

# Langfristige Szenarien der gesellschaftlich optimalen Stromversorgung der Zukunft

R. Haas, C. Redl

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**58/2009**

## **Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

# Langfristige Szenarien der gesellschaftlich optimalen Stromversorgung der Zukunft

Dr. Reinhard Haas, DI Christian Redl, DI Andreas Müller  
TU-Wien, Institut für Elektrische Anlagen und  
Energiewirtschaft (EEG)

Prof. Dr. Georg Erdmann, DI Niels Ehlers  
Institut für Energiesysteme, TU Berlin

Dr. Claus Barthel  
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie

Dr. Claus Huber, Dr. Thomas Faber  
EGL Austria GmbH

Wien, Juni 2009

**Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie**



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage [www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at](http://www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at) und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula  
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



## Inhalt

Kurzfassung .....	8
Abstract .....	9
Zusammenfassung.....	10
Summary .....	15
1 Einleitung .....	20
1.1 Ausgangssituation .....	20
1.2 Zentrale Fragestellung.....	21
1.3 Aufbau des Berichtes .....	21
2 Methodische Vorgangsweise .....	22
2.1 Datengrundlage .....	25
3 Exogene Effekte der Strommarktentwicklung .....	26
3.1 Rahmenbedingungen und Liberalisierung.....	27
3.1.1 Eigentumsrechtliche Entflechtung .....	27
3.1.2 Unabhängiger Netzbetreiber.....	28
3.2 Der österreichische Markt.....	29
3.3 Effekte des Emissionshandels.....	30
3.3.1 Grundlagen .....	31
3.3.2 Die erste Handelsperiode 2005-2007 .....	32
3.3.3 Neue Instrumente: CDM/JI .....	35
3.3.4 Zweite Handelsperiode 2008-2012.....	36
3.3.5 Weitere Gestaltung des Emissionshandels .....	43
3.4 Großhandelsmärkte und Preise.....	44
3.4.1 Preisbildungskonzepte.....	45
3.4.2 Marktmacht.....	47
4 „Stromzukunft“-Szenarien .....	54
4.1 Stromnachfrageszenarien .....	57
4.2 Primärenergiepreisentwicklung .....	57
4.3 Preisszenarien für CO <sub>2</sub> -Emissionszertifikate .....	58
4.4 Entwicklung der Großhandelsmärkte.....	59
5 Stromerzeugungstechnologien .....	63
5.1 Fossil befeuerte Großkraftwerkstechnologien .....	64
5.2 Windenergie .....	65
5.3 Biomasse- und Biogastechnologien .....	68
5.4 Fotovoltaische Stromerzeugung.....	69
5.5 Wasserkraft .....	70
6 Verbraucherseitige Maßnahmen.....	73

6.1	Einführung in die Problematik Endenergieeffizienz .....	73
6.1.1	Bedeutung der Energieeffizienz im Kontext der Energie- und Klimapolitik.....	73
6.1.2	Einsparpotenziale .....	74
6.1.3	Hemmnisse für die Erschließung der Effizienzpotenziale.....	76
6.1.4	Politikinstrumente zur Erschließung der Effizienzpotenziale .....	79
6.1.5	Internationale Referenzbeispiele .....	84
6.2	Modellierung verbraucherseitiger Maßnahmen .....	87
6.2.1	DSM-Modellierung in <i>GreenNet</i> .....	87
6.3	Energieeffizienz – Modellergebnisse „Stromzukunft“ .....	89
6.3.1	Referenzszenario inkl. DSM-Maßnahmen.....	90
6.3.2	CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario inkl. DSM-Maßnahmen.....	91
6.3.3	Maximalszenario.....	92
7	Netze.....	94
7.1	Analyse des Substanzwertes der Übertragungs- und Verteilnetze .....	94
7.1.1	Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten .....	98
7.2	Auswirkungen von Erzeugungstechnologien auf die Netzsituation .....	100
7.2.1	Herausforderungen dezentraler Erzeugung im Kontext der Verteilnetzregulierung 101	
7.2.2	Auswirkungen der Windeinspeisung auf die Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks .....	103
7.2.3	Netz Aspekte der Nutzung erneuerbarer Energieträger.....	105
7.2.4	Unsicherheiten der Verfügbarkeit .....	106
7.2.5	Stromausfallkosten .....	107
8	“Stromzukunft“-Szenarien: Ergebnisse .....	108
8.1	Referenzszenario .....	108
8.1.1	Referenzszenario inklusive Erneuerbaren-Förderung .....	110
8.2	Effizienz/Erneuerbaren-Szenario.....	114
8.3	CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario .....	119
9	Zusammenfassung der Szenarienanalyse.....	124
10	Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	127
11	Detailangaben in Bezug auf die Ziele der Programmlinie .....	129
11.1	Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung.....	129
11.2	Einbeziehung der Zielgruppen.....	130
11.3	Beschreibung der Umsetzungspotenziale .....	131
11.3.1	Marktpotenzial .....	131
11.3.2	Verbreitungs- bzw. Umsetzungspotenzial .....	131
11.3.3	Potenzial für Demonstrationsvorhaben.....	131
11.4	Weitere Verwendung der erarbeiteten Ergebnisse und Ausblick .....	132



Literaturverzeichnis .....	133
Abbildungsverzeichnis.....	138
Tabellenverzeichnis.....	143
Anhang .....	144
Referenzszenario unter Berücksichtigung nachfrageseitiger Energieeffizienzmaßnahmen .....	144
Effizienzscenario ohne Erneuerbaren-Förderung.....	146
Effizienz/Erneuerbaren/CO2-Reduktionsszenario .....	149

## Kurzfassung

Eine sichere, wirtschaftliche und ökologische Stromversorgung ist eine fundamentale Voraussetzung für die positive gesamtwirtschaftliche Entwicklung Österreichs. Die zentrale Fragestellung dieser Arbeit lautet daher: Wie kann Elektrizität in Österreich optimal (zu geringsten Gesamtkosten), bereitgestellt werden?

Um diese Frage zu beantworten, wird die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft unter unterschiedlichen Umweltzielen und Technologien in drei Szenarien untersucht. In den Szenarien wird dargestellt, welche der untersuchten Technologien bis 2050 unter verschiedenen gesamtwirtschaftlichen, technischen und ökologischen Rahmenbedingungen im Markt vertreten sind.

Die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen basieren auf einem Simulationsmodell, das myopische Investitionsentscheidungen abbildet. Im Modell erfolgt eine schrittweise Minimierung der Gesamtkosten der Bereitstellung von Elektrizität mittels dynamischer Kosten-Potenzial-Kurven unterschiedlicher Erzeugungstechnologien.

In Abhängigkeit der szenarienspezifischen Realisationen der exogenen Parameter und implementierten Politiken werden im Modell die Erzeugungskapazitäten unterschiedlich ausgebaut. Innerhalb der „neuen“ Erneuerbaren zeigen sich für das Jahr 2050 verschiedene Bilder. Bei Fotovoltaik (PV) kommt es in einigen Szenarien zu einem signifikanten Ausbau. In diesen Szenarien stellt PV nach der Wasserkraft die wichtigste Form der erneuerbaren Stromerzeugung dar. Ein hohes Strompreisniveau sowie entsprechende Förderungen sind damit verbunden. Die Windenergie weist in allen Szenarien eine sehr geringe Schwankungsbreite auf. Generell bewegt sie sich nahe oder an der Potenzialgrenze. Im Unterschied dazu ist die Bandbreite der biogenen Stromerzeugung bis 2050 signifikant.

Unsere Analysen zeigen die prominente Rolle der Energieeffizienz zur Erreichung umwelt-, klima- und energiepolitischer Ziele auf. In einem Szenario mit erhöhter Energieeffizienz sowie einer entsprechenden Förderpolitik zur Erschließung der Erneuerbaren-Potenziale kann ab dem Jahr 2040-2045 die gesamte Stromnachfrage regenerativ gedeckt werden. Der Anteil von Erneuerbaren im Strombereich reagiert in allen Szenarien allerdings sensitiv auf den förderpolitischen Rahmen. Zur Erreichung künftiger Klimaziele ist die Dekarbonisierung des Stromsektors eine entscheidende Voraussetzung. Die durchgeführten Analysen zeigen jedoch, dass CO<sub>2</sub>-Preissignale innerhalb der unterstellten bzw. erwarteten CO<sub>2</sub>-Preisspannen, alleine nicht ausreichen, um dies bewerkstelligen zu können. Dieses Ergebnis betont wiederum die entscheidende Rolle der Energie- und Ordnungspolitik zur Erreichung langfristiger Ziele.

Kurz- bis mittelfristig sind die zum Ausbau der Windenergie aufzuwendenden Fördersummen in allen Szenarien gering. Für den langfristigen signifikanten Beitrag Erneuerbarer im Strombereich ist eine mittelfristige Verlagerung des Förderfokus auf die photovoltaische Erzeugung nötig. Für den Verlauf der Förderungen von Bioenergieanlagen sind die Kosten des Primärenergieinputs zu berücksichtigen.

## Abstract

A reasonably secure, economic and ecological electricity supply is an important prerequisite for the development of the Austrian economy. The main objective of this project is therefore to evaluate how electricity can be provided optimally with least total costs for society.

In order to achieve this objective, the deployment of the electricity sector will be analysed in three scenarios including different environmental targets and technology options. The scenarios show which of the analysed alternative technologies respectively corresponding mixes are feasible under certain economic and technological developments.

The conducted analysis is based on a simulation model, which reproduces myopic investment decisions. The methodical approach consists of a stepwise minimisation of the total costs arising from the provision of electricity.

The deployment of the electricity system depends on the scenario-specific realisation of the exogenous parameters. The portfolio of “new” renewables (RES-E) considerably varies between the scenarios for 2050. In some scenarios grid-connected photovoltaic systems (PV) show a significant deployment. In these scenarios PV constitutes the second most important source of RES-E following hydro power. To achieve this, a high electricity price level as well as an appropriate support is necessary. Wind power shows a low range in all scenarios and therefore proves its robustness. In fact, generation from wind power is close to the maximum potential over the whole period. Contrary, the range of power production from bioenergy is significant until 2050.

The carried out analyses emphasise the prominent role of energy efficiency in order to reach environmental and climate targets. In a scenario with increased energy efficiency and ambitious RES-E support policies the electricity demand can be met from 2040-2045 on without CO<sub>2</sub>-emissions. However, the share of RES-E sensitively reacts on changes in the implemented support schemes, whereas a decarbonisation of the electricity sector is a prerequisite in order to achieve long term climate change targets. The analysis shows, that within the modelled CO<sub>2</sub>-price range, these price signals alone do not cause this decarbonisation. This stresses the crucial role of energy and regulatory policy to reach long-term goals.

The deployment of wind power should be of first priority on a short to medium term basis. The necessary support level is low for all scenarios. In the medium term, a shift of the support focus towards PV is necessary to reach a significant long term contribution of renewables in the electricity sector. For the support of bioenergy the running costs of the primary energy input should be considered.

## Zusammenfassung

### Ausgangssituation/Motivation

Eine sichere, wirtschaftliche und ökologische Stromversorgung ist eine fundamentale Voraussetzung für eine positive gesamtwirtschaftliche Entwicklung Österreichs. Da gegenwärtig der Verbrauch allerdings kontinuierlich ansteigt, reduzieren sich die Überkapazitäten aufgrund fehlender Investitionen und Überalterung sowohl bei den Kraftwerken als auch bei den Netzen.

### Inhalte und Zielsetzungen

Die zentrale Fragestellung dieser Arbeit lautet daher: Wie kann Elektrizität – unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Energieeffizienzmaßnahmen – in Österreich optimal (zu geringsten Gesamtkosten) bereitgestellt werden? Um diese Frage zu beantworten, wird die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft unter unterschiedlichen Umweltzielen und Technologien in drei Szenarien untersucht.

### Methodische Vorgehensweise

Die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen basieren auf einem Simulationsmodell, das Investitionsentscheidungen abbildet. Im Modell erfolgt eine schrittweise Minimierung (myopische Optimierung) der Gesamtkosten zur Bereitstellung von Elektrizität mittels dynamischer Kosten-Potenzial-Kurven unterschiedlicher Technologien unter Berücksichtigung wirtschaftlicher nachfrageseitiger Endenergieeffizienzmaßnahmen. Neben den direkten monetären werden auch externe Kosten, abgebildet über CO<sub>2</sub>-Kosten, in die Optimierung miteinbezogen.

Die Investitionsentscheidungen basieren auf einem Vergleich der langfristigen Grenzkosten der unterschiedlichen Technologieoptionen mit dem exogenen Referenzstrompreis. Die langfristigen Grenzkosten setzen sich aus den Kapitalkosten, Wartungs- und Betriebskosten, Brennstoffkosten und externen Kosten zusammen. Der Referenzstrompreis entspricht dem Großhandelspreis im relevanten (mittel-)europäischen Strommarkt.

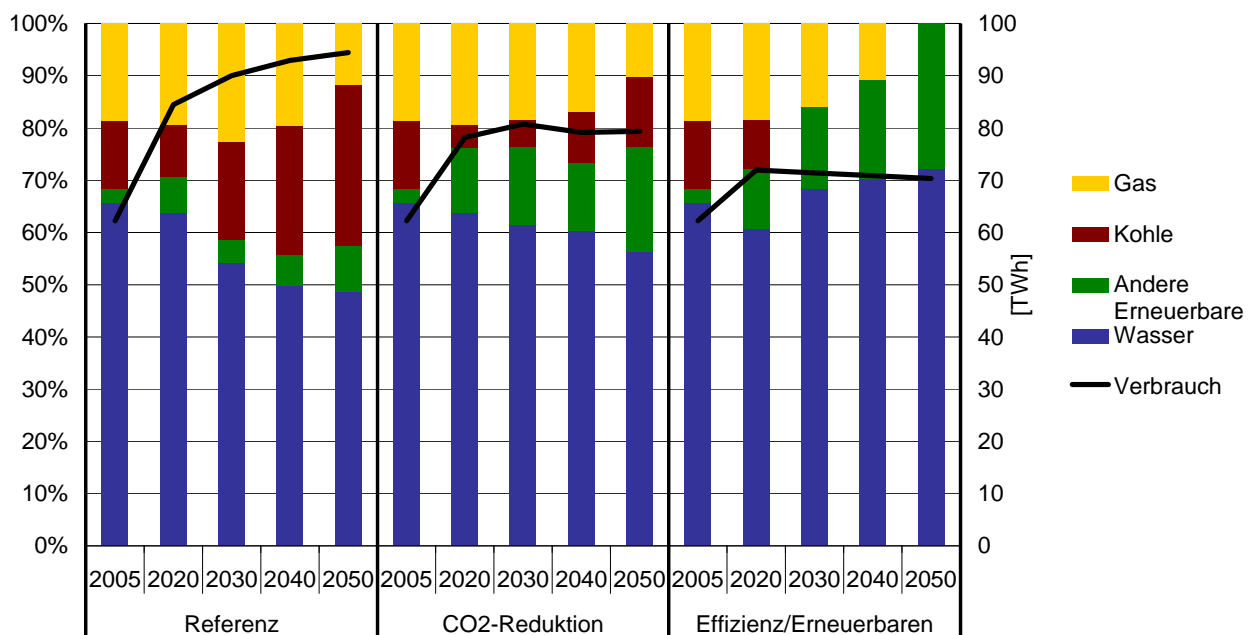
Die im Modell abgebildeten angebotsseitigen Technologieoptionen umfassen:

- Erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD), Steinkohle-Kondensationskraftwerke (SK), *SK-Integrated Gasification Combined Cycle Coal-Kraftwerke (IGCC-SK)*, *SK-Carbon Capture and Storage-Kraftwerke (CCS-SK)*;
- Windkraft
- Fotovoltaik (Dach- und fassadenintegrierte, netzgekoppelte Systeme)
- Biomasse Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien
- Biogas Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien
- Wasserkraft (exogener Ausbau)

## Ergebnisse

Um die zentrale Frage des Projekts zu beantworten, wird die Entwicklung der modellierten Technologien in verschiedenen Szenarien untersucht. In den Szenarien wird dargestellt, welche der untersuchten Technologien bis 2050 unter verschiedenen gesamtwirtschaftlichen und technischen Entwicklungen im Markt vertreten sein werden.

Der von den Hauptszenarien (*Referenzszenario*, *CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario* *Effizienz/Erneuerbaren-Szenario*) aufgespannte Raum kann, innerhalb der Modellgrenzen, als Einhüllende der möglichen Entwicklungen interpretiert werden. Die verschiedenen Entwicklungen in den Szenarien werden durch unterschiedliche Realisationen exogener Parameter und Politiken (Primärenergiepreise, CO<sub>2</sub>-Preise, Stromgroßhandelspreise, Förderung Erneuerbarer, Stromverbrauch) geprägt (siehe Abbildung 1).



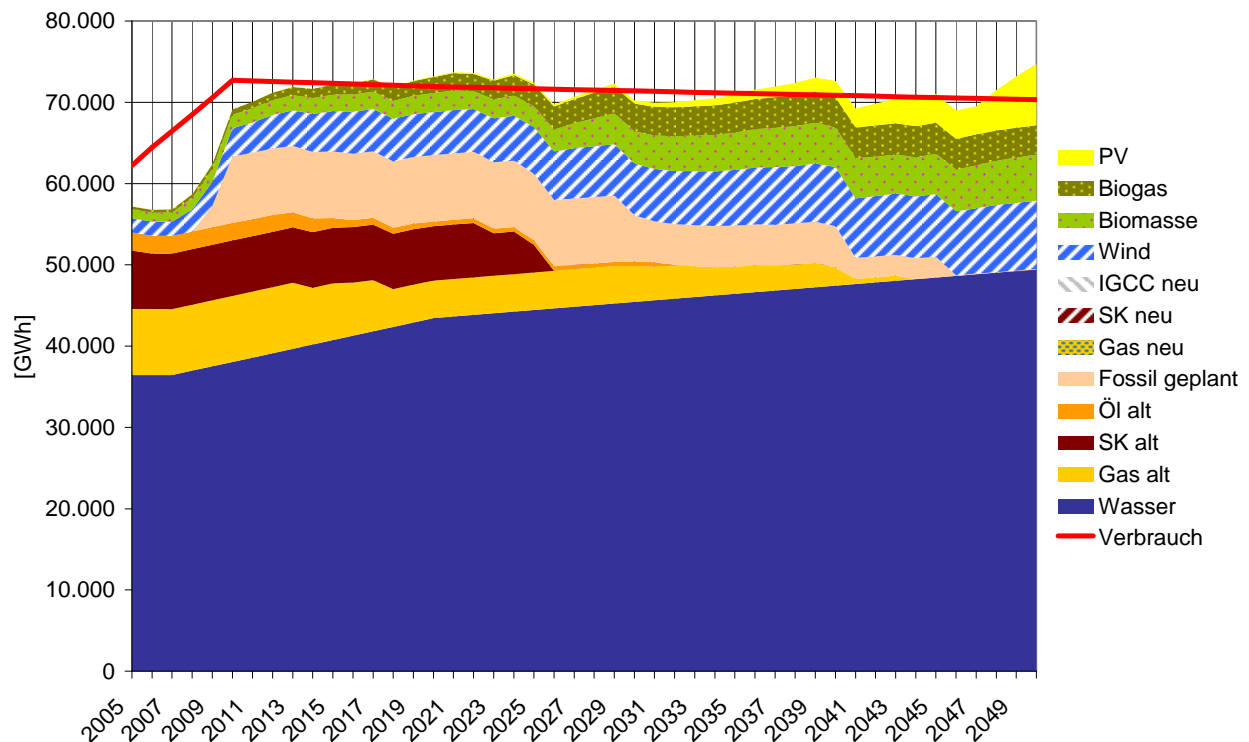
**Abbildung 1. Entwicklung des Anteils der Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung (linke Skala) sowie des Stromverbrauchs (rechte Skala) in den drei Hauptszenarien.**

Im **Referenzszenario** sinkt der Anteil der regenerativen Erzeugung von 68% (2005) auf 57% (2050). Der Großteil der neu errichteten Erzeugungskapazitäten sind Kohlekraftwerke. Die „neuen“ Erneuerbaren (Windkraft, Biomasse, Biogas, Fotovoltaik) entwickeln sich ohne zusätzliche Förderung von 4% im Jahr 2005 auf 8% im Jahr 2050. Lediglich Windstandorte mit hohen Volllaststunden und Biomasse-KWK-Technologien, die auf günstige Rohstofffraktionen zugreifen können, erlangen innerhalb der neuen Erneuerbaren Bedeutung. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors verdoppeln sich bis 2050 gegenüber 2005.

Im **CO<sub>2</sub>-Szenario** stabilisiert sich der Anteil der regenerativen Erzeugung bis 2050 auf 75%. Fossile Großkraftwerke bleiben im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario, das durch globale ambitionierte Klimaschutzziele charakterisiert ist, signifikant vertreten. Die kohlebefeuelten Neubauten stellen ausschließlich Anlagen mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Speicherung dar. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors sinken kontinuierlich und erreichen im Jahr 2050 36% des

Wertes des Jahres 2005. 250 Megatonnen an CO<sub>2</sub> müssen in diesem Szenario unterirdisch gespeichert werden (Das maximale theoretische Speicherpotenzial liegt bei ca. 500 Megatonnen). Die „neuen“ Erneuerbaren erhöhen ihren Anteil an der Stromerzeugung von 4% auf 18% bis 2050. Bis 2020 steigt der Anteil der Windkraft und Bioenergie stark an. Ab 2040 gewinnt vor allem die fotovoltaische Stromerzeugung, aufgrund zunehmender Wirtschaftlichkeit, an Bedeutung.

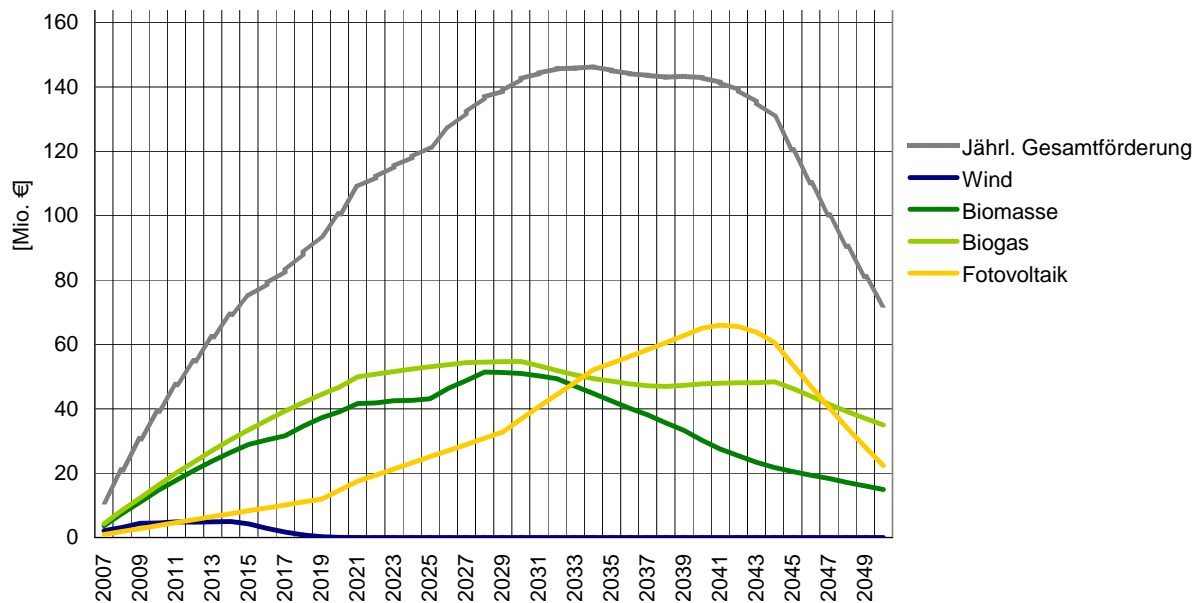
Im **Effizienz/Erneuerbaren-Szenario**<sup>1</sup> steigt der Anteil der regenerativen Erzeugung bis 2040-2045 kontinuierlich auf 100%. Entsprechend sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors auf 0. Die „neuen“ Erneuerbaren erhöhen dank verstärkter Förderung ihren Anteil an der Stromerzeugung auf 31% im Jahr 2050. Bis 2020 steigen der Anteil der Windkraft und der Bioenergie stark an. Ab 2030 verzeichnet vor allem die fotovoltaische Stromerzeugung, aufgrund entsprechender Förderung sowie zunehmender Wirtschaftlichkeit, einen starken Ausbau. Abbildung 2 zeigt den Verlauf von Erzeugung und Verbrauch in diesem Szenario.



**Abbildung 2. Erzeugung und Verbrauch im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario.**

Der jährliche Unterstützungsbedarf für neu installierte „neue“ Erneuerbare steigt bis 2030 auf ca. 145 Mio. EUR/Jahr an, stagniert bis 2040, und sinkt bis 2050 auf ca. 70 Mio. EUR/Jahr. Die Entwicklung der Erzeugungskosten fossiler Referenztechnologien (und damit entsprechend der Marktpreise) sowie die zu erwartenden Kostendegressionen aufgrund technologischer Entwicklung der Erneuerbaren führen zum glockenkurvenartigen Verlauf der jährlichen Fördervolumina (Abbildung 3).

<sup>1</sup> Im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario vollzieht sich ein Wandel des Stromsystems. Es wird daher an dieser Stelle näher beschrieben. Eine ausführliche Darstellung aller Szenarien findet sich in Kapitel 8.



**Abbildung 3. Jährlicher Unterstützungsbedarf für ab 2007 installierte „neue“ Erneuerbare im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario.**

### Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Analysen zeigen die prominente Rolle der Energieeffizienz zur Erreichung umwelt- und klimapolitischer Ziele der österreichischen Energiepolitik auf. Die Bedeutung der Energieeffizienz im Strombereich ist für die zukünftige Entwicklung umso entscheidender, da Elektrizität als Sekundärenergieträger zunehmend zur Bereitstellung von zusätzlichen Energiedienstleistungen verwendet werden wird (z.B. Wärmepumpen, Elektrifizierung des Individualverkehrs).

Wird dieser starke Fokus auf nachfrageseitige Maßnahmen in Kombination mit einer entsprechenden Förderpolitik zur Erschließung der Erneuerbaren-Potenziale gesetzt, kann ab dem Jahr 2040-2045 die gesamte Stromnachfrage erneuerbar gedeckt werden. Die durchgeführte energetische Betrachtung liefert für die unterstellten Preise geringe Zusatzkosten des regenerativen Systems. Der Anteil von Erneuerbaren reagiert in allen Szenarien äußerst sensitiv auf den entsprechenden energie- und förderpolitischen Rahmen. Dies unterstreicht die herausragende Rolle der Energiepolitik zur Erreichung langfristiger Ziele.

Aufgrund ausgeprägter Dezentralität und volatilerer Erzeugung ist ein regeneratives System in Österreich mit Herausforderungen an das Systemdesign und das Systemmanagement verbunden.<sup>2</sup> Die Integration regionaler (Regelenergie-)Märkte, in denen sich geografisch unterschiedliche Windcharakteristika ausgleichen können, sowie ein entsprechender regulatorischer Rahmen, der eine bessere (lastflussbasierte) Netznutzung sowie Anreize zum Netzausbau, einen diskriminierungsfreien Anlageneinsatz, und dessen Steuerbarkeit im Fall starker Leistungsungleichgewichte, ermöglicht, sind notwendig um diese Herausforderungen bewältigen zu können. Bezüglich der Lastabdeckung ist zu beachten, dass der Kapazitätsbeitrag der fluktuierend ins Netz einspeisenden Technologien,

<sup>2</sup> Hier wird die Definition von E-Control (2005) angewandt, in der dezentrale Erzeugung Anlagen umfasst, die an das Mittel- und Niederspannungsnetz (kleiner gleich 30 kV) angeschlossen sind.

im Vergleich zu fossilen und Biomasse-Kraftwerken, geringer ist. Vorteilhaft für Österreich stellt sich das hohe Speicherpotenzial von volatiler Stromerzeugung in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken dar. Für gewisse Lastfälle (z.B. windarme Winterabend-Spitze) kann die Lastabdeckung allerdings ein Problem darstellen.

Das regenerative System des Jahres 2050 unterscheidet sich vom Status quo fundamental. Dieser Systemwechsel kann nur unter entsprechenden politischen Begleitmaßnahmen stattfinden. Neben den erwähnten Förder- und Energieeffizienzpolitiken muss eine Regulierung im Netzbereich etabliert sein, die Investitionsanreize und entsprechende Managementmethoden sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz ermöglicht. Auch im regenerativen System stellen somit Übertragungs- und Verteilnetze wesentliche Bestandteile der Infrastruktur dar. Eine Entwicklung hin zu dezentralen Insellösungen wird nicht stattfinden.

Zur Erreichung künftiger Klimaziele ist die Dekarbonisierung des Stromsektors entscheidend.<sup>3</sup> Unsere Analysen zeigen, dass CO<sub>2</sub>-Preissignale innerhalb der abgebildeten Preisspannen (60 EUR'05/t CO<sub>2</sub> bis 2050) nicht zu einer vollständigen Dekarbonisierung führen. Dies betont die Rolle der Energie- und Ordnungspolitik zur Erreichung langfristiger Ziele.

Aufgrund der günstigen Erzeugungskosten sollte dem Ausbau der Windenergie kurz- bis mittelfristig eine hohe Priorität in der Energiepolitik eingeräumt werden. Der Ausbau hat Auswirkungen auf die Netzsituation, die über die Regulierung der Stromnetze zu berücksichtigen sind. Die Fördersummen liegen in allen Szenarien bei weniger als 6 Mio. Euro/Jahr.

Für den langfristig signifikanten Beitrag Erneuerbarer ist eine Verlagerung des Förderfokus auf die photovoltaische Stromerzeugung notwendig, die nach der Wasserkraft das höchste Erzeugungspotenzial aufweist. Im Fall der Bioenergieverstromung ist die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung Voraussetzung für die Ressourcenschonung. Entscheidend für die Nutzung der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus Bioenergie ist eine entsprechende Wärmeabnahme, die durch geeignete Standortwahl gewährleistet werden kann. Für den dynamischen Verlauf der Förderung sind, im Unterschied zu Windkraft und PV, die laufenden Kosten des Primärenergieinputs zu berücksichtigen.

Für die Schlussfolgerungen gilt, dass die Entwicklung der Nachfrage den zentralen Parameter darstellt, der die (R-)Evolution des Stromversorgungssystems entsprechend vorantreiben kann. Dies ist ein über alle Modellannahmen und Szenarien gültiges Ergebnis. Es gilt zu beachten, dass die Strukturen des Elektrizitätssystems aufgrund langer Vorlaufzeiten und von *Lock-in* Effekten (z.B. hohe Lebensdauer fossiler Kraftwerke), träge reagieren. Rechtzeitiges Agieren ist somit unabdingbar.

---

<sup>3</sup> Die EU verfolgt das Ziel, den Anstieg der globalen Temperatur auf max. 2° C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu beschränken. Dazu müssen globale Emissionen, nach dem Erreichen eines Maximums innerhalb der kommenden 10 Jahre, bis 2050 um zumindest 50% gesenkt werden. Dies bedeutet überproportionale Reduktionen der Industrieländer. Aufgrund der immer wichtigeren Rolle von Strom als Sekundärenergieträger erscheint die Dekarbonisierung des Stromsektors entscheidend.



## Summary

### Motivation

A secure, economic and ecological electricity supply is an important prerequisite for the development of the Austrian economy. However, supply security is decreasing since electricity demand is rising and investments in generation, transmission and distribution capacities are lacking.

### Objective

The main objective of this project is, therefore, to evaluate how electricity can be provided with least total costs taking into account economic energy efficiency measures.

### Methodology

The performed analyses are based on a simulation model, which reproduces investment decisions. The model incrementally minimises the total costs of supplying electricity by means of dynamic cost-resource-curves of different technologies under consideration of economic energy efficiency measures. Besides monetary costs also external CO<sub>2</sub>-costs are part of the optimisation.

The investment decisions are based on a comparison of long run marginal costs of new technologies with the exogenous reference price. The long run marginal costs consist of capital costs, operation and maintenance costs, fuel costs and CO<sub>2</sub>-costs. The reference price is the wholesale market price of electricity in the relevant European electricity market.

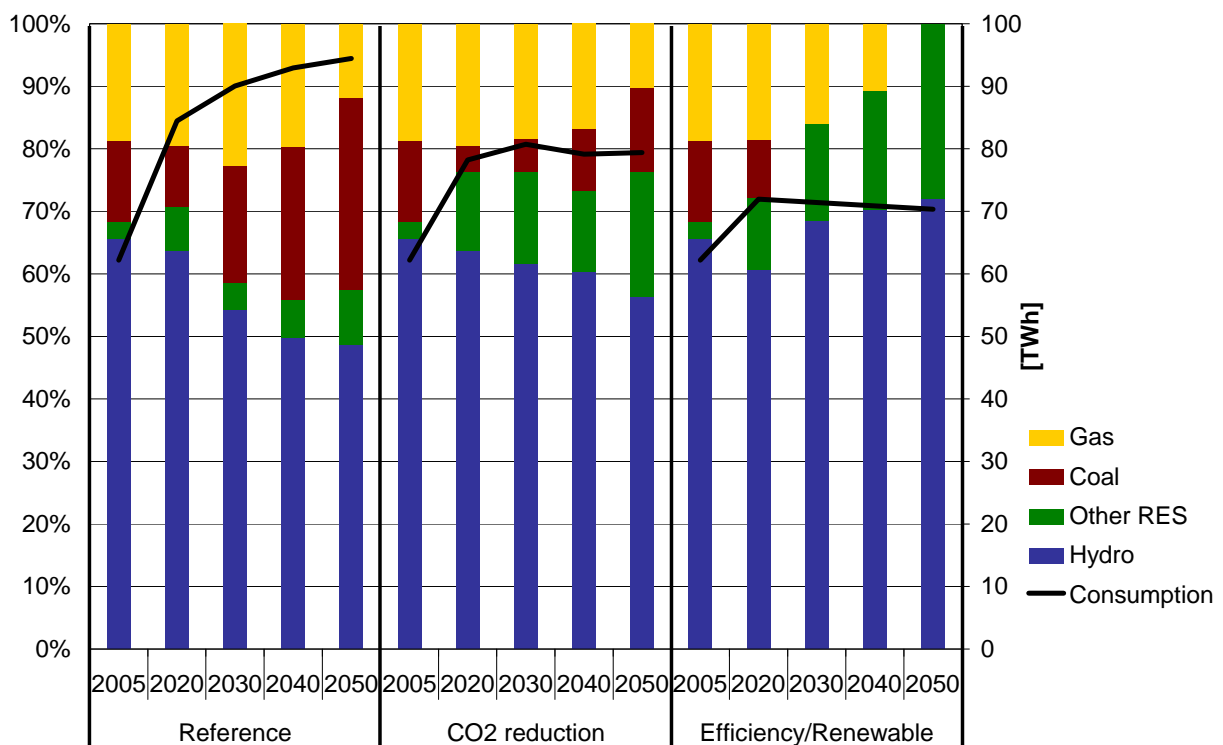
The modelled generation technologies include:

- Natural gas fired combined cycle gas turbine plants (CCGT), Hard coal condensing plants, Hard coal gasification combined cycle plants (IGCC-HC), Hard coal carbon capture and storage plants (CCS-HC);
- Wind power
- Photovoltaics
- Biomass combined heat and power plants
- Biogas combined heat and power
- Hydro power (exogenous deployment)

## Results

In order to achieve the abovementioned objective, the deployment of the modelled technology options in various scenarios will be analysed. The scenarios show which of the technologies respectively their mixes are feasible under certain economic and technological developments.

The main scenarios (Reference Scenario, Efficiency/Renewable-Scenario, CO<sub>2</sub> reduction Scenario) span a range which, within the boundaries of the model, can be interpreted as envelope of the possible development of the electricity system. These developments result from different realisations of the exogenous parameters and policies (primary energy prices, CO<sub>2</sub> prices, electricity prices, support policies for renewables, electricity consumption). Figure 1 summarises the evolution of the Austrian electricity supply system in the main scenarios.



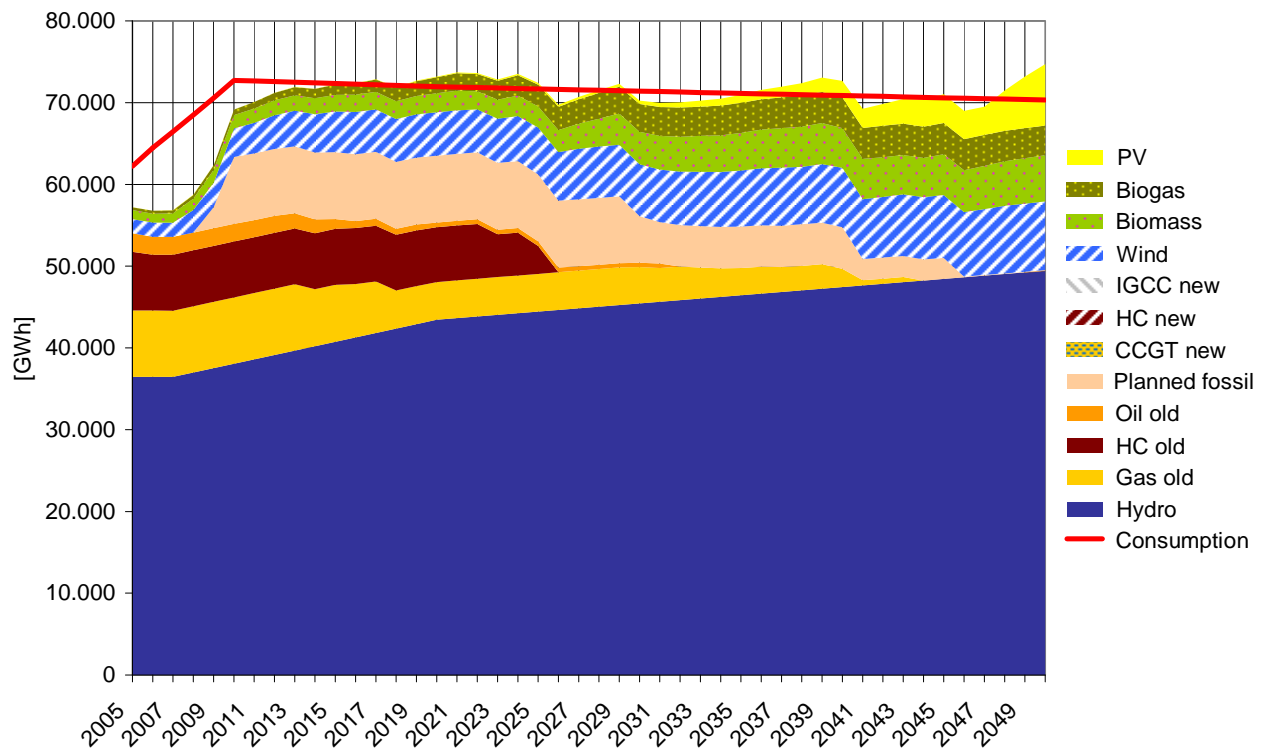
**Figure 1. Evolution of the Austrian electricity supply system in the analysed scenarios (left scale). The development of the corresponding electricity consumption is shown on the right scale.**

The share of renewable generation drops to 57% until 2050 in the **Reference Scenario**. Hard coal plants constitute the majority of newly built generation capacities. The “new” renewables (Wind power, biomass, biogas, photovoltaics) increase their share without support policies from 4% to 8% in 2050. Only wind sites with high full load hours and biomass combined heat and power technologies with cheap feedstock gain importance within the „new“ renewables. The CO<sub>2</sub> emissions of the power sector double until 2050.

The share of renewable generation stabilises at 75% in 2050 in the **CO<sub>2</sub> reduction Scenario**. Although this scenario is characterised by ambitious global climate change

targets, fossil fuelled central generation technologies are a significant part of the generation portfolio. Among hard coal plants, only plants equipped with CCS are built in this scenario. The CO<sub>2</sub> emissions of the power sector reach in 2050 36% of the emissions in 2005.<sup>4</sup> The “new” renewables increase their share in electricity generation from 4% to 18% in 2050. Until 2020 wind power and biomass and biogas technologies show the highest growth rates. From 2040 on photovoltaic electricity generation record high growth rates due to increasing economic viability.

In the **Efficiency/Renewable Scenario** the share of renewable generation rises continuously and reaches 100% in 2040-2045. The “new” renewables increase their share under support schemes to 31% in 2050. Until 2020 wind power and biomass and biogas technologies show the highest growth rates. From 2030 on photovoltaic electricity generation record high growth rates due to the support schemes and increasing economic viability (see Figure 2).



**Figure 2. Electricity generation and demand in the Efficiency/Renewable Scenario.**

The yearly support for “new” renewables increases until 2030 to 145 million Euro per year, stagnates until 2040, and decreases until 2050 to 70 million Euro per year. The development of generation costs of fossil technologies (and corresponding market prices) as well as expected cost depressions due to technological development of the renewables cause a bell-shaped path of the yearly support.

<sup>4</sup> 250 megatons of CO<sub>2</sub> have to be stored underground in this scenario. The maximum theoretical storage potential in Austria is about 500 megatons.

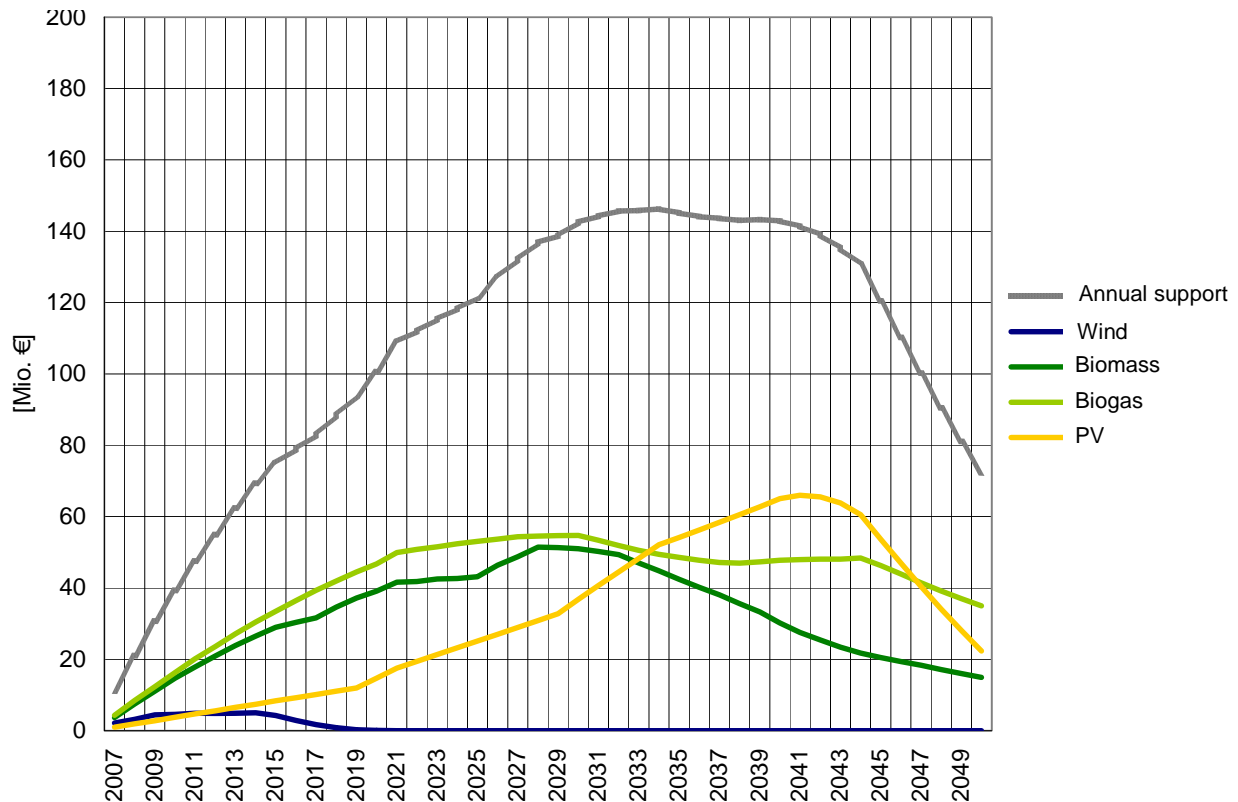


Figure 3. Annual support for “new” renewables in the Efficiency/Renewable Scenario.

## Conclusions

The carried out analyses emphasise the prominent role of energy efficiency in order to reach environmental and climate targets. In a scenario with increased energy efficiency and ambitious RES-E support policies the total electricity demand can be met from 2040-2045 on without CO<sub>2</sub> emissions. According to the modelled energetic consideration the renewable electricity system yields little additional costs. The importance of energy efficiency is amplified given the prospective increasing importance of electricity as secondary energy (e.g. heat pumps, electrified mobility).

A renewable system is due to the volatile and distributed generation challenges the system design and system management. The coupling of regional balancing markets, where geographically different wind characteristics can be offset, as well as an appropriate regulatory framework (load flow based network usage, incentives for grid enforcement and expansion, non discriminatory plant dispatch and its controllability in case of pronounced power imbalances) is necessary to meet these challenges. Clearly, the capacity credit of fluctuating generation technologies is lower compared to fossil and biomass plants, whereas the high amount of (pumped) storage hydro capacity in Austria is advantageous.

The renewable system in 2050 differs from the status quo fundamentally. The change of the system can only take place if accompanying policies are implemented. Besides support schemes for renewables and energy efficiency policies a proper regulation of the network must ensure proper investment incentives and appropriate management methods of the grid (both for transmission and distribution grids). Transmission and distribution networks

constitute essential elements of the infrastructure. A development towards decentralised island systems will not take place.

The decarbonisation of the electricity sector seems to be crucial to reach long term climate targets.<sup>5</sup> However, the performed analyses show that CO<sub>2</sub> price signals, within the modelled range (i.e. 60 EUR'05/t CO<sub>2</sub> by 2050), alone cannot yield a complete decarbonisation. This stresses the importance of energy and regulatory policy to reach long term goals.

The deployment of wind power should be of first priority on a short to medium term basis due to the cheap generation costs. Effects on the network stability have to be considered by an appropriate regulation. The necessary support level is in all scenarios lower than 6 million EUR. In the medium term, a shift of the support focus towards PV is necessary to reach a significant long term contribution of renewables in the electricity sector. For the support of bioenergy the running costs of the feedstock should be considered. The combined generation of heat and power is crucial for economising the use of resources. Hence, only sites with significant heat use should be utilised.

The development of the electricity consumption is the key parameter for the evolution of the electricity system. This result applies for all scenarios. Due to long time lags and lock-in effects, the structure of the electricity system reacts sluggishly. Hence, timely action is indicated.

---

<sup>5</sup> The climate target of the EU is to stabilise the global average temperatures at no higher than 2° C compared to the preindustrial level. To meet this objective, global emissions must be reduced until 2050 by at least 50%. This implies over proportional reductions for industrial countries. Due to the increasing importance of electricity as secondary energy a decarbonisation of the electricity sector seems crucial.

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangssituation

Eine sichere, wirtschaftliche und ökologische Versorgung mit stromspezifischen Energiedienstleistungen ist eine fundamentale Voraussetzung für eine positive gesamtwirtschaftliche Entwicklung Österreichs. Diese Versorgung befindet sich seit der Liberalisierung des europäischen Elektrizitätssektors in einem ausgeprägten Veränderungsprozess. Durch die Liberalisierung wurde aus einer staatlich geregelten und vorausgeplanten Bereitstellung von Strom für die Stromabnehmer ein Markt, auf dem sich Stromkunden – mit allen damit verbundenen Vor- und Nachteilen – ihren Stromversorger frei auswählen können. Dieser Strommarkt funktioniert derzeit im wesentlichen noch vor dem Hintergrund von Überkapazitäten im Bereich von Stromerzeugung und Netz, die in der Vergangenheit unter regulierten Gebietsmonopolen geschaffen wurden, wobei die Investitionen in diese Stromerzeugungs- und Netzkapazitäten von den österreichischen Stromkunden bereits weitgehend abbezahlt wurden. Ein zentrales Merkmal der Liberalisierung bisher ist eine Reduktion der Investitionen auf ein absolutes Minimum. Da der Verbrauch allerdings kontinuierlich ansteigt, reduzieren sich die Überkapazitäten sowohl bei den Kraftwerken als auch bei den Netzen sukzessive.

Verschiedene Publikationen der EU und von Organisationen wie EURELECTRIC oder UCTE halten fest, dass zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit der Ausbau von Übertragungsnetzen und neuen Großkraftwerken von zentraler Bedeutung ist. Ob dieser Weg allerdings tatsächlich zu einer gesamtgesellschaftlich optimalen Versorgungsstruktur führt, bleibt eine offene Frage, da in Bezug auf zwei zentrale Aspekte umfassende Begründungen fehlen:

- einerseits, warum dieser Weg die günstigste Lösung für die Stromkonsumenten darstellt (und nicht dezentrale Erzeugung bzw. nachfrageseitige Effizienzsteigerungen);
- andererseits, welche Anreize für Investitionen im Bereich der grenzüberschreitenden und nationalen Übertragungsnetze für private oder öffentliche Unternehmen bestehen, außer dem Argument, dass Versorgungssicherheit einen gewissen gesamtgesellschaftlichen monetären Wert hat.

Dies führt zur Überlegung, dass die klassische historische Argumentation – der zentrale Ausbau von Großkraftwerken und Übertragungsnetzen führt zur gesellschaftlich optimalen Lösung – zu hinterfragen ist.

Von grundsätzlicher Bedeutung ist, dass nicht Strom per se nachgefragt wird, sondern eine Energiedienstleistung. Diese Dienstleistung (im Folgenden mit S für Service bezeichnet) kann aus einem Mix aus Technologie und Energie bereitgestellt werden. Je effizienter die Umwandlungstechnologie, umso geringer der notwendige Energieeinsatz, um die gleiche Dienstleistung bereitzustellen. Dies lässt sich über den grundsätzlichen Zusammenhang

$$S = E \eta(T)$$

darstellen. In dieser Gleichung wird die Energiedienstleistung  $S$  durch zwei Inputs bereitgestellt: Durch Strom und durch eine Technologie  $T$ , die über ihre Effizienz  $\eta$  definiert ist.

## 1.2 Zentrale Fragestellung

Die zentrale Fragestellung dieser Arbeit lautet daher: ***Wie kann Elektrizität – unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Energieeffizienzmaßnahmen – in Österreich optimal (zu geringsten volkswirtschaftlichen Kosten) bereitgestellt werden?***

Um diese Frage zu beantworten, wird die Entwicklung unterschiedlicher angebots- und nachfrageseitiger Technologie-Kategorien in verschiedenen Szenarien untersucht. Die betrachteten Technologien umfassen i) zentrale Großkraftwerke, ii) dezentrale Stromversorgungssysteme, iii) Übertragungs- und Verteilnetze sowie iv) verbraucherseitige Maßnahmen. In den Szenarien wird dynamisch dargestellt, welche der untersuchten Technologie-Kategorien bis 2050 unter verschiedenen gesamtwirtschaftlichen und technischen Entwicklungen im Markt vertreten sind.

## 1.3 Aufbau des Berichtes

Im nachfolgenden Kapitel 2 werden die angewandten Methoden sowie verwendete Daten und Literatur angegeben. Kapitel 3 bereutet exogene Effekte der (europäischen) Strommarktentwicklung auf. In Kapitel 4 werden die untersuchten „Stromzukunft“-Szenarien vorgestellt. In Kapitel 5 werden die betrachteten Technologien analysiert. Das Kapitel 6 diskutiert verbraucherseitige Energieeffizienzmaßnahmen. In Kapitel 7 wird die Entwicklung der Netzinfrastruktur dargestellt. In Kapitel 8 erfolgt eine Präsentation der Szenarienergebnisse; diese werden in Kapitel 9 zusammengefasst. Kapitel 10 zieht entsprechende Schlüsse aus den Ergebnissen.

## 2 Methodische Vorgangsweise

Die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen basieren auf einem Simulationsmodell, das myopische Investitionsentscheidungen abbildet. Im Modell erfolgt eine schrittweise Minimierung der Gesamtkosten der Bereitstellung von Elektrizität mittels dynamischer Kosten-Potenzial-Kurven unterschiedlicher Technologien unter Berücksichtigung wirtschaftlicher nachfrageseitiger Endenergieeffizienzmaßnahmen. Neben den direkten monetären werden auch die externen Kosten in die Optimierung miteinbezogen. Die Zielfunktion lautet:

$$\text{MIN } (C_{\text{MON},t} + C_{\text{EXT},t})$$

Mit

$$C_{\text{MON},t} = \sum \text{IK}_{i,t} \alpha_{i,t}(z, T) + E_{i,t} p_{i,t}$$

Mit

$p_{i,t}$  ...Strompreis am Spot- oder Terminmarkt

$E_{i,t}$ ...Stromverbrauch

$\text{IK}_{i,t}$ ...Investitionskosten der Erzeugungstechnologien

$\alpha_{i,t}$ ...Annuitätenfaktor

$z$ ...Zinssatz

$T$ ...Abschreibungsdauer

$$C_{\text{EXT},t} = \sum E_{i,t} c_{i,\text{EXT},t}$$

$c_{i,\text{EXT},t}$  ...externe Kosten der Primärenergieträger für die jeweiligen Sektoren

Die Investitionsentscheidungen  $I_t$  basieren auf einem Vergleich der langfristigen Grenzkosten der unterschiedlichen Technologieoptionen mit dem exogenen Referenzpreis. Die langfristigen Grenzkosten setzen sich aus den Kapitalkosten, Wartungs- und Betriebskosten, Brennstoffkosten sowie externen Kosten zusammen. Der Referenzpreis entspricht dem Großhandelspreis im relevanten (mittel-)europäischen Strommarkt:

Wenn

$$c_{j,t} = c_{\text{FIX}} + c_{\text{VAR}} = \frac{\text{IK} \cdot \alpha}{T} + \frac{c_{\text{O\&M}}}{T} + \frac{p_{\text{PRIM}}}{\eta} + \frac{p_{\text{CO}_2} \cdot f_{\text{CO}_2}}{\eta} < p_{\text{Referenz},t}$$

Dann:  $I_{t+1} = I_{j,t+1}$

Sonst:  $I_{t+1} = 0$

Nebenbedingung:  $\text{Erzeugung}_t < \text{Verbrauch}_t + \text{Exporte}_t$



Mit

$c_{j,t}$ ...Langfristige Grenzkosten einer Investitionsalternative

$p_{Referenz,t}$  ...Strompreis am Spotmarkt

$IK_{i,t}$  ...Investitionskosten

$\alpha_{i,t}$ ...Annuitätenfaktor

$T$ ...jährliche Volllaststunden

$c_{O\&M}$ ...Wartungs- und Betriebskosten

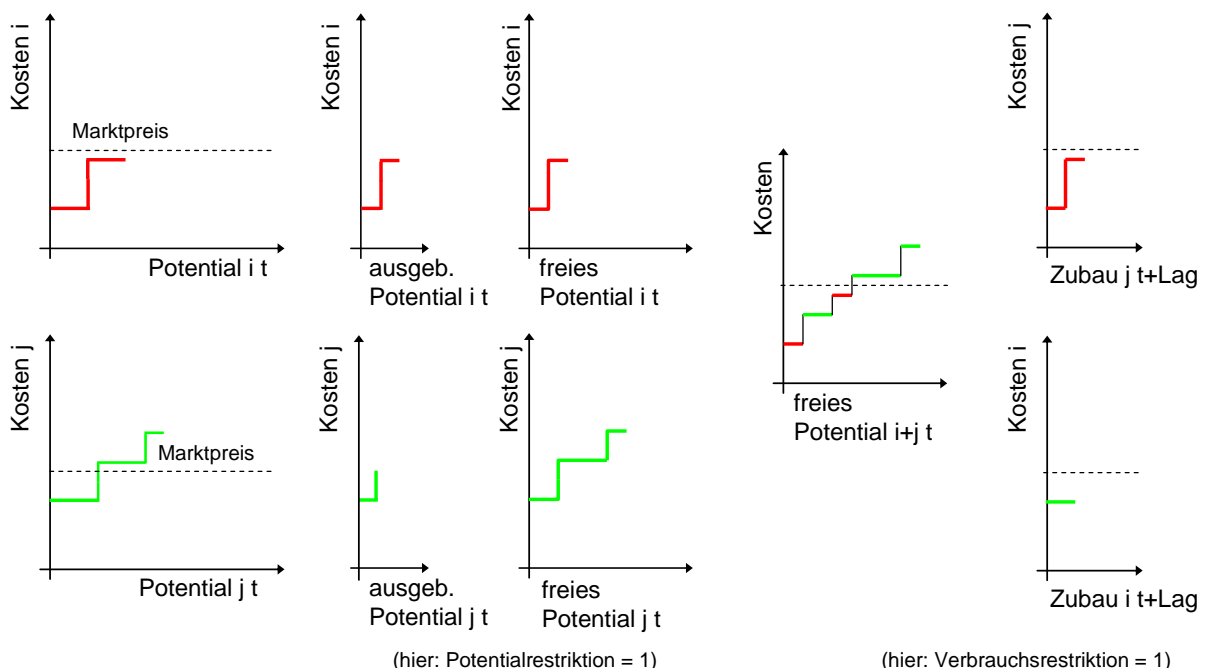
$\eta$ ...technischer Wirkungsgrad

$p_{PRIM}$ ...Primärenergiekosten

$c_{i,EXT,t}$  ...externe Kosten der Primärenergieträger (CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten)

Im Rahmen der Dynamisierung wird sowohl auf den Ansatz des technischen Lernens als auch auf das Konzept der beschränkten Marktdiffusion von neuen Technologien zurück. Im Modell werden beide Faktoren mit Hilfe von Kosten-Potenzial-Kurven dargestellt. Kosten-Potenzial-Kurven kombinieren Informationen über die Potenziale einer bestimmten Technologie mit den zugehörigen Kosten des jeweiligen Potenzials.

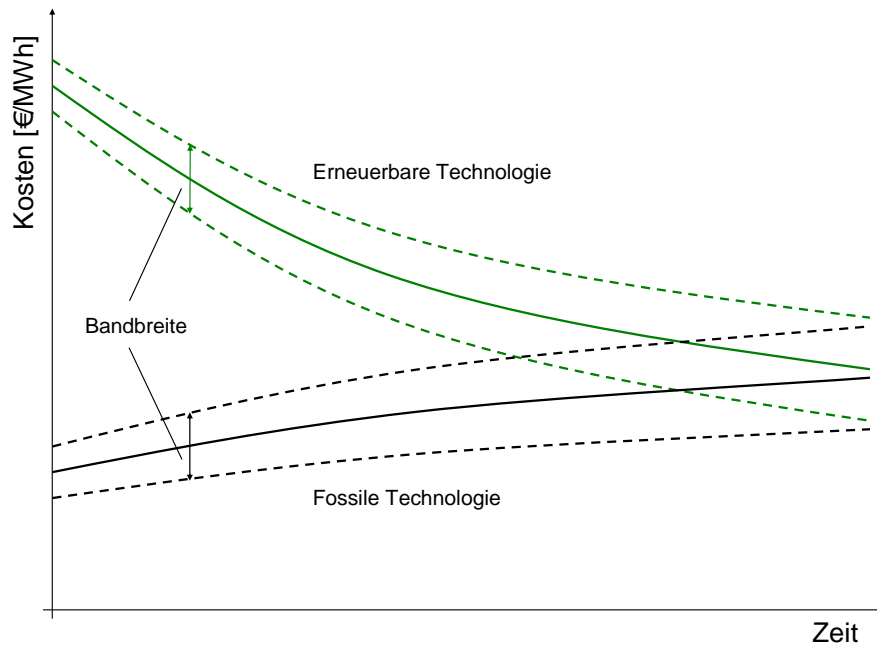
Abbildung 4 veranschaulicht die implementierte Methodik anhand des Ausbaus zweier beispielhafter Technologien i und j.



**Abbildung 4. Ausbau der Technologien i und j im Jahr t im Modell.**

Lerneffekte bewirken sowohl Effizienzsteigerungen als auch sinkende Investitionskosten hervorgerufen durch verstärkte Förderung von Forschung und Entwicklung sowie zunehmende Marktdurchdringung. Die Auswirkungen von Lerneffekten auf den dynamischen

Kostenverlauf der langfristigen Grenzkosten einer erneuerbaren Technologie werden in Abbildung 5 gezeigt. In dieser Abbildung ist zusätzlich der Kostenverlauf einer fossilen Technologie dargestellt. Da Lerneffekte nahezu ausgeschöpft sind, bewirken die prognostizierten Primärenergiepreisentwicklungen einen steigenden Kostenverlauf.



**Abbildung 5. Auswirkungen von Lerneffekten auf den dynamischen Kostenverlauf einer erneuerbaren Technologie.**

Restriktionen bezüglich der jährlichen Kapazitätsausweitung einer bestimmten Technologie ergeben sich unter anderem aus Beschränkungen hinsichtlich Engpässen in Produktionsanlagen, limitierter Kundenakzeptanz oder der Verfügbarkeit von Kapital. Die genannten Beschränkungen wirken sich auf das noch zum Ausbau verfügbare Potenzial einer Technologie aus. Das herrschende Marktpreisniveau gibt schließlich die obere Schranke des wirtschaftlichen Ausbaus vor (vergleiche Abbildung 4).

Die im Modell abgebildeten angebotsseitigen Technologieoptionen umfassen:

- Erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD), Steinkohle-Kondensationskraftwerke (SK), Steinkohle-*Integrated Gasification Combined Cycle* Coal-Kraftwerke (IGCC-SK), Steinkohle-*Carbon Capture and Storage*-Kraftwerke (CCS); Erzeugungspotenziale: Anzahl Kraftwerksstandorte, Volllaststunden
- Windkraft (7 Potenzialklassen)
- Fotovoltaik (5kW: Dach- und fassadenintegrierte netzgekoppelte Systeme)
- Biomassetechnologien (800kW *Open Rankine Cycle*, 5MW<sub>el</sub> Dampfturbine, 30MW<sub>el</sub> Dampfturbine; 4 Rohstoffkategorien/klassen)
- Biogastechnologien (300kW<sub>el</sub>, 1MW<sub>el</sub> – 7 Rohstoffkategorien/klassen)
- Wasserkraft (exogener Ausbau)

Eine detaillierte Beschreibung der modellierten angebotsseitigen Stromerzeugungstechnologien erfolgt in Kapitel 5.

## 2.1 Datengrundlage

Im Rahmen des Projekts wird auf Ergebnisse und Erfahrungen einer Reihe von Studien und Veröffentlichungen zurückgegriffen. Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über die wichtigste Literatur:

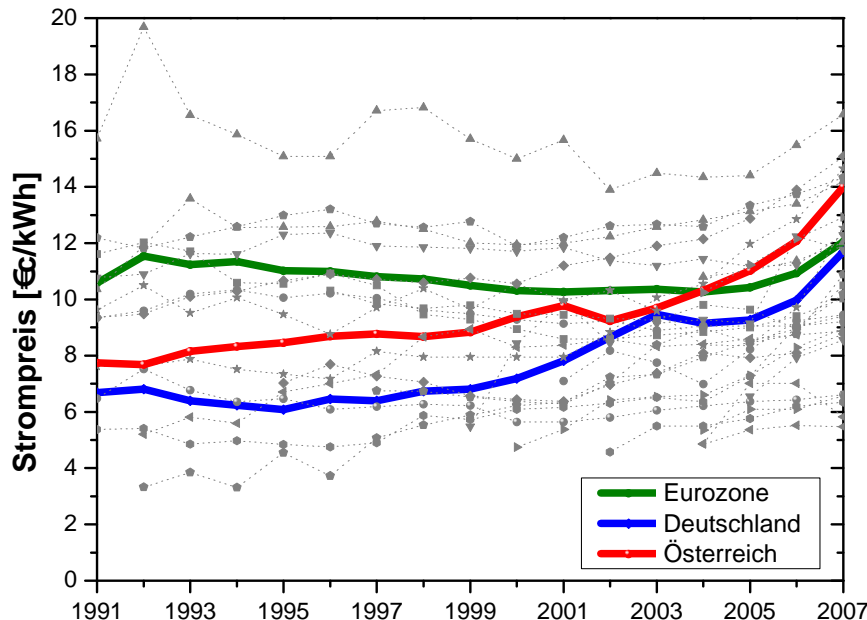
- Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007): European Sustainable Electricity: Comprehensive Analysis of Future European Demand and Generation of European Electricity and its Security of Supply, Final Technical Report.
- E-Control (2005): Dezentrale Erzeugung in Österreich, Wien.
- European Commission (2003): World energy, technology and climate policy outlook (WETO), Brüssel.
- European Commission (2008): European energy and transport trends to 2030 – update 2007, Brüssel.
- Haas, Müller et al. (2008): Szenarien der gesamtwirtschaftlichen Marktchancen verschiedener Technologielinien im Energiebereich, Projekt in der Forschungsausschreibung „Energiesysteme der Zukunft“ im Auftrag des BMVIT, EdZ Projektnr. 810707, Endbericht, Wien.
- Haas, R., Kranzl, L., Kalt G., et al. (2008b): Strategien zur optimalen Erschließung der Biomasse-Potenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an Treibhausgasemissionen, „Energiesysteme der Zukunft“ Projektnr. 811260, Endbericht, Wien.
- Jamasb, T.: Technical Change Theory and Learning Curves: Patterns of Progress in Energy Technologies, Faculty of Economics, University of Cambridge, UK, 2006.
- MURE: Database on energy efficiency policies, A Research project of the European Commission.
- Neubarth J., Kaltschmitt M.: Erneuerbare Energien in Österreich, Springer, Wien, 2000. ISBN: 978-3-211-83579-1
- Olsina, F., Garces, F., Haubrich, H.-J. (2006): Modeling long-term dynamics of electricity markets, Energy Policy, 34, 1411-1433.
- Pfaffenberger, W., Hille, M.: Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen, Bremer Energieinstitut 2004.
- Ragwitz, M. et al.: FORRES 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020, Europäische Kommission, Zentralkommission für Energie und Transport, Luxemburg. 2006.
- UCTE (2009): UCTE System Adequacy Forecast 2009-2020.

### 3 Exogene Effekte der Strommarktentwicklung

Das Forschungsprojekt „Stromzukunft“ untersucht Entwicklungspfade hin zu einem nachhaltigen und zukunftsfähigen Elektrizitätssystem für Österreich. Innerhalb des europäischen Verbundsystems der UCTE, welches zur Zeit insbesondere nach Osteuropa erweitert wird, kann Österreich jedoch nicht allein betrachtet werden sondern ist mit Kuppelleitungen zu fünf Nachbarländern entscheidender Knotenpunkt, insbesondere zu den ehemaligen CENTREL-Ländern im Osten. Österreich ist somit eng mit den Stromhandelsplätzen des europäischen Strommarktes wie der Powernext in Paris oder der EEX in Leipzig verbunden und wird daher von europäischen Entwicklungen beeinflusst.

Als Teil der Europäischen Union besteht zudem die Verpflichtung zur Emissionsreduktion im Rahmen des Burden Sharings der Mitgliedsländer zum Erreichen der gesamteuropäischen Kyoto-Ziele. Der hierfür entwickelte Emissionshandel und die sich hieraus ergebenden Zertifikatspreise sind neben den Brennstoffkosten der wichtigste variable Kostenfaktor der Stromgestehung. Daher wird im Rahmen dieses Kapitels auf die Entwicklung dieses neuen Marktes in Kapitel 3.2 explizit eingegangen.

Insgesamt sind die Endkundenpreise für Elektrizität in Europa in den letzten Jahren deutlich gestiegen (siehe Abbildung 6). Aufgrund der hohen Anbieter-Konzentration<sup>6</sup> wurde daher von mehreren Seiten der Verdacht der Ausübung von Marktmacht erhoben.



**Abbildung 6. Endkundenpreise (Haushalte) für Elektrizität in allen EU-Ländern (ohne Steuern).**  
Quelle: Eurostat (2007)

In mehreren Studien wurde versucht, die Ausübung von Marktmacht am Day-Ahead-Markt der Strombörse in Leipzig anhand empirischer Preisvergleiche mit Simulationsergebnissen

<sup>6</sup> Siehe z.B. EC (2007).

aus Fundamentalmodellen nachzuweisen. Da in der aktuellen Diskussion des Ownership-Unbundlings fundierte Beweise missbräuchlicher Preisbeeinflussung von entscheidender Bedeutung sind, wird in Kapitel 3.4 auf diese Thematik detaillierter eingegangen.

### 3.1 Rahmenbedingungen und Liberalisierung

Zur Stärkung des Wettbewerbs im Strommarkt sollen nach Vorgabe der Europäischen Kommission die Netze als natürliches Monopol von der Erzeugung und dem Vertrieb getrennt und zur Verhinderung von Monopolrenten reguliert werden.

Durch die zweite Richtlinie der Europäischen Union wurde eine vollständige Marktöffnung, ein regulierter Netzzugang und gesellschaftsrechtliches Unbundling vertikal integrierter Unternehmen vorgeschrieben.<sup>7</sup>

Die Regulierung erfolgt nun über Kontrolle der Netzzugangsbedingungen und Genehmigung der Netzentgelte durch nationale Regulierungsbehörden. In vertikal integrierten Unternehmen (>100.000 Kunden) muss zudem der Netzbetrieb in eine rechtlich getrennte Gesellschaft ausgegliedert werden („Legal unbundling“). Um Kapazitätshorizonte und überhöhte Netzentgelte im internationalen Stromaustausch zu verhindern, wurden die Kuppelkapazitäten mit einer weiteren Verordnung unter die Kontrolle der Regulierungsbehörden gestellt.<sup>8</sup>

Insgesamt ist die Kommission jedoch mit der aktuellen Legislation noch nicht zufrieden und merkt dazu an (KOM, 2007):

*Eine rechtliche und funktionale Entflechtung löst nämlich nicht den innerhalb integrierter Unternehmen bestehenden fundamentalen Interessenkonflikt, dass die Interessen von Versorgern und Erzeugern auf eine Maximierung ihres Umsatzes und ihres Marktanteils ausgerichtet sind, während der Netzbetreiber verpflichtet ist, Wettbewerbern diskriminierungsfreien Zugang zu gewähren.*

Im Vorschlagsentwurf einer dritten Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt sieht die Kommission daher vor, dass der Netzbetrieb auch eigentumsrechtlich abgetrennt wird. Als alternative Lösung („Second Best“) wird den Mitgliedsstaaten jedoch zugestanden, stattdessen einen unabhängigen Netzbetreiber einzusetzen. Beide Lösungen stellen eine einschneidende Veränderung der aktuellen Marktstruktur dar und werden daher genauer betrachtet.

#### 3.1.1 Eigentumsrechtliche Entflechtung

Eine eigentumsrechtliche Entflechtung stellt einen Eingriff in die Eigentumsstrukturen dar und ist daher rechtlich höchst umstritten. Um dem Vorwurf der Enteignung zu begegnen schlägt die Kommission eine Teilung der Anteile (bspw. Aktiensplit bei börsennotierten Kapitalgesellschaften) vor, so dass die Anteilseigner nach der Trennung zu gleichen Teilen an dem verbleibenden Mutterkonzern und an der neuen Netzgesellschaft beteiligt bleiben.

---

<sup>7</sup> Directive 2003/54/EC

<sup>8</sup> Verordnung (EG) Nr. 1228/2003

Der Wegfall einer möglichen Quersubventionierung der Netze mit Erlösen aus Erzeugung und Handel und eine zunehmend strengere Regulierung der Netzentgelte durch die Anreizregulierung schränken jedoch den Investitionsrahmen der neuen Netzgesellschaft stark ein. Hierbei ist anzumerken, dass aber auch ohne eigentumsrechtliche Entflechtung der Netzausbau aus protektionistischen Interessen von den Verbundgesellschaften nicht forciert würde. Dem Problem hoher Konzentration auf der Erzeugerseite wird hierdurch nicht begegnet. Ein politisch sensibler Punkt bei der eigentumsrechtlichen Entflechtung liegt in einer Veränderung der Eigentümerstruktur im Energiemarkt durch Fusionen und Übernahmen.

Dem Ziel, einen wettbewerblich organisierten Binnenmarkt für Energie zu schaffen, standen in letzter Zeit mehrmals nationale protektionistische Interessen entgegen, denen die Kommission nur in beschränktem Umfang begegnete. So kam es zu nationalen Großfusionen (E.ON mit Ruhrgas, Suez mit Gaz de France), während internationale Übernahmen (E.ON mit Endesa) verhindert wurden. Energieinfrastruktur ist demnach für viele Staaten ein Bereich nationaler strategischer Interessen, bei denen sie den Einfluss ausländischer Anteilseigner zu beschränken versuchen. So kam es auch bei der Diskussion der eigentumsrechtlichen Entflechtung zu Bedenken einer Übernahme der Netze durch ausländische Konzerne (z.B. Gazprom).

Insgesamt sind zum aktuellen Zeitpunkt noch viele Fragen in diesem Bereich ungeklärt. Das Problem fehlender Netzinvestitionen und hoher Konzentration im Erzeugungsbereich wird durch Ownership Unbundling jedenfalls nicht automatisch gelöst.

### 3.1.2 Unabhängiger Netzbetreiber

- Die zweite Option, die die Kommission den Mitgliedsstaaten erlaubt, ist die Errichtung eines unabhängigen Netzbetreibers. An der Ostküste der USA existiert bereits ein Großhandelsmarkt auf Basis eines unabhängigen Systembetreibers (PJM<sup>9</sup>). Der Unterschied besteht hierbei darin, dass der Einflussbereich im europäischen Modell auf die Netze beschränkt bleiben soll, während im PJM Markt der Systembetreiber auch den kurzfristigen Handel übernimmt. Im PJM Markt hat der Systembetreiber die Aufgabe, den ständigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch an allen Netzknoten zu gewährleisten.

Da alle Kraftwerke am Spotmarkt teilnehmen und hier hohen Preisvolatilitäten ausgesetzt sind, existieren eine Reihe von Finanzderivaten zur Preisabsicherung. Transportkosten können mit Hilfe von finanziellen Übertragungsrechten (*Financial Transmission Rights, FTR*) gehedged werden. Bilaterale Kontrakte sind ebenfalls möglich und stellen auch den größten Teil (>90 Prozent) des Handelsvolumens am PJM Markt. Hierbei zahlt der Kunde lediglich die Preisdifferenz (Transportkosten) zwischen der Einspeise- und Entnahmestelle an den Systembetreiber, die Energiemengen selber werden bilateral gehandelt.

---

<sup>9</sup> [www.pjm.com](http://www.pjm.com)

Um Kraftwerksinvestitionen zu gewährleisten existiert zusätzlich ein Kapazitätsmarkt, an dem alle Verbraucher Kraftwerkskapazitäten entsprechend ihrer maximalen Entnahmeleistung kontrahieren müssen.

In Europa existieren ebenfalls Konzepte zur Engpassbewirtschaftung, namentlich das *Market Coupling* zwischen Belgien, Holland und Frankreich, sowie das *Market Splitting* in Skandinavien (siehe Kapitel 3.4). Daher besteht in Europa bereits eine ähnliche Verknüpfung von Handel und Netzbetrieb. Auch wenn der unabhängige Netzbetreiber nur den Netzbetrieb kontrollieren soll, wird er dennoch mit dem Handel verzahnt werden müssen, da nur bei genauer Kenntnis der Lastflüsse und Handelsfahrpläne eine effektive Netzbewirtschaftung sichergestellt werden kann. Vergleicht man den europäischen Markt mit dem amerikanischen *PJM*-Modell, so stellt man fest, dass die drei großen Probleme

- Fehlende Kraftwerksinvestitionen
  - Fehlende Netzinvestitionen
  - Mögliche Preisaufschläge marktmächtiger Unternehmen
- in beiden Märkten dominieren.

Insgesamt zeichnet das *PJM*-System eine hohe Markttransparenz aus, die sich aber vor allem aus den Informationspflichten der Kraftwerksbetreiber und Verbraucher begründet. In einem europäischen System, in dem lediglich der Netzbetrieb unter eine zentrale Kontrolle gestellt wird, würden viele dieser Transparenzvorteile fehlen. Fehlende Investitionen und steigende Preise sind hauptsächlich Probleme aus dem Erzeugungsbereich und herrschen in beiden Märkten vor.

### **3.2 Der österreichische Markt**

Der österreichische Markt ist im europäischen Vergleich ein eher kleiner Bereich, wie Abbildung 7 zeigt. Bestrebungen zur Schaffung eines gemeinsamen großen Marktteilnehmers („Österreichische Stromlösung“) scheiterten an lokalen Differenzen.

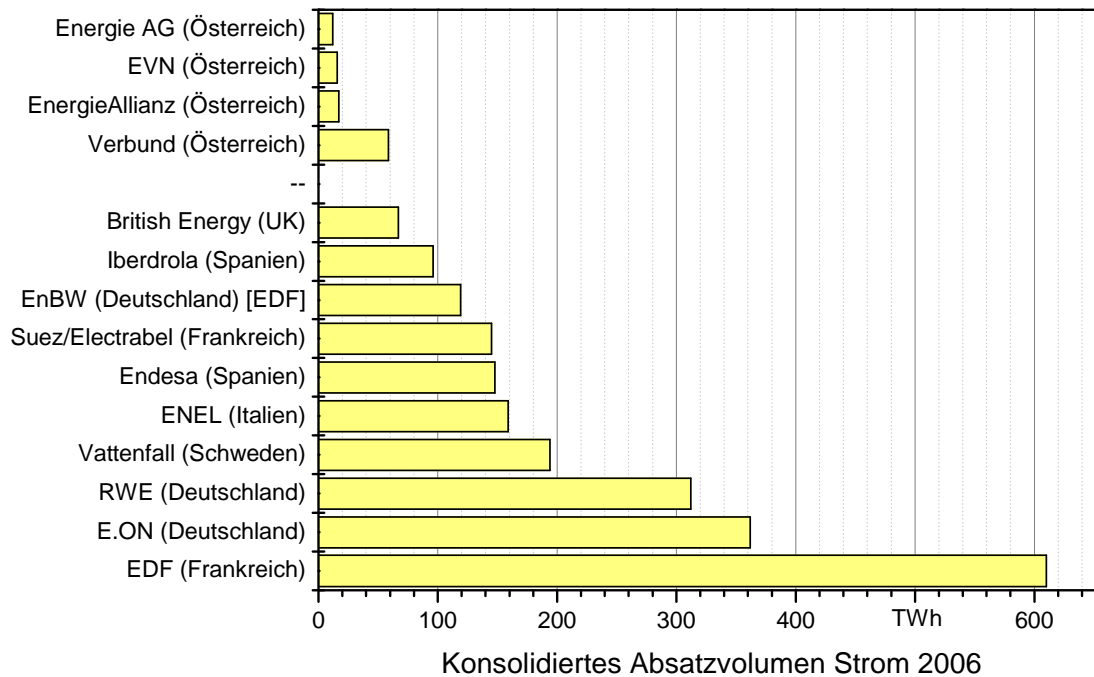


Abbildung 7. Größe der europäischen Stromkonzerne. Quelle: Eigene Recherchen

Die österreichischen Unternehmen stellen daher Übernahmekandidaten für größere Konzerne dar, die EDF ist bereits an der EVN AG beteiligt, RWE übernahm 49 Prozent der KELAG. Im Vergleich zum gesamteuropäischen Erzeugungsmix ist Österreich ein hochinteressanter Markt, Tabelle 1 zeigt die Aufteilung der einzelnen Kraftwerkstypen.

Tabelle 1. Österreichischer Kraftwerkspark. Quelle: E-Control

	Leistung [MW]	Erzeugung [GWh]
Laufwasser	5.181	25.905
Speicherkraftwerke	6.454	11.173
Kohle	1.748	8.165
Erdgas	3.162	9.951
Öl	476	1.446
Biomasse	387	1.929
Mischfeuerung	485	2.612
<b>Summe</b>	<b>17.892</b>	<b>61.180</b>

Österreich verfügt sowohl über viele Speicherkraftwerke, als auch über einen hohen Anteil regenerativer und somit CO<sub>2</sub>-freier Stromerzeugung.

Je nach Ausgestaltung des Emissionshandels können hier daher deutliche Wettbewerbsvorteile gegenüber konventionellen Kraftwerken entstehen. Auf die weitere Gestaltung des Emissionshandels soll nun im folgenden Kapitel näher eingegangen werden.

### 3.3 Effekte des Emissionshandels

Durch die Umsetzung der EU-Richtlinie 2003/87/EG wurde in Europa im Jahr 2005 ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten installiert und damit ein neuer Markt für CO<sub>2</sub>-Emissionen geschaffen. Nach positiven Erfahrungen in den USA mit der



Einführung eines Handelssystems zur Begrenzung von Schwefeldioxid-Emissionen sollte ein System geschaffen werden, welches anstelle regulatorischer Maßnahmen neue Marktmechanismen ermöglicht, um eine optimale Allokation von Vermeidungsprämien zu wirtschaftlich sinnvollen Projekten zur Vermeidung von Treibhausgasen zu erreichen.

Im nächsten Kapitel werden die theoretischen Grundlagen dieses Systems vorgestellt. Danach wird ein Überblick über die Entwicklungen der ersten Handelsperiode gegeben. Im Anschluss erfolgt eine Analyse grundlegender Faktoren, die für die folgende Handelsperiode 2008-2012 entscheidend zur Preisbildung beitragen werden. Eine kritische Würdigung des Systems zusammen mit Ausblicken auf die Ausgestaltung weiterer Handelsperioden schließt das Kapitel ab.

### 3.3.1 Grundlagen

Jeder CO<sub>2</sub>-Emittent hat, einzeln betrachtet, unterschiedliche Möglichkeiten, den eigenen Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren. Je nach eingesetzter Technologie entstehen hierbei unterschiedliche Vermeidungskosten. So genügt beispielsweise bei Emittenten von Methan bereits die Abfackelung zur Reduktion von Treibhauseffekten, während sich die Nachrüstung von Kohlekraftwerken für *Carbon Capture and Storage (CCS)* technisch noch in der Entwicklungsphase befindet und ein wirtschaftlicher Einsatz insbesondere aufgrund der bis heute nicht geklärten Realisierbarkeit der großtechnischen Untertage-Speicherung zweifelhaft ist. Je nach Art der Emissionen ergibt sich so für jedes Unternehmen eine individuelle Kurve der Vermeidungs-Grenzkosten (*Marginal Abatement Curve, MAC*). Die Kosten für die Reduktion von Emissionen eines Unternehmens sind beispielhaft in Abbildung 8 dargestellt.

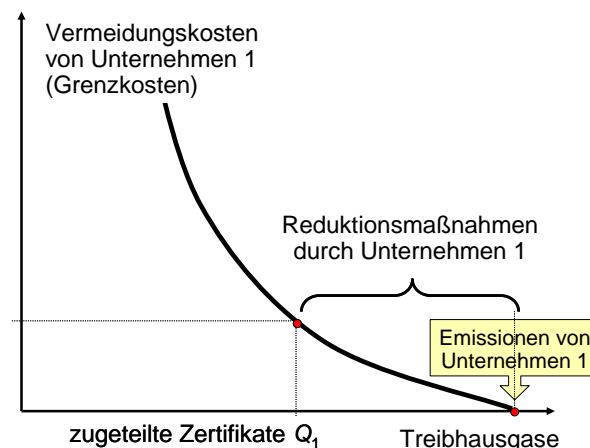
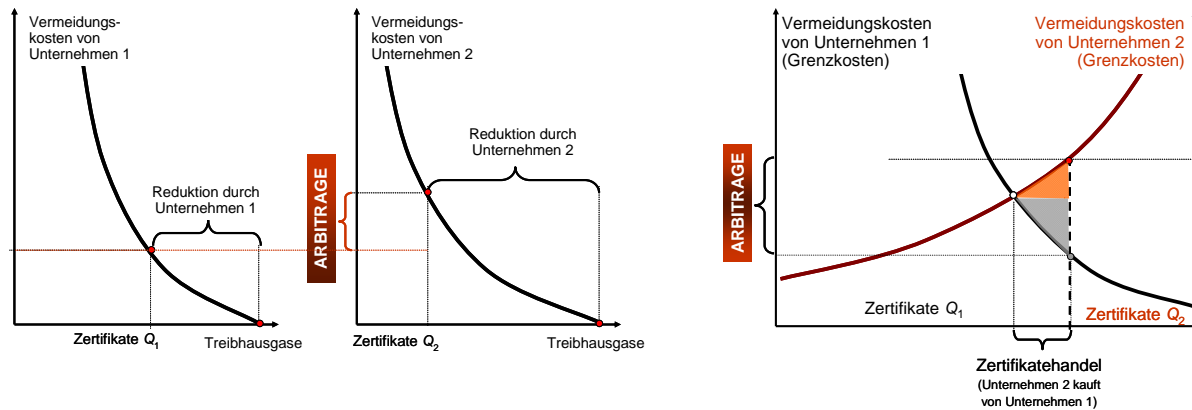


Abbildung 8. CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten eines einzelnen Unternehmens

Die Zusatzkosten für die Einhaltung von Klimaschutzvorgaben ergeben sich aus der MAC-Kurve und der zugeteilten Zertifikatsmenge  $Q_1$ . Bei gesetzlicher Regulierung z.B. in Form einer CO<sub>2</sub>-Steuer entfallen so auf alle Unternehmen unterschiedlich hohe Kosten, wobei einige noch die Möglichkeit hätten, höhere Reduktionen zu vertretbaren Kosten zu erreichen, während bei anderen Unternehmen selbst geringe Reduktionsmengen hohe Kosten

verursachen. Die Idee des Zertifikatshandels besteht nun darin, über einen Marktplatz Emissionsmengen zu handeln und so ein optimales Kosten-Nutzen-Verhältnis zu erreichen.



**Abbildung 9. Prinzip des Zertifikatshandels**

Durch die Einführung des Handelssystems wird ein europaweit einheitlicher Marktpreis für Emissionen gebildet. Jedes Unternehmen wird demnach alle Vermeidungsmaßnahmen, deren Kosten den Marktpreis unterbieten, durchführen und fehlende Mengen am Markt zukaufen oder überschüssige Mengen am Markt verkaufen. Durch Verbindung des Europäischen Handelssystems mit dem Internationalen Emissionshandel des Kyoto-Protokolls wird das System in der zweiten Handelsperiode um die Instrumente *Clean-Development-Mechanisms (CDM)* und *Joint Implementation (JI)* erweitert, auf die in Kapitel 3.3.3 genauer eingegangen wird, da sie für die Preisfindung in zukünftigen Handelsperioden von entscheidender Bedeutung sein können.

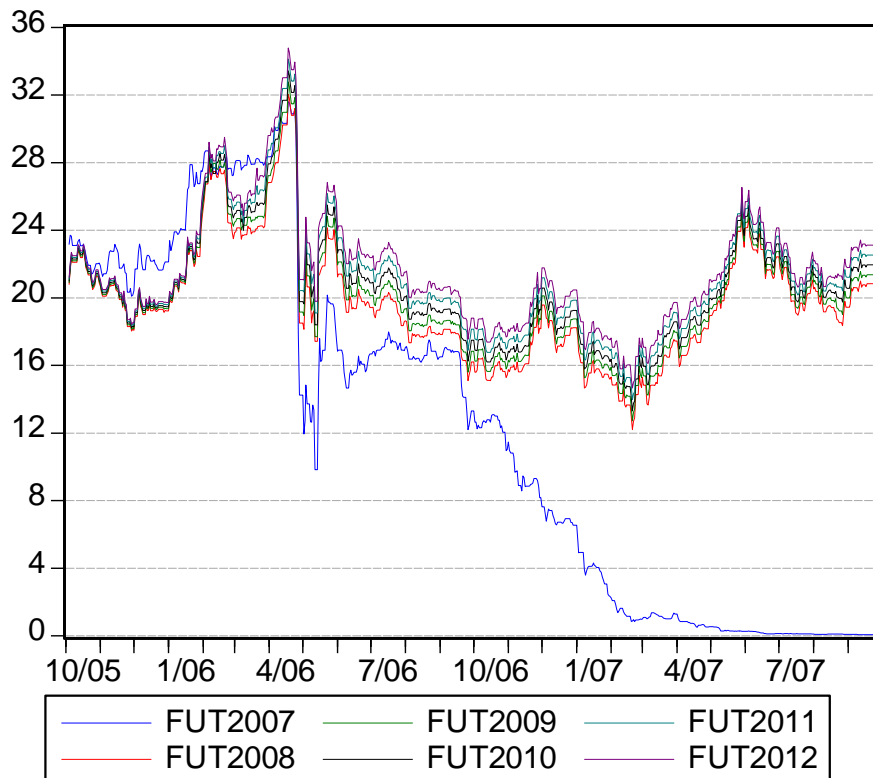
### 3.3.2 Die erste Handelsperiode 2005-2007

Die EU-Richtlinie 2003/87/EG zur Einführung des Emissionshandels wurde 2004 von den Mitgliedsstaaten in nationales Recht umgesetzt. Anlagen gemäß Annex 1 der Richtlinie müssen seitdem nach Abschluss der einzelnen Handelsperioden Zertifikate für die unter das System fallenden emittierten Treibhausgase in Höhe ihrer nachgewiesenen Emissionen bei der nationalen Emissionshandelsstelle einreichen. In der Energiewirtschaft betrifft dies alle Feuerungsanlagen mit mehr als 20 MW thermisch.

In der ersten Handelsperiode sollten laut Richtlinie mindestens 95 Prozent der nach den Kyoto-Vorgaben reduzierten Zertifikatmenge kostenlos an die Unternehmen ausgegeben werden. Alle Länder mit hohen Emissionen entschieden sich für eine vollständig kostenlose Zuteilung.

Die Zuteilungsmenge und Aufteilung auf die Anlagen ergibt sich aus den von den Mitgliedsländern erarbeiteten und von der Europäischen Kommission korrigierten nationalen Zuteilungsplänen. Diese unterschieden sich nach Systematik und Menge zwischen den Mitgliedsländern deutlich. In Deutschland wurde die Zuteilung für Bestandsanlagen auf Basis historischer Emissionen bestimmt (*Grandfathering*), für Neuanlagen wurde die Menge über technologiespezifische Benchmarks und vorgegebene Volllaststunden errechnet (*Benchmarking*).

Über die insgesamt zugeteilte Zertifikatmenge bestand zu Beginn der Handelsperiode große Unsicherheit, da nationale Regeln im Zuteilungssystem die Gesamtmenge mit hoher Unschärfe behafteten. Die Zertifikate des abgelaufenen Jahres müssen jeweils bis zum 30. April des Folgejahres bei den zuständigen Behörden eingereicht werden. Als im April 2006 zum ersten Mal verifizierte Emissionsmengen bekannt wurden und die Überschussmenge bekannt wurde, fiel der Preis für Zertifikate von über 30 Euro/t auf etwa 15 Euro/t.



**Abbildung 10. Preisentwicklung für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in der ersten Handelsperiode**

Nach einer mehrmonatigen Phase konstanter Preise brach der Preis Ende 2006 vollständig ein und liegt seitdem bei wenigen Cent pro Tonne. Die Tatsache, dass der Preis nicht direkt nach bekannt werden der Emissionsmengen auf null Euro absank, ist wirtschaftlich nicht erklärbar. Energieexperten prognostizierten bereits im Mai 2006 einen vollständigen Preissturz der Zertifikate, da diese aufgrund der Überallokation keinen realen Marktwert mehr besaßen.

Ein hoher Preis für Zertifikate hat jedoch Vorteile für Stromerzeuger, da diese die Opportunitätskosten der Zertifikate in die Kalkulation ihrer Strompreise einbeziehen können. Dass dies auch geschah, konnte durch einfache Regressionsanalysen zwischen den Börsenpreisen für Strom (EEX Base 2007) und CO<sub>2</sub> Zertifikate (EEX 2007) nachgewiesen werden. Für den Zeitraum Oktober 2005 bis April 2006 ergab sich eine Korrelation mit dem Faktor 0,67 und R<sup>2</sup> von über 90 Prozent. Der Korrelationsfaktor entspricht ziemlich genau dem durchschnittlichen Emissionsfaktor des Deutschen Kraftwerksparks, weshalb von einer hundertprozentigen Einpreisung der Opportunitätskosten ausgegangen werden kann.

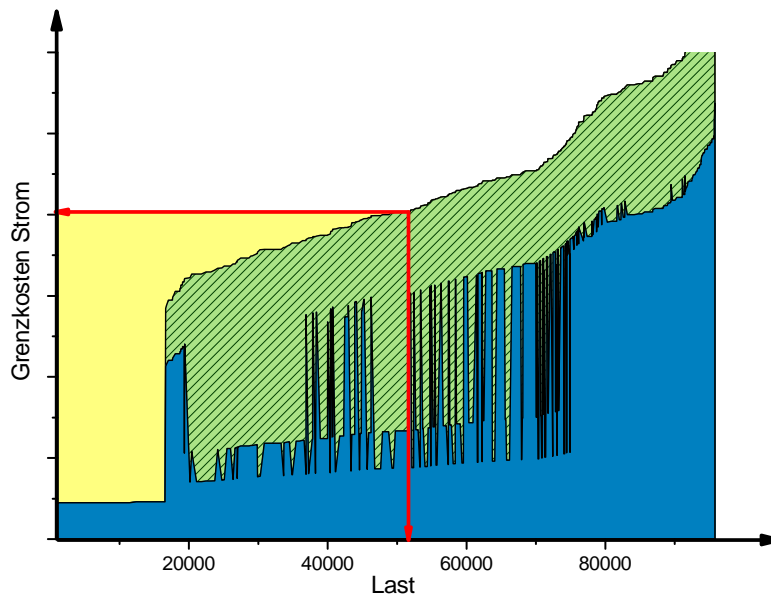
Insgesamt erhielten Kraftwerksbetreiber durch die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten einerseits und die Möglichkeit der direkten Einpreisung selbiger andererseits Subventionen in Milliardenhöhe. Ein Beispiel soll dies verdeutlichen. Der durchschnittliche Preis pro Tonne CO<sub>2</sub> lag im Jahr 2006 an der EEX bei 17,39 Euro/t. Ein durchschnittliches Kohlekraftwerk mit einem Emissionsfaktor von 0,8 tCO<sub>2</sub>/MWh<sub>elektr.</sub> und 8000 Volllaststunden pro Jahr, erhielt somit pro MW installierter Leistung *windfall-profits* in Höhe von:

$$8000h \cdot 0,8 \frac{tCO_2}{MWh_{elektr.}} \cdot 17,39 \frac{Euro}{tCO_2} = 111.296 \frac{Euro}{MW}$$

2006 demnach allein durch Einpreisung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate über 70 Millionen Euro an zusätzlichen Deckungsbeiträgen erwirtschaften. Die Ausgestaltung des CO<sub>2</sub>-Handels hat somit auch entscheidende Bedeutung auf Investitionsanreize im Energiesektor. Die Zeiträume für Investitionen im Kraftwerksbereich liegen aber in Zeiträumen über drei Jahren, weshalb dies in erster Linie spätere Handelsperioden betrifft.

Bei Berücksichtigung des bestehenden Kraftwerksparks hatte der Zertifikatepreis hingegen bereits deutlichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten und die *Merit-Order*-Kurve. Unter idealen Marktbedingungen und unter Annahme eines liquiden Handelsplatzes für Zertifikate muss in einer *Mark-to-Market* Bewertung der Zertifikatepreis in die variablen Kosten eines Kraftwerks eingerechnet werden, da es günstiger sein kann, das Kraftwerk nicht einzusetzen und stattdessen die Zertifikate am Markt zu verkaufen. Bei genügend hohen Zertifikatepreisen können GuD-Kraftwerke trotz höherer Brennstoffkosten aufgrund der geringeren Emissionen von Erdgas niedrigere variable Kosten als Kohlekraftwerke aufweisen und somit häufiger eingesetzt werden (*Fuel-Switching*).

Eine entsprechende *Merit-Order* Kurve ist in Abbildung 11 dargestellt. Der Zertifikatepreis lag bei dieser Berechnung im Bereich 30 Euro/t CO<sub>2</sub>. Hocheffiziente GuD-Anlagen erreichen bei dieser Kalkulation die günstigsten Stromgestehungskosten nach Kernkraftwerken. Der eigentlich für Grundlast bekannte Bereich mit niedrigen Brennstoffkosten (blau) wird zunehmend von Gaskraftwerken unterbrochen, die aufgrund der geringeren Emissionen (grün) günstiger sind. Die Deckungsbeiträge der Kraftwerke sind hierbei in gelb gekennzeichnet.



**Abbildung 11. Merit Order bei Einpreisung von CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten**

Der größte Teil der Produzentenrente entfällt somit auf Kernkraftwerke, da diese als Grundlast von den hohen Zertifikatekosten der preisbildenden Kraftwerke profitieren. Da die Zertifikate aber kostenlos zugeteilt wurden, erhielten die Kraftwerksbetreiber den gesamten grün markierten Bereich als zusätzliche Rente, unabhängig ob das Kraftwerk eingesetzt wurde oder nicht. Nach dem Preisverfall der Zertifikate Mitte 2006 war die Einpreisung der Zertifikate statistisch nicht mehr nachweisbar, wird aber bei höheren Preisen in späteren Handelsperioden wieder deutlicher werden.

Insgesamt zeigten sich in der ersten Handelsperiode deutliche Schwächen des Systems. Die extrem hohe Preisvolatilität führte zu Unsicherheit bei Investitionsentscheidungen, die wertlosen Zertifikate am Ende der Handelsperiode konterkarierten den Ansatz der Bepreisung von Emissionen vollständig. Betreiber von Kohlekraftwerken in Deutschland konnten diese vollständig auslasten, um im Gegenzug die nach dem beschlossenen Atomausstieg begrenzten Reststrommengen von Kernkraftwerken in spätere Handelsperioden höherer Zertifikatepreise zu verlegen.

### 3.3.3 Neue Instrumente: CDM/JI

Nach der Testphase in der ersten Handelsperiode mit drei Jahren ist die nächste Handelsperiode für fünf Jahre angelegt. Mit dem Jahr 2008 wird zudem das europäische Emissionshandelssystem ETS in das internationale Handelssystem IET eingegliedert werden. Das IET basiert auf den Vereinbarungen des Kyoto-Protokolls und ermöglicht durch die flexiblen Mechanismen *Clean Development Mechanism* (CDM) und *Joint Implementation* (JI) den Handel von Emissionsreduktionen zwischen Staaten. Durch die *EU-Linking Directive* können in der Handelsperiode 2008-2012 Zertifikate, die über diese Mechanismen generiert wurden, im europaweiten Emissionshandelssystem eingesetzt werden. Bei CDM Projekten handelt es sich um Klimaschutzprojekte in Entwicklungsländern, die niedrigere Vermeidungskosten als Projekte in den am Handel teilnehmenden

Industriestaaten aufweisen können. Die Entwicklung eines *CDM*-Projektes ist ein komplizierter Prozess. Am Ende des Prozesses erhält der Projektentwickler *Certified Emission Reductions (CER)*, die in Europa in EUAs gleicher Menge umgewandelt werden können.

Für die Zustimmung, Registrierung und den endgültigen Erhalt von Zertifikaten ist entscheidend, dass das Projekt im Vergleich zum **Baseline-Szenario** einen Klimaschutzbeitrag leistet und das Projekt **zusätzlich** (*Additional*) ist, d.h. ohne eine Vergütung durch den CDM Mechanismus nicht durchgeführt worden wäre. Als drittes muss der Projekterfolg durch kontinuierliches **Monitoring** über die gesamte Projektlaufzeit überprüft werden.

Ein weiteres Instrument, der *Joint Implementation (JI)* Mechanismus, funktioniert nach ähnlichen Regeln, jedoch sind hier die Projektpartner nicht Entwicklungsländer, sondern ebenfalls Industriestaaten mit eigenen Klimaschutzverpflichtungen. Das Volumen in diesem Markt ist jedoch derzeit noch im Vergleich zum CDM-Markt vernachlässigbar, weshalb dieser Markt hier nicht gesondert betrachtet werden soll.

Ab Januar 2006 stieg die Zahl der angemeldeten *CDM*-Projekte deutlich an und erreichte im November 2007 ein Gesamtvolumen von knapp 2,200 Mio. *CERs*. Dies entspricht auf Grund von Risiken im Verlauf der Validierung und des Projektverlaufs nicht der endgültigen Menge ausgeschütteter Zertifikate, zeigt aber deutlich die steigende Bedeutung dieser Projekte. Während 2006 im Europäischen *ETS* System 1,100 Mio. Zertifikate gehandelt wurden, betrug das Handelsvolumen am *CDM* Markt bereits 450 Mio. Zertifikate. Insgesamt werden die neuen Instrumente eine entscheidende Rolle in der zweiten Handelsperiode spielen.

### 3.3.4 Zweite Handelsperiode 2008-2012

Die Überausstattung der ersten Handelsperiode führte zu einem deutlich strengeren Regime der Europäischen Kommission bei der Genehmigung nationaler Allokationspläne. Bis Ende 2007 korrigierte die EU-Kommission 26 der eingereichten Allokationspläne. Insgesamt wurde die gesamte angemeldete Menge um ca. 10 Prozent gekürzt. Alle Daten der Allokationspläne sind in Tabelle 2 zusammengestellt. Hier ist die deutliche Überausstattung der ersten Handelsperiode von über 150 Mio. t jährlich zu erkennen.

Die verifizierten Emissionen der 26 gemessenen EU-Staaten lagen im Jahr 2005 bei 2,082 Mio. t CO<sub>2</sub>, im Jahr 2006 bei 2,102 Mio. t CO<sub>2</sub>. In diesem Zeitraum konnte also keine Emissionsreduktion erzielt werden. Die voraussichtliche Zuteilungsmenge für 2008-2012 liegt bei knapp 2,040 Mio. t jährlich, was bei statischer Betrachtung eine jährliche Reduktion von 60 Mio. t bedeuten würde. Über den gesamten Handelszeitraum würde dies eine Gesamtmenge von mindestens 300 Mio. t bedeuten. Nicht berücksichtigt bei dieser Berechnung wurden zusätzliche Emissionen aufgrund des Wirtschaftswachstums, insbesondere in den neuen Mitgliedsländern.

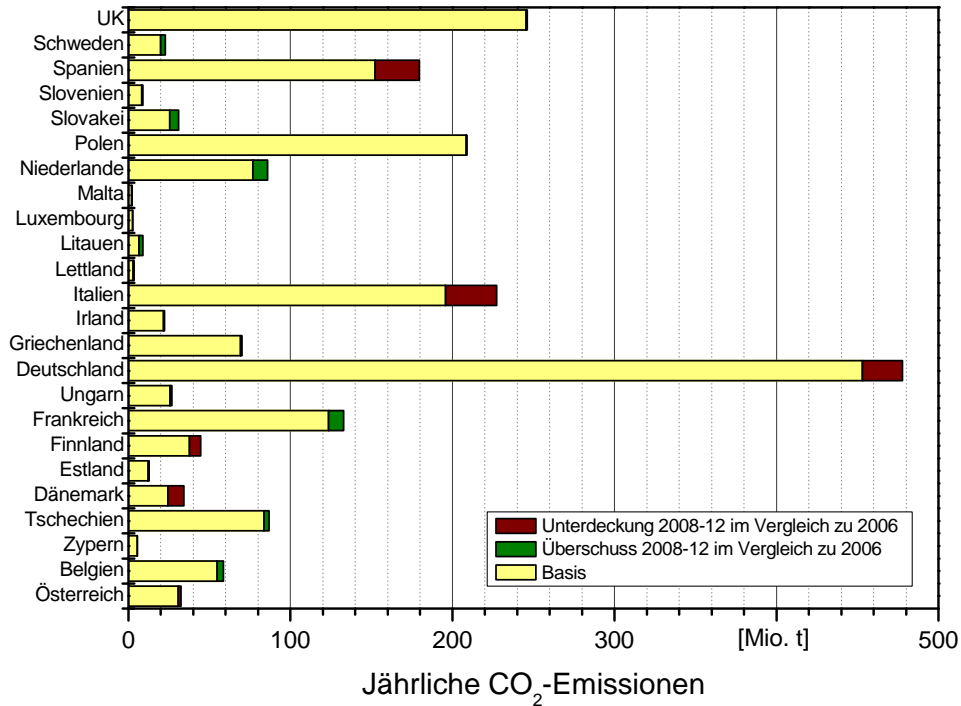


Abbildung 12. Überschüsse und Unterdeckungen einzelner EU-Länder

Die Entscheidungen der Kommission hatten starken Einfluss auf die Preisentwicklung. Nach dem Einbruch der Preise im April 2006 führten weitere Kürzungen der EU-Kommission zu einem erneuten Preisanstieg für Zertifikate der zweiten Handelsperiode, so dass diese im November 2007 wieder mit ca. 24 Euro/EUA gehandelt wurden.

Tabelle 2. Nationale Allokationspläne

Land	Emissionen 2005	Emissionen 2006	NAP I	Entwurf NAP II	Genehmigter NAP II	Prozent vom ursprünglichen Entwurf	Zusätzliche Emissionen 2008-2012	JI/CDM Limit 2008-2012
<b>Österreich</b>	<b>33,4</b>	<b>32,4</b>	<b>33,0</b>	<b>32,8</b>	<b>30,7</b>	<b>94%</b>	<b>0,35</b>	<b>10%</b>
Belgien	55,6	54,8	62,1	63,3	58,5	92%	5,00	8%
Zypern	5,1	5,3	5,7	7,1	5,5	77%	n.a.	10%
Tschechien	82,5	83,6	97,6	101,9	86,8	85%	n.a.	10%
Dänemark	26,5	34,2	33,5	24,5	24,5	100%	0,00	17%
Estland	12,6	12,1	19,0	24,4	12,7	52%	0,31	0%
Finnland	33,1	44,6	45,5	39,6	37,6	95%	0,40	10%
Frankreich	131,3	123,4	156,5	132,8	132,8	100%	5,10	14%
<b>Deutschland</b>	<b>474,0</b>	<b>477,8</b>	<b>499,0</b>	<b>482,0</b>	<b>453,1</b>	<b>94%</b>	<b>11,00</b>	<b>20%</b>
Griechenland	71,3	70,0	74,4	75,5	69,1	92%	n.a.	9%
Ungarn	26,0	25,8	31,3	30,7	26,9	88%	1,43	10%
Irland	22,4	21,7	22,3	22,6	22,3	99%	n.a.	10%
Italien	225,5	227,4	223,1	209,0	195,8	94%	??	15%
Lettland	2,9	2,9	4,6	7,7	3,4	45%	n.a.	10%
Litauen	6,6	6,5	12,3	16,6	8,8	53%	0,05	20%
Luxemburg	2,6	2,7	3,4	4,0	2,5	63%	n.a.	10%
Malta	2,0	2,0	2,9	3,0	2,1	71%	n.a.	??
Niederlande	80,4	76,7	95,3	90,4	85,8	95%	4,00	10%
Polen	203,1	209,0	239,1	284,6	208,5	73%	6,30	10%
Portugal	36,4	33,1	38,9	35,9	34,8	97%	0,77	10%
Rumänien	70,8	72,0	74,8	95,7	75,9	79%	n.a.	10%
Slovakei	25,2	25,5	30,5	41,3	30,9	75%	1,70	7%
Slowenien	8,7	8,8	8,8	8,3	8,3	100%	n.a.	16%
Spanien	182,9	179,5	174,4	152,7	152,3	100%	6,70	??
Schweden	19,3	19,9	22,9	25,2	22,8	91%	2,00	10%
UK	242,4	251,1	245,3	246,2	246,2	100%	9,50	8%
<b>SUMME</b>	<b>2082,5</b>	<b>2102,9</b>	<b>2256,2</b>	<b>2257,7</b>	<b>2038,6</b>	<b>90%</b>		
Alle Angaben in Mio. t, unterstrichene Werte weisen Unsicherheiten auf.								
Quelle:	EU Kommission IP/07/1612	Date: 26/10/2007	<a href="http://ec.europa.eu/environment/climat/emission.htm">http://ec.europa.eu/environment/climat/emission.htm</a>					
	Community Transaction Log		<a href="http://ec.europa.eu/environment/ets/">http://ec.europa.eu/environment/ets/</a>					

Auf der Nachfrageseite stehen sowohl Unternehmen aus dem ETS-System, als auch Staaten, die über Zukauf von CERs ihren nationalen Reduktionsverpflichtungen nachkommen. In Europa sind dies vor allem Spanien, Italien, die Niederlande und Österreich bei einem geschätzten Gesamtvolumen von 500 Mio. t.

Zusätzlich kommt Nachfrage aus Japan (~200 Mio. t), Kanada (~20 Mio. t), Neuseeland (~45 Mio. t) und anderen Ländern mit freiwilligen Verpflichtungen (~75 Mio. t). Die Nachfrage der Länder könnte jedoch auch aus *Assigned Amount Units*, d.h. aus bilateralem Handel mit Ländern, die ihre Kyoto-Ziele bereits erfüllt haben, (beispielsweise im Ostblock durch den Zusammenbruch der Sowjetunion) bedient werden. Zwar wird dieser Handel aufgrund der fehlenden Klimawirkung („Hot Air“) derzeit nur selten verwendet, im Falle extrem hoher Zertifikatepreise könnte der Einsatz dieses Systems jedoch deutlich preisdämpfende Wirkung zeigen. Analystenschätzungen beziffern die Nachfrage nach Kyoto-Krediten unter diesen Annahmen 2008-2012 auf 2000-2500 Mio. Tonnen wobei diese Zahlen **erheblichen** Unsicherheiten unterliegen. Fest steht jedoch, dass Angebot und Nachfrage von CDM-Projekten der entscheidende Faktor für die Preisbildung in der zweiten Handelsperiode sein werden.

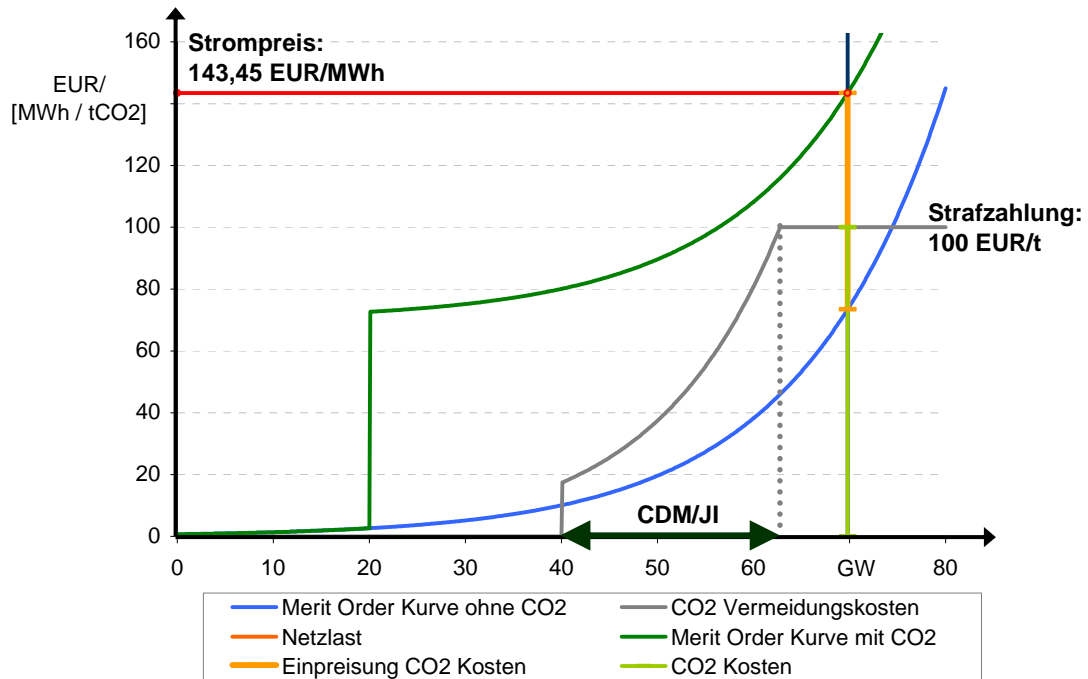
Im Folgenden sollen daher drei mögliche Szenarien der Marktsituation aus Sicht des ETS-Marktes am Ende der zweiten Handelsperiode dargestellt werden.



## 1. Der Markt ist *short*

Eine reale Knappheit käme nur im Zusammenspiel mehrerer Faktoren zustande. Zunächst müsste der ETS-Markt unterdeckt sein, d.h. die kostenlos zugeteilten und auktionierten Mengen zuzüglich der bereits von Unternehmen erworbenen *CERs* dürften nicht ausreichen, die bereits emittierten Mengen  $\text{CO}_2$  abzudecken. Zusätzlich dürften keine Zertifikate aus dem Kyoto-Handel (*CDM/JI*) zur Verfügung stehen, dieser Markt also bereits vollständig aufgekauft worden sein. Da in solch einer Knappheitssituation die Preise jedoch stark ansteigen, ist es sehr wahrscheinlich, dass Staaten zur Erfüllung ihrer Kyoto-Pflichten zum Schutz ihrer Volkswirtschaften auf das klimaneutrale, aber günstigere Instrument der AAUs umschwenken. Da das Volumen verfügbarer AAUs auf 6,000-7,000 Mio. t geschätzt wird, ständen dadurch wieder genügend *CDM/JI* Zertifikate für den *ETS*-Markt zur Verfügung.

Der maximale Preis im Falle einer Knappheit wird durch die Höhe der Strafzahlung von 100 Euro/t, zuzüglich des erwarteten Preises für die dritte Handelsperiode, begrenzt, da fehlende Zertifikate aus der zweiten Handelsperiode trotz Strafzahlung nachgereicht werden müssen. In Abbildung 13 ist die *Merit-Order* des Kraftwerkspark im Fall einer Knappheit aufgetragen. In blau ist eine vereinfachte Kostenkurve ohne  $\text{CO}_2$ -Kosten eingezeichnet. Die graue Kurve zeigt den Verlauf der  $\text{CO}_2$ -Kosten in Abhängigkeit der insgesamt nachgefragten Menge. Die insgesamt nachgefragte Menge bezieht sich auf den gesamten Markt und ist daher nicht auf der Abszisse eingetragen, entscheidend ist nur das Preisniveau. Wenn sich also ein Preis von 100 Euro/t einstellt, entspricht die endgültige *Merit-Order* dem Verlauf der grünen Kurve. Bei einer realen *Merit-Order* und steigenden Gaspreisen werden Kohle- und Gaskraftwerke in direkter Konkurrenz stehen, wobei hier berücksichtigt werden muss, dass insbesondere ältere Kohlekraftwerke nicht spitzenlastfähig sind. Der Strompreis würde selbst in Schwachlastzeiten auf deutlich über 100 Euro/MWh steigen, wodurch erheblicher volkswirtschaftlicher Schaden entstünde und die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Ländern ohne  $\text{CO}_2$ -Kosten in der energieintensiven Industrie nicht mehr gegeben wäre.



**Abbildung 13. Beispielhafte Merit Order im Extrempreisszenario für CERs**

Durch die Angleichung von Kohle- und Gaskraftwerken würde die Angebotskurve zunehmend flacher, die Preisdifferenzen zwischen Stark- und Schwachlastzeiten deutlich abnehmen. Da die (Opportunitäts-)Kosten verbrauchter Zertifikate zu 100% in den Strompreis übernommen werden, kommt es hier aufgrund der größtenteils kostenlosen Zuteilung zu erheblichen *windfall-profits* der Stromkonzerne, insbesondere bei Betreibern von Kernkraftwerken. Die gesellschaftspolitische Diskussion würde hierdurch verschärft und ordnungspolitische Maßnahmen zur Abschöpfung dieser Gewinne sehr wahrscheinlich. Österreich würde aufgrund des hohen Anteils regenerativer Energien zum einen von dieser Preisentwicklung profitieren, die Erlöse von Speicherkraftwerken könnten jedoch aufgrund verringerter Preisdifferenzen leicht abnehmen. Insgesamt erscheint eine vollständige Knappheit im Markt mit Preisen von über 100 Euro/t im Markt eher unrealistisch, zur Abwendung volkswirtschaftlichen Schadens würde hier der Zukauf von AAUs durch Staaten sehr wahrscheinlich.

## 2. Der Markt ist ausgeglichen

Die bei Schaffung des Handelssystems angedachte und politisch gewollte Marktsituation liegt bei einer ausgeglichenen Menge von Angebot und Nachfrage. Hierbei wird davon ausgegangen, dass sich ein stabiler Preis für Zertifikate auf Basis der marginalen Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung einstellt. Die Kurve der marginalen Kosten setzt sich hierbei zusammen aus den nach Kosten geordneten und nach vermiedener Menge kumulierten Projekten interner Vermeidung durch die Unternehmen, Projekten am CDM/JI Markt oder überschüssigen Mengen anderer Unternehmen. Eine solche Situation ist in Abbildung 14 dargestellt (die graue Kurve dient wiederum nur zur Illustration des Preises, ohne Bezug zur

X-Achse). Der Preis liegt hierbei bei ca. 13 Euro/t CO<sub>2</sub>, wodurch die Preisaufschläge im Strommarkt moderat ausfallen.

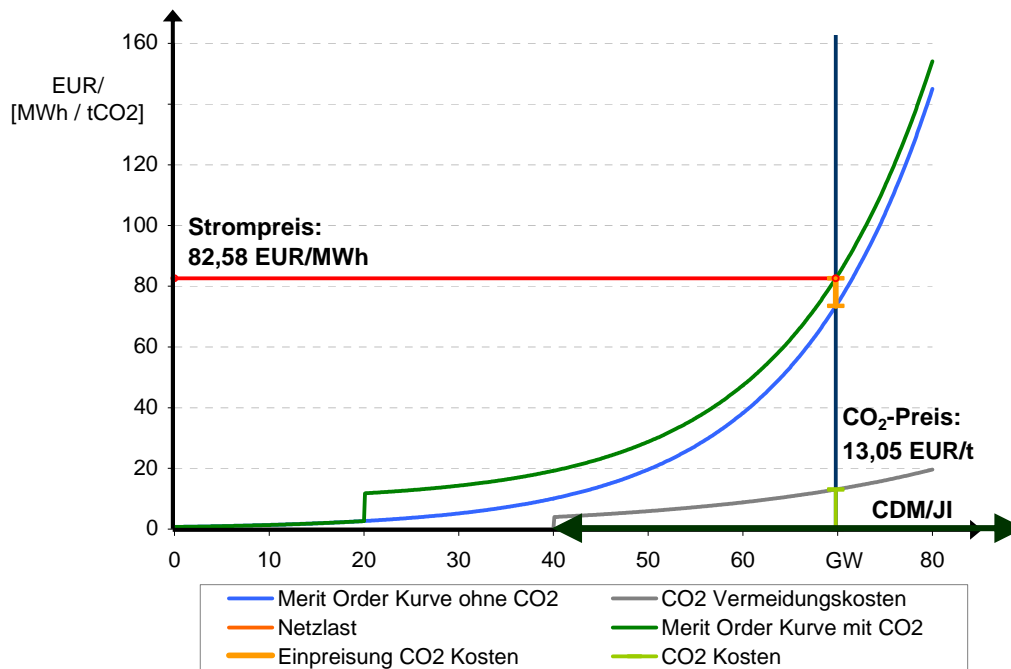


Abbildung 14. Merit Order bei moderaten Preisen für CERs

Folgende Überlegungen sind jedoch bei diesem Zustand zu berücksichtigen:

- In der zweiten Handelsperiode ist *Banking* erlaubt. Halter von Zertifikaten können also entscheiden, ob sie ihre Zertifikate in der aktuellen Handelsperiode verkaufen oder erst in der folgenden Handelsperiode. Dadurch werden extreme Preissprünge wie beim Wechsel der aktuellen Handelsperiode vermieden.
- Durch die intensive Nutzung des CDM Systems durch private Investoren wurden erhebliche Mengen Kapital investiert, für die die Anteilseigner angemessene Renditen erwarten. Es kommt somit zum Zielkonflikt zwischen Investoren und Klimaschützern, die an möglichst hohen Zertifikatspreisen interessiert sind und nationalen Regierungen, die zum Schutz der energieintensiven Industrie nur moderate Preise akzeptieren werden.
- Es besteht eine Rückkopplung zwischen der zweiten und dritten Handelsperiode. Durch eine strategische Verknappung der Zertifikate in der ersten Handelsperiode und hohen Preisen, wird es in der dritten Handelsperiode zu keiner weiteren Kürzung der Zertifikatmenge kommen und nur geringeren Preissteigerungen eintreten. Sind in der zweiten Handelsperiode aus politischer Sicht hingegen zu viele Zertifikate im Markt und sinken deshalb die Preise stark ab, wird es in der dritten Handelsperiode zu weiteren Kürzungen der Allokationspläne kommen. Da laufende CDM Projekte meist über mehrere Jahrzehnte Zertifikate generieren können, könnte je nach Zinssatz der Barwert des Projektes durch höhere Zertifikatspreise in der dritten Handelsperiode steigen.

- Kommt es zu einer deutlichen Überdeckung aus *CDM/JI* Projekten, deren Zertifikate aufgrund zu hoher Kosten nicht zu Marktpreisen verkauft werden können, hängt es von den politischen Rahmenbedingungen ab, wie der Markt reagiert. Existieren klare politische Rahmenbedingungen für die dritte Handelsperiode und sind Preise oberhalb der aufdiskontierten Zertifikatekosten zu erwarten, werden die Eigner das *Banking* nutzen und den Verkauf in die nächste Handelsperiode verschieben. Zeichnet sich jedoch ab, dass die Kosten des CDM-Projektes nicht wieder eingebracht werden können, wird der Betreiber versuchen, die Verluste zu minimieren und die Zertifikate mit Verlust verkaufen, wodurch es zu einem weiteren Preisverfall kommt. Da viele Firmen im Kohlenstoff-Markt noch sehr neu sind und meist noch keine Gewinne erwirtschaftet haben, ist hier jedoch der Druck einer frühzeitigen Rückerwirtschaftung der Investitionskosten sehr hoch. Im extremsten Fall würde der Markt dann einbrechen.

Ein Faktor, der trotz dieser großen Unsicherheiten und möglichen Instabilitäten des Marktes für einen stabilen Preis sprechen könnte, ist der politische Wille, dieses System nach dem Versagen der ersten Handelsperiode in jedem Fall zum Erfolg zu führen, was nur bei moderaten und stabilen Preisen möglich wäre.

Durch Käufe und Verkäufe von Zertifikaten durch Mitgliedsstaaten kann die Politik zudem Einfluss auf den Preis nehmen, ob dies jedoch der Grundidee des marktwirtschaftlichen Instruments entspricht, ist fraglich.

### 3. Der Markt ist *long*

Kommt es wie in der ersten Handelsperiode zu einer deutlichen Überdeckung am Markt, hätte dies drastische Folgen für die weitere Ausgestaltung des Zertifikatehandels und ist in jedem Fall die politisch am wenigsten erwünschte Option. Eine Weiterführung des Zertifikatehandels wäre fragwürdig und es käme in jedem Fall zu hohen Verlusten für Entwickler und Investoren von *CDM* oder *Ji* Projekten, private Gelder für weitere Klimaschutzprojekte ständen dann nicht mehr zur Verfügung. Aus Erfahrungen der ersten Handelsperiode ist aber zu erwarten, dass Unternehmen im produzierenden Gewerbe, die noch vom Emissionshandel erfasst sind, das Risiko einer *Short*-Position nicht eingehen und eher ihre Produktionsmengen anpassen. Ebenso werden kleine Unternehmen der Energieerzeugung, die über keine größeren Handelsabteilungen verfügen, versuchen, durch eigene Aktivitäten wie *Fuel-Switching* eine *Short*-Position zu vermeiden. Der verstärkte Zubau erneuerbarer Energien könnte ebenfalls die Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten senken. Durch *Banking* hingegen kann ein völliger Preisverfall abgedämpft werden, bei deutlicher Überdeckung wäre ein erneuter Preis von null aber dennoch möglich.

Insgesamt werden *CDM*-Projekte den größten Anteil an der Preisbildung haben. Sollte sich das Volumen dieses Marktes weiter erhöhen, könnte es zu einer Überdeckung des Marktes kommen. Durch *Banking* und politisch gestützte Käufe wird sich vermutlich langfristig ein Preis im Bereich der *CER*-Zertifikate einstellen. Eine extreme *Short*-Situation erscheint mit Hinblick auf die noch nicht genutzten *AAU*-Mechanismen als unwahrscheinlich.

### 3.3.5 Weitere Gestaltung des Emissionshandels

In den letzten Jahren wurden Emissionszertifikate mehr und mehr zu einem Produkt der Finanzwelt. So waren alle wichtigen Teilnehmer im Emissionshandel Banken und große Brokerhäuser. Durch die zunehmende Bedeutung des Emissionshandels im Finanzmarkt mit Umsätzen von über 30 Mrd. Euro 2006 rückt das eigentliche Ziel Klimaschutz zunehmend in den Hintergrund. In den Marktberichten von *Point Carbon* oder der Weltbank tauchen reale Reduktionsergebnisse nicht mehr auf; lediglich Preise, Volatilitäten und Marktvolumina.

Eines der wesentlichsten Probleme des Emissionshandels liegt in der Preisbildung am Großhandelsmarkt für Strom begründet. Die Preise für Emissionszertifikate beeinflussen direkt den Preis für Strom (siehe Abschnitt 3.4). Dadurch wird die Gesamtmenge von Emissionen der Energiewirtschaft mit Kosten behaftet und nicht allein die zu reduzierende Menge. Ein kurzes Beispiel soll dies verdeutlichen. Im Jahre 2006 lagen die Emissionen des Elektrizitätssektors in Deutschland bei 366 Mio. t CO<sub>2</sub> (Dena, 2009). Legt man nun einen Erfüllungsfaktor von 90 Prozent für die Energiewirtschaft in der ersten Handelsperiode zugrunde, entspricht dies einer CO<sub>2</sub>-Minderung von ca. 40 Mio. t. Aus den Untersuchungen in Abschnitt 3.3.2 ging hervor, dass der Preis für CO<sub>2</sub> direkt über den mittleren Emissionsfaktor in den Strompreis einfließt und somit die gesamte vermarktete Strommenge mit dem CO<sub>2</sub>-Preis belastet wird. Bei einem mittleren CO<sub>2</sub>-Preis von 15 Euro/t ergeben sich so reale Vermeidungskosten von  $(\text{Gesamtmenge} * \text{CO}_2\text{-Preis}) / (\text{Vermiedene Menge}) = (\text{Erfüllungsfaktor}) / (1 - \text{Erfüllungsfaktor}) * \text{CO}_2\text{-Preis} = (366 \text{ Mio. t} * 15 \text{ Euro}) / (40 \text{ Mio. t}) = 135 \text{ Euro/t}$ . Die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien liegen in vielen Sektoren ebenfalls deutlich über 100 Euro/t (Erdmann, 2009). Die Wirksamkeit von CDM/JI-Projekten ist noch sehr umstritten, genauere Analysen stehen hier aufgrund fehlender Erfahrungswerte jedoch noch aus. Insgesamt weist das eingeführte System des Emissionshandels aus wirtschaftlicher Sicht in vielen Punkten noch keinen Effizienzgewinn gegenüber ordnungspolitischen Maßnahmen auf. Durch die Schaffung behördlicher Instanzen zur Organisation des Handels und der Kontrolle von CDM-Projekten werden jedoch langfristige Strukturen zementiert, die eine Fortführung des Zertifikatshandels aus Interesse des Selbsterhalts bedingen werden. Daher muss von einer Fortführung des Handelssystems nach 2012 ausgegangen werden.

Bei der Entwicklung der nächsten Allokationspläne wird es in jedem Fall zu einer Diskussion kostenloser Zuteilung oder vollständiger Auktionierung kommen. Hier kommt es zu einem Zielkonflikt nationaler Klima- und Wirtschaftspolitik. Wie im Kapitel der Großhandelsmärkte noch genauer dargelegt wird, ist die Größe der französischen EDF inklusive der europäischen Beteiligung ein Problem hinsichtlich der Möglichkeit von Marktmacht im europäischen Markt. Da der französische Kraftwerkspark durch den hohen Kernkraftanteil weitgehend klimaneutral ist, werden hier in jedem Fall bei steigenden Zertifikatspreisen deutliche Zusatzrenten erwirtschaftet werden können, wodurch mehr Kapital für weitere Firmenübernahmen zur Verfügung steht. Energieunternehmen mit hohem Anteil fossiler Kraftwerksfeuerung werden hingegen im Falle einer vollständigen Auktionierung deutlich benachteiligt. Aus klimapolitischer Sicht ist dieser Schritt völlig berechtigt und auch zielführend. In Hinblick auf einen funktionierenden europäischen Binnenmarkt und

vollständigen Wettbewerb führt dieses jedoch zu einem zunehmenden Ungleichgewicht der Kräfte. Weitere Mitgliedsländer wie Finnland, Großbritannien, Litauen und Polen planen derzeit den Bau weiterer Kernkraftwerke (DIW Berlin, 2007).

### 3.4 Großhandelsmärkte und Preise

Durch die Aufspaltung vertikal integrierter Versorgungsketten im Zuge der Liberalisierung haben sich mehrere Großhandelsplätze unterschiedlichster Formen als Zwischenstufe zwischen Stromerzeugung und –weiterverkauf etabliert.

Die Marktorganisation wird meist durch regulatorische Rahmenbedingungen vorgegeben. Hierbei ist insbesondere die Organisation des Netzbetriebs entscheidend. Da es bei geographisch ausgedehnten Märkten häufig Engpässe an Netzkupplungsstellen gibt, ergeben sich Restriktionen für den Stromhandel. Die Berücksichtigung dieser Netzrestriktionen im Stromhandel führt teilweise zu Effekten gegenläufig der Idee der Trennung des Netzbereiches als natürliches Monopol von Erzeugung und Handel.

Grundsätzlich lassen sich drei unterschiedliche Strukturen charakterisieren:

- Vollständige Trennung von Handel und Netzbetrieb (z.B. in Deutschland bis 2007)
- Koordinierte Auktionen zwischen mehreren Märkten unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen (Market Splitting in Skandinavien, Market Coupling in Kontinentaleuropa)
- Vollständige Integration von Netzbetrieb und Handel in einer Instanz (*PJM* als *Independent System Operator ISO* in den USA)

Das Stromnetz stellt ein natürliches Monopol dar, da deutliche Skaleneffekte keinen Parallelbetrieb mehrerer Netze wie beispielsweise im Mobilfunkbereich erlauben. So sinken die Übertragungsverluste mit dem Quadrat der Spannung und die Übertragungskapazität steigt. Um Monopolpreise zu verhindern muss dieser Bereich daher reguliert werden. Bei der vollständigen Trennung von Handel und Netzbetrieb kann der regulierte Netzbetrieb von den wettbewerblichen Bereichen Erzeugung und Vertrieb getrennt werden. Für den Händler ergibt sich jedoch das Problem, Transportkapazitäten und Strommengen separat kontrahieren zu müssen. Aus unterschiedlichen Produktspezifikationen in beiden Märkten ergeben sich häufig ineffiziente Allokationen (Consentec, IAEW, Frontier Economics, 2006).

Im Skandinavischen *Nordpool*-Gebiet werden daher schon seit längerem integrierte Auktionen durchgeführt. Bei diesem *Market-Splitting* wird das Marktgebiet in einzelne Gebiete aufgeteilt, zwischen denen Netzengpässe herrschen. Für jedes Netzgebiet werden in einer Auktion Gebote von Erzeugern und Verbrauchern gesammelt und Marktpreise ermittelt. Danach werden in einer Optimierung alle nicht-bezuschlagten Gebote in andere Netzgebiete höherer Preise übermittelt, bis die Netzkapazitäten vollständig ausgelastet sind. So werden alle Kuppelkapazitäten optimal ausgelastet und nur bei realen Engpässen sind Preisdifferenzen möglich. Wie der Begriff „koordinierte Auktion“ schon impliziert, ist hierbei eine geschlossene Betrachtung aller Gebote nötig, was auch die Zahl der möglichen

Preisbildungsmechanismen begrenzt, die weiter unten betrachtet werden. In Kontinentaleuropa werden zurzeit vormals getrennte Börsenplätze über den Mechanismus des *Market-Coupling* vernetzt. Anstelle unterschiedlicher Gebiete eines Marktes werden hierbei ganze Marktgebiete gekoppelt und Börsengebote zwischen ihnen übermittelt. Zwischen Skandinavien und Deutschland wird bereits das Kontek-Kabel zwischen Nordpool und der *EEX* auf diese Art vermarktet. Zudem existiert ein trilaterales *Market Coupling (TMC)* zwischen den Börsen Belpex, APX und Powernext.

Die letzte Stufe der Integration zwischen Handel und Netz bildet der unabhängige Systemoperator nach dem Modell des amerikanischen *PJM*-Marktes.

Die unterschiedlichen Formen der Marktgestaltung haben auch direkte Auswirkungen auf die Preisbildungsmechanismen in den einzelnen Märkten. Vor dem Hintergrund aktueller Preisentwicklungen sollen daher in den folgenden Abschnitten zunächst die unterschiedlichen Preisbildungskonzepte vorgestellt werden und daraufhin auf die Möglichkeit der Manipulation bzw. der Ausübung von Marktmacht untersucht werden.

### 3.4.1 Preisbildungskonzepte

In der „alten“ Welt der Strommärkte wurden meist bilaterale Lieferkontrakte (*Over The Counter, OTC*) geschlossen, die die physikalische Lieferung des Gutes „Strom“ beinhalteten. In den letzten Jahren hat hingegen der börsliche Stromhandel deutlich zugenommen. Die Preise von *OTC*-Kontrakten orientieren sich seitdem meist am öffentlichen Preis ähnlicher Börsenkontrakte. Die physikalische Lieferung von Strom erfolgt an den europäischen Börsen meist nur auf Basis kurzfristiger *Day-Ahead* Kontrakte. Alle längerfristigen Terminkontrakte (*Futures*) werden nur finanziell erfüllt.

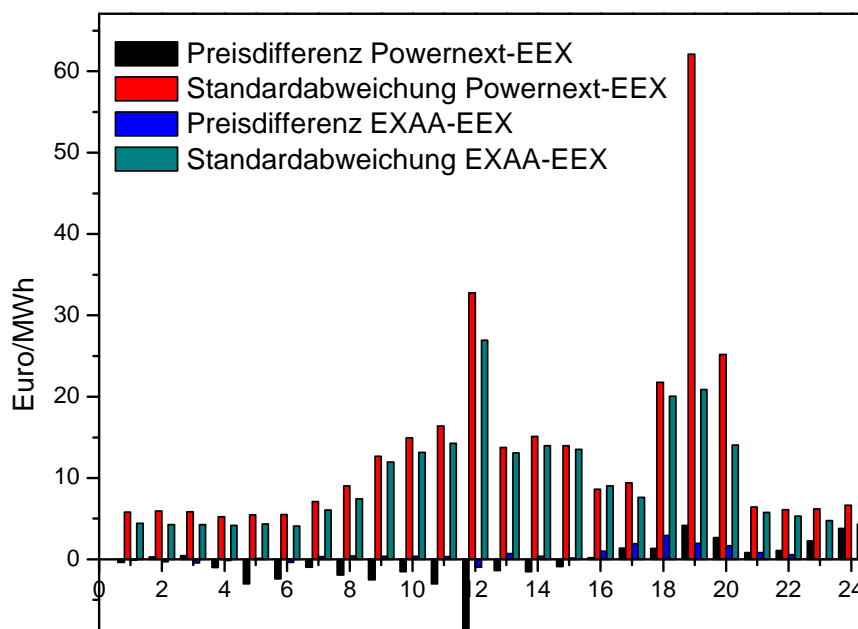
Grundsätzlich existieren zwei unterschiedliche Konzepte der Preisbildung, das offene- und das geschlossene Orderbuch. Bei einem offenen Orderbuch werden Gebote direkt veröffentlicht und bei passenden Gegenboten sofort ausgeführt. Hierbei ist also ein fortlaufender Handel möglich. Beispiele hierfür sind der Terminmarkt oder der *Intraday*-Handel.

Am Spotmarkt für Strom wird in Europa häufig das geschlossene Orderbuch, also eine Auktion, eingesetzt. Hierbei werden alle Gebote gesammelt und zu festgelegten Zeiten nach dem Meistausführungsprinzip zusammengeführt. Bei der Berücksichtigung von Übertragungsempfässen ist dies die einzig mögliche Auktion, da für die Bestimmung der Lastflüsse alle Handelsströme bekannt sein müssen. Bei einer Auktion bestehen jedoch noch unterschiedliche Varianten der Preisfindung. Die beiden Häufigsten sind hierbei *Uniform-Pricing* und *Pay-As-Bid*. Beim *Uniform-Pricing* erhalten alle Marktteilnehmer den ermittelten Marktpreis, unabhängig der Höhe ihres eigenen Gebots. Dieses Verfahren findet an allen größeren Strombörsen in Europa und im *PJM* Markt Verwendung. Beim *Pay-As-Bid*-Verfahren erhalten alle Teilnehmer nur den gebotenen Preis. Dieses Verfahren wird im deutschen Markt für Regelenergie angewandt.

Die Gebote an den einzelnen Märkten können jedoch nicht isoliert betrachtet werden, da die Märkte durch Kuppelkapazitäten gekoppelt sind oder Kraftwerke sowohl an der Börse als

auch am Markt für Systemdienstleistungen auftreten können. Entscheidend sind hierbei insbesondere die Market-Closure-Time, also der Zeitpunkt der letztmöglichen Gebotsabgabe sowie der Zeitpunkt der Veröffentlichung der Marktdaten. Da diese Zeiten europaweit variieren, kommt es zu Abhängigkeiten zwischen den unterschiedlichen Börsenplätzen. Als erste Börse in Europa veröffentlicht die österreichische EXAA die Auktionsergebnisse um 10:15 Uhr des jeweiligen Tages. Danach folgen die Ergebnisse der über Market-Coupling verbundenen niederländischen APX, der Powernext in Frankreich und der belgische Belpex um 11:00 Uhr. Die beiden größten Börsen Nordpool und EEX schließen die Orderbücher um 12:00 Uhr.

Insgesamt ist zwischen den beiden Börsen eine deutliche Preiskonvergenz erkennbar. Lediglich in den Höchstlaststunden mittags und am frühen Abend stellen sich teils deutliche Preisdifferenzen ein (siehe Abbildung 15).



**Abbildung 15. Preisdifferenzen einzelner Stunden EEX-Powernext-EXAA im Jahr 2007**

Für die spätere Betrachtung der Möglichkeiten missbräuchlichen Marktverhaltens ist die zunehmende Vernetzung der einzelnen Märkte von entscheidender Bedeutung. Bei steigendem Marktvolumen wird die Möglichkeit strategischer Preisbeeinflussung eingeschränkt (siehe Kapitel 3.4.2).

Durch die zeitliche Kopplung der Märkte und die täglichen Auktionen werden die Gebote der Händler also nicht nur durch Fundamentalfaktoren wie Netzlast, Brennstoffpreise, Kraftwerkswirkungsgrade, Netzengpässe etc. beeinflusst, sondern auch durch die allgemeine Markteinschätzung in Form der Informationen vorangegangener Auktionen oder Antizipation späterer Auktionen des gleichen Produkts.



### 3.4.2 Marktmacht

Steigende Preise für Elektrizität haben in Europa in letzter Zeit zu einer zunehmenden Diskussion über Marktmacht im Energiesektor geführt (SPIEGEL, 11/07, SPIEGEL, 12/07, EC, 2007). Marktmacht wird häufig definiert als

„die Fähigkeit, Preise gewinnbringend vom wettbewerblichen Niveau zu entfernen.“<sup>10</sup>

Vor der Liberalisierung waren in den meisten europäischen Ländern die Energieerzeugungsunternehmen über die Stufen Erzeugung, Transport und Vertrieb vertikal integriert und verfügten über ein Monopol im Versorgungsgebiet. Im Zuge der nationalen Umsetzung der EU-Elektrizitäts-Binnemarktrichtlinie (2003/54/EG) wurde diese vertikale Integration durch buchhalterisches, informatorisches, operationelles<sup>11</sup> und gesellschaftsrechtliches<sup>11</sup> *Unbundling* aufgelöst, jedoch gehören die einzelnen Unternehmensteile meistens weiterhin zu einem gemeinsamen Mutterkonzern. Hierdurch ergeben sich Interessenskonflikte zwischen einer für den Mutterkonzern vorteilhaften Bevorzugung verbundener Tochterkonzerne und einer wettbewerbsfördernden diskriminierungsfreien Behandlung aller Netznutzer. Auf allen drei Stufen bestehen Möglichkeiten, eine marktmächtige Stellung zum Vorteil des integrierten Mutterkonzerns auszunutzen. Diese sollen im Folgenden einzeln betrachtet werden.

#### 3.4.2.1 Marktmacht bei der Erzeugung und im Großhandel

Im Bereich Erzeugung und Großhandel konzentriert sich die öffentliche Diskussion im deutschsprachigen Raum insbesondere auf die Preisentwicklung an der *European Energy Exchange* in Leipzig. Der mittlere Spotmarktpreis stieg in den Jahren 2001-2006 um 100 Prozent.

**Tabelle 3. Durchschnittspreise am Spotmarkt der European Energy Exchange**

2001	24,07 Euro/MWh
2002	22,74 Euro/MWh
2003	29,49 Euro/MWh
2004	28,53 Euro/MWh
2005	45,98 Euro/MWh
2006	50,79 Euro/MWh
2007 (bis Mitte November)	35,25 Euro/MWh

In Folge entstanden mehrere Studien, in denen aus wissenschaftlicher Sicht untersucht wurde, ob diese Preisentwicklung mit fundamentalen Faktoren begründbar ist oder aufgrund von Preismanipulation zustande kam.

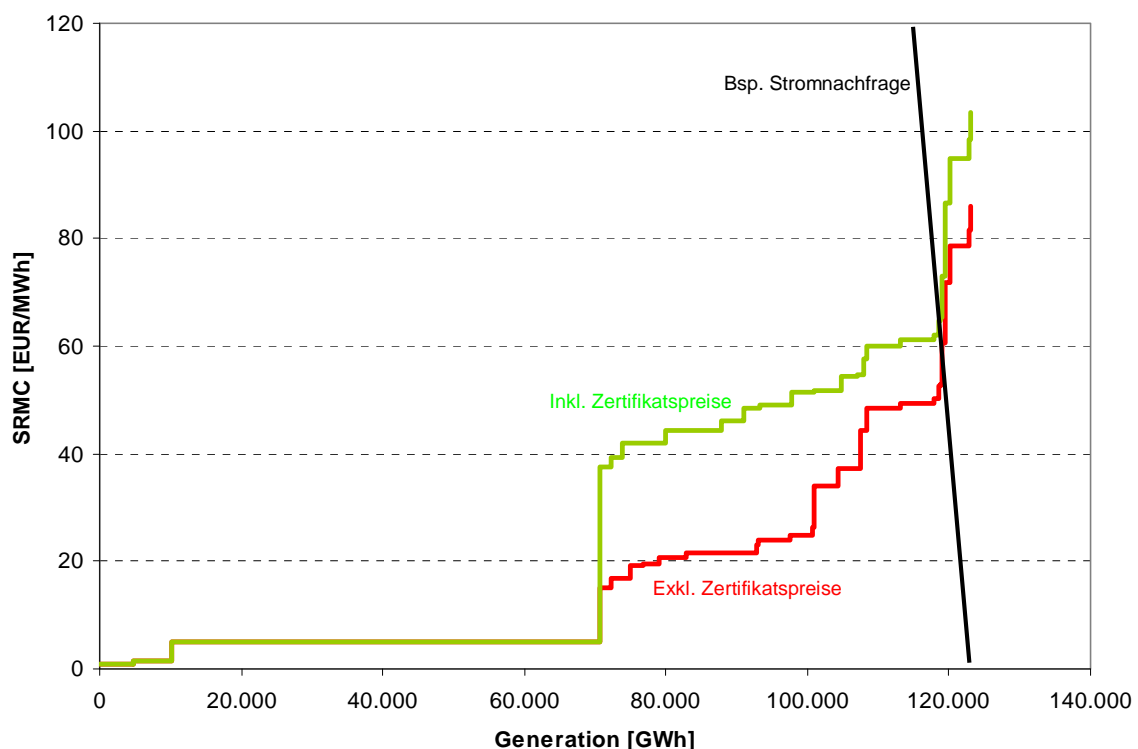
<sup>10</sup> Mas-Collel et al. 1995, S. 383

<sup>11</sup> Nur große VNB

Aufgrund der im Tagesverlauf stark schwankenden Nachfrage nach Elektrizität existieren unterschiedliche Typen von Kraftwerken im Markt. Grundlastkraftwerke verursachen relativ hohe fixe, aber vergleichsweise geringe variable Kosten bei der Stromerzeugung. Die Stromgestehungskosten lagen bei einem Braunkohlekraftwerk 2005 mit 7.500h Nutzungsstunden etwa bei 20 Euro/MWh Fixkostenanteil und 16 Euro/MWh variablen Kosten. Ab einem Strompreis in Höhe der variablen Kosten werden hier also positive Deckungsbeiträge erwirtschaftet. Bei Spitzenlastkraftwerken mit vergleichsweise geringer Nutzungsdauer sind die variablen Kosten von entscheidender Bedeutung. Für eine Gasturbine mit 150MW und einer Nutzungsdauer von 1250h betragen die Fixkosten knapp 30 Euro/MWh, die variablen Kosten lagen hingegen, auch aufgrund hoher Gaspreise, bei ca. 75 Euro/MWh (Monopolkommission, 2007, Panos Constantin, 2007).

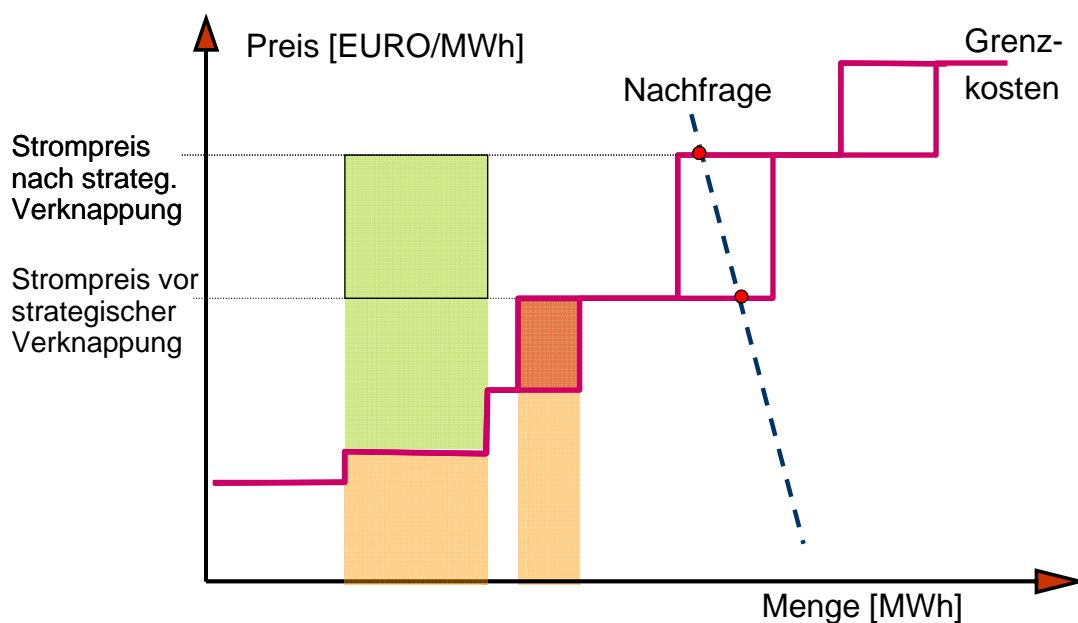
In der Theorie vollkommener Märkte liegt die optimale Produktionsmenge eines Preisnehmers am Schnittpunkt der Grenzkostenfunktion mit dem Preis. Dies bedeutet: der Kraftwerksbetreiber wird alle Kraftwerke mit positivem Deckungsbeitrag in den Markt bringen. Diese Strategie würde Gebote in Höhe der Grenzkosten der Stromproduktion implizieren. Im vorliegenden Beispiel mit lediglich zwei Kraftwerkstypen würde dies bedeuten, dass der Strompreis zwischen den Preisen 16 Euro/MWh in Schwachlastzeiten und 75 Euro/MWh in Spitzenlastzeiten springen würde.

Die Grenzkosten steigen daher bei hoher Nachfrage stark an. Dieser steile Anstieg findet sich auch im tatsächlichen Verlauf der *Merit-Order*-Kurve des europäischen Kraftwerksparks wieder. Abbildung 16 verdeutlicht diesen Verlauf für den mitteleuropäischen Strommarkt, bestehend aus den Ländern Österreich, Deutschland, Frankreich und Schweiz graphisch.



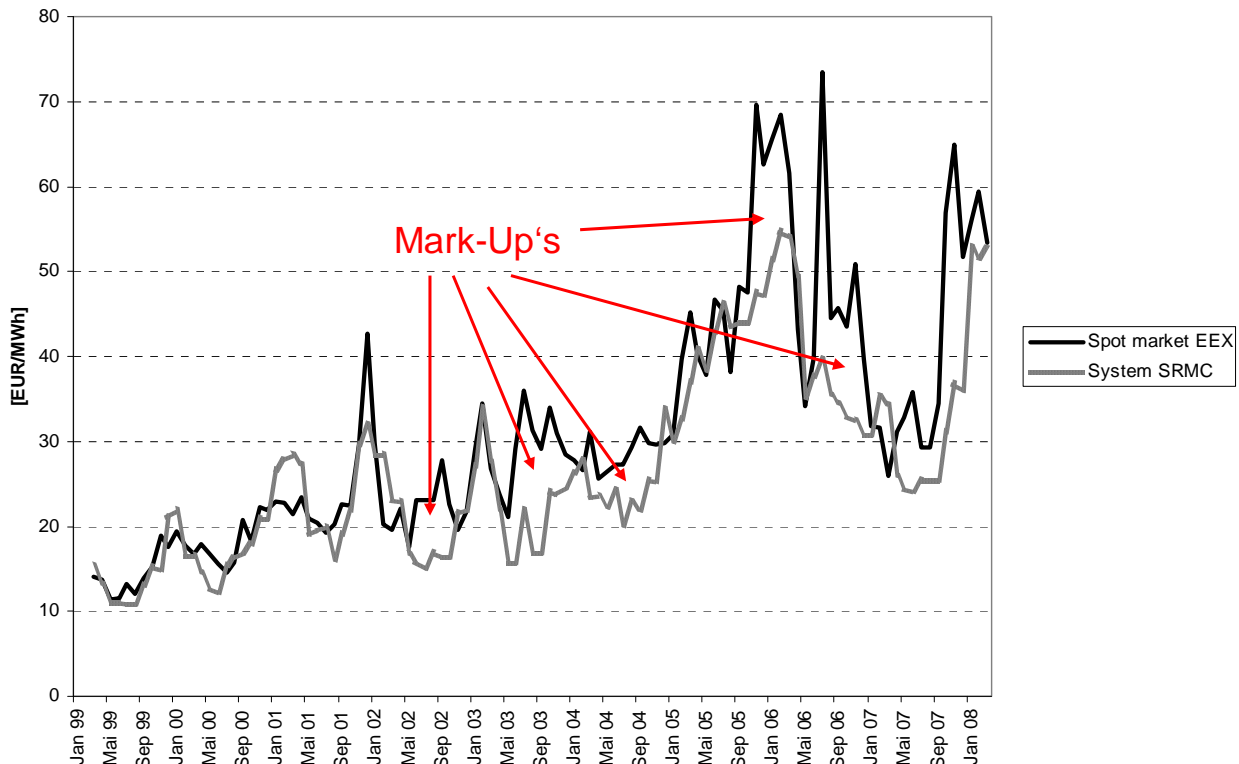
**Abbildung 16. Merit-Order-Kurve des mitteleuropäischen Marktes (AT+DE+FR+CH) für Jänner 2006.** Zur Verdeutlichung der möglichen Preiseffekte hervorgerufen durch die starke Konvexität der Angebotskurve ist eine beispielhafte Spitzenlastnachfragekurve im Diagramm eingezeichnet. Quelle: UCTE, EEX, BAFA, eigene Berechnungen

Dieser Verlauf der *Merit-Order*-Kurve, gekoppelt mit einer ausgeprägt unelastischen Stromnachfrage (siehe Abbildung 16), bietet jedoch das Potenzial zur Gewinnsteigerung durch die Ausübung von Marktmacht in Knappheitssituationen durch Zurückhaltung von Kapazitäten. Wird ein Kraftwerk oder ein Anteil der Kraftwerksleistung aus dem Markt genommen, steigt der Preis so weit, dass die zusätzlichen Deckungsbeiträge der im Markt verbliebenen Kraftwerke oder Leistungsanteile höher sind als die verlorenen Deckungsbeiträge der nicht eingesetzten Leistung. Dieses Prinzip ist in Abbildung 17 dargestellt. Hierbei ist es unerheblich, ob Kapazität real zurückgehalten wird, oder eine ökonomische Verknappung durch überhöhte Preisforderungen stattfindet.



**Abbildung 17. Prinzip der strategischen Verknappung**

Der Nachweis solchen Verhaltens ist sehr schwierig. Der gebräuchlichste Weg war hierbei zumeist die Nachbildung der *Merit-Order*-Kurve auf Basis des bekannten Kraftwerksparks und öffentlich verfügbarer Fundamentalfaktoren (Brennstoffpreise etc.). Für unterschiedliche Nachfragen wurden damit dann Preise ermittelt und diese mit den Börsenpreisen zu diesen Zeitpunkten verglichen (Ockenfels 2007, London Economics, 2006, Hirschhausen, 2006). Abbildung 18 zeigt einen Vergleich der Börsepreise an der deutschen Leitbörse EEX mit den errechneten Systemgrenzkosten (Energy Economics Group, 2008).



**Abbildung 18. Vergleich der EEX-Preise und der Erzeugungskosten. Quelle: EEX, eigene Berechnung**

Der Nachteil bei dieser Methodik liegt in der extremen Informationsasymmetrie zwischen aktiven Handelsteilnehmern und externen Analysten.

### 3.4.2.2 Marktmacht im Netzbetrieb

Stromnetze bilden aufgrund der hohen Verbundvorteile natürliche Monopole. Daher ist zur Vermeidung von Monopolrenten ein regulierender Eingriff notwendig. Durch Umsetzung des *Unbundlings* wurde in Österreich und Deutschland bereits das Netz von Erzeugung und Vertrieb getrennt und Netzbetreiber müssen seitdem allen Netznutzern die gleichen Anschlusskonditionen ermöglichen. Die Erlöse aus den Transportkosten werden reguliert, wobei hier derzeit der Umstieg von einer kostenbasierten Regulierung hin zu einem *Benchmarking System* auf Basis einer Anreizregulierung vorgenommen wird.

Da die Netzbetreiber jedoch meist Tochterunternehmen von Stromkonzernen sind, zu denen auch Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen gehören, besteht ein Anreiz, diese verbundenen Unternehmen als Netznutzer zu bevorzugen. Aufgrund der gleichen Netzentgelte ist hier eine Bevorzugung nicht mehr möglich, jedoch bestehen weitere Möglichkeiten insbesondere den Markteintritt neuer Marktteilnehmer zu behindern. Die beiden häufigsten Probleme waren hierbei die Genehmigung neuer Kraftwerksstandorte und bürokratische Hürden bei Wechsel der Zuordnung einzelner Netznutzer zu neuen Bilanzkreise, d.h. Lieferantenwechseln von Privatkunden.

Die Probleme wurden von den Regulierungsbehörden bereits erkannt und adressiert.

Ebenso unterliegen die nationalen Netzentgelte zumeist einer Kostenkontrolle, wobei Österreich hier den Schritt von einer kostenbasierten Regulierung hin zu einem Anreizsystem bereits 2006 vollzogen und so für nachziehende Länder wie Deutschland in diesem Bereich Pilotcharakter und Vorbildfunktion hat (DIW, 2007, EIWOG).

Ein größeres Problem stellt jedoch ebenso wie bei Investitionen auf der Erzeugungsseite die Frage nach Anreizen für Netzinvestitionen in Kuppelkapazitäten dar. Aus Sicht des Netzbetreibers existiert eine gewinnmaximale Engpasskapazität. Bei optimaler Allokation wie im Fall des *Market-Couplings* entspricht die Preisdifferenz der Marktpreise auf beiden Seiten des Engpasses genau den Transportkosten und somit multipliziert mit der transportierten Menge den Erlösen des Netzbetreibers. In den beiden Extremfällen

- Keine Netzkupplung: Menge = 0
- Vollständiger Netzausbau: Preisdifferenz = 0

kann der Netzbetreiber keine Gewinne erwirtschaften. Somit kommt es zu einem Interessenskonflikt zwischen der Begrenzung von Marktmacht auf der Erzeugerseite durch den forcierten Ausbau von Kuppelkapazitäten und der Investitionsbereitschaft auf Seiten der Netzbetreiber. Ohne regulatorische Maßnahmen wird kein Netzbetreiber einen Engpass aus eigenem wirtschaftlichem Interesse vollständig beseitigen, ein nachhaltiges Konzept zum weiteren Ausbau von Kuppelkapazitäten in Europa existiert noch nicht.

Im operativen Geschäft besteht die Gefahr der Kapazitätshortung von Kuppelkapazitäten zur Behinderung von Markteintritten ausländischer Stromerzeuger. Durch die Implementierung des „*Use-it-or-lose-it*“ Prinzips bei expliziten Auktionen, sowie Erweiterung der impliziten Auktionen (Kontek-Kabel, BE-NL-FR bzw. BE- NL-LUX-FR-DE) ist hier keine Ausübung von Marktmacht mehr möglich (NMA, BNetzA, CReg, ILR, CR, 2007, Todem, Leuthold, 2006).

### 3.4.2.3 Marktmacht im Vertrieb

Ehemalige Verbundunternehmen sind zumeist überwiegend eigenkapitalfinanziert (Verbund z.B. 60%). Um ihren Marktanteil zu erweitern und mit der Begründung sinkender Kapitalkosten übernahmen diese eine Reihe von Beteiligungen an weiteren Energieunternehmen. So übernahm EDF 46 Prozent der Anteile der Energie Baden-Württemberg, welche wiederum 35 Prozent der österreichischen EVN AG hält. RWE beteiligte sich zu 49 Prozent an der Kärntner Energieholding KELAG und übernahm eine Reihe weiterer Anteile deutscher Stadtwerke. Weiterer Fokus der großen Energieversorger lag auf Beteiligungen in Osteuropa, insbesondere Tschechien und Ungarn.

In Österreich besteht ebenfalls eine Reihe von Beteiligungen zwischen den Energieunternehmen. Verbund hält 49 Prozent der Stadtwerke Klagenfurt und 35 Prozent der KELAG und 50% der Ennskraftwerke AG. Die Energie AG ist zu 49 Prozent an der Wels Strom GmbH und zu 26,3% an der Salzburg AG beteiligt und hält 17 Prozent der Anteile der Energieallianz Austria GmbH (Austritt 2007).

Die Beteiligung an Vertriebsunternehmen bietet für Unternehmen mit Erzeugungskapazitäten die Möglichkeit, Marktmacht auszuüben. Zum einen können die verbundenen Unternehmen

zur Abnahme eigener Strommengen verpflichtet werden, zum anderen erhält der verbundene Großkonzern wichtige Informationen über die Beschaffungsstrategie des Verteilunternehmens. Hierbei ist vor allem die Risikostrategie der Verteilunternehmen von Bedeutung. Aus Gründen des Risikomanagements sind die Vertriebsunternehmen verpflichtet, bis zu bestimmten Zeitpunkten Mindestmengen am Terminmarkt zu beschaffen. Im Schnitt werden zwei Jahre im Voraus ca. 10 Prozent des Strombedarfs der Stadtwerke am Terminmarkt oder im *OTC*-Handel beschafft. Ein Jahr vorher müssen nach Auskunft von RWE etwa 55 Prozent fest eingekauft sein, 6 Monate vorab 95%. Demgegenüber steht die Vermarktungsstrategie der Erzeugungsunternehmen, welche ebenfalls zur Risikominimierung Mengen am Terminmarkt verkaufen müssen. Ist die Risikostrategie auf Käuferseite, beispielsweise über Beteiligungen und Aufsichtsratsmandate, dem Energieversorger bekannt, kann er seine Verkaufspolitik dementsprechend anpassen und freie Mengen im Terminmarkt entsprechend zurückhalten um den Preis nach oben zu bringen. Zu den jeweiligen Zeitpunkten, an denen sich die Versorger eindecken, kann eine kurzfristige Marktbeeinflussung des Spotmarktes den Terminmarktpreis ebenfalls positiv beeinflussen. In Abbildung 19 ist dies exemplarisch dargestellt. Die rote Linie zeigt den Verlauf der Terminmarktpreise für eine Bandlieferung 2008. Dunkelblau dargestellt ist der Mittelwert der letzten 8760 Stunden (1 Jahr) des Day-Ahead Handels sowie in hellblau der wöchentliche Mittelwert der Day-Ahead Stunden. Die beiden unteren Linien zeigen den Verlauf der CO<sub>2</sub>-Preise am Spotmarkt (für Zertifikate der ersten Handelsperiode) und Terminmarktpreise für Zertifikate der zweiten Handelsperiode ab 2008.

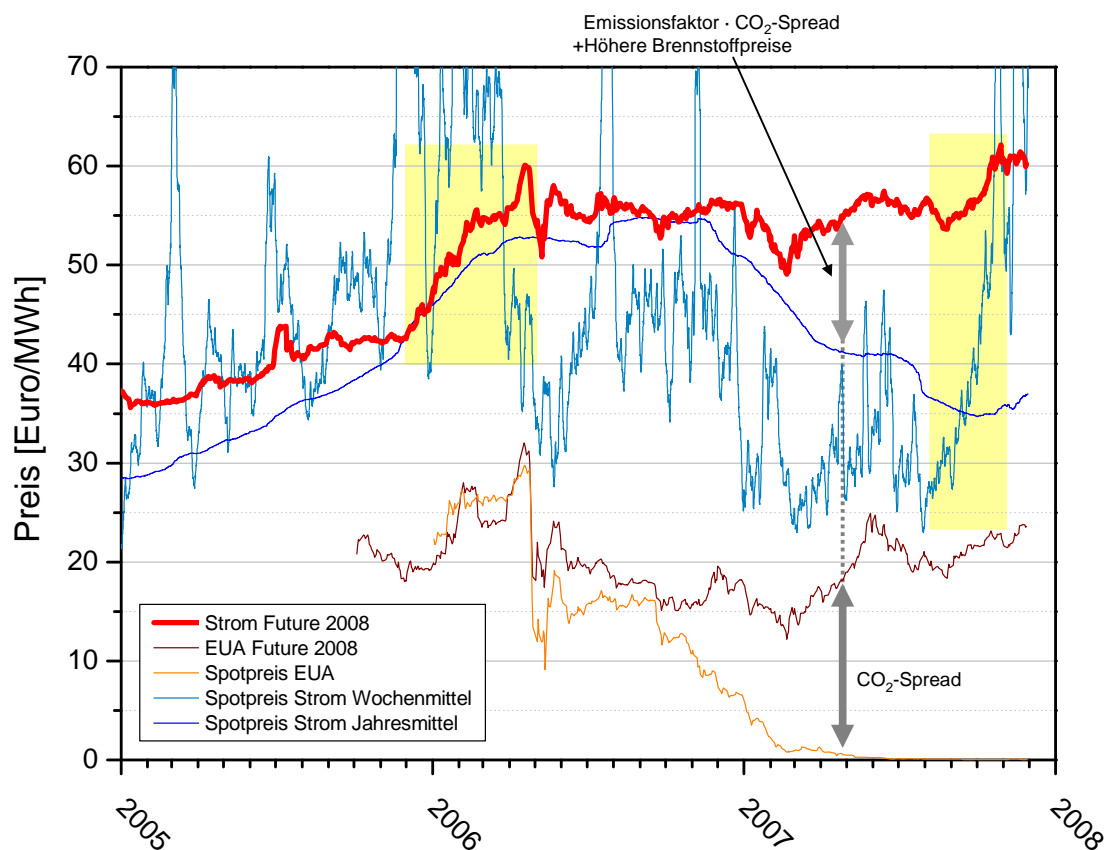


Abbildung 19. Einfluss des Spotpreises auf den Terminmarkt

Bis Mitte 2006 folgt der Future-Preis deutlich dem langfristigen Mittelwert der Spotpreise der letzten 365 Tage und somit dem Spotpreis. Nach dem Absturz der Zertifikatepreise der ersten Handelsperiode liegen die Preise deutlicher auseinander, da in den Spotpreisen praktisch keine CO<sub>2</sub>-Kosten mehr eingepreist werden, während die Terminmarktpreise auf Zertifikatepreisen von 20-25 Euro/t basieren. Dennoch ist in den gelb hinterlegten Bereichen der Einfluss starker Spotpreisschwankungen auf den Terminmarktpreis zu erkennen. Insbesondere Ende 2007 haben starke Preisanstiege im Spotmarkt zu einem Anstieg der *Base-Futures* 2008 auf über 60 Euro/MWh geführt. Eine detaillierte Analyse des Zusammenhangs von Termin- und Spotpreisen findet sich in Redl et al. (2009).

Eine weitere Form der Ausübung von Marktmacht besteht ebenso wie im Fall der Netze durch die Möglichkeit, neue Marktteilnehmer durch langsame Geschäftsprozesse und extreme Bürokratiehürden zu behindern, beispielsweise bei der Übermittlung von Kundendaten bei Versorgerwechseln der Kunden. Hier haben die Regulierungsbehörden jedoch weitestgehend standardisierte Datenformate und Geschäftsprozesse durchgesetzt, so dass diese Probleme in naher Zukunft ausgeräumt werden können.

Die Frage, ob und falls ja, in welchem Umfang Marktmacht im Strommarkt ausgeübt wurde, lässt sich insgesamt nur schwer beantworten. Das grundlegendste Problem, welches zu dem insgesamt hohen Marktmachtpotenzial führt, ist die immer noch viel zu inelastische Nachfrage am Markt. In einem effizienten System muss dem elastischen Angebot der Kraftwerksbetreiber eine ebenfalls elastische Nachfrage gegenüberstehen. Durch den Einsatz funktionaler Energiespeicher, *Demand-Side-Management* oder anderen Stromspeichern, können nicht nur kurzfristige Preisausreißer deutlich reduziert werden, sondern sie ermöglichen auch einen besseren Markteintritt erneuerbarer Energien mit stochastischer Einspeisung. Für eine solche Entwicklung wird aber ein funktionierender Markt mit zeitabhängigen Preissignalen benötigt, an dem sich die Preise frei einstellen können, da nur Knappheitsrenten Investitionsanreize für innovative Technologien mit sich bringen. Eine Rückkehr zur Tarifaufsicht wäre in diesem Fall ein Rückschritt, da dies den Marktpreis entwertet und die gesamte Liberalisierung in Frage stellt. Das Beispiel Kalifornien zeigt, dass eine starke Preisaufsicht einem liberalisierten Markt entgegensteht. Wenn der Markt aber kurzfristig Preisspitzen akzeptiert, kann diesen mittelfristig durch Innovationen begegnet werden, wodurch das gesamte System modernisiert und besser auf einen weiter diversifizierten Erzeugungsmix vorbereitet wird.

Einer der wichtigsten Forschungspunkte in diesem Bereich ist der Ausbau von Energiespeichern, wobei hier nur Wasserspeicher aktuell im großtechnischen Maßstab sinnvoll einsetzbar sind. Zwar ist diabate Drucklufttechnik (*Compressed-Air-Energy-Storage*) ebenfalls verfügbar, jedoch nicht wirtschaftlich einsetzbar (Gatzen, 2007).

## 4 „Stromzukunft“-Szenarien

Im Rahmen des „Stromzukunft“-Projekts werden drei Szenarien ausführlich untersucht:

- Referenzszenario
- Effizienz- und Erneuerbaren Szenario
- CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Randbedingungen dieser Szenarien beschrieben und entsprechende exogene Parameter quantifiziert. Wesentliche Parameter sind:

- Stromverbrauch
- Primärenergiepreise
- CO<sub>2</sub>-Preise
- Förderung Erneuerbarer
- Stromgroßhandelspreise

Die oben erwähnten Szenarien widerspiegeln mögliche Entwicklungspfade des österreichischen Stromversorgungssystems. Dieses ist Bestandteil des (mittel-)europäischen Systems. Daher werden, sofern benötigt, entsprechende Entwicklungen auf europäischer Ebene in der Parameterdefinition berücksichtigt.<sup>12</sup> In den Szenarien werden einige gegensätzliche Entwicklungen beibehalten, um den Einfluss politischer Entscheidungen im Energiebereich illustrieren zu können.

Die gewählten Szenarien stehen in vielen Bereichen vielmehr bewusst miteinander in Konflikt. Entscheidend ist allerdings, dass die dahinterliegenden Storylines, die im Folgenden kurz beschrieben werden, ein in sich konsistentes, charakteristisches Bild einer bestimmten Entwicklung zeichnen. Dadurch soll der Blick auf die langfristigen, generellen Charakteristika gelenkt werden.

Der so abgebildete „Szenarienfächer“ erlaubt abschließend Aussagen und Analysen über die Sensitivität beziehungsweise Robustheit der einzelnen Technologien. Die Stabilität des Markteintritts der jeweiligen alternativen Technologie in Bezug auf die Realisation der exogenen Parameter in den „Stromzukunft“-Szenarien (und damit in Bezug auf eine Variation dieser exogenen Parameter) kann somit über den Ansatz der Szenariensimulation getestet werden.

- **Referenzszenario:** In diesem Szenario bleiben ungelöste Interessenskonflikte zwischen Politik, Energiewirtschaft, Unternehmen und Umweltgruppen bestehen. Innerhalb der Energiepolitik ist keine klare Linie erkennbar, was eine halbherzige Klima- und Erneuerbarenpolitik zur Folge hat (dies gilt auch auf globaler bzw.

---

<sup>12</sup> Für unterschiedliche Szenarien auf europäischer Ebene siehe Redl et al. (2008) sowie Weber (2007).



europäischer Ebene). Der geringe Druck innovative Politiken zu implementieren, wird durch niedrige Preise fossiler Primärenergieträger weiter reduziert. Entsprechend gering ist die Akzeptanz der Bevölkerung in Bezug auf die Förderung erneuerbarer Energieträger.

- **Effizienz- und Erneuerbaren Szenario:** In diesem Szenario fokussiert die Energiepolitik auf erneuerbare Energieträger und Energieeffizienz. Weder gesellschaftliche noch politische Hemmnisse beschränken den Ausbau Erneuerbarer. Entsprechende ambitionierte Förderpolitiken sind implementiert. *Carbon Capture and Storage*-Technologien (CCS) zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Speicherung werden nicht eingesetzt. Versorgungssicherheit stellt ein zentrales Ziel der Energiepolitik dar, was mit erhöhter Priorität für heimische Energieträger (Erneuerbare) verbunden ist (vor allem im Wärmebereich). Ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Technologien findet europaweit statt, was mit entsprechend effektivem Management und Modernisierung des Stromnetzes ("Smart Grids") verbunden ist. Signifikante Effizienzgewinne resultieren aus reduzierten Umwandlungsverlusten und Verbrauchsreduktionen im Endverbrauchs- und Energiesektor. Die Effizienzfortschritte sind hauptsächlich politikgetrieben. Auf europäischer (und globaler) Ebene sind Effizienz- und Förderpolitiken implementiert. Effiziente Ressourcennutzung führt, gemeinsam mit ausreichend zur Verfügung stehenden erneuerbaren Technologien, im Vergleich zum CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario zu geringerer Nachfrage nach fossilen Energieträgern (und entsprechenden preislichen Konsequenzen).
- **CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario:** Das Hauptziel der Energiepolitik ist eine starke Reduktion der Treibhausgasemissionen. Die Klimaschutzziele werden europaweit über Marktmechanismen erreicht (CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel). Das Szenario zeichnet sich durch effizienten, ökologischen Wettbewerb aus. Es bestehen keine gesellschaftlichen oder politischen Barrieren zur Erreichung der Klimaziele. Diese werden allein über Marktmechanismen erreicht. Der Ausbau von CCS, RES-E, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), etc., erfolgt daher allein unter dem Aspekt der Kostengünstigkeit. Energieeffizienzmaßnahmen sind hauptsächlich preisgetrieben. Die direkte Förderung Erneuerbarer ist, im Vergleich zum Effizienz/Erneuerbaren-Szenario, geringer und wird dynamisch reduziert. Ähnliche Trends auf globaler Ebene führen zu geringeren Investitionen in Erneuerbare. Damit stehen global weniger günstige CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen zur Verfügung. Die Nachfrage nach Gas steigt entsprechend und erhöht Gaspreise und CO<sub>2</sub>-Preise. Dadurch steigen die Stromgroßhandelspreise.

Um die erwähnten Szenarien zur Entwicklung des Stromversorgungssystems zu charakterisieren, werden im Folgenden entscheidende exogene Parameter identifiziert und vergleichend dargestellt. Investitionsentscheidungen in Stromerzeugungstechnologien stellen die entscheidende, im Modell bestimmte, endogene Variablen dar. Die Entwicklung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen, und damit einhergehend die Stromnachfrage, beschränkt den Umfang der Entwicklung der Stromversorgung. Erneuerbarenpolitiken, Primärenergiepreise, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise sowie weitere Energiepolitiken (z.B.

Energieeffizienz) und Stromgroßhandelspreise (die wiederum eine Funktion der oben genannten Parameter sind) beeinflussen weiters die Investitionsentscheidungen innerhalb des Modells.

Folgende Parameter müssen identifiziert und quantifiziert werden:

- Nachfrage (und Energieeffizienzpolitiken)
- Förderung Erneuerbarer
- Primärenergiepreise
- CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise
- Kosten unterschiedlicher Kraftwerke und die Rolle von Zinssätzen und Diskontraten
- Stromgroßhandelspreise
- Politiken im Bereich der Versorgungssicherheit

Tabelle 4 fasst qualitativ Basisdaten und Szenarioparameter zusammen.

**Tabelle 4. Basisdaten und qualitative Entwicklung der Szenarioparameter im Modell „Stromzukunft“.**

<b>Basisdaten</b>	Planungshorizont: 2050 (1. Simulationsjahr 2007)		
	<b>Referenz</b>	<b>Effizienz/RES</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Reduktion</b>
	Diskontrate: Einheitliche Rate für Kraftwerksinvestitionen; Methode zur Kalkulation: WACC		
	Währung: €2005		
<b>Szenarien</b>			
<b>Nachfrage</b>	+	--	-
<b>RES-E Förderung</b>	O	++	+
			Unterstützung via CO <sub>2</sub> -Preis (einschleifende Förderung)
<b>Energiepreise</b>			
Kohle	O	+	+
Gas/Öl	O	+	++
CO <sub>2</sub>	O	+	++
Strom (Großhandel)	O	+	++
<b>CCS</b>	Nein	Nein	Ja

Im Folgenden werden die Szenarien der einzelnen exogenen Parameter quantifiziert und detailliert diskutiert. Es wird dabei auf Studien der Europäischen Union (Generaldirektion Energie und Verkehr) sowie Forschungsprojekte des EU-Rahmenprogramms zurückgegriffen.

## 4.1 Stromnachfrageszenarien

Der erwartete Verlauf der Nachfrage hat einen entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung des künftigen Technologiemix' zur Bereitstellung stromspezifischer Energiedienstleistungen. Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der Stromnachfrage in Österreich in den „Stromzukunft“-Szenarien. Diese basieren auf Szenarien der Europäischen Kommission bis 2030 sowie Extrapolationen bis 2050.

Unter Baselinebedingungen (diese beinhalten alle bis Ende 2006 implementierten Politiken im Bereich Energieeffizienz, Förderung Erneuerbarer usw.) ergibt sich im Mittel von 2005 bis 2030 ein jährlicher Anstieg von 1,5% des stromspezifischen Endenergieverbrauchs (EC, 2008). Im Effizienzscenario reduziert sich der durchschnittliche Verbrauchsanstieg auf 0,6% p.a. (EC, 2008). Als Konsequenz für das Referenzscenario im „Stromzukunft“-Projekt ergibt sich ein Anstieg der Stromnachfrage in Österreich von ca. 62 TWh im Jahr 2005 auf ca. 95 TWh im Jahr 2050. Im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario wächst der Stromverbrauch bis 2030 und stagniert dann auf einem Niveau von 80 TWh. Aufgrund des Energieeffizienzfokus' im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario sinkt der Stromverbrauch nach einem Peak im Jahr 2010 bis 2050 auf 70 TWh.

Zusätzlich zu den exogen vorgegebenen Stromnachfrageentwicklungen werden innerhalb des Modells „Stromzukunft“ nachfrageseitige Energieeffizienznachfragen endogen abgebildet. Dies führt zu einer Anpassung der in Abbildung 20 dargestellten Nachfragetrajektorien. In Kapitel 6 wird die Modellierung der Nachfrageseite detailliert dargestellt.

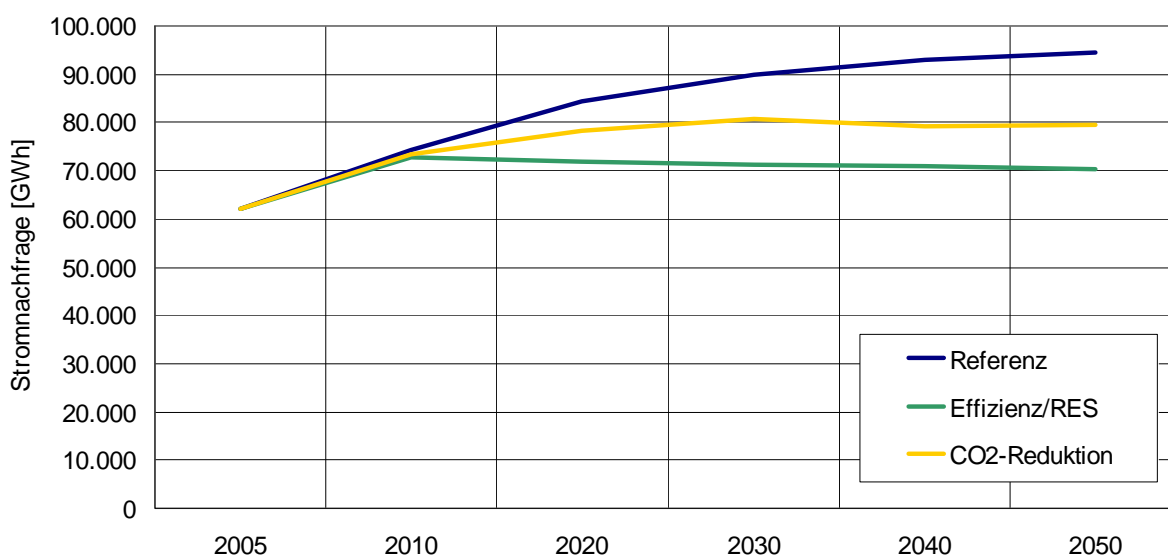


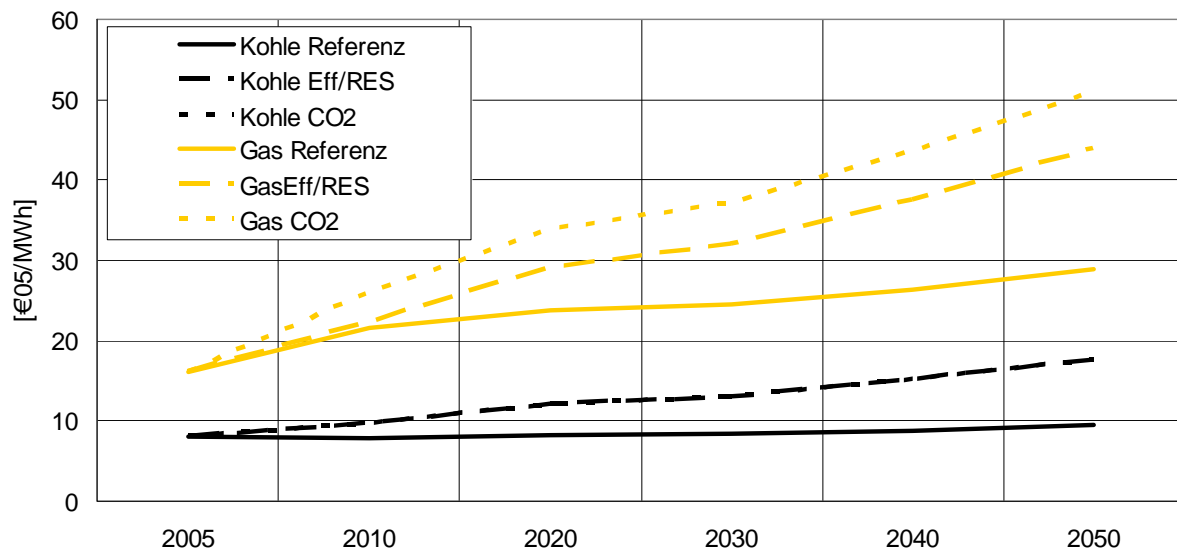
Abbildung 20. Stromnachfrageszenarien für Österreich. Quelle: EC (2008), eigene Berechnungen

## 4.2 Primärenergiepreisentwicklung

Die Entwicklung der Brennstoffkosten stellt den entscheidenden Parameter für den Kraftwerksbetrieb dar. Naturgemäß sind Projektionen bezüglich des künftigen Preisverlaufs mit großen Unsicherheiten behaftet. Die Verwendung von Hoch- und Tiefpreisszenarien dient somit zur Bestimmung der Sensitivität der endogenen Variablen. Die Szenarien

basieren auf Veröffentlichungen der Europäischen Kommission bis 2030 sowie Extrapolationen und Anpassung bis 2050.

Unter Referenzbedingungen steigen die Preise für Erdgas bis 2050 auf 29 €/MWh. Die Kohlepreise steigen im selben Zeitraum nur leicht auf knapp 10 €/MWh an. In den Hochpreisszenarien (Effizienz/Erneuerbaren-Szenario und CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario) steigen die Kohlepreise jeweils auf knapp 18 €/MWh im Jahr 2050 an. Die Gaspreise steigen bis 2050 im Effizienz/RES-Szenario auf 44 €/MWh und auf 51 €/MWh im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario (siehe Abbildung 21).



**Abbildung 21. Entwicklung der Primärenergiepreise für Kohle, Öl und Gas. Quelle: EC (2008) sowie dessen Anpassung**

Die Primärenergiepreisentwicklungen beeinflussen nicht nur die Wirtschaftlichkeit im Modell implementierter Technologien (siehe Kapitel 5), sondern haben auch entscheidenden Einfluss auf das Stromgroßhandelspreisniveau im für Österreich relevanten mitteleuropäischen Strommarkt. In diesem Zusammenhang spielen auch Preisentwicklungen für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate eine wichtige Rolle.

### 4.3 Preisszenarien für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate

Neben Brennstoffpreisen beeinflussen Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate entscheidend die Entwicklung der Stromversorgung in Europa. Dies betrifft sowohl die Stromgroßhandelspreisentwicklung als auch die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten. Im von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen Energiepaket wird als Ziel eine Treibhausgasemissionsreduktion bis 2020 um mindestens 20% im Vergleich zum Referenzjahr 1990 genannt. Dieses Ziel impliziert auch höhere CO<sub>2</sub>-Preisperspektiven.

Als Ausgangsbasis zur Quantifizierung der CO<sub>2</sub>-Preise im „Stromzukunft“-Modell diente EC (2008). In den Hochpreisszenarien wurden die Entwicklungen in EC (2008) zusätzlich mit den im Modell „Stromzukunft“ gewählten Primärenergiepreisen (siehe Abbildung 21) überlagert. Somit erfolgt in diesem Projekt eine Kopplung der CO<sub>2</sub>-Preise an die Entwicklung des Gas/Kohlepreisverhältnisses.

Abbildung 22 zeigt die CO<sub>2</sub>-Preispfade in den „Stromzukunft“-Szenarien. Im Referenzszenario, charakterisiert durch eine schwache Klimaschutzpolitik, stellen sich konstant niedrige Preise bei 15 €/t CO<sub>2</sub> ein. Im Effizienz/RES-Szenario erhöhen sich die CO<sub>2</sub>-Preise bis 2050 auf 43 €/t CO<sub>2</sub>, im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario auf knapp 60 €/t CO<sub>2</sub>.

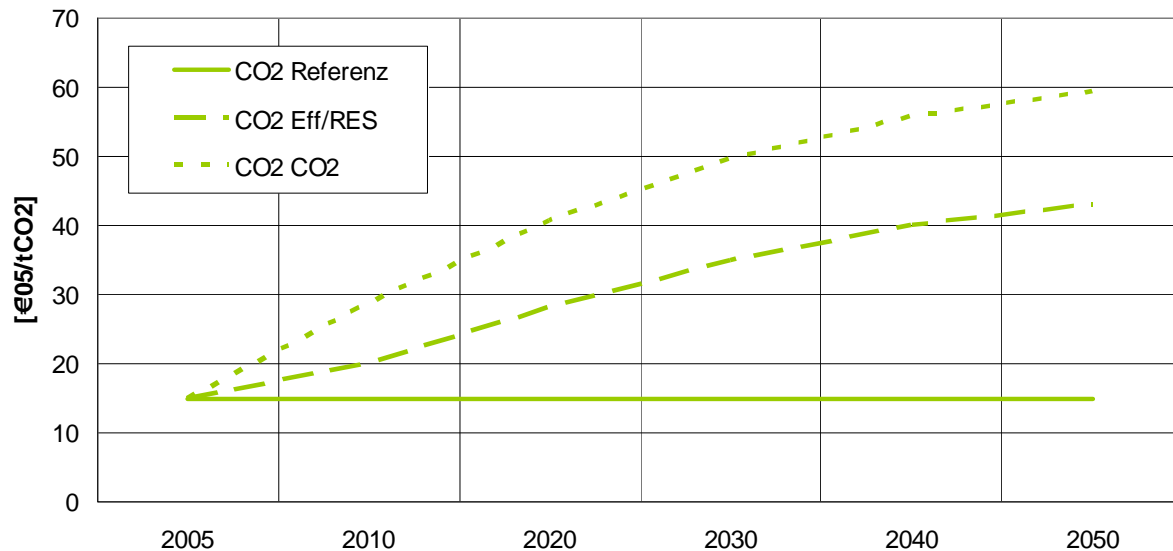


Abbildung 22. Bandbreiten für CO<sub>2</sub>-Preise bis 2030. Quelle: EC (2008), eigene Berechnungen

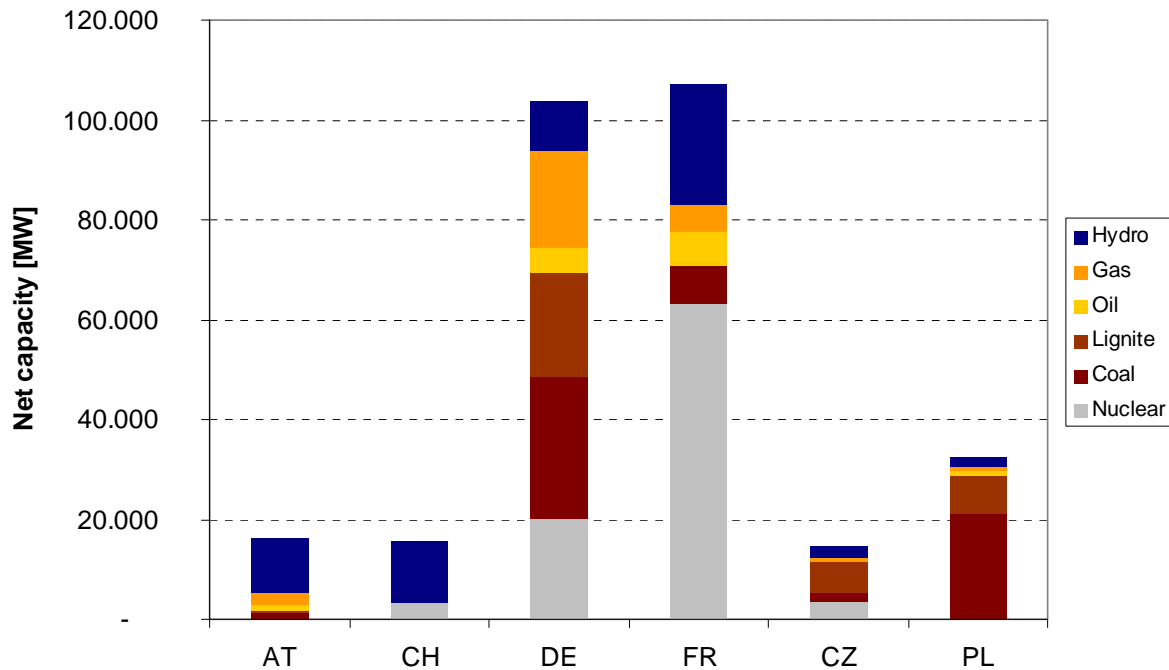
#### 4.4 Entwicklung der Großhandelsmärkte

Investitionsentscheidungen in Technologiealternativen zur Strombereitstellung erfolgen aufgrund eines Vergleichs der langfristigen Grenzkosten mit dem herrschenden Großhandelspreisniveau. Im Zuge der Liberalisierung des europäischen Elektrizitätssektors und der damit verbundenen Integration der nationalen Strommärkte, bildet sich der relevante Großhandelspreis auf einem länderübergreifenden, regionalen Markt.

Der mitteleuropäische Strommarkt umfasst die Länder Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz. Da dieser Markt durch keine relevanten Übertragungsengpässe gestört wird, kann sich durch die Preisarbitrage ein einheitlicher Strompreis bilden. Die Arbitrage bewirkt, dass temporäre Preisdifferenzen durch induzierte Nachfrage- und Angebotsänderungen zum Verschwinden gebracht werden.

Die Modellierung der langfristigen Entwicklung der Großhandelspreise (diese stellt einen exogenen Parameter im Investitionsmodell dar) erfolgt über die Entwicklung der Grenzkosten relevanter preissetzender Technologien. Nationale Studien geben dabei Aufschluss über die Evolution der einzelnen Erzeugungsparks in den Ländern des mitteleuropäischen Strommarktes. Abbildung 23 zeigt die derzeitige Aufteilung der Kapazitäten nach Erzeugungstechnologien.

Zentrale Technologien dominieren die Erzeugungsstruktur in Mitteleuropa. Auch in den nächsten Jahrzehnten werden daher konventionelle Technologien entscheidend für die Preisentwicklung im relevanten regionalen Strommarkt sein.



**Abbildung 23. Aufteilung der installierten Erzeugungskapazitäten (abzüglich Eigenverbrauch) im erweiterten mitteleuropäischen Strommarkt (AT+CH+DE+FR+CZ+PL). Quelle: UCTE (2009), nationale Statistiken (2009), EEG**

In einem liberalisierten Strommarkt liefern Großhandelspreise Anreize für Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten – sobald das erwartete Preisniveau den langfristigen Grenzkosten neuer Anlagen entspricht, werden entsprechende Investitionen ausgelöst. Die langfristigen Grenzkosten einer neuen Technologie bilden daher die Preisobergrenze im Markt und stellen somit die Referenzgröße für alternative Erzeugungstechnologien. Unter imperfekten Marktstrukturen kann das Preisniveau allerdings auch über den langfristigen Grenzkosten neuer Erzeugungsanlagen liegen (siehe Kapitel 3.4).

Die langfristigen Stromerzeugungskosten (Long Run Marginal Costs) unterschiedlicher Kraftwerkskategorien bestehen aus einer fixen und einer variablen Kostenkomponente und ergeben sich vereinfacht zu:

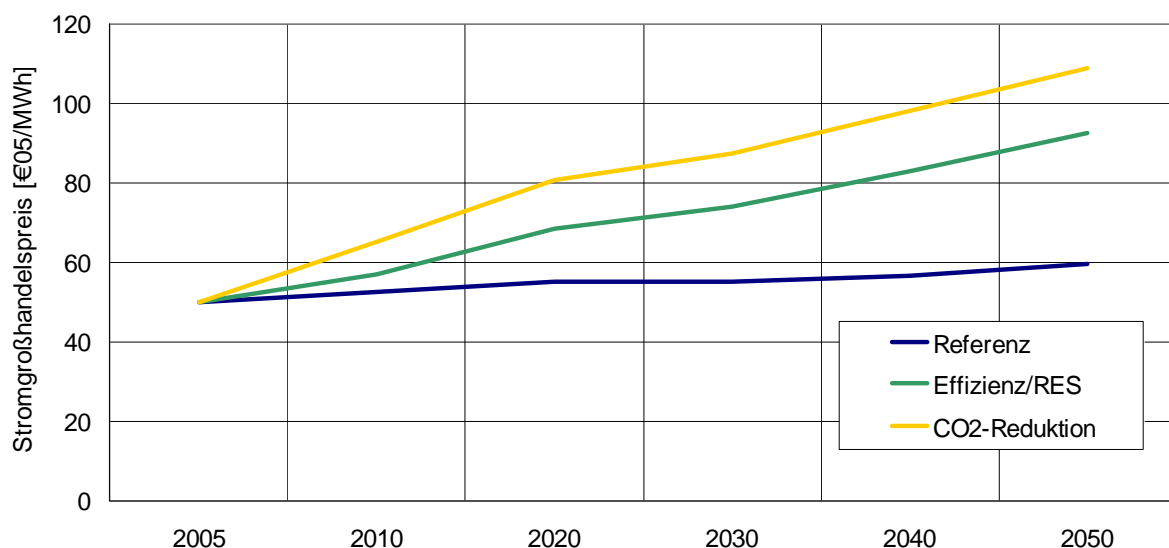
$$c = c_{FIX} + c_{VAR} = \frac{IK \cdot \alpha}{T} + \frac{c_{O\&M}}{T} + \frac{p_{PRIM}}{\eta} + \frac{p_{CO_2} \cdot f_{CO_2}}{\eta}$$

- c langfristige Grenzkosten [€/MWh]
- $c_{FIX}$  fixe Kosten der Stromerzeugung [€/MWh]
- $c_{VAR}$  variable Kosten der Stromerzeugung [€/MWh]
- IK spezifische Investitionskosten [€/MWh]
- $\alpha$  Annuitätenfaktor [1]
- T jährliche Volllaststunden [h/a]

$c_{O\&M}$	Wartungs- und Instandhaltungskosten [€/MWh]
$p_{PRIM}$	Brennstoffkosten [€/MWh]
$\eta$	elektrischer Wirkungsgrad [1]
$p_{CO_2}$	CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis [€/t CO <sub>2</sub> ]
$f_{CO_2}$	Emissionsfaktor [t CO <sub>2</sub> /MWh <sub>PRIMÄR</sub> ]

Unter Referenzbedingungen – diese setzen moderate Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise voraus (vgl. die Referenzentwicklungen in den Abbildungen 21 und 22) – stellen die langfristigen Grenzkosten eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerks die obere Schranke der Großhandelspreisentwicklung dar. In diesem Szenario sind reale Großhandelspreisanstiege auf 60 €/MWh im Jahr 2050 zu erwarten (siehe Abbildung 24).

In den Hochpreisszenarien steigen einerseits Primärenergiepreise speziell für Erdgas und Erdöl stark an, andererseits sind hohe CO<sub>2</sub>-Preise die Folge strikter Klimaschutzziele (siehe Abbildungen 21 und 22). Die langfristigen Grenzkosten, und damit die Obergrenzen der Großhandelspreisentwicklungen, steigen bis 2050 im Effizienz/RES-Szenario auf 92 €/MWh und im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario auf 109 €/MWh (siehe Abbildung 24).



**Abbildung 24. Obere Schranken der Großhandelspreisentwicklung in den Tief- und Hochpreisszenarien. Quelle: EC (2008), Cosijns und D'haeseleer (2007), eigene Berechnungen**

Die aufgezeigten Entwicklungen der Großhandelspreise haben entscheidenden Einfluss auf die Struktur der Elektrizitätsversorgung. Bevor die Evolution des Energiesystems in unterschiedlichen Szenarien abgebildet wird, sollen im nächsten Abschnitt zunächst die modellierten Technologiealternativen beschrieben werden.

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die Altersverteilung des gesamten existierenden österreichischen Kraftwerksbestandes. Das Durchschnittsalter der Wasserkraftwerke liegt bei 35 Jahren, jenes der thermischen Kraftwerke bei 25 Jahren und das Durchschnittsalter des gesamten österreichischen Kraftwerksparks liegt bei 32 Jahren.

Der Großteil der thermischen Anlagen ist bereits zwischen 10 und 30 Jahren in Betrieb. Aus den Daten des Bestands, der Altersverteilung und zusätzlichen Informationen über geplante Kraftwerksstilllegungen aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen resultiert die so genannte „Sterbelinie“ des österreichischen Kraftwerksparks. Die durchgeführten Analysen zeigen, dass beträchtliche Investitionen notwendig sein werden, um in Österreich weiterhin eine Versorgungssicherheit auf hohem Niveau garantieren zu können. Die derzeit installierten Kapazitäten werden, abgesehen von Wasserkraftwerken, vor Ablauf der Untersuchungsperiode altersbedingt vom Netz gehen.



## 5 Stromerzeugungstechnologien

Die betrachteten angebotsseitigen Technologien unterscheiden sich nach Leistungsklassen und entsprechenden Einspeiseebenen in das elektrische Netz. Betrachtete zentrale Großkraftwerke, die ins Übertragungsnetz einspeisen, bilden die Obergrenze des Leistungsspektrums. Innerhalb der konventionell thermischen Erzeugungstechnologien werden verschiedene Verfahren unterschieden (Erdgas Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD), Steinkohle-Kondensationskraftwerke (SK), Steinkohle-*Integrated Gasification Combined Cycle Coal*-Kraftwerke (IGCC-SK), Steinkohle-*Carbon Capture and Storage*-Kraftwerke (CCS)).

Im Modell abgebildete, ins Verteilnetz einspeisende, dezentrale Erzeugungstechnologien umfassen hauptsächlich Kraft-Wärme-Kopplungen, Windkraftanlagen, Biomasse- und Biogasanlagen (basierend auf Dampf- und Verbrennungsprozessen). On-site Anlagen bilden schließlich die untere Schranke des Leistungsspektrums. Als betrachtete Technologie wird Fotovoltaik (PV) modelliert.

Die betrachteten angebotsseitigen Technologie-Kategorien werden zunächst hinsichtlich ihrer derzeitigen Kosten sowie Potenziale analysiert um statische Kosten-Potenzial-Kurven erstellen zu können. Neben den monetären Kosten werden auch die externen Kosten (CO<sub>2</sub>-Kosten) der Technologien berücksichtigt. Eine Analyse des Einflusses von Lerneffekten und Effizienzsteigerungen sowie die Berücksichtigung von Potenzialbeschränkungen und Restriktionen bezüglich der Marktdurchdringung ermöglichen die Bestimmung der dynamischen Kostenentwicklung der untersuchten Technologien. Somit können die statischen Kosten-Potenzial-Kurven dynamisiert und bis 2050 entwickelt werden.

Der Fokus in diesem Kapitel liegt auf einer Darstellung der zentralen Entwicklungen in Bezug auf die Technologiekosten. Es werden somit die exogenen (Kosten-)Annahmen der abgebildeten Technologien dargestellt. Um die Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Technologien zu ermöglichen, werden brennstoffkostenabhängige Entwicklungen nicht betrachtet. Der Einfluss dieser Kostenkategorie auf die Technologieentwicklung wird in der Szenarienanalyse in Kapitel 8 analysiert. Für detaillierte technologische und wirtschaftliche Untersuchungen unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien sei auf Haas, Müller et al. (2008) sowie Cosijns und D'haeseleer (2007) verwiesen. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die Investitionskosten der Erzeugungstechnologien im Jahr 2005.

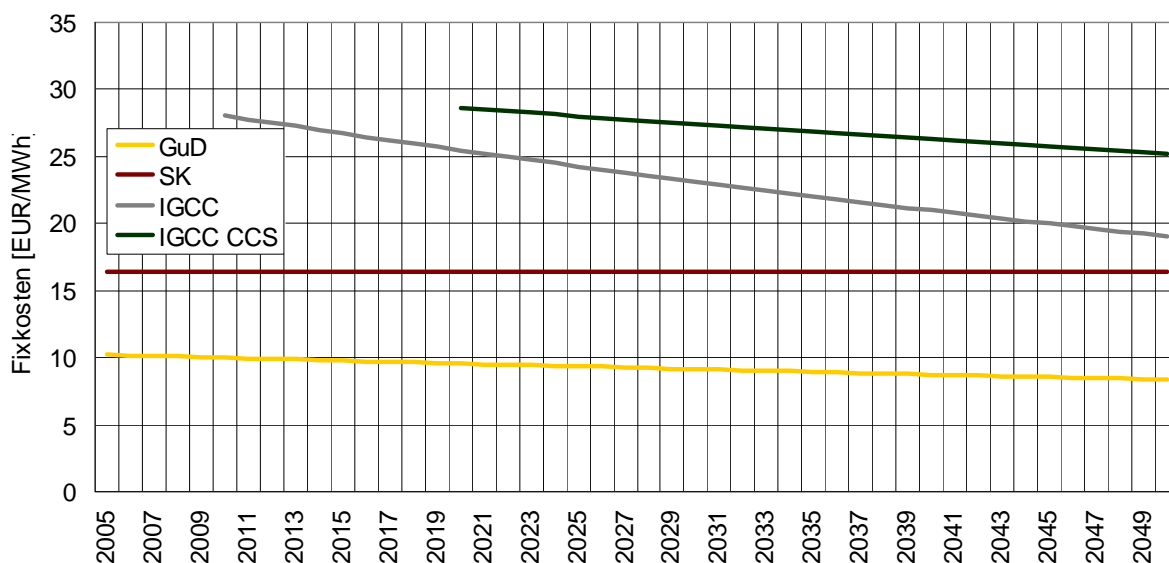
**Tabelle 5. Vergleich der Investitionskosten der im Modell abgebildeten Technologien im Jahr 2005. Quelle: Cosijns und D'haeseleer (2007), Haas, Müller et al. (2008)**

	IK [€/KW]
GuD	550
SK	950
Wind	984
PV	4465
BM ORC	4670
BM DT 5MW	2200
BM DT 30MW	960
BG 300kW	3075
BG 1MW	2360

## 5.1 Fossil befeuerte Großkraftwerkstechnologien

Im Modell werden erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD), steinkohlebefeuerte Kondensationskraftwerke (SK), steinkohlebefeuerte Kraftwerke mit *Integrated Gasification Combined Cycle*-Technologie (IGCC-SK), sowie steinkohlebefeuerte Kraftwerke mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (*Carbon Capture and Storage*-Kraftwerke (CCS)) analysiert.

Unter Berücksichtigung publizierter Lerneffekte zeigen IGCC- sowie IGCC-CCS-Kraftwerke die größten Fixkostendegressionen, da diese Technologien erst vor der Serienreife stehen und somit die größten Potenziale bezüglich einer Reduktion der Investitionskosten bieten. Im Vergleich dazu sind Lerneffekte von GuD-Anlagen als relativ gering einzuschätzen. Investitionskostenreduktionen von SK-Kraftwerken sind vollständig ausgeschöpft (siehe Abbildung 25).



**Abbildung 25. Verlauf der Fixkosten der betrachteten erdgas- und steinkohlebefeueren Kraftwerkstechnologien. Quelle: Cosijns und D'haeseleer (2007), Haas, Müller et al. (2008), eigene Berechnungen**

Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Speicherung stehen im Modell ab 2020 zur Verfügung. Das theoretische maximale unterirdische CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial beträgt in Österreich laut VEÖ (2008a) ca. 500 Megatonnen. Im Modell wird ein konservativer Ansatz gewählt: 50% des theoretischen Potenzials können demnach genutzt werden. CO<sub>2</sub>-Export über transnationale Pipelines wird im Modell nicht berücksichtigt. Die innerösterreichischen Transportkosten sowie die Speicherkosten in den geologischen Formationen werden jeweils mit 5 EUR/t CO<sub>2</sub> angesetzt.

Die Erzeugungspotenziale fossiler Großkraftwerkstechnologien ergeben sich im Modell „Stromzukunft“ aus der Anzahl der Kraftwerksstandorte sowie den Volllaststunden der einzelnen Technologien. Diese werden auf 6500 Stunden gesetzt. Für CCS-Kraftwerke gelten zusätzlich die oben erwähnten Speicherpotenziale als Restriktion.

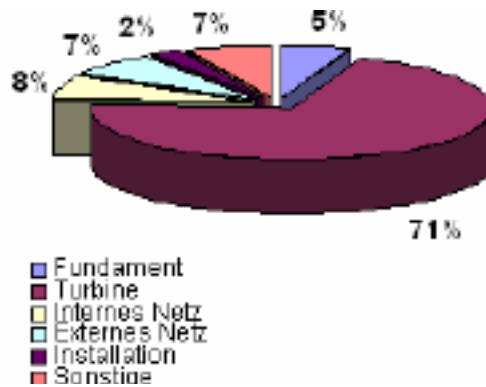
## 5.2 Windenergie

Im Jahr 2008 stammten 2 TWh oder 37% der unterstützten Ökostrommengen aus Windenergieanlagen. Mit einer installierten Leistung von 961 MW stellt die Windkraft die Technologie mit der höchsten installierten Kapazität im Rahmen der „neuen“ Erneuerbaren dar. Die Einspeisung aus diesen Anlagen wurde im Jahr 2008 mit einem durchschnittlichen Einspeisetarif von 77,9 EUR/MWh vergütet (E-Control, 2009).

Rotor und Gondel, Turm sowie Fundament bilden die Hauptteile einer Windkraftanlage. In den letzten Jahren wurden die Anlagen mit steigenden Wirkungsgraden und zunehmend größeren Anlagenleistungen rasant weiterentwickelt. Ein dritter wesentlicher Trend in Bezug auf Windenergieanlagen stellt die kontinuierliche Reduktion der spezifischen Investitionskosten dar (im letzten Jahrzehnt betrug diese ca. 3% p.a.). Ermittelte Lernraten liegen im Bereich von 9% bis 17%, d.h. eine Verdoppelung der installierten Kapazität geht mit einer Reduktion der spezifischen Stromerzeugungskosten von 9% bis 17% einher. Zukünftige Turbinenkonzepte zeichnen sich durch stetig steigende Leistungsgrößen aus. Mittel- bis langfristig sind Anlagengrößen von 5 bis 10 MW möglich (Cosijns und D'haeseleer, 2007).

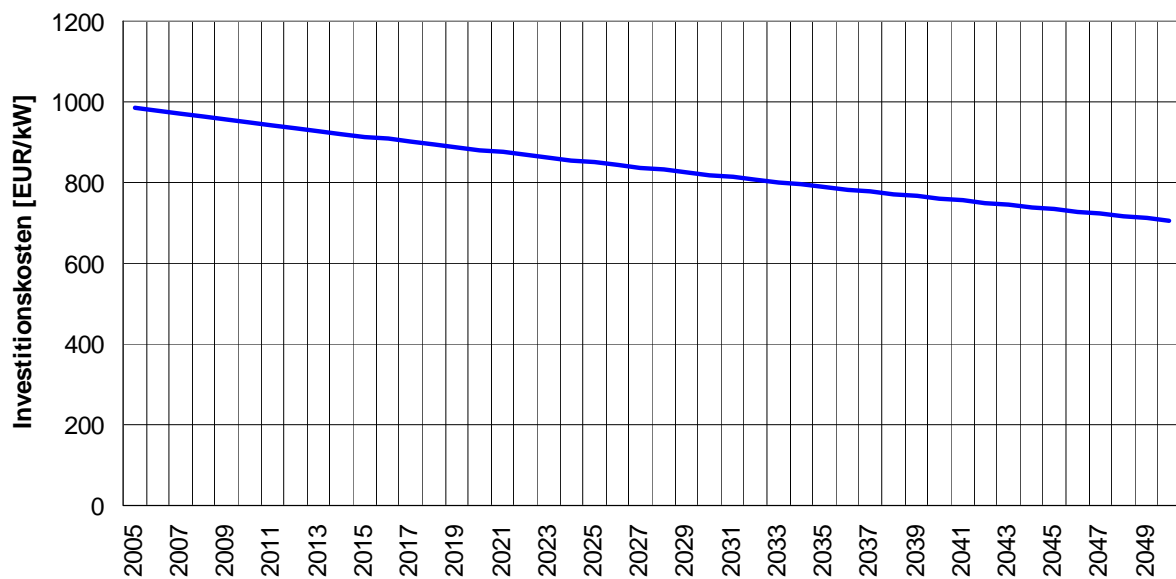
Die durchschnittlichen Gesamtkosten eines Windparks variieren relativ stark zwischen verschiedenen Standorten und Ländern. Nichtsdestotrotz kann angenommen werden, dass die dynamische Kostenentwicklung stärker von der globalen als der regionalen Entwicklung abhängt.

Abbildung 26 zeigt die Aufteilung der durchschnittlichen Investitionskosten für einen 150 MW Windpark. Die Gesamtkosten setzen sich aus den Kosten für die Turbine, Bauarbeiten, Netzanbindung sowie sonstige Kosten zusammen. Der Anteil der Investitionskosten für die Windturbine variiert im Bereich von 65% bis 75%, Kosten für die Netzanbindung sind für bis zu 15% der Gesamtkosten verantwortlich (Junginger, 2005).



**Abbildung 26. Aufschlüsselung der Gesamtkosten eines 150 MW Onshore-Windparks. Quelle: Sustelnet (2003)**

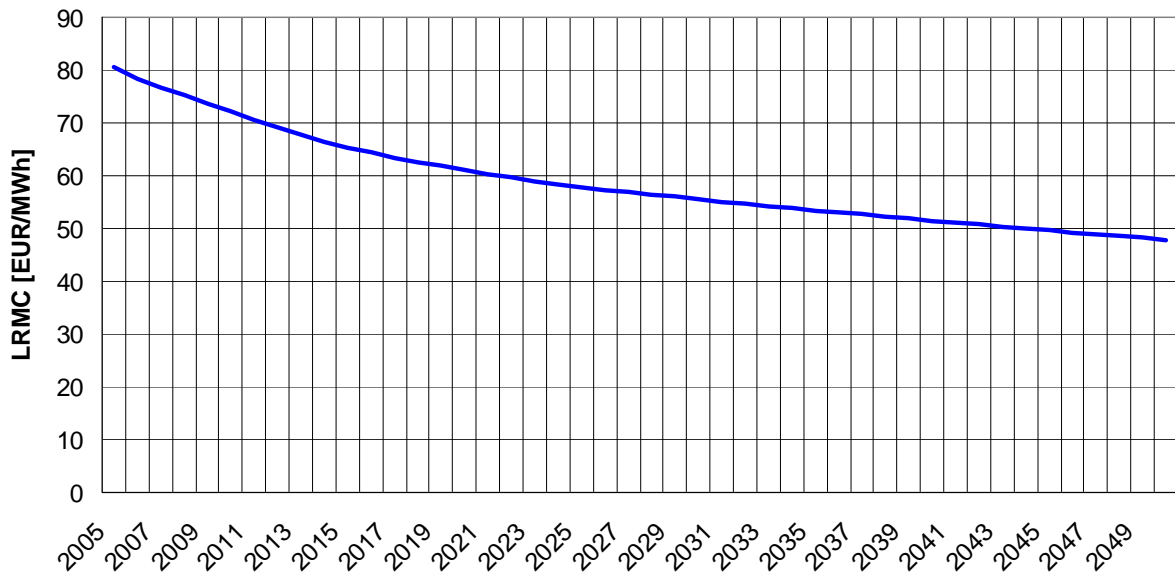
Unter Berücksichtigung publizierter Szenarien für Lernraten von Windenergieanlagen ergibt sich der in Abbildung 27 dargestellte dynamische Verlauf der spezifischen Investitionskosten. Bis zum Jahr 2050 sind Kostenreduktionen von 30% zu erwarten. Diese Reduktionen resultieren sowohl aus Lerneffekten durch steigendes technologisches Know-how sowie aus Größenvorteilen (Economies of Scale).



**Abbildung 27. Entwicklung der Investitionskosten von Windenergieanlagen. Quelle: BMU (2004), Cosijns und D'haeseleer (2007), Haas, Müller et al. (2008), eigene Berechnungen**

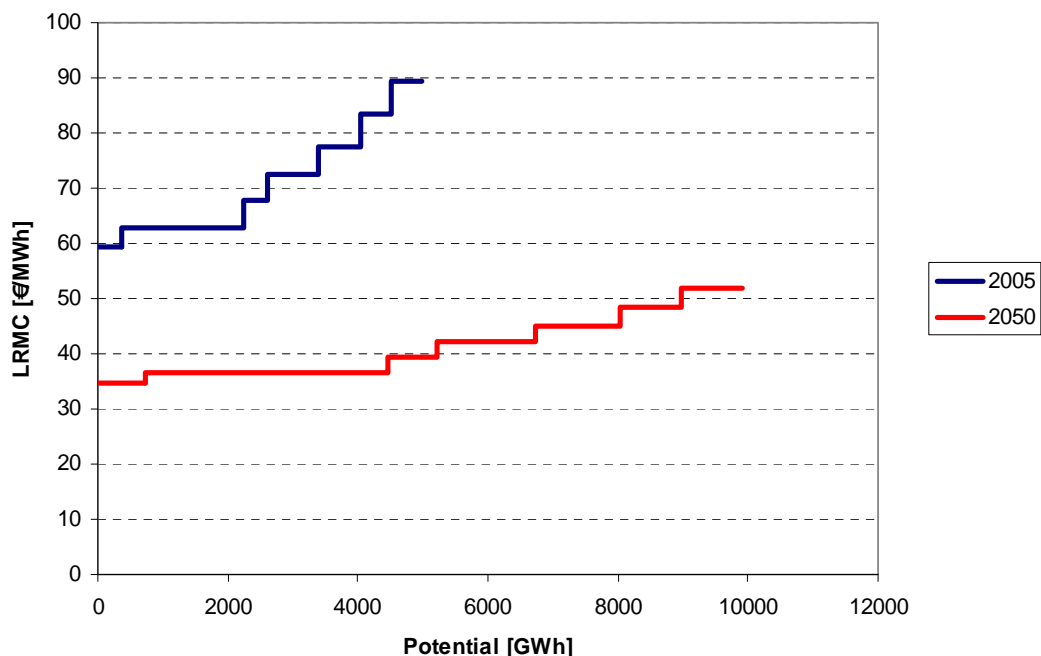
Durch steigende Anlagengrößen und höhere Vollaststunden bedingt durch höhere Turmhöhen wird der gezeigte sinkende Verlauf der spezifischen Investitionskosten bei der Betrachtung der Stromerzeugungskosten noch verstärkt.

Abbildung 28 zeigt den dynamischen Verlauf der langfristigen Stromerzeugungskosten einer Windenergieanlage mit geringen Vollaststunden. Die Vollaststunden betragen im Jahr 2005 ca. 1500h und steigen aufgrund steigender Turmhöhen für denselben Standort im Jahr 2050 auf 1900h. Die spezifischen Stromerzeugungskosten reduzieren sich über den Betrachtungszeitraum um ca. 40%.



**Abbildung 28. Entwicklung der langfristigen Grenzkosten einer Windenergieanlage. Quelle: Eigene Berechnungen**

Kostenreduktionen sowie steigende Erzeugungspotenziale bedingt durch einen Anstieg von Leistung pro Grundfläche und Volllaststunden bewirken in Bezug auf die dynamische Entwicklung von Kosten-Potenzialkurven für Windenergie sowohl eine Ausdehnung des verfügbaren Potenzials als auch eine Verschiebung der Kostenkurve nach unten. Abbildung 29 veranschaulicht diese Entwicklung graphisch. Das Gesamtpotenzial steigt von ca. 5 TWh im Jahr 2005 auf ca. 10 TWh im Jahr 2050.



**Abbildung 29. Vergleich der Kosten-Potenzialkurven für Windenergie in den Jahren 2005 und 2050. Quelle: Eigene Berechnungen**

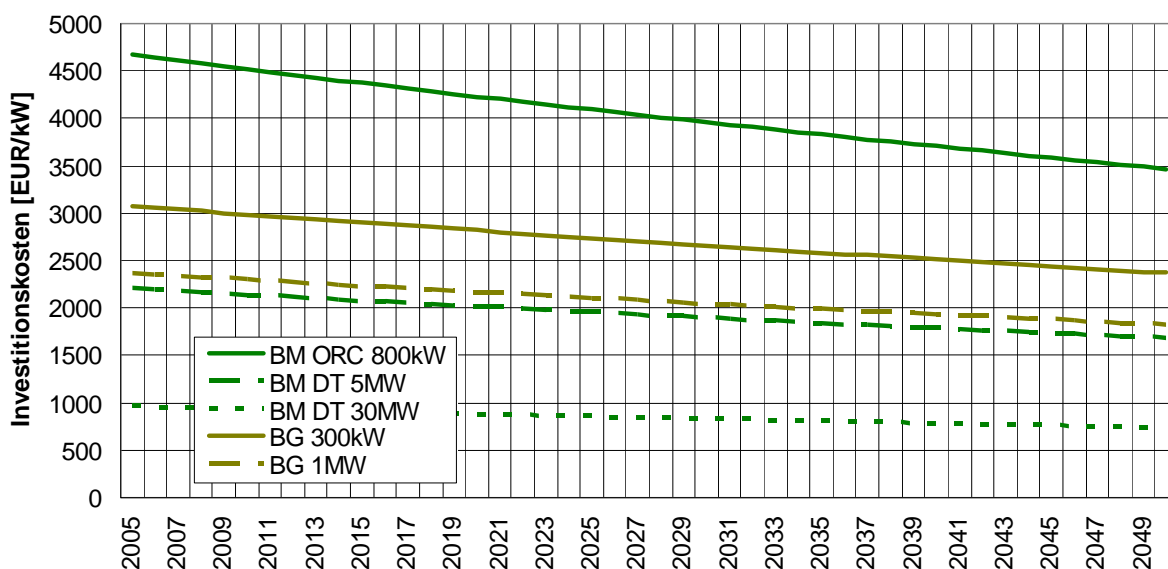
Österreichische Windstandorte werden im Modell auf sieben Potenzialklassen aufgeteilt, die sich durch die jährlichen Volllaststunden unterscheiden, aufgeteilt (siehe Abbildung 29). Die

windreichsten Standorte weisen im Jahr 2007 2300 Volllaststunden, die windärmsten Standorte 1400 Volllaststunden auf.

### 5.3 Biomasse- und Biogastechnologien

Im Modell abgebildete Technologien basierend auf biogenen Energieträgern sind Biogasanlagen (Leistungsbereich 300 kW bis 1 MW) sowie Biomasseanlagen (Leistungsbereich 800 kW bis 30 MW). Alle modellierten Technologien stellen Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK) dar.

Abbildung 30 zeigt den angenommenen Verlauf der spezifischen Investitionskosten. Lerneffekte, einhergehend mit steigenden Produktionszahlen, führen zur gezeigten Abnahme der Kosten. Im dargestellten Szenario werden moderate Lernraten unterstellt. Die Abbildung zeigt deutliche Economies of Scale beim Vergleich der spezifischen Kosten für unterschiedliche Anlagengrößen.<sup>13</sup>



**Abbildung 30. Dynamische Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Biomasse- und Biogasanlagen in einem Szenario mit moderaten Lernraten. Quelle: Cosijns und D'haeseleer (2007), Haas, Müller et al. (2008), Haas et al. (2008b), eigene Berechnungen**

Die Erzeugungspotenziale der biogenen Kraftwerkstechnologien ergeben sich im Modell „Stromzukunft“ aus den Volllaststunden der einzelnen Technologien (diese hängen von der Anlagenleistung ab und liegen zwischen 4000 (kleine Anlagen) und 8000 (große Anlagen) Stunden). Eine weitere Restriktion der Erzeugungspotenziale stellen die primärenergetisch verfügbaren Brennstoffmengen und Rohstofffraktionen dar. Eine genauere Darstellung dieser Potenziale findet sich in Haas et al. (2008b). Das zur Verfügung stehende primärenergetische Potenzial zur (gekoppelten) Stromerzeugung aus Biomasseanlagen steigt von – im Mittel über die Szenarien – 18 TWh<sub>prim</sub> im Jahr 2005 auf 33 TWh<sub>prim</sub> im Jahr 2050. Das zur Verfügung stehende primärenergetische Potenzial zur (gekoppelten)

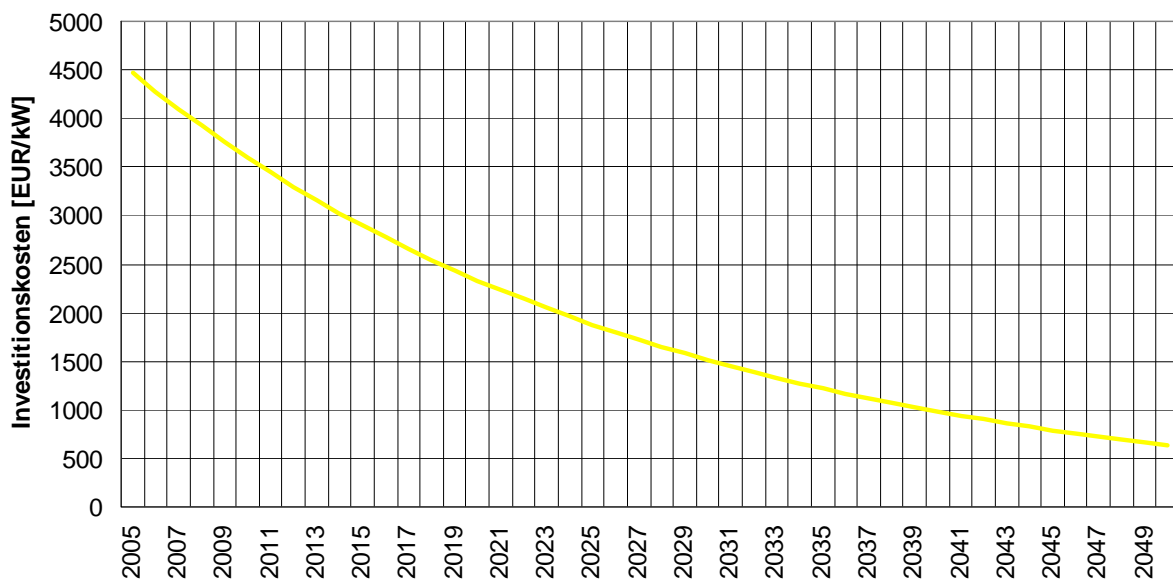
<sup>13</sup> Für eine detaillierte Analyse unterschiedlicher Biomassetechnologien wird auf Haas et al. (2008b) verwiesen.

Stromerzeugung aus Biogasanlagen steigt, wiederum im Mittel, von 15 TWh<sub>prim</sub> im Jahr 2005 auf 24 TWh<sub>prim</sub> im Jahr 2050.

## 5.4 Fotovoltaische Stromerzeugung

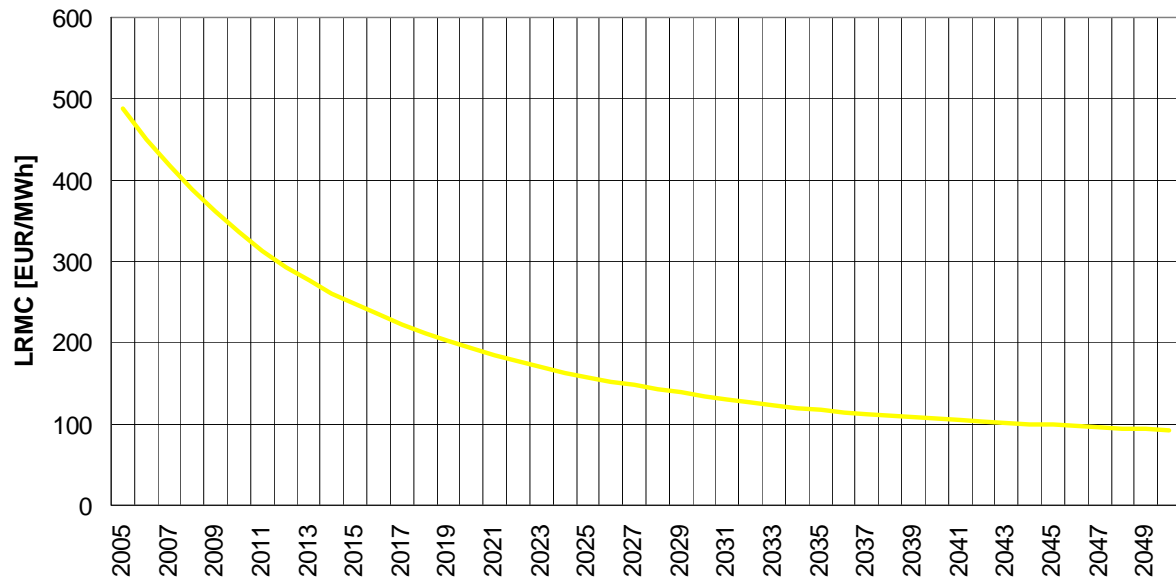
Im Modell abgebildete Technologien basierend auf fotovoltaischer Stromerzeugung (PV) sind netzgekoppelte dach- und fassadenintegrierte Systeme mit 5 kWp Leistung.

Abbildung 31 zeigt den angenommenen Verlauf der spezifischen Investitionskosten. Lerneffekte, einhergehend mit steigenden Produktionszahlen, führen zur gezeigten Abnahme der Kosten. Im dargestellten Szenario werden mittlere Lernraten unterstellt.



**Abbildung 31. Entwicklung der Investitionskosten von PV-Anlagen. Quelle: Cosijns und D'haeseleer (2007), Haas, Müller et al. (2008), eigene Berechnungen**

Durch steigende Wirkungsgrade wird der gezeigte sinkende Verlauf der spezifischen Investitionskosten bei der Betrachtung der Stromerzeugungskosten noch verstärkt. Abbildung 32 zeigt den dynamischen Verlauf der langfristigen Stromerzeugungskosten einer PV-Anlage. Die spezifischen Stromerzeugungskosten reduzieren sich über den Betrachtungszeitraum um ca. 80%. Das theoretische Gesamtpotenzial zur Stromerzeugung aus gebäudeintegrierter, netzgekoppelter PV wird mit ca. 19 TWh angenommen (siehe Haas, Müller et al. (2008)).



**Abbildung 32. Entwicklung der langfristigen Grenzkosten einer PV-Anlage. Quelle: Eigene Berechnungen**

## 5.5 Wasserkraft

Aufgrund der Technologie-, und Standort- und Kostenvielfalt, und der damit verbundenen Konsequenzen für die wirtschaftliche Bewertung, wird im Modell „Stromzukunft“ keine Wasserkraft-Referenztechnologie abgebildet. Stattdessen werden der Ausbau und die Erzeugung der Wasserkraft gemäß dem „Masterplan Wasserkraft“<sup>14</sup> exogen vorgegeben.

Abbildung 33 zeigt das gesamte österreichische Wasserkraftpotenzial. Das technisch-wirtschaftlich nutzbare Gesamtpotenzial zur Stromerzeugung beträgt 56,1 TWh; 38,2 TWh sind hiervon bereits ausgebaut. Es verbleibt somit ein Restpotenzial von 17,9 TWh, wobei 5,1 TWh in hochsensiblen Gebieten liegen. Zum Ausbau stehen daher noch 12,8 TWh zur Verfügung (Pöyry Energy, 2008).

<sup>14</sup> Siehe VEÖ (2008).



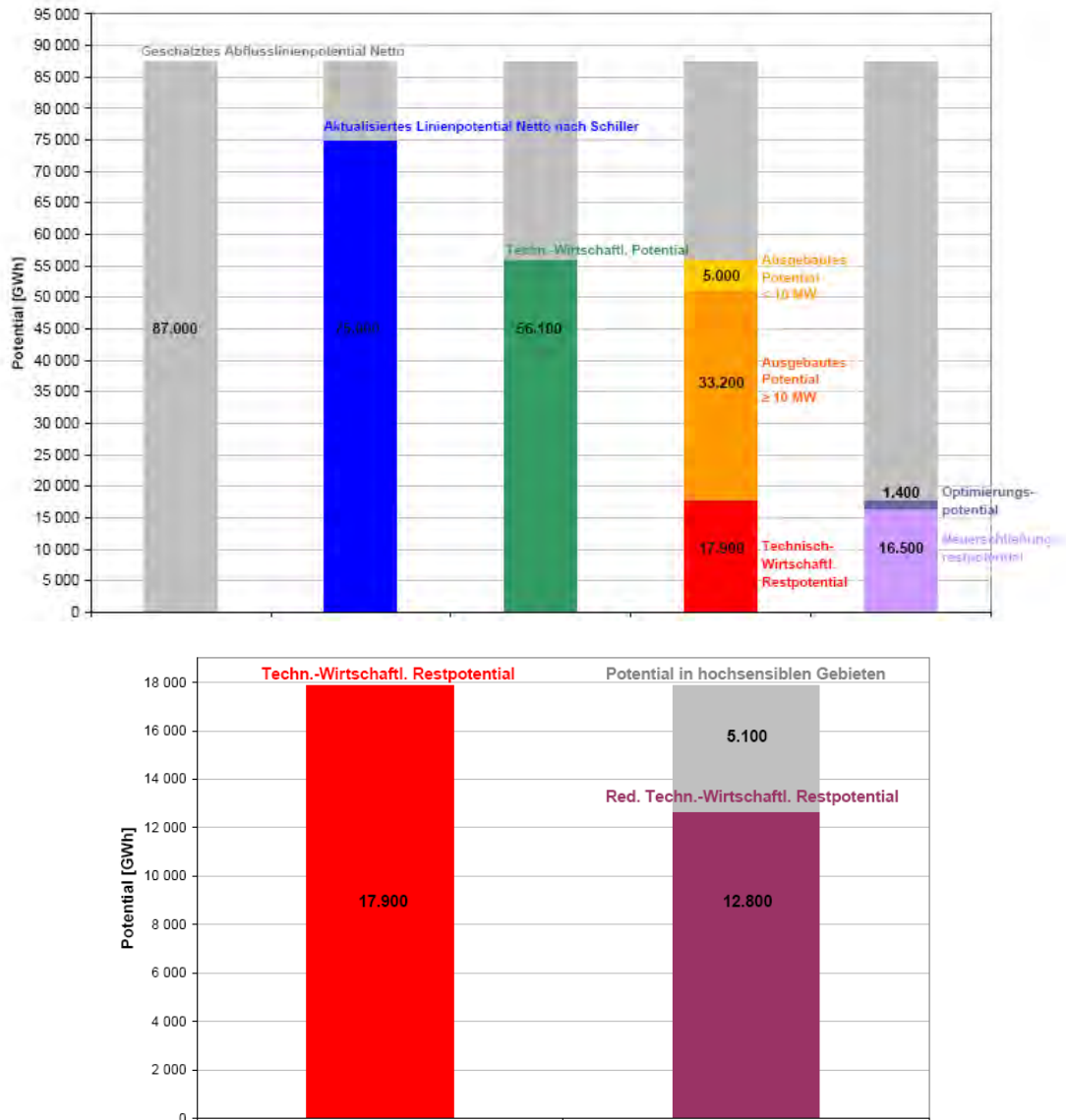
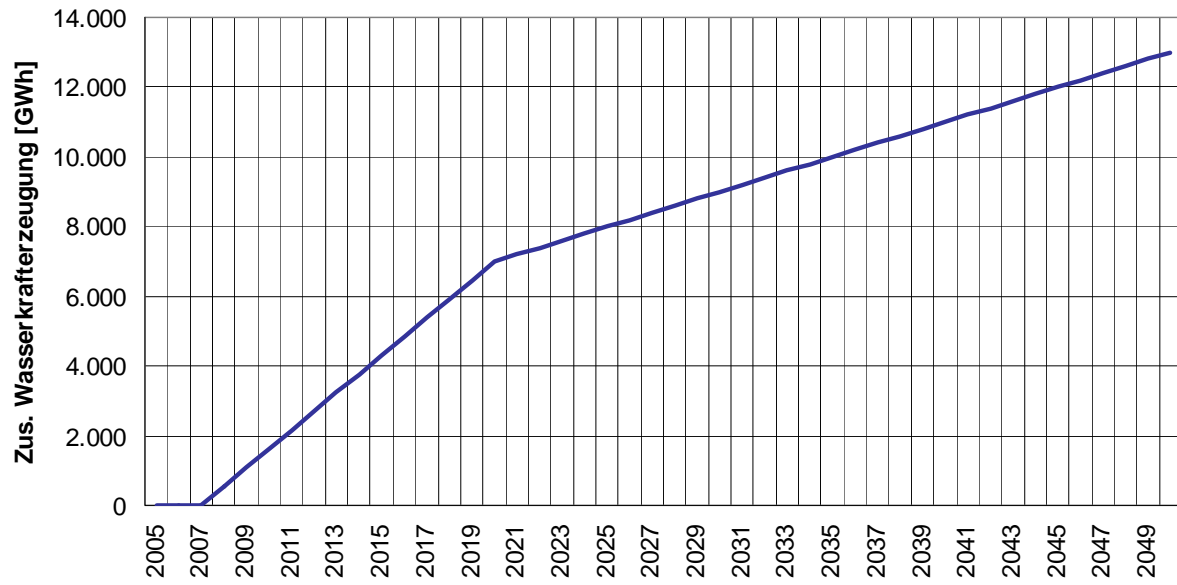


Abbildung 33. Wasserkraftpotenziale in Österreich. Quelle: Pöyry Energy (2008)

Laut VEÖ (2008b) sollen bis 2020 zusätzlich 7 TWh an Wasserkrafterzeugung ausgebaut werden. Für das Modell „Stromzukunft“ ergibt sich somit der in Abbildung 34 dargestellte, abgeleitete Verlauf der zusätzlichen Wasserkrafterzeugung.



**Abbildung 34. Verlauf der zusätzlichen Wasserkrafterzeugung in Österreich. Quelle: Pöyry Energy (2008), VEÖ (2008b), eigene Berechnungen**

## 6 Verbraucherseitige Maßnahmen

In den Sektoren Haushalte, Industrie und Dienstleistungen werden im Rahmen der Untersuchung einzelne nachfrageseitigen Technologie-Kategorien (Effizienzsteigerungsmaßnahmen – *Demand Side Management*, DSM) hinsichtlich ihrer derzeitigen Kosten sowie Potenziale analysiert. Darauf aufbauend wird eine statische Kosten-Potenzial-Kurve erstellt. Diese statischen Kosten-Potenzial-Kurven werden anschließend auf jährlicher Basis in einem Zeitraum bis 2050 dynamisiert. Die Dynamisierung erfolgt durch die Identifizierung von Einflussgrößen, die Kosten und Effizienz der untersuchten Technologien beeinflussen (z.B. Lerneffekte). Aufgrund verschiedenster Umsetzungshemmnisse werden im Bereich der Endenergieeffizienz vielfach nicht alle wirtschaftlichen Effizienzmaßnahmen ausgeschöpft. Im Modell wird dies durch Potenzialbeschränkungen abgebildet.

Von grundsätzlicher Bedeutung ist, dass nicht Strom per se nachgefragt wird, sondern eine Energiedienstleistung. Diese Dienstleistung kann aus einem Mix aus Technologie und Energie bereitgestellt werden. Je effizienter die Umwandlungstechnologie, umso geringer der notwendige Energieeinsatz, um die gleiche Dienstleistung bereitzustellen.

### 6.1 Einführung in die Problematik Endenergieeffizienz

#### 6.1.1 Bedeutung der Energieeffizienz im Kontext der Energie- und Klimapolitik

In den kommenden Jahrzehnten steht der Strom- und Wärmemarkt in Europa vor erheblichen Herausforderungen. Neben Anzeichen für kommende Verknappungen bei den fossilen Energieträgern besteht ein großer Bedarf an neuer Kraftwerkskapazität. Gleichzeitig ist es aus gesamtwirtschaftlichen Gründen und für den Klimaschutz dringend erforderlich, die Treibhausgasemissionen drastisch zu reduzieren und die Energieimportkosten zu verringern.

Um den globalen Temperaturanstieg bis 2050 auf zwei Grad Celsius zu begrenzen, ist es erforderlich, mittel- bis langfristig weltweit mit der Hälfte des heutigen Energiebedarfs auszukommen. In den Industrieländern müssen die Treibhausgasemissionen bis 2050 gegenüber 1990 sogar um mindestens 80 Prozent gesenkt werden. Dazu ist es erforderlich, zum einen Energieeinsparpotenziale schnellstmöglich und vollständig umzusetzen und außerdem weitere Potenziale zu identifizieren und zu erschließen. Hierfür ist ein deutlicher Richtungswechsel erforderlich, zu dem alle Akteure in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft beitragen müssen.

Bei ungebremstem „Weiter so“ wäre die Europäische Union zudem schon 2020 zu 70 Prozent von Energieimporten abhängig.

#### Die drei Säulen eines nachhaltigen Energiesystems

Wie viele Szenarien übereinstimmend zeigen, steht ein nachhaltiges Energiesystem auf drei Säulen. Die erste Säule ist die möglichst effiziente Umwandlung der Primärenergieträger wie Kohle, Öl und Gas in Strom und Wärme durch Kraft-Wärme-Kopplung, die zweite Säule

stellen die erneuerbaren Energien Sonne, Wind, Wasser und Erdwärme dar und die dritte Säule ist die Verringerung der Nachfrage nach Endenergie durch Steigerung der Endenergieeffizienz. Auch wirtschaftlich gesehen ist das Zusammenspiel dieser drei Elemente der beste Pfad. Insbesondere die Steigerung der Endenergieeffizienz ist auch heute schon in vielen Fällen wirtschaftlich und stellt so kurzfristig die beste Option zur CO<sub>2</sub>-Minderung dar.

Es handelt sich bei der Energiequelle Endenergieeffizienz um die intelligente und effiziente Verwendung von Energie auf der Nachfrageseite, also direkt beim Verbraucher. Eine Verringerung der Nachfrage nach Endenergie ergänzt den Ausbau der erneuerbaren Energien ideal und ermöglicht dadurch schneller einen größeren Anteil dieser Energieträger.

In anspruchsvollen Reduktionsszenarien für 2050 tragen dann die erneuerbaren Energien mit etwa 40 Prozent zum CO<sub>2</sub>-Minderungsziel von 80 Prozent bei. Dabei können die anfangs erforderlichen Zusatzkosten für die Markteinführung der erneuerbaren Energien durch die aus der Energieeinsparung resultierende Nettokosteneinsparung in dieser Zeitspanne kompensiert werden.

Vor diesem Hintergrund erhält das Energiesparen durch verbesserte Energieeffizienz auf der Nachfrageseite – auch als Endenergieeffizienz bezeichnet – neue Aufmerksamkeit auf der EU-Ebene. Ein Beispiel ist der von der EU Ende 2006 beschlossene Aktionsplan Energieeffizienz und die Beschlüsse des Ministerrats im März 2007, u.a. die Energieeffizienz in der EU bis 2020 gegenüber dem Trend um 20 Prozent zu verbessern. Erhebliche Gestaltungsmöglichkeiten bestehen bei der Nachfrage sowohl für Strom als auch für Wärmeenergieträger. Energiesparen durch effiziente Energienutzung heißt, für die gleiche Dienstleistung – z.B. warme und helle Räume, Transport, Produktion – weniger Energie einzusetzen. Dazu kann entweder in effizientere Technik investiert werden, oder es kann effiziente Technik z.B. durch Energiemanagement besser genutzt werden, oder es kann Energieverschwendung z.B. durch Abschalten nicht benötigter Geräte und Anlagen vermieden werden.

Energieeffizienz, vor allem auf der Nachfrageseite ist der Schlüssel zu einer nachhaltigen Energieversorgung. In Kombination mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien kann die entschiedene Nutzung der Energieeffizienz es möglich machen, die Ziele der Energie- und Klimapolitik zu erreichen.

### **6.1.2 Einsparpotenziale**

Techniken und Konzepte zur Energieeinsparung sind in vielen Bereichen längst vorhanden. Trotz unterschiedlicher Annahmen, Datengrundlagen und Detailergebnissen belegen verschiedenste Studien (WWF 2005, Wuppertal Institut 2006), dass in Europa und Deutschland insgesamt etwa 20 bis 30 Prozent Endenergieeinsparung gegenüber dem Trend mit heute verfügbaren Technologien und organisatorischen Lösungsansätzen wirtschaftlich umsetzbar sind. Das heißt mit anderen Worten, dass mit Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen etwa 20 bis 30 Prozent der eingesetzten Energie mit finanziellem Gewinn weggespart werden können, ohne dass Verhaltensänderungen damit

einher gehen. Bei der einen oder anderen Technik gehen aber auch so die Einsparungen deutlich über die 30 Prozent Marke hinaus, als Beispiele seien hier nur die Energiesparlampe oder eine neuartige hocheffiziente Heizungspumpe genannt, die wirtschaftlich lohnende Einsparungen von bis zu 80 Prozent erzielen.

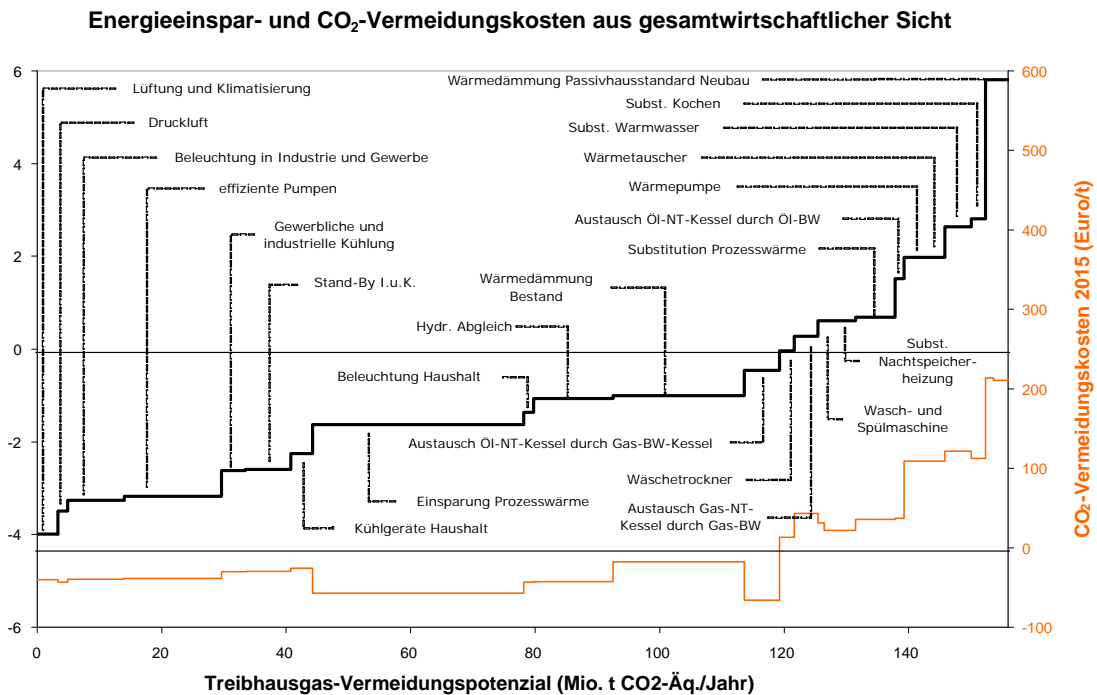
Dazu müssten "lediglich" bei den in den nächsten Jahren ohnehin stattfindenden Sanierungen oder beim Ersatz oder der Systemoptimierung alter Anlagen und Geräte jeweils eine effiziente, wirtschaftliche Lösung gewählt werden. Zwar sind mit den effizienten Lösungen in der Regel höhere Anschaffungskosten verbunden, die jedoch durch eingesparte Energie- und Wartungskosten mehr als kompensiert werden. Zu den Endenergieeinsparungen hinzu kommen Effizienzsteigerungsmöglichkeiten in der Energieumwandlung und -verteilung.

Die Potenziale der effizienten Energienutzung sind enorm, einige Beispiele:

- Die sparsamsten Kühl- und Gefriergeräte verbrauchen heute zwei Drittel weniger Strom als Geräte im Durchschnitt vor zehn Jahren.
- Passivhäuser brauchen dank verstärkter Wärmedämmung sowie effizienter Lüftung und Heizung bei guter Planung und Ausführung ohne große Mehrkosten nur 20% der Heizenergie eines Neubaus nach der Energieeinsparverordnung.
- Bei elektrischen Antrieben sind ähnliche Einsparungen möglich. Bei Heizungsumwälzpumpen sparen z.B. die neue EC-Motor-Pumpe und eine Optimierung des Heizkreislaufs bis zu 90%.

Insgesamt ist es im Rahmen der normalen Erneuerungszyklen für Geräte, Fahrzeuge, Anlagen und Gebäude gesamtwirtschaftlich und für die Energieverbraucherinnen und -verbraucher lohnend und technisch möglich, zusätzlich bis zu 2% pro Jahr gegenüber bisherigen Trends einzusparen.

Abbildung 35 zeigt, in welchen Bereichen besonders große und wirtschaftliche Potenziale zur Treibhausgas-Minderung durch Endenergieeffizienz in Deutschland bestehen (Wuppertal Institut 2006).



**Abbildung 35. Potenziale zur Treibhausgas-Minderung durch Endenergieeffizienz innerhalb von 10 Jahren, wenn in jedem Fall die effizienteste Technik zum Einsatz kommt, und Nettokosten aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive: durchschnittliche Energieeinsparkosten (dicke Linie) und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten (dünne Linie) im Vergleich zu den Kosten bei ohnehin durchzuführenden Maßnahmen, unter Berücksichtigung der eingesparten Energiesystemkosten (daher Nettokosten). Die Breite der Stufen in der Treppenkurve zeigt das Potenzial einer Technik, die Tiefe auf der Treppe ihre Wirtschaftlichkeit. Wenn die Kosten eingesparter Energie kleiner als Null sind, ist das Potenzial wirtschaftlich. Links unten sind daher die wirtschaftlichsten Potenziale. Den Berechnungen liegen Energiepreise von 2004 zugrunde. Quelle: Wuppertal Institut (2006)**

Es zeigt sich bei genauerer Betrachtung verschiedener Verbrauchfelder, dass oft unnötig viel Strom bzw. Öl oder Gas für eine bestimmte Dienstleistung wie Beleuchtung, Fernsehen, Kühlen oder Heizen, um nur einige zu nennen, aufgewendet wird. Diese Erkenntnis setzt sich jedoch erst langsam durch.

Durch eine intelligente Verteilung der volkswirtschaftlich möglichen Gewinne durch Effizienzinvestitionen könnte dagegen eine Win-win-Situation entstehen, bei der alle profitieren: Innovation, Arbeitsplätze und Wertschöpfung können so wirtschaftlich mit dem Klimaschutz verbunden werden.

### 6.1.3 Hemmnisse für die Erschließung der Effizienzpotenziale

Trotz viel versprechender Ansätze ist es mit bisherigen Dienstleistungsangeboten und öffentlichen Programmen nicht gelungen, eine breite Umsetzung von Energieeffizienzsteigerungen zu erreichen und die vielfältigen Barrieren und Hemmnisse zu überwinden.

Dies gilt besonders für kleinere Energieeinsparmaßnahmen in Bereichen mit hohen Umsetzungshürden („Transaktionskosten“). Woran liegt dies? Warum gibt es diese Potenziale, wenn sie doch eigentlich wirtschaftlich sind?

Der Grund ist eine Vielzahl von Hemmnissen, die die Umsetzung selbst wirtschaftlicher Energieeffizienzmaßnahmen verhindern.

Solange die Energierechnung niedrig und der Klimawandel kein Thema war, gab es nur geringe Anreize, Geräte und Anlagen zu entwickeln, die mit der vorhandenen Energie behutsam und sparsam umgehen. So haben oft die Hersteller von Produkten nur ein geringes Interesse an einem geringen Verbrauch ihrer Produkte, da sie für die Energiekosten im späteren Betrieb ja nicht aufkommen müssen, sie aber bei der Produktion geringe Beträge einsparen können.

Typische Beispiele dafür finden wir heute in der gesamten Informations- und Unterhaltungselektronik, bei der oft an einem simplen Netzschalter gespart wird. Der vermeintliche Aus-Schalter, sofern überhaupt noch vorhanden, schaltet bei dem Gerät lediglich die Elektronik auf der Sekundärseite des Netzgerätes aus, während die Primärseite noch am 230 V Netz hängt und Strom verbraucht. Zusätzlich wächst in jedem Haushalt die Anzahl der Geräte, die auch rund um die Uhr eine Funktion erfüllen, sei es der Anrufbeantworter, der auf einen Anruf wartet, der Satellitenreceiver, dessen Programmzeitschrift nachts aktualisiert wird, der Wasserwächter der Waschmaschine oder Geräte, die auf einen Einschaltimpuls durch die Fernbedienung warten. Hier sparen Hersteller in der Regel, indem sie billige Netzteile mit einem hohen Eigenverbrauch einbauen. Allein in Deutschland müssen zwei Kraftwerke laufen, um die Verluste durch diesen unnötigen Stromverbrauch zu erzeugen.

Und es gibt weitere Beispiele. Auch der öffentliche Bereich, der ja eigentlich beispielhaft vorangehen sollte, geht sehr ineffizient mit Energie um. Jahrelang hat die Trennung in einen Vermögens- und einen Verwaltungshaushalt Investitionen in Energieeffizienz verhindert. Das Budget für Energiekosten aus dem Verwaltungshaushalt konnte nicht in den Vermögenshaushalt umgelenkt werden, um damit Investitionen zur Verringerung der Energierechnung zu tätigen.

Und auch im Dienstleistungsbereich und in der Industrie, die ihr Handeln ja eigentlich stark an wirtschaftlichen Kriterien orientieren, finden sich eine Menge hochwirtschaftlicher Potenziale zur Energieeinsparung. Wir können beobachten, dass die Industrie ihre eigentliche Fertigungstechnologie zwar energetisch ganz gut beherrscht, Defizite bei der Energieausnutzung jedoch bei den so genannten Querschnittstechnologien wie Druckluft, Lüftung, Beleuchtung, Antriebe und Prozesswärme existieren. Wenn die Investitionssumme das alleinige Auswahlkriterium bei einer Neuanschaffung ist und damit nur Anlagenhersteller und Planer zum Zug kommen, die das günstigste Angebot machen, ist es nicht erstaunlich, dass keine energieeffizienten Technologien zum Einsatz kommen.

Außerdem gibt es in der Regel wenig Anreize, um sparsamste Geräte und Anlagen anzuschaffen oder Anreize dafür sind nicht offensichtlich (z. B. Verminderung der Betriebskosten). Zu solchen Hindernissen kann es beispielsweise kommen, wenn Nutzer und Investor nicht identisch sind und darum unterschiedliche Interessen haben. Ein typisches Beispiel finden wir in der Wohnungswirtschaft. Hier stehen wir vor dem Dilemma, dass der Besitzer einer Immobilie, sofern er sie nicht selber nutzt, nur einen geringen Anreiz

an niedrigen Betriebskosten hat. Das führt dazu, dass wir es inzwischen mit einem riesigen Investitionsstau in der Wohnungswirtschaft zu tun haben, der unnötig große Mengen an Energieverbrauch verursacht. Auch weitergehende Renovierungen wie Umstellung der Warmwasserversorgung z. B. von Strom auf Gas- und Solarwärme unterbleiben oft. Häufig stehen auch nicht ausreichend finanzielle Mittel zur Verfügung, um in wirtschaftliche Effizienzmaßnahmen zu investieren.

Energieeffizienz hat also bei Herstellung, Anschaffungen, Planungen und Instandsetzungen meist keine Priorität: Sie ist geknüpft an viele kleine und mittlere technische Verbesserungen bei Gebäuden, Anlagen oder Techniken und ist nicht deren Hauptzweck. Es fehlt daher an Überblick über mögliche Potenziale genauso wie an Detailwissen zu deren Erschließung, Amortisationsdauern etc. Bei der Auswahl von Maßnahmen sind häufig die Anfangsinvestitionen ausschlaggebend, die gesamten Lebenszykluskosten bleiben allzu oft unberücksichtigt. Für die Analyse dieser Lebenszykluskosten gibt es zu wenig einfach handhabbare Werkzeuge.

Es kann nicht allein von Energienutzer/-innen in privaten Haushalten, Industrie, Gewerbe und Dienstleistungsbereich verlangt werden, sich neben ihrer Alltagsbewältigung, ihrem Kerngeschäft, umfassend über Energieeinsparmöglichkeiten zu informieren und immer eine optimale, d.h. Lebenszykluskosten minimierende Entscheidungen zu treffen.

Warum sollten zudem Händler/-innen, Handwerker/-innen und Hersteller/-innen ganz auf energieeffiziente Lösungen umsteigen, wenn diese nicht unbedingt einen höheren Gewinn abwerfen und mit zusätzlichen Anstrengungen Politiken und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz (z. B. Kundenberatung, Informationsbeschaffung) verbunden sind?

Und schließlich liegt es auch zum Teil an der Wissenschaft, die bis heute keine endgültig befriedigenden Antworten auf die Frage gefunden hat, wie eine breite und nachhaltige Umsetzung für eine substantielle Steigerung der Energieeffizienz gelingen kann.

Erst langsam setzt sich daher die Erkenntnis durch, dass es auch im wirtschaftlichen Interesse ist, Probleme wie den Klimaschutz und stark steigende Energiepreise ernst zu nehmen und sich vom Geschäft mit der Förderung, dem Transport und der Verteilung begrenzter Ressourcen unabhängiger zu machen und auf Effizienzdienstleistungsangebote zu setzen.

So gibt es auch positive Beispiele für umgesetzte Ressourcen- und Energieeffizienz:

- Der japanische Elektronik-Multi Sony hat konzernweit ein Green Management installiert, das sowohl zur CO<sub>2</sub>-Einsparung wie auch zur Steigerung der Ressourceneffizienz anspruchsvolle Ziele formuliert und umsetzt. Diese richten sich auf die Produktion und die jeweiligen Standorte einerseits und die Produkte (besonders in ihrer Nutzungsphase) andererseits. So konnten von 2000 bis 2005 der Energieverbrauch fast von drei Viertel aller Produkte um 30 Prozent gesenkt werden - und der Rohstoffverbrauch bei 90 Prozent der Produkte um 20 Prozent. Insgesamt konnte Sony damit die Ressourceneffizienz von 2000 bis 2005 um 42 Prozent steigern.



- Im Rahmen von BürgerInnen-Contracting-Projekten zur energetischen Schulsanierung ([www.solarundspaar.de](http://www.solarundspaar.de)) wurden u. a. die Heizungssysteme der Schulen optimiert. Dabei wurde ein Großteil der bislang eingesetzten Heizungsumwälzpumpen überflüssig, die verbleibenden Pumpen wurden durch besonders effiziente ersetzt, Material und Energie wurde eingespart. Diese Ressourceneffizienzpotenziale können aber nicht nur in Schulen und Bürogebäuden genutzt werden, sondern auch in Wohngebäuden. Allein im Wohngebäudebereich könnten ein Prozent des deutschen Stromverbrauches dadurch eingespart werden, dass bei einer Heizungssanierung jeweils richtig dimensionierte hoch effiziente Heizungsumwälzpumpen eingesetzt würden.

Die genannten Beispiele ließen sich noch um etliche weitere ergänzen, aber genau in dieser Tatsache zeigt sich das eigentliche Problem, nämlich die Vielfalt, die sich hier auftut. Es gibt keine einfachen Lösungen, die man nur konsequent verfolgen müsste, sondern entsprechend der Komplexität des Problems sind angepasste Strategien erforderlich, um die überflüssigen Ineffizienzen in allen Bereichen zu vermeiden.

Dieser Aufwand lohnt sich aber, denn wie oben bereits ausgeführt, helfen viele Maßnahmen zur Effizienzsteigerung nicht nur CO<sub>2</sub> zu vermeiden, sondern sind auch wirtschaftlich hoch profitabel.

#### **6.1.4 Politikinstrumente zur Erschließung der Effizienzpotenziale**

Immer noch ist das Denken in und über die Energieressourcen stark auf die Angebotsseite und ihre Expansion fokussiert. Dies kann am Beispiel der Energiewirtschaft verdeutlicht werden: Zum weiterhin geförderten fossilen Angebot ist die Angebotsexpansion der erneuerbaren Energieträger hinzugetreten. Der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energieträger ist richtig und wichtig, da sie einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele auch schon kurz- bis mittelfristig, aber noch mehr mittel- bis langfristig leisten müssen. Um das Klimaproblem zu lösen, ist es aber parallel dazu zwingend notwendig, die Energienachfrage zu senken. Eine systematische, strukturelle Problemlösung wird hinausgeschoben, wenn nicht Energieeffizienz und erneuerbare Energien gleichzeitig vorangebracht werden.

Eine dringende Aufgabe der Energiepolitik ist es daher, die vielfältigen Hemmnisse für Energieeffizienz noch besser zu überwinden als bisher.

Vor diesem Hintergrund ist es bei der Energienutzung notwendig,

- Lebenszykluskostendenken zum durchgängigen Prinzip zu machen – vom Bergbau bis zur nachhaltigen Entsorgung oder Wiederverwertung und in der Summe von Anschaffungs- und Verbrauchskosten. Ein Problem hierbei ist, dass auch die Anforderungen der Kapitalmärkte dem entgegenstehen. Lebenszykluskosten hieße beispielsweise, eine hoch rentable Investition nicht allein deshalb abzulehnen, weil sie sich erst nach acht bis zwölf Jahren amortisiert. Die Kapitalmärkte verlangen jedoch, Risiken zu vermeiden und daher auf kurze Amortisationszeiten zu setzen sowie hohe Verzinsung kurzfristig zu erzielen;

- technischen Fortschritt darauf zu richten, mit - oft eher dezentralen - intelligenten infrastrukturellen, technischen oder organisatorisch-institutionellen Lösungen Energieverbräuche zu reduzieren oder zu vermeiden. Fakt ist jedoch, dass der größte Teil der Forschungs- und Investitionsgelder immer noch – eher zentrale – herkömmliche Technologien fördert;
- zu hinterfragen, durch welche Strukturen und Bedingungen eigentlich überflüssige Energieverbräuche generiert werden und
- entsprechende Bereitstellung angepasster, kosteneffizienter Infrastrukturen und Funktionen / Nutzungen (Dienstleistungen i.e.S.) zur Alltagsbewältigung in privaten und öffentlichen Haushalten, Industrie und Gewerbe anstatt der preis-günstigen Versorgung mit Energie in den Mittelpunkt zu stellen. Abnehmer/-innen von Energie sind nicht allein daran interessiert, dass die Einheit Energie möglichst preisgünstig und sicher bereitgestellt wird. Vielmehr geht es ihnen vorrangig um die kostenminimale Inanspruchnahme des Nutzens, der damit erzielt wird (Funktions- statt Produktorientierung bzw. Nutzungs- statt Angebotsorientierung).

Beispiele für diesen Nutzen sind die Wärme eines Wohnraums, die Kühle eines Getränks, die getrocknete Wäsche, die produzierte Druckluftmenge, die mit Hilfe einer Energie verbrauchenden Maschine erzeugte Ware, die Ermöglichung des alltäglichen Einkaufs (z. B. entweder durch Bewegung von A nach B mit Hilfe eines Fahrzeugs oder z. B. durch eine Infrastruktur, die den Einkauf vor Ort zu Fuß ermöglicht) oder die Informationsübermittlung. Erst die Optimierung über alle Produktionsstufen der Dienstleistung im engeren Sinne mündet in eine effiziente Allokation der Ressourcen, d. h. erzielt eine kostenminimale Bereitstellung der gewünschten Dienstleistungen ("least cost"). Ein solches integriertes Optimierungsdenken generiert neue Produktions- und Konsummuster und erfordert eine neue Ausrichtung staatlicher Rahmenbedingungen für die Märkte und die Daseinsvorsorge.

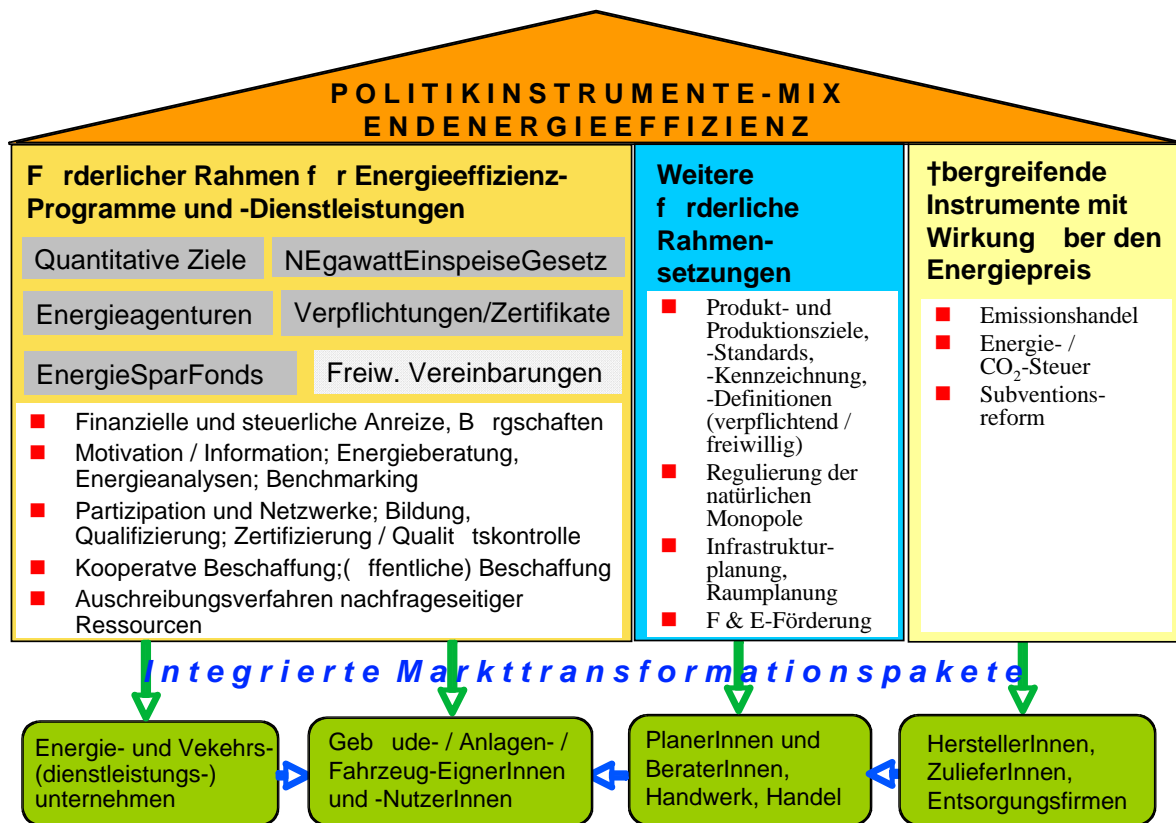
Um diesen grundlegenden Wandel zu gestalten, Energie effizient einzusetzen und die Möglichkeiten zur Einsparung von Energie zu nutzen, muss das Unterstützungsangebot durch Staat und Dienstleister die Letztabnehmer/-innen im bildlichen Sinne dort abholen, wo sie gerade stehen. Letztlich sollen politisch-administrative Rahmen und Unterstützungsprogramme Energieeffizienz für die relevanten Marktakteure einfach, umsetzbar und vorteilhaft machen und damit zur Entwicklung des Marktes für Effizienztechnologien und -dienstleistungen beitragen. Mit der Durchführung der Unterstützungsaktivitäten wird gleichzeitig auch deutlich, dass Energieeffizienz politisch gewollt und wichtig ist.

Dazu ist ein zielgruppenspezifisch ausdifferenzierter Mix an Politikinstrumenten und Maßnahmen erforderlich, innerhalb dessen integrierte Markttransformationspakete entwickelt werden, die gezielt die unterschiedlichen Marktakteure ansprechen. Ein solcher integrierter Politikinstrumente-Mix muss also auf die jeweiligen Marktakteure, ihre Marktsituation und die auf sie wirkenden Anreize und Hemmnisse konkret abgestimmt werden.

Die in der Abbildung 36 dargestellten sechs prinzipiellen Elemente eines solchen Policy Mix sind:

- Gezielte Anreize und Unterstützung für forcierte Markteinführungs- und Diffusionsprozesse sind von zentraler Bedeutung - mit vielfältiger Ausprägung, von finanziellen Anreizen über Information und Motivation bis hin zu kooperativer Beschaffung.
- Ein weiteres wesentliches Element des Policy Mix sind technologie- und strukturbezogene Effizienz fördernde Rahmensetzungen wie z.B. Standards und Kennzeichnungen, Infrastrukturplanungen oder eine Energieeffizienz berücksichtigende Regulierung natürlicher Monopole.
- Instrumente mit Preiswirkung wie z.B. Steuern, ggf. Zertifikatslösungen oder ein Abbau kontraproduktiver Subventionen (Subventionsreform) sind entgegen der neoklassischen Theorie zwar ein notwendiges, aber nicht ein hinreichendes Instrument zur Steigerung der Energieeffizienz.
- Die Forschungs- und Innovationsförderung mit integrierter Forschungs- und Entwicklungs-, Umsetzungs- und Umsetzungsbegleitungsförderung ist ein ebenso grundlegendes Instrument wie
- die Bildungsförderung.
- Basis ist die Zielfestlegung, die Bestimmung von Indikatoren zur Messung der Zielerreichung und die Entwicklung zielgruppenspezifischer Umsetzungsstrategien.

Dieses Bündel von Maßnahmen und Instrumenten sollte sich an alle Akteure in den jeweiligen Marktketten richten, wie Abbildung 36 veranschaulicht.



**Abbildung 36. Der generelle Politikinstrumente-Mix zur F rderung der Verbesserung der Endenergieeffizienz. Die Abbildung zeigt, dass dabei zun chst in einem Technikmarkt bei der Energieanwendung die Hemmnisse f r alle Marktakteure analysiert werden m ssen. Sodann gilt es, aus dem dargestellten Mix das jeweils geeignete Paket von Instrumenten zu schn re.** Quelle: Wuppertal Institut (2007)

Die Steigerung der Energieeffizienz geschieht auch nicht immer konfliktfrei. So gibt es etablierte Energieanbieter, die Umsatzeinbu en f rchten und sich gegen gesamtwirtschaftlich sinnvolle Unterst tzungsprogramme stellen. Erfahrungen aus der Energieeinsparpolitik anderer L nder (z.B. D nemark oder Gro ßbritannien) zeigen jedoch, dass der Ordnungsrahmen so gestaltbar ist, dass negative Anreize und Widerst nde etablierter Energieanbieter verringert oder sogar ins Positive gekehrt werden k nnen. Dies erfordert jedoch eine engagierte klare politisch-administrative Rahmensetzung f r Energieeffizienz im Markt.

Ein entsprechender Policy Mix ist deshalb so zu optimieren, dass alle relevanten Hemmnisse und Barrieren der jeweiligen Marktakteure angesprochen und überwunden werden und eine breite Umsetzung von Energieeinsparungen in einem vorher bestimmten Zeitraum gelingt.

N tigt sind u.a.

- Information, z.B. durch Energieberatung, betriebliche Energieanalysen, Energielabel, einen aussagekr ftigen Energieausweis f r Geb ude, Datenbanken sparsamer Ger te und Fahrzeuge, aber auch bessere Aus- und Weiterbildung,

- finanzielle Förderung für Beratung und/oder Investition zur Energieeinsparung, wie z.B. durch die KfW-Programme der Bundesregierung sowie Programme der Länder und Kommunen,
- schärfere Grenzwerte für den Energieverbrauch von Fahrzeugen, Geräten, Gebäuden und Anlagen (u.a. durch die EnEV und die EcoDesign-Richtlinie sowie die vorgeschlagene Regulierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes von Autos),
- die Nutzung des öffentlichen Einkaufs, um sparsame Technik schneller in den Markt zu bringen.

Es muss dabei ein Gesamtpaket von Maßnahmen und Instrumenten umgesetzt werden, um Energieeffizienz insgesamt so einfach und attraktiv wie möglich zu machen – durch individuelle Beratung, praktische Anleitungen und konkrete Handlungsempfehlungen, Sicherstellung der Verfügbarkeit der empfohlenen Maßnahmen, Schulungen, Regulierung, finanzielle Anreize und Finanzierungsangebote.

Wichtig für die Umsetzung ist es, dass die dezentralen Angebote zur Information, Weiterbildung und Förderung jeweils landesweit gebündelt und finanziert werden. Mit einem solchen Gesamtrahmen haben es z.B. Großbritannien und Dänemark ermöglicht, jedes Jahr zusätzlich mehr als ein Prozent Energie einzusparen. Sie nutzen dazu eine Kombination aus Verpflichtungen der Energiewirtschaft, um eine bestimmte Menge an Energieeinsparungen bei ihren Kundinnen und Kunden nachzuweisen, und einen staatlich finanzierten Energiesparfonds. Auch in Österreich könnte ein solcher Energiesparfonds ein wirksames Instrument sein. Ein Beitrag von durchschnittlich etwa 0,1 Cent pro kWh, z.B. aus der Energiesteuer auf Strom, Gas und Öl würde genügen, um die Energierechnungen (Verbrauch mal Preis) von Industrie, Handel, Gewerbe und Haushalten deutlich zu senken (Thomas/Irrek 2006).

Es geht also letztendlich darum, eine Klammer zu schaffen, die ähnlich dem Energieeinspargesetz in Deutschland bei den Erneuerbaren die Steigerung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite auf eine Bühne stellt, auf der sie beachtet wird. In denjenigen Bereichen, in denen es gelungen ist, die Einsparung zum Thema zu machen, sind erhebliche Fortschritte erzielt worden. Dies wurde erreicht entweder durch eine einfache verständliche Kennzeichnung durch Labels oder durch Verschärfung der Standards, die seitens der Planer oder der Konstrukteure erfüllt werden mussten. Auch Information und Aufklärung hat erheblich dazu beigetragen, die richtigen Investitionsentscheidungen zu treffen. Aus diesen Erfolgsgeschichten eine Strategie zu entwickeln, die alle Bereiche umfasst, ist wesentlich für die Erschließung dieser Potenziale. Sonst bleibt es bei dem Stückwerk erfolgreicher Beispiele, dem wir uns heutzutage gegenübersehen. Es gilt also, wirtschaftlich lohnende Effizienzverbesserungen zu identifizieren und Programme auf allen Ebenen zu entwickeln, um diese leicht und unbürokratisch umzusetzen. Dies erfordert eine konzertierte Aktion aus Informationsangeboten, Anreizprogrammen, Steuererleichterungen, Bürgschaften zur Absicherung von Risiken, Standards und Labels.

Wenn die verschiedenen Maßnahmen aufeinander abgestimmt sind und von einer zentralen Stelle koordiniert werden, kann eine Erfolgsgeschichte entstehen, die das Potenzial besitzt,

die jüngsten Erfolge der erneuerbaren Energien noch in den Schatten zu stellen. Einige Länder in Europa wie Großbritannien, Dänemark und Norwegen haben dies bereits erkannt und einen Energiesparfonds gegründet, der die Aktivitäten zur Steigerung der Energieeffizienz bündelt und koordiniert. Es hat sich nämlich dort schon die Erkenntnis durchgesetzt, dass Anstrengungen in diese Richtung nicht nur dem Klima helfen, sondern auch ganz konkrete finanzielle Entlastungen für den Einzelnen und für die Volkswirtschaft bedeuten. Neben der Verringerung der nationalen Energierechnung tragen Effizienzinvestitionen auch dazu bei, dass neue Geschäftsfelder und damit neue Arbeitsplätze in diesem Bereich entstehen. Sie sind vielmehr eine Quelle mit einem großen Potenzial für eine ökologisch, ökonomisch und sozial nachhaltige Entwicklung.

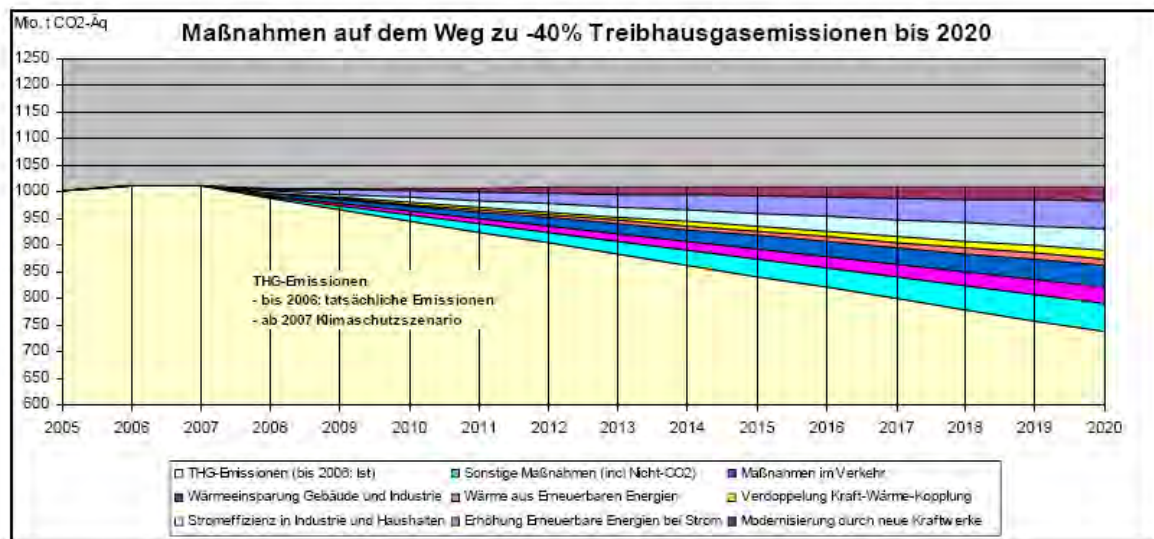
Letztlich können die Hürden, die einer deutlichen Steigerung der Energieeffizienz entgegen stehen, nur durch die gezielte Kombination verschiedener Politikinstrumente und Maßnahmen überwunden werden. Da grundlegende Veränderungen nur stattfinden, wenn sich neben Technologien, Organisationsstrukturen und Institutionen auch die Strukturen in den Köpfen der Menschen verändern, muss das Thema Energieeffizienz auch in Schulen, Universitäten und in der beruflichen Aus-, Fort- und Weiterbildung etabliert werden. Der grundlegende systemische Wandel hin zu einer Effizienzwirtschaft wird nicht konfliktfrei sein. Er verändert Machtkonstellationen. Dies erfordert engagierte Zielsetzungen, klare Rahmenseetzungen und einen ausreichenden Unterstützungsrahmen für den Strukturwandel. Dies gilt lokal, regional, national, für Europa und auch international.

### **6.1.5 Internationale Referenzbeispiele**

#### **6.1.5.1 Beispiel: Politikinstrument – Deutschland**

Der vom Bundesumweltminister im Mai 2007 vorgestellte Acht-Punkte-Plan zum Klimaschutz kann bei vollständiger Umsetzung das Ziel der Treibhausgasreduktion in Deutschland um 40 Prozent bis 2020 gegenüber 1990 bei gleichzeitigem Auslaufen der Kernenergie gemäß dem geltenden Gesetz erreichen (vgl. Abbildung 37).

Zugleich zeigen aktuelle Untersuchungen für das Bundesumweltministerium (ISI/ÖKO/STE 2007), dass hiermit ein wirtschaftlicher Gewinn verbunden wäre. Eine zentrale Rolle spielt dabei die Energieeffizienz. Durch die Energiekosteneinsparung ist Energieeffizienz in der Regel sehr wirtschaftlich. Energiesparmaßnahmen bringen oft eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals von 30 Prozent oder mehr. Im Gesamtsystem können dadurch die zeitweiligen Mehrkosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien mehr als wett gemacht werden.



Ist-Situation: Treibhausgasemissionen: 1990: 1.228 Mio. t CO<sub>2e</sub> 2006: ca. 1.007 Mio t. Ziel 2020 (-40% gg. 1990): 737 Mio. t

Möglicher Maßnahmenkatalog zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um 270 Mio. t bis 2020 gegenüber Ende 2006:

1. Reduktion des Stromverbrauchs um 11 % durch massive Steigerung der Energieeffizienz im Strombereich:	40 Mio. t
2. Erneuerung des Kraftwerksparks durch effizientere Kraftwerke:	30 Mio. t
3. Steigerung der Stromerzeugung durch erneuerbaren Energien auf über 27%:	55 Mio. t
4. Verdoppelung der effizienten Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung auf 25%:	20 Mio. t
5. Reduktion des Energieverbrauchs durch Gebäudesanierung, effiziente Heizungsanlagen und in der Produktion:	41 Mio. t
6. Steigerung der erneuerbaren Energien im Wärmesektor auf 14%:	14 Mio. t
7. Steigerung der Effizienz im Verkehr und Steigerung der Biokraftstoffe auf 17%:	30 Mio. t
8. Reduktion der Emissionen von Methan, Lachgas und F-Gasen:	40 Mio. t

**Abbildung 37. Der Acht-Punkte-Plan der Bundesregierung zum Klimaschutz. Die Maßnahmen 1, 5 und 7 zielen auf das Energiesparen durch Verbesserung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite (Endenergieeffizienz), die Maßnahmen 2 und 4 auf ein energieeffizienteres Energieangebot. Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit**

#### 6.1.5.2 Beispiel: Klimaschutz an Schulen als Kapitalanlage – Deutschland

Öffentliche Gebäude sind oft wahre Energiefresser, Aktivitäten zur Energieeinsparung in diesem Bereich sind daher meist besonders lohnend. Diese Tatsache macht sich ein Modellprojekt an vier Schulen in Nordrhein-Westfalen (NRW) zu Nutze. Dieses Projekt steht für ein gelungenes Beispiel für eine wirtschaftlich erfolgreiche Kombination der drei Säulen eines nachhaltigen Energiesystems, Kraft-Wärme-Kopplung, Erneuerbare und Energieeffizienz. Als weitere Besonderheit wurde die Finanzierung der erforderlichen Maßnahmen durch ein spezielles Vertragswerk ermöglicht. Eine Vielzahl privater Anleger verpflichtet sich, das Sanierungsprogramm zu finanzieren und erhält dafür eine Dividende.

Dieses so genannte Bürgercontracting im Rahmen der 100 000-Watt-Initiative des Landes NRW hat es ermöglicht, dass seit dem Jahr 2000 in vier Schulen in Engelskirchen, Emmerich, Gelsenkirchen und Köln für insgesamt über drei Millionen Euro in neue effiziente Haustechnik investiert wurde und auf den Dächern Solaranlagen platziert werden konnten. Zusätzlich wurde bei zwei Schulen ein Gas-Blockheizkraftwerk installiert, das Strom und Wärme gleichzeitig produziert und so die Primärenergie wesentlich besser ausnutzt. Die Gebäude selber haben nach der Sanierung optimierte Heizungs- und Lüftungsanlagen, gutes Licht, eine erhebliche Solarstromproduktion und verursachen klar niedrigere Energierechnungen.

### Unzureichende Nutzung von bestehenden Einsparpotenzialen

Bisher wurden die Möglichkeiten zur Energieeinsparung nur unzureichend genutzt, da weder Wissen über Einsparmöglichkeiten vorhanden war noch Mittel um diese zu finanzieren. Die bestehenden Potenziale können an drei Beispielen erläutert werden:

- Die Optimierung der Heizungs- und Lüftungssteuerung. Schulklassen werden nur zu 15 Prozent des Jahres genutzt, beheizt werden sie aber zu 40 bis 100 Prozent. Mit moderner Technik kann die Wärmezufuhr bedarfsabhängig gesteuert und geregelt werden.
- Notwendiger hydraulischer Abgleich. Effiziente Heizungssteuerung setzt voraus, dass die erforderliche Wärmemenge über die Heizungsrohre gezielt in die Räume gebracht werden kann, in denen sie benötigt wird. In vielen Heizungsanlagen ist dies jedoch nicht der Fall. Da das Heizungswasser immer nach dem Prinzip des geringsten Widerstandes durch das Heizsystem fließt, werden die der Umwälzpumpe nächstgelegenen Heizkörper überversorgt, während weiter entfernte Heizkörper nicht die notwendige Temperatur erreichen. In der Praxis behilft man sich üblicherweise mit dem Einbau stärkerer Pumpen, oder der Hausmeister regelt die Vorlauftemperatur des Heizwassers hoch, bis die gewünschte Temperatur in den kälteren Bereichen erreicht ist. Das führt zu höheren Energieverbräuchen, die sich durch eine Anpassung der hydraulischen Verhältnisse des Rohrnetzes an die Erfordernisse, den so genannten hydraulischen Abgleich, leicht vermeiden lassen.
- Mehr Licht mit weniger Leistung. Heute kann mit wesentlich geringerem Stromeinsatz eine angenehme Ausleuchtung von Klassenzimmern erreicht werden. Neben dem Einsatz von elektronischen Vorschaltgeräten in Verbindung mit modernen Spiegelrasterleuchten kann durch den Einsatz von Präsenzmeldern und Tageslichtsensoren, die nur dann das Licht einschalten, wenn das Tageslicht benötigt wird, Einsparungen von 60 bis 80 Prozent erzielt werden.

### **Klassische Win-Win-Situation für alle Beteiligten**

Um ein tragfähiges Sanierungskonzept zu entwickeln, war es unabdingbar, den Sanierungsbedarf genau zu ermitteln. Die Sanierung und Optimierung von Gebäuden erfordert den Einsatz von Spezialisten. Sie können Konzepte ausarbeiten, die zur klaren Senkung der Energiekosten führen. Zugleich verbessern eine bessere Beleuchtung und bedarfsgerechtere Raumtemperaturen die Lern- und Arbeitsbedingungen. So führen die Maßnahmen zur klassischen Win-Win-Situation, d.h., alle Beteiligten profitieren. Die Schulen werden energetisch saniert ohne den Etat zu belasten, die Schulen werden sparsam und modern beleuchtet, Schüler, Lehrer und Eltern lernen sorgsam Umgang mit Energie, die Kapitalgeber erzielen neben der ethischen eine Geldrendite von fünf bis sechs Prozent und schützen die Schule vor höheren Energiepreisen, die Kohlendioxid-Emissionen sinken um bis zu 80 Prozent und nicht zuletzt geben die Maßnahmen Impulse für die lokale Wirtschaft.



## **Aufbau und Ablauf des Contractings**

Contracting ist ein Konzept, das auf die Effizienzsteigerung von Energieanlagen abzielt. Häufig wird der Begriff „Drittfinanzierungsmodell“ verwendet. Für die Projektlaufzeit schließen eine so genannte Solar&Spar-Contract-Gesellschaft mbH und die Kommune als Schulträger Contracting-Verträge ab. Die GmbH investiert in Maßnahmen zur Reduktion des Energie- und Wasserverbrauchs, die Kommune überweist die gesparten Energie- und Wasserkosten an die GmbH, wobei gesparte kWh zu aktuellen Energiepreisen vergütet werden, aber auch die Schule und die Kommune werden am Einsparerfolg beteiligt. Die Vertragsdauer beträgt in der Regel 20 Jahre, die Kommune stellt das Schuldach zur Verfügung und am Ende der Projektlaufzeit gehen die Solar&Spar-Anlagen an die Kommune.

### **Idee soll auf weitere Projekte übertragen werden**

Alle vier Schulen haben die Maßnahmen erfolgreich und mit erheblichen Sparerfolgen durchgeführt. Insgesamt konnten knapp 30 Prozent bei den Wärmeenergieträgern Öl und Gas und über 50 % Strom eingespart werden. Das entspricht einer jährlichen Einsparung an Kohlendioxid von etwa dreitausend Tonnen. Die vorsichtig kalkulierten ursprünglichen Ziele sind sogar teilweise deutlich übertroffen worden, was folglich auch zu einer höheren Rendite für die Kapitalanleger, die Stadt und die Schule führte.

Das Wuppertal-Institut will die Projekterfahrungen privaten Contractoren, Kommunen und Schulen weitergeben und versuchen, die Idee auf weitere Objekte zu übertragen. Eine Finanzierung mit Hilfe des so genannten Bürgercontracting könnte das fehlende Kapital der Kommunen bei Kliniken, Museen und anderen Gebäuden ersetzen.

## **6.2 Modellierung verbraucherseitiger Maßnahmen**

Die Modellierung der Nachfrageseite erfolgt im gegenständlichen Projekt – analog zur Angebotsseite (siehe Kapitel 2) – über *Bottom Up* Kosten-Potenzial-Kurven. Als Datenbasis wird die Datenbank des EU-Projekts *GreenNet* herangezogen.<sup>15</sup> Im Folgenden wird kurz auf die *GreenNet*-Methodik eingegangen (Pyrko, Huber et al., 2004).

Ausgangspunkt ist die Überlegung, dass nicht Strom per se nachgefragt wird, sondern eine Energiedienstleistung. Diese Dienstleistung wird aus einem Mix aus Technologie und Energie bereitgestellt. In den Kosten-Potenzial-Kurven werden effiziente Umwandlungstechnologien abgebildet, deren Energieeinsatz geringer ist, um die gleiche Dienstleistung bereitzustellen.

### **6.2.1 DSM-Modellierung in *GreenNet*<sup>16</sup>**

Innerhalb der *GreenNet* Toolbox wird unterstellt, dass Konsumenten in Energieeffizienztechnologien investieren, sofern diese kosteneffizient sind. Die

---

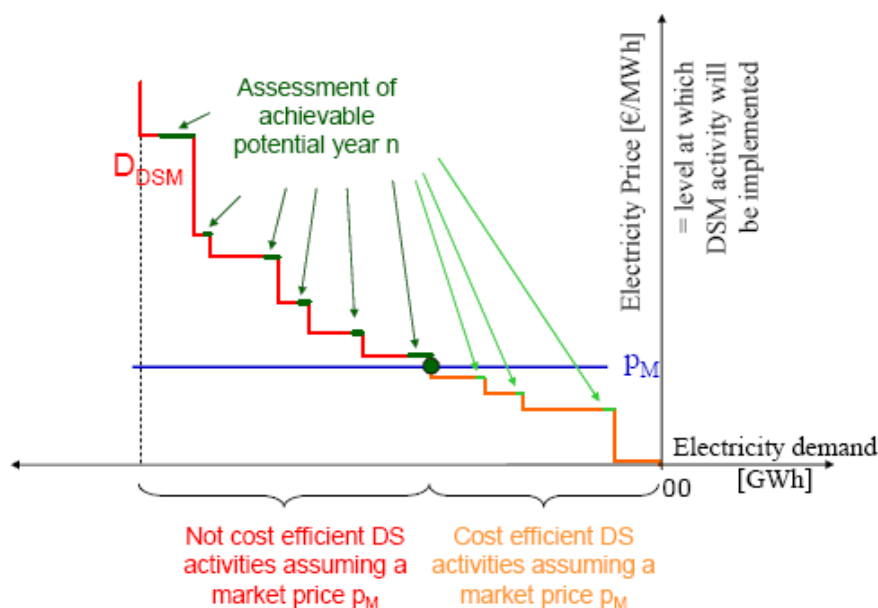
<sup>15</sup> <http://greennet.i-generation.at/>

<sup>16</sup> Für eine detaillierte Darstellung siehe Pyrko, Huber et al. (2004).

Investitionsbereitschaft ist durch den Endkundenstrompreis charakterisiert, bei dem die Energieeinsparung durch DSM und der Status quo gleichermaßen wirtschaftlich sind:

$$WTI = P_e = \frac{(I * CRF - I_A * CRF_A) + (C_{O\&M\ Net} - C_{A\ O\&M\ Net})}{q_{Add} - q_{el}}$$

Aufbauend auf die Datenerfassung bezüglich Kosten und Potenziale relevanter Energieeffizienztechnologien in den Sektoren Haushalte, Industrie und Dienstleistungen kann eine Nachfragekurve aufgrund von DSM-Aktivitäten ermittelt werden (siehe Abbildung 38). Diese Kurve repräsentiert die Beziehung zwischen Einsparungspotenzial und dem Preis, bei dem das Potenzial erstmals genutzt wird. Ähnlich zur Angebotsseite kann aufgrund unterschiedlicher Barrieren nur ein Teil des zur Verfügung stehenden Potenzials genutzt werden.



**Abbildung 38. Nachfragekurve aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen. Quelle: Pyrko, Huber et al. (2004)**

Im Anschluss an die Bestimmung der wirtschaftlichen Energieeffizienzpotenziale erfolgt die Anpassung der Nachfragekurve. Die Gesamtnachfrage ergibt sich durch Summation der Einsparkurve und des exogenen Stromverbrauchs (siehe Abbildung 39).

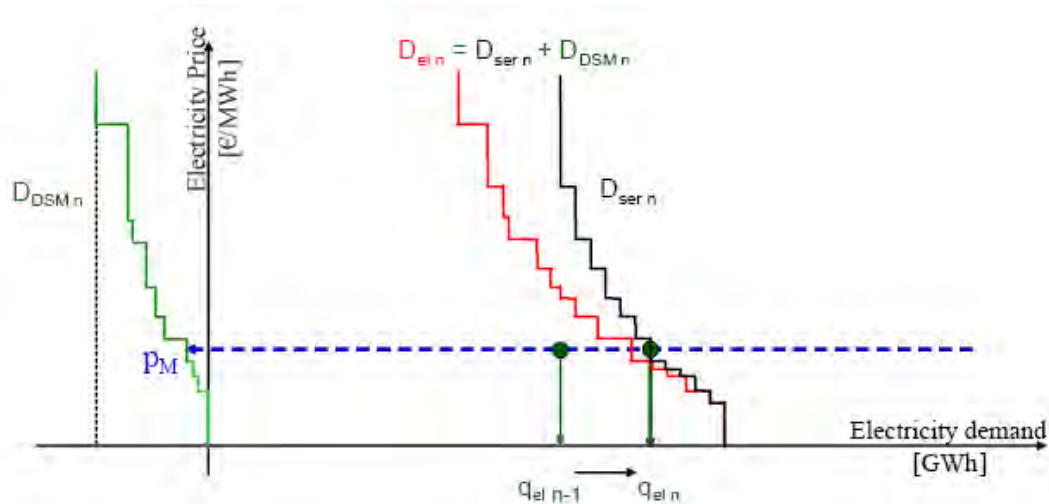


Abbildung 39. Ermittlung der Nachfragekurve unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen. Quelle: Pyrko, Huber et al. (2004)

### 6.3 Energieeffizienz – Modellergebnisse „Stromzukunft“

Im Folgenden werden die Ergebnisse für Energieeffizienzpotenziale im Modell „Stromzukunft“, unter Anwendung der im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Methodik unter der Datenbasis des EU-Projekts *GreenNet*, beschrieben.

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse überschätzen die möglichen Stromverbrauchsreduktionen, da alle wirtschaftlichen Maßnahmen zur Umsetzung gelangen. In Kapitel 6.1 wurde dargelegt, warum diese Potenziale nicht zur Gänze realisiert werden. Die in den jeweiligen Szenarien in Kapitel 8 verwendeten Nachfrageverläufe berücksichtigen diesen Umstand, in dem das nutzbare Potenzial geringer angesetzt wird. Entsprechend unterscheiden sich die Nachfrageverläufe in Kapitel 8 von den hier vorgestellten. Dieser Abschnitt soll somit dazu dienen, mögliche Spielräume der Energieeffizienzpolitik aufzuzeigen und zu eröffnen.

Ausgangspunkt der Untersuchungen bildet eine, nach EC (2008) vorgegebene, exogene Referenzentwicklung der österreichischen Stromnachfrage. Diese Prognose liefert die jährliche Wachstumsrate, die um wirtschaftliche Energieeffizienzmaßnahmen angepasst wird:

$$D_{el,t} = D_{el,t-1} \cdot \frac{D_{el,exog,t}}{D_{el,exog,t-1}} - \Delta q_{el,DSM}$$

Mit

$D_{el,t}$ ...Stromnachfrage im Jahr t; Input für das Investitionsmodell „Stromzukunft“

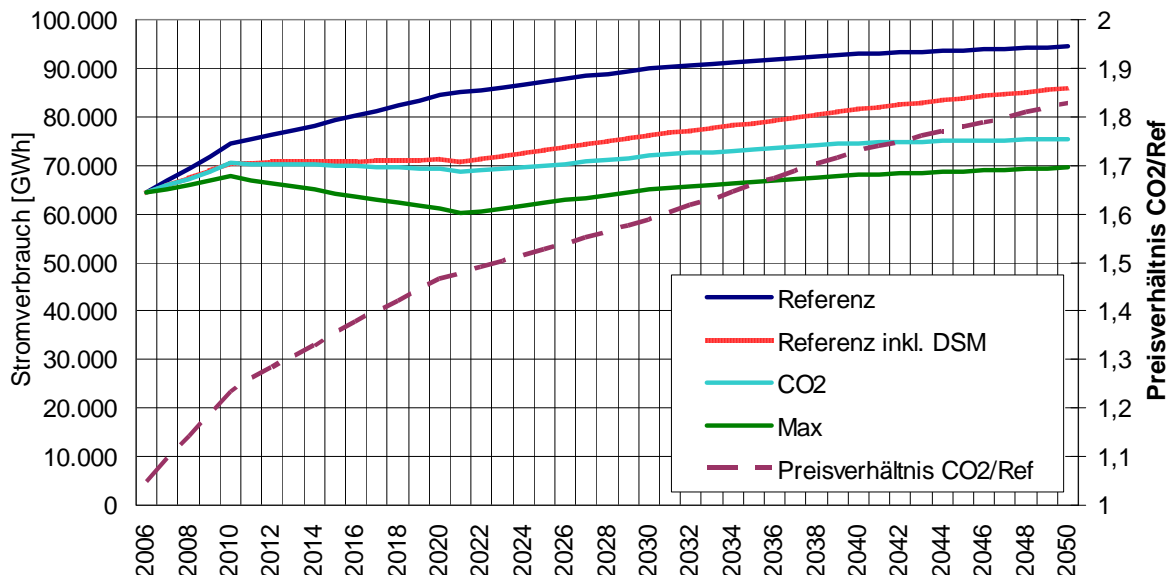
$D_{el,exog,t}$ ...Exogen vorgegebene Stromnachfrage im Jahr t; Quelle: EC (2008)

$\Delta q_{el,DSM}$ ...Wirtschaftliche Stromeinsparpotenziale im Jahr t

Um unterschiedliche Zahlungsbereitschaften der Konsumenten adäquat im Modell berücksichtigen zu können, werden die lt. Pyrko, Huber et al. (2004) zur Verfügung

stehenden Potenziale gleichermaßen auf unterschiedliche Zinssatzklassen aufgeteilt. Die zur Kalkulation der langfristigen Einsparkosten angesetzten Zinssätze belaufen sich auf 5%, 10% und 15%.

Abbildung 40 zeigt die Auswirkungen von wirtschaftlich implementierbaren Energieeffizienzmaßnahmen auf den österreichischen Stromverbrauch in unterschiedlichen „Stromzukunft“-Preisszenarien. Im Folgenden werden diese Szenarien detailliert diskutiert.



**Abbildung 40. Auswirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen auf den Stromverbrauch in unterschiedlichen Strompreisszenarien. Quelle: EC (2008), Pyrko, Huber et al. (2004), eigene Berechnungen**

### 6.3.1 Referenzszenario inkl. DSM-Maßnahmen

Unter Referenzbedingungen (siehe Abbildungen 20 und 24), allerdings unter der zusätzlichen Berücksichtigung wirtschaftlicher Energieeffizienzmaßnahmen, ergibt sich die in Abbildung 40, rote Linie, dargestellte Entwicklung der österreichischen Stromnachfrage. Im Vergleich zur Entwicklung der Stromnachfrage für den Referenzfall (blaue Linie) nimmt die Stromverbrauchsdifferenz bis 2020 kontinuierlich zu. Ab 2020 sinkt die Differenz der beiden Szenarien, da die Wirkungsgradunterschiede aufgrund der technologischen Entwicklung zwischen effizientesten und durchschnittlichen Geräten abnehmen. Die Nachfrage reduziert sich im Jahr 2020 im Vergleich zum Referenzfall um 17%, im Jahr 2050 um 10%.

Im Haushaltssektor werden die Einsparungen hauptsächlich durch effiziente Beleuchtung (Energiesparlampen), Reduktion des Strombedarfs für Raumwärme (Substitution von Stromdirektheizungen, effiziente Regelungssysteme, Isolierung, doppelte Verglasung, etc.) und Warmwasser (Ersatz von Elektroboilern durch Solarthermie), sowie effiziente Haushaltstechnologien (Geschirrspüler, Kühlschränke) generiert. In Summe werden in diesem Szenario im Haushaltsektor bis zu 5 TWh elektrische Energie eingespart.

Im Industriesektor werden die Einsparungen hauptsächlich durch effiziente Beleuchtung, Reduktion des Strombedarfs für Kühlung, Klimatisierung und Belüftung (Isolierung, automatische Steuerung), effiziente Motoren (variable Drehzahlsteuerung, hocheffiziente

Antriebe, Systemneudesign), Raumwärme und Warmwasser (Isolierung, Automanuelle Steuerung), sowie Druckluft (Erneuerung der Kompressoren, Wärmerückgewinnung, Systemneudesign, Reduktion von Druckverlusten, Reduktion von Leckagen, Filtererneuerung) generiert. In Summe werden in diesem Szenario im Industriesektor bis zu 3,5 TWh elektrische Energie eingespart.

Im Tertiärsektor werden die Einsparungen hauptsächlich durch effiziente Beleuchtung, Reduktion des Strombedarfs für Kühlung (Isolierung), Informations- und Kommunikationstechnologien (LCD-Monitore), Belüftung und Klimatisierung (Isolierung, automanuelle Steuerung), effiziente Motoren für Belüftung und Klimatisierung (variable Drehzahlsteuerung, hocheffiziente Antriebe, Systemneudesign), sowie Raumwärme und Warmwasser (Isolierung, automanuelle Steuerung) generiert. In Summe werden in diesem Szenario im Tertiärsektor bis zu 5 TWh elektrische Energie eingespart.

### **6.3.2 CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario inkl. DSM-Maßnahmen**

Im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario, dieses unterscheidet sich vom Referenzszenario unter anderem durch höhere Strompreise (siehe Abbildung 24), kann unter der Berücksichtigung wirtschaftlicher Energieeffizienzmaßnahmen, im Vergleich zur Entwicklung der Stromnachfrage für den Referenzfall (Abbildung 40, blaue Linie) die Stromnachfrage im Jahr 2050 um ca. 20 TWh gesenkt werden (Abbildung 40, türkise Linie). Die Nachfrage reduziert sich im Jahr 2020 im Vergleich zum Referenzfall um 18%, im Jahr 2050 um 20%.

Im Haushaltssektor werden die Einsparungen hauptsächlich durch effiziente Beleuchtung (Energiesparlampen), Reduktion des Strombedarfs für Raumwärme (Substitution von Stromdirektheizungen, effiziente Regelungssysteme, Isolierung, doppelte Verglasung, etc.) und Warmwasser (Ersatz von Elektroboilern durch Solarthermie), sowie effiziente Haushaltstechnologien (Geschirrspüler, Kühlschränke) generiert. Im Unterschied zum Referenzszenario inkl. DSM, werden im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario inkl. DSM verstärkt Haushaltsanwendungen durch hocheffiziente Geräte (Kühl- und Gefrierschrank, Waschmaschine, Geschirrspüler) ersetzt. Weiters ist eine höhere Investitionstätigkeit in Isolationsmaßnahmen feststellbar. In Summe werden in diesem Szenario im Haushaltssektor bis zu 7 TWh elektrische Energie eingespart.

Im Industriesektor werden die Einsparungen hauptsächlich durch effiziente Beleuchtung, Reduktion des Strombedarfs für Kühlung, Klimatisierung und Belüftung (Isolierung, automanuelle Steuerung), effiziente Motoren (variable Drehzahlsteuerung, hocheffiziente Antriebe, Systemneudesign), Raumwärme und Warmwasser (Isolierung, automanuelle Steuerung), sowie Druckluft (Erneuerung der Kompressoren, Wärmerückgewinnung, Systemneudesign, Reduktion von Druckverlusten, Reduktion von Leckagen, Filtererneuerung) generiert. In Summe werden in diesem Szenario im Industriesektor bis zu 4,5 TWh elektrische Energie eingespart.

Im Tertiärsektor werden die Einsparungen hauptsächlich durch effiziente Beleuchtung, Reduktion des Strombedarfs für Kühlung (Isolierung), Informations- und Kommunikationstechnologien (LCD-Monitore), Belüftung und Klimatisierung (Isolierung,

automanuelle Steuerung), effiziente Motoren für Belüftung und Klimatisierung (variable Drehzahlsteuerung, hocheffiziente Antriebe, Systemneudesign), sowie Raumwärme und Warmwasser (Isolierung, automanuelle Steuerung) generiert. In Summe werden in diesem Szenario im Tertiärsektor bis zu 7,5 TWh elektrische Energie eingespart.

Im Unterschied zum Referenzszenario inkl. DSM, werden im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario zusätzliche Stromeinsparpotenziale preisgetrieben erschlossen, da sich die Stromgroßhandelspreise bis zum Jahr 2050 im Vergleich annähernd verdoppeln (siehe Abbildung 40 – strichlierte Linie). Als Konsequenz reduziert sich die Stromnachfrage – durch die zusätzliche Erschließung wirtschaftlich darstellbarer Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen – im Jahr 2050 um ca. 10 TWh.

### 6.3.3 Maximalszenario

Unter Berücksichtigung aller zur Verfügung stehenden Energieeffizientpotenziale in den drei Sektoren ergibt sich der in Abbildung 40 (grüne Linie) dargestellte Verlauf der österreichischen Stromnachfrage. Im Maximalszenario reduziert sich diese im Jahr 2020 im Vergleich zum Referenzfall um 28%, im Jahr 2050 um 26%.

Im Haushaltssektor werden die zusätzlichen Einsparungen – neben den im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario erwähnten – durch den verstärkten Einsatz von effizienten Haushaltstechnologien (Geschirrspüler, Kühlschränke, Waschmaschinen, Gefrierschränke, Fernseher) sowie Maßnahmen zur Reduktion der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung generiert. In Summe werden in diesem Szenario im Haushaltssektor bis zu 8,5 TWh elektrische Energie eingespart.

Im Industriesektor werden die zusätzlichen Einsparungen hauptsächlich durch effiziente Beleuchtung, effiziente Motoren, sowie angepasste Sensoriken und Steuerungen generiert. In Summe werden in diesem Szenario im Industriesektor bis zu 5,5 TWh elektrische Energie eingespart.

Im Tertiärsektor werden die zusätzlichen Einsparungen hauptsächlich durch effiziente Beleuchtung (inkl. Verbesserter Sensorik und Steuerung) und hocheffizienten Informations- und Kommunikationstechnologien (LCD-Monitore) generiert. In Summe werden in diesem Szenario im Tertiärsektor bis zu 11 TWh elektrische Energie eingespart.

Im Maximalszenario werden sowohl wirtschaftlich darstellbare Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen genutzt, als auch entsprechende Potenziale durch Energieeffizienzpolitiken (z.B. Investitionszuschüsse) erschlossen. Entsprechend kann die Differenz der Stromverbräuche in den oben vorgestellten Szenarien zum Verbrauch im Maximalszenario als Spielraum der Energiepolitik interpretiert werden. Abbildung 41 stellt diese „Spielräume“ im Rahmen eines Effizienzindikators, als relatives Verhältnis zwischen Stromverbrauch im jeweiligen Szenario zum Verbrauch im Maximalszenario, graphisch dar. Durch entsprechende Maßnahmenprogramme könnte der Verbrauch langfristig um bis zu 40% reduziert werden.

Neben der signifikanten Energieverbrauchsreduktion und deren Konsequenzen für die zu erzeugende Jahresstrommenge, kann durch die Nutzung effizienter Technologien ein

entsprechender Beitrag zur (kurzfristigen) Versorgungssicherheit geleistet werden, da der Leistungsbedarf dieser Anwendungen geringer ist und somit die Spitzenlast reduziert wird.

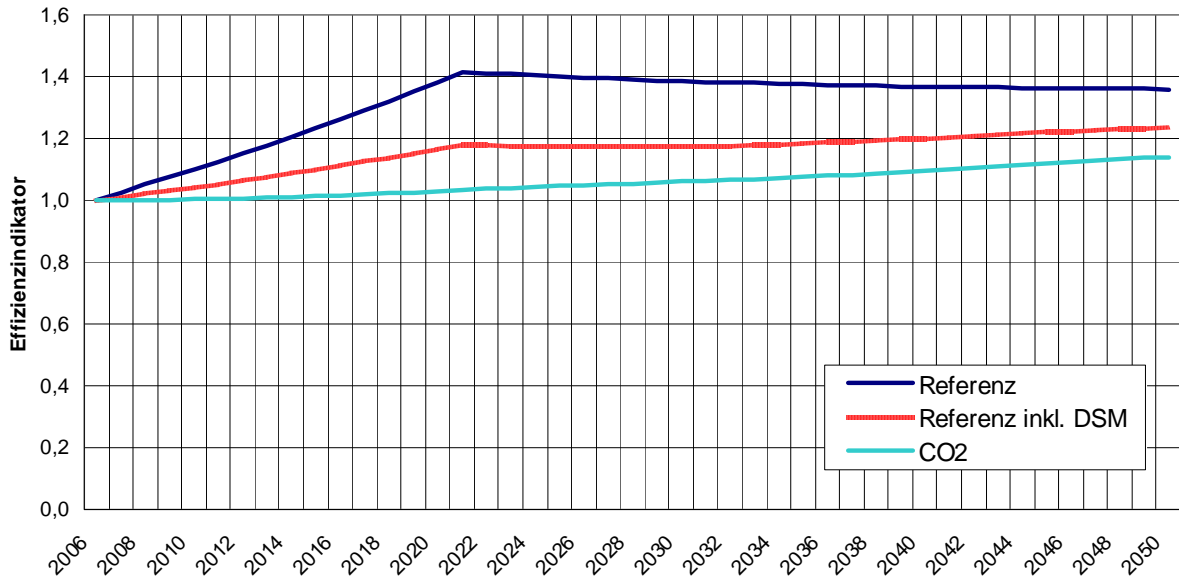


Abbildung 41. Relativer Effizienzvergleich der Szenarien „Referenz“, „Referenz inkl. DSM“ sowie „CO<sub>2</sub>“ im Vergleich zum Maximalszenario. Quelle: Eigene Berechnungen

## 7 Netze

In diesem Kapitel erfolgen eine Bestandsaufnahme der Übertragungs- und Verteilnetze sowie die Ermittlung des künftigen Bedarfs an Netzkapazitäten. Weiters werden die Anforderungen unterschiedlicher Erzeugungstechnologien an die Stromnetze untersucht, sowie die Rolle grenzüberschreitender Übertragungsleitungen diskutiert.

### 7.1 Analyse des Substanzwertes der Übertragungs- und Verteilnetze

In diesem Abschnitt wird eine Bestandsaufnahme der Übertragungs- und Verteilnetze – der Großteil der europäischen Übertragungs- und Verteilnetze wurde zwischen 1950 und 1990 errichtet – durchgeführt. Weiters wird die historische Aufgabe transnationaler Übertragungskapazitäten und deren Rolle in liberalisierten Strommärkten betrachtet.

Die österreichischen Netzstrukturen sind durch die topografische Lage in Mitteleuropa geprägt. Die Kapazität der Verbindungsleitungen ist dabei historisch gewachsen und weist z.B. zum Nachbarn Deutschland besonders tragfähige Leitungen auf. Die wesentlichen Daten der Leitungskapazitäten sind in Abbildung 42 und Tabelle 6 dargestellt.

Die historische Entwicklung zeigt von 1945 bis ca. 1980 einen starken Ausbau des 110 kV und 220 kV Netzes, wohingegen das 380 kV Netz größtenteils in den 1980er Jahren entwickelt wurde. Mit Jahresende 2007 betrug die gesamte installierte Systemlänge 17.335 km – der Großteil (96,4%) umfasst Freileitungen. 64% des gesamten Hoch- und Höchstspannungssystems sind Leitungen auf 110 kV Spannungsebene, 22% auf 220 kV Ebene, sowie 14% auf 380 kV Spannungsniveau. Der geographische Netzplan des österreichischen Höchstspannungsnetzes ist in Abbildung 43 dargestellt (E-Control, 2003-2008).

**Tabelle 6. Systemlängen des österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetzes. Quelle: E-Control (2008)**

Spannungsebenen	Freileitungen		Kabelleitungen		Summe km
	km	Anteil	km	Anteil	
110 kV	10.462	94,8%	573	5,2%	11.035
220 kV	3.760	99,9%	5	0,1%	3.764
380 kV	2.481	97,9%	54	2,1%	2.535
<b>Insgesamt</b>	<b>16.703</b>	<b>96,4%</b>	<b>632</b>	<b>3,6%</b>	<b>17.335</b>



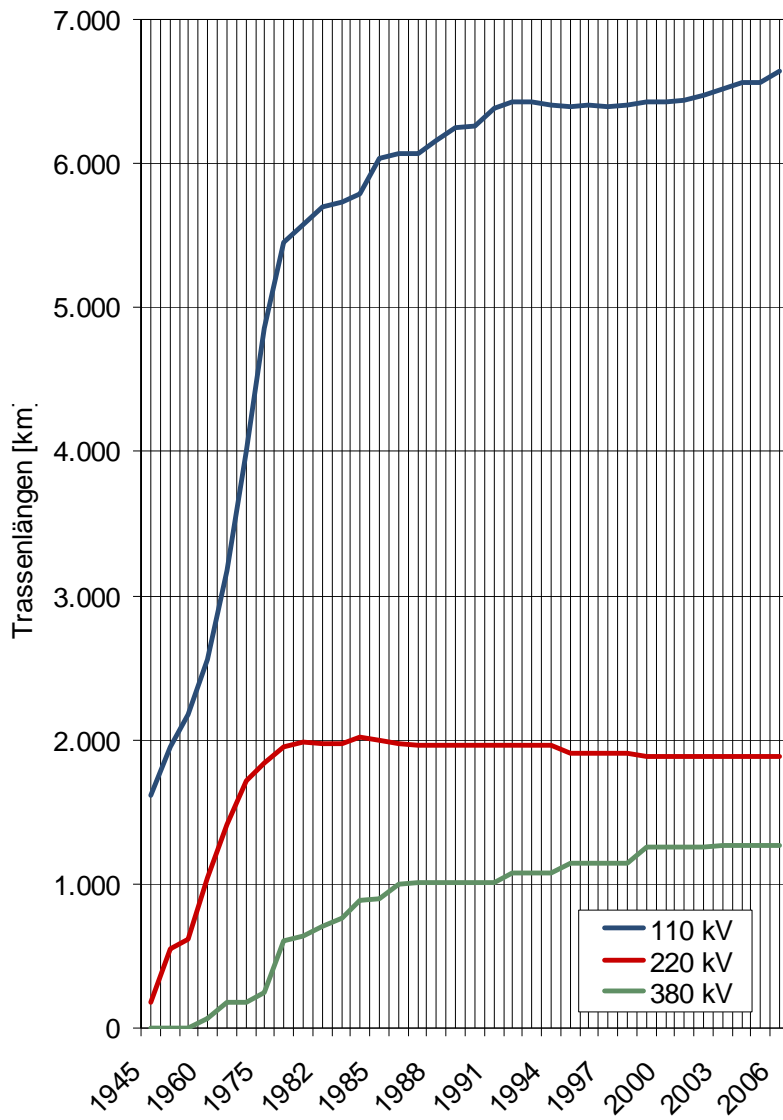
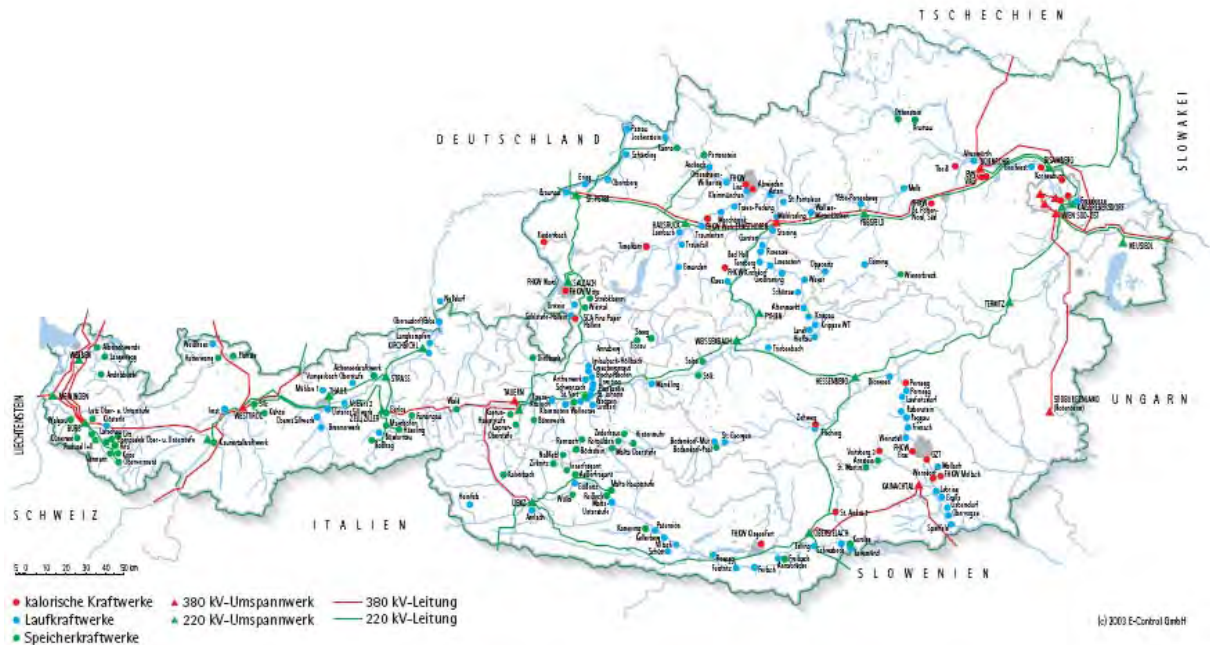


Abbildung 42. Jahresreihen der Trassenlängen des österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetzes. Quelle: E-Control (2007)



**Abbildung 43. Geographische Verteilung des österreichischen Stromnetzes sowie der Kraftwerke mit einer Engpassleistung größer 5 MW. Quelle: E-Control (2003)**

Die in Abbildung 42 dargestellte Sättigung der installierten Trassenlängen des Hoch- und Höchstspannungsnetzes widerspiegelt sich im historischen Verlauf der Investitionskosten des Übertragungs- und Verteilnetzes (siehe Abbildung 44). Die realen Netzinvestitionen sind in Österreich seit den 1980er Jahren rückläufig.

Aufbauend auf diese Bestandsaufnahme können für weitere Investitionszyklen im Netzbereich, in Abhängigkeit von der Marktdurchdringung, unterschiedliche Verläufe identifiziert werden. Dies ermöglicht die Ermittlung des künftigen Bedarfs in verschiedenen Szenarien der Angebots- und Nachfrageentwicklung unter Berücksichtigung der Erzeugungstechnologien (siehe Abbildung 45). Abhängig vom Startzeitpunkt, und damit vom historischen Niveau der Netzinvestitionen, überwiegt im „klassischen“ Ansatz der Investitionsbedarf zu Substanzerhaltung der Netze. In diesem Szenario dominieren zentrale Großkraftwerkstechnologien, in dem über Übertragungs- und passive Verteilnetze der Strom an die Endkunde geliefert wird. Mit zunehmender Marktdurchdringung dezentraler Technologien verschiebt sich der Gesamtinvestitionsbedarf verstärkt in den Investitionsbereich zur Bereitstellung aktiver Verteilnetze. Im Extremfall (100% dezentrale Erzeugung) entfallen jegliche Investitionen in Übertragungsnetze. Im Kontext einer Gesamtoptimierung lässt sich die autarke Organisation der Stromversorgung allerdings in Frage stellen. Nichtsdestotrotz liefert aber auch die Marktorganisation über gekoppelte Märkte einige Probleme auf. Der nächste Abschnitt wird sich diesem Thema näher widmen.

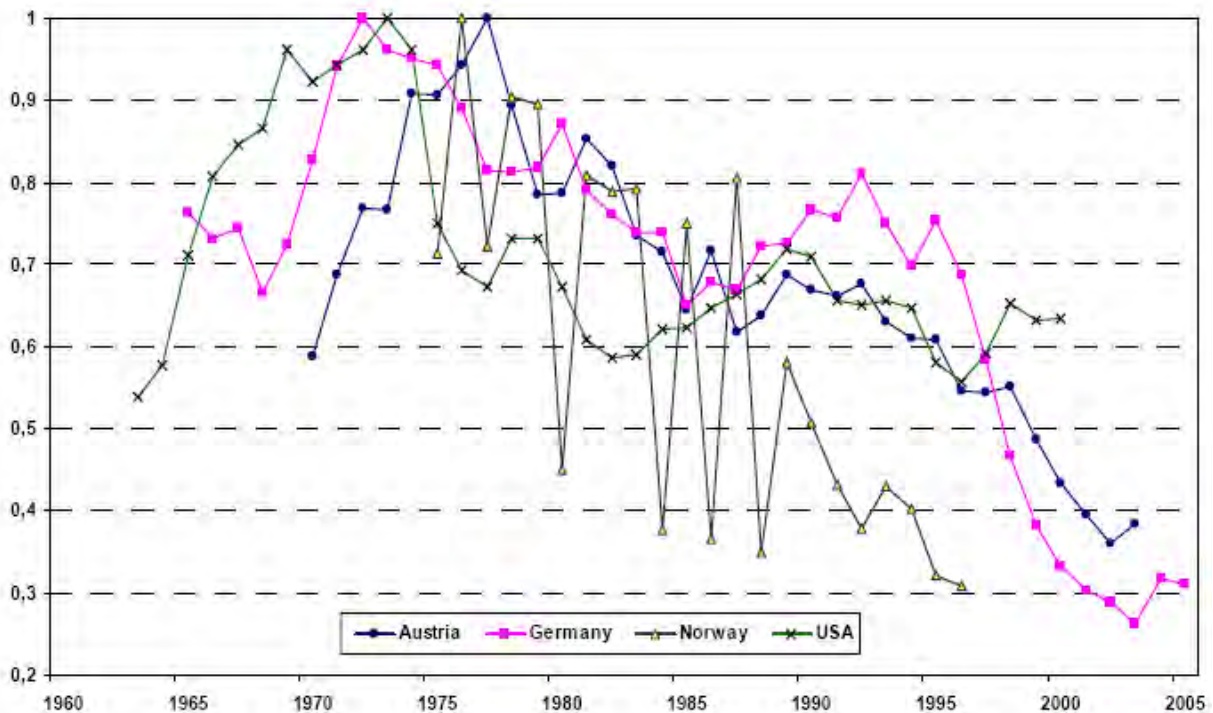


Abbildung 44. Indizierte reale Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze in Österreich, Deutschland, Norwegen und den USA. Quelle: Auer (2009)

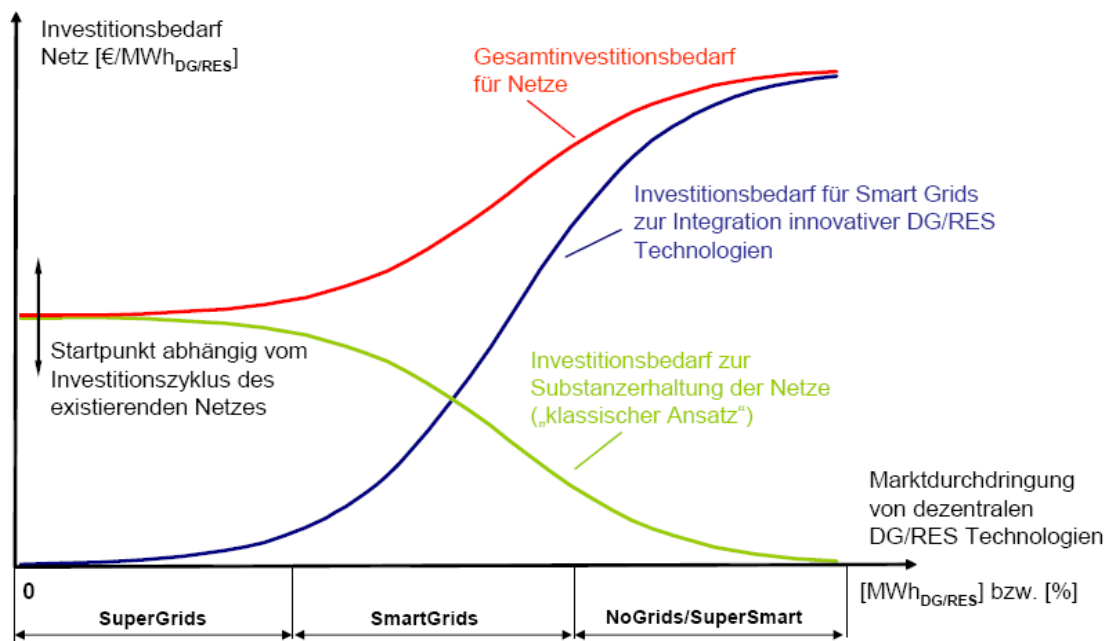


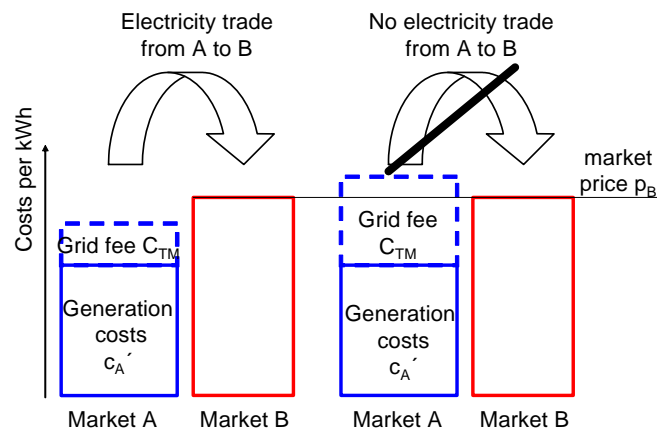
Abbildung 45. Verlauf des Gesamtinvestitionsbedarfes im Netzbereich in Abhängigkeit von der Marktdurchdringung dezentraler Erzeugungstechnologien. Quelle: Auer (2009).

Wie bereits thematisiert, entwickelte sich Österreich in den letzten Jahren vom Strom-Nettoexporteur zum Strom-Nettoimporteur. Grenzüberschreitende Übertragungsleitungen spielen somit im Kontext der Versorgungssicherheit eine entscheidende Rolle, werden aber auch mit der Liberalisierung des europäischen Strommarktes zu einem wichtigen Instrument im internationalen Stromhandel.

### 7.1.1 Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten

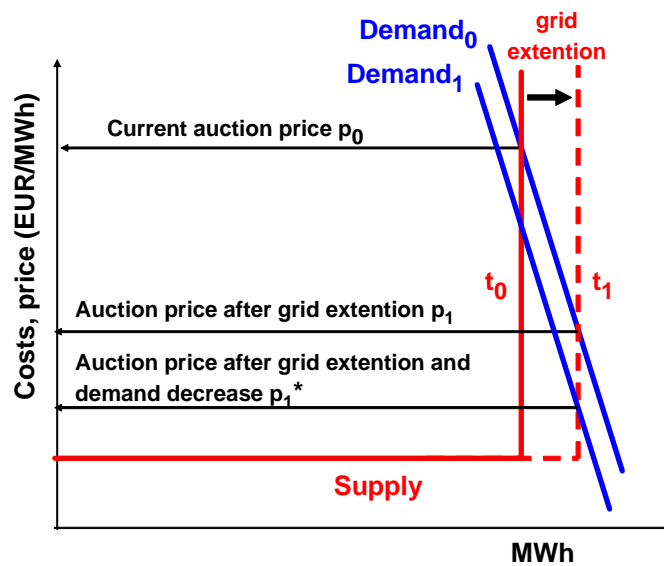
Ausreichende Übertragungsnetzkapazitäten erlauben nicht nur die Stromversorgung durch Importe zu decken sondern ermöglichen auch grenzüberschreitenden Wettbewerb der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie die Marktintegration der regionalen europäischen Stromteilmärkte. Allerdings beschränken sowohl die fehlende Akzeptanz der Öffentlichkeit für neue Übertragungskapazitäten als auch fehlende Anreize für Investitionen in neue transnationale Übertragungsleitungen den Netzausbau (Haas et al., 2006c). Die EU-Kommission kommt in ihrer Energiesektoruntersuchung zu dem Schluss, dass die unvollständige Marktintegration unter anderem auf ungenügende transnationale Übertragungskapazitäten, unzureichende Investitionsanreize in diese Kapazitäten sowie eine ineffiziente Aufteilung und Vergabe der existierenden Kapazitäten zurückzuführen ist (EU 2006).

In einem Importszenario übersteigen die heimischen Erzeugungskosten die Kosten der ausländischen Erzeugung sowie die Übertragungskosten. Abbildung 46 verdeutlicht diese Situation graphisch.



**Abbildung 46. Grundprinzip des Stromhandels zwischen zwei Ländern. Quelle: Haas et al. (2006c)**

In einem Wettbewerbsmarkt erfolgt die Bestimmung der Netzpreise durch marktbasierende Instrumente (z.B. explizite Auktionen). Abbildung 47 zeigt das Prinzip der Preisermittlung im Rahmen der Auktionierung der grenzüberschreitenden Übertragungsleitung.



**Abbildung 47. Auktionspreise für grenzüberschreitende Übertragungsleitungen. Quelle: Haas et al. (2006c)**

Zum Zeitpunkt  $t_0$  ergibt sich im Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve der entsprechende Auktionspreis  $p_0$ . Erfolgt eine Erweiterung des Netzes, verschiebt sich die Angebotskurve nach rechts – als Konsequenz sinkt der Auktionspreis auf das Niveau  $p_1$ . Daher nimmt das Preisdifferential zwischen den beiden Märkten ab (vgl. Abbildung 47), grenzüberschreitende Stromlieferungen werden unattraktiver und die Nachfrage sinkt (i.e. verschiebt sich nach links). Dies hat einen weiteren Preisverfall auf das Niveau  $p_1^*$  zur Folge (Haas et al. 2006c).

Um den steigenden Strombedarf weiterhin teilweise durch Importe decken zu können, müssen künftig zusätzliche grenzüberschreitende Kapazitäten errichtet werden. Dies wirft zwei entscheidende Fragen auf: i) Wer investiert (Private vs. öffentliche Investoren)? ii) Wie können die Investitionskosten wiedergewonnen werden (Regulierte Tarife vs. marktbasierende Instrumente)? (Haas et al. 2006c).

Angesichts der in Abbildungen 47 beschriebenen Situationen ist mit privaten Investitionen bei Vorliegen von marktbasierenden Instrumenten nur zu rechnen, wenn trotz Errichtung der Übertragungsleitung ein entsprechendes Auktionspreisniveau garantiert ist, das die Abdeckung der Fixkosten ermöglicht (i.e. es müssen weiterhin Überschüsse in einem Land und Engpässe im Nachbarland bestehen bleiben). Da derzeit auch von regulatorischer Seite keine gesamteuropäische Institution Investitionen in grenzüberschreitende Übertragungsleitungen ermöglichen könnten, sind also signifikante Erweiterungen dieser Kapazitäten in naher Zukunft und damit die alleinige Stromversorgung durch Importe auszuschließen.

Die freien Netzkapazitäten haben jedoch nicht nur eine große Bedeutung für den Austausch elektrischer Energie im Zuge des Stromhandels, sondern stellen in erster Linie einen Sicherheitsfaktor im Bereich der Versorgungssicherheit der nationalen Stromabnehmer dar. Ein klassisches Beispiel zu diesem Aspekt erbringt die Hochwassersituation im August 2002,

im Zuge derer die großen Laufkraftwerke vom nationalen Netz genommen werden mussten. In diesem Fall war Österreich auf umfangreiche Stromlieferungen aus dem benachbarten Ausland angewiesen, die über die entsprechenden Verbindungsleitungen physikalisch angeliefert werden mussten.

Ab dem Jahr 2001 importierte Österreich mehr als es exportierte und wurde somit zum Netto-Stromimporteur. Die Import-Export-Bilanz in Österreich war seitdem nicht mehr ausgeglichen. Deutschland ist der wichtigste Handelspartner gefolgt von Tschechien, der Schweiz, Slowenien, Italien und Ungarn (UCTE, 2009).

Durch den zunehmenden Stromverbrauch und den forcierten Stromhandel in verschiedenen Regionen werden auch die grenzüberschreitenden Stromlieferungen erhöht, wodurch wiederum verstärkt Engpässe im Übertragungsnetz auftreten. In der Vergangenheit erfolgte die Auslegung der Übertragungsnetze nicht für weiträumige Transportaufgaben, deswegen hat sich die Wahrscheinlichkeit von auftretenden Engpässen seit der Marktöffnung erhöht. In Abbildung 48 sind die Engpässe im Übertragungsnetz dargestellt. Die 220 kV Leitung Lienz-Soverzene von Österreich nach Italien ist über das ganze Jahr überlastet. Die Leitungen von Tschechien nach Österreich sind ebenfalls ganzjährig überlastet, da diese einerseits die eigenen Importe trägt und andererseits eine Verbindungsleitung nach Italien darstellt. Weiters sind die Leitungen von und nach Ungarn und die Leitung nach Slowenien vollständig ausgelastet (siehe Abbildung 48).



**Abbildung 48. Engpässe an den grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen von und nach Österreich im Jahr 2007. Die schwarzen Pfeile repräsentieren eine zu 100% ausgelastete Leitung. Quelle: UCTE (2008)**

## 7.2 Auswirkungen von Erzeugungstechnologien auf die Netzsituation

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen unterschiedlicher Erzeugungstechnologien auf die Netzbelastung analysiert. Dabei wird zwischen zentraler, dezentraler und on-site Erzeugung unterschieden. Mögliche positive sowie negative Externalitäten dieser Technologien auf die Netzsituation werden ermittelt. Aufgrund der historischen Entwicklung

stellt ein Elektrizitätssystem mit großen, zentralen Erzeugungskapazitäten und entsprechend ausgebautem Übertragungs- und Verteilnetz, in dem die Stromflüsse „top down“, d.h. vom hohen auf niedrigere, passive Spannungsebenen laufen, den Referenzfall dar. Im Folgenden wird daher hauptsächlich auf die Auswirkung dezentraler Anlagen auf die Netzinfrastruktur eingegangen.

### **7.2.1 Herausforderungen dezentraler Erzeugung im Kontext der Verteilnetzregulierung**

Bevor künftige Investitionsentwicklungen in Kapitel 8 analysiert werden, werden in diesem Abschnitt die Auswirkungen einer verstärkten Erzeugung aus dezentralen Erzeugungsanlagen (DG) und Anlagen mit fluktuierender Einspeisung auf das Stromversorgungssystem näher betrachtet.<sup>17</sup>

Die Erhöhung des Anteils von DG/RES-E an der nationalen Stromerzeugung führt häufig zu einem Anstieg der gesamten Produktionskosten, da diese Anlagen gegenüber konventionellen Technologien Kosten Nachteile aufweisen. Weiters können sich die Netzkosten erhöhen, da eventuell Netzverstärkungsmaßnahmen notwendig sind, um die verteilte Erzeugung aufnehmen zu können. Zusätzliche Systemkosten können durch erhöhte Abrufung von Regelenergie sowie gesteigerte Reservevorhaltung entstehen. Allerdings spielt gegenwärtig die Förderung erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung (RES-E) eine wichtige Rolle in der Energiepolitik der EU, da durch eine verstärkte Erzeugung aus RES-E sowohl die Abhängigkeit von Primärenergieimporten als auch der Treibhausgasausstoß reduziert werden soll (Improgres, 2008). Der Anteil dezentral erzeugten Stromes, der ins Nieder- und Mittelspannungsnetz eingespeist wird, wird also in Zukunft steigen (müssen).

In einigen Regionen erreicht der Ausbau von DG innerhalb der passiven – auf unidirektionale Lastflüsse ausgelegte – Verteilnetze allerdings bereits ein kritisches Niveau, ab dem kein weiterer Zubau – innerhalb der „alten“ Strukturen und Regularien – möglich ist, ohne den Netzbetrieb und die Netzstabilität advers zu beeinflussen. Es gilt daher aktive Verteilmanagementmethoden und -technologien, neue regulatorische Anreize, sowie Geschäftsmodelle zu implementieren und entwickeln, um eine weitere Durchdringung von DG zu erreichen, und Investitionen in Netzverstärkungen zu minimieren (Djapic et al., 2007). Im aktiv gemanagten Verteilnetz wird mittels neuer Steuer- und Regelmechanismen die Netzspannung aktiv beeinflusst (Lugmaier und Brunner, 2008). Wie diese Markt-, Regulierungs-, und Netzbetriebsmethoden allerdings zu gestalten sind, um entsprechende DG-Durchdringungen zu erreichen, ist Gegenstand kontroverser (wissenschaftlicher) Diskussionen.

Eine Alternative sieht verteilte Energiemärkte sowie zusätzlich von DG bereitgestellte Systemdienstleistungen (Regelenergie, Verlustenergie, Reservevorhaltung, etc.), gekoppelt mit aktivem Verteilnetzmanagement, vor. Dadurch ist DG in der Lage nicht nur zentral erzeugte Energie, sondern auch deren Kontrollierbarkeit zu ersetzen, was zu einer möglichen Reduktion der zentral erzeugten Kapazitäten führen kann. Der Wechsel von

---

<sup>17</sup> Siehe auch Auer et al. (2005).

einem passiven zu einem aktiven Verteilnetzbetrieb, sowie ein koordiniertes Management von zentraler und verteilter Regelung, stellen eine notwendige Bedingung dar. Dies führt zu einer erhöhten Komplexität des Systembetriebs. Der Netzanschluss sowie das Management von DG stellen, in einem Übergangsprozess zu einem aktiven Verteilnetzbetrieb, die ersten Herausforderungen für den Verteilnetzbetreiber dar, da ohne entsprechendes Netzmanagement die Kosten des Netzanschlusses von DG – durch notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen – steigen können.<sup>18</sup> Allerdings können dezentrale Erzeugungsanlagen einzelne verteilnetzspezifische Probleme lösen, ohne Netzinvestitionen durchführen zu müssen. Diese Beiträge müssen in einer Gesamtbewertung von DG berücksichtigt werden. Innerhalb des aktiven Verteilnetzbetriebs ist ein neuer kommerzieller Rahmen notwendig, um sowohl die Kosten, als auch den Nutzen von DG-Anlagen ökonomisch effizient bewerten zu können. Ein strukturierter Ansatz zur Verteilnetzbepreisung kann multidirektionale Stromflüsse, standortabhängige Tarife, Netznutzungszeiten, Netztopologien sowie korrekte Weiterreichung von Kosten zwischen verschiedenen Spannungsebenen berücksichtigen. Dieser Ansatz würde den „Grenzeinfluss“ jedes einzelnen Netznutzers auf die Netzinvestitionen berücksichtigen (Djapic et al., 2007).

Nichtsdestotrotz werfen die angedachten Mechanismen zur „effizienten“ Bepreisung der Netznutzung mehrere Fragen auf. So ist unklar, wie entsprechende Ansätze beim Zusammenspiel von Anlagen auf Verteil- und Übertragungsnetz, und damit für zentrale Technologien, äquivalent zu entwerfen sind. Im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse muss außerdem die zunehmende Komplexität des Netzmanagements dem effizienteren Technologieeinsatz gegenübergestellt werden. Weiters werfen parallel stattfindende Liberalisierungsbestrebungen potentielle Zielkonflikte auf. Hier ist, unter anderem, der aktive Eingriff des Netzbetreibers in den Einsatz der DG-Anlage zu nennen.

E-Control (2005) sowie Consentec (2004) stellen in einer Beurteilung der ökonomischen Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich fest, dass der Zubau von dezentraler Erzeugung einen geringen Einfluss auf den Netzausbau sowie die Netzkosten hat.<sup>19</sup> Nichtsdestotrotz ist eine Verlagerung der Netzkosten hin zu Kunden, die an höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, zu erwarten. Die Netzverluste können sich lokal zum Teil erheblich reduzieren, bei einer österreichweiten Betrachtung ist aber keine nennenswerte Reduktion der Netzverlustentgelte zu erwarten.

Bei der Betrachtung spezieller Aspekte der Nutzung erneuerbarer Energieträger in Hinblick auf den zukünftigen nationalen und internationalen Netzbetrieb und die Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks, ist in diesem Zusammenhang die Windkraftnutzung von besonderem Interesse. Diese weist einerseits eine starke Dargebotsvolatilität auf und

---

<sup>18</sup> In einem passiven Verteilnetz kann beispielsweise der Anteil von zusätzlicher dezentraler Erzeugung durch eine unzulässig hohe Spannungsanhebung, verursacht von neuen DG-Anlagen, im Netz beschränkt werden. Als Konsequenz wären für weitere DG-Anlagen im passiven Verteilnetz Netzverstärkungsmaßnahmen durchzuführen.

<sup>19</sup> In den zitierten Studien werden drei Szenarien der dezentralen Erzeugung untersucht: Szenario „ohne“ (0 TWh), Szenario „heute“ (9 TWh), sowie Szenario „Zubau“ (11,5 TWh). Siehe E-Control (2005) sowie Consentec (2004).



erbringt andererseits einen bereits aktuell hohen Beitrag zur gesamt installierten Leistung, welcher in Zukunft allen Prognosen nach noch wesentlich an Bedeutung gewinnen wird.<sup>20</sup>

### **7.2.2 Auswirkungen der Windeinspeisung auf die Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks<sup>21</sup>**

Der aus Windkraft erzeugte Strom verdrängt Strom aus konventionellen thermischen Anlagen und bewirkt neben dem positiven Effekt der Brennstoffeinsparung auch ein häufigeres Anfahren der Kraftwerke sowie einen verstärkten Betrieb in Teillast, was sich ökologisch und ökonomisch negativ auswirkt.

In einem Markt werden zunächst die Kraftwerke mit den günstigsten kurzfristigen Erzeugungskosten eingesetzt. Steigt die nachgefragte Leistung an, kommen auch Kraftwerke mit höheren kurzfristigen Erzeugungskosten zum Einsatz (Merit Order Prinzip). Durch Windenergie können daher vornehmlich Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke substituiert werden (i.e. Steinkohle- und Erdgaskraftwerke). Daraus folgt eine veränderte Fahrweise der konventionell thermischen Einheiten.

Durch die verstärkte Einspeisung der Windkraft, kommt es einerseits zu vermehrten Stillstandszeiten konventionell thermischer Kraftwerke. Da bei Anfahrvorgängen zusätzlich zu den variablen Kosten weitere Ausgaben für den Start hinzukommen und diese von der Stillstandsdauer abhängen, steigen mit zunehmender Stillstandsdauer die Anfahrkosten bis sie die Kosten für einen Kaltstart erreichen. Für den Anfahrvorgang von Kohlekraftwerken ergibt sich ein Energieaufwand, der bei 30–120 % des Energiebedarfs einer Volllaststunde liegt. Für Gasturbinen liegt dieser Wert mit max. 20 % deutlich darunter (Auer et al., 2005).

Andererseits ist auch ein verstärkter Teillastbetrieb des bestehenden Kraftwerksparks Konsequenz der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien (Stromerzeugungsanlagen erreichen die höchsten Effizienzen, wenn sie bei Volllast betrieben werden). Die fluktuierende Erzeugung durch Windenergie kann, um das An- und Abfahren von Kraftwerken zu vermeiden, auch durch einen stärkeren Teillastbetrieb realisiert werden, der in der Regel durch einen schlechteren Wirkungsgrad charakterisiert ist. Dies verursacht höhere Kosten sowie zusätzliche Emissionen. Abbildung 49 zeigt die Wirkungsgradverluste verschiedener Erzeugungstechnologien in Abhängigkeit von der Auslastung (Auer et al. 2005).

---

<sup>20</sup> 62% der Ökostromeinspeisemengen aus „neuen“ Erneuerbaren im Jahr 2005 stammten aus Kleinwasserkraft, gefolgt von 23% Windkraft, 14% Biomasse (fest, flüssig und gasförmig), sowie 1% sonstige Ökostromanlagen (siehe [www.e-control.at](http://www.e-control.at)).

<sup>21</sup> Ähnliche Überlegungen gelten natürlich auch für andere erneuerbare Technologien, deren Erzeugung vorrangig in das österreichische Netz eingespeist wird.

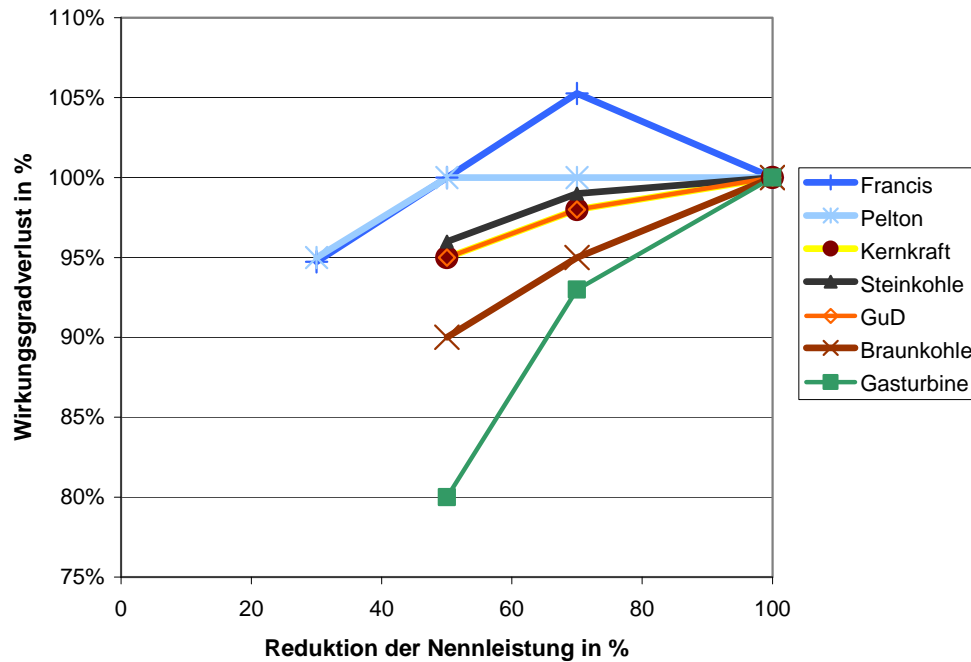


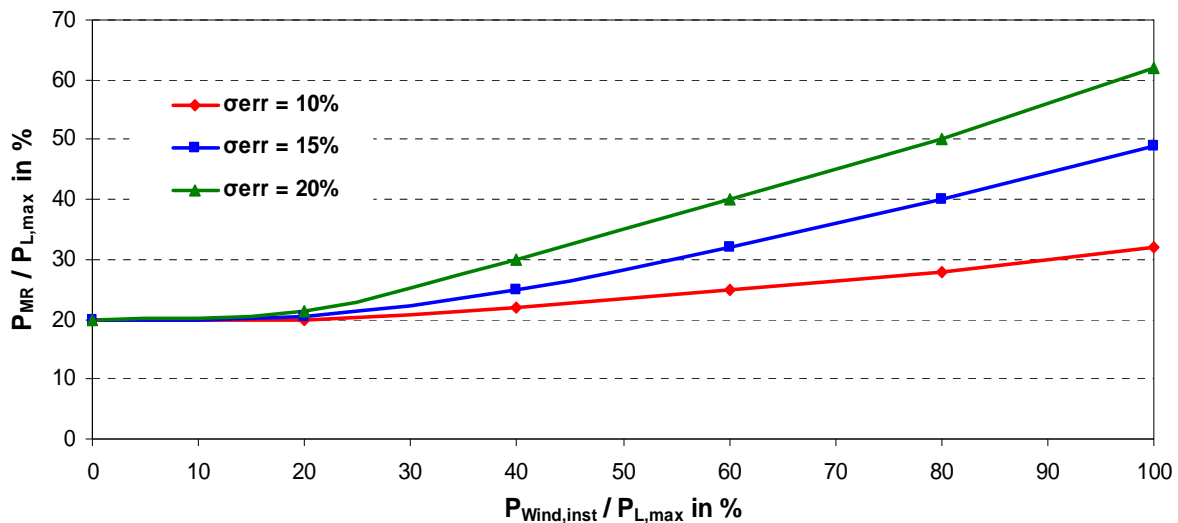
Abbildung 49. Reduktion des Wirkungsgrades bei Betrieb in Teillast. Quelle: Lux (1997)

Im Stromnetz ist ein ständiger Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung notwendig. Dieser wird von Kraftwerken oder auch Verbrauchern garantiert, die bei Bedarf die Erzeugung bzw. den Verbrauch an die aktuelle Situation anpassen. Der Regelaufwand hängt dabei von Fluktuationen der Erzeugung und des Verbrauchs, sowie deren Korrelation ab. Durch die volatile Charakteristik der Winderzeugung ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf an Regelenergie, der mit zunehmender installierter Leistung an Bedeutung gewinnt, wobei die Vorhaltung von Leistungsreserve sowohl von der erwarteten Stromnachfrage (abgeleitet von der Netzlastprognose) als auch von der erwarteten Windeinspeisung (abgeleitet von der Windeinspeiseprognose) beeinflusst wird.

Bei einer Analyse des zusätzlichen Bedarfes an Regelreserve durch im System integrierte Windenergieanlagen, ist der Zeitbereich der Minutenreserve von besonderem Interesse, da Fluktuationen von Windenergieanlagen typischerweise in diesem Bereich fallen.<sup>22</sup> Die Tertiärregel- oder Minutenreserve dient bei Kraftwerksausfällen oder sprunghaften Änderungen des Verbrauchs in großem Umfang zum Leistungsausgleich über einen Zeitraum von 15 min hinaus. Da sowohl positive als auch negative Prognosefehler auftreten, muss neben „positiver“ Reserve für Leistungsdefizite auch „negative“ Reserve für Leistungsüberschüsse vorgehalten werden. Minutenreserve kann als rotierende Reserve in Form von Dampfkraftwerken im gedrosselten Betrieb, als stehende Reserve mit schnell startenden Gasturbinen- und Pump-Speicher-Kraftwerken, aber auch durch vertraglich vereinbarten Lastabwurf bereitgestellt werden (Auer et al. 2005).

<sup>22</sup> Eine erhöhte Anforderung an die Primär- bzw. Sekundenreserve sowie Sekundärregelreserve ist auch bei starkem zukünftigem Ausbau der Windenergie auszuschließen (Auer et al. (2005).

Der zusätzliche Bedarf an Minutenreserve ist in Abbildung 50 dargestellt. Bis zu einer installierten Windkraftkapazität von 50% der Jahreshöchstlast, bleibt der zusätzliche Reservebedarf auch im schlechtesten Prognosefall unter 15%.



**Abbildung 50. Bedarf an manueller Minutenreserve  $P_{\text{MR}}$  bezogen auf die Jahreshöchstlast  $P_{L,\text{max}}$  in Abhängigkeit der installierten Windkraftleistung für unterschiedliche Standardabweichungen  $\sigma_{\text{err}}$  des Prognosefehlers. Quelle: Dany, Haubrich (2000)**

Der durch den Windausbau notwendige zusätzliche Bedarf an Reserveleistung verursacht steigende Regelenergiekosten, wobei diese auch für sehr hohen Windausbau nicht mehr als 3 €/MWh betragen. Für moderate Windkraftkapazitäten, entsprechend dem Ausbaivorhaben vieler europäischer Staaten, übersteigen sie die Schwelle von 1,5 €/MWh nicht (Auer et al. 2005).

### 7.2.3 Netzaspekte der Nutzung erneuerbarer Energieträger<sup>23</sup>

Liegen Windkraftstandorte in Regionen mit geringem Verbrauch, muss das jeweilige Verteilnetz erweitert werden, um die eingespeiste Energie weitertransportieren zu können. Je nach geografischer Lage dieser Standorte bezogen auf die Lastzentren und Regelkraftwerksstandorte im System wird auch das Übertragungsnetz zusätzlich beansprucht.

Eine Berücksichtigung der windbedingten Netzbetriebs- und Netzerweiterungskosten führt in vielen Fällen der Kostenallokation zu einer Verzögerung des weiteren Ausbaus der Windkraft, jedoch zu keiner grundsätzlichen Verhinderung. Da die windbedingten Netzbetriebs- und Netzerweiterungskosten im Vergleich zu den langfristigen Grenzkosten der Erzeugung gering sind, stellen diese zusätzlichen Kostenkomponenten kein unüberwindbares Hindernis für die entsprechenden Technologien dar (Huber et al., 2005).

<sup>23</sup> Da die fluktuierende Einspeisung aus Windkraftanlagen die Verteilnetze am stärksten belastet, konzentriert sich die folgende Analyse auf Windenergie.

Die in Auer et al. (2005) angegebenen Netzerweiterungskosten liegen je nach dem Anteil der installierten Windkraftkapazität an der Jahreshöchstlast zwischen 0,2 €/MWh und 5 €/MWh.

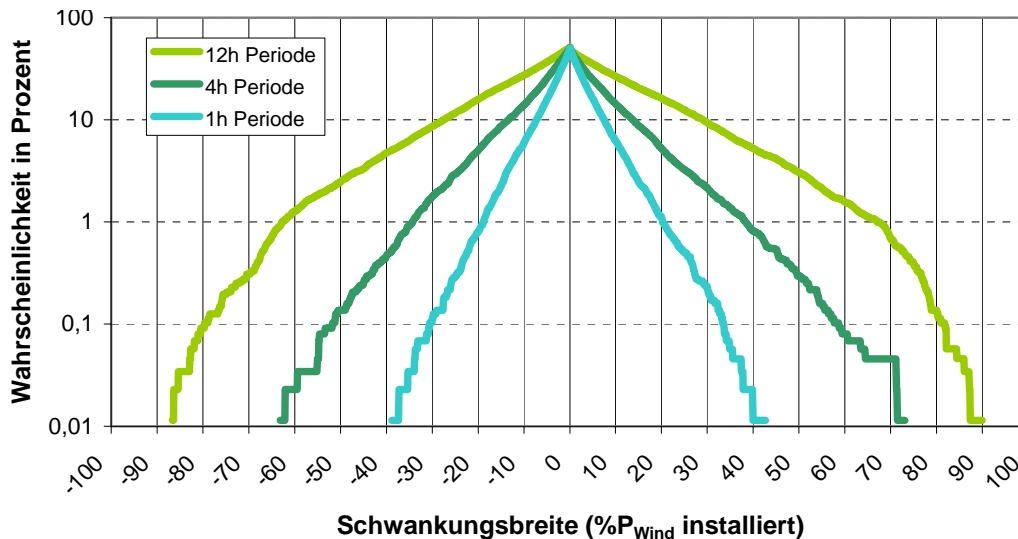
Mit zunehmender Durchdringung von volatiler Erzeugung wird das Elektrizitätssystem mit zusätzlichen Herausforderungen an das Design und Management verbunden. Die Integration regionaler (Regelenergie-)Märkte, in denen sich geografisch unterschiedliche Windcharakteristika ausgleichen können, sowie ein entsprechender regulatorischer Rahmen sind notwendig, um diese Herausforderungen bewältigen zu können.

Dieser Regulierungsrahmen muss drei Elemente beinhalten, um eine starke Durchdringung von volatiler Erzeugung zu ermöglichen: Anreize zur effizienten Nutzung des existierenden Netzes durch lastflussbasierte Bewirtschaftung bzw. gegebenenfalls zum Netzausbau, effiziente Integration von neuen Speichersystemen sowie eine diskriminierungsfreie, effiziente Steuerungsmöglichkeit des Anlageneinsatzes durch den (unabhängigen) Netzbetreiber im Fall eines starken Leistungsungleichgewichts (inkl. Kompensation), wodurch volatile Erzeugungsanlagen ebenfalls Systemdienstleistungen bereitstellen können. Der optimale Mix der drei genannten Regulierungselemente kann sich aufgrund regionaler Unterschiede innerhalb Europas stark unterscheiden.

#### **7.2.4 Unsicherheiten der Verfügbarkeit**

Da Erzeugungstechnologien mit volatiler Einspeisung (kurzfristige Schwankungen der Windkraft sowie mittel- und langfristige Schwankungen des Wasserdargebots) großen Einfluss auf die Stromversorgung haben können, sollen im Folgenden die Auswirkungen kurzfristiger Volatilitäten näher betrachtet werden.

Da die fluktuierende Einspeisung durch den Kraftwerkspark kompensiert werden muss, erlaubt eine exaktere Prognose eine geringere Regelenergievorhaltung. Auer et al. (2005) ermitteln in ihren Untersuchungen Schwankungsbreiten der verfügbaren Windkraftkapazitäten in Abhängigkeit vom Prognosehorizont. Die Schwankungsbreite im 1h Intervall liegt bei ca. 40% der installierten Leistung (siehe Abbildung 51). Für größere Zeitintervalle von 4h liegen die maximalen Schwankungen zwischen 60 und 70% der installierten Windleistung und für das 12h Intervall bei 80 bis 90%. Dies deckt sich mit den tatsächlich gemessenen Schwankungen der Windeinspeisung, die für Österreich im Jahr 2003 bei einer positiven Abweichung von 57% und einer negativen von 65% lagen.



**Abbildung 51. Leistungszeitreihe der Windeinspeisung in Österreich im Jahr 2020. Quelle: Auer et al. (2005)**

Unterschiedliche Technologie-Kategorien können die Übertragungs- und Verteilnetze verschieden stark belasten und damit den Grad der Versorgungssicherheit entscheidend beeinflussen. Im Folgenden erfolgt daher eine Zusammenfassung zur Bewertung von Ausfallskosten.

### 7.2.5 Stromausfallkosten

In der Literatur finden sich mehrere Ansätze um (kurz- und langfristige) Versorgungssicherheit ökonomisch zu quantifizieren. Aus dieser Quantifizierung kann das optimale Versorgungsniveau abgeleitet werden, bei dem der marginale Nutzen eines erhöhten Niveaus, bestimmt durch die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten, den Grenzkosten der Erhöhung entspricht. Die Zahlungsbereitschaft lässt sich über die Berechnung des *Value of Lost Load* (VOLL) ermitteln. Zur Berechnung des VOLL können beispielsweise empirische Blackout-Studien, Konsumentenbefragungen oder makroökonomische Untersuchungen herangezogen werden (Bliem, 2006).

In den makroökonomischen Analysen dient für die Sektoren Dienstleistung, Gewerbe und Industrie das Verhältnis von Stromverbrauch zu Wirtschaftsleistung, für den Haushaltssektor das Verhältnis von Stromverbrauch zu den Opportunitätskosten der Freizeit als Indikator für den VOLL. Da nicht alle direkten und indirekten Kosten des Ausfalls durch diese Methode ermittelt werden können, ist der ermittelte VOLL als Untergrenze zu sehen. Nichtsdestotrotz zeichnet sich der makroökonomische Ansatz durch seine Einfachheit aus (Bliem, 2006).

Bliem (2006) ermittelt die Kosten eines einstündigen Stromausfalls in Österreich auf ca. 60 Millionen Euro. Dies entspricht 8,6 EUR/kWh nicht gelieferten Stromes.<sup>24</sup> Als Vergleich zitiert er Kostenabschätzungen von Brauner (2003) mit 40 Mio. EUR und Haber (2005) mit ca. 70 Mio. EUR pro Stunde.

<sup>24</sup> Im Jahr 2008 betrug der Stromgroßhandelspreis an der österr. Strombörse EXAA 6,6 €/ct/kWh.

## 8 “Stromzukunft“-Szenarien: Ergebnisse

Aufbauend auf die in den vorangegangenen Kapiteln diskutierten methodischen Ansätze und verwendeten Daten und Parameter, werden im Folgenden die Modellergebnisse für die in Kapitel 4 vorgestellten „Stromzukunft“-Szenarien präsentiert. Zusätzlich zu den in Kapitel 4 erwähnten „Hauptszenarien“, werden im Anhang Variationen dieser Szenarien präsentiert. Diese Variationen erlauben zusätzliche Aussagen über die Rolle und den Einfluss unterschiedlicher Energiepolitiken.

Der von den Hauptszenarien (*Referenzszenario*, *Effizienz/Erneuerbaren-Szenario*, *CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario*) aufgespannte Raum kann, innerhalb der Modellgrenzen, als Einhüllende der möglichen Entwicklungen interpretiert werden. Ein Vergleich der Entwicklung der modellierten Technologien in diesen Szenarien ermöglicht Aussagen über die Robustheit (beziehungsweise Sensitivität) zu treffen. Dieser Vergleich wird in Kapitel 9 gezogen. Der Übersichtlichkeit halber werden in diesem Kapitel die drei Hauptszenarien präsentiert. Zusätzliche Variationen finden sich im Anhang.

### 8.1 Referenzszenario

Abbildung 52 fasst die Entwicklung der exogenen Parameter im Referenzszenario graphisch zusammen. Das Referenzszenario wird durch positive Verbrauchswachstumsraten sowie niedrige Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preise charakterisiert. Kohlepreise steigen in diesem Szenario auf knapp 10 EUR/MWh, Gaspreise auf knapp 30 EUR/MWh im Jahr 2050 an. Ein konstanter CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis von 15 EUR/tCO<sub>2</sub> wird angesetzt. Als Konsequenz steigen die Stromgroßhandelspreise auf 60 EUR/MWh an. Die Stromnachfrage weist über den gesamten Simulationszeitraum positive Wachstumsraten auf und erhöht sich auf ca. 95 TWh im Jahr 2050.

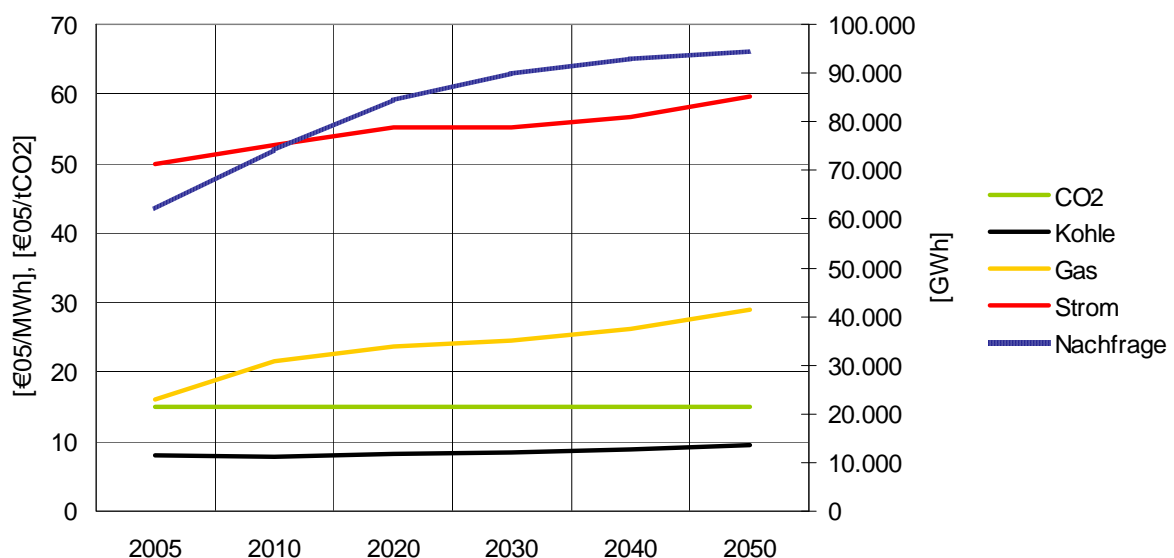
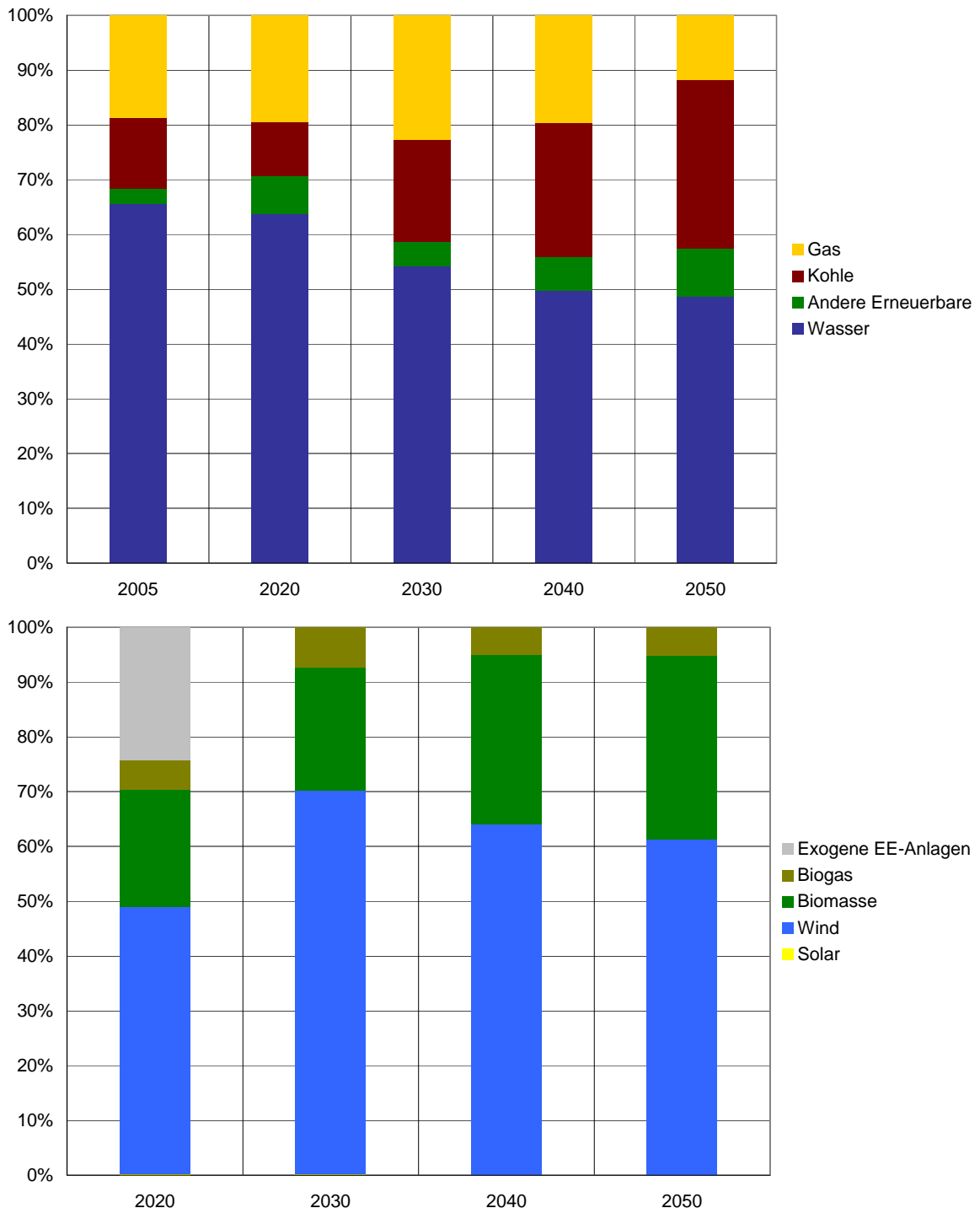


Abbildung 52. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO<sub>2</sub>-, und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im Referenzszenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D’haeseleer, W. (2007), eigene Berechnungen

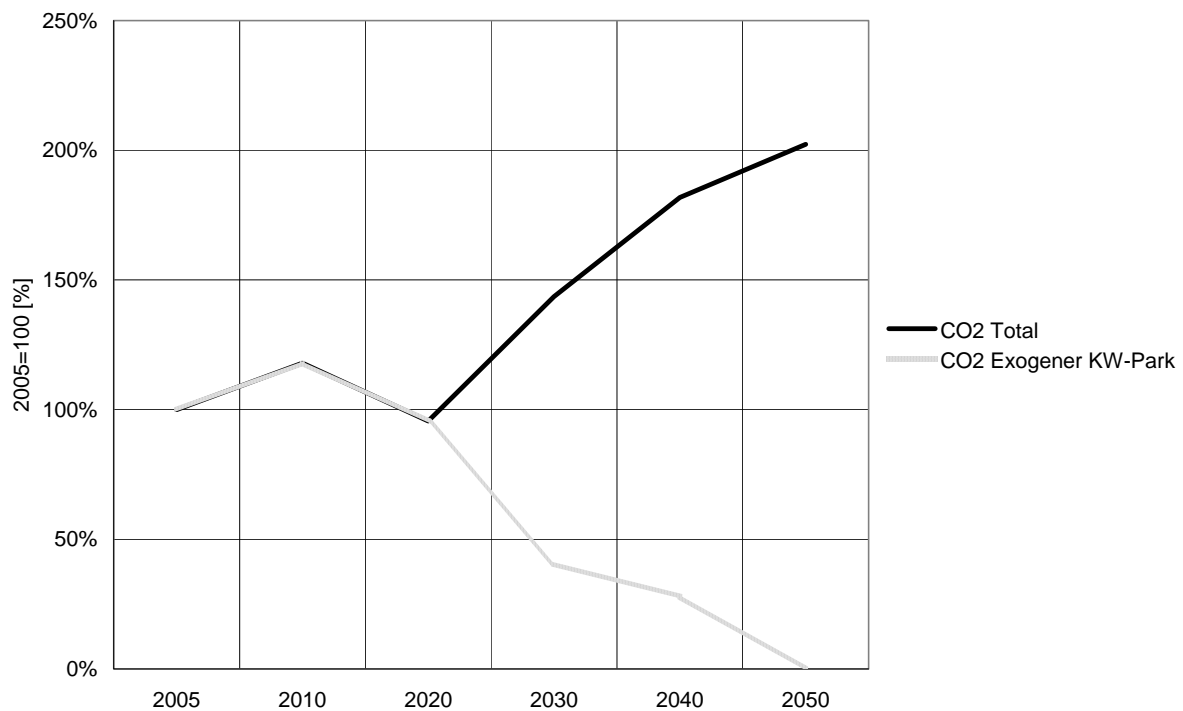
Abbildung 53 zeigt die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung sowie die Anteile der Energieträger an der RES-E Erzeugung (exkl. Wasserkraft) im Referenzszenario.



**Abbildung 53. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT (oben) sowie Anteil der Primärenergieträger an RES-E-Erzeugung exkl. Wasserkraft (unten).**

Der Anteil der CO<sub>2</sub>-freien Erzeugung sinkt im Referenzszenario kontinuierlich von einem Ausgangswert im Jahr 2005 von 67% ab und erreicht im Jahr 2050 einen Anteil von 57%. Bis

2025 werden zur Deckung der Nachfrage sowohl erdgasbefeuerte GuD-, als auch steinkohlebefeuerte Kondensationskraftwerke errichtet. Aufgrund der Entwicklung des Ergas/Kohlepreisverhältnisses werden zur Deckung der Nachfrage ab 2030 ausschließlich Kohlekraftwerke errichtet. Diese erreichen im Jahr 2050 einen Anteil von ca. 30% an der Stromerzeugung. Dies ist mit entsprechenden Konsequenzen für die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors verbunden; Sie verdoppeln sich bis 2050 (siehe Abbildung 54).



**Abbildung 54. Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors im Referenzszenario.** Die graue Linie stellt die Emissionen aus exogen vorgegebenen Kraftwerken dar (Anlagen die vor 2007 bereits in Betrieb oder in Planung waren). Die Differenzmenge zwischen schwarzer und grauer Linie sind CO<sub>2</sub>-Emissionen aus modellendogenen Kraftwerksinvestitionen.

Die „neuen“ Erneuerbaren (d.h. Windkraft, Biomasse, Biogas und Fotovoltaik) entwickeln sich ohne zusätzliche Förderungen von 4% im Jahr 2005 auf 8% im Jahr 2050 (siehe Abbildung 53). Lediglich Windkraft und Biomasse-KWK-Technologien, die auf günstige Rohstofffraktionen zugreifen können, erlangen innerhalb der neuen Erneuerbaren Bedeutung.

Im Folgenden wird eine Variation des Referenzszenarios vorgestellt, in dem die Politik verstärkt Förderungen im Bereich der Erneuerbaren vergibt. Eine Motivation dafür könnte die Emissionsprognose im Referenzszenario sowie die (globale) Einigung auf langfristige Treibhausgasemissionsreduktionen darstellen (siehe Abbildung 54).

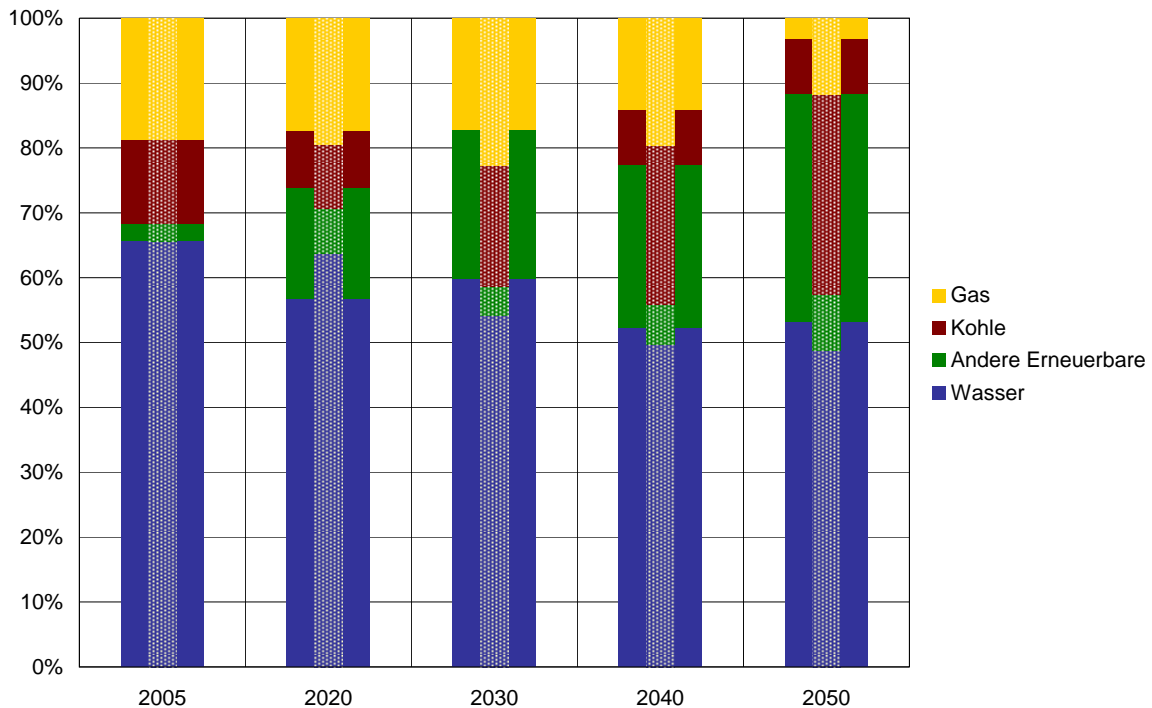
### 8.1.1 Referenzszenario inklusive Erneuerbaren-Förderung

In diesem Szenario werden identische exogene Parameter wie im Referenzszenario vorausgesetzt (siehe Abbildung 52). Im Unterschied zum Referenzszenario stehen für „neue“



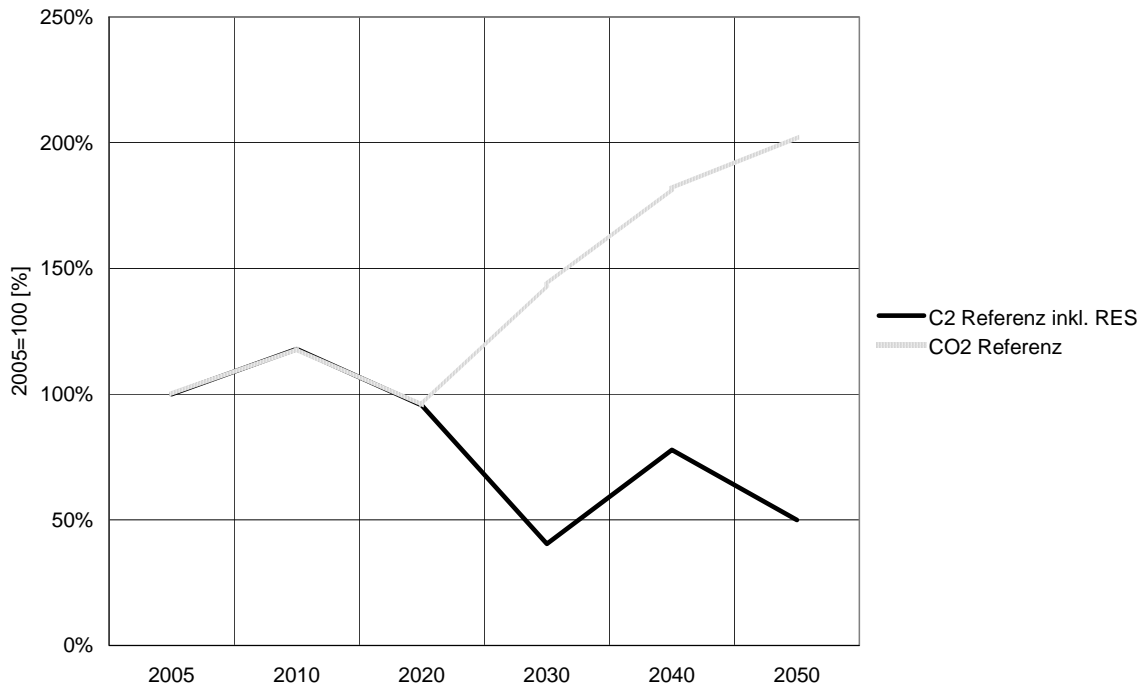
Erneuerbare Förderungen zur Verfügung. Das Ziel der Politik in diesem Szenario ist, die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors entsprechend stark zu senken.

Abbildung 55 zeigt die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung sowie die Anteile der Energieträger an der RES-E Erzeugung (exkl. Wasserkraft) im Referenzszenario inklusive Erneuerbaren-Förderung.



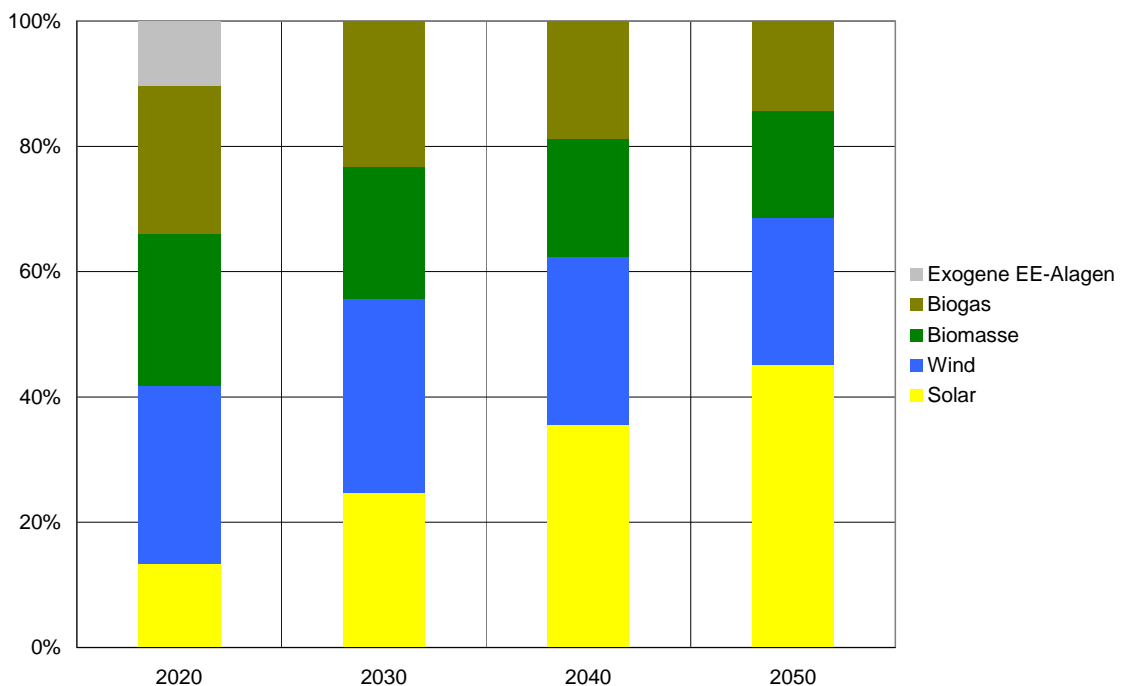
**Abbildung 55. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im Referenzszenario inkl. Erneuerbaren-Förderung. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Referenzszenario ohne Förderungen.**

Im Unterschied zum Referenzszenario (ohne Förderung) beträgt der Anteil der CO<sub>2</sub>-freien Erzeugung im Referenzszenario unter zusätzlichen Förderungen für „neue“ Erneuerbare im Jahr 2050 einen Anteil 87% (statt 57%). Dies ist mit entsprechenden Konsequenzen für die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors verbunden: Im Referenzszenario verdoppeln sie sich bis 2050; Im Referenzszenario inklusive Förderungen reduzieren sie sich bis 2030 im Vergleich zu 2005 um 55% (siehe Abbildung 56). Ab 2030 werden im Bereich der fossilen Großkraftwerke – aufgrund der Entwicklung des Gas/Kohlepreisverhältnisses – vermehrt Kohlekraftwerke errichtet. Daher steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2040 wieder leicht an, um sich dann bis 2050 aufgrund der Außerbetriebnahme alter Kraftwerke auf ein Niveau von 50% im Vergleich zu 2005 einzupendeln.



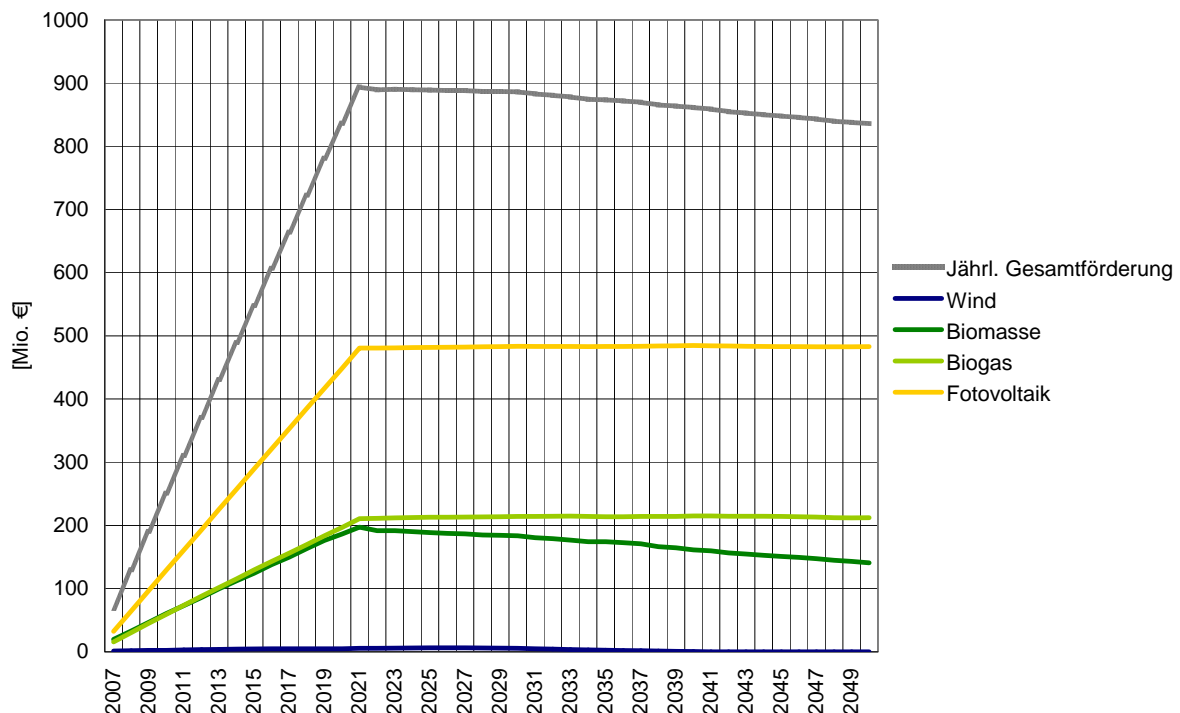
**Abbildung 56. Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors im Referenzszenario inkl. Erneuerbaren-Förderung (schwarze Linie) im Vergleich zu den Emissionen im Referenzszenario (graue Linie).**

Die „neuen“ Erneuerbaren (d.h. Windkraft, Biomasse, Biogas und Fotovoltaik) erhöhen unter zusätzlichen Förderungen ihren Anteil an der Stromerzeugung von 4% im Jahr 2005 auf 35% im Jahr 2050 (siehe Abbildung 55). Ab 2020 verzeichnet vor allem die photovoltaische Stromerzeugung, aufgrund entsprechender Förderungen, positive Wachstumsraten (siehe Abbildung 57).



**Abbildung 57. Anteil der Primärenergieträger an der Erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im Referenzszenario inklusive Erneuerbaren-Förderung.**

Das Förderniveau ist – im Vergleich zum im folgenden Kapitel diskutierten Effizienz/Erneuerbaren-Szenario – aufgrund der niedrigen Referenzpreisentwicklung sowie der Stromverbrauchszuwächse hoch anzusetzen, um die gezeigten Reduktionen der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen. Abbildung 58 zeigt den resultierenden jährlichen Unterstützungsbedarf für Windkraftanlagen, Biomasse- und Biogaskraftwerke sowie Fotovoltaikanlagen bis 2050. Die Unterstützungsvolumina dienen zur Abdeckung der Differenz von (langfristigen) Erzeugungskosten und den herrschenden Marktpreisen. Bis 2020 steigen die Unterstützungen auf ca. 900 Mio. EUR/Jahr an und fallen bis 2050 leicht auf 835 Mio. EUR.



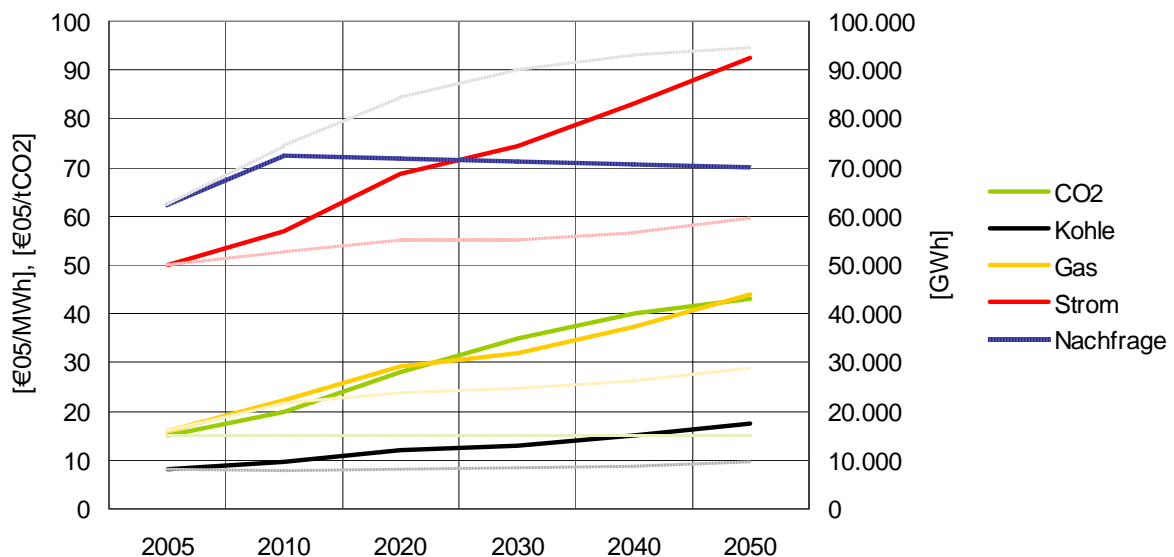
**Abbildung 58. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für „neue“ Erneuerbare im Referenzszenario inklusive Erneuerbarenförderung.**

Der Fokus auf angebotsseitige Förderpolitiken reicht – trotz eines hohen Förderniveaus – aufgrund niedriger Referenzpreise sowie eines kontinuierlichen Stromverbrauchsanstieges nicht aus, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf unter 50% des Niveaus von 2005 zu senken. Für langfristige Klimaziele dürften allerdings stärkere Emissionsreduktionen notwendig sein. Die Effizienz der Reduktionsbemühungen kann unter zusätzlicher Berücksichtigung der Nachfrageseite erheblich erhöht werden. Dies ist die Storyline des Effizienz/Erneuerbaren-Szenarios.

## 8.2 Effizienz/Erneuerbaren-Szenario

Abbildung 59 fasst die Entwicklung der exogenen Parameter im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario graphisch zusammen. Dieses Szenario zeichnet sich durch (ab 2010) negative Verbrauchswachstumsraten und stärker steigende Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preise aus. Kohlepreise steigen in diesem Szenario auf knapp 18 EUR/MWh, Gaspreise auf knapp 44 EUR/MWh bis zum Jahr 2050 an. Der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis steigt von 15 EUR/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2005 auf 43 EUR/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2050 an. Als Konsequenz steigen die Stromgroßhandelspreise bis 2050 auf ca. 92 EUR/MWh. Die Stromnachfrage weist bis 2010 positive Wachstumsraten auf und sinkt danach auf ca. 70 TWh bis zum Jahr 2050.

Für „neue“ Erneuerbare werden in diesem Szenario pro Jahr ca. 200 Mio. € für neue Anlagen zur Verfügung gestellt. Diese Summe dient zur Deckung der Differenz von Erzeugungskosten und Marktpreisen über die gesamte Förderdauer.



**Abbildung 59. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO<sub>2</sub>-, und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario. Die schwach schraffierten Linien zeigen die entsprechenden Entwicklungen im Referenzszenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007), eigene Berechnungen**

Abbildung 60 zeigt die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario.

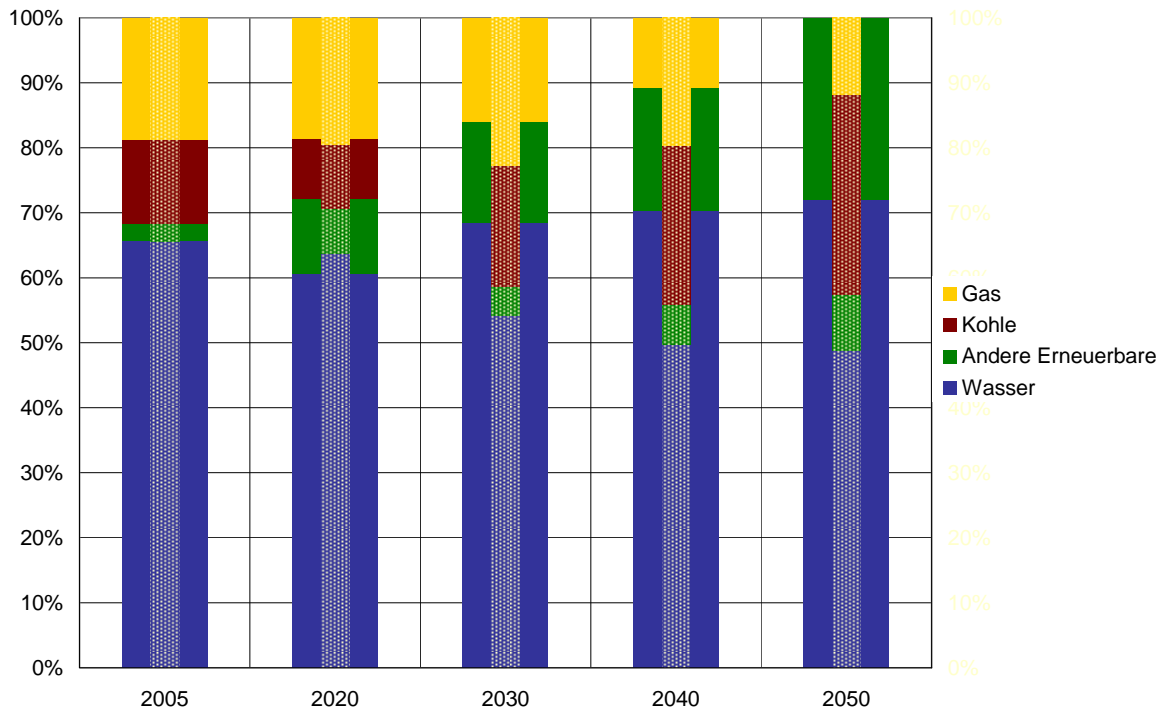


Abbildung 60. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Referenzszenario.

Der Anteil der CO<sub>2</sub>-freien Erzeugung steigt im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario kontinuierlich von einem Ausgangswert im Jahr 2005 von 67% an und erreicht ab dem Jahr 2043 einen Anteil von 100%. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors sinken somit kontinuierlich auf 0.

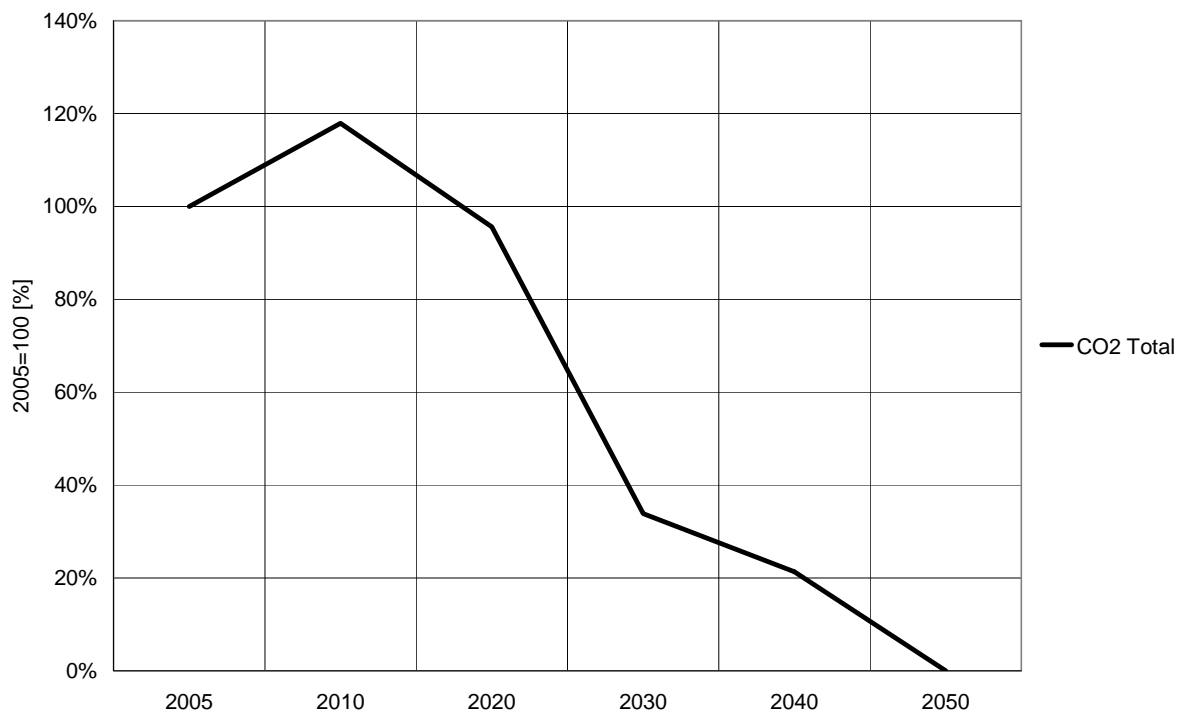
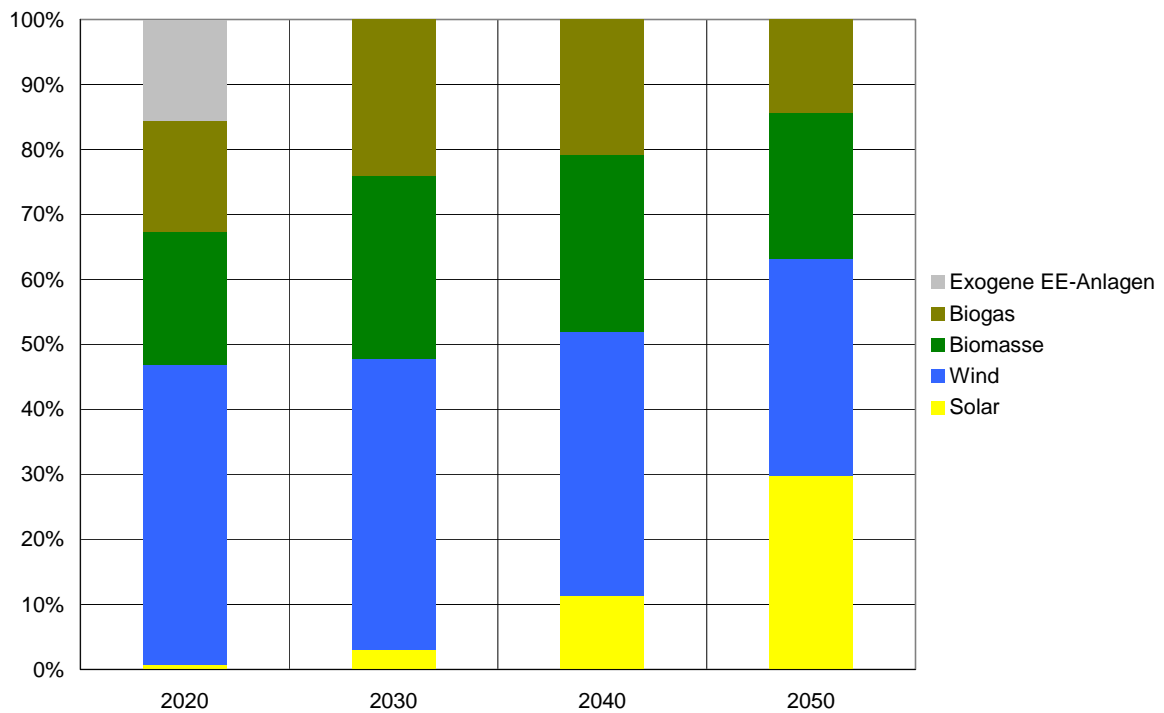
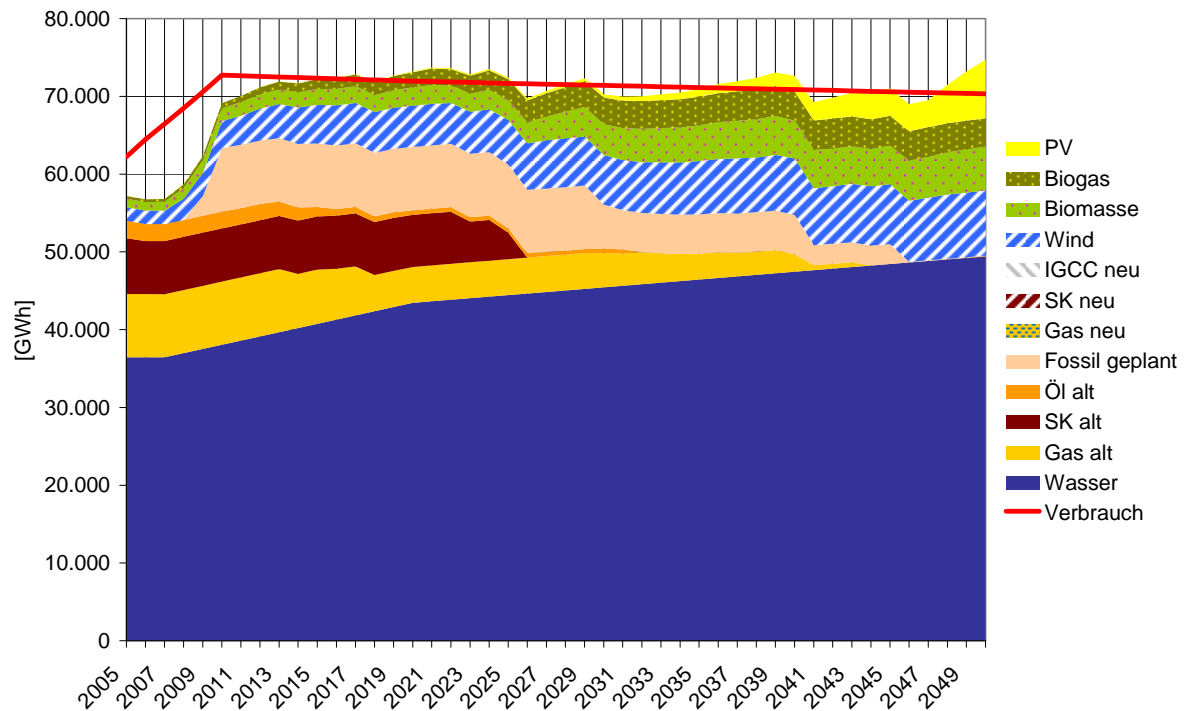


Abbildung 61. Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario.

Die „neuen“ Erneuerbaren (d.h. Windkraft, Biomasse, Biogas und Fotovoltaik) erhöhen unter zusätzlichen Förderungen ihren Anteil an der Stromerzeugung von 4% im Jahr 2005 auf 31% im Jahr 2050 (siehe Abbildung 60). Bis 2020 steigt der Anteil der Windkraft und Bioenergie stark an. Ab 2030 verzeichnet vor allem die fotovoltaische Stromerzeugung, aufgrund entsprechender Förderungen, sowie zunehmender Wirtschaftlichkeit ab 2040 positive Wachstumsraten (siehe Abbildung 62). Im Jahr 2050 liefert die Wasserkrafterzeugung 50 TWh, Windkraft ca. 9 TWh, Fotovoltaik 7,5 TWh, Biomasse 5,5 TWh und Biogas 3,6 TWh. Abbildung 63 zeigt den Verlauf des Absolutniveaus des Verbrauchs und der Erzeugung bis 2050.



**Abbildung 62. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft).**

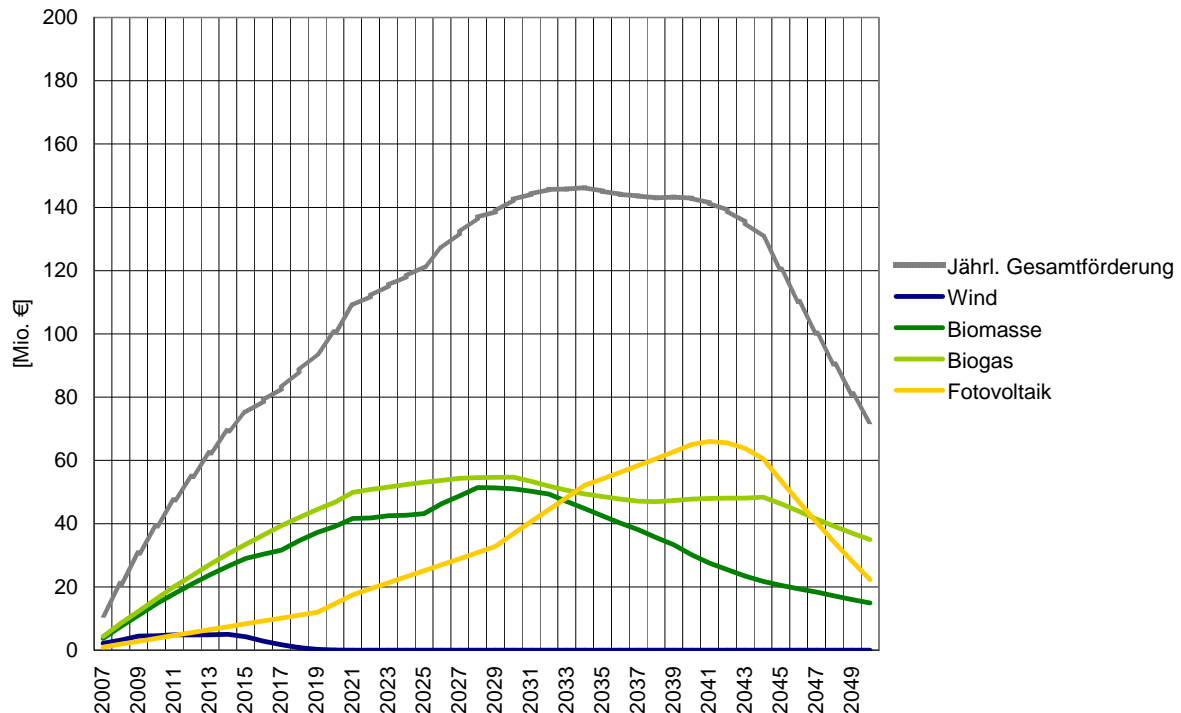


**Abbildung 63. Erzeugung und Verbrauch im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario.**

Abbildung 64 zeigt den resultierenden jährlichen Unterstützungsbedarf für im Modell ab 2007 installierte Windkraftanlagen, Biomasse- und Biogaskraftwerke sowie Fotovoltaikanlagen bis 2050. Die Unterstützungsvolumina dienen zur Abdeckung der Differenz von (langfristigen) Erzeugungskosten und den herrschenden Marktpreisen. Bis 2030 steigen die Unterstützungen auf ca. 145 Mio. EUR/Jahr an, stagnieren bis 2040, und sinken bis 2050 auf ca. 70 Mio. EUR/Jahr. Die Entwicklung der Erzeugungskosten fossiler Referenztechnologien (und damit entsprechend der Marktpreise) sowie die zu erwartenden Kostendegressionen aufgrund technologischer Entwicklung der Erneuerbaren führen zum glockenkurvenartigen Verlauf der jährlichen Förderungen.

Zum Vergleich belief sich der Unterstützungsbedarf für „sonstigen“ Ökostrom (Windkraft, Bioenergie und PV) für existierende Anlagen im Jahr 2007 auf 238 Mio. EUR (E-Control, 2008).<sup>25</sup>

<sup>25</sup> Die existierenden Anlagen werden im Modell als exogen vorgegeben berücksichtigt. Der in Abbildung 64 ausgewiesene Unterstützungsbedarf umfasst alle Anlagen, die vom Modell endogen installiert werden.



**Abbildung 64. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für ab 2007 neu installierte „neue“ Erneuerbare im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario.**

Im Jahr 2050 beträgt die installierte Leistung von Windkraftanlagen 3,6 GW, die von netzgekoppelten PV-Anlagen 7 GW. In Summe sind somit 10,6 GW an „volatiler“ Erzeugung an das Stromnetz angeschlossen. Aufgrund des hohen Anteils an Pumpspeicherkraftwerken lässt diese Größenordnung allerdings keine Probleme in Hinblick auf die Systemstabilität erwarten. In der jüngsten Lastprognose der UCTE (2009) steigt die Spitzenlast in Österreich bis 2020 auf 10 GW. Dieser Wert kann für das Effizienz/Erneuerbaren-Szenario aber als Überschätzung der tatsächlichen Spitzenlast interpretiert werden, da die implementierten Effizienzmaßnahmen den Stromverbrauch im Jahr 2050 unter das Niveau des Jahres 2010 rückführen. Entsprechend reduziert sich durch diese Effizienzmaßnahmen auch die Spitzenlast.

Im vorgestellten Szenario unterscheidet sich die Struktur des Stromversorgungssystems im Jahr 2050 fundamental vom Status quo im Jahr 2005 (bzw. 2007). Dieser Systemwechsel kann nur unter entsprechenden energiepolitischen Begleitmaßnahmen stattfinden. Neben den erwähnten Förder- und Energieeffizienzpolitiken muss eine entsprechende Regulierung im Netzbereich etabliert sein, um Investitionsanreize sowohl im Übertragungsnetz (hohe Windeinspeisung, hohe Pumpspeicherkapazitäten) als auch im Verteilnetz (signifikanter Anteil verteilter Einspeisung in PV- und Bioenergieanlagen) zu gewährleisten. Für aktive Verteilnetze sind entsprechende Netzmanagementmethoden Voraussetzung. Ein wesentliches Resultat des Effizienz/Erneuerbaren-Szenarios in Bezug auf die

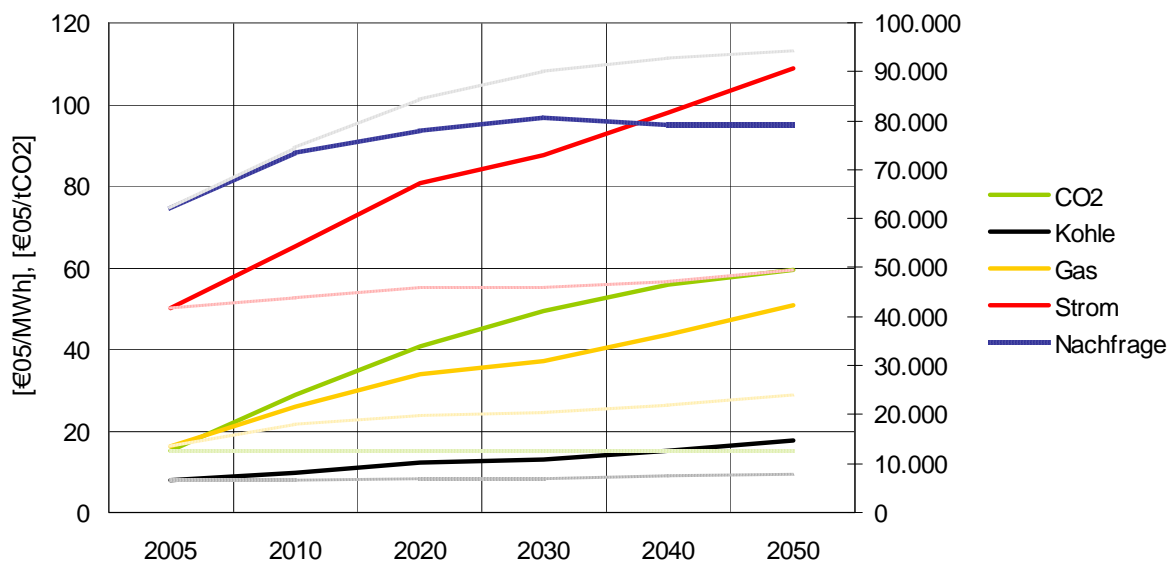


Energieinfrastruktur ist, dass auch im Jahr 2050 Übertragungs- und Verteilnetze wesentliche Systembestandteile darstellen. Eine Entwicklung hin zum „No-Grid“ ist nicht abzusehen.<sup>26</sup>

### 8.3 CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario

Abbildung 65 fasst die Entwicklung der exogenen Parameter im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario graphisch zusammen. Dieses Szenario zeichnet sich durch abnehmende Verbrauchswachstumsraten und stärker steigende Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preise aus. Kohlepreise steigen in diesem Szenario auf knapp 18 EUR/MWh, Gaspreise auf knapp 51 EUR/MWh bis zum Jahr 2050 an. Der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis steigt von 15 EUR/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2005 auf 59 EUR/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2050 an.<sup>27</sup> Als Konsequenz steigen die Stromgroßhandelspreise bis 2050 auf ca. 109 EUR/MWh. Die Stromnachfrage steigt auf ca. 80 TWh bis zum Jahr 2050.

Für „neue“ Erneuerbare werden in diesem Szenario pro Jahr ca. 50 bis 80 Mio. € für neue Anlagen zur Verfügung gestellt. Über den Simulationszeitraum erfolgt eine Reduktion des zur Verfügung stehenden Unterstützungsvolumens. Die jährliche Fördersumme dient zur Deckung der Differenz von Erzeugungskosten und Marktpreisen über die gesamte Förderdauer. Da es sich um ein marktgetriebenes Szenario handelt, erfolgt keine Beschränkung des fossilen Technologieportfolios. Kohlebefeuerte Steinkohlekraftwerke mit *Carbon Capture and Storage*-Technologien (CCS) stehen somit zur Verfügung.

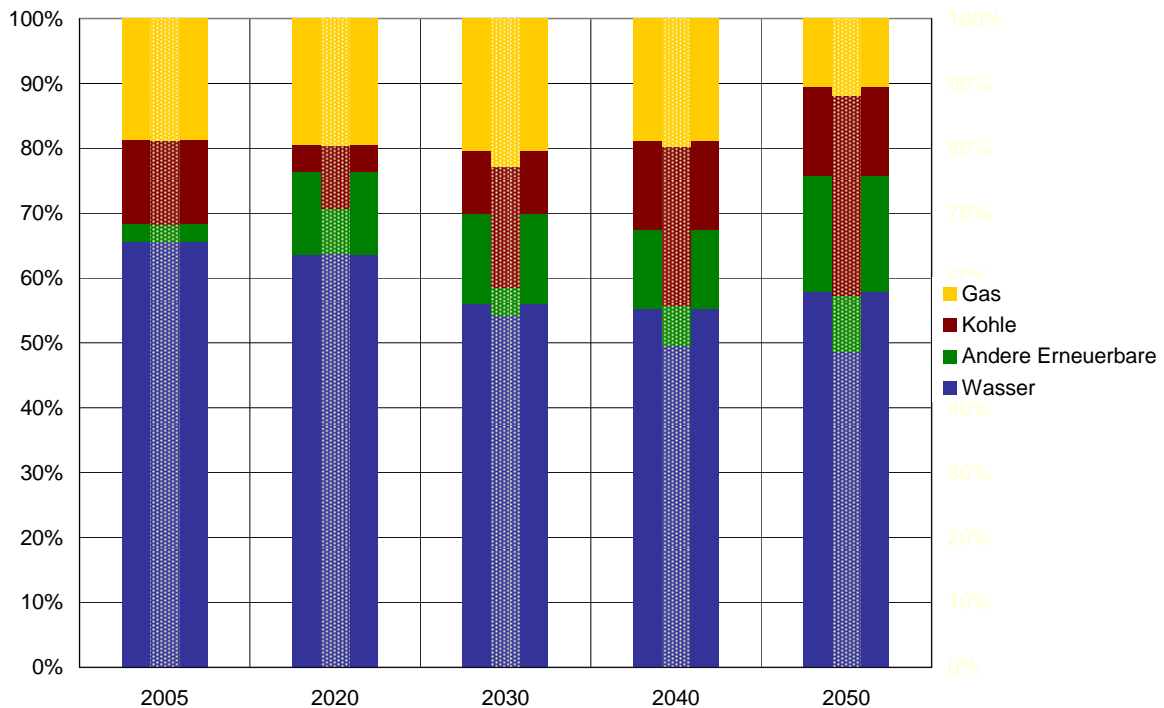


**Abbildung 65. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO<sub>2</sub>-, und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario. Die schwach schraffierten Linien zeigen die entsprechenden Entwicklungen im Referenzszenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007), eigene Berechnungen**

<sup>26</sup> Unter „No-Grid“ ist eine semi-autarke Energieinfrastruktur zu verstehen, die in einem kleinräumigen Gebiet Angebot und Nachfrage ausgleicht.

<sup>27</sup> Die direkte Förderung Erneuerbarer ist auf globaler und lokaler Ebene geringer und wird dynamisch reduziert. Dies führt zu global geringeren Investitionen in Erneuerbare. Somit stehen weniger günstige CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen zur Verfügung. Die Nachfrage nach Gas steigt entsprechend und erhöht Gaspreise und CO<sub>2</sub>-Preise.

Abbildung 66 zeigt die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario.



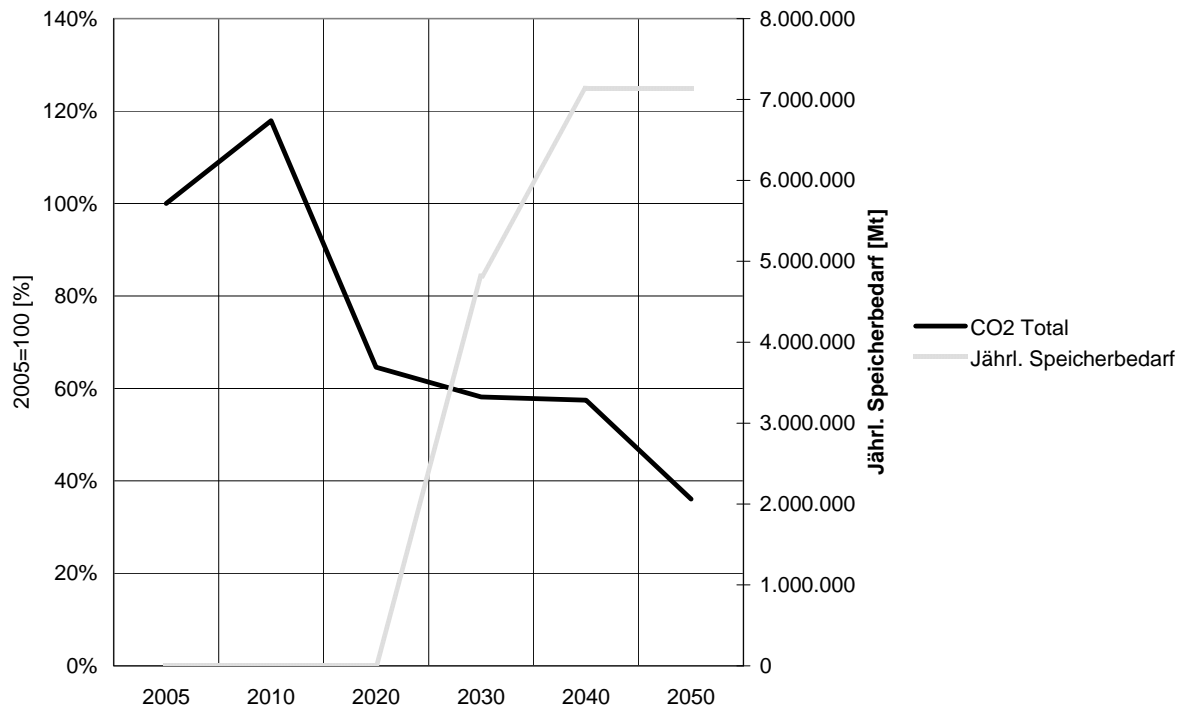
**Abbildung 66. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Referenzszenario.**

Trotz des hohen Preisniveaus am Stromgroßhandelsmarkt steigt der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung langfristig nicht über 75%. Fossile Großkraftwerkstechnologien bleiben im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario, das durch globale ambitionierte Klimaschutzziele charakterisiert ist, signifikant vertreten. Die kohlebefeuerten Neubauten im Simulationszeitraum stellen ausschließlich Anlagen mit CCS Technologie dar. Im Zeitraum zwischen 2025 und 2040 gehen drei CCS-Anlagen in Betrieb. Über die Lebensdauer dieser Anlagen müssen in Summe 250 Megatonnen CO<sub>2</sub> abgetrennt und gespeichert werden. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors sinken kontinuierlich und erreichen im Jahr 2050 36% des Wertes des Jahres 2005 (siehe Abbildung 67).<sup>28</sup>

Laut VEÖ (2008a) liegt das theoretische Maximalpotenzial für unterirdische CO<sub>2</sub>-Speicherung in Österreich bei ca. 500 Megatonnen.

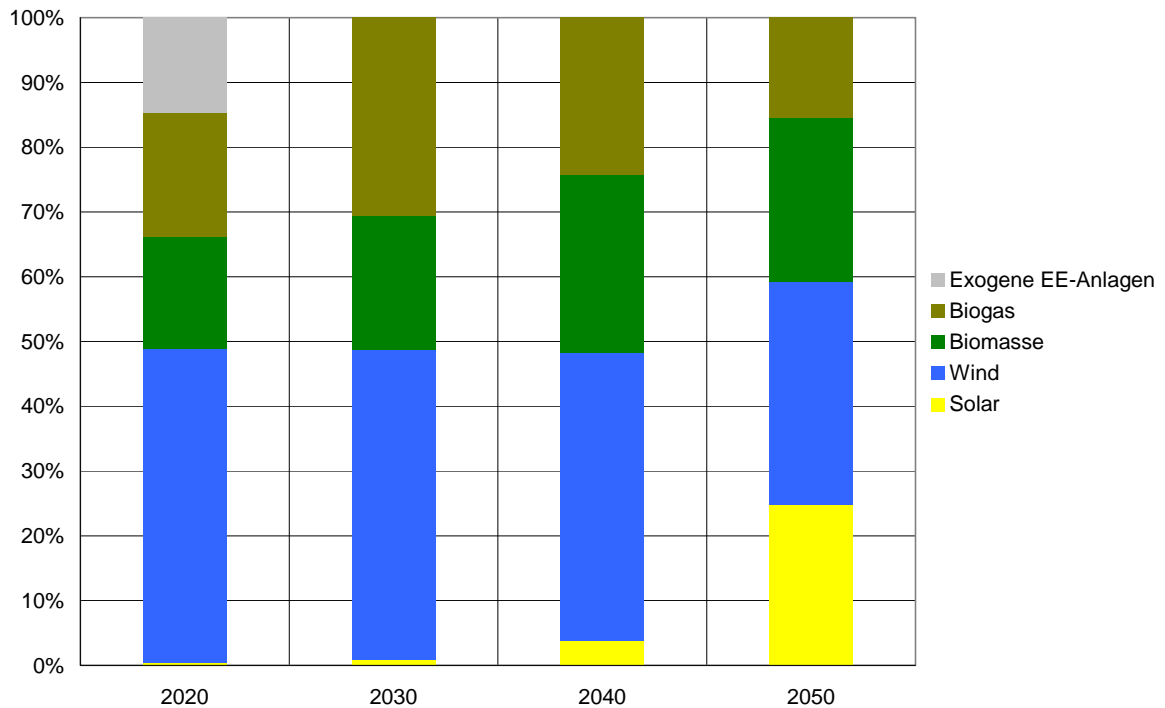
Bei konservativer Annahme (50% des theoretischen Potenzials nutzbar) ergibt dies eine wirtschaftlich/technisch nutzbare Speicherkapazität von 250 Megatonnen. Die im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario installierten 3 CCS-Kraftwerke schöpfen dieses Speicherpotenzial komplett aus.

<sup>28</sup> Unterirdisch müssen 250 Megatonnen CO<sub>2</sub> gespeichert werden. Dies entspricht dem 20fachen Emissionsvolumen des fossilen Kraftwerksparks des Jahres 2005.



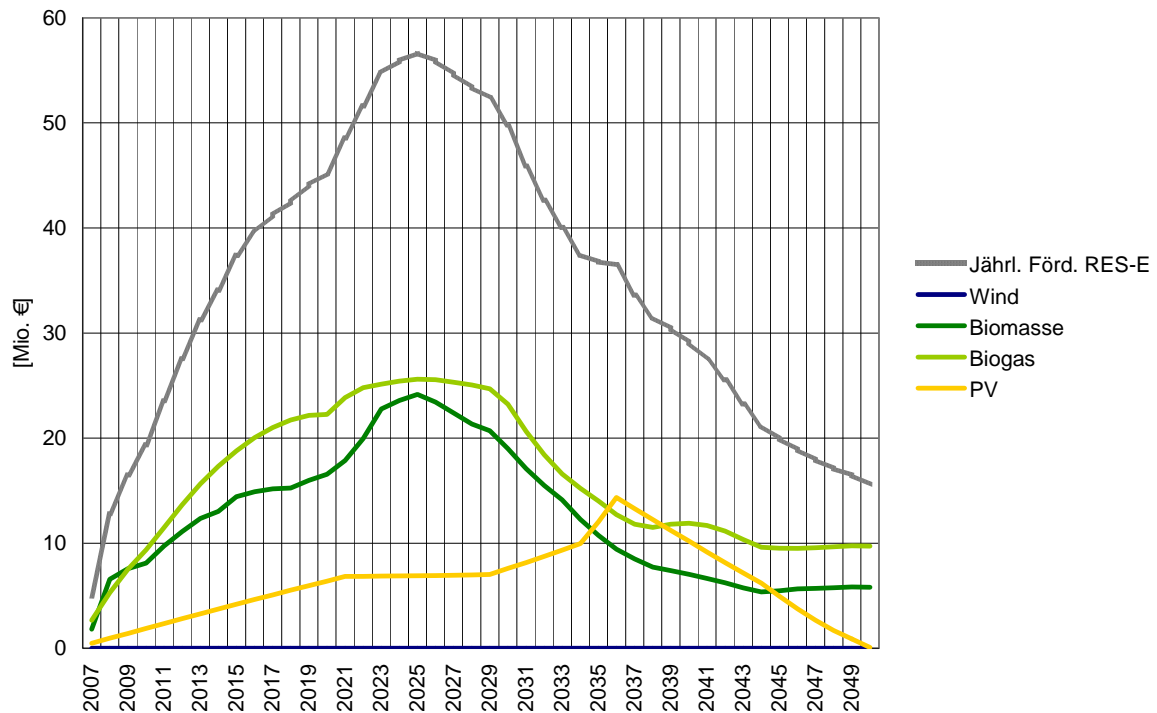
**Abbildung 67.** Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario (schwarze Linie). Die unterirdisch zu speichernden Emissionen der CCS-Kraftwerke sind in diesen Emissionen nicht enthalten. Die graue Linie (rechte Skala) zeigt die jährlichen Emissionen aus CCS-Kraftwerken. Diese müssen unterirdisch gespeichert werden.

Die „neuen“ Erneuerbaren (d.h. Windkraft, Biomasse, Biogas und Fotovoltaik) erhöhen im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario ihren Anteil an der Stromerzeugung von 4% im Jahr 2005 auf 18% im Jahr 2050 (siehe Abbildung 66). Bis 2020 steigt der Anteil der Windkraft und Bioenergie stark an. Ab 2040 verzeichnet vor allem die fotovoltaische Stromerzeugung, aufgrund zunehmender Wirtschaftlichkeit, positive Wachstumsraten (siehe Abbildung 68). Im Jahr 2050 liefert die Wasserkrafterzeugung 50 TWh, Windkraft ca. 9 TWh, Fotovoltaik 5 TWh, Biomasse 6 TWh und Biogas 3,5 TWh.



**Abbildung 68. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario.**

Abbildung 69 zeigt den resultierenden jährlichen Unterstützungsbedarf für Windkraftanlagen, Biomasse- und Biogaskraftwerke sowie Fotovoltaikanlagen bis 2050. Die Unterstützungsvolumina dienen zur Abdeckung der Differenz von (langfristigen) Erzeugungskosten und den herrschenden Marktpreisen. Bis 2025 steigen die Unterstützungen auf ca. 55 Mio. EUR/Jahr an, und sinken bis 2050 auf ca. 15 Mio. EUR/Jahr. Die Entwicklung der Erzeugungskosten fossiler Referenztechnologien (und damit entsprechend der Marktpreise) sowie die zu erwartenden Kostendegressionen aufgrund technologischer Entwicklung der Erneuerbaren führen zum glockenkurvenartigen Verlauf der jährlichen Förderungen.



**Abbildung 69. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für „neue“ Erneuerbare im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario.**

Zusammenfassend stellt sich die Entwicklung des österreichischen Stromversorgungssystems im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario folgendermaßen dar: Trotz eines hohen Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preisniveaus – resultierend in entsprechend hohen Stromgroßhandelspreisen – stagniert der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung langfristig bei 75% aufgrund beschränkter Förderungen sowie positiver Stromverbrauchswachstumsraten. Durch CCS-Kraftwerkstechnologien reduzieren sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors signifikant – entsprechend große Mengen an CO<sub>2</sub> müssen langfristig unterirdisch gespeichert werden.

## 9 Zusammenfassung der Szenarienanalyse

Die in den Szenarien abgebildeten Investitionsentscheidungen führen zu einer schrittweisen Minimierung der Gesamtkosten der Bereitstellung von Elektrizität unter Berücksichtigung wirtschaftlicher nachfrageseitiger Endenergieeffizienzmaßnahmen.<sup>29</sup>

Nachdem im vorigen Kapitel die Entwicklung der modellierten Technologien innerhalb der einzelnen Szenarien detailliert analysiert wurde, soll nun eine vergleichende Darstellung erfolgen, um auf die Bandbreiten und Charakteristika der Szenarien – und damit die Robustheit der Technologien – fokussieren zu können. Dazu wird die Stromerzeugung aus den erneuerbaren Technologien Biomasse, Biogas, PV und Windkraft für die Jahre 2025 und 2050 verglichen.<sup>30</sup> In Abhängigkeit der szenarienspezifischen Realisationen der exogenen Parameter werden im Modell die Erzeugungskapazitäten unterschiedlich ausgebaut. Tabelle 7 fasst die Bandbreiten der wesentlichen Parameter (Stromverbrauch und Energiepreise) zusammen.

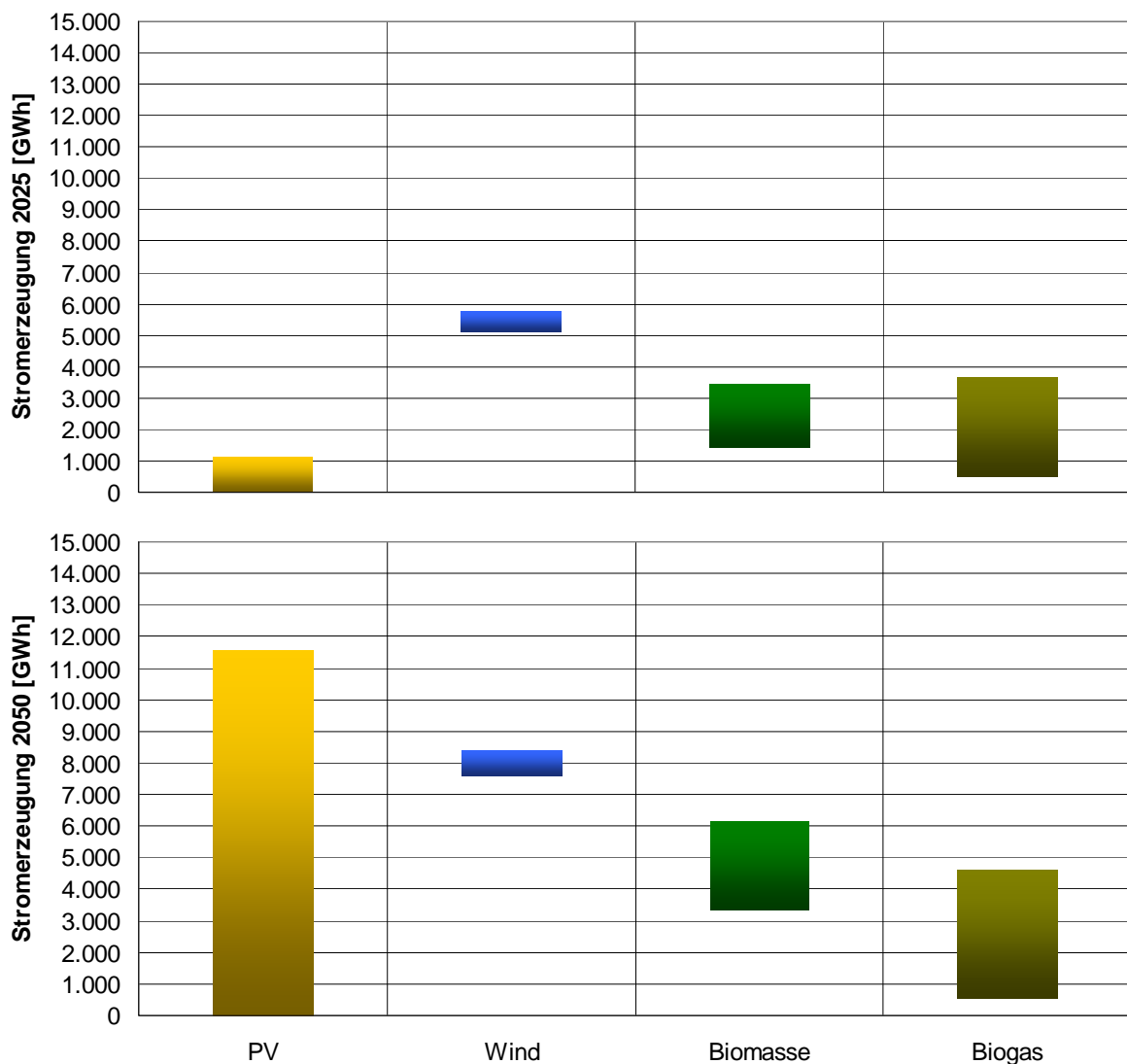
**Tabelle 7. Zusammenfassung der exogenen Parameter in den drei Hauptszenarien.**

	2005	2020	2030	2040	2050
<b>Stromnachfrage [GWh]</b>					
Referenzszenario	62.217	84.473	90.021	92.935	94.428
Effizienz/RES-Szenario	62.217	71.947	71.403	70.862	70.325
CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario	62.217	78.210	80.712	79.139	79.364
<b>Energiepreise [€/05/MWh]</b>					
<b>Kohle</b>					
Referenzszenario	8,0	8,3	8,4	8,8	9,5
Effizienz/RES-Szenario	8,0	12,1	13,0	15,1	17,5
CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario	8,0	12,1	13,0	15,1	17,5
<b>Gas</b>					
Referenzszenario	16,0	23,8	24,6	26,3	28,9
Effizienz/RES-Szenario	16,0	29,1	32,1	37,5	43,9
CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario	16,0	33,8	37,2	43,5	50,9
<b>CO<sub>2</sub> [€/05/tCO<sub>2</sub>]</b>					
Referenzszenario	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Effizienz/RES-Szenario	15,0	28,0	35,0	40,0	43,0
CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario	15,0	40,6	49,5	55,7	59,4
<b>Strom</b>					
Referenzszenario	50,0	55,2	55,2	56,7	59,6
Effizienz/RES-Szenario	50,0	68,6	74,2	83,1	92,4
CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario	50,0	80,8	87,6	98,0	108,9

<sup>29</sup> Die zentrale energetische Größe innerhalb der Modellierung stellt der jährliche Stromverbrauch dar. Der Beitrag unterschiedlicher Erzeugungstechnologien (z.B. Biogasanlagen) zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie wird im Modell nicht betrachtet.

<sup>30</sup> Da aus den Szenarien Empfehlungen für die künftige Prioritätensetzung der Forschung und Entwicklung im Bereich nachhaltiger Energietechnologien im Stromsektor in Österreich abgeleitet werden, erfolgt in diesem Kapitel ein Vergleich der erneuerbaren Stromerzeugung. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft wird in den Analysen exogen vorgegeben und unterscheidet sich daher zwischen den Szenarien nicht.

Für das Jahr 2025 ergeben sich in Bezug auf die Produktion in PV-Anlagen nur (relativ) geringe Unterschiede gegenüber dem jetzigen Stand. Die Fördersumme umfasst im Szenario mit der höchsten Jahreserzeugung ca. 130 Millionen Euro. Im Gegensatz dazu verzeichnen Windkraftanlagen in allen Szenarien einen starken Ausbau – im Schnitt werden 2025 ca. 5,5 TWh elektrische Energie aus Windkraft gewonnen, wobei die Bandbreite zwischen den Szenarien ca. 0,5 TWh beträgt. Die Robustheit dieser Technologie erweist sich somit als sehr hoch. Die in der Realität zur Verfügung stehenden Potenziale dürften wohl deutlich höher sein als im Modell abgebildet, da die für Österreich verfügbaren Windkarten nicht mehr dem neuesten Technologiestand entsprechen. Die Bandbreite der biogen befeuerten Kraftwerke zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung ist relativ hoch. Dies gilt speziell für Biogasanlagen, deren Primärenergieinput eine große preisliche Spanne aufweist und damit sehr sensitiv auf unterschiedliche Realisationen der exogenen Parameter reagiert (siehe Abbildung 70 oben).



**Abbildung 70. Bandbreite der jährlichen Stromproduktionsmengen der modellierten erneuerbaren Technologien in den Szenarien im Jahr 2025 (oben) und 2025 (unten). Quelle: Eigene Berechnungen**

Für das Jahr 2050 zeigt sich speziell bei PV ein signifikanter Ausbau. In einigen Szenarien stellt PV nach Wasserkraft die wichtigste Form der erneuerbaren Stromerzeugung dar. Ein hohes Strompreisniveau sowie entsprechende Förderung sind notwendig, um an die Obergrenze des Ausbaus zu gelangen. Windenergie weist wiederum eine sehr geringe Schwankungsbreite auf – im Mittel liegt sie bei 8 TWh – wobei sie sich generell über den Simulationszeitraum betrachtet nahe oder an der Potenzialgrenze bewegt. Aufgrund der über die Zeit steigenden fossilen Primärenergiepreise nimmt der Anteil der biogenen Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 zu. Die relative Bandbreite bleibt gegenüber dem Jahr 2025 gleich. In Summe ergibt sich ein Spielraum zwischen 4 TWh und 10 TWh. Für Stromerzeugung aus fester Biomasse beträgt die Spanne 3,5 bis 6 TWh; für Biogas 0,6 bis 4,6 TWh (siehe Abbildung 70 unten). Die obere Schranke kann unter hohen Referenzpreisen sowie entsprechenden Förderungen erreicht werden, sofern im Bereich der implementierten Politiken im Bioenergiebereich ein starker Fokus auf gekoppelte Strom-Wärme-Erzeugung gelegt wird. Aufgrund der gezogenen Modellgrenzen kommt es vor allem in Niedrigpreisszenarien ohne Förderung aufgrund der Nutzungskonkurrenz mit der reinen Wärmeerzeugung tendenziell zu einer Überschätzung der Stromerzeugung aus Bioenergie-KWK-Anlagen.<sup>31</sup>

Aus den ermittelten Szenarien der Stromversorgung werden im folgenden Abschnitt Empfehlungen für die künftige Prioritätensetzung der Forschung und Entwicklung im Bereich nachhaltiger Energietechnologien im Stromsektor in Österreich abgeleitet.

---

<sup>31</sup> Für Details zu Nutzungskonkurrenz siehe Haas et al. (2008b).



## 10 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse empfehlen die Verfasser dieser Studie, das Effizienz/Erneuerbaren-Szenario anzustreben, welches eine erneuerbare Stromversorgung ab 2040-2045 ermöglicht. Das lässt sich nur erreichen, wenn der Energieeffizienz eine prominente Rolle zugemessen wird.<sup>32</sup>

Zur Erreichung künftiger Klimaziele ist die Dekarbonisierung des Stromsektors eine entscheidend.<sup>33</sup> Unsere Analysen zeigen, dass CO<sub>2</sub>-Preissignale innerhalb der abgebildeten Preisspannen (60 EUR'05/t CO<sub>2</sub> bis 2050) nicht zu einer vollständigen Dekarbonisierung führen. Dies betont die zusätzliche Rolle der Energie- und Ordnungspolitik zur Erreichung langfristiger Ziele.

Die im Modell durchgeführte energetische Betrachtung liefert geringe Zusatzkosten des regenerativen Stromsystems (z.B. 2 EUR/MWh im Jahr 2030). Der Anteil von Erneuerbaren reagiert in allen Szenarien äußerst sensitiv auf den entsprechenden energie- und förderpolitischen Rahmen. Dies unterstreicht die herausragende Rolle der Energiepolitik, insbesondere in Zeiten niedriger Energiepreise, zur Erreichung langfristiger Ziele.

Ein österreichisches regeneratives Stromsystem ist aufgrund ausgeprägter Dezentralität und volatiler Erzeugung mit Herausforderungen an das Systemdesign, das Systemmanagement und die Systemstabilität verbunden.<sup>34</sup> Die Integration regionaler (Ausgleichsenergie-)Märkte, in denen sich geografisch unterschiedliche Windcharakteristika ausgleichen können, sowie ein entsprechender regulatorischer Rahmen, der eine bessere (lastflussbasierte) Netznutzung sowie Anreize zum Netzausbau und einen diskriminierungsfreien Anlageneinsatz und dessen Steuerung im Fall starker Leistungsungleichgewichte ermöglicht, sind notwendig um diese Herausforderungen bewältigen zu können. Bezüglich der Lastabdeckung ist zu beachten, dass der Kapazitätsbeitrag der fluktuierend ins Netz einspeisenden Technologien, im Vergleich zu fossilen und biogen befeuerten Kraftwerken, geringer ist. Vorteilhaft für Österreich stellt sich das hohe Speicherpotenzial von volatiler Stromerzeugung in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken dar. Für gewisse Lastfälle (z.B. windarme Winterabend-Spitze),

---

<sup>32</sup> Im Effizienzzenario ist der Stromverbrauch im Vergleich zum Referenzzenario 2050 um 26% niedriger.

<sup>33</sup> Die Europäische Union verfolgt als langfristiges Klimaziel, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf höchstens 2° C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu beschränken. Damit dies erreicht werden kann, müssen globale Emissionen, nach dem Erreichen eines Maximums innerhalb der kommenden 10 Jahre, bis 2050 zumindest um 50% reduziert werden. Gleichzeitig bedeutet dies, dass die Treibhausgasemissionen der Industrieländer im selben Zeitraum überproportional gesenkt werden müssen. Aufgrund der vergleichsweise günstigen Vermeidungsoptionen im Stromsektor sowie der immer wichtigeren Rolle der Elektrizität als Sekundärenergieträger zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen (z.B. Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs) erscheint die Dekarbonisierung des Sektors daher als entscheidend.

<sup>34</sup> Im Sinne von E-Control (2005) umfasst dezentrale Erzeugung Anlagen die an das Mittel- und Niederspannungsnetz (kleiner gleich 30 kV) angeschlossen sind.

kann die Lastabdeckung allerdings ein Problem darstellen. Die Flexibilisierung der Nachfrage ist – neben flexiblen Erzeugungstechnologien sowie der Integration von neuen Speichertechnologien – für das regenerative System von Vorteil.

Das regenerative System des Jahres 2050 unterscheidet sich vom Status quo fundamental. Dieser Systemwechsel kann nur unter entsprechenden politischen Begleitmaßnahmen stattfinden. Neben den erwähnten Förder- und Energieeffizienzpolitiken muss eine Regulierung im Netzbereich etabliert sein, die Investitionsanreize und entsprechende Managementmethoden sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz ermöglicht. Auch im regenerativen System stellen somit Übertragungs- und Verteilnetze wesentliche Bestandteile der Infrastruktur dar. Eine Entwicklung hin zu dezentralen Insellösungen wird nicht stattfinden.

Aufgrund der günstigen Erzeugungskosten sollte dem Ausbau der Windenergie kurz- bis mittelfristig eine hohe Priorität in der Energiepolitik eingeräumt werden. Der Ausbau hat Auswirkungen auf die Netzsituation, die über die Regulierung der Stromnetze zu berücksichtigen sind (siehe oben). Die Fördersummen liegen in allen Szenarien bei weniger als 6 Mio. Euro/Jahr.

Für den langfristig signifikanten Beitrag Erneuerbarer ist eine Verlagerung des Förderfokus auf die fotovoltaische Stromerzeugung notwendig, die nach der Wasserkraft das höchste Erzeugungspotenzial aufweist. Im Fall der Bioenergieverstromung ist die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung Voraussetzung für die Ressourcenschonung. Entscheidend für die Nutzung der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus Bioenergie ist eine entsprechende Wärmeabnahme, die durch geeignete Standortwahl gewährleistet werden kann. Für den dynamischen Verlauf der Förderung sind, im Unterschied zu Windkraft und PV, die laufenden Kosten des Primärenergieinputs zu berücksichtigen.

Im Kontext europäischer Erneuerbaren- und Klimaziele kann von einer erhöhten Erneuerbarenquote im Strombereich für Österreich im Rahmen der EU-weiten „Lasten“-Aufteilung ausgegangen werden. Angesichts der im internationalen Vergleich sehr hohen Erneuerbarenpotenziale (insbesondere Wasserkraft) ist eine Quote „größer“ 100% (d.h. Nettoexport von erneuerbarer Elektrizität, wie z.B. derzeit in Norwegen der Fall) somit, langfristig gesehen, ebenfalls denkbar.

Für die Schlussfolgerungen gilt, dass die Entwicklung der Nachfrage den zentralen Parameter darstellt, der die (R-)Evolution des Stromversorgungssystems entsprechend vorantreiben kann. Dies ist ein über alle Modellannahmen und Szenarien gültiges Ergebnis. Es gilt zu beachten, dass die Strukturen des Elektrizitätssystems aufgrund langer Vorlaufzeiten (z.B. langjährige Planungs- Errichtungszeiten von neuen Übertragungsleitungen) und von *Lock-in* Effekten (z.B. hohe Lebensdauer fossiler Kraftwerke), träge reagieren. Rechtzeitiges Agieren ist somit angezeigt.

## 11 Detailangaben in Bezug auf die Ziele der Programmlinie

### 11.1 Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Das zentrale Ziel dieses Projekts ist die Beantwortung der Frage, wie in Zukunft stromspezifische Energiedienstleistungen in Österreich aus gesellschaftlicher Sicht optimal, mit den geringsten gesamtgesellschaftlichen Kosten (d.h. direkte monetäre Kosten sowie externe Kosten), bereitgestellt werden können. Die Ergebnisse des Projekts stellen daher ein wesentliches Entscheidungskriterium für die weitere Ausrichtung und Prioritätensetzung von Forschung und Entwicklung im Bereich nachhaltiger Energietechnologien und damit der optimalen Gestaltung eines zukünftigen Energieversorgungssystems in Österreich dar.

Das Projekt leistet somit einen wesentlichen Beitrag zur Zielsetzung der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“, ein „auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem zu entwickeln“, da mit den Ergebnissen dieses Projekts volkswirtschaftlich optimale Versorgungspfade identifiziert und forciert aber auch potentielle negative Aspekte verschiedener Versorgungspfade aufgezeigt werden können.

Dieses Projekt vereint in umfassender Weise die zentralen Themen der Programmlinie in sich: Energieeffizienz und erneuerbare Energieträger sind ein entscheidender Inhalt des vorliegenden Projekts. Sowohl konventionelle als auch nachhaltige Technologien werden in einem methodischen Ansatz analysiert, der die wesentlichen Systemfragen in ökonomischer, technisch-naturwissenschaftlicher, struktureller und gesellschaftlicher Hinsicht inkludiert. Der Umstand, dass insbesondere auch Fragen der Integration Erneuerbarer sowohl untereinander als auch in Wechselwirkung mit Energieeffizienztechnologien in der Szenarienentwicklung eine wichtige Rolle spielen, trägt weiters zum Ziel der Erhöhung des Anteils nachhaltiger Technologien bei.

Die Methodik des Projekts baut stark auf den drei strategischen Säulen der „Energiesysteme der Zukunft“ auf: Strukturelle, sozioökonomische und technologische Elemente werden in integraler Weise systemisch bei der Entwicklung von Szenarien berücksichtigt. Die strukturelle Ebene beinhaltet beispielsweise Wechselwirkungen mit der sich verändernden Nachfrage nach Energiedienstleistungen und der globalen Entwicklung verschiedener Rahmenbedingungen etc. Die sozioökonomische Ebene berücksichtigt die Akzeptanz verschiedener Technologien, insbesondere auch deren Kosten sowie externe Kosten und den politischen Willen, diese zu internalisieren. Die technologische Ebene wird zentral im Rahmen der Analyse von Lerneffekten und Wechselwirkungen zwischen den Technologie-Kategorien untersucht.

Alle diese erwähnten Ebenen werden in dem Projekt als Aspekte eines Systems verstanden, die im Rahmen der Szenarienentwicklung integriert abgebildet werden.

Ein nachhaltigkeitsorientiertes Energiesystem zeichnet sich unter anderem durch Kostengünstigkeit aus (vgl. Leitfaden der Programmlinie). In dem Projekt stellt die Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten unter Berücksichtigung der monetären und externen Kosten sowie der Kosten der Versorgungssicherheit das wesentliche Entscheidungskriterium dar. Dies trägt damit unmittelbar zur Erreichung des Ziels der Kostengünstigkeit bei.

Dieses Projekt versteht sich in Bezug auf die Versorgung mit stromspezifischen Energiedienstleistungen als umfassendes strategisches Begleitprojekt der gesamten Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“.

Die in der Ausschreibung angesprochene Analyse der „übergeordneten gesamtwirtschaftlichen Machbarkeit der einzelnen Technologielinien“ ist speziell in Bezug auf die Versorgung mit stromspezifischen Energiedienstleistungen ein zentraler Punkt dieses Projekts. Diese Machbarkeit wird in umfassenden Szenarien, in denen vielfältige Wechselwirkungen und Aspekte berücksichtigt sind, dargestellt.

## 11.2 Einbeziehung der Zielgruppen

Eine große Zahl an Stakeholdern sind für die Umsetzung der Ergebnisse relevant – prinzipiell alle am Aufbau eines nachhaltigen Energiesystems beteiligten Personengruppen. Entsprechend der Ausschreibung dieser Themenstellung stehen an erster Stelle der Zielgruppe die in der Politik und Verwaltung für die künftige Energiepolitik und Ausrichtung der Forschung und Entwicklung in nachhaltigen Energietechnologien verantwortlichen Personen.

Entsprechend wurde für den Abschlussworkshop ein breites Spektrum an Stakeholdern eingeladen (Vertreter aus den zuständigen Abteilungen der Ministerien BMVIT, BMLFUW, BMWA, Ländervertreter und Landesenergiebeauftragte, der Regulierungsbehörde, Arbeiter-Landwirtschafts- und Wirtschaftskammer, des VEÖ, Energiesprecher der Parlamentsparteien, Industrievertreter, FFG, Verbändevertreter, Vertreter der Forschung und Universitäten).

Der substanzielle potenzielle Nutzen für die erwähnten Zielgruppen des Projekts liegt darin, Klarheit in Bezug auf das Integrationspotenzial einzelner Energietechnologien in optimale Stromversorgungsportfolien zu erhalten, welche gesamtkostenminimale Lösungen liefern. Die jeweiligen Zielgruppen und Stakeholder können daraus ihre spezifische Strategie entwickeln, um sich auf die Szenarien einzustellen.

Die Vertreter von Politik und Verwaltung als primäre Zielgruppe sind auf Basis der Ergebnisse dieses Projekts in der Lage, die Auswirkungen langfristig wirkender Entscheidungen insbesondere hinsichtlich Forschung und Technologieentwicklung abzuschätzen und daraus die entsprechenden Prioritäten abzuleiten.

Neben dieser primären Zielgruppe Politik und Verwaltung ist aber auch für die Vertreter der in diesem Sektor tätigen Unternehmen sowie deren Interessensvertretungen der Nutzen dadurch gegeben, eine fundierte Entscheidungsgrundlage für die künftige

Unternehmensausrichtung zu erhalten. Darauf aufbauend können die Unternehmen die für sie günstigste Strategie entwickeln.

## **11.3 Beschreibung der Umsetzungspotenziale**

### **11.3.1 Marktpotenzial**

In den kommenden Jahrzehnten wird sich – auch aufgrund steigender fossiler Energiepreise – die Bedeutung eines nachhaltigen Energiesystems, das verstärkt Energieeffizienztechnologien und erneuerbare Energieträger nutzt, weiter erhöhen. Wie genau dieses Energiesystem der kommenden Jahrzehnte aber aussehen wird, entscheidet sich jedoch aufgrund langer Vorlaufzeiten und von Lock-in Effekten bereits jetzt. Die Entscheidungsträger aus Politik und Verwaltung, Wirtschaft und Interessensvertretungen müssen daher ein vitales Interesse daran haben, die entsprechenden Grundlagen zur Verfügung zu haben, um die richtigen Prioritäten bei langfristig wichtigen Entscheidungen zu erfüllen, wie beispielsweise im Bereich Forschung und Entwicklung. Darin besteht im Wesentlichen das „Marktpotenzial“ dieses Projekts. Dieses ist naturgemäß anders geartet als bei der Entwicklung bzw. Demonstration von spezifischen Technologien oder Anwendungen und daher weiter gestreut.

### **11.3.2 Verbreitungs- bzw. Umsetzungspotenzial**

Das Verbreitungs- und Umsetzungspotenzial dieses Projekts umfasst die Gestaltung des gesamten künftigen Sektors zur Bereitstellung optimaler stromspezifischer Energiedienstleistungen. Das Potenzial zur Umsetzung durch die an der Entwicklung beteiligten Stakeholder in Politik, Verwaltung, Wirtschaft und Forschung ist daher enorm. Durch die Adressierung dieser Entscheidungsträger im Diskussions- und Verbreiterungsprozess, insbesondere im Rahmen des Abschluss Symposiums, wird die Chance zur Umsetzung der abgeleiteten Empfehlungen noch erhöht. Dabei ist insbesondere die mögliche Umsetzung der Empfehlungen durch das BMVIT im Rahmen dieser Programmlinie, aber möglicherweise auch über das Programm „Nachhaltig Wirtschaften“ hinaus, angesprochen.

### **11.3.3 Potenzial für Demonstrationsvorhaben**

In welchen Technologie-Kategorien sich die größten Potenziale und Chancen für Forschung und Entwicklung und damit verbundenen Pilot- und Demonstrationsprojekten ergeben werden, zeigen die Ergebnisse dieses Projekts. Da es sich bei dem vorliegenden Projekt nicht um spezifische Technologieentwicklung handelt, kann nicht von einer Umsetzung in Richtung eines Demonstrationsprojektes im üblichen Sinne gesprochen werden.

Eines der Hauptrisiken bei der Realisierung und Umsetzung der Empfehlungen ist sicherlich in politischen Prozessen zu sehen, die langfristige Auswirkungen beschränkt berücksichtigen. Um dieses Risiko zu minimieren, wurden im Zuge des Diskussionsprozesses die Schlussfolgerungen auf möglichst klare, eindeutige

Handlungsempfehlungen herunter gebrochen, mit den Entscheidungsträgern im Detail diskutiert und auf ihrer Realisierbarkeit geprüft.

## **11.4 Weitere Verwendung der erarbeiteten Ergebnisse und Ausblick**

Mit den in diesem Projekt erarbeiteten Daten, Konzepten und mit der Implementierung des Modells „Stromzukunft“ wurde ein Instrumentarium geschaffen, das ausgezeichnet zur Analyse des österreichischen Stromsektors geeignet ist. Unterschiedliche Rahmenbedingungen wie beispielsweise Energiepreise, Mobilisierbarkeit von Potenzialen, sowie die Wirkungsweise politischer Förderinstrumente lassen sich darin simulieren. Zahlreiche Fragestellungen zu technologiespezifischen Trends, Ressourcenverbrauch etc. können damit beantwortet werden.

Die Energy Economics Group / TU-Wien wird dieses Instrumentarium konkret in einem Projekt der Programmlinie „Energie der Zukunft“ anwenden: Im Projekt „KlimAdapt – Ableitung von prioritären Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems an den Klimawandel“ ([www.eeg.tuwien.ac.at/klimadapt](http://www.eeg.tuwien.ac.at/klimadapt)) dient das Modell „Stromzukunft“ zur Untersuchung der Auswirkungen des Klimawandels auf das Stromsystem (aufgrund veränderter Angebotspotenziale und Anpassungen im Energiebedarf).

Der modulare Aufbau des Projekts ermöglicht, dass auch andere Technologien, die möglicherweise in diesem Projekt unzureichend behandelt werden (wie z.B. die Rolle von Mikrotechnologien), in einem weiteren Schritt in das Modell und die Szenarien integriert werden. Daraus könnten sich mögliche weitere Folgeprojekte ergeben.

Die erstellten Szenarien stellen eine Fülle möglicher Entwicklungspfade dar. Dennoch ergibt sich für spezifische Anwendungen eine Fülle weiterer Fragestellungen. Das entwickelte Instrumentarium ist zur Behandlung dieser Fragestellungen, sowohl auf regionaler, nationaler als auch internationaler Ebene sehr gut geeignet. Die Autoren streben an, die erarbeiteten Konzepte und Modelle auch auf andere Regionen zu übertragen und auf diese anzuwenden.

Neben dem Simulationsmodell stellen die Szenarien das zentrale Ergebnis dar, das politische Entscheidungsträger für ihre Arbeit weiterverwenden können und das auf wissenschaftlicher Ebene für weitere Projekte als Quelle und Referenz dienen kann.

Aufbauend auf den Szenarien können auch Schlussfolgerungen zur weiteren Entwicklung, den Stärken und Schwächen sowie der künftigen Herausforderungen der Branche „Erneuerbare Energiesysteme“ in Österreich erarbeitet werden.

## Literaturverzeichnis

Auer, H., Huber, C., Stadler, M., Obersteiner, C., Ragwitz, M., Klobasa, M. (2005): Modellierung von Kraftwerksbetrieb und Regelenergiebedarf bei verstärkter Einspeisung von Windenergie in verschiedene Energiesysteme unter Berücksichtigung des Lastmanagements, Endbericht, Projekt im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“, Wien.

Auer, H. (2009): Grid integration of distributed generation. Lecture in the MSc Program Renewable Energy in Central and Eastern Europe, Vienna.

Bliem, M. (2006): Ein makroökonomischer Bewertungsansatz zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz. 9. Symposium Energieinnovation, Graz.

BMU (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

Brauner, G. (2003): Blackout – Ursachen und Kosten. in: Energieverwertungsagentur, Versorgungssicherheit, energy 4/2003.

Consentec (2004): Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich. Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH, Aachen.

Consentec, IAEW, Frontier Economics (2006): Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagementmethoden <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/7930.pdf>

Cosijns, L., D'haeseleer, W. (eds.) (2007): EUSUSTEL: European Sustainable Electricity; Comprehensive Analysis of Future European Demand and Generation of European Electricity and its Security of Supply, Final Technical Report.

Dany, G., Haubrich, H.J. (2000): Anforderungen an die Kraftwerksreserve bei hoher Windenergieeinspeisung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Nr. 12, S. 890-894, 2000.

DENA (2009): <http://www.thema-energie.de/energie-im-ueberblick/zahlen-daten-fakten/statistiken/energieerzeugung/energiebedingte-co2-emissionen.html>.

Directive 2003/54/EC (2003): Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC. Official Journal, L 176: 37-55.

DIW (Berlin, 2007): Politikberatung kompakt 23 Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen <http://www.diw.de/deutsch/44817.html>

DIW Berlin (2007): Manfred Horn, Hella Engerer, Christian von Hirschhausen, Vitaly Kalashnikov, Claudia Kemfert, Michael Kohlhaas, Georg Zachmann Auswirkungen der EU-Integration auf die deutsche Energieversorgung: Endbericht ; Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/63381/diwkompakt\\_2007-031.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/63381/diwkompakt_2007-031.pdf)

Djapic, P., Ramsay, C., Pudjianto, D., Strbac, G., Mutale, J., Jenkins, N., Allan, R. (2007): Taking an active Approach, IEEE power & energy magazine 1540-7977/07.

EC (2007): The European Commission, DG Competition report on energy sector inquiry (SEC(2006)1724, 10 January 2007) [http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/full\\_report\\_part2.pdf](http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part2.pdf) (S.122)

EC (2008): European Energy and Transport Trends to 2030 – update 2007, European Communities, Luxembourg, 2008.

EC (2006a): European Energy and Transport – Scenarios on energy efficiency and renewables, European Communities, Luxembourg, 2006.

EC (2006b): European Energy and Transport – Scenarios on high oil and gas prices, European Communities, Luxembourg, 2006.

E-Control (2005): Studie „Dezentrale Erzeugung in Österreich“, Wien.

E-Control (2007): Evaluierung der Ökostromentwicklung und Ökostrompotenziale, Energie-Control GmbH, Wien.

E-Control (2009): E-Control GmbH, Zahlen, Daten, Fakten, [http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL\\_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN](http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN).

ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTS- UND –ORGANISATIONSGESETZ (EIWOG): [http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL\\_HOME/INTERN/ADMINISTRATION/DATEIEN/GESETZE/ELWOG\\_KONSOLIDIERTE\\_FASSUNG.PDF](http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/INTERN/ADMINISTRATION/DATEIEN/GESETZE/ELWOG_KONSOLIDIERTE_FASSUNG.PDF)

EUROSTAT (2007): [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?\\_pageid=0,1136239,0\\_45571447&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=0,1136239,0_45571447&_dad=portal&_schema=PORTAL)

Erdmann G. (2009): Spielt Geld keine Rolle? Ökonomische Rationalität im Klimaschutz. [www.energiefakten.de](http://www.energiefakten.de).

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung/ Öko-Institut/ Forschungszentrum Jülich, Institut für Energieforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEF-STE) (ISI/ÖKO/STE) (2007): Wirtschaftliche Bewertung von Maßnahmen des Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP) (Zusammenfassung des Zwischenberichts), Karlsruhe/Berlin/Jülich.

Gatzen, Christoph (2007): The Economics of Power Storage. Theory and Empirical Analysis for Central Europe ISBN 978-3-8356-3138-0

Haas, R., Glachant, J. M., Keseric, N., & Perez, Y. 2006. Competition in the Continental European electricity market: despair or work in progress? In F. P. Sioshansi & W. Pfaffenberger (Eds.), Electricity Market Reform: An International Perspective. Amsterdam: Elsevier.

Haas, R., Wagner, E., Faber, T. (2006c): The relevance of cross-border transmission capacities for competition in the continental European electricity market, forthcoming.



Haas, Müller et al. (2008): Szenarien der gesamtwirtschaftlichen Marktchancen verschiedener Technologielinien im Energiebereich, Endbericht, Wien.

Haas, R., Kranzl, L., Kalt G., et al. (2008b):. Strategien zur optimalen Erschließung der Biomasse-Potenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an Treibhausgasemissionen, Projekt in der Forschungsausschreibung „Energiesysteme der Zukunft“ im Auftrag des BMVIT, EdZ Projektnr. 811260, Inst. Für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien.

Haber, A. (2005): Entwicklung und Analyse eines Qualitätsregulierungsmodells für die österreichischen Mittelspannungsnetze, Dissertation, Technische Universität Graz.

Hirschhausen, Weigt (2006): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland [http://www.tu-dresden.de/www/leeg/publications/wp\\_em\\_15\\_hirschhausen\\_weigt\\_zachmann\\_marktmacht\\_deutschland\\_elektrizitaet.pdf](http://www.tu-dresden.de/www/leeg/publications/wp_em_15_hirschhausen_weigt_zachmann_marktmacht_deutschland_elektrizitaet.pdf)

Huber, C., Faber, T., Resch, G., Auer, H., Obersteiner, C. (2005): Auswirkungen von Förderinstrumenten auf den Ausbau Erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung in Europa unter Berücksichtigung von windbedingten Zusatzkosten, Zeitschrift für Energiewirtschaft 29 (2005) 1.

Improgres (2008): Newsletter No.1, May 2008.

Irrek, Wolfgang und Stefan Thomas (2006): Der EnergieSparFonds für Deutschland. Edition der Hans-Böckler-Stiftung 169, Düsseldorf

Junginger M., Faaij A., Turkenburg W.C. (2005): Global experience curves for wind farms, Energy Policy 33, Issue 2, 133-150.

KOM (2007): Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlamentes und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt [http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/com/2007/com2007\\_0528de01.pdf](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/com/2007/com2007_0528de01.pdf)

London Economics (2006): Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005

Lugmaier, A., Brunner, H. (2008): Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz - Intelligente Stromnetze der Zukunft, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 13a/2008.

Lux, R. (1999): Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme, Stuttgart: Universität Stuttgart.

Mayer-Spohn, O., Ellersdorfer, I., (2006): EUSUSTEL WP3 Report on Coal-Fired Technologies.

Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007:Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung [http://www.monopolkommission.de/sg\\_49/text\\_s49.pdf](http://www.monopolkommission.de/sg_49/text_s49.pdf)

NMA, BNetzA, CReg, ILR, CR (2007): Action Plan 5-Country Market Coupling, [http://www.nma-dte.nl/images/compress12022007uk\\_tcm7-99521.pdf](http://www.nma-dte.nl/images/compress12022007uk_tcm7-99521.pdf)

Ockenfels Axel (2007): 12-29 Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis. Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie [http://ockenfels.uni-koeln.de/uploads/tx\\_ockmedia/2007-09-03-et.pdf](http://ockenfels.uni-koeln.de/uploads/tx_ockmedia/2007-09-03-et.pdf)

Panos Konstantin (2007): Praxishandbuch Energiewirtschaft –Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt

Pöyry, 2008. Wasserkraftpotenzialstudie Österreich, Endbericht. Studie erstellt von Pöyry Energy GmbH im Auftrag des VEÖ.

Pyrko, Huber et al. (2004): Determination of the Potentials and Cost of Energy Efficiency Measures on the Demand Side in the EU15 Member States. Work Package 5 Report.

Redl, C., Haas, R., Huber, C., Böhm, B. (2009): Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors, Energy Economics 31(3), 356-364.

Redl, C., Obersteiner, C., Auer, H., Weber, C., Vogel, P., (2009): SUPWIND Deliverable D 4.1 - Report on Findings of Working Package 4 - Identification of overall scenarios on the European electricity market, Vienna.

Richtlinie 2003/87/EG (2003): RICHTLINIE 2003/87/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft. [http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/oj/2003/l\\_275/l\\_27520031025de00320046.pdf](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/oj/2003/l_275/l_27520031025de00320046.pdf)

SPIEGEL (11/07): „Kartell der Preistreiber“ S. 76-78

SPIEGEL (12/07): „Die Rache der Geprellten“ S. 96-97

Statistik Austria (2006): Statistisches Jahrbuch 2006.

Sustelnet (2003): Review of technical options and constraints for integration of distributed generation in electricity networks; Policy and Regulatory Roadmap for the Integration of Distributed Generation and the Development of Sustainable Electricity Networks.

Todem, Leuthold (2006): Flow-Based Coordinated Explicit Auctions: Revenue Distribution and Developments [http://www.infraday.tu-berlin.de/fileadmin/documents/infraday/2006/papers/leuthold\\_todem-coair2006-paper-Flow-based\\_coordinated\\_auctions-v01-20\\_09\\_2006.pdf](http://www.infraday.tu-berlin.de/fileadmin/documents/infraday/2006/papers/leuthold_todem-coair2006-paper-Flow-based_coordinated_auctions-v01-20_09_2006.pdf)

UCTE (2009a): Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, Online Database, <http://www.ucte.org/services/onlinedatabase/>.

UCTE (2009b): System Adequacy Forecast 2009 – 2020, Brussels.

Verordnung 1228/2003 (2003): Regulation 1228/2003 of the European Parliament and of the Council concerning on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity. Official Journal of the European Union, L 176: 1-10.

VEÖ (2008a): Technische Überbrückung, VEÖ Journal 02/2008.

VEÖ (2008b): Initiative Wasserkraft – Masterplan zum Ausbau des Wasserkraftpotenzials, Wien.

Weber, C. (2007): Wozu Szenarien?, Essen.

Worldwide Fund for Nature, European Policy Office (WWF) (2005): Freezing Climate Change, How to cut a third of EU greenhouse gas emissions by 2020, Brussels.

Wuppertal Institut (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, Kurzfassung, Endbericht im Auftrag der E.ON AG, Wuppertal.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Entwicklung des Anteils der Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung (linke Skala) sowie des Stromverbrauchs (rechte Skala) in den drei Hauptszenarien. ....	11
Abbildung 2. Erzeugung und Verbrauch im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario.....	12
Abbildung 3. Jährlicher Unterstützungsbedarf für ab 2007 installierte „neue“ Erneuerbare im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario. ....	13
Abbildung 4. Ausbau der Technologien i und j im Jahr t im Modell.....	23
Abbildung 5. Auswirkungen von Lerneffekten auf den dynamischen Kostenverlauf einer erneuerbaren Technologie. ....	24
Abbildung 6. Endkundenpreise (Haushalte) für Elektrizität in allen EU-Ländern (ohne Steuern). Quelle: Eurostat (2007) .....	26
Abbildung 7. Größe der europäischen Stromkonzerne. Quelle: Eigene Recherchen .....	30
Abbildung 8. CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten eines einzelnen Unternehmens .....	31
Abbildung 9. Prinzip des Zertifikatshandels .....	32
Abbildung 10. Preisentwicklung für CO <sub>2</sub> -Zertifikate in der ersten Handelsperiode .....	33
Abbildung 11. Merit Order bei Einpreisung von CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten.....	35
Abbildung 12. Überschüsse und Unterdeckungen einzelner EU-Länder .....	37
Abbildung 13. Beispielhafte Merit Order im Extrempreisszenario für CERs .....	40
Abbildung 14. Merit Order bei moderaten Preisen für CERs .....	41
Abbildung 15. Preisdifferenzen einzelner Stunden EEX-Powernext-EXAA im Jahr 2007 .....	46
Abbildung 16. Merit-Order-Kurve des mitteleuropäischen Marktes (AT+DE+FR+CH) für Jänner 2006. Zur Verdeutlichung der möglichen Preiseffekte hervorgerufen durch die starke Konvexität der Angebotskurve ist eine beispielhafte Spitzenlastnachfragekurve im Diagramm eingezeichnet. Quelle: UCTE, EEX, BAFA, eigene Berechnungen .....	48
Abbildung 17. Prinzip der strategischen Verknappung .....	49
Abbildung 18. Vergleich der EEX-Preise und der Erzeugungskosten. Quelle: EEX, eigene Berechnung.....	50
Abbildung 19. Einfluss des Spotpreises auf den Terminmarkt.....	52
Abbildung 20. Stromnachfrageszenarien für Österreich. Quelle: EC (2008), eigene Berechnungen.....	57
Abbildung 21. Entwicklung der Primärenergiepreise für Kohle, Öl und Gas. Quelle: EC (2008) sowie dessen Anpassung.....	58
Abbildung 22. Bandbreiten für CO <sub>2</sub> -Preise bis 2030. Quelle: EC (2008), eigene Berechnungen.....	59
Abbildung 23. Aufteilung der installierten Erzeugungskapazitäten (abzüglich Eigenverbrauch) im erweiterten mitteleuropäischen Strommarkt (AT+CH+DE+FR+CZ+PL). Quelle: UCTE (2009), nationale Statistiken (2009), EEG .....	60
Abbildung 24. Obere Schranken der Großhandelspreisentwicklung in den Tief- und Hochpreisszenarien. Quelle: EC (2008), Cosijns und D'haeseleer (2007), eigene Berechnungen.....	61

Abbildung 25. Verlauf der Fixkosten der betrachteten erdgas- und steinkohlebefeuerten Kraftwerkstechnologien. Quelle: Cosijns und D'haeseleer (2007), Haas, Müller et al. (2008), eigene Berechnungen .....	64
Abbildung 26. Aufschlüsselung der Gesamtkosten eines 150 MW Onshore-Windparks. Quelle: Sustelnet (2003).....	66
Abbildung 27. Entwicklung der Investitionskosten von Windenergieanlagen. Quelle: BMU (2004), Cosijns und D'haeseleer (2007), Haas, Müller et al. (2008), eigene Berechnungen .	66
Abbildung 28. Entwicklung der langfristigen Grenzkosten einer Windenergieanlage. Quelle: Eigene Berechnungen.....	67
Abbildung 29. Vergleich der Kosten-Potenzialkurven für Windenergie in den Jahren 2005 und 2050. Quelle: Eigene Berechnungen .....	67
Abbildung 30. Dynamische Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Biomasse- und Biogasanlagen in einem Szenario mit moderaten Lernraten. Quelle: Cosijns und D'haeseleer (2007), Haas, Müller et al. (2008), Haas et al. (2008b), eigene Berechnungen.	68
Abbildung 31. Entwicklung der Investitionskosten von PV-Anlagen. Quelle: Cosijns und D'haeseleer (2007), Haas, Müller et al. (2008), eigene Berechnungen .....	69
Abbildung 32. Entwicklung der langfristigen Grenzkosten einer PV-Anlage. Quelle: Eigene Berechnungen.....	70
Abbildung 33. Wasserkraftpotenziale in Österreich. Quelle: Pöyry Energy (2008) .....	71
Abbildung 34. Verlauf der zusätzlichen Wasserkrafterzeugung in Österreich. Quelle: Pöyry Energy (2008), VEÖ (2008b), eigene Berechnungen .....	72
Abbildung 35. Potenziale zur Treibhausgas-Minderung durch Endenergieeffizienz innerhalb von 10 Jahren, wenn in jedem Fall die effizienteste Technik zum Einsatz kommt, und Nettokosten aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive: durchschnittliche Energieeinsparungskosten (dicke Linie) und CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten (dünne Linie) im Vergleich zu den Kosten bei ohnehin durchzuführenden Maßnahmen, unter Berücksichtigung der eingesparten Energiesystemkosten (daher Nettokosten). Die Breite der Stufen in der Treppenkurve zeigt das Potenzial einer Technik, die Tiefe auf der Treppe ihre Wirtschaftlichkeit. Wenn die Kosten eingesparter Energie kleiner als Null sind, ist das Potenzial wirtschaftlich. Links unten sind daher die wirtschaftlichsten Potenziale. Den Berechnungen liegen Energiepreise von 2004 zugrunde. Quelle: Wuppertal Institut (2006).....	76
Abbildung 36. Der generelle Politikinstrumente-Mix zur Förderung der Verbesserung der Endenergieeffizienz. Die Abbildung zeigt, dass dabei zunächst in einem Technikmarkt bei der Energieanwendung die Hemmnisse für alle Marktakteure analysiert werden müssen. Sodann gilt es, aus dem dargestellten Mix das jeweils geeignete Paket von Instrumenten zu schnüren. Quelle: Wuppertal Institut (2007).....	82
Abbildung 37. Der Acht-Punkte-Plan der Bundesregierung zum Klimaschutz. Die Maßnahmen 1, 5 und 7 zielen auf das Energiesparen durch Verbesserung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite (Endenergieeffizienz), die Maßnahmen 2 und 4 auf ein energieeffizienteres Energieangebot. Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit .....	85
Abbildung 38. Nachfragekurve aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen. Quelle: Pyrko, Huber et al. (2004) .....	88
Abbildung 39. Ermittlung der Nachfragekurve unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen. Quelle: Pyrko, Huber et al. (2004) .....	89
Abbildung 40. Auswirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen auf den Stromverbrauch in unterschiedlichen Strompreisszenarien. Quelle: EC (2008), Pyrko, Huber et al. (2004), eigene Berechnungen .....	90

Abbildung 41. Relativer Effizienzvergleich der Szenarien „Referenz“, „Referenz inkl. DSM“ sowie „CO <sub>2</sub> “ im Vergleich zum Maximalszenario. Quelle: Eigene Berechnungen.....	93
Abbildung 42. Jahresreihen der Trassenlängen des österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetzes. Quelle: E-Control (2007) .....	95
Abbildung 43. Geographische Verteilung des österreichischen Stromnetzes sowie der Kraftwerke mit einer Engpassleistung größer 5 MW. Quelle: E-Control (2003) .....	96
Abbildung 44. Indizierte reale Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze in Österreich, Deutschland, Norwegen und den USA. Quelle: Auer (2009) .....	97
Abbildung 45. Verlauf des Gesamtinvestitionsbedarfes im Netzbereich in Abhängigkeit von der Marktdurchdringung dezentraler Erzeugungstechnologien. Quelle: Auer (2009). .....	97
Abbildung 46. Grundprinzip des Stromhandels zwischen zwei Ländern. Quelle: Haas et al. (2006c) .....	98
Abbildung 47. Auktionspreise für grenzüberschreitende Übertragungsleitungen. Quelle: Haas et al. (2006c) .....	99
Abbildung 48. Engpässe an den grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen von und nach Österreich im Jahr 2007. Die schwarzen Pfeile repräsentieren eine zu 100% ausgelastete Leitung. Quelle: UCTE (2008).....	100
Abbildung 49. Reduktion des Wirkungsgrades bei Betrieb in Teillast. Quelle: Lux (1997) ..	104
Abbildung 50. Bedarf an manueller Minutenreserve $P_{MR}$ bezogen auf die Jahreshöchstlast $P_{L,max}$ in Abhängigkeit der installierten Windkraftleistung für unterschiedliche Standardabweichungen $\sigma_{err}$ des Prognosefehlers. Quelle: Dany, Haubrich (2000) .....	105
Abbildung 51. Leistungszeitreihe der Windeinspeisung in Österreich im Jahr 2020. Quelle: Auer et al. (2005).....	107
Abbildung 52. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO <sub>2</sub> -, und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im Referenzszenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007), eigene Berechnungen .....	108
Abbildung 53. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT (oben) sowie Anteil der Primärenergieträger an RES-E-Erzeugung exkl. Wasserkraft (unten).....	109
Abbildung 54. Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des Kraftwerkssektors im Referenzszenario. Die graue Linie stellt die Emissionen aus exogen vorgegebenen Kraftwerken dar (Anlagen die vor 2007 bereits in Betrieb oder in Planung waren). Die Differenzmenge zwischen schwarzer und grauer Linie sind CO <sub>2</sub> -Emissionen aus modellendogenen Kraftwerksinvestitionen. ....	110
Abbildung 55. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im Referenzszenario inkl. Erneuerbaren-Förderung. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Referenzszenario ohne Förderungen.....	111
Abbildung 56. Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des Kraftwerkssektors im Referenzszenario inkl. Erneuerbaren-Förderung (schwarze Linie) im Vergleich zu den Emissionen im Referenzszenario (graue Linie). .....	112
Abbildung 57. Anteil der Primärenergieträger an der Erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im Referenzszenario inklusive Erneuerbaren-Förderung.....	112
Abbildung 58. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für „neue“ Erneuerbare im Referenzszenario inklusive Erneuerbarenförderung. ....	113
Abbildung 59. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO <sub>2</sub> -, und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario. Die schwach schraffierten Linien zeigen die entsprechenden Entwicklungen im	

Referenzszenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007), eigene Berechnungen.....	114
Abbildung 60. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Referenzszenario. ....	115
Abbildung 61. Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des Kraftwerkssektors im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario. ....	115
Abbildung 62. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft). ....	116
Abbildung 63. Erzeugung und Verbrauch im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario.....	117
Abbildung 64. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für ab 2007 neu installierte „neue“ Erneuerbare im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario. ....	118
Abbildung 65. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO <sub>2</sub> -, und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario. Die schwach schraffierten Linien zeigen die entsprechenden Entwicklungen im Referenzszenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007), eigene Berechnungen.....	119
Abbildung 66. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Referenzszenario. ....	120
Abbildung 67. Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des Kraftwerkssektors im CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario (schwarze Linie). Die unterirdisch zu speichernden Emissionen der CCS-Kraftwerke sind in diesen Emissionen nicht enthalten. Die graue Linie (rechte Skala) zeigt die jährlichen Emissionen aus CCS-Kraftwerken. Diese müssen unterirdisch gespeichert werden. ....	121
Abbildung 68. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario. ....	122
Abbildung 69. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für „neue“ Erneuerbare im CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario. ....	123
Abbildung 70. Bandbreite der jährlichen Stromproduktionsmengen der modellierten erneuerbaren Technologien in den Szenarien im Jahr 2025 (oben) und 2050 (unten). Quelle: Eigene Berechnungen.....	125
Abbildung 71. Entwicklung der Stromnachfrage in Österreich unter Referenzbedingungen sowie unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen. Quelle: EC (2008), Pyrko, Huber et al. (2004), eigene Berechnungen.....	144
Abbildung 72. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Referenzszenario ohne Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen.....	145
Abbildung 73. Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des Kraftwerkssektors im Referenzszenario inkl. DSM im Vergleich zu den Emissionen im Referenzszenario.....	146
Abbildung 74. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im Effizienz-Szenario ohne Erneuerbaren-Förderung. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario unter Berücksichtigung von Förderungen für „neue“ Erneuerbare. ....	147
Abbildung 75. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im Effizienzzenario ohne Erneuerbarenförderung. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die entsprechende	

Entwicklung im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario unter Berücksichtigung von Förderungen für „neue“ Erneuerbare.....	148
Abbildung 76. Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des Kraftwerkssektors im Effizienz-Szenario ohne Erneuerbaren-Förderungen.....	149
Abbildung 77. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO <sub>2</sub> -, und Strompreise sowie Stromnachfrage) im Effizienz/Erneuerbaren/CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario. Die schwach schraffierten Linien zeigen die entsprechenden Entwicklungen im Referenzszenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2006), eigene Berechnungen.....	150
Abbildung 78. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im Effizienz/Erneuerbaren/CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Referenzszenario.....	151
Abbildung 79. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im Erneuerbaren/Effizienz/CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario.....	152
Abbildung 80. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für „neue“ Erneuerbare im Effizienz/Erneuerbaren/CO <sub>2</sub> -Reduktionsszenario.....	153



## Tabellenverzeichnis

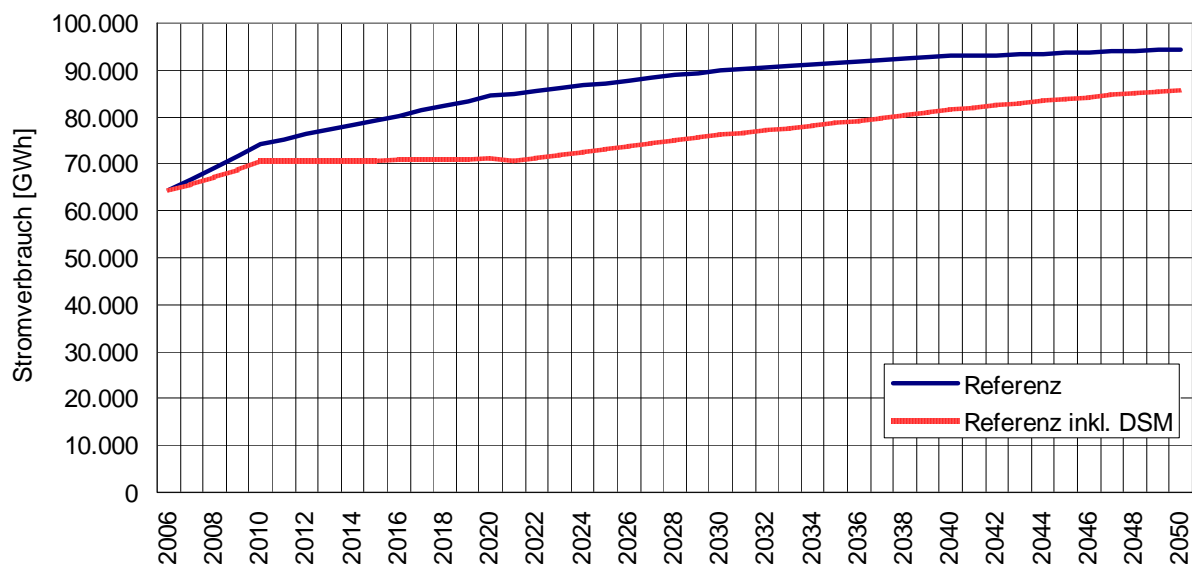
Tabelle 1. Österreichischer Kraftwerkspark. Quelle: E-Control.....	30
Tabelle 2. Nationale Allokationspläne .....	38
Tabelle 3. Durchschnittspreise am Spotmarkt der European Energy Exchange .....	47
Tabelle 4. Basisdaten und qualitative Entwicklung der Szenarioparameter im Modell „Stromzukunft“.....	56
Tabelle 5. Vergleich der Investitionskosten der im Modell abgebildeten Technologien im Jahr 2005. Quelle: Cosijns und D'haeseleer (2007), Haas, Müller et al. (2008) .....	64
Tabelle 6. Systemlängen des österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetzes. Quelle: E-Control (2008).....	94
Tabelle 7. Zusammenfassung der exogenen Parameter in den drei Hauptszenarien. ....	124

## Anhang

### Referenzszenario unter Berücksichtigung nachfrageseitiger Energieeffizienzmaßnahmen

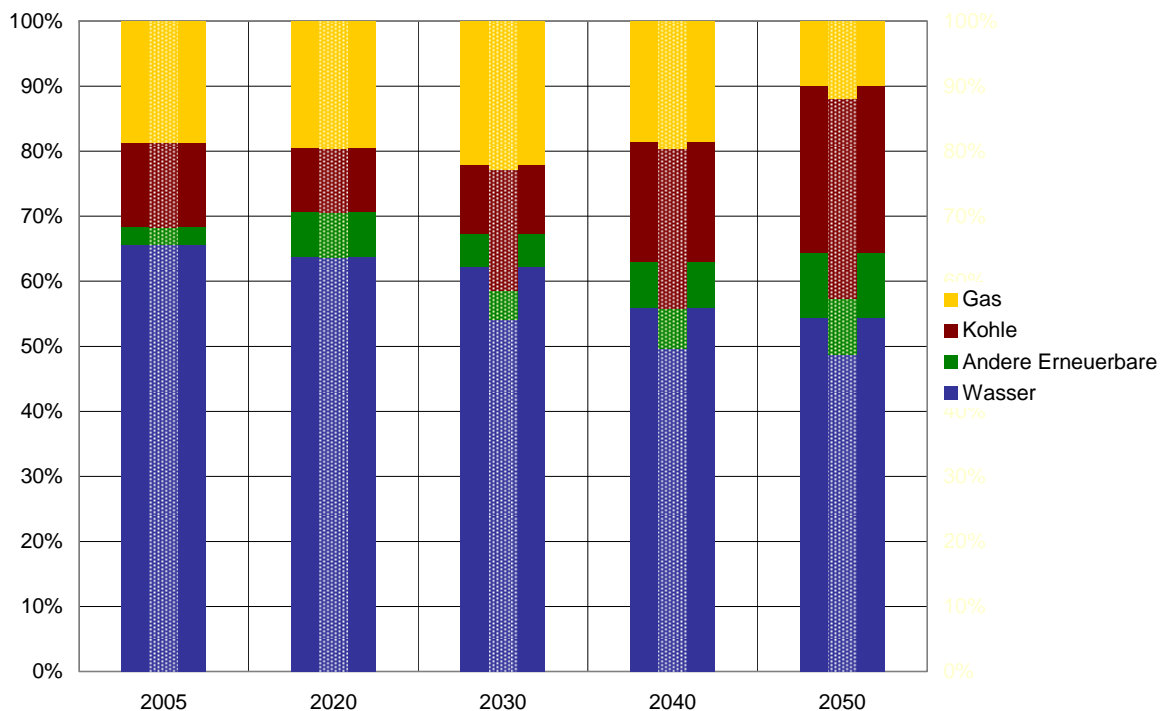
Dieses Szenario stellt eine Variation des Referenzszenarios dar, in dem durch entsprechende Informationsinitiativen sowie begleitende Effizienz- und Ordnungspolitiken, eine Reduktion des Stromverbrauchs erreicht wird. Eine Motivation dafür könnte die Emissionsprognose im Referenzszenario sowie die (globale) Einigung auf langfristige Treibhausgasemissionen darstellen (siehe Abbildung 54). Dieses Szenario ermöglicht einen Vergleich der durch Energieeffizienzmaßnahmen zu erzielenden Emissionsreduktionen mit den Reduktionen aufgrund angebotsseitiger Förderpolitiken ohne Nachfragebeeinflussung (siehe Kapitel 8.1.1).

In Abbildung 71 ist die Entwicklung der Stromnachfrage vergleichend für den Referenzfall sowie Referenzbedingungen unter zusätzlicher Berücksichtigung wirtschaftlicher Energieeffizienzmaßnahmen vergleichend dargestellt. Bis 2020 nimmt die Stromverbrauchsdifferenz kontinuierlich zu. Ab 2020 sinkt die Differenz in den beiden Szenarien, da die Wirkungsgradunterschiede aufgrund der technologischen Entwicklung zwischen effizientesten und durchschnittlichen Geräten abnehmen. Kapitel 6.3. diskutiert diese Entwicklung im Detail. Die Nachfrage reduziert sich im Jahr 2020 im Vergleich zum Referenzfall um 17%, im Jahr 2050 um 10%.



**Abbildung 71. Entwicklung der Stromnachfrage in Österreich unter Referenzbedingungen sowie unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen. Quelle: EC (2008), Pyrko, Huber et al. (2004), eigene Berechnungen**

Abbildung 72 zeigt die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung sowie die Anteile der Energieträger an der RES-E Erzeugung (exkl. Wasserkraft) im Referenzszenario.

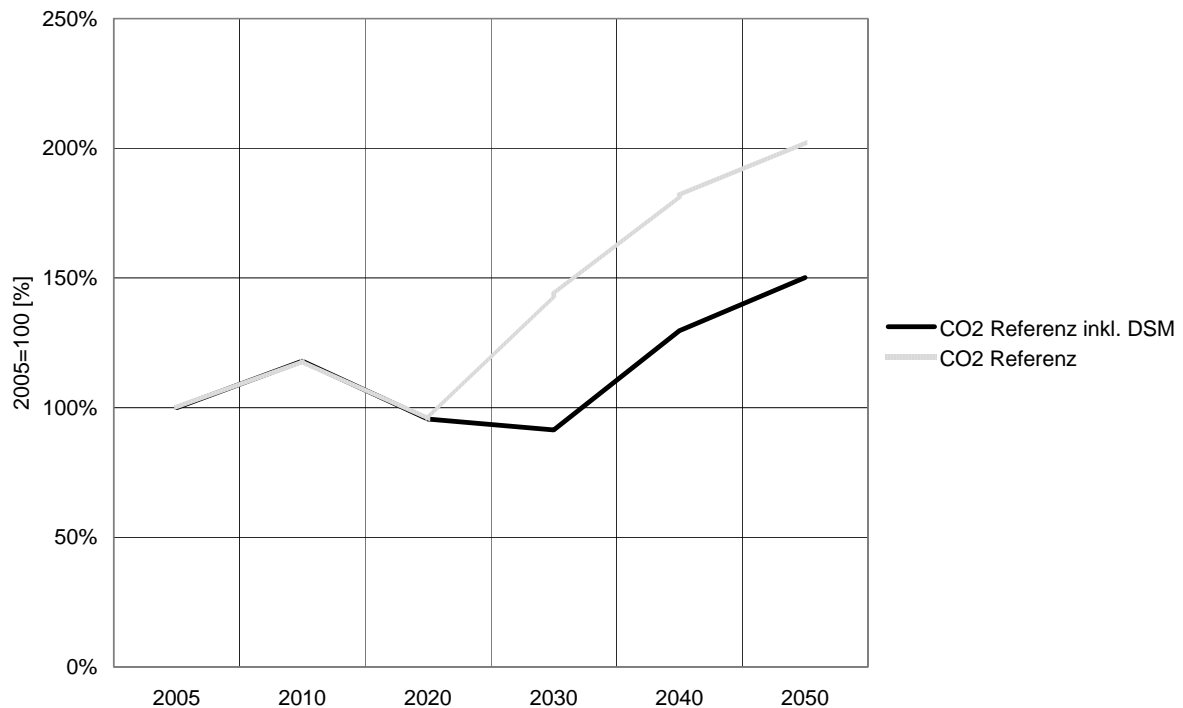


**Abbildung 72. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Referenzszenario ohne Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen.**

Im Unterschied zum Referenzszenario (ohne DSM) beträgt der Anteil der CO<sub>2</sub>-freien Erzeugung im Referenzszenario unter zusätzlicher Berücksichtigung realisierbarer nachfrageseitiger Energieeffizienzpotenziale im Jahr 2050 einen Anteil 64% (statt 57%). Bis 2020 ist aufgrund der trägen Systemdynamik kein Unterschied zum Referenzszenario ohne DSM feststellbar.<sup>35</sup> Nach dem Erreichen der Lebensdauer des exogen vorgegeben Kraftwerksparks – dieser umfasst alle vor 2007 installierten Anlagen,<sup>36</sup> sowie alle bis zum Jahr 2006 geplanten Kraftwerksprojekte – vollzieht das Elektrizitätssystem eine andere Entwicklung als im Referenzsystem ohne DSM; dafür zeichnet die reduzierte Stromnachfrage hauptverantwortlich. Dies ist mit entsprechenden Konsequenzen für die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors verbunden: Im Referenzszenario verdoppeln sie sich bis 2050; im Referenzszenario inkl. DSM erhöhen sie sich bis 2050 im Vergleich zu 2005 um 50% (siehe Abbildung 73).

<sup>35</sup> Dieses Resultat ergibt sich trotz eines unterschiedlichen Nachfragerlaufes. Neben den erwähnten Systemträgheiten ist auch ein bis 2020 positiver Importsaldo für diesen Effekt verantwortlich.

<sup>36</sup> Die bis zum Jahr 2006 installierten Anlagen erreichen spätestens 2040 ihre Lebensdauer.

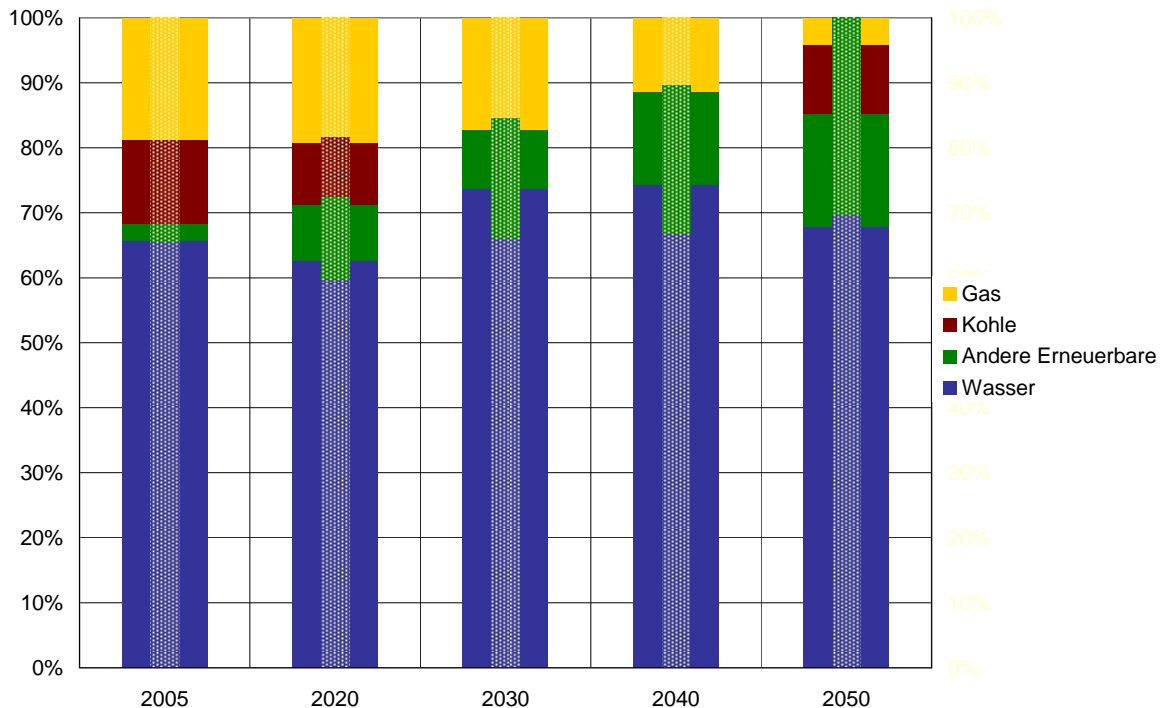


**Abbildung 73. Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors im Referenzszenario inkl. DSM im Vergleich zu den Emissionen im Referenzszenario.**

Der Fokus auf nachfrageseitige Politiken alleine reicht, aufgrund niedriger Referenzpreise und fehlender angebotsseitiger Förderpolitiken, nicht um die CO<sub>2</sub>-Emissionen langfristig zu reduzieren.

### **Effizienzscenario ohne Erneuerbaren-Förderung**

Unter der Annahme identischer exogener Parameter wie im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario (siehe Abbildung 59), aber ohne Förderungen für „neue“ Erneuerbare stellt sich die Entwicklung der Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung folgendermaßen dar (siehe Abbildung 74). Diese Szenariovariation testet den Einfluss von fehlenden Förderpolitiken und implementierten Effizienzpolitiken im Hochpreisszenario auf die zu erzielenden CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen.



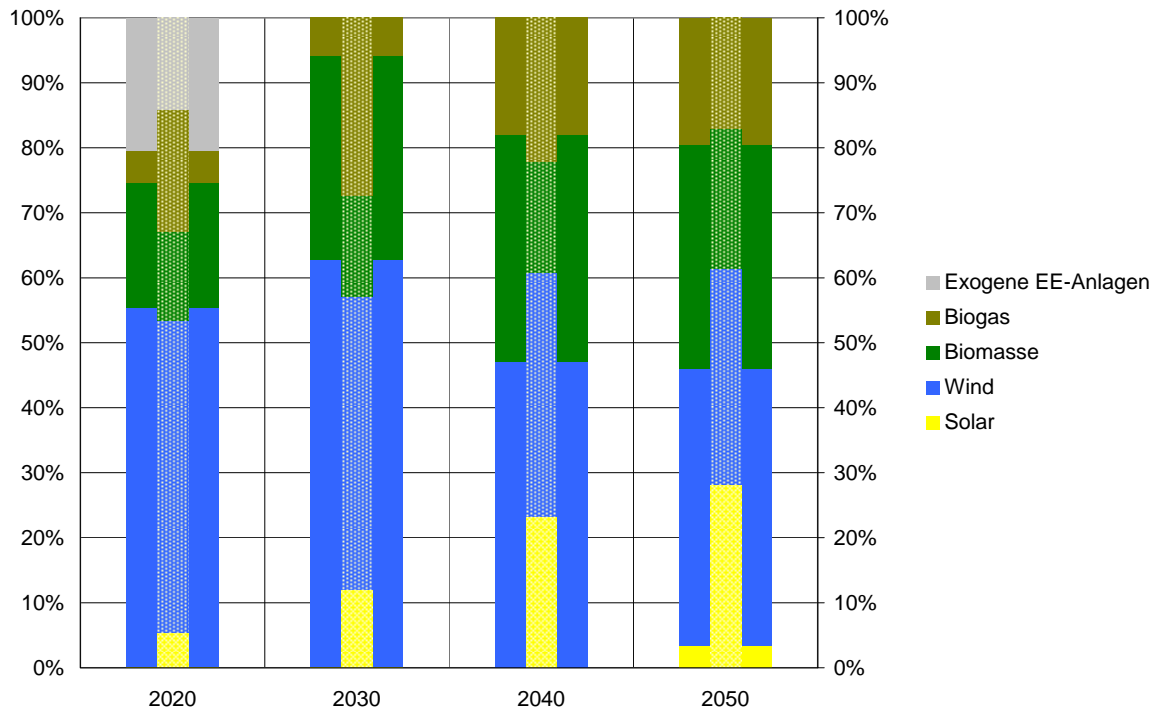
**Abbildung 74. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im Effizienz-Szenario ohne Erneuerbaren-Förderung. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario unter Berücksichtigung von Förderungen für „neue“ Erneuerbare.**

Der Anteil der CO<sub>2</sub>-freien Erzeugung steigt im Szenario bis 2030 an. Der exogene Wasserkraftausbau, sowie die Erschließung wirtschaftlicher Windkraft- und Biomasse-KWK-Potenziale zeichnen für diese Entwicklung verantwortlich (siehe Abbildung 74). Dies wird durch hohe Stromgroßhandelspreise (siehe Abbildung 59) verstärkt. Aufgrund ausbleibender Förderungen können langfristig allerdings nur beschränkt CO<sub>2</sub>-freie Technologien erschlossen werden. Ab 2030 stagniert der Anteil der Erneuerbaren bei ca. 82%.<sup>37</sup>

Die „neuen“ Erneuerbaren (d.h. Windkraft, Biomasse, Biogas und Fotovoltaik) erhöhen ohne zusätzliche Förderungen ihren Anteil an der Stromerzeugung von 4% im Jahr 2005 auf 17% im Jahr 2050 (siehe Abbildung 74). Aufgrund fehlender Förderungen stellen Windkraft- sowie Biomasse-KWK-Anlagen die dominierenden Technologien im Bereich der „neuen“ Erneuerbaren dar. Nichtsdestotrotz erfolgt zwischen 2040 und 2050 ein Ausbau von fotovoltaischen Stromerzeugungsanlagen, da aufgrund des hohen Stromgroßhandelspreisniveaus die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen erreicht ist (siehe Abbildung 75). Im Jahr 2050 liefert die Wasserkrafterzeugung 50 TWh, Windkraft ca. 8 TWh, Fotovoltaik 1 TWh, Biomasse 5 TWh und Biogas 2 TWh. In Summe reduziert sich der Beitrag der erneuerbaren Stromproduktion im Vergleich zum Effizienzscenario mit Förderungen um 10 TWh.<sup>38</sup>

<sup>37</sup> Zum Vergleich steigt im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario der Anteil der CO<sub>2</sub>-freien Erzeugung kontinuierlich an und erreicht ab 2045 100%.

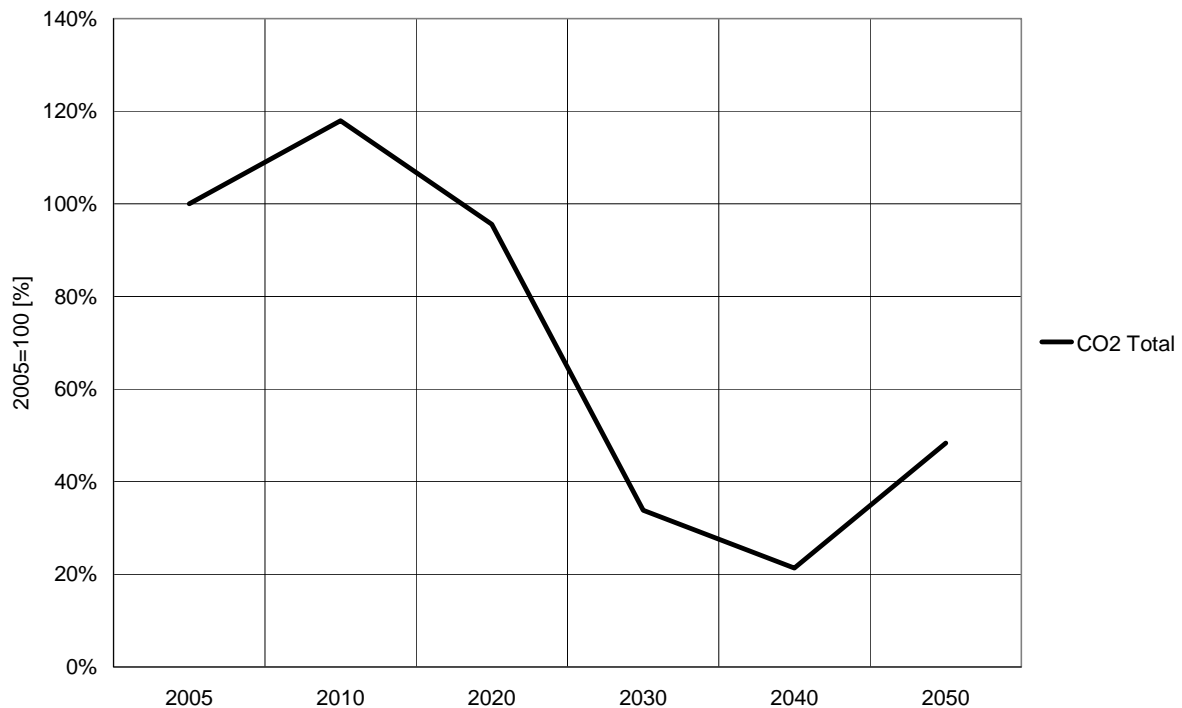
<sup>38</sup> Zum Vergleich beträgt der Inlandsstromverbrauch in beiden Szenarien im Jahr 2050 70 TWh.



**Abbildung 75. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im Effizienzscenario ohne Erneuerbarenförderung. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die entsprechende Entwicklung im Effizienz/Erneuerbaren-Szenario unter Berücksichtigung von Förderungen für „neue“ Erneuerbare.**

Aufgrund des Erreichens der Lebensdauer des exogen vorgegeben Kraftwerksparks<sup>39</sup> sowie fehlender Wirtschaftlichkeit „neuer“ Erneuerbarer durch ausbleibende Förderpolitiken, kommt es in diesem Szenario ab 2040 zum Neubau fossiler Kraftwerke. Dadurch steigen ab 2040 die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors an. Im Jahr 2050 betragen die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors 50% des Wertes aus 2005 (siehe Abbildung 76).

<sup>39</sup> Der exogene Kraftwerkspark umfasst Anlagen, die vor 2007 bereits in Betrieb waren, sowie Kraftwerksprojekte in fortgeschrittener Planungsphase.



**Abbildung 76. Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors im Effizienz-Szenario ohne Erneuerbaren-Förderungen.**

Zusammenfassend stellt sich die Entwicklung des österreichischen Stromversorgungssystems im Effizienz-Szenario ohne Förderungen für „neue“ Erneuerbare folgendermaßen dar: Trotz eines hohen Stromgroßhandelspreinsniveaus aufgrund hoher Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preise kann kein langfristiger Systemwechsel des Stromversorgungssystems bewerkstelligt werden. Die ausbleibende Förderung CO<sub>2</sub>-freier Technologien kann somit nicht durch ein höheres Preisniveau kompensiert werden. Preis- bzw. marktgetriebene Entwicklungen können in diesem Szenario somit nur beschränkte CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen bewerkstelligen.

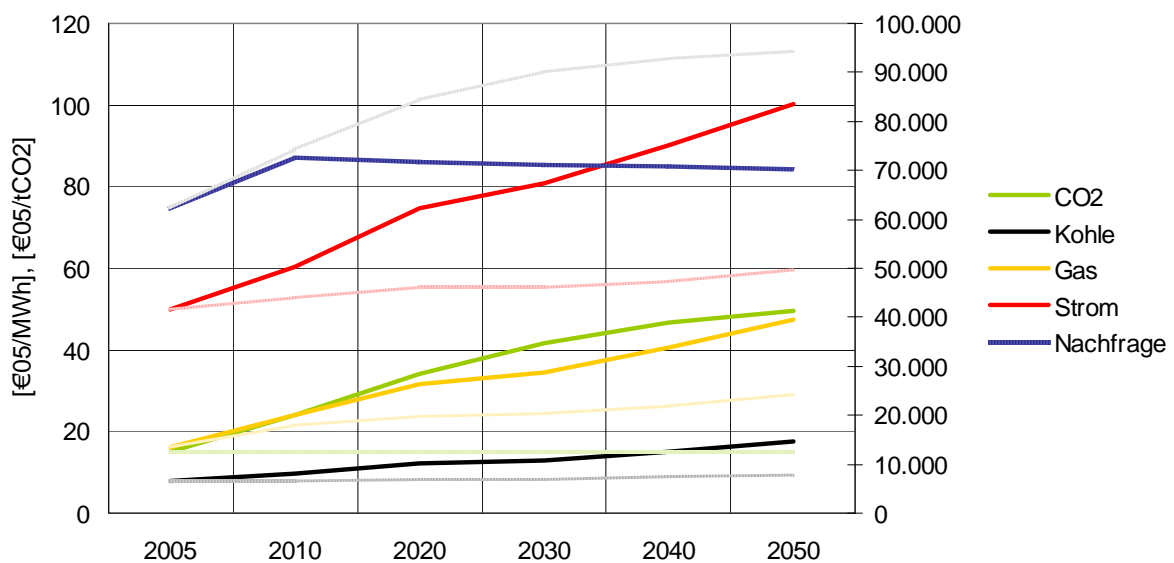
### **Effizienz/Erneuerbaren/CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario**

Dieses Szenario stellt eine Kombination aus den Hauptszenarien Effizienz/Erneuerbaren-Szenario sowie CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario dar. Die Preispfade bewegen sich daher zwischen den Pfaden im Effizienz/RES- und CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario. CCS steht als Vermeidungsoption in Österreich im geringeren Ausmaß als im CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario zur Verfügung. Die Förderung Erneuerbarer wird im Lauf der Zeit flexibilisiert und ermöglicht dadurch gezielten Mitteleinsatz. Energieeffizienzmaßnahmen sind sowohl politik- als auch preisgetrieben.

Abbildung 77 fasst die Entwicklung der exogenen Parameter im Effizienz/Erneuerbaren/CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario graphisch zusammen. Dieses Szenario zeichnet sich durch abnehmende und schließlich negative Verbrauchswachstumsraten und steigende Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preise aus. Kohlepreise steigen in diesem Szenario auf knapp 18

EUR/MWh, Gaspreis auf 47 EUR/MWh bis zum Jahr 2050 an. Der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis steigt von 15 EUR/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2005 auf 50 EUR/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2050 an. Als Konsequenz steigen die Stromgroßhandelspreise bis 2050 auf 100 EUR/MWh. Die Stromnachfrage steigt bis 2010 und fällt danach bis 2050 auf ca. 70 TWh.

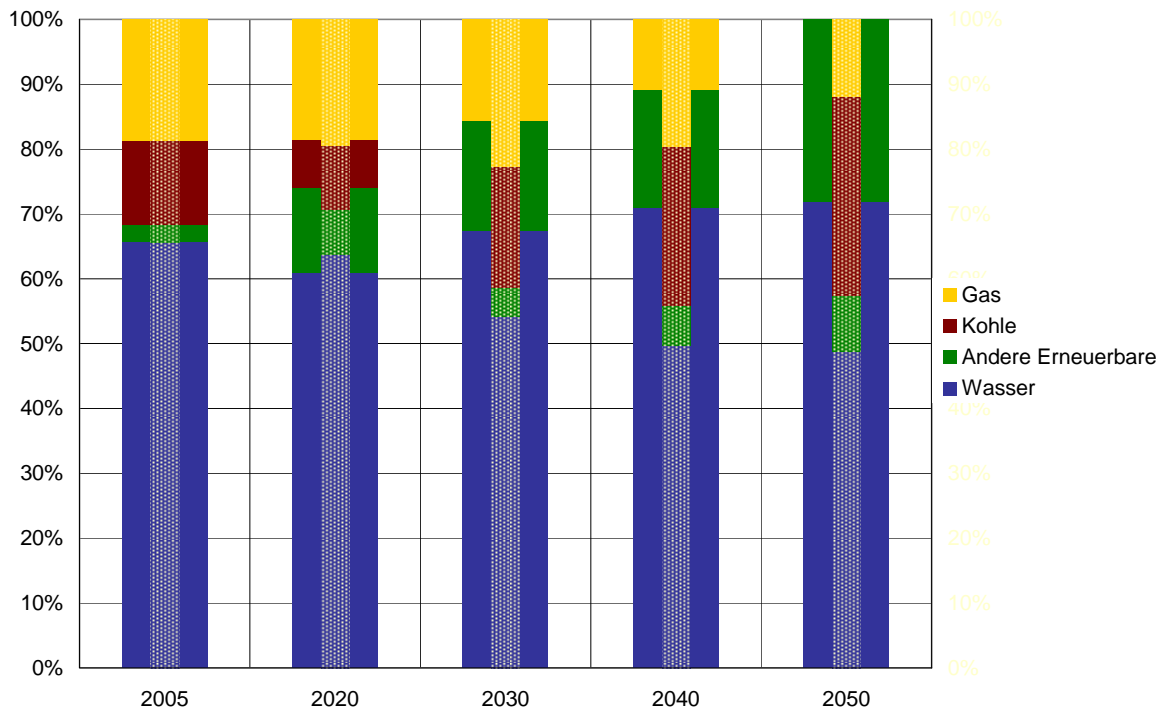
Für „neue“ Erneuerbare werden in diesem Szenario pro Jahr ca. 150 (2005) bis 60 Mio. € (2050) für neue Anlagen zur Verfügung gestellt. Die jährliche Fördersumme dient zur Deckung der Differenz von Erzeugungskosten und Marktpreisen über die gesamte Förderdauer. Da es sich um ein markt- und politikgetriebenes Kombinationsszenario handelt, erfolgt Beschränkung des fossilen Technologieportfolios. Kohlebefeuerte Steinkohlekraftwerke mit *Carbon Capture and Storage*-Technologien (CCS) stehen somit eingeschränkt zur Verfügung.



**Abbildung 77. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO<sub>2</sub>-, und Strompreise sowie Stromnachfrage) im Effizienz/Erneuerbaren/CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario. Die schwach schraffierten Linien zeigen die entsprechenden Entwicklungen im Referenzszenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2006), eigene Berechnungen**

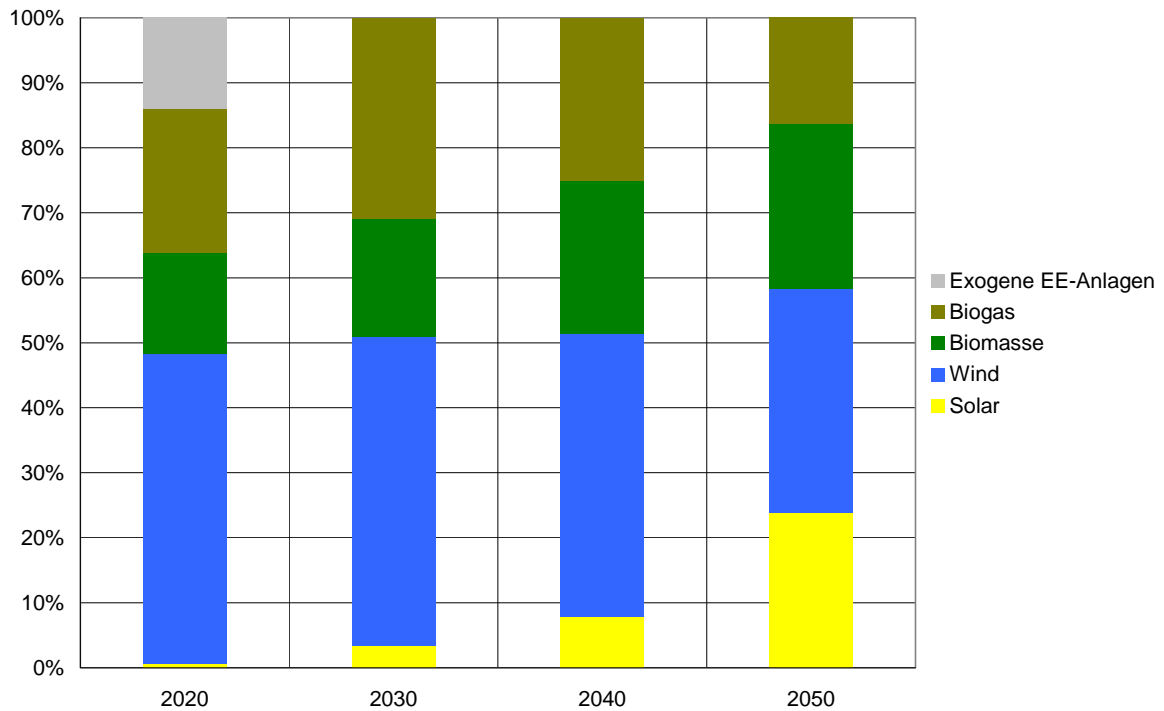
Abbildung 78 zeigt die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung im Effizienz/Erneuerbaren/CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario.





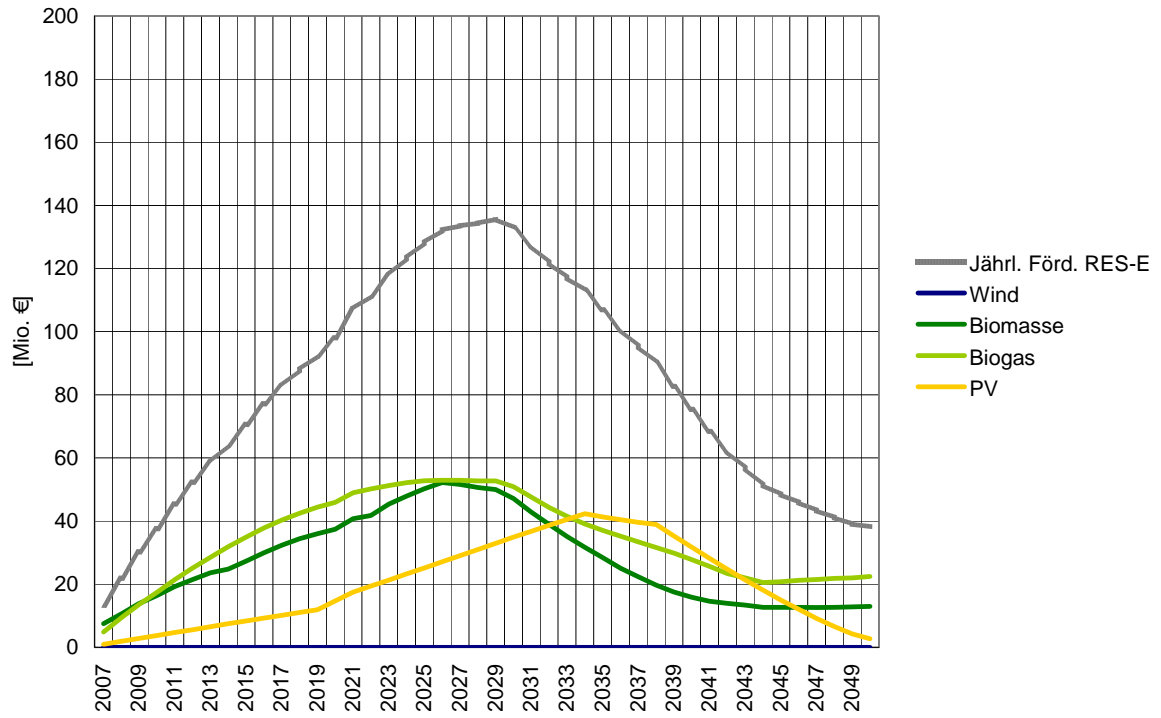
**Abbildung 78. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im Effizienz/Erneuerbaren/CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario. Die schraffierten Säulenanteile zeigen die Entwicklung im Referenzszenario.**

Aufgrund des hohen Preisniveaus am Stromgroßhandelsmarkt reicht ein, im Vergleich zum Effizienz/Erneuerbaren-Szenario, reduzierter Fördertopf um den Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung langfristig auf 100% steigen zu lassen (siehe Abbildung 78). Bis 2020 steigt der Anteil der Windkraft und Bioenergie stark an. Ab 2040 verzeichnet vor allem die fotovoltaische Stromerzeugung, aufgrund zunehmender Wirtschaftlichkeit, positive Wachstumsraten (siehe Abbildung 79). Im Jahr 2050 liefert die Wasserkrafterzeugung 50 TWh, Windkraft ca. 8,5 TWh, Fotovoltaik 6 TWh, Biomasse 6 TWh und Biogas 4 TWh.



**Abbildung 79. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im Erneuerbaren/Effizienz/CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario.**

Abbildung 80 zeigt den resultierenden jährlichen Unterstützungsbedarf für Windkraftanlagen, Biomasse- und Biogaskraftwerke sowie Fotovoltaikanlagen bis 2050. Die Unterstützungsvolumina dienen zur Abdeckung der Differenz von (langfristigen) Erzeugungskosten und den herrschenden Marktpreisen. Bis 2030 steigen die Unterstützungen auf ca. 135 Mio. EUR/Jahr an, und sinken bis 2050 auf ca. 40 Mio. EUR/Jahr. Die Entwicklung der Erzeugungskosten fossiler Referenztechnologien (und damit entsprechend der Marktpreise) sowie die zu erwartenden Kostendegressionen aufgrund technologischer Entwicklung der Erneuerbaren führen zum glockenkurvenartigen Verlauf der jährlichen Förderungen. Windenergieanlagen benötigen über den gesamten Simulationshorizont keine Förderungen. Fotovoltaikanlagen werden ab 2045 wirtschaftlich. Aufgrund der Kostenstruktur der Bioenergieanlagen (variabler Brennstoffkostenanteil) verlaufen die Förderausgaben für diese Technologien ab 2045 konstant.



**Abbildung 80. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für „neue“ Erneuerbare im Effizienz/Erneuerbaren/CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario.**