; Hockerts, K.: *Management unternehmerischer Nachhaltigkeit mit einer Sustainability Balanced Scorecard - Forschungsmethodische Grundlagen und erste Konzepte.* St. Gallen: Institut für Wirtschaft und Ökologie - Universität St. Gallen, 2001.
- [Birkmann 1999] Birkmann, J.: *Indikatoren für eine nachhaltige Entwicklung - Eckpunkte eines Indikatorensystems für räumliche Planungsfragen auf kommunaler Ebene*, in: *Raumordnung und Raumplanung*, 2/3, 1999, S. 120-131.

- [Bosello et al. 1998] Bosello, F.; Kemfert, C.: *Advances of Climate Modelling for Policy Analysis*. Working paper Nota di Lavoro 82.98, Fondazione Eni Enrico Mattei, 1998.
- [Bosseboeuf et al. 1999] Bosseboeuf, D.; Lapillonne, B.; Eichhammer, W.: *Energy Efficiency Indicators : the European Experience*. PARIS: ADEME - Collection: «Données et Références», 1999.
- [Boyle et al. 1992] Boyle, K. J. and Bergstrom, J. C.: *Benefit Transfer Studies: Myths, Pragmatism, and Idealism* (Hrsg.): Water Resources Research 28, 1992, S. 657-663.
- [Brahmer-Lohss et al. 2000] Brahmer-Lohss, M.; von Gleich, A.; Gottschick, M.; Horn, H.; Jepsen, D.; Kracht, S.; Krämer, H.; Reihlen, A.; Rolf, A.; Sander, K.: *Nachhaltige Metallwirtschaft Hamburg - Grundlagen und Vorgehensweise*. Hamburg: Universität Hamburg Fachbereich Informatik, 2000.
- [Brand1997] Brand, K. W.: *Probleme und Potentiale einer Neubestimmung des Projekts der Moderne unter dem Leitbild "Nachhaltige Entwicklung"*, in: Brand, K. W. (Hrsg.): *Nachhaltige Entwicklung*, Opladen, 1997, S. 9-34.
- [Briem et al. 2002] Briem, S.; Blesl, M.; dos Santos Bernardes, M. A.; Fahl, U.; Krewitt, W.; Nill, M.; Rath-Nagel, S.; Voß, A.: *Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) - Universität Stuttgart, 2002.
- [Brooke et al. 1998] Brooke, A.; Kendrick, D.; Meeraus, A.: *GAMS A User's Guide*. Washington: Scientific Press, 1998.
- [Brouwer 2000] Brouwer, R.: *Environmental Value Transfer: State of the Art and Future Prospects*, in: *Ecological Economics* 32, 2000, S. 137-152.
- [BMWA 2004] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA): *Energiedaten 2003 - Nationale und internationale Entwicklung*. Berlin: 2004.
- [BMWl 2002] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: *Nachhaltigkeit*, 2002.
- [Bunn et al.1997a] Bunn, D. and Larsen, E.: *Systems Modelling for Energy Policy*, in: Bunn, D. and Larsen, E. (Hrsg.): *Systems Modelling for Energy Policy*, New York: John Wiley & Sons, 1997a, S. 1-8.
- [Bunn et al.1997b] Bunn, D., Larsen, E., and Vlahos, K.: *Complementary Modelling Approaches for Analysing Several Effects of Privatization on Electricity Investment*, in: Bunn, E. and Larsen E. (Hrsg.): *Systems Modelling for Energy Policy*, New York: John Wiley & Sons, 1997b, S. 325.
- [Byrne et al. 1998] Byrne, J, Wang, Y.-D., Lee, H., and Kim, J.-D.: *An equity- and sustainability- based policy response to global climate change*, in: *Energy Policy*, No. 4, 1998, S. 335-343.
- [Capros et al. 2000] Capros, P.; Mantzos, L.: *The Economic Effects of EU-Wide Industry-Level Emission trading to reduce Greenhouse Gases: Results from PRIMES Energy Systems Model, Paper*. Athen: E3M Lab, 2000.
- [CDF 2004] Charbonnages de France (CDF): *Le groupe Charbonnages de France*, 2004.
- [Charnes et al. 1961] Charnes, A.; Cooper, W.: *Management Models and Industrial Applications of Linear Programming, Vol. 1*. New York: Wiley, 1961.
- [Charpin et al. 2000] Charpin, J. M.; Dessus, B; Pellat, R.; Jestin-Fleury, N.; Percebois, J.: *Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire*. Paris: La Documentation Française, 2000.
- [Chen et al. 1992] Chen, S.-J.; Hwang, C.-L.; Hwang, F.-P.: *Fuzzy Multiple Attribute Decision Making Methodes and Applications*, Lecture Notes in

- Economics and Mathematical Systems 375, Springer Verlag. Berlin: 1992.
- [CITEPA 2002] CITEPA: *Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France au titre de la convention cadre des Nation Unies sur les changements climatiques - Format UNFCCC / CRF*. Paris: 2002.
- [CITEPA 2003] CITEPA: *Inventaire des émissions de polluants en France au titre de la convention sur la pollution atmosphérique transfrontalière à longue distance et de la directive européenne relative aux plafonds d'émissions nationaux (NEC) - Format UNECE / NFR & NEC*. Paris: Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable, 2003.
- [Cofala et al. 2001] Cofala, C.; Amann, M.: *Emissions reductions from Existing Large Combustion Plants of the Large Combustion Plants Directive - Report to the European Commission, DG ENV*. Laxenburg: International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), 2001.
- [CGP 2000] Commissariat Général du Plan: *Energie 2010 - 2020 - Quelles perspectives pour la France?* Paris: Observatoire de l'Energie, 2000.
- [Coase 1960] Coase, R.H. : *The Problem of Social Cost*. In: Coase, R.H. (1988): *The Firm, the Market and the Law*. Chicago, London 1991.
- [Conrad 1995] Conrad, J.: *Grundsätzliche Überlegungen zu einer nachhaltigen Energieversorgung*. Marburg: Metropolis-Verlag, 1995.
- [Couture et al. 2003] Couture, M. and Le Masson, A.: *Le défi de l'efficacité énergétique*, in: *Direct Résidentiel*, 2003.
- [Dalkmann et al. 2004] Dalkmann, H.; Aßmann, D.; Kristof, K.; Petersen, R.; do Valle Costa, C.; Wallbaum, H.; Reckerzügl, T.; Welfens, M. J.; Hegel, D.: *Wege von der nachholenden zur nachhaltigen Entwicklung - Infrastrukturen und deren Transfer im Zeitalter der Globalisierung - Welche Globalisierung ist zukunftsfähig?* Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2004.
- [Daly 1990] Daly, H.: *Toward some Operational Principles of Sustainable Development*, in: *Ecological Economics*, 2, 1990, S. 1-6.
- [Daly 1991] Daly, H.: *Steady-State Economics, 2nd edition with new essays*. Wasington D.C.: Island Press, 1991.
- [Damelon 2002] Damelon, C.: *L'énergie en France - Repères*. Paris: Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2002.
- [DGEMP 2000] Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP): *Perspectives énergétiques pour la France - Un scénario tendanciel*. Paris: Observatoire de l'Energie, 2000.
- [DGEMP 2003] DGEMP - Observatoire de l'énergie: *Production d'énergie par source d'énergie renouvelable*. Paris: Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2003.
- [DGEMP 2004] Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP): *La production d'énergie d'origine renouvelable en France en 2003*. Paris: Observatoire de l'Energie, 2004.
- [Diefenbach et al. 2001] Diefenbach, H.; Dümig, D.; Teichert, V.; Wilhelmy, S.: *Leitfaden - Indikatoren im Rahmen einer lokalen Agenda 21*. Darmstadt: Druckhaus Darmstadt GmbH, 2001.
- [Dienhart et al. 1999] Dienhart, M.; Pehnt, M.; Nitsch, J.: *Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen verschiedener Brennstoffzellensysteme in Industrie und zentraler öffentlicher Stromversorgung. Untersuchung für das Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag*. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e.V., Institut für Technische Thermodynamik, 1999.

- [Díaz-Balart 2002] Díaz-Balart, F. C.: *Energie - Environnement : des choix difficiles. Fortes pressions sur les pays en voie de développement*, in: Bulletin AIEA, 44/1/2002, 2002, S. 25-28.
- [Dreher et al. 1999] Dreher, M, Hoffmann, T., Wietschel, M., and Rentz, O.: *Grüne Angebote in Deutschland im internationalen Vergleich*, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 3/99, 1999, S. 235-248.
- [Dreher 2001] Dreher, M.: *Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im liberalisierten Strommarkt - Eine Untersuchung unter technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Gesichtspunkten am Beispiel der Region Baden-Württemberg*. Dissertation, Karlsruhe, 2001.
- [Dyllick 2001] Dyllick, T.: *Unternehmerische Nachhaltigkeit: Anleitung für ein Leitbild*, in: Bieker et al.(Hrsg.): *Unternehmerische Nachhaltigkeit - auf dem Weg zu einem Sustainability Controlling - IWÖ-Diskussionsbeitrag Nr.95*, St.Gallen, 2001, S. 4-5.
- [EC 1994] European Commission, DG XVII Energy: *The European renewable energy study : prospects for renewable energy in the European Community and Eastern Europe up to 2010*. Luxemburg: Office for Official Publications of European Communities, 1994.
- [EC 1995] European Commission - Directorate-General XII - Science, Research and Development: *ExternE - Externalities of Energy*. Brussels, Luxembourg: ECSC-EC-EAEC, 1995.
- [EC 1996] European Commission: *Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity*. Brussels: Commission of the European Communities, 1996.
- [EC 1997a] Europäische Kommission: *Richtlinie 96/92 EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 für den Elektrizitätsbinnenmarkt*, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, 1997.
- [EC 1997b] European Commission: *Energy for the future: renewable sources of energy - White Paper for a Community Strategy and Action Plan - COM(97)599 final*. Brussels: 1997.
- [EC 1999a] European Commission: *Toward Environmental Pressure Indicators for the EU*. Luxemburg: Office for Official Publications of the European Communities, 1999.
- [EC 1999b] European Commission: *European Union Energy Outlook to 2020*. Luxemburg: Eur-OP, 1999.
- [EC 2001a] European Commission: *Directive 2001/81/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on National Emission Ceilings for Certain Atmospheric Pollutant*, in: Official Journal of the European Communities, 2001, S. L.309/22-L.309/29. Brussels, 2001.
- [EC 2001b] European Commission: *Directive on the Promotion of Electricity produced from renewable Energy Sources in the internal Electricity Market. Directive 2001/77/EC*. Luxemburg: European Parliament, 2001.
- [EC 2001c] European Commission: *Directive of the European Parliament and the Council Establishing a Framework for Greenhouse Emissions Trading within the European Community*. Brussels, 2001.
- [EC 2002a] European Commission: *Directive 2002/0185 of the European Parliament and of the Council of 22 July 2002 on the Promotion of Cogeneration based on a useful Heat Demand in the internal Energy Market (Proposal)*. Brussels, 2002.

- [EC 2002b] European Commission: *Directive of the European Parliament and of the Council on the Energy Performance of Buildings - 2002/91/EC*. Brussels: 2002.
- [EC 2003] European Commission: *Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) - Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants*. Sevilla: Institute for Prospective Technological Studies, 2003.
- [ECOBA 1999] ECOBA: *CCP Utilisation in Europe - Outstanding Option and Continuous Challenge*. 1999.
- [ECONCEPT 1996] econcept, INFRAS Prognos: *Die vergessenen Milliarden. Externe Kosten im Energie- und Verkehrsbereich*. Bern: Verlag Paul Haupt, 1996.
- [EEA 2002] European Environment Agency: *Environment signals 2002 - Benchmarking the millenium*. Copenhagen: European Environment Agency, 2002.
- [EED 1998] Espace Eolien Développement (EED): *50 TWh/year in France with the wind energy*, 1998.
- [EEIG 2003] European Economic Interest Grouping (E.E.I.G.): *European Deep Geothermal Energy Programm*, 2003.
- [Eichelbrönnner et al.1997] Eichelbrönnner, M. and Henssen, H.: *Kriterien für die Bewertung zukünftiger Energiesysteme*, in: Brauch, H. G. (Hrsg.): *Energiepolitik - Technische Entwicklung, politische Strategien, Handlungskonzepte zu erneuerbaren Energien und zur rationellen Energienutzung*, Brüssel, Stuttgart: Springer, 1997, S. 461-470.
- [Eisenführer et al. 1994] Eisenführer, F.; Weber, M.: *Rationales Entscheiden*. Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo: Springer Verlag, 1994.
- [Endres 2000] Endres, A.: *Umweltökonomie*. Stuttgart, Berlin, Köln: Kohlhammer, 2000.
- [Endres et all 1998] Endres, A.; Radke, V.: *Indikatoren einer nachhaltigen Entwicklung - Elemente ihrer wirtschaftstheoretischen Fundierung*. Berlin: Duncker & Humblot, 1998.
- [Enquete 1998a] Enquete-Kommission: *„Schutz des Menschen und der Umwelt - Ziele und Rahmenbedingungen einer nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung“ des 13. Deutschen Bundestages: Konzept Nachhaltigkeit. Vom Leitbild zur Umsetzung. Referat Öffentlichkeitsarbeit*. Bonn: Deutscher Bundestag, 1998.
- [Enquete 1998b] Enquete-Kommission: *„Schutz des Menschen und der Umwelt – Ziele und Rahmenbedingungen einer nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung“ des 13. Deutschen Bundestages: Konzept Nachhaltigkeit - Fundamente für die Gesellschaft von morgen*. Bonn: Deutscher Bundestag, 1998.
- [Enquete 2002] Enquete-Kommission: *Enquete-Kommission - Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung*. Berlin: Deutscher Bundestag, 2002.
- [Enzensberger et al 2001] Enzensberger, N., Wietschel, M., and Rentz, O.: *Konkretisierung des Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung für den Energiesektor*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 2001, S. 125-136.
- [Enzensberger 2003] Enzensberger, N.: *Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmodells für den europäischen Energiesektor*. Düsseldorf: VDI Verlag, 2003.
- [EURELECTRIC 2002] EURELECTRIC: *Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990; 2000-2020) - (Europrog 2002)*. Paris: 2002.

- [Fahl et al 2002] Fahl, U. and Blesl, M.: *E³Net-D2*, in: Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): *Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland: Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken*, Heidelberg: Physica-Verlag, 2002a, S. 265-315.
- [Feess 1998] Feess, E.: *Umweltökonomie und Umweltpolitik*. München: Vahlen, 1998.
- [Fichtner 1999a] Fichtner, W.: *Strategische Optionen der Energieversorger zur CO₂-Minderung*. Berlin: Erich Schmidt, 1999.
- [Fichtner 1999b] Fichtner, W.: *Strategische Optionen der Energieversorger zur CO₂-Minderung: ein Energie- und Stoffflussmodell zur Entscheidungsunterstützung*. Berlin: Erich Schmidt, 1999.
- [Fichtner 2003] Fichtner, W.: *Produktionsmanagement und Nachhaltigkeit - unter besonderer Berücksichtigung industrieller Energieversorgungsstrukturen*. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), 2003.
- [Fichtner et al. 1997] Fichtner, W.; Wietschel, M.; Ardone, A.; Lüth, O.; Schöttle, H.; Rentz, O.: *Der Einsatz der PERSEUS-Modelle bei umweltpolitischen Fragestellungen*. 11. Internationales Symposium der Gesellschaft für Informatik (GI), 1997.
- [Figge 2000] Figge, F.: *Öko-Rating - Ökologieorientierte Bewertung von Unternehmen*. Berlin, Heidelberg, New York: Springer, 2000.
- [Fischborne et al. 1981] Fischborne, L. G. and Abilok, H.: *MARKAL, a linear-programming Model for Energy System Analysis - Technical Description of the BNL Version*, in: *International Journal of Energy Research* 5/4, 1981, S. 353-375.
- [Fishbone et al. 1981] Fishbone, L. G. and Abilock, H.: *A linear programming model for energy systems analysis: Technical Description of the BNL version*, in: *International Journal of Energy Research* - 5/4, 1981, S. 353-375.
- [Fleury et al. 2002a] Fleury, A.; Fichtner, W.; Rentz, O.: *Entwicklung einer kombinierten Minderungsstrategie für Treibhausgase und die Massenluftschadstoffe SO₂ und NO_x*. Karlsruhe: BWPLUS - Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, 2002.
- [Fleury et al.2002b] Fleury, A., Fichtner, W., and Rentz, O.: *Entwicklung kombinierter Minderungsstrategien für Treibhausgase und die Massenluftschadstoffe SO₂ und NO_x im liberalisierten Strommarkt am Beispiel von Baden-Württemberg*, in: Strecker, S. and Goebelt, M. (Hrsg.): *Liberalisierte Energiemärkte - Strategie, Prognose, Handel - Beiträge der Forschungsgruppe Energiemärkte*, VDI-Verlag, 2002, S. 32-45.
- [Fontaine 2003] Fontaine, N.: *Livre Blanc sur les Energies*. Paris: Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2003.
- [FEES2002] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): *Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland: Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken*, Heidelberg, 2002.
- [Friedrich et al. 1990] Friedrich, R.; Kallenbach, U.; Thöne, E.; Voß, A.; Rogner, H.-H.; Karl, H.-D.: *Externe Kosten der Stromerzeugung*. Frankfurt am Main: Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H - VWEW, 1990.
- [Friedrich et al. 1997] Friedrich, R.; Krewitt, W.: *Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Stromerzeugung - Externe Kosten von Stromerzeugungssystemen*. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 1997.

- [Fritsche et al. 1999] Fritsche, U.; Rausch, L.: *Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS 3.1)*. Darmstadt: Öko-Institut, 1999.
- [Geldermann 1999] Geldermann, J.: *Entwicklung eines multikriteriellen Entscheidungsunterstützungssystems zur integrierten Technikbewertung*. Düsseldorf: VDI Verlag, 1999.
- [Gerdey et al. 2002] Gerdey, H.-J. and Pfaffenberger, W.: *EMS*, in: Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): *Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland: Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken*, Heidelberg, 2002, S. 153-179.
- [Göbelt 2001] Göbelt, M.: *Entwicklung eines Modells für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Markt*. Dissertation, Karlsruhe: 2001.
- [Göttlicher 1999] Göttlicher, G.: *Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken*. Düsseldorf: VDI Verlag, 1999.
- [Götze et al. 1995] Götze U.; Bloesch, J.: *Investitionsrechnung, Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben*, 2. Auflage. Berlin: Springer Verlag, 1995.
- [Grill 2000] Grill, K.-D.: *Protokoll der 9. Sitzung der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung" - "Konkretisierung und Operationalisierung des Leitbildes Nachhaltige Entwicklung für das Aktivitätsfeld Energie"*. Berlin: Deutscher Bundestag, 2000.
- [Grobbe 1999] Grobbe, C.: *Competition in Electricity Generation in Germany and Neighbouring Countries from a System Dynamics Perspective : Outlook until 2012*. Frankfurt am Main: Peter Lang, 1999.
- [Groscurth et al. 1995] Groscurth, H. M. and Schweiker, A.: *Contribution of Computer Models to Solving the Energy Problem*, in: *Energy Sources*, 1995, S. 161-177.
- [Gutenberg 1958] Gutenberg, E.: *Einführung in die Betriebswirtschaftslehre*. Wiesbaden: Betriebswirtschaftlicher Verlag Dr. Th. Gabler, 1958.
- [Hampicke 1992] Hampicke, U.: *Ökologische Ökonomie: Individuum und Natur in der Neoklassik*. Opladen: Westdeutscher Verlag, 1992.
- [Hanusch 1987] Hanusch, H.: *Nutzen-Kosten-Analyse*. München: Vahlen, 1987.
- [Harborth 1991] Harborth, H. J.: *Dauerhafte Entwicklung statt globaler Umweltzerstörung*. Berlin: 1991.
- [Hauenstein 1999] Hauenstein, W.; Vouillamoz, J.; Bonvin, J.-M.; Wiederkehr, B.: *Externe Effekte der Wasserkraftnutzung*. Baden: Schweizerischer Wasserkraftsverband, 1999.
- [Hautau et al.] Hautau, H. ; Lorenzen, U. ; Sander, D.; Bertram, M.: *Monetäre Bewertungsansätze von Umweltbelastungen*. Wirtschaftspolitische Studien; 73, Göttingen: Vandenhoeck u. Ruprecht, 1987.
- [Hediger 1999] Hediger, W.: *Integrating sustainability in energy policy modelling*, in: *International Journal of Global Energy Issues*, Volume 12, 1999, S. 1-14
- [Heinz 1980] Heinz, I.: *Volkswirtschaftliche Kosten durch Luftverunreinigungen*, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, IFU-Werkstattreihe, H. 4, Dortmund, 1980.
- [Heinz 2001] Heinz, A.: *Vergleich von Energiesystemen auf Basis biogener und fossiler Energieträger hinsichtlich oekologischer Kriterien*. Wien: Institut für Verfahrens-, Brennstoff- und Umwelttechnik - Technische Universität Wien, 2001.

- [Henning 1999] Henning, D.: *Optimisation of Local and National Energy Systems*. Linköping: Institute of Technology (Linköpings Universitet), 1999.
- [Hertin et. al 2001] Hertin, J.; Berkhout, F.; Moll, S.; Schepelmann, P.: *Indicators for Monitoring Integration of Environment and Sustainable Development in Enterprise Policy*. Brighton: Science and Technology Policy Research - University of Sussex, 2001.
- [Hicks 1939] Hicks, J. R.: *Value and Capital, 2nd. ed.* New York: Oxford University Press, 1939.
- [Hillerbrand 1998] Hillerbrand, M. G.: *Schlüsselkriterien für eine nachhaltige Energieversorgung*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 48, 1998, S. 429-495.
- [Hohmeyer 1989] Hohmeyer, O.: *Soziale Kosten des Energieverbrauchs : externe Effekte des Elektrizitätsverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland*. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 1989.
- [Hohmeyer et al. 1991] Hohmeyer, O.; Ottinger, R. L. Hrsg: *External Environmental Costs of Electric Power - Analysis and Internalization*. Berlin - Heidelberg: Springer Verlag, 1991.
- [Hoster 1996] Hoster, F.: *Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft: ein Ansatz zur Analyse ordnungs- und umweltpolitischer Instrumente in der Elektrizitätswirtschaft*. München: Oldenbourg, 1996.
- [Hunhammar 1996] Hunhammar, S.: *To Operationalise Sustainable Development with Top-down and Bottom-up Approaches*, in: Smith, P. and Tenner, A. (Hrsg.): *Dimensions of Sustainability*, Baden-Baden, 1996, S. 256.
- [Hwang et al. 1979] Hwang, C.-L.; Yoon, K.: *Multitple Attribute Decision Making, Methods and Applications. A State of the Art Survey*, Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems. Berlin: Springer Verlag, 1979.
- [IAEA 1995] International Atomic Energy Agency (IAEA): *The DECADES Software Package (DECPAC), Volume 1: Overview and General Description of Design an Functions, DECADES 07*. Wien: IAEA, 1995.
- [IAEA 2001] International Atomic Energy Agency (IAEA): *Indicators for Sustainable Energy Development*. Vienna: IAEA, 2001.
- [IEA 1992] International Energy Agency (IEA): *Greenhouse Gas R & D Programme - "Greenhouse Gas Emissions from Power Stations"*. International Energy Agency, 1992.
- [IEA 1997] International Energy Agency (IEA): *The Link between Energy and Human Activity*. Paris: OECD/IEA, 1997.
- [IEA 1998] International Energy Agency (IEA): *Mapping the Energy Future: Energy Modelling and Climate Change Policy*. Paris: OECD/IEA, 1998.
- [IEA 2000] International Energy Agency (IEA): *World Energy Outlook*. Paris: 2000.
- [IEA 2002] International Energy Agency (IEA): *World Energy Outlook 2002*. Paris: 2002.
- [Ignizio 1985] Ignizio, J.: *Introduction to Linear Goal Programming*. Beverly Hills, California: Sage, 1985.
- [IIASA 1992] International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA): *A Comparative Assessment of different Options to Reduce CO₂ Emissions*, WP-92-27, Laxenburg, Austria, 1992.
- [IKARUS 2001] Niedermeier, R., Mayr, R., Saller, A., Arndt, U., Wedler, C.: *IKARUS Retrievalsystem - Version 3.2.*, 2001.

- [IPTS 2000] Institute for Prospective Technological Studies (IPTS): *Preliminary Analysis of the Implementation of an EU-wide Permit Trading Scheme on CO₂ Emissions Abatement Costs: Results from the POLES model, Paper, : IPTS 2000*. Sevilla: IPTS, 2000.
- [IPCC 2001a] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): *Climate Change 2001: The Scientific Basis*. Cambridge: Cambridge University Press, 2001.
- [IPCC 2001b] IPCC: *Third Assessment Report - Summary for Policy Makers*. Geneva: IPCC, 2001.
- [IUVT 2003] Institut für Umweltverfahrenstechnik: *Wasser Wissen - Das Internetportal für Wasser und Abwasser*. Bremen: Institut für Umweltverfahrenstechnik - Universität Bremen, 2003.
- [Jilek et al. 2001] Jilek, W.; Karner, K.; Rass, A.: *Externe Kosten im Energiebereich - 2. Zwischenbericht - Literaturrecherche*. Graz: LandesEnergieVerein Steiermark, 2001.
- [JO-FR 2000] Parlement Français : *Journal Officiel du 11 février 2000 page 2143 - Loi no 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*. Paris: Gouvernement Français, 2000.
- [Jörissen et al. 2000a] Jörissen, J.; Kopfmüller, J.; Brandl, V.; Paetau, M.: *Ein integratives Konzept nachhaltiger Entwicklung*. Karlsruhe: Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse - Forschungszentrum Karlsruhe, 2000.
- [Jörissen et al.2000b] Jörissen, J., Rink, D., and Kneer, G.: *Nachhaltigkeit und Wissenschaft: Synopse zur Umsetzung des Leitbildes der Nachhaltigkeit in konzeptionellen Studien*, in: Forschungszentrum Karlsruhe (Hrsg.): Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse - TA-Datenbank-Nachrichten, Karlsruhe, 2000, S. 7-13.
- [Jusko et al. 1987] Jusko, M.; Buehring, W.; Cirillo, R.; Hamilton, B.; Macal, C.; Peerenboom, J.; Van Groningen, C.; Wolsko, T.: *Energy and Power Evaluation Program (ENPEP), Documentation and Users' Manual, ANL/EES-TM-317, Vols. 1&2*. Argonne, IL: Argonne National Laboratory, 1987.
- [Kaltschmitt et al. 2002] Kaltschmitt, M.; Nill, M.; Schröder, G.: *Geothermische Stromerzeugung in Deutschland - Projekte und deren energiewirtschaftliche Einordnung*. Leipzig: Institut für Energetik und Umwelt, 2002.
- [Kanatschnig et al. 2004] Kanatschnig, D.; Weber, G.: *Nachhaltige Raumentwicklung in Österreich*. Wien: Österreichisches Institut für Nachhaltige Entwicklung, 2004.
- [Kapp 1950] Kapp, K.W.: *The Social Costs of Private Enterprise*. Harvard University Press, 1950.
- [Keimel 1998] Keimel, H.: *HGF-Verbundprojekt: "Untersuchung zu einem integrativen Konzept nachhaltiger Entwicklung. Bestandsaufnahme, Problemanalyse, Weiterentwicklung"*. Köln: 1998.
- [Kirchgässner 1997] Kirchgässner, G.: *Nachhaltigkeit in der Umweltnutzung: Einige Bemerkungen*, in: Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht - 1/97, 1997.
- [Kirchhoff et al. 1997] Kirchhoff, S., Colby, B. G., and LaFrance, J. T.: *Evaluating the Performance of Benefit Transfer: An Empirical Inquiry* (Hrsg.): Journal of Environmental Economics and Management, 33, 1997, S. 75-93.
- [Kleinpeter 1995] Kleinpeter, M.: *Energy Planning an Policy*. John Wiliey: Chichester, 1995.

- [Kopfmüller et al. 2001] Kopfmüller, J.; Brandl, V.; Jörissen, J. u.a.: *Nachhaltige Entwicklung integrativ betrachtet*. Berlin: Edition Sigma, 2001.
- [Koch et al. 2000] Koch, M.; Harnisch, J.; Patel, M.; Blok, K.: *Systematische Analyse der Eigenschaft von Energiemodellen im Hinblick auf ihre Eignung für möglichst praktische Politik-Beratung zur Fortentwicklung der Klimaschutzstrategie (Forschungsvorhaben des Umweltbundesamtes)*. Köln: ECOFYS, 2000.
- [Korczak 2002] Korczak, D.: *Nachhaltigkeitsindikatoren-Systeme im Vergleich*. München: Institut für Grundlagen- und Programmforschung, 2002.
- [Krcal2003] Krcal, H.-Ch.: *Systemtheoretischer Metaansatz für den Umgang mit Komplexität und Nachhaltigkeit*, in: Leisten, R. and Krcal, H.-Ch. (Hrsg.): *Nachhaltige Unternehmensführung*, Wiesbaden: Gabler Verlag, 2003, S. 3-30.
- [Kreuzberg 1998] Kreuzberg, M.: *Spotpreise und Handelsflüsse auf dem europäischen Strommarkt - Analyse und Simulation*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, H.4/1998, 1998, S. 43-63.
- [Landrain 2000] Landrain, V.: *Coûts échoués relatifs aux dispositifs antipollution des centrales dans le cadre de la libéralisation du marché de l'électricité*. Bruxelles: Centre d'Etudes Economiques et Sociales de l'Environnement, 2000.
- [Li1996] Li, H. L.: *Technical note - An efficient method for solving linear goal programming problems* (Hrsg.): *Journal of Optimization Theory and Application*: Plenum Publishing Corporation, 1996, S. 465-469.
- [Lohner 2002] Lohner, H.: *Portal "Weser Ems Energie"*. Wilhelmshaven: 2002.
- [Lüth 1997] Lüth, O. A.: *Strategien zur Energieversorgung unter Berücksichtigung von Emissionsrestriktionen*. Düsseldorf: VDI Verlag, 1997.
- [Majer 1999] Majer, H.: *Umwelt- und Ressourcenökonomik (Grundlagen der Umweltökonomik)*. Stuttgart: Universität Stuttgart, 1999.
- [Malkina-Pykh 2002] Malkina-Pykh, I. G.; Pykh, Y. A.: *Sustainable energy: Resources, technology and planning*. Southampton, Boston: WIT Press, 2002.
- [Marheineke 2002] Marheineke, T.: *Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken*. Stuttgart: Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2002.
- [Markewitz et al. 1998] Markewitz, P., Nollen, A., and Polklas, T.: *Die Altersstruktur des westdeutschen Kraftwerksparks*, in: *Brennstoff Wärme Kraft*, Jhrg.50 (1998), H.5/6, 1998, S. 38-42.
- [Matten et al.1998] Matten, D. and Wagner, G. R.: *Konzeptionelle Fundierung und Perspektiven des Sustainable Development-Leitbildes*, in: Steinmann, H. and Wagner, G. R. (Hrsg.): *Umwelt und Wirtschaftsethik*, Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 1998
- [Mauch et al. 2001] Mauch consulting, INFRAS Ernst Basler + Partner: *Politik der Nachhaltigen Entwicklung in der Schweiz: Standortbestimmung und Perspektiven. Hauptbericht*. Bern: im Auftrag der Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit (DEZA), 2001.
- [May et al. 2002] May, F.; Gerling, J.; Krull, P.: *"Underground storage of CO₂" - Vorabveröffentlichung auf der Internetseite der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe*. VGB Powertec, 2002.
- [Mayerhofer et al. 1996] Mayerhofer, P.; Friedrich, R.: *Die Schadenkosten der Klimaveränderung - Diskussion vorliegender Abschätzungen* *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 1 / 2, 1996

- [Meadows et al. 1973] Meadows, D.; Zahn, E.; Milling, P.: *Die Grenzen des Wachstums - Bericht des Club of Rome zur Lage der Menschheit*. Reinbek bei Hamburg: Rowohlt Verlag, 1973.
- [Messerli 1994] Messerli, P.: *Nachhaltige Naturnutzung: Diskussionsstand und Versuch einer Bilanz*, in: Bätzing, W. u. H. and Wanner H. (Hrsg.): *Nachhaltige Naturnutzung im Spannungsfeld zwischen komplexer Naturdynamik und gesellschaftlicher Komplexität*, 1994, S. 141-146.
- [Messner et al. 1999] Messner, S. and Strubegger, M.: *Model-based decision support in energy planning*, in: *International Journal of Global Energy Issues*, Vol.12, H.1-6, 1999, S. 196-207.
- [Meyer et al. 1999] Meyer, B.; Bockermann, A.; Ewerhart, G.; Lutz, C.: *Marktkonforme Umweltpolitik*. Heidelberg: Physica-Verlag, 1999.
- [MEFI 2001] Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie: *Les chiffres clés - L'énergie*. Paris : Editions de l'Industrie, 2001.
- [MEFI 2002a] Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie: *La consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable en France. Rapport sur les objectifs indicatifs nationaux à l'horizon 2010*. Paris: 2002.
- [MEFI 2002b] Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie: *Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique - Rapport au Parlement*. Paris: 2002.
- [MEFI 2002c] Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie; Direction Générale de l'Industrie, des Technologies de l'Information et des Postes: *Les consommations d'énergie dans l'industrie en 2001*. Paris: Service des Etudes et des Statistiques Industrielles (SESSI), 2002.
- [MEFI 2002d] Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie: *Politique énergétique française*. Paris: 2002.
- [MEFI 2002e] Observatoire de l'Energie: *L'énergie en France - Repères*. Paris: Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2002e.
- [Ministère de l'Ecologie 2002] Direction des Etudes Economiques et de l'Evaluation Environnementale: *Le transfert de valeur non marchande des biens environnementaux*. Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable, 2002.
- [Moreaux 2003] Moreaux, M.: *Rejets sans effet durable*. Paris: IDEI, 2003.
- [Mourelatou et al. 2002] Mourelatou, A; Smith, I: *Energy and environment in the European Union*. Copenhagen: EEA, 2002.
- [Möst et al. 2003] Möst, D., Fleury, A., Rosen, J., Fichtner, W., Rentz, O.: *Strategische Planung bei Energieversorgungsunternehmen unter Einbezug von Nachhaltigkeitsaspekten und Effekten eines verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien*, in: *Optimierung in der Energieversorgung : Portfolio- und Risikomanagement, Planungsdaten, Investitionsplanung, Anlagenoptimierung, Betriebsplanung - VDI-Berichte 1792*. Würzburg: VDI Verlag, 2003, S. 129–140.
- [Müller-Wenk 2003] Müller-Wenk, R.: *Land Use – The Main Threat to Species*. St. Gallen: Institut für Wirtschaft und Ökologie (IWÖ), Universität St.Gallen, 2003.
- [Niedermeier et al. 1994] Niedermeier, R., Mayr, R., Saller, A.: *Instrumente zur Minderung energiebedingter Klimaemissionen - IKARUS, VDI Berichte*. Stuttgart: 1994.
- [Nowack 1992] Nowack, R.: *CO₂Emissionen aus Steinkohlekraftwerken*. Aachen: Shaker, 1992.
- [Nutzinger et al. 1995] Nutzinger, H. G.; Radke, V.: *Das Konzept der nachhaltigen Wirtschaftsweise*. Marburg Metropolis Verlag: Metropolis Verlag, 1995.

- [Oertel et al. 2001] Oertel, D.; Fischer, T.: *Brennstoffzellentechnologie: Hoffnungsträger für den Klimaschutz*. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 2001.
- [OECD 1998] Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD): *Towards Sustainable Development: environmental Indicators*. Paris: 1998.
- [OECD 2000] Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD): *Towards Sustainable Development: Indicators to Measure Progress - Proceedings of the OECD Rome Conference*. Paris: OECD, 2000.
- [OECD 2001] Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD): *Sustainable Development: Critical Issues*. Paris: OECD, 2001.
- [ONEST 202] Office of Nuclear Energy, Science and Technology: *The Generation IV Roadmap Project, 2002*
- [Ottinger et al. 1990] Ottinger, R. L.; Wooley, D. R.; Robinson, N. A.; Hodas, D.; Babb, S.; Buchanan, S.; Chernick, P.; Caverhill, E.; Krupnick, A.; Harrington, W.; Radin, S.; Fritsche, U.: *Environmental Costs of Electricity*. New York, Oceana Publications, Inc., 1990.
- [Pallard et al. 2002] Pallard, B.; Dujardin, C.; Ruffenach, J.-C.: *Où sont les déchets radioactifs en France? - Recensement élargi des "petits producteurs" - ANDRA, Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs*. Condé-sur-Noireau: Corlet, Imprimeur, S.A., 2002.
- [Pearce et al. 1990] Pearce, D. W.; Turner, R. K: *Economics of Natural Resources and the Environment*. Harvester Wheatsheaf, 1990.
- [Pearman 1990] Pearman, G. I.: *Limiting Greenhouse Effects - Controlling Carbon Dioxide Emissions*. Chichester: John Wiley & Sons, 1990.
- [Pehnt 2002] Pehnt, M.: *Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik*. VDI-Verlag, 2002.
- [Pfaffenberger et al. 2003] Pfaffenberger, W.; Nguyen, K.; Gabriel, J.: *Ermittlung der Arbeitsplätze und Beschäftigungswirkungen im Bereich Erneuerbarer Energien*. Bremen: Bremer Energie Institut, 2003.
- [Pfister et al. 1996] Pfister, G.; Renn, O.: *Ein Indikatorensystem zur Messung einer nachhaltigen Entwicklung in Baden-Württemberg*. Stuttgart: Akademie für Technikfolgenabschätzung, 1996.
- [Pigou 1932] Pigou, A. C. : *The Economics of Welfare*, 4. Aufl., London, 1932.
- [Prognos 1992] Prognos A.G.(Hrsg): *Externe Effekte der Energieversorgung, Versuch einer Identifizierung*. Baden-Baden: Nomos-Verl. Ges., 1992.
- [Prognos 2000] Prognos AG - EW: *Energiereport - Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 2000.
- [Rabl et al. 2001] Rabl, A. and Sparado, J. V.: *Les coûts externes de l'électricité*, in: *Revue de l'Energie*, No.525, 2001, S. 151-163.
- [Radke1998] Radke, V.: *Zum Naturverständnis der Ökonomie*, in: Krohn, W. Hrsg. (Hrsg.): *Tagungsdokumentation: Die Natur der Natur*, Bielefeld: Universität Bielefeld, 1998, S. 156-183.
- [Radke 1999] Radke, V.: *Nachhaltige Entwicklung: Konzept und Indikatoren aus wirtschaftstheoretischer Sicht*. Heidelberg: Physica, 1999.
- [Renn 1996] Renn, O.: *Externe Kosten und nachhaltige Entwicklung*. In: *Externe Kosten von Energieversorgung und Verkehr*. Tagung Stuttgart, 5./6. März 1996 / VDI Gesellschaft Energietechnik - VDI Berichte 1250. Düsseldorf: VDI Verlag, 1996. S.23-38.
- [Renn et al. 1996] Renn, O. and Kastenholz, H.: *Ein regionales Konzept nachhaltiger Entwicklung*, in: *GAIA*, 5, Heft 2, 1996, S. 86-102.

- [Rentz et al. 1990] Rentz, O.; Haasis, H.-D.; Morgenstren, T.; Remmers, J.; Schons, G.: *Optimal Strategies for Reducing Emissions from Energy Conversion and Energy Use in all Countries of the European Community - Forschungsbericht KfK-PEF Nr.72*. 1990.
- [Rentz et al. 1997] Rentz, O.; Wietschel, M.; Ardone, A; Fichtner, W.; Lüth, O.: *Perseus: Modellentwicklungsstand, Anwendungsfälle und Perspektiven*. in: Hake, S. F.; Markewitz, P. (Hrsg.): *Modellinstrumente für CO2-Minderungsstrategien*. Jülich: Forschungszentrum Jülich Zentralbibliothek, 1997, S. 223-240.
- [Rentz et al. 2001a] Rentz, O.; Karl, U.; Peter, H.: *Ermittlung und Evaluierung von Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in Deutschland für die Jahre 1995, 2000 und 2010*. Karlsruhe: Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung (DFIU), Universität Karlsruhe (TH), 2001.
- [Rentz et al. 2001b] Rentz, O.; Karl, U.; Wolff, F.; Dreher, M.; Wietschel, M.: *Energetische Nutzung von Alt- und Restholz in Baden-Württemberg*. Karlsruhe: Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung, Universität Karlsruhe (TH), 2001.
- [Rentz et al. 2002] Rentz, O.; Geldermann, J.; Wenzel, S.; Avci, N.; Joas, R.; Schott, R.; Felbermayer, W.; Pechtl, F.; Mitterwallner, R.: *Vorschlag zu einem Maßnahmenplan zur Reduktion der Emissionen der Ozon-Vorläufersubstanzen NO_x und VOC in Österreich bis 2010; 2002*
- [Rentz et al. 2003] Rentz, O.; van Dijk, A. L.; Sáez, R.: *Green IPPs in Europe - Final Report*. Institute for Industrial Production (IIP) Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe (Germany), Energy Research centre of the Netherlands (ECN) Petten (Netherlands), Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)Madrid (Spain), 2003.
- [RTE 2001] Réseau de Transport de l'Electricité (RTE): *Technical results - French electricity supply industry (excluding overseas territories)*. Paris: 2001.
- [RTE 2002] Réseau de Transport de l'Electricité: *Technical results - French electricity supply industry 2001*. Paris: 2002.
- [RTE 2003] Réseau de Transport de l'Electricité: *Bilan prévisionnel 2006-2015*. Paris La Défense: 2003.
- [RTE 2004] Réseau de Transport d'Electricité (RTE): *Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité: Mission, 2004*
- [Rogall 2002] Rogall, H.: *Neue Umweltökonomie - Ökologische Ökonomie - Ökonomische und ethische Grundlagen der Nachhaltigkeit, Instrumente zu ihrer Durchsetzung*. Opladen: Leske + Budrich, 2002.
- [Romero 1990] Romero, C.: *Handbook of Critical Issues in Goal Programming*. Oxford, England: Pergamon, 1990.
- [Rosen et al.2003] Rosen, J., Möst, D., Fichtner, W., and Rentz, O.: *Use of the PERSEUS models to analyse the effects of large-scale renewable energy production* (Hrsg.): ENVIROINFO - Proceedings, Cottbus: Metropolis-Verlag, 2003, S. 262-269.
- [Saadat et al. 2001] Saadat, A.; Huenges, E.; Hurter, S.; Köhler, S.; Giese, L.; Trautwein, U.: *Nachhaltige Energiegewinnung aus Erdwärme*. Potsdam: GeoForschungsZentrum Potsdam, 2001.
- [Schmitt 1998] Schmitt, D.: *Sustainable Development und Unternehmensführung - unternehmerische Verantwortung in der Folge von Rio*, in: Steinmann, H. and Wagner, G. R. (Hrsg.): *Umwelt und Wirtschaftsethik*, Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 1998, S. 80-92.

- [Schmidt 1999] Schmidt, T.: *Integrierte Bewertung umweltpolitischer Strategien in Europa: Methoden, eine AGE-Modellentwicklung und Simulationsanalysen*. Heidelberg: Physica-Verlag, 1999.
- [Schmitt et al. 2003] Schmidt, K. G.; Leclaire, T.: *Emissionsminderungsmöglichkeiten bei Vorläufersubstanzen von bodennahem Ozon*, Institut für Energie- und Umweltverfahrenstechnik - Institut für Energie- und Umwelttechnik e. V. (IUTA), Universität Duisburg-Essen. 2003.
- [Schubert 1998] Schubert, R.: *Indikatoren für Nachhaltigkeit*, in: Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik, Vol. 134, 1998, S. 391-414.
- [Seebregts et al 2002] Seebregts, A. J., Goldstein, G. A., and Smekens, K.: *Energy/Environmental modeling with the MARKAL family of models*, in: Chamoni, P., Leisten, R., Martin, A., Minnemann, J., and Stadtler, H. (Hrsg.): *Proceedings of the International Conference on Operations Research (OR 2001) - Duisburg, September 3 - 5, 2001*, Heidelberg: Springer, 2002, S. 75-82.
- [Sidler 1998] Sidler, O.: *Etude expérimentale des appareils électroménagers à haute efficacité énergétique placés en situation réelle - Projet ECODROME - Programme SAVE - Commission des Communautés Européennes - Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie*. Felines/Rimandoule: Cabinet Olivier Sidler, 1998.
- [Skovholt 1993] Skovholt, O.: *CO2 Transportation System*, in: *Energy Convers*, 34, 1993, S. 1095-1103.
- [Solow 1974] Solow, R.: *Interegional Equity and Exhaustible Resources*, in: *Review of Economic Studies*, Symposium on the Economics of Exhaustible Resources, 1974, S. 29-45.
- [Söllner 1997] Söllner, F.: *Die Ökologische Ökonomie: Ein neuer Ansatz zur Lösung der Umweltproblematik*, in: *Wirtschaftsdienst*, 77, 1997, S. 423-428.
- [Sparado 1999] Spadaro J.V.: *Quantifying the Effects of Airborne Pollution: Impact Models, Sensitivity Analyses and Applications - Thèse doctorale*. Paris: Ecole des Mines, 1999.
- [Sparado et al. 1998] Sparado, J. V.; Rabl, A.: *External Costs of Energy: Application of the Externe Methodology in France*. Paris: Ecole des Mines de Paris, 1998.
- [Sparado et al. 1999] Spadaro J.V. and Rabl.A.: *Estimates of real Damage from Air Pollution: Site Dependence and Simple Impact Indices for LCA*, in: *International J.of Life Cycle Assessment*.Vol.4 (4), 1999, S. 229-243.
- [Starrmann 2000] Starrmann, F.: *Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland - Analyse und Simulation*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, H.2/2000, 2000, S. 69-102.
- [Steger et al. 2002] Steger, U.: *Nachhaltige Entwicklung und Innovation im Energiebereich*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2002.
- [Thomas et al. 2002] Thomas, S.; Wissner, M.; Kristof, K.; Irrek, W.: *Die vergessene Säule der Energiepolitik - Energieeffizient in dem liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Deutschland - Vorschläge des Wuppertal Instituts*. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2002.
- [UBA 2001] Umweltbundesamt (UBA): *Daten+Fakten - Luftemissionen*. Berlin: Umweltbundesamt, 2001.
- [UNCED 1992] United Nations Conference on Environment and Development (UNCED): *Agenda 21*. Bonn: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 1992.

- [UCTE 2001] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE): *Statistical Yearbook 2001*. Brussels: Union for the co-ordination of transmission of electricity (UCTE), 2001.
- [United Nations 2001] United Nations - Division for Sustainable Development: *Indicators of sustainable development - Guidelines and methodology*, 2001.
- [UNFCCC 1997] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC): *Kyoto protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. New York: 1997.
- [UNFCCC 2001] United Nations: *United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol (UNFCCC)*, 2001.
- [UN/ECE 1979] United Nations Economic Convention for Europe (UN/ECE): *Convention on Long-range Transboundary Air Pollution*. 1979.
- [UIC 2003] Uranium Information Centre Ltd: *French Nuclear Power Program - Briefing Paper 28*. Melbourne: 2003.
- [van der Voort et al. 1984] Van der Voort, E.; Donni, E.; Thonet, C.; Bois D'Enghien, E.; Dechamps, C.; Guilmot, J. F.: *Energy Supply Modelling Package, EFOM-12C Mark I, Mathematical Description*. Louvain-La-Neuve: 1984.
- [van Soest et al 1998] van Soest, J. P.; Sas, H.; de Wit, G.: *Apples, Orange and Environment, Prioritizing Environmental Measures on the Basis of their Cost-Effectiveness*. Delft: Center for Energy Conservation and Environmental Technology, 1998.
- [VDI 1996] VDI-Gesellschaft Energietechnik : *Externe Kosten von Energieversorgung und Verkehr*. Tagung Stuttgart, 5./6. März 1996 / VDI Gesellschaft Energietechnik - VDI Berichte 1250 – Verein Deutscher Ingenieure – Düsseldorf: VDI Verlag, 1996
- [VDI 1988] VDI-Gesellschaft Energietechnik: *Rauchgasreinigung – SO₂/NO_x: ökologische, wirtschaftliche und technische Aspekte* – Tagung Hannover, 24. und 25. Februar 1988 Bericht 667– Verein Deutscher Ingenieure – Düsseldorf: VDI Verlag, 1988.
- [von Carlowitz 1713] von Carlowitz, H. C.: *Sylvicultura Oeconomica*, 1713.
- [Vornholz 1995] Vornholz, G.: *Die ökologischen Ziele im Sustainable-Development-Konzept - Eine ökologisch tragfähige Entwicklung*, in: Nutzinger, H. G. (Hrsg.): *Nachhaltige Wirtschaftsweise und Energieversorgung - Konzepte, Bedingungen, Ansatzpunkte*, Marburg, 1995, S. 81-116.
- [Vornholz 1997] Vornholz, G.: *Die neue Sicht der Nachhaltigkeit und die neoklassische Ressourcen- und Umweltökonomie*, in: *Ökonomie und Gesellschaft* (Hrsg.): *Jahrbuch 14: Nachhaltigkeit in der ökonomischen Theorie*, 1997, S. 19-45.
- [Voß 1996] Voß, A.: *Rückblick auf und Einordnung von acht Jahren Diskussion zum Thema "Externe Kosten"*. In: *Externe Kosten von Energieversorgung und Verkehr*. Tagung Stuttgart, 5./6. März 1996 / VDI Gesellschaft Energietechnik - VDI Berichte 1250. Düsseldorf: VDI Verlag, 1996. S.1-6.
- [Voß 2000] Voß, A.: *Nachhaltige Energieversorgung - Konkretisierung eines Leitbilds* (Hrsg.): *Energie und nachhaltige Entwicklung - Beiträge zur Zukunft der Energieversorgung*, Düsseldorf: VDI, 2000.
- [Vögele 2000] Vögele, S.: *DIOGENES - Ein gesamtwirtschaftliches Modell zur Analyse von Energie- und Umweltpolitiken*, *Berichte des FZJ 3819*. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2000.
- [Wacker 1998] Wacker, H.: *Ressourcenökonomik*. München: Oldenburg, 1998.

- [Walter et al. 2001] Walter, F.; Gubler, F.; Brodmann, U.; Heer, L.: *Nachhaltigkeit: Kriterien und Indikatoren für den Energiebereich*. Bern: Bundesamt für Energie, 2001.
- [WCED 1987] World Commission on Environment and Development (WCDE): *Our Common Future*. Oxford: Oxford University Press, 1987.
- [Wiesmeth 2003] Wiesmeth, H.: *Umweltökonomie*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2003.
- [Wietschel 2000] Wietschel, M.: *Produktion und Energie: Planung und Steuerung industrieller Energie- und Stoffströme*. 2000.
- [Wietschel et al.1997] Wietschel, M., Rentz, O., Ardone, A., Fichtner, W., Lüth, O., and Schöttle, H.: *PERSEUS: Modellentwicklungsstand, Anwendungsfälle und Perspektiven*, in: Hake, J.-Fr. and Markewitz, P. (Hrsg.): *Modellinstrumente für CO₂-Minderungsstrategien*, Jülich: Forschungszentrum Jülich, 1997, S. 223-240.
- [WM-BW 2001] Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg: *Windfibel - Windenergienutzung - Technik, Planung, Genehmigung*. Stuttgart: 2001.
- [WBGU 2003] Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU): *Welt im Wandel - Energiewende zur Nachhaltigkeit*. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag, 2003.
- [Zhang et al. 2004] Zhang, Z. and Folmer, H.: *Economic Modelling Approaches to Cost Estimates for the Control of Carbon Dioxide Emissions*, in: *Energy Economics*, Vol. 20, 2004, S. 101-120.
- [Zimmermann et al. 1991] Zimmermann, H.J.; Gutsche, L.: *Multi-Criteria Analyse*. Heidelberg: Springer, 1991

14 Glossar

| | |
|------------------|--|
| ADEME | Agence Départementale pour l'Environnement et la Maîtrise de l'Energie |
| a | Jahr |
| BIP | Bruttoinlandprodukt |
| CH ₄ | Methan |
| CO ₂ | Kohlendioxid |
| DOM | Département d'Outre-Mer |
| DSD | Division for Sustainable Development |
| DWR | Druckwasserreaktor |
| EEA | Europäische Energieagentur |
| EPR | European Pressurized Reactor |
| EU | Europäische Union |
| FGD | Flue Gas Desulfuration |
| GuD | Gas- und Dampfkraftwerk |
| GW | Giga Watt |
| IAEA | International Agency for Atomic |
| IEA | International Energy Agency |
| IGCC | Integrated Gasification Combined Cycle |
| IIP | Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion |
| IPCC | Intergovernmental Panel on Climate Change |
| k | Kilo |
| kW | Kilo Watt |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| Mio. | Millionen |
| MW | Mega Watt |
| N ₂ O | Dickstoffoxid |
| NEC | National Emission Ceilings |
| NO ₂ | Stickstoffdioxid |
| NO _x | Stickstoffoxid und -dioxid |
| OECD | Organisation for Economic Co-operation and Development |
| PJ | Peta Joule |
| SCR | Selective Catalytic Reduction |
| SNCR | Selective Non Catalytic Reduction |
| SO ₃ | Schwefeltrioxid |
| SO ₂ | Schwefeldioxid |
| SO _x | Schwefeloxide (SO ₂ und SO ₃) |
| t | Tonne |
| THG | Treibhausgas |

| | |
|-------|--|
| TJ | Terra Joule |
| TWh | Terra Watt Stunden |
| UNECE | United Nation Economic Commission for Europe |
| UNFCC | United Nations Framework Convention Climate Change |
| VOC | Volatil Organic Coumpounds |
| WFGD | Wet Flue Gas Desulfuration |
| WSSD | World Summit on Sustainable Development |

15 Anhang

15.1 Anhang 1: Externe Kosten für Frankreich

Die Tabelle 57 zeigt Schadenkosten von emittierten Schadstoffen für Frankreich, die im Rahmen von [Rabl et al 2001] teilweise im Rahmen des ExternE-Projektes berechnet wurden.

Tabelle 57: Schadenkosten pro kg emittierter Schadstoff in Frankreich (typische Bedingungen einer Großfeuerungsanlage in Frankreich, Schornsteinhöhe = 100 m)²⁹⁵

| Schadstoff (Wirkungsmodus) | Kosten ^a , Euro/kg | Bemerkung |
|--|-------------------------------|--|
| PM10 (primär) | 15,4 | Gesundheit |
| SO ₂ (primär und sekundäre via Sulfate) | 10,5 | 0,3 Euro/kg Ernten und Materialien (primär), 0,3 Euro/kg Gesundheit (primär), 9,9 Euro /kg Gesundheit (via Sulfate) |
| NO _x (als NO ₂) (sekundäre via Nitrate and via O ₃) | 16,0 | 14,5 Euro /kg Gesundheit (via Nitrates), 1,15 Euro /kg Gesundheit (via O ₃), 0,35 Euro/kg Ernten (via O ₃) |
| As (primär) | 171 | Krebserzeugend |
| Cd (primär) | 20,9 | Krebserzeugend |
| Cr (primär) | 140 | Krebserzeugend |
| Ni (primär) | 2,9 | Krebserzeugend |
| CO ₂ | 0,029 | Erderwärmung |

^a Veränderung gemäß dem Standort der Schadstoffquelle und der Eigenschaften des Schornsteins und Rauchgases (Höhe, Temperatur und Geschwindigkeit des Rauchgases): Keine Veränderung für das CO₂; geringe Veränderung für die sekundären Schadstoffe: Faktor von 0,7 bis 1,4; große Veränderung für die primären Schadstoffe: Faktor von "0,6 bis 3 je nach Schornsteineigenschaften und Faktor von 0,5 bis 6 je nach Standort.

15.2 Anhang 2: Nachhaltigkeitsziele der Deutschen Regierung im Energiesektor

Die Arbeitsergebnisse der früheren Enquete-Kommissionen des Deutschen Bundestages „Schutz des Menschen und der Umwelt“²⁹⁶ zeigen, dass der Energiepolitik eine wichtige Rolle innerhalb der nachhaltigen Entwicklung zukommt. Am 17. Februar 2000 ist im Rahmen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“²⁹⁷ das Arbeitsprogramm mit den folgenden für den Energiesektor spezifischen Schwerpunkten definiert worden :

- Verständigung über Nachhaltigkeitsziele und -regeln für den Energiebereich,
- Globale, europäische und nationale Situationsanalyse und Perspektiven,

²⁹⁵ [Sparado et al. 1999]

²⁹⁶ [Enquete 1998a]

²⁹⁷ [Enquete 2002]

- Analyse der verschiedenen Optionen und Potenziale der künftigen Energieversorgung und -nutzung im Hinblick auf Nachhaltigkeit,
- Analyse von Instrumenten und Handlungsmöglichkeiten für eine nachhaltige Energieversorgung,
- Energieszenarien - Ausgestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung Deutschlands im europäischen und globalen Kontext.

Im Rahmen der Enquete-Kommission [Enquete 2002, S. 18] hat sich der Deutsche Bundestag folgende Ziele gesetzt:

- Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität um 3 % pro Jahr in den nächsten 20 Jahren,
- Minderung der nationalen Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020,
- Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien um den Faktor 4 bis zum Jahr 2020 und die Ausweitung des Einsatzes erneuerbarer Primärenergien um den Faktor 3,5 bis zum Jahr 2020,
- Erhöhung des Stromaufkommens aus KWK um den Faktor 2 bis 2010 und um den Faktor 3 bis 2020,
- Absenkung des durchschnittlichen spezifischen Endenergieverbrauchs neu sanierter Altbauwohnungen auf 50 kWh/m² bis 2020,
- Absenkung des Flottenverbrauchs neu zugelassener PKW bis 2020 auf 3,5 bis 4 Liter je 100 km,
- Erhöhung der Aufwendung für Forschung und Entwicklung für den nicht-nuklearen Energiebereich um mindestens 30 % bei gleichzeitiger Ausrichtung der Forschungsprogramme auf nachhaltige Technologien,
- Erreichen bzw. Erhalt der weltweiten Spitzenstellung bei Forschung und Entwicklung in Bezug auf energiesparende Technologien und erneuerbare Energieerzeugungstechnologien sowie
- Konsequente Steigerung des Volumens für Technologien der umweltschonenden Energieerzeugung und –einsparung im Bereich der Entwicklungszusammenarbeit.

Lebenslauf

| | |
|----------------------------|--|
| Name | Aurélie Fleury |
| geboren | 26.11.1975 in Clermont-Ferrand (Frankreich) |
| Staatsangehörigkeit | französisch |
| Familienstand | ledig |
| Schulbildung | 1980–1986 Grundschule, Corent, Frankreich |
| | 1986–1990 Collège Jean Rostand, Les Martres de Veyre, Frankreich |
| | 1990-1993 Lycée Jeanne d'Arc, Clermont-Ferrand, Frankreich |
| | 06/1993 Schulabschluss: Abitur |
| Studium | 09/93–06/98 Studium des Energiewesens und der Verfahrenstechnik am Institut National des Sciences Appliquées, Lyon, Frankreich |
| | 06/98 Hochschulabschluss: Diplom-Ingenieur (Energiewesen und Verfahrenstechnik) |
| Beruf | 11/98-02/01 Projektingenieurin, Thermoselect S.A. Fondotoce-Verbania, Italien; Locarno, Schweiz |
| | Seit 03/01 Wissenschaftliche Angestellte am Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung (DFIU), Universität Karlsruhe (TH), Deutschland |

Karlsruhe, den 22.03.2005