

ENDBERICHT

# Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich

Verfasser: Leonardo Barreto  
Herbert Tretter

Auftraggeber: Umweltbundesamt GmbH

## **Impressum**

---

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency,  
Mariahilfer Straße 136, A-1150 Wien; Tel. +43 (1) 586 15 24, Fax +43 (1) 586 15 24 - 40;  
E-Mail: [office@energyagency.at](mailto:office@energyagency.at), Internet: <http://www.energyagency.at>

Für den Inhalt verantwortlich: Dr. Fritz Unterpertinger

Gesamtleitung: Dr. Leonardo Barreto

Reviewing:

Layout: Dr. Leonardo Barreto

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency

Verlagsort und Herstellungsort: Wien

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet. Gedruckt auf chlorfrei gebleichtem Papier.

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Ziel und Intention des Berichts</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Das Modell BALMOREL</b> .....	<b>2</b>
2.1.1	Strukturgrößen .....	2
2.1.2	Modellexogene Größen.....	2
2.1.3	Zielfunktion und Modellergebnisse.....	3
2.1.4	Description of the BALMOREL model.....	5
<b>3</b>	<b>Abbildung der Stromaufbringung</b> .....	<b>6</b>
<b>3.1</b>	<b>Allgemeine Annahmen</b> .....	<b>6</b>
3.1.1	CO <sub>2</sub> -Zertifikatepreis.....	6
3.1.2	Brennstoffpreise .....	6
3.1.3	Netto-Stromimporte.....	7
<b>3.2</b>	<b>Wasserkraft</b> .....	<b>8</b>
3.2.1	Regelarbeitsvermögen .....	8
3.2.2	Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie.....	9
3.2.3	Optimierungspotenzial der bestehenden Wasserkraftwerke .....	10
3.2.4	Ausbaubares Wasserkraftpotenzial .....	10
<b>3.3</b>	<b>Ausbau von „Ökostromanlagen“ durch die 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008</b> .....	<b>11</b>
3.3.1	Die aktuelle Gesetzeslage für den weiteren Ausbau von Ökostromanlagen.....	11
3.3.2	Beschreibung des exogen modellierten Ökostromanlagenausbau.....	12
<b>3.4</b>	<b>Ausbau von „PV-Anlagen“ durch den Klima- und Energiefonds (KLI.EN)</b> .....	<b>18</b>
<b>3.5</b>	<b>Fossile Kraftwerke</b> .....	<b>20</b>
<b>3.6</b>	<b>Industrielle Erzeugung</b> .....	<b>22</b>
<b>4</b>	<b>Abbildung der Fernwärmeaufbringung</b> .....	<b>24</b>
4.1	Fernwärmennachfrage.....	24
4.2	Fernwärmeaufbringung .....	25
<b>5</b>	<b>Szenario „with implemented measures“</b> .....	<b>29</b>
<b>6</b>	<b>Sensitivitätsanalyse und Robustheitsanalyse</b> .....	<b>35</b>
6.1	Sensitivitätsanalyse .....	35
6.2	Robustheitsanalyse .....	40

<b>7</b>	<b>Szenario „with additional measures“ .....</b>	<b>42</b>
<b>8</b>	<b>Berechnung des Ökostromziels .....</b>	<b>48</b>
<b>9</b>	<b>Maßnahmen zur Erreichung des 34%-Zieles.....</b>	<b>51</b>
<b>10</b>	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>55</b>
<b>11</b>	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>57</b>

# 1 Ziel und Intention des Berichts

Das Umweltbundesamt koordiniert im Auftrag des BMLFUWs die Erstellung von „Energie-wirtschaftlichen Inputdaten und Szenarien zur Erfüllung der Berichtspflichten des EU Monitoring Mechanismus“. Auf Basis wirtschaftlicher Parameter sollen Energieszenarien erstellt werden, die als Grundlage für die Erstellung von Emissionsszenarien dienen. Die Emissionsszenarien stellen ein wichtiges Werkzeug für die Entwicklung und Einschätzung von Strategien zur Emissionsminderung dar.

Die Österreichische Energieagentur (AEA) wurde vom Umweltbundesamt beauftragt, Szenarien für die Strom- und Fernwärmeaufbringung sowie die Stromnachfrage Österreichs zu entwickeln. Die vorliegende Abhandlung stellt zwei Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich bis zum Jahr 2020 dar. Die Szenarien für öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung werden mit dem Bottom-up Optimierungsmodell BALMOREL quantifiziert.

Der vorliegende Endbericht stellt die Ergebnisse für die Szenarien „with implemented measures“ und „with additional measures“ dar. Das Szenario „with implemented measures“ berücksichtigt bis zum Juni 2008 durchgeführte und verabschiedete („adopted and implemented“) politische und sonstige Maßnahmen. Das Szenario „with additional measures“ wurde auf Basis von geplanten konkreten Maßnahmen berechnet.

## 2 Das Modell BALMOREL

Die Modellierung der Aufbringungsseite erfolgt mit dem Modell BALMOREL. BALMOREL ist ein lineares techno-ökonomisches Optimierungsmodell, das in jedem Jahr des Optimierungszeitraums die Systemkosten der Stromaufbringung minimiert.<sup>1</sup> Aufgrund des linearen Ansatzes können in diesem Modell lediglich Erzeugungskapazitäten, jedoch keine Anlagen mit bestimmter Leistung und Charakteristik abgebildet werden. Österreich wird als eine einzige Region abgebildet, d.h. die elektrische Energie wird für Gesamtösterreich bilanziert.

Basisjahr für die Untersuchungen ist das Jahr 2006, für welches der bestehende Kraftwerkspark in geclusteter Form abgebildet wurde. Für die Weiterentwicklung des Kraftwerksparks bis 2020 wurde ein Katalog möglicher Technologien entwickelt, auf Basis dessen der Kapazitätssubau erfolgt. Diesen Kategorien wurden die wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Parameter hinterlegt.

### 2.1.1 Strukturgrößen

Die bestehende Struktur des Kraftwerksparks sowie der Strom- und Fernwärmenetze kann dem Modell vorgegeben werden.

Für die dargebotsabhängigen Energieträger sind zusätzlich noch zeitliche Profile hinterlegt, welche die typischen Erzeugungseigenschaften widerspiegeln. Kapazitäten, die für einen planbaren Einsatz geeignet sind, werden nur durch jene technischen Parameter beschrieben, die ihre Einsatzmöglichkeiten begrenzen. Der tatsächlichen Einsatz wird innerhalb des festgelegten zeitlichen Rasters modell-endogen bestimmt.

Zum weiteren Ausbau des Kraftwerksparks greift das Modell auf einen Technologiecatalog zu, in dem für neue zur Verfügung stehende Kraftwerks- und Wärmeerzeugungstechnologien ebenfalls die oben genannten Parameter hinterlegt sind. Zusätzlich ist aber die Angabe der spezifischen Investitionskosten und der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Kapazitäten erforderlich. Die technologische Weiterentwicklung kann dabei durch die Angabe eines Jahres, ab dem die jeweilige Technologie zur Verfügung steht, definiert werden. Darüber hinaus können bereits feststehende Kapazitätserweiterungen ebenso exogen vorgegeben werden wie etwaige Stilllegungen von im Basisjahr bestehenden Kapazitäten.

### 2.1.2 Modellexogene Größen

Dieser Abschnitt beschreibt die wichtigsten dem Modell exogen vorgegebenen Parameter.

---

<sup>1</sup> BALMOREL: A Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea Region. BALMOREL Project. March, 2001. <http://www.balmorel.com/>

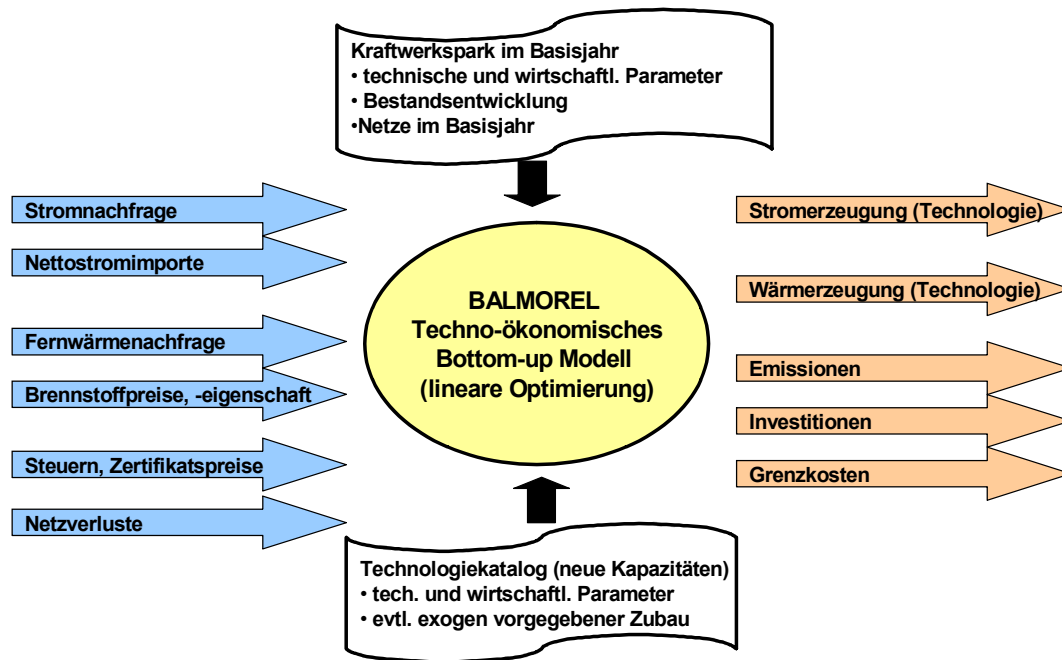


Abbildung 1: Wesentliche Input- und Outputgrößen des Aufbringungsmodells. Quelle: eigene Darstellung

Die Nachfrage nach Strom und Fernwärme sowie die Nettostromimporte sind in der festgelegten zeitlichen Gliederung exogen vorzugeben.

Das Modell ermöglicht auch die Vorgabe von Erzeugungsmengen für bestimmte Technologien. Davon wird bei der Berechnung für Ökostrom und Kleinwasserkraft Gebrauch gemacht.

Weitere wichtige exogene Parameter sind die Preise und Emissionsfaktoren der eingesetzten Brennstoffe und etwaige Begrenzungen in der Brennstoffverfügbarkeit sowie Steuern, Abgaben, Zinssätze und Preise für Emissionsrechte.

### 2.1.3 Zielfunktion und Modellergebnisse

Die Zielfunktion des Modells besteht in der Minimierung der Systemkosten für die Deckung der Strom- und Wärmenachfrage für jede Zeitperiode und geografische Einheit. Im Detail müssen für ein Optimum dabei folgende Bedingungen erfüllt sein:

- Der Grenznutzen der Strom- und Wärmekonsumenten muss gleich den Grenzkosten der Erzeugung in jeder Subperiode und jeder geografischen Einheit sein, das ist gleichbedeutend mit der Maximierung der Konsumenten- und Produzentenrente.
- Die Grenzkosten der Erzeugung müssen in jeder Subperiode unter Berücksichtigung der Übertragungskosten und -verluste und der Randbedingungen in allen Regionen gleich sein.
- Wenn Kapazitätszubau erfolgt, müssen auch die langfristigen Grenzkosten der Erzeugung in jeder geografischen Einheit übereinstimmen.

Dabei werden folgende Randbedingungen berücksichtigt:

## Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich

- Übereinstimmung von Nachfrage und Aufbringung in jeder Subperiode und geografischen Einheit unter Berücksichtigung der Netzverluste
- Konsistenz zwischen den einzelnen Regionen unter Berücksichtigung der verfügbaren Übertragungskapazitäten und Netzverluste
- Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten und Brennstoffen
- Emissionsbegrenzungen

Als Ausgabe stellt das Modell folgende Größen als Zeitreihen zur Verfügung:

- Erzeugungsmengen von Strom und Wärme, differenziert nach Technologie und Brennstoff
- Strom- und Wärmeverbrauch (inkl. Verluste)
- Emissionen
- Grenzkosten der Erzeugung von Strom und Wärme

Das Modell arbeitet mit verschiedenen Zeitperioden. Grundeinheit ist ein Jahr, das seinerseits in „Saisonen“ und „Perioden“ unterteilt werden kann. Die Detaillierungstiefe kann dabei an die Fragestellung bzw. an die Datenverfügbarkeit angepasst werden.

Für die gegenständliche Fragestellung ist das Jahr in zwölf „Saisonen“, entsprechend den Kalendermonaten unterteilt, um die saisonalen Schwankungen des Strom- und Fernwärmebedarfs abbilden zu können.

- Strom- und Wärmebedarf (exogen)
- Nettostromimporte (exogen)
- Wasserkrafterzeugung und Zufluss (exogen)
- daraus sich ergebende Strom- und Wärmeerzeugung (endogen)

#### 2.1.4 Description of the BALMOREL model

The optimisation model BALMOREL is a bottom-up energy system model developed in Denmark and used for energy-policy analysis. BALMOREL is a linear programming model that allows the representation of electricity and district-heat generation plants. BALMOREL minimizes the total energy system costs for every time period (year). Due to the linear nature of the model, only generic technologies can be represented. Specific plants with the corresponding capacities cannot be represented. Austria is represented in the model as a single region.

The starting year for the modelling is 2006. For this year the model has been calibrated using information about the existing electricity generation system. A catalogue of new technologies has been specified from which the model can choose the optimal mix.

The main inputs to the BALMOREL model are as follows:

- Demand for electricity
- Demand for district heat
- Netto electricity imports
- Fuel prices
- Emission factors
- Emission taxes (e.g. CO<sub>2</sub> tax)

In addition, the model allows the definition of generation quantities for specific technologies.

The objective function of the BALMOREL model is the minimization of the system costs for electricity and district heat generation. The model achieves an optimal solution when:

- The marginal costs of heat and electricity generation are the same for all regions in every period of time
- The marginal costs of heat and electricity generation are equal to the marginal utility of the electricity and heat consumers in every time perioda geographical unit

The main outputs of the BALMOREL model are as follows:

- Generation of electricity and heat by technology and time period
- Emissions
- Marginal costs of generation

The basic unit of the model is a year, which is in its turn subdivided into seasons and periods.

For the current analysis, the year has been subdivided into 12 seasons in order to represent the seasonal changes in the electricity and heat demand.

### 3 Abbildung der Stromaufbringung

Hier werden die wesentlichen Annahmen für die Abbildung der Stromaufbringung im Modell BALMOREL beschrieben. In dieser Studie wurden Szenarien für die Stromaufbringung auf Basis der Statistiken der E-control und eigene Abschätzungen entwickelt. Die Abbildung des Kraftwerksparks wurde im Modell BALMOREL für das Jahr 2006 durchgeführt.

#### 3.1 Allgemeine Annahmen

##### 3.1.1 CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis

Für das Szenario „with implemented measures“ wurde der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte über die Betrachtungszeit wie folgt festgelegt (vgl. Abbildung 2).

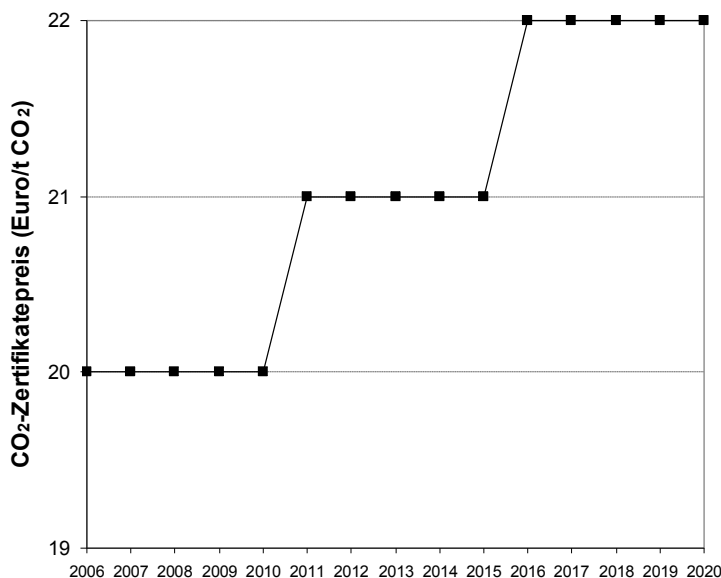


Abbildung 2: CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis in Szenario „with implemented measures“

Die exogene Vorgabe dieses Preises impliziert die Annahme, dass Österreich im europäischen Emissionshandelssystem Preisnehmer ist, d.h. der Zertifikatepreis durch die Entscheidungen österreichischer Kraftwerksbetreiber nicht beeinflusst wird. Aufgrund des linearen Modellansatzes werden die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen mit diesem CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis belegt.

##### 3.1.2 Brennstoffpreise

Für Erdgas und Steinkohle wurden folgende reale Preise angesetzt (vgl. Abbildung 3). In diesem Szenario steigt der Kohlepreis an, während der zeitliche Verlauf des Gaspreises, analog zum Ölpreis, konstant angenommen wurde.

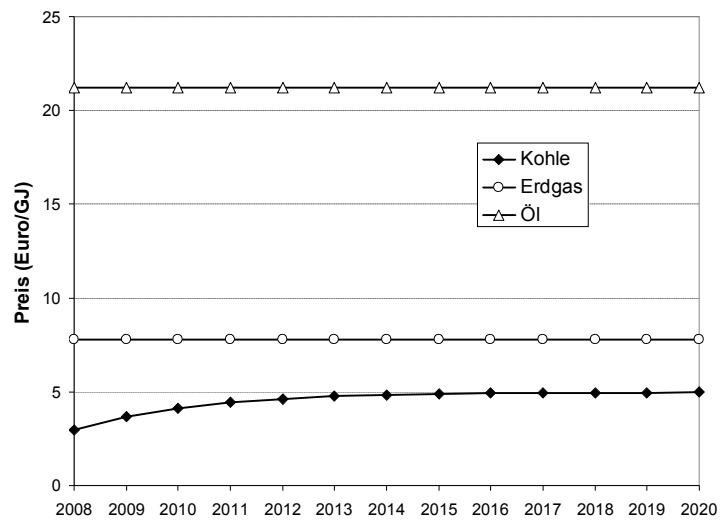


Abbildung 3: Netto-Brennstoffpreise im Vergleich zum Rohölpreis (ohne Steuern)

Im Modell werden Brennstoffe mit der Energieabgabe belastet. Bei der Implementierung im Modell wird berücksichtigt, dass nur jene Energieträgermengen mit der Energieabgabe belastet werden, die zur Wärmeerzeugung dienen, während Mengen, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, von der Energieabgabe befreit sind.

### 3.1.3 Netto-Stromimporte

Beim Szenario „with implemented measures“ wird angenommen, dass mit dem schnell wachsenden Bruttostromverbrauch auch die Netto-Stromimporte weitersteigen werden und die Nettostromimporte im Zeitraum 2006 bis 2020 auf einem Niveau von ca. 10% der Stromnachfrage bleiben. Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Netto-Stromimporte (physikalische Stromimporte minus physikalische Stromexporte). Die Netto-Stromimporte steigen von 6,8 TWh im Jahr 2006 auf 10 TWh im Jahr 2020.

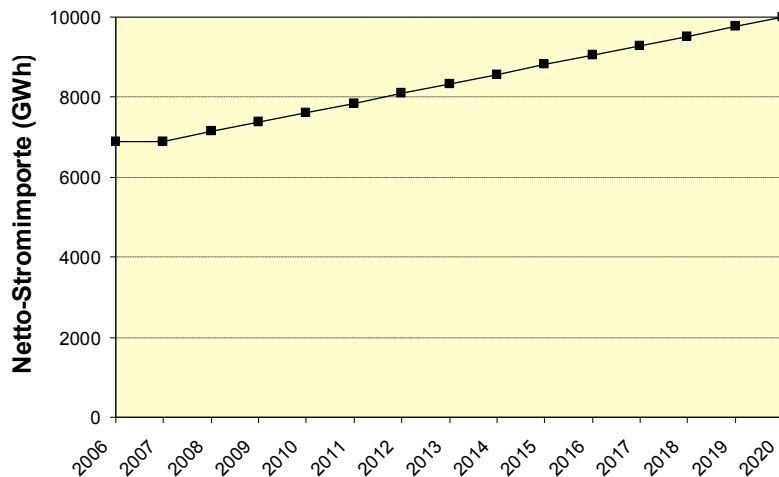


Abbildung 4: Netto-Stromimporte Österreichs im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with implemented measures“

## 3.2 Wasserkraft

Der Beitrag der Wasserkraft zur Stromerzeugung wurde dem Modell exogen vorgegeben.

### 3.2.1 Regelarbeitsvermögen

Für die Stromerzeugung aus der heute bestehenden Wasserkraft wurde die Stromproduktion im Jahr 2005 (39.019 GWh/a) angenommen (vgl. Tabelle 1). Bei diesen Mengen handelt es sich um Brutto-Stromerzeugung, gemäß E-control.<sup>2</sup> D.h. die Stromerzeugung der Speicherkraftwerke beinhaltet Pumpstrom.

Tabelle 1: Stromproduktion aus Wasserkraftwerken im Jahr 2005

	Stromerzeugung (GWh)
Kleinwasserkraft	3.999
Laufwasserkraft (> 10 MW)	23.122
Speicherkraft (> 10 MW)	11.898
Summe	39.019

<sup>2</sup> [http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL\\_HOME/STROM/ZAHLENDATEN\\_FAKTEN/ENERGIE\\_STATISTIK/JAHRESREIHEN](http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATEN_FAKTEN/ENERGIE_STATISTIK/JAHRESREIHEN)

### 3.2.2 Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie

Für die Implementierung der Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) auf das Regelarbeitsvermögen der Wasserkraft wurden folgende absehbare Verluste angenommen.<sup>3</sup>

Tabelle 2: Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie - absehbare Verluste

	absehbare Verluste (GWh)	ab dem Jahr
Kleinwasserkraft (<10 MW)	832	2011
Laufwasserkraft (> 10 MW)	377	2011
Speicherkraft (> 10 MW)	280	2021

Hier wird angenommen, dass die Produktionsverluste bei der Kleinwasserkraft (< 10 MW) und der Laufwasserkraft (> 10 MW) ab dem Jahr 2011 auftreten und bis zum Jahr 2027 linear steigen. Weiters wird angenommen, dass im Zeitraum 2011 bis 2015 ein Drittel der Anlagen betroffen wird. Da die Verluste in der Speicherkraft nur ab dem Jahr 2020 auftreten, werden sie in den in dieser Studie entwickelten Szenarien nicht berücksichtigt. Die Annahmen zur WRRL wurden mit dem BMLFUW vereinbart.

Die resultierende Verluste werden in der Abbildung 5 dargestellt.

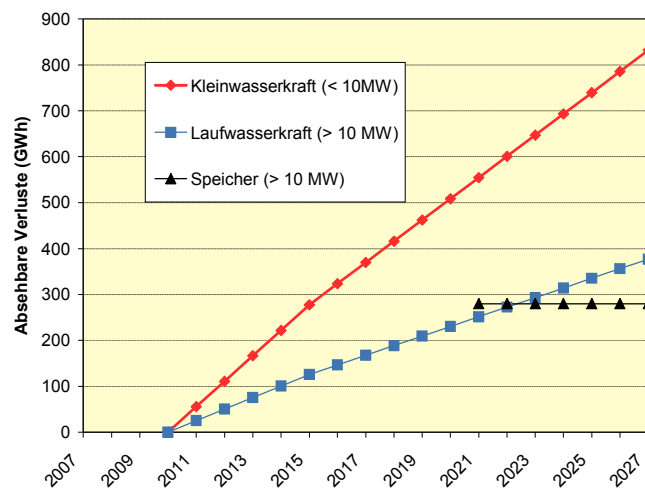


Abbildung 5: Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft – absehbare Verluste

<sup>3</sup> Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz. Graz. Juli 2005.

### 3.2.3 Optimierungspotenzial der bestehenden Wasserkraftwerke

Es wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass bei der Kleinwasserkraft und Laufwasserkraft die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie zusammen mit einer Optimierung der Anlagen geschieht, welche die Verluste zumindest teilweise kompensiert.

Gemäß der Studie über Wasserkraftpotenziale der Firma Pöyry<sup>4</sup> beläuft sich das gesamte Optimierungspotenzial auf 1.400 GWh. Dieser Wert von 1.400 GWh setzt sich zu jeweils ca. 50% aus Beiträgen von Kleinwasserkraft (< 10 MW) und Anlagen >10 MW zusammen. D.h., ein Potenzial für die Optimierung der bestehenden Anlagen von circa 700 GWh ist bei der Kleinwasserkraft vorhanden. Das Optimierungspotenzial der Laufwasserkraft wurde in diesem Szenario als  $\frac{3}{4}$  des gesamten Optimierungspotenzials der Großwasserkraft (525 GWh) angenommen.

Tabelle 3: Optimierungspotenzial der bestehenden Wasserkraftwerke

	Optimierungspotenzial der bestehenden Wasserkraftwerke (GWh)
Kleinwasserkraft (<10 MW)	700
Großwasserkraft (> 10 MW)	700
Gesamt	1.400

Quelle: Wasserkraftpotenzialstudie Österreich Pöyry (2008)

Für den zeitlichen Verlauf der Umsetzung des Optimierungspotenzials wurden die gleichen Annahmen getroffen wie für die absehbare Verluste.

### 3.2.4 Ausbaubares Wasserkraftpotenzial

Für das Szenario „with implemented measures“ (WM) wurde in dieser Studie von einer Zielerreichung des Ökostromgesetzes 2008 ausgegangen.<sup>5</sup> Die Novellierung des Ökostromgesetzes 2008 sieht den Ausbau von 700 MW Wasserkraft wie folgt vor (vgl. Tabelle 4).

---

<sup>4</sup> Wasserkraftpotenzialstudie Österreich (Endbericht). Pöyry (im Auftrag des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs). Wien. 05.05.2008

<sup>5</sup> Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz – ÖSG).

Tabelle 4: Ziele des Ökostromgesetzes 2008

	Engpassleistung (MW)	Stromerzeugung (TWh)
Wasserkraft < 10 MW	200	1
10 MW < Wasserkraft < 20 MW	150	0,75
Wasserkraft > 20 MW	350	1,75
Summe Wasserkraft	700	3,5
Windkraft	700	1,5
Biomasse fest	100	0,6
Summe gesamt	1500	5,6

Damit ist eine zusätzliche Erzeugung aus Wasserkraft von 3,5 TWh möglich, wobei 2,5 TWh auf die Großwasserkraft und 1 TWh auf die Kleinwasserkraft entfallen. Es wird hier davon ausgegangen, dass dieses noch ausbaubare Potenzial die Einschränkungen durch Rahmenbedingungen bzw. Vorgaben, die sich aus der Umsetzung der EU-Wasser-Rahmenrichtlinie, Natur- und Landschaftsschutz sowie sozioökonomischen Aspekten ergeben, berücksichtigt.

### 3.3 Ausbau von „Ökostromanlagen“ durch die 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008

Der Ausbau von Ökostromanlagen bis 2020 fließt in die Modellierung der Aufbringung als exogener Input ein. Im folgenden werden die dazu angestellten Überlegungen für das Szenario „with implemented measures“ zusammengefasst.

#### 3.3.1 Die aktuelle Gesetzeslage für den weiteren Ausbau von Ökostromanlagen

Im August 2008 wurde vom Österreichischen Parlament die 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008 (BGBl. I, Nr. 114/2008) beschlossen. Die Notifizierung des Gesetzes durch die Europäische Kommission steht noch an. Die Ökostromverordnung 2009 wurde am 23.02.2009 ausgegeben.

Ziel der 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008 sind 15 % Ökostrom bis 2015, gemessen an der Abgabe an Endverbraucher des öffentlichen Netzes, die von neuen oder erweiterten Ökostromanlagen mit einem Vertragsverhältnis mit der ÖMAG, sowie von Wasserkraftanlagen bis 20 MW<sub>el</sub> und Ablaugeanlagen, jeweils gefördert durch Investitionszuschüsse, erzeugt werden.

Konkret werden als Teilziele für 2008 bis 2015 die mengenmäßig wirksame Errichtung von 700 MW Wasserkraft (+3,5 TWh Erzeugung in einem Regeljahr), davon 350 MW Großwasserkraft (> 20 MW, mit +1,75 TWh in einem Regeljahr), 200 MW Klein- und 150 MW Mittlere

Wasserkraft (zusammen +1,75 TWh Erzeugung in einem Regeljahr), die Errichtung von 700 MW Windkraft (+1,5 TWh durchschnittliche Erzeugung) sowie, bei nachweislicher Rohstoffverfügbarkeit, die Errichtung von 100 MW feste Biomasse (+0,6 TWh durchschnittliche Erzeugung) genannt.

Sonstige Ökostromanlagen müssen spätestens 2 Jahre nach Annahme des Kontrahierungsantrags durch die ÖMAG in Betrieb sein um den Anspruch auf Unterstützung zu realisieren. D.h., dass die 2015 Antrag stellenden Ökostromanlagen bis spätestens 2017 in (Voll-)Betrieb sein müssen. Anlagen der Kategorien Klein- und mittlere Wasserkraft sind – abweichend zu allen anderen Technologien – jeweils bis Ende 2014 zu errichten.

Für die Unterstützung von „Sonstigen“ Ökostromanlagen (Windkraft, feste Biomasse, Abfall mhbA<sup>6</sup>, gasförmige und flüssige Biomasse, Klär- und Deponiegas, Photovoltaik und Geothermie) ist von 2009 bis 2015 jährlich ein zusätzliches, jährliches Unterstützungsvolumen (zus. j. UV) von 21 Mio. EUR vorgesehen. Davon sind 2,1 Mio. EUR (10 %) an zus. j. UV für PV-Anlagen vorgesehen. Rohstoffabhängige Ökostromanlagen (gasförmige, flüssige, feste Biomasse) müssen als Voraussetzung für eine Unterstützung einen jährlichen Brennstoffnutzungsgrad von 60 % vH erreichen oder überschreiten. Für Anlagen auf Basis Ablauge, die Kleinwasserkraft und für Mittlere Wasserkraftwerke sind Investitionszuschüsse vorgesehen.

### 3.3.2 Beschreibung des exogen modellierten Ökostromanlagenausbaus

Bei der Abschätzung des Ökostromanlagenausbaus wird davon ausgegangen, dass die oben genannten Ziele erreicht werden.

#### **Sonstige Ökostromanlagen (Windkraft, feste Biomasse sowie Abfall mhbA, gasförmige und flüssige Biomasse und PV)**

Bei den Sonstigen Ökostromanlagen wird auf Basis der gesetzlichen Vorgaben (siehe oben) ein konservatives Szenario angesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass die im Jahr 2014 kontrahierten Anlagen Anfang 2016 und die im Jahr 2015 kontrahierten Anlagen Anfang 2017 ihren Vollbetrieb erreichen. Ökostromanlagen auf Basis von Klär- und Deponiegas sowie von Geothermie werden aufgrund ihrer geringen Bedeutung bei der Prognose vernachlässigt und – hinsichtlich der Ausschöpfung des verfügbaren zus. j. UV – durch die anderen Sonstigen Ökostromanlagen aufgewogen.

Die Ausbaupfade für die in der Zwischenüberschrift genannten Ökostromtechnologien werden auf Basis von § 21a ermittelt. Beispiele für die Berechnung von Ausbaupfaden auf dieser Basis finden sich bspw. in Tabelle 16 und 17 der „Evaluierung der Ökostromentwicklung und Ökostrompotenziale“ der Energie Control GmbH vom 23.10.2007. Das von der Österreichische Energieagentur dazu entwickelte Modell berücksichtigt (darüber hinaus)

- das zus. j. UV in Höhe von 21. Mio. EUR (wovon 2,1 Mio. auf PV entfallen),
- die Technologiefördermittel der Bundesländer,

---

<sup>6</sup> Abfall mit hohem biogenen Anteil

- administrative und finanzielle Aufwendungen der Ökostromabwicklungsstelle,
- Kosten für Ausgleichsenergie
- Strommarkterlöse (nach § 20 ÖSG) in einem Ausmaß, so dass die Ziele der 2. ÖSG-NOV 2008 wie beschrieben erreicht werden,
- sowie die für die Bestimmung des kontrahierbaren Tarifvolumens maßgeblichen technologiespezifischen Jahresvolllaststunden nach § 10a Abs. 6.
- Die durchschnittlichen Produktionskosten kosteneffizienter Ökostromanlagen, die dem Stand der Technik entsprechen (an denen sich nach § 11 die Einspeisetarife zu orientieren haben) wurden auf Basis der Studie „Ökostromgesetz – Evaluierung und Empfehlungen“ vom Oktober 2007 der Österreichischen Energieagentur den aktuellen Gegebenheiten angepasst (diesen Ergebnissen liegen eine langjährige Erfahrung und viele technische sowie ökonomische Daten zu allen Ökostromtechnologien zugrunde);
- Bei Anlagen auf Basis von fester Biomasse und Abfällen mhBA wurde der durchschnittliche Anteil an Abfällen mhBA und an fester Biomasse auf Basis von veröffentlichten, durchschnittlichen Tarifen für diese Anlagenkategorie abgeschätzt und bei den obigen Tarifansätzen berücksichtigt
- für Windkraft und Photovoltaik wurde analog § 11 über die Jahre ein Abschlag für technologiebezogene Kosten berücksichtigt – die Höhe der Abschläge orientiert sich aufgrund der räumlichen Nähe und der hohen Bedeutung des deutschen Marktes an den zuletzt im EEG beschlossenen Werten.<sup>7</sup>

wozu jeweils möglichst plausible Annahmen (bspw. Abschätzungen auf Basis offizieller Zahlen der Energie Control GmbH und der ÖMAG, Baseload Futures an der EEX in Leipzig, etc.) getroffen wurden.

Der Zubau an gasförmiger Biomasse ergibt sich aus den oben getroffenen Annahmen (v. a. aus dem zus. j. UV in Höhe von 21. Mio. EUR sowie den genannten Ausbauzielen für Windkraft und feste Biomasse).

Im folgenden werden die Ergebnisse der angestellten Überlegungen dargestellt. Die Tabelle 5 zeigt den prognostizierten jährlichen technologiespezifischen Zubau an elektrischer Engpassleistung. Für Anlagen auf Basis flüssiger Biomasse und PV wird angenommen, dass die ersten – 2009 kontrahierten – Anlagen ab 2010 in Vollbetrieb sind. Für die restlichen Technologien wurde dieser Zeitpunkt mit 2011 angesetzt, da bei diesen Projekten Vorlaufzeiten von Planung (bei Planungssicherheit ab 2009) bis Vollenbetriebnahme von ca. 2 Jahren anzunehmen sind (bei Windkraft ist bspw. mit Lieferwartezeiten von ca. 2 Jahren zu rechnen).

---

<sup>7</sup> Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften von 2008, sowie Bundestagsbeschluss zum EEG vom 6.6.2008 (EEG Vergütungsregelungen 2009).

Bei Windkraft und Photovoltaik werden die aufgrund der angesetzten Tarifdegression jährlich anwachsenden Zubauten auch nach 2017 in ihrem Trend bis 2020 fortgeschrieben. Bei allen anderen Technologien wird der durchschnittliche Ausbau der Jahre bis 2017 bis 2020 fortgeschrieben. Die in der 2. ÖSG-NVO 2008 geforderten Werte von 700 MW Windkraft und 100 MW feste Biomasse werden annahmegemäß 2017 erreicht.

Tabelle 5: Prognostizierter jährlicher Zubau an neuen Ökostromanlagen, Jahreswerte in MW<sub>el</sub> (Österreichische Energieagentur).

MW <sub>el</sub>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2009-2017	2009-2020
<b>Windkraft</b>			100,0	100,0	102,0	102,0	104,0	104,0	106,0	106,0	108,0	108,0	<b>718,0</b>	<b>1.040,0</b>
<b>feste Biomasse inkl. Abfall mhbA</b>			14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	<b>100,5</b>	<b>143,5</b>
<b>gasförmige Biomasse</b>			2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	<b>15,0</b>	<b>21,4</b>
<b>flüssige Biomasse</b>		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	<b>2,1</b>	<b>2,8</b>
<b>Ökostrom PV &gt; 5 kWp</b>		4,8	5,3	5,7	6,2	6,6	7,1	7,5	8,0	8,5	8,9	9,4	<b>51,2</b>	<b>77,9</b>
<b>Summe</b>		5,1	122,1	122,5	125	125,4	127,9	128,3	130,8	131,3	133,7	134,2	886,8	1.285,60

Die Tabelle 6 zeigt die mit den, oben angeführten, jährlich neu gebauten Engpassleistungen jährlich hinzukommende Ökostromproduktion (nicht kumuliert, d.h. jährlich hinzukommende Ökostromproduktion). Für Windkraft werden in Tabelle 6 abweichend zu § 10a Abs. 6 die sich aus den in der 2. ÖSG-NVO 2008 geforderten Zielen von 1.500 GWh bzw. 700 MW für Windkraft ergebenden Jahresvolllaststunden in Höhe von 2.143 h/a angesetzt. Für PV-Anlagen wird ein für Österreich durchschnittlicher Wert von 880 h/a angesetzt (vgl. Solarmarktberichte).<sup>8</sup>

Tabelle 6: Prognostizierte Bruttostromproduktion der jährliche zugebauten neuen Ökostromanlagen, Jahreswerte in GWh<sub>el</sub> (Österreichische Energieagentur).

GWh <sub>el</sub>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020

<sup>8</sup> Faninger, G., 2007: Der Solarmarkt in Österreich 2006. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). Wien, März, 2007.

<b>Windkraft</b>			214,3	214,3	218,6	218,6	222,9	222,9	227,1	227,1	231,4	231,4
<b>feste Biomasse inkl. Abfall mhbA</b>			86,1	86,1	86,1	86,1	86,1	86,1	86,1	86,1	86,1	86,1
<b>gasförmige Biomasse</b>			13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
<b>flüssige Biomasse</b>		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
<b>Ökostrom PV &gt; 5 kWp</b>		4,2	4,6	5,0	5,4	5,8	6,2	6,6	7,0	7,4	7,8	8,2
<b>Summe</b>		5,7	320,4	320,8	325,5	325,9	330,6	331	335,6	336	340,7	341,1

Tabelle 7 zeigt die mit den nach Tabelle 5 jährlich zugebauten Engpassleistungen aufkumulierten Anlagenbestand insgesamt produzierbare Bruttostromerzeugung (Tabelle 6 aufkumuliert). Die in der 2. ÖSG-NVO 2008 geforderten Werte von 1.500 GWh Windkraft und 600 GWh feste Biomasse werden annahmegemäß 2017 erreicht.

Tabelle 7: Prognostizierte Bruttostromproduktion des Bestandes an zugebauten neuen Ökostromanlagen, Werte in GWh<sub>el</sub> (Österreichische Energieagentur).

<b>GWh<sub>el</sub></b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Windkraft			214,3	428,6	647,1	865,7	1.088,6	1.311,4	1.538,6	1.765,7	1.997,1	2.228,6
Feste Biomasse inkl. Abfall mhbA			86,1	172,2	258,4	344,5	430,6	516,7	602,8	689,0	775,1	861,2
Gasförmige Biomasse			13,9	27,8	41,8	55,7	69,6	83,5	97,5	111,4	125,3	139,2
Flüssige Biomasse		1,5	3,1	4,6	6,2	7,7	9,2	10,8	12,3	13,8	15,4	16,9
Ökostrom PV > 5 kWp		4,2	8,8	13,9	19,3	25,1	31,4	38,0	45,0	52,5	60,3	68,6
Summe		5,7	326,2	647,1	972,8	1298,7	1.629,40	1.960,40	2.296,20	2.632,40	2.973,20	3.314,50

#### *Berücksichtigung des gesetzlich geforderten Brennstoffnutzungsgrades von 60 %*

Bei Anlagen auf Basis von gasförmiger Biomasse und von fester Biomasse und Abfällen mhbA wird die zur über ein Kalenderjahr gerechnete Erreichung eines Brennstoffnutzungsgrades von 60 % notwendige Nutzung an Abwärme im Aufbringungsmodell ebenfalls exogen

ermittelt berücksichtigt. Die zu nutzenden Abwärme bei Anlagen auf Basis von flüssiger Biomasse wird aufgrund ihrer geringen Bedeutung vernachlässigt.

Für Anlagen auf Basis von gasförmiger Biomasse und von fester Biomasse und Abfällen mhBA ergibt sich bei Ansatz durchschnittlicher Engpassleistungen für erstere eine zu nutzende Abwärme im Ausmaß von 76 % der Bruttostromproduktion, für letztere (aufgrund des vergleichsweise geringeren el. Wirkungsgrades von 13%) im Ausmaß von 362 % der Bruttostromproduktion. Diesen Werte basieren auf einem Jahresnutzungsgrad von 60%. Anlagen auf Basis von gasförmiger Biomasse werden überwiegend von Betreibern aus dem bäuerlichen Umfeld am Land errichtet. Hinsichtlich der Usancen der Österreichischen Energiebilanz werden die hier modellierten, neuen Anlagen dem Sektor Energie zugeordnet. Die zu nutzende Abwärme wird gänzlich der Kategorie Fernwärme zugeordnet.

Anlagen auf Basis von fester Biomasse und Abfällen mhBA werden in Zukunft, aufgrund der (im Vergleich zur el. Engpassleistung ca. 3,6fachen th. Engpassleistung) hohen dauerhaft zu nutzenden Wärmelast, überwiegend von Betreibern aus dem gewerblichen und industriellen Umfeld errichtet werden. Nur in diesem Umfeld kann eine derartig hohe bandförmige Wärmenachfrage erwartet werden.<sup>9</sup> Hinsichtlich der Usancen der Österreichischen Energiebilanz werden die hier modellierten, neuen Anlagen nur zu ca. 10 % dem Sektor Energie mit 100 % Fernwärmeauskopplung zugeordnet. 90 % der Anlagen werden dem produzierenden Bereich mit 100 % Prozesswärmeauskopplung zugeordnet. Statistiken zeigen, dass KWK-Anlagen des produzierenden Bereichs nur wenige Prozent der produzierten Abwärme in Form von Fernwärme auskoppeln. Aufgrund der geringen Bedeutung wird diese Fernwärmeauskopplung bei den betroffenen 90 % der Anlagen vernachlässigt.

Für die Biomasseanlagen wurden folgende elektrische Wirkungsgrade angenommen.

Tabelle 8: Elektrischer Wirkungsgrad der biogenen Ökostromanlagen

	Elektrischer Wirkungsgrad (%)
Feste Biomasse inkl. Abfall mhBA	0,13
Gasförmige Biomasse	0,37
Flüssige Biomasse	0,37
Klär- und Deponiegas	0,37

### Kleinwasserkraft (< 10 MW)

Der jährliche Zubau bei Kleinwasserkraft (gesetzliche Vorgabe: 200 MW bis spätestens 2014 in Betrieb) wird durch lineare Aufteilung der gewünschten Engpassleistung zwischen dem fiktiven Inbetriebnahmeterrmin der ersten Anlagen 2011 und dem letztmöglichen Inbetrieb-

<sup>9</sup> So versorgt bspw. das Biomasseheizkraftwerk mit einer el. Engpassleistung von 8,9 MW<sub>el</sub> mit seiner thermischen Engpassleistung die Grundlast des gesamten Fernwärmenetzes der Großstadt Linz und ca. 17 % des gesamten jährlichen Bedarfs.

nahmetermin 2014 ermittelt. 2011 wurde gewählt, da derartige Projekte Vorlaufzeiten von Planung (bei Planungssicherheit ab 2009) bis Inbetriebnahme von ca. 2 Jahren benötigen.

Es wird – analog zu den Angaben der 2. Ökostromnovelle 2008 – hinsichtlich der Modellierung der Stromerzeugungsmengen unterstellt, dass die Kleinwasserkraftwerke, die Mittleren und Großen Wasserkraftwerke jeweils 5.000 Jahresvolllaststunden erreichen (Regelarbeitsvermögen).

Für die vier Jahre 2011 bis 2014 ergibt sich für die Kleinwasserkraft ein jährlicher Zubau von +50 MW damit die gesetzlichen Ziele erreicht werden können. Für die Jahre 2015 bis 2020 wurde für die Kleinwasserkraft ein moderater weiterer Ausbau von +1,1 MW pro Jahr angenommen, da die Rahmenbedingungen noch nicht bekannt sind und seitens des BMLFUW größere Anlagen – bei gleicher kumulierter Kapazität – mit tendenziell geringerer ökologischer Belastung assoziiert werden. Im Zeitraum von 2009 bis 2020 wird gemäß Annahmen ein kumulierter Zubau von +206,6 MW angenommen. Ende 2014 erzeugt dieser neue Bestand an Kleinwasserkraftanlagen bei durchschnittlichem Regelarbeitsvermögen 1 TWh, Ende 2020 1,033 TWh Strom.

### Ablauge

Die Strom und Fernwärmeerzeugung auf Basis von Ablauge (Reststoffe biogenen Ursprungs aus der Zellstoff- und Papiererzeugung) werden aus der Prognose des Umweltbundesamts übernommen (vgl. Tabelle 9).

Tabelle 9: Strom- und Fernwärmeproduktion aus Ablauge (Quelle: Umweltbundesamt)

in GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Stromproduktion aus Ablauge	1.518	1.558	1.596	1.631	1.663	1.706	1.751	1.794	1.835	1.906	1.963	2.029
Fernwärmeproduktion aus Ablauge	183	190	197	203	209	217	225	232	240	251	260	271

### Geothermie

Für die Geothermie wurde eine Wachstumsrate von 10% pro Jahr angenommen. Der Beitrag dieser erneuerbaren Energiequelle im Jahr 2020 bleibt aber gering.

Tabelle 10: Stromproduktion aus Geothermie

in GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Stromproduktion aus Geothermie	3,4	3,7	4,1	4,5	4,9	5,4	6,0	6,6	7,2	7,9	8,7	9,6

Abbildung 6 zeigt die Ökostromentwicklung (ohne Kleinwasserkraft) bis zum Jahr 2020 im Szenario „with implemented measures“.<sup>10</sup>

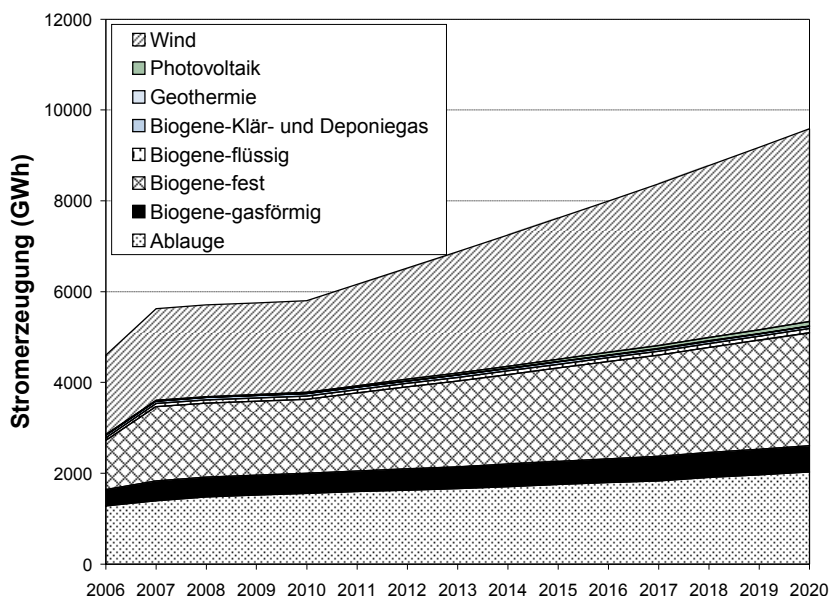


Abbildung 6: Ökostromentwicklung (ohne Kleinwasserkraft) im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with implemented measures“. Quelle: Statistiken E-control bis 2007, eigene Berechnungen, Umweltbundesamt (Abblauge).

### 3.4 Ausbau von „PV-Anlagen“ durch den Klima- und Energiefonds (KLI.EN)

Die aktuelle KLI.EN Gesetzeslage für den Ausbau von PV-Anlagen

Im Arbeitsprogramm 2008 des KLI.EN waren für den Ausbau der PV-Anlagen mit einer Leistung von < 5 kWp in Österreich für das Jahr 2008 Investitionszuschüsse in Höhe von insgesamt 8 Mio. EUR vorgesehen (Programmschwerpunkt 1: Förderaktion Photovoltaik des Programms „Das Gebäude als Kraftwerk“).

Es handelt sich dabei um einen mehrjährigen Programmschwerpunkt. Im Arbeitsprogramm 2008 wird eine Fortführung der Förderung 2009-2010 angeführt um negative „Stop and Go“ Effekte zu vermeiden. Die Fördermittel und Fördersätze sind für die Verlängerung noch nicht bekannt.

Lt. entsprechendem Gesetz wurden 2008 für Aufdachanlagen 2.800 EUR/kWp und für Gebäudeintegrierte PV-Anlagen (GIPV) 3.500 EUR/kWp vorgesehen.

<sup>10</sup> Die Werte für 2006 und 2007 entsprechen den Statistiken der E-Control GmbH. Quelle: Ökostrom. Bericht der E-Control GmbH gemäß § 25 Abs. 5. Ökostromgesetz. E-control. Wien, Oktober, 2008.

## Beschreibung des exogen modellierten PV-Anlagenausbaus

Da der Österreichischen Energieagentur noch keine Auswertung des im Jahr 2008 eingereichten bzw. angenommenen Anlagenbestandes vorliegt, werden die folgende Annahmen getroffen. Das Modell geht davon aus, das 80 % der geförderten Anlagen Aufdachanlagen und 20 % GIPV-Anlagen sind. Daraus ergibt sich aufgrund der Budgetmittel von 8 Mio. EUR des Programmschwerpunkts 2008 eine insgesamt förderbare Leistung von 2.700 kWp. Es wird angenommen, dass jeweils die Hälfte dieses Anlagenbestands in den Jahren 2009 und 2010 in Vollbetrieb sind.

Für die analogen Programmschwerpunkte 2009 und 2010 des KLI.EN wird angenommen, dass die Budgetmittel in Höhe von 8 Mio. EUR fortgeschrieben werden („um negative „Stop and Go“ Effekte zu vermeiden“). Die angenommene Verteilung zwischen Aufdach- und GIPV-Anlagen wird beibehalten. Für die Jahre 2009 und 2010 wird allerdings von sinkenden Investitionskosten ausgegangen, welche bei entsprechender Anpassung der oben genannten Fördersätze in EUR/kWp um diese Kostenreduktion zu erhöhten insgesamt förderbaren Leistungen führen. Die Höhe der Kostenreduktion bei den Investitionskosten orientiert sich aufgrund der räumlichen Nähe und der hohen Bedeutung des deutschen Marktes an den zuletzt im EEG<sup>11</sup> beschlossenen Werten.

Tabelle 11 zeigt die Ergebnisse für die beschriebenen Annahmen. Wie beim Programmschwerpunkt 2008 wird auch für die Schwerpunkte 2009 und 2020 davon ausgegangen das der förderbare Anlagenbestand (der aufgrund der prognostizierten Investitionskostenreduktion in den Jahren 2009 und 2010 steigt) innerhalb von 2 Jahren ab Einreichung in Vollbetrieb ist.

Tabelle 11: Prognostizierter jährlicher Zubau an neuen PV-Anlagen, Jahreswerte in kWp (Österreichische Energieagentur).

Jahreswerte (in kWp/a)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Programm2008</b>	1.350	1.350										
<b>Programm2009</b>		1.458	1.458									
<b>Programm2010</b>			1.574,6	1.574,6								
<b>Summe</b>	1.350	2.808	3.032,6	1.574,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

In Tabelle 12 werden die durch die KLI.EN Förderung jährlich neu installierten PV-Anlagen aufkumuliert. Hinsichtlich der Bruttostromerzeugung der PV Anlagen wird ein für Österreich durchschnittlicher Wert von 880 h/a angesetzt (vgl. Solarmarktberichte).<sup>12</sup>

<sup>11</sup> Deutsches Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG).

<sup>12</sup> Faninger, G., 2007: Der Solarmarkt in Österreich 2006. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). Wien, März, 2007.

Tabelle 12: Prognostizierte kWp Leistung sowie Bruttostromerzeugung des PV-Anlagenbestandes, Jahreswerte (Österreichische Energieagentur).

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Programme09-11</b>	kWp	1.350	4.158	7.191	8.765	8.765	8.765	8.765	8.765	8.765	8.765	8.765	8.765
<b>Programme09-11</b>	GWh /a	1,19	3,66	6,33	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71

Laut Modellierung können durch die getroffenen Annahmen ab 2012 ca. 8,8 MWp PV-Anlagen in Vollbetrieb sein. Damit kann ab 2012 eine Bruttostromerzeugung von 7,7 GWh/a beigetragen werden.

### 3.5 Fossile Kraftwerke

Der Beitrag der fossilen Kraftwerke zur Stromerzeugung wird durch das Modell BALMOREL optimiert. Es wird hier zwischen Technologien, die im Jahr 2006 bestehen (Bezeichnung „alt“) und Technologien, die ab dem Jahr 2007 installiert werden (Bezeichnung „neu“) unterschieden.

Tabelle 13 zeigt die Kategorien, die für die Abbildung der bestehenden fossilen Kraftwerke berücksichtigt wurden, zusammen mit den entsprechenden technischen Parameter. Die Wirkungsgrade wurden aus der aggregierten Statistiken der E-control übernommen.

Tabelle 13: Bestehende fossilen Kraftwerke im Modell BALMOREL

	Kraft-Wärme-Kopplung			Kondensation
	Elekt. Wirkungsgrad (%)	C <sub>v</sub>	C <sub>b</sub>	Elekt. Wirkungsgrad (%)
Kohle/Öl	37%	0,3	0,7	40%
Erdgas	40%	0,3	1,3	44%

Anmerkungen:

(1) C<sub>b</sub> ... **Stromkennzahl**

(2) C<sub>v</sub> ... **Stromverlustkennzahl**

Da im Modell eine aggregierte Abbildung der Technologien stattfindet, basieren die Parameter auf aggregierten Statistiken und nicht auf die Aufsummierung von einzelnen Anlagen. Dementsprechend werden in dieser Studie einzelne Anlagen nicht einer bestimmten Kategorie zugeordnet (weder die Stromproduktion noch die Kapazitäten).

In den bestehenden Kategorien werden die geplanten Wärmekraftwerke als zusätzliche Kapazitäten abgebildet. Die Anlagen Mellach und Simmering 2. werden in der Kategorie "Erdgas-KWK-neu" berücksichtigt. Die Anlage Timelkam wird der Kategorie "Erdgas-Kond.-neu" zugeordnet. Es ist zu beachten, dass im Szenario „with implemented measures“ die Optimierung im Modell darüber entscheidet, ob die entsprechende Kapazität, welche zur Verfügung steht, verwendet wird oder nicht. D.h. es wird für dieses Szenario nicht von einer fixen Erzeugung dieser Anlagen ausgegangen.

Für die Szenarien wurden E-control Statistiken verwendet. Obwohl dieselben Rohdaten als Basis für die Energiebilanz verwendet werden, werden bei der Umwandlung der Rohdaten verschiedene Methoden eingesetzt. Konkret muss bei der Energiebilanz der Gesamtwirkungsgrad des KWK-Prozesses mindestens 75% betragen. Wird dieser Wirkungsgrad unterschritten, werden die produzierte Strommenge und der dafür benötigte Umwandlungseinsatz solange reduziert, bis dieser Grenzwert erreicht wird.

Zum weiteren Ausbau des fossilen Kraftwerksparks wurde ein Technologiecatalog entwickelt, aus dem Kapazitäten zur kostenoptimalen Deckung der Strom- und Wärmenachfrage zugebaut werden können. Die zugrunde gelegten technischen und wirtschaftlichen Parameter sind in Tabelle 14 dargestellt. Die neuen Technologien stehen im Modell jeweils ab dem Jahr 2009 für den Zubau zur Verfügung.

Tabelle 14: Technische und wirtschaftliche Parameter der neuen Kraftwerkstechnologien.<sup>13 14 15 16</sup>

	Wirkungsgrade				spez. Investkosten	O&M Kosten		wirtsch. Nutzungsdauer
	gesamt	El.	C <sub>v</sub>	C <sub>b</sub>		variabel	Fix	
	%	%			EUR/kW	EUR/MWh	EUR/MW/a	Jahre
Erdgas GuD (Entnahmekondensation)	85	56	0,13	1,5	600	1,5	14.000	20
Erdgas GuD (Kondensation)	56	56,0	-	-	600	1,5	14.000	20
Steinkohle KWK (Entnahmekondensation)	85	42,5	0,15	0,7	1.100	1,8	16.000	30
Steinkohle (Kondensation)	45	45,0	-	-	1.100	1,8	16.000	30
Laufkraftwerke >10MW	100	100	-	-	4.500		45.000	40
Speicherkraftwerke >10 MW	100	100	-	-	1.800		18.000	40

<sup>13</sup> Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants. Danish Energy Authority. March, 2005.

<sup>14</sup> Electricity Generation Costs and Investment Decisions: A Review. UK Energy Research Centre. Working Paper, February, 2007

<sup>15</sup> CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromaufbringung bis 2020. Harald Proidl, Michael Sattler, Martin Schweighofer, Andreas Veigl. Austrian Energy Agency. April, 2006.

<sup>16</sup> Comparison of Electricity Generation Costs. Tarjanne Risto, Kivistö Alja. Research Report EN-A-56 Department of Energy and Environmental technology. Lappeenranta University of Technology. Finland.

Für die fossilen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wurde das KWK-Gesetz berücksichtigt.<sup>17</sup> Für deren Modellierung wurde angenommen, dass die Förderung 40 Euro/kW beträgt, was der Förderung für KWK-Anlagen größer als 400 MW entspricht, und bis zum Jahr 2020 fortgeführt wird.

Im Unterschied zur Energiebilanz wurde der Umwandlungseinsatz der KWK-Technologien mit dem angenommenen elektrischen Wirkungsgrad, statt mit dem Gesamtwirkungsgrad und die Produktionszahlen (Strom+Fernwärme), berechnet.

### 3.6 Industrielle Erzeugung

Um die öffentliche Stromaufbringung zu berechnen, wurde die Stromerzeugung der Unternehmen mit eigenen Anlagen (UEA) abgezogen. In dieser Studie wurde für die industrielle Stromerzeugung (exkl. biogene Brennstoffe), ein Wachstum von 2% pro Jahr angenommen.

Insgesamt werden der "Stromproduktion Autoproducer" folgende Kategorien zugeordnet:

- Industrielle KWK (ohne Biogene)
- Ablauge
- Biomasse fest (UEA)
- Abfall (UEA)

Diese Kategorien ergeben in Summe 6.181 GWh im Jahr 2006.

Die Stromerzeugung aus Ablauge und Abfall wurde von der Prognose des Umweltbundesamtes übernommen. Die Werte für die Strom- und Fernwärmeproduktion aus Abfall werden in der Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Strom- und Fernwärmeproduktion aus Abfall (Quelle: Umweltbundesamt)

in GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Stromproduktion aus Abfall UEA	209,0	206,6	268,0	300,1	299,5	299,8	300,2	300,5	300,5	300,5	300,5	300,5
Stromproduktion aus Abfall EVU	470,0	544,3	583,7	624,2	637,9	641,1	644,2	647,4	647,4	647,4	647,4	647,4
Stromproduktion aus Abfall –Gesamt	679,0	750,9	851,6	924,3	937,4	940,9	944,4	947,8	947,8	947,8	947,8	947,8

<sup>17</sup> 111. Bundesgesetz, mit dem Bestimmungen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung neu erlassen werden. Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, ausgegeben am 08. August 2008.

Abbildung der Stromaufbringung

<b>in GWh</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Fernwärmeproduktion aus Abfall UEA	517,1	511,2	771,6	892,4	891,3	892,3	893,2	894,2	894,2	894,2	894,2	894,2
Fernwärmeproduktion aus Abfall EVU	1086,0	1116,1	1168,4	1260,5	1282,4	1299,2	1316,0	1332,8	1332,8	1332,8	1332,8	1332,8
Fernwärmeproduktion aus Abfall-Gesamt	1603,0	1627,3	1940,0	2152,9	2173,7	2191,5	2209,2	2227,0	2227,0	2227,0	2227,0	2227,0

## 4 Abbildung der Fernwärmeaufbringung

### 4.1 Fernwärmennachfrage

Die Nachfrage nach Fernwärme wurde vom Raumwärmemodell ERNSTL (TU Wien) übernommen.<sup>18</sup> Das Modell berechnet den Fernwärmebedarf für Wohn- und Nichtwohngebäude.

Das Szenario für die Fernwärmeaufbringung basiert auf dem Fernwärme-Umwandlungsausstoß, da für die verschiedenen Technologien, welche Fernwärme erzeugen, nur die Statistiken für Umwandlungsausstoß vorhanden sind. Die Differenz zwischen dem Gesamtumwandlungsausstoß, der im Aufbringungs-Szenario verwendet wird, und der Nachfrage nach Fernwärme im Modell ERNSTL besteht aus Netzverluste und abgenommenen Fernwärme im produzierenden Bereich. Der Fernwärme-Bedarf im Industriesektor in den Jahren 2006 und 2007 wurde von der Energiebilanz übernommen<sup>19</sup> und im Zeitraum 2007 bis 2020 konstant fortgeschrieben. Weiters wird angenommen, dass die Netzverluste sich von 13% der Gesamtnachfrage im Jahr 2006 auf 10% derselben Nachfrage im Jahr 2020 verringern.

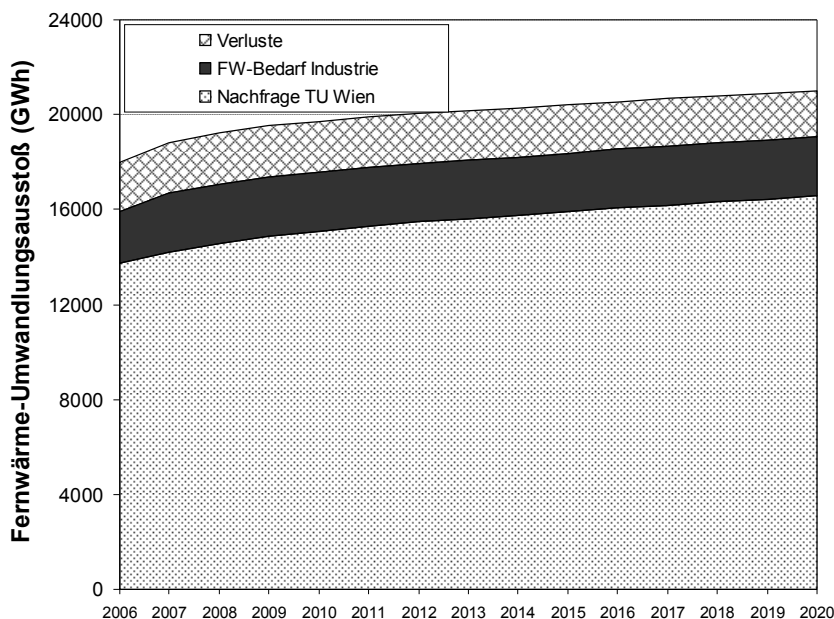


Abbildung 7: Nachfrage nach Fernwärme, Szenario „with implemented measures“

<sup>18</sup> Schriefl Ernst, 2007: "Modellierung der Entwicklung von Treibhausgasemissionen und Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser im österreichischen Wohngebäudebestand unter der Annahme verschiedener Optimierungsziele". Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Energy Economics Group. Wien.

<sup>19</sup> Gemäß der Energiebilanz betrug der Fernwärme-Endverbrauch in der Industrie 2.146 GWh im Jahre 2006 bzw. 2.487 GWh im Jahre 2007.

## 4.2 Fernwärmeaufbringung

Für die Berechnung der Fernwärmeaufbringung wurden in dieser Studie Heizwerke und Kraft-Wärme-Kopplung-Technologien separat betrachtet. Der Beitrag der zentralen Heizwerke zur Fernwärmeaufbringung wurde als exogene Berechnung auf Basis der Energiebilanz der Statistik Austria durchgeführt. Der Beitrag der öffentlichen KWK-Anlagen zur Fernwärmeaufbringung ist mit dem Modell BALMOREL berechnet worden. Die Fernwärmeproduktion der Autoproducer wurde mit der Energiebilanz abgeglichen. Zu diesem Zweck, sind drei Kategorien berücksichtigt worden: Fernwärme-Ablauge, Fernwärme-Abfall (UEA) und Industrielle Fernwärme (Rest). Die Zeitreihen für die ersten zwei Kategorien (Ablauge und Abfall) wurden aus der Prognose des Umweltbundesamts übernommen (vgl. Tabelle 9 und Tabelle 15). Die Aufsummierung dieser Kategorien im Jahr 2006 ergibt die Fernwärmeproduktion der Autoproducer gemäß Energiebilanz.

Für die zentralen Heizwerke wurden folgende Kategorien berücksichtigt:

- Biomasseheizwerke
- Erdgasheizwerke
- Ölheizwerke
- Geothermie

Die Kategorie Brennbare-Abfälle-Heizwerke wurde nicht gesondert betrachtet. Die entsprechende Fernwärmeerzeugung wurde in der Gesamtfernwärmemenge aus den Abfallanlagen (Prognose des Umweltbundesamts) miteinbezogen.

Für die exogene Berechnung der fossilen Heizwerke (> 20 MW) wurden aggregierte Daten aus dem Emissionshandelsregister (EZG-8) herangezogen, die gemäß §24 des EZG der Öffentlichkeit zugänglich sind. Für Anlagen < 20 MW, wurde die Differenz zwischen dem gesamten Umwandlungseinsatz und dem Umwandlungseinsatz von Anlagen größer als 20 MW berechnet und der entsprechende Umwandlungsausstoß davon abgeleitet. Die Entwicklung der Erdgas- und Ölheizwerke im Szenario „with implemented measures“ erfolgt unter der Annahme, dass die gesamte Fernwärmeaufbringung der fossilen Heizwerke konstant auf dem Niveau 2006 bleibt und Ölheizwerke durch Erdgasheizwerke schrittweise ersetzt werden.

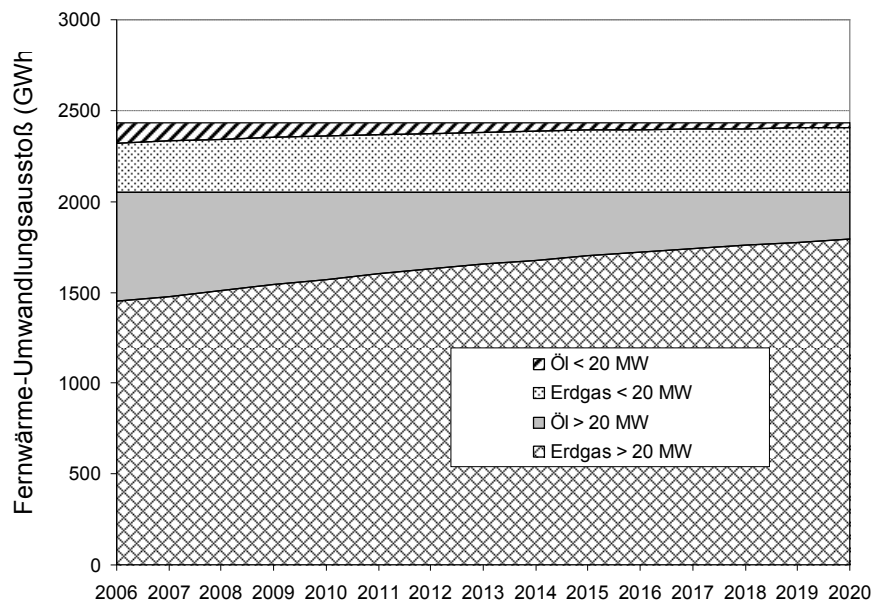


Abbildung 8: Umwandlungsausstoß der fossilen Heizwerke, Szenario „with implemented measures“

Um den Beitrag der Biomasseheizwerke zur Fernwärmeaufbringung zu berechnen, wurden in dieser Studie Anlagen größer als 1 MW<sub>th</sub> berücksichtigt. Die Fernwärmeproduktion wurde mit folgender Formel berechnet.<sup>20</sup>

$$\text{Fernwärmeproduktion} = 0,4002 \cdot \text{MWinst} \cdot \text{HGT}$$

Wobei:

MWinst = Installierte Leistung (MW)

HGT= Heizgradtage

Die Heizgradtage wurden als Trendfortschreibung der Vergangenheitsdaten abgeschätzt (siehe Abbildung 9). Für die installierte Leistung wurde angenommen, dass der jährliche Zubau von 200 MW/a im Jahr 2008 auf 100 MW/a im Jahr 2020 zurückgeht.

<sup>20</sup> Standard Dokumentation Metainformationen zur Erhebung zum Energieträgereinsatz und Fernwärmeausstoß in Biomassegefeuerten Fernwärmanlagen“. Februar, 2008. Statistik Austria. Wien.

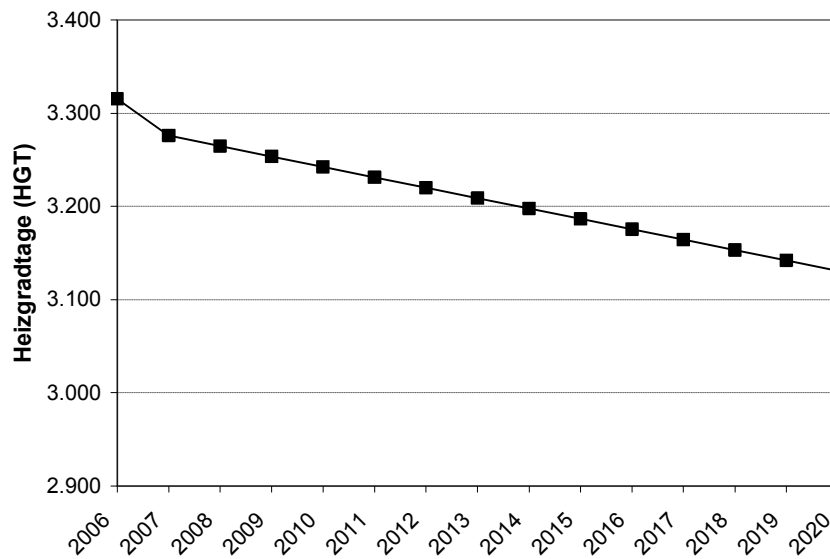


Abbildung 9: Heizgradtage in Österreich im Zeitraum 2006 bis 2020

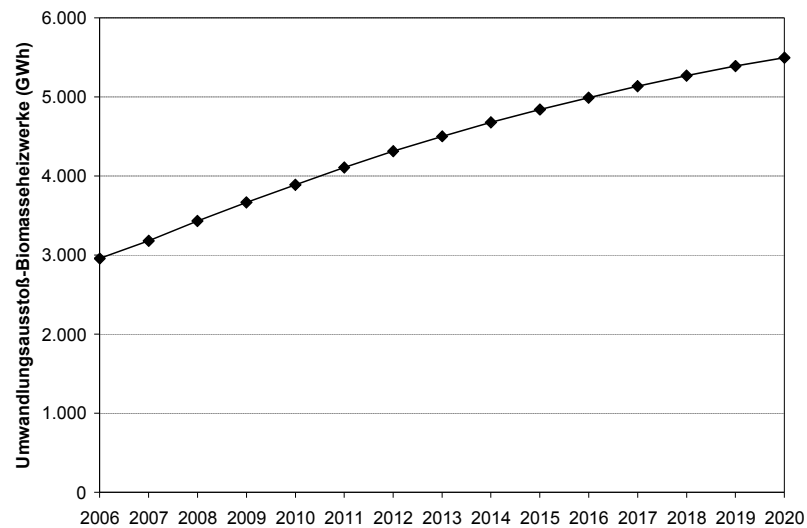


Abbildung 10: Umwandlungsausstoß der Biomasseheizwerke, Szenario „with implemented measures“.

Für die Fernwärmeerzeugung aus Geothermie wird hier von einer Verdoppelung des Umwandlungsausstoßes im Zeitraum 2006 bis 2020 ausgegangen.

Die Fernwärmeerzeugung aus Ablauge und Abfall wurde von der Prognose des Umweltbundesamtes übernommen. Dabei wurden die Abfallheizwerke nicht gesondert ausgewiesen.

Die Lücke zwischen dem Fernwärme-Gesamtbedarf und der öffentlichen Fernwärmeaufbringung besteht aus der Fernwärmeaufbringung von Heizwerken der Unternehmen mit Eigen-

anlagen (hauptsächlich Erdgas-Heizwerke). Hier wird diese Lücke durch eine Fortschreibung der Vergangenheitsdaten abgedeckt.<sup>21</sup>

Für die Berechnung des entsprechenden Umwandlungseinsatzes wurden die durchschnittlichen Wirkungsgrade dieser Technologien von der Energiebilanz Österreichs wie folgt übernommen (vgl. Tabelle 16). So wird die Konsistenz zum Umwandlungseinsatzes der Energiebilanz gewährleistet.

Tabelle 16: Wirkungsgrad der betrachteten Heizwerke (gemäß Energiebilanz Statistik Austria 2006)

	Wirkungsgrad gemäß Energiebilanz (%)
Ölheizwerke	91%
Erdgasheizwerke (EVU)	90%
Biogene-Heizwerke	79%
Erdgasheizwerke (UEA)	80%

Abbildung 11 zeigt den Umwandlungsausstoß der zentralen Heizwerke im Szenario „with implemented measures“.

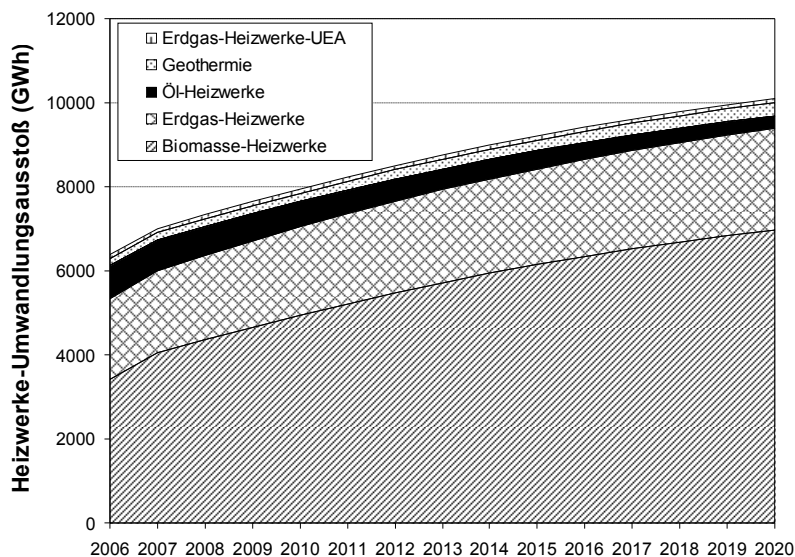


Abbildung 11: Umwandlungsausstoß der zentralen Heizwerke im Szenario „with implemented measures“

<sup>21</sup> 2006 betrug die Fernwärmeerzeugung aus Erdgasheizwerke (UEA) 78 GWh. Quelle: Österreichische Energiebilanz 2006.

## 5 Szenario „with implemented measures“

Mithilfe des genannten Modells wird die Entwicklung des österreichischen Kraftwerksparks der öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen bis 2020 dargestellt. Hier werden die Ergebnisse des Szenarios „with implemented measures“ dargestellt.

Die Stromnachfrage wurde von Modell LEAP übernommen. Da in dieser Studie mit Bruttostromerzeugungsmengen nach Statistiken der E-Control GmbH berechnet wird, sind zusätzlichen Annahmen für den Verlauf des Stromverbrauchs für Pumpspeicherung nötig.<sup>22</sup> In diesem Szenario wurde auf Basis der geplanten Pumpspeicherprojekten eine Verdoppelung des Stromverbrauchs für Pumpspeicherung zwischen 2006 und 2020 unterstellt. Abbildung 12 zeigt den entsprechenden Bruttostromverbrauch.

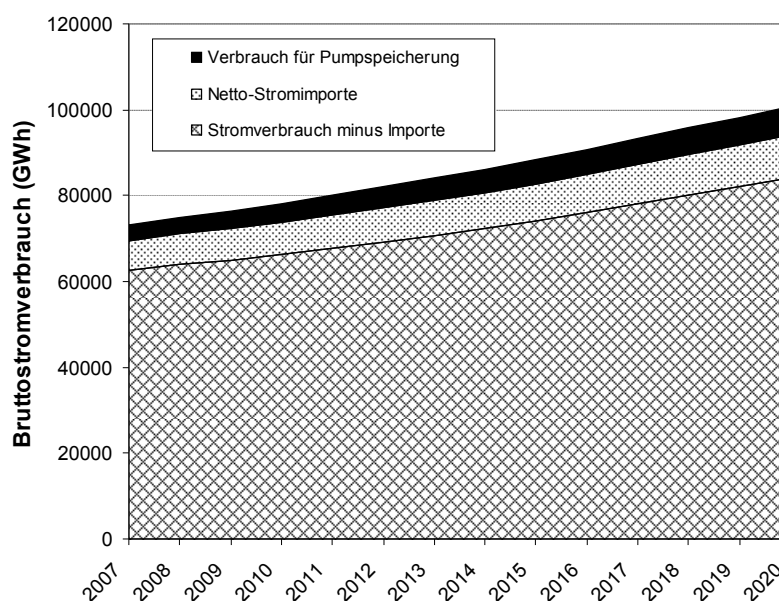


Abbildung 12: Bruttostromverbrauch im Szenario „with implemented measures“

Abbildung 13 zeigt die Stromaufbringung für das Szenario „with implemented measures“. Der Zubau erfolgt in diesem Szenario vorwiegend auf Basis von gasbefeuerten Kapazitäten.

<sup>22</sup> 2006 betrug der Stromverbrauch für Pumpspeicherung 3.337 GWh. Quelle: E-Control GmbH.

Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich

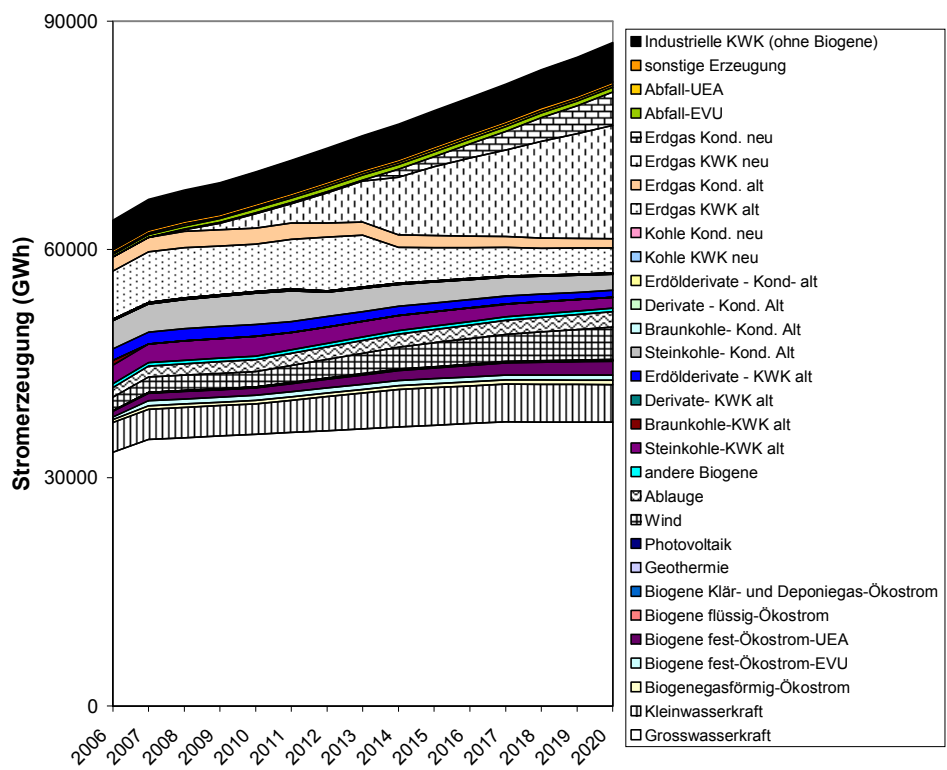


Abbildung 13: Gesamtstromerzeugung (inkl. Pumpspeicherung) in Österreich im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with implemented measures“.

Tabelle 17: Stromerzeugung - Szenario „with implemented measures“

GWh	2006	2010	2015	2020
Grosswasserkraft (inkl. PSP)	33.347	35.719	36.886	37.289
Grosswasserkraft (exkl. PSP)	31011,0	32715,7	33048,5	32617,2
Kleinwasserkraft	3930,7	3999,0	4961,0	4951,0
Biogene gasförmig-Ökostrom	358,0	440,0	509,3	578,6
Biogene fest-Ökostrom-EVU	326,0	652,4	652,4	652,4
Biogene fest-Ökostrom-UEA	760,0	978,6	1407,1	1835,6
flüssig-Ökostrom	54,0	72,5	80,2	87,8
Klär- Deponiegas-Ökostrom	52,0	52,0	52,0	52,0
Geothermie	3,1	3,7	6,0	9,6
Photovoltaik	11,5	23,2	54,3	91,5
Wind	1751,6	2019,0	3107,6	4247,6
Ablauge	1282,5	1558,0	1751,1	2029,3
andere Biogene	467,5	467,5	467,5	467,5
Kohle/Öl KWK alt	4618	4172	3028,7	2343
Kohle/Öl Kond. alt	3873	3747,8	2899,9	2243,9
Kohle KWK neu	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle Kond. neu	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas KWK alt	6318	6198	4381,2	3321,0
Erdgas Kond. alt	1849	2137,8	1576,8	1220,1
Erdgas KWK neu	0,0	1891	9050	14894,1
Erdgas Kond. Neu	0,0	0,0	1320,5	4364,6
Abfall-EVU	341,9	544,3	644,2	647,4
Abfall-UEA	216,6	206,6	300,2	300,5
sonstige Erzeugung	386,0	386,0	386,0	386,0

## Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich

GWh	2006	2010	2015	2020
Industrielle KWK (ohne Biogene)	3927,0	4250,7	4693,1	5181,6
Gesamterzeugung (Brutto, exkl. PSP)	61537,4	67698,8	74845,5	82990,7
Gesamterzeugung (Brutto), inkl. PSP	63873	70233,7	78214,9	87195

Anmerkungen: KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

Die Stromerzeugung in der Kategorie „Kohle/Öl“ wurde auf Basis der Erzeugung 2006 weiter runtergebrochen (vgl. Tabelle 18). Die Kategorie Braunkohle-KWK-alt wird bei der Aufteilung nicht verwendet, da das Kraftwerk Voitsberg 2006 eingestellt wurde.

Tabelle 18: Stromerzeugung aus Kohle und Öl im Jahr 2006

	Stromerzeugung im 2006 (GWh)
Steinkohle-KWK alt	2441
Braunkohle-KWK alt	649
Derivate- KWK alt	0
Erdölderivate - KWK alt	1527
<b>Summe Kohle/Öl-KWK</b>	<b>4.617</b>
Steinkohle- Kond. alt	3672
Braunkohle- Kond. alt	0
Derivate – Kond. alt	133
Erdölderivate – Kond- alt	68
<b>Summe Kohle/Öl-Kond.</b>	<b>3.873</b>

Der gesamte Fernwärme-Umwandlungsausstoß für das Szenario „with implemented measures“ ist in der Abbildung 14 zu sehen.

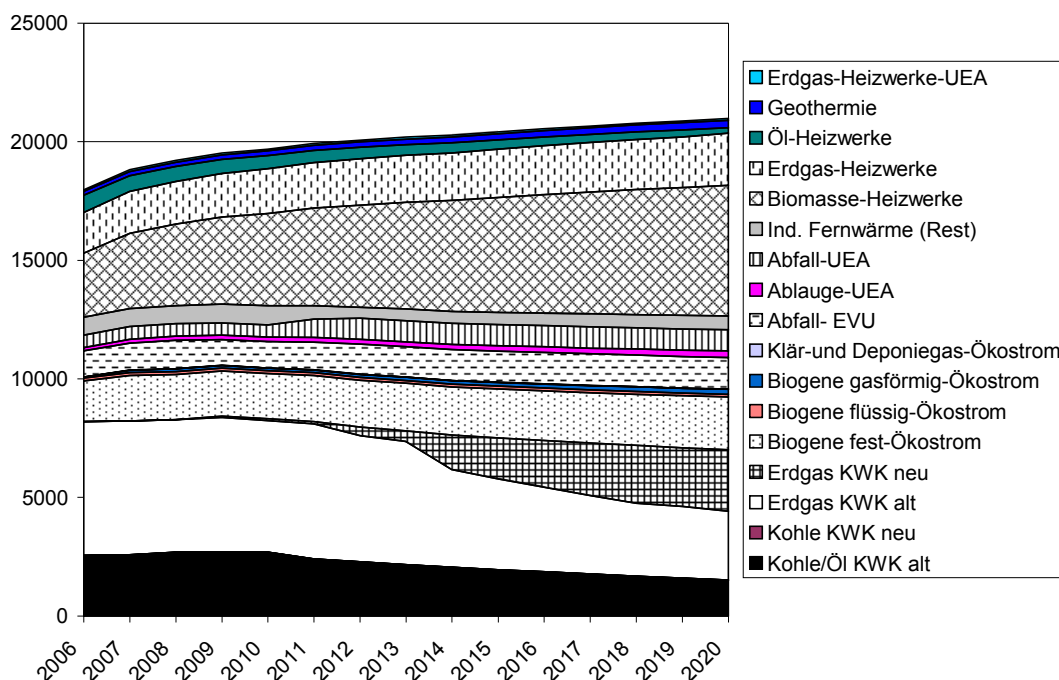


Abbildung 14: Fernwärme-Umwandlungsausstoß in Österreich im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with implemented measures“.

Die Nutzung der Fernwärmepotenziale auf der Abnahmeseite hängt aber stark mit, u.a. der Siedlungsdichte und Netzplanung zusammen. Da die Modellergebnisse auf ausgekoppelter Fernwärme der KWK-Technologien basieren, konnten die regionalen und lokalen Beschränkungen nicht berücksichtigt werden.<sup>23</sup>

<sup>23</sup> Es müssten für jeden einzelnen Fall die regionalen und lokalen Bedingungen analysiert werden. Eine solche Analyse würde aber über den Rahmen der vorliegenden Studie hinausgehen.

Tabelle 19: Fernwärmeaufbringung, Szenario „with implemented measures“

GWh	2006	2010	2015	2020
Kohle/Öl KWK alt	2562	2693,6	1955,5	1513,1
Kohle KWK neu	0	0,0	0,0	0,0
Erdgas KWK alt	5633	5539	3834,0	2906
Erdgas KWK neu	0	82	1714	2593
Biogene-KWK	1883	2141,8	2348,7	2555,6
Abfall-EVU	1095	1116,1	1316,0	1332,8
Abfall-UEA	536	511,2	893,2	894,2
Ablauge-UEA	138	189,8	224,7	271,1
Ind. KWK-Fernwärme (Rest)	755	815,7	516,0	594,9
Biomasse-Heizwerke	2701	3887,4	4840,6	5495,0
Erdgas-Heizwerke	1711	1880,6	2038,2	2149,5
Öl-Heizwerke	724	552,8	395,2	283,9
Geothermie	156	200,8	256,5	312,3
Erdgas-Heizwerke-UEA	78	78,0	78,0	78,0
Gesamt-Fernwärmeaufbringung	17972	19688,8	20410,2	20979,6

Anmerkungen:

- (1) KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

## 6 Sensitivitätsanalyse und Robustheitsanalyse

### 6.1 Sensitivitätsanalyse

Um die Sensitivität des Modells auf größere Parametervariationen zu testen, wurden die Eingangsparameter variiert und das Modell wiederum jeweils einem erneuten Durchlauf unterzogen. Im Rahmen dieser Studie wurde eine Sensitivitätsanalyse für die folgenden Parameter durchgeführt:

- Gaspreis (+10%, -10%)
- Stromnachfrage (+0,1%, -0,1% des Wachstumsrates)
- Netto-Stromimporte +10%, -10%

Insgesamt wurden 6 zusätzlichen Szenarien untersucht. Auf diese Weise wird die Stabilität der Modelllösung getestet. Die Analysen zeigen, wie stabil die Lösung bei Variation der als gegeben betrachteten Parameter ist.

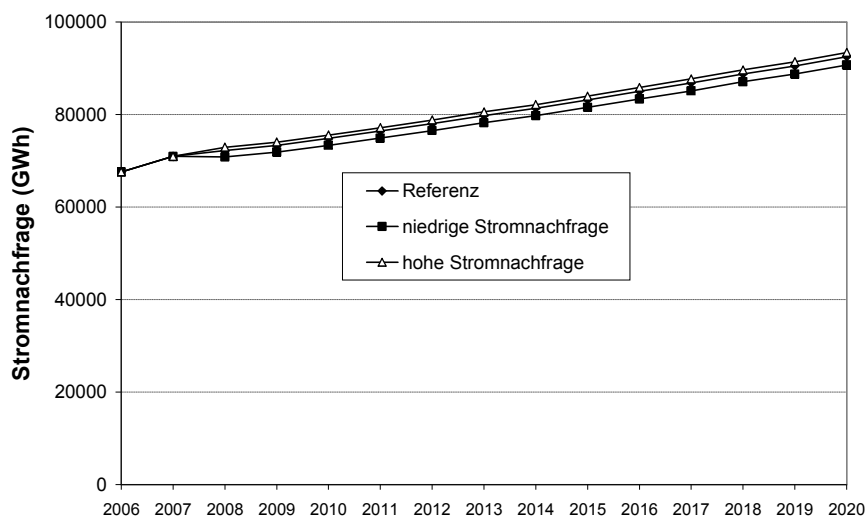


Abbildung 15: Stromnachfrage- Sensitivitätsanalyse

Abbildung 2 zeigt die Netto-Stromimporte für die Sensitivitätsanalyse.

## Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich

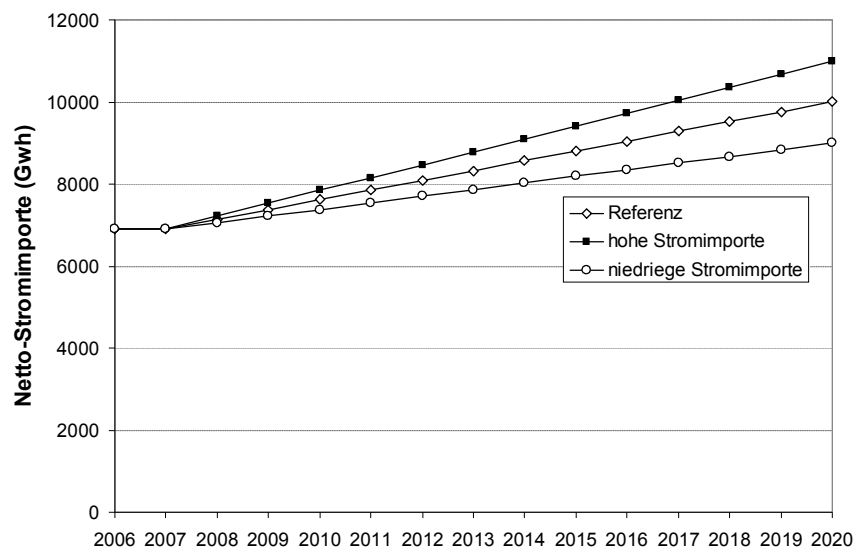


Abbildung 16: Netto-Stromimporte - Sensitivitätsanalyse

Eine Erhöhung des Gaspreises bringt hauptsächlich eine Verringerung der Stromerzeugung durch Erdgas-Kraft-Wärme-Kopplung und eine Erhöhung der Stromerzeugung durch Kohle-KWK mit sich. Im Fall einer Reduktion des Gaspreises, macht sich in diesem Szenario eine leichte Erhöhung der Erdgasstromerzeugung bemerkbar. Bei einer Reduktion der Stromnachfrage ergibt sich eine Reduktion der Gesamtstromerzeugung und, dementsprechend, der Erdgasstromerzeugung. Eine Erhöhung der Netto-Stromimporte resultiert in eine entsprechende Verringerung der Gesamtstromerzeugung. Dementsprechend verringert sich die Stromerzeugung aus neuen Erdgastechnologien. Ein Vergleich der Strom- und Fernwärmeerzeugung der verschiedenen Technologien wird in der Abbildung 17 bzw. Abbildung 18 dargestellt.

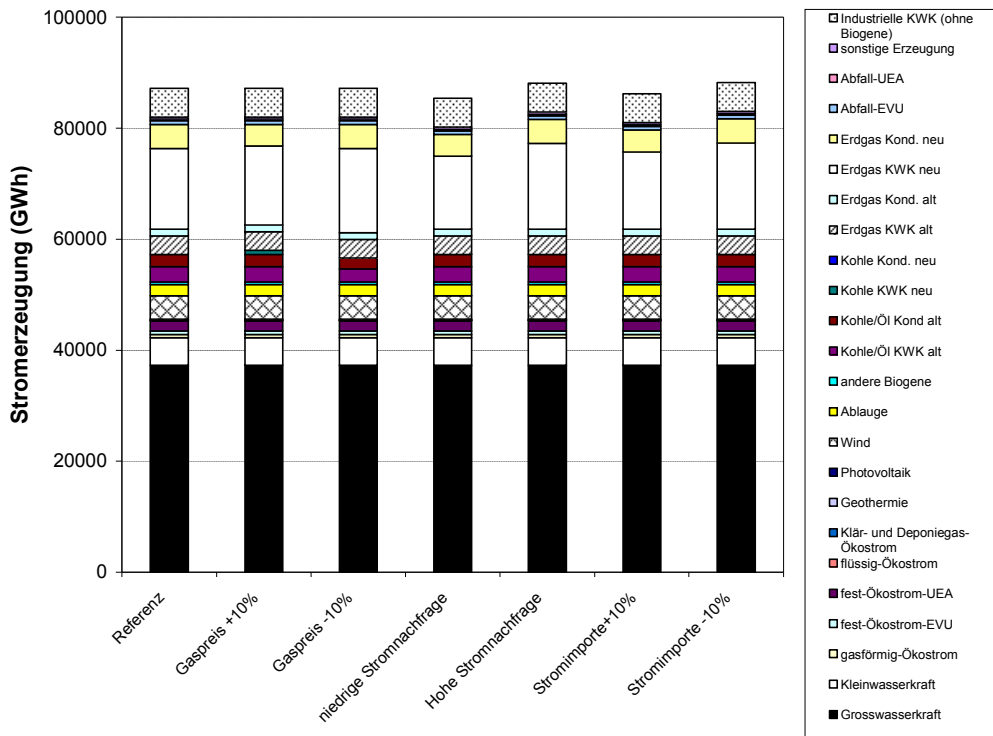


Abbildung 17: Gesamtstromerzeugung im Jahre 2020 im Szenario „with implemented measures“ – Sensitivitätsanalyse

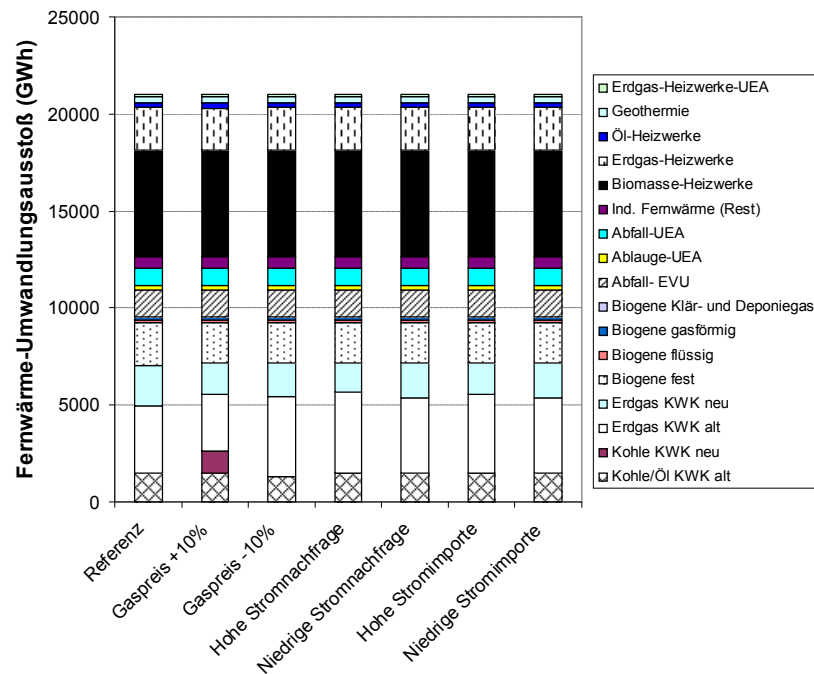


Abbildung 18: Fernwärmeerzeugung im Jahre 2020 im Szenario „with implemented measures“ - Sensitivitätsanalyse

Tabelle 20: Vergleich der Stromerzeugung im Jahre 2020 – Sensitivitätsanalyse

	Referenz	Gaspreis +10%	Gaspreis -10%	Hohe Strom- nachfrage	Niedrige Strom- nachfrage	Hohe Stromim- porte	Niedrige Stromim- porte
Grosswasserkraft (inkl. PSP)	37289,0	37289,0	37289,0	37289,0	37289,0	37289,0	37289,0
Kleinwasserkraft	4951,0	4951,0	4951,0	4951,0	4951,0	4951,0	4951,0
gasförmig- Ökostrom	578,6	578,6	578,6	578,6	578,6	578,6	578,6
fest-Ökostrom- EVU	652,4	652,4	652,4	652,4	652,4	652,4	652,4
fest-Ökostrom- UEA	1835,6	1835,6	1835,6	1835,6	1835,6	1835,6	1835,6
Flüssig- Ökostrom	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8
Klär- und Deponiegas- Ökostrom	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
Geothermie	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Photovoltaik	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5
Wind	4247,6	4247,6	4247,6	4247,6	4247,6	4247,6	4247,6
Ablauge	2029,3	2029,3	2029,3	2029,3	2029,3	2029,3	2029,3
andere Biogene	467,5	467,5	467,5	467,5	467,5	467,5	467,5
Kohle/Öl KWK alt	2343,0	2343,0	2360,0	2343,0	2343,0	2343,0	2343,0
Kohle/Öl kond. alt	2243,9	2243,9	1977,0	2243,9	2243,9	2243,9	2243,9
Kohle KWK neu	0,0	793,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle kond. neu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas KWK alt	3321,0	3321,0	3335,0	3321,0	3321,0	3321,0	3321,0
Erdgas kond. alt	1220,1	1220,1	1220,1	1220,1	1220,1	1220,1	1220,1
Erdgas KWK neu	14894,1	14451,0	15131,0	13548,6	15977,0	14155,0	15894,9

	Referenz	Gaspreis +10%	Gaspreis -10%	Hohe Strom- nachfrage	Niedrige Strom- nachfrage	Hohe Stromim- porte	Niedrige Stromim- porte
Erdgas kond. Neu	4364,6	4014,7	4364,6	3909,2	4557,0	4104,5	4364,6
Abfall-EVU	647,4	647,4	647,4	647,4	647,4	647,4	647,4
Abfall-UEA	300,5	300,5	300,5	300,5	300,5	300,5	300,5
sonstige Erzeu- gung	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0
Industrielle KWK (ohne Biogene)	5181,6	5181,6	5181,6	5181,6	5181,6	5181,6	5181,6
Gesamterzeu- gung (inkl. PSP)	87195	87194,9	87195,0	85393,2	88469,0	86194,9	88194,9

Die entsprechenden Veränderungen in der Fernwärmerzeugung werden in der Tabelle 21 zusammengefasst.

Tabelle 21: Sensitivitätsanalyse - Vergleich der Fernwärmeerzeugung im Jahre 2020

	Referenz	Gaspreis +10%	Gaspreis -10%	Hohe Strom- nachfrage	Niedrige Strom- nachfrage	Hohe Stromim- porte	Niedrige Stromim- porte
Kohle/Öl KWK alt	1513	1513	1309	1513	1513	1513	1513
Kohle KWK neu	0	1124	0	0	0	0	0
Erdgas KWK alt	2905,9	2050,0	3047,0	2995,0	3168,0	3001,0	2699,5
Erdgas KWK neu	2593,3	2352,5	2666,3	2503,0	2331,0	2498,1	2799,6
Biogene fest	2219	2219	2219	2219	2219	2219	2219
Biogene flüssig	120	120	120	120	120	120	120
Biogene gasfö- rmig	209	209	209	209	209	209	209
Biogene Klär- und Deponiegas	8	8	8	8	8	8	8
Abfall- EVU	1333	1333	1333	1333	1333	1333	1333
Ablauge-UEA	271	271	271	271	271	271	271

	Referenz	Gaspreis +10%	Gaspreis -10%	Hohe Strom- nachfrage	Niedrige Strom- nachfrage	Hohe Stromim- porte	Niedrige Stromim- porte
Abfall-UEA	894	894	894	894	894	894	894
Ind. Fernwärme (Rest)	595	595	595	595	595	595	595
Biomasse- Heizwerke	5495	5495	5495	5495	5495	5495	5495
Erdgas- Heizwerke	2203	2203	2203	2203	2203	2203	2203
Öl-Heizwerke	231	231	231	231	231	231	231
Geothermie	312	312	312	312	312	312	312
Erdgas- Heizwerke-UEA	78	78	78	78	78	78	78
Gesamt	20980	20980	20980	20980	20980	20980	20980

## 6.2 Robustheitsanalyse

Zusätzlich wurde eine Robustheitsanalyse für den Gaspreis durchgeführt. Der Gaspreis wurde um 2% erhöht bzw. reduziert und das Modell einem erneuten Durchlauf unterzogen. Auf dieser Weise kann die Stabilität des Modells auf leichte Variationen der Eingangsparameter getestet werden.

Bei diesen Veränderungen bleiben die Ergebnisse des Modells weitgehend stabil. In Tabelle 22 wird eine Zusammenfassung der entsprechenden Veränderungen in der Stromerzeugung im Jahre 2020 dargestellt. Die Variation der Stromerzeugung der verschiedenen Technologien liegt unter 2% der Stromerzeugung im Referenzfall.

Tabelle 22: Ergebnisse der Robustheitsanalyse beim Szenario „with implemented measures“. Stromerzeugung im Jahre 2020 (in GWh).

	Referenz	Gaspreis +2%	Gaspreis -2%
Grosswasserkraft (inkl. PSP)	37.289	37289	37289
Kleinwasserkraft	4951,0	4951	4951
Gasförmig-Ökostrom	578,6	578,6	578,6
fest-Ökostrom-EVU	652,4	652,4	652,4
fest-Ökostrom-UEA	1835,6	1835,6	1835,6

## Sensitivitätsanalyse und Robustheitsanalyse

	Referenz	Gaspreis +2%	Gaspreis -2%
flüssig-Ökostrom	87,8	87,8	87,8
Klär- und Deponiegas- Ökostrom	52,0	52	52
Geothermie	9,6	9,6	9,6
Photovoltaik	91,5	91,5	91,5
Wind	4247,6	4247,6	4247,6
Ablauge	2029,3	2029,3	2029,3
andere Biogene	467,5	467,5	467,5
Kohle/Öl KWK alt	2343	2374	2311
Kohle/Öl kond. alt	2243,9	2251	2237
Kohle KWK neu	0,0	0	0
Kohle kond. Neu	0,0	0	0
Erdgas KWK alt	3321,0	3305	3345
Erdgas kond. Alt	1220,1	1207	1220,07
Erdgas KWK neu	14894,1	14885,1	14909
Erdgas kond. Neu	4364,6	4364,6	4364,6
Abfall-EVU	647,4	647,4	647,4
Abfall-UEA	300,5	300,5	300,5
sonstige Erzeugung	386,0	386	386
Industrielle KWK (ohne Biogene)	5181,6	5181,6	5181,6
Gesamterzeugung (inkl. PSP)	87195	87195	87195

## 7 Szenario „with additional measures“

Im Szenario „with additional measures“ werden in Absprache mit den Auftraggebern nur geplanten Maßnahmen zusätzlich zum Szenario „with implemented measures“ abgebildet. Für die Strom- und Fernwärmeaufbringung sind in diesem Szenario die Maßnahmen wie folgt berücksichtigt worden.

- Ökostromgesetz: Es wurde vereinbart, dass das Ökostromgesetz gleich wie im Szenario „with implemented measures“ dargestellt wird, d.h. dass keine zusätzliche Novellierung abgebildet wird. Unter diesen Bedingungen verändert sich die Stromerzeugung aus Ökostromanlagen im Vergleich zum Szenario „with implemented measures“ nicht.
- Masterplan Wasserkraft: Für die Großwasserkraft wurden in diesem Szenario nach Vereinbarung mit dem BMLFUW ein zusätzlicher Zubau von 3 TWh bis zum Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2005 angenommen (20% höher als im Szenario „with implemented measures“). Für die Kleinwasserkraft sind keine Änderungen gegenüber dem Szenario „with implemented measures“ berücksichtigt worden.
- Der Emissionshandel wird über den CO<sub>2</sub>-Preis (40 Euro/ton CO<sub>2</sub>) dargestellt.
- Klima- und Energiepaket der EU: Im Rahmen des Klima- und Energiepakets der Europäischen Kommission hat sich Österreich verpflichtet, 34% erneuerbare Energien bis zum Jahr 2020 zu erreichen.<sup>24</sup> Die entsprechenden sektoralen Ziele sind noch nicht vereinbart worden und konkrete zusätzliche Maßnahmen liegen noch nicht vor. Aus diesem Grund gibt es im Kapitel 9 einen ersten Vorschlag über mögliche Maßnahmen zur Erreichung des 34%-Zieles. Eine Quantifizierung war nicht Teil des Projekts.
- Das KWK-Gesetz wurde gleich wie im Szenario „with implemented measures“ abgebildet
- Da derzeit keine zusätzlichen Maßnahmen für die Förderung der Biomassenahwärme vorgesehen sind, wird hier angenommen, dass die Biomasseheizwerke in diesem Szenario das gleiche Wachstum wie im Szenario „with implemented measures“ erfahren.
- Klimastrategie 2002/2007: Die Schwerpunkte der Klimastrategie 2002/2007 im Bereich Strom- und Fernwärmeaufbringung (Forcierung erneuerbarer Energieträger in der Wärmeversorgung, Umsetzung der KWK-Richtlinie sowie Fortführung der Ökostromförderung) werden durch Maßnahmen berücksichtigt, die im Szenario „with implemented measures“ abgebildet wurden.

In diesem Szenario werden eine Reihe von Stromeinsparmaßnahmen berücksichtigt, die zu einer gedämpften Zunahme der Nachfrage nach Strom (dem Szenario „with implemented

---

<sup>24</sup> Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. KOM (2008) 19 endgültig. Brüssel, 23.01.2008.

measures“ gegenüber) führen. Im Jahre 2020 ist die Stromnachfrage in diesem Szenario um ca. 10 TWh niedriger als im Szenario „with implemented measures“.

Weiters wurde angenommen, dass die Netto-Stromimporte im Vergleich zum Szenario „with implemented measures“ sich verringern. Der Grund dafür ist die Annahme, dass die drei sicheren neuen Erdgaskraftwerke (Erweiterung Simmering 2, Timelkam und Mellach) voll betrieben werden. D.h. es wird hier von einer exogen vorgegeben Erzeugung dieser Anlagen ausgegangen. Da dieser Output die vom Modell benötigte Lückenkapazität übersteigt, werden die Nettostromimporte entsprechend reduziert.

Tabelle 23 fasst die Annahmen dieser Anlagen zusammen.

Tabelle 23: Parameter der drei neuen, fixen Kraftwerke für die Modellierung

Anlage	Typ	Engpassleistung (MW)	Jahr der Inbetriebnahme	Volllaststunden (h)	Stromerzeugung (GWh)
Simmering 2. (1)	KWK	400	2009	5.000	2.000
Timelkam	Kond.	400	2009	5.000	2.000
Mellach	KWK	850	2011	5.000	4.250

Anmerkungen:

(1) Es wurde nur die zusätzliche Engpassleistung (400 MW) berücksichtigt.

In der Abbildung 19 werden die resultierende Netto-Stromimporte im Szenario „with additional measures“ dargestellt.

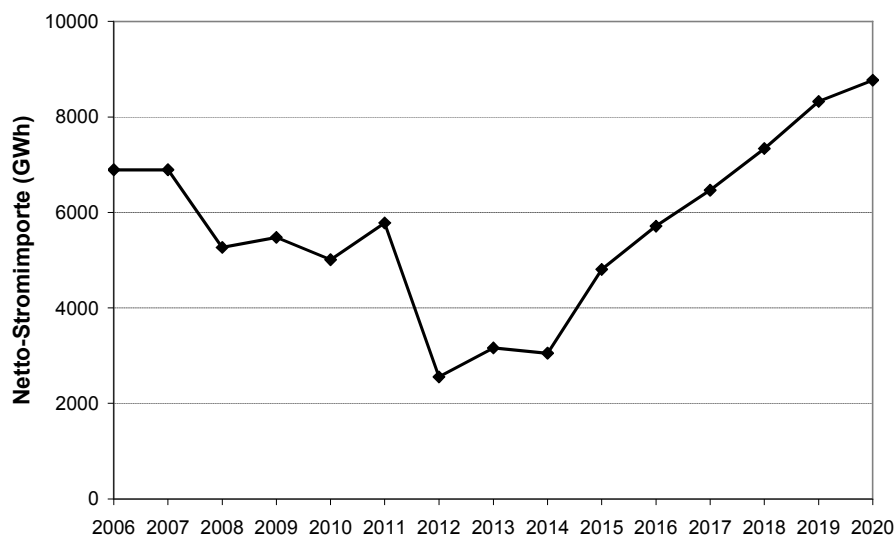


Abbildung 19: Netto-Stromimporte im Szenario „with additional measures“.

Die resultierende Stromerzeugung wird in der Abbildung 20 dargestellt. Insgesamt ist das Wachstum der neuen kalorischen Technologien langsamer als im Szenario „with implemen-

ted measures“. Die kalorische Lücke wird hauptsächlich durch Erdgastechnologien abgedeckt. Der absolute Beitrag der erneuerbaren Energien zur Gesamtstromerzeugung ist nur leicht höher als im Szenario „with implemented measures“, aber aufgrund der niedrigeren Nachfrage ist ihr Anteil an der Gesamtstromerzeugung viel höher.

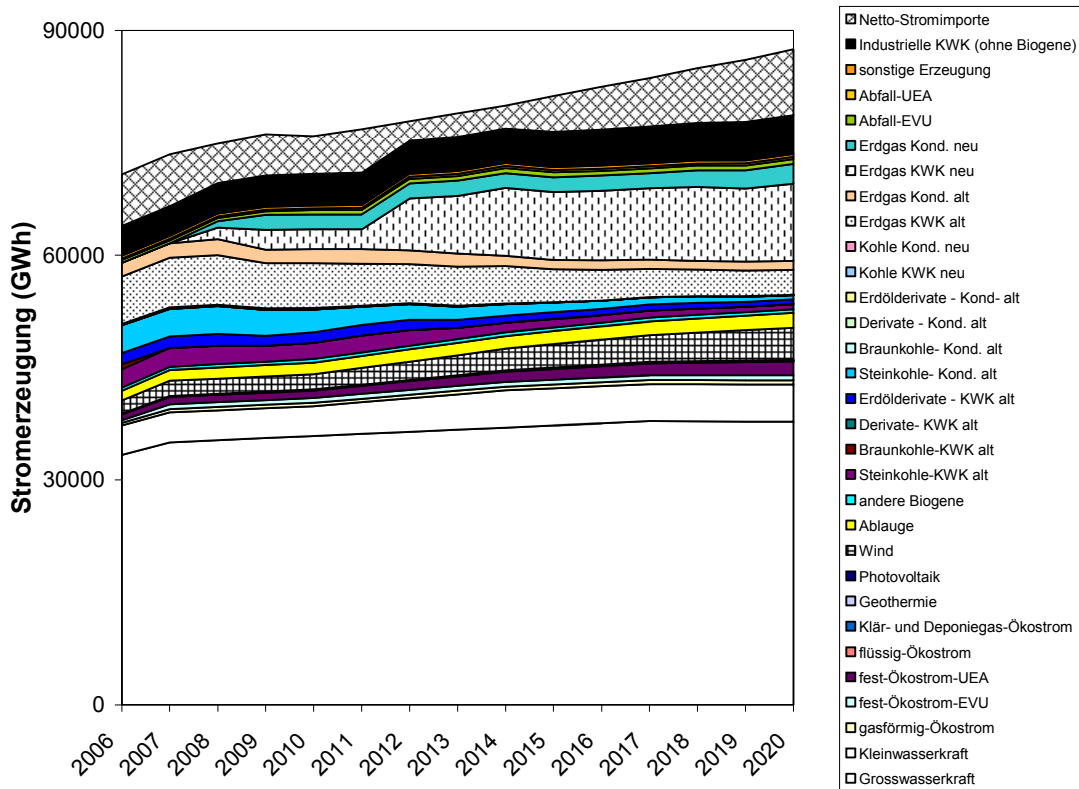


Abbildung 20: Gesamtstromerzeugung (inkl. Pumpspeicherung) in Österreich im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with additional measures“.

Tabelle 24: Stromerzeugung - Szenario „with additional measures“

GWh	2006	2010	2015	2020
Grosswasserkraft (inkl. PSP)	33.347	35.869	37.286	37.789
Grosswasserkraft (exkl. PSP)	31011,0	32866,0	33448,0	33117,4
Kleinwasserkraft	3930,7	3999,0	4961,0	4951,0
Biogene gasförmig-Ökostrom	358,0	440,0	509,3	578,6
Biogene fest-Ökostrom-EVU	326,0	652,4	652,4	652,4
Biogene fest-Ökostrom-UEA	760,0	978,6	1407,1	1835,6
Flüssig-Ökostrom	54,0	72,5	80,2	87,8
Klär-Deponiegas-Ökostrom	52,0	52,0	52,0	52,0
Geothermie	3,1	3,7	6,0	9,6
Photovoltaik	11,5	23,2	54,3	91,5
Wind	1751,6	2019,0	3107,6	4247,6
Ablauge	1282,5	1558,0	1751,1	2029,3
Andere Biogene	467,5	467,5	467,5	467,5
Kohle/Öl KWK alt	4618	3601,6	2066,6	1346,6
Kohle/Öl Kond. Alt	3873	3200	1347	571
Kohle KWK neu	0,0	0	0	0
Kohle Kond. Neu	0,0	0	0	0
Erdgas KWK alt	6318,0	6003,9	4381,1	3321
Erdgas Kond. Alt	1849,0	1875	1254	1220,1
Erdgas KWK neu	0	2649,4	9028,4	10282,4
Erdgas Kond. Neu	0	2000	2000	2645
Abfall-EVU	341,9	544,3	644,2	647,4
Abfall-UEA	216,6	206,6	300,2	300,5
Sonstige Erzeugung	386,0	386,0	386,0	386,0

Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich

GWh	2006	2010	2015	2020
Industrielle KWK (ohne Biogene)	3927,0	4250,7	4693,1	5181,6
Gesamterzeugung (Brutto, exkl. PSP)	61537,4	67849,5	72597,1	74021,9
Gesamterzeugung (Brutto), inkl. PSP	63.873	70.853	76.435	78.694

Anmerkungen: KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

Die Entwicklung der Erdgas- und Ölheizwerke im Szenario „with additional measures“, erfolgt unter der Annahme, dass die gesamte Fernwärmeaufbringung der fossilen Heizwerke im Zeitraum 2007-2020 zurückgeht. Für die Ölheizwerke wurde der gleiche Verlauf wie im Szenario „with implemented measures“ angenommen. Für die Gasheizwerke wird eine lineare Reduktion bis zum Jahr 2020 angenommen.

Abbildung 21 stellt den Fernwärmeumwandlungsausstoß im Szenario „with additional measures“ dar.

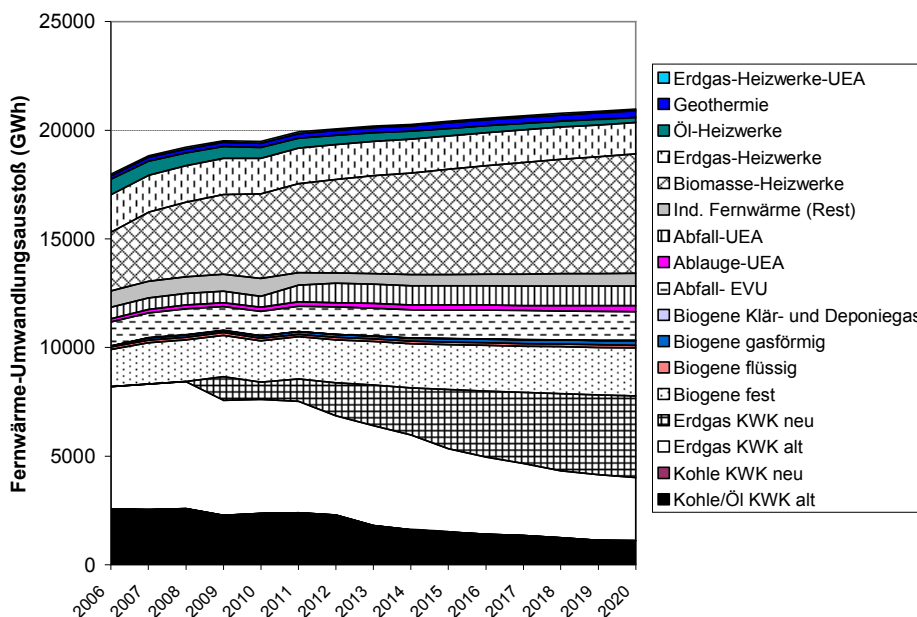


Abbildung 21: Fernwärme-Umwandlungsausstoß in Österreich im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with additional measures“.

Tabelle 25: Fernwärmeaufbringung, Szenario „with additional measures“.

in GWh	2006	2010	2015	2020
Kohle/Öl KWK alt	2562,0	2562,0	1506,8	1107,4
Kohle KWK neu	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas KWK alt	5633,7	5253	3834	2906
Erdgas KWK neu	0,0	789	2718	3753
Biogene-KWK	1883,2	1910,2	2064,5	2218,7
Abfall-EVU	1095,1	1116,1	1316,0	1332,8
Ablauge-UEA	138,4	189,8	224,7	271,1
Abfall-UEA	536,0	511,2	893,2	894,2
Ind. Fernwärme (Rest)	754,6	815,7	516,0	594,9
Biomasse-Heizwerke	2701,0	3887,4	4840,6	5495,0
Erdgas-Heizwerke	1720,9	1642,2	1543,9	1445,5
Öl-Heizwerke	713,1	501,7	334,5	233,5
Geothermie	156,2	200,8	256,5	312,3
Erdgas-Heizwerke-UEA	78,0	78,0	78,0	78,0
Gesamtfernwärmeaufbringung	17972,1	19688,8	20410,2	20979,6

Anmerkungen:

(1) KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

## 8 Berechnung des Ökostromziels

Der Anteil der Ökostromanlagen am elektrischen Endenergieverbrauch in den Szenarien „with implemented measures“ und „with additional measures“ wird in der Abbildung 22 dargestellt. Gemäß der Ökostromgesetznovelle 2008, ist in diesem Wert die Stromerzeugung aus neu errichteten Kleinwasserkraftanlagen sowie mittleren Wasserkraftanlagen sowie die durch Optimierung und Erweiterung von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen erzielte zusätzliche Stromerzeugung seit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes, BGBl. I Nr. 149/2002, enthalten. Um die Berechnung durchzuführen, wurden folgende zusätzliche Annahmen getroffen:

- Für den Beitrag der mittleren Wasserkraftwerke wurde hier vom Ziel des Ökostromgesetzes ausgegangen (150 MW, welche annahmengenmäßig bis zum Jahr 2017 errichtet werden).
- Kontrahierungspflichtige Kleinwasserkraft. Hier wurden nur neue Anlagen ab 2003 berücksichtigt. Gemäß dem Ökostrombericht 2008 wurde durch Investitionsmaßnahmen (neue Kleinwasserkraftwerke sowie Revitalisierungsmaßnahmen) bis Ende 2007 eine Stromertragsteigerung von bis zu 750 GWh erreicht.<sup>25</sup> Hier wurde angenommen, dass im Zeitraum 2003-2007 die Stromertragssteigerung ein lineares Wachstum erfährt. Weiters wurde nur die Stromertragsteigerung bis zum Jahr 2006 berücksichtigt (500 GWh), um die Konsistenz zu den Szenarien zu bewahren.
- Für die Optimierung bestehender Kleinwasserkraft-Anlagen wird hier von einem Optimierungspotenzial von 700 GWh ausgegangen, welches bis zum Jahr 2027 umgesetzt wird (wie oben unter Punkt 3.2.3 beschrieben).
- Für die Kategorie Ablauge wurde nur die Erzeugung der neuen Anlagen berücksichtigt.
- Als Proxy für die Abgabe an Endenergieverbraucher aus öffentlichen Netzen wurde der elektrische Endenergieverbrauch herangezogen.

Tabelle 26: Berechnung des Ökostromziels für das Szenario „with implemented measures“

in GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mittlere Wasserkraft seit Inkrafttr. ÖSG 2002	76	164	312	460	609	757	792	827	862	897	932	967
Kontrahierungspflicht-	500	500	725	950	1.175	1.400	1.406	1.411	1.417	1.422	1.428	1.433

<sup>25</sup> Ökostrom. Bericht der Energie-Control GmbH. gemäß §25 Abs 1 Ökostromgesetz. Wien, Oktober 2008.

## Berechnung des Ökostromziels

in GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ge KIWK												
Optimierung bestehender KIWK-Anlagen		-	41	82	124	165	206	247	288	330	371	412
Kontrahierungspflichtige Sonst. Ökostr.Anl.	4.233	4.241	4.564	4.887	5.212	5.538	5.869	6.200	6.536	6.872	7.214	7.555
Ablauge	43	40	38	35	32	44	45	43	41,19	70,57	57,78	65,79
Summe Ökostromanlagen	4.852	4.945	5.680	6.414	7.152	7.904	8.317	8.728	9.144	9.592	10.002	10.433
Elektrischer Endenergieverbrauch	57.540	60.899	61.873	62.775	64.049	65.362	66.766	68.208	69.510	71.075	72.641	74.177
Ziel (%)	7,7%	7,7%	8,7%	9,6%	10,5%	11,4%	11,7%	12,0%	12,3%	12,6%	12,9%	13,2%

Tabelle 27: Berechnung des Ökostromziels für das Szenario „with additional measures“

in GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mittlere Wasserkraft seit Inkrafttr. ÖSG 2002	76	164	312	460	609	757	792	827	862	897	932	967
Kontrahierungspflichtige KIWK	500	500	750	1.000	1.250	1.500	1.506	1.511	1.517	1.522	1.528	1.533
Optimierung bestehender KIWK-Anlagen		-	41	82	124	165	206	247	288	330	371	412
Verluste bestehender KIWK durch		-	55	111	166	222	277	324	370	416	462	508

Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich

in GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
WRRL												
Kontrahierungspflichtige Sonst. Ökostr.Anl.	4.233	4.241	4.564	4.887	5.212	5.538	5.869	6.200	6.536	6.872	7.214	7.555
Ablauge	43	40	38	35	32	44	45	43	41	71	58	66
Summe Ökostromanlagen	4.852	4.945	5.705	6.464	7.227	8.004	8.417	8.828	9.244	9.692	10.102	10.533
Elektrischer Endenergieverbrauch	62.775	64.049	65.362	66.766	68.208	69.510	71.075	72.641	74.177	75.873	77.331	79.067
Ziel (%)	7,7%	7,9%	9,1%	10,2%	11,2%	12,3%	12,8%	13,2%	13,7%	14,1%	14,5%	14,9%

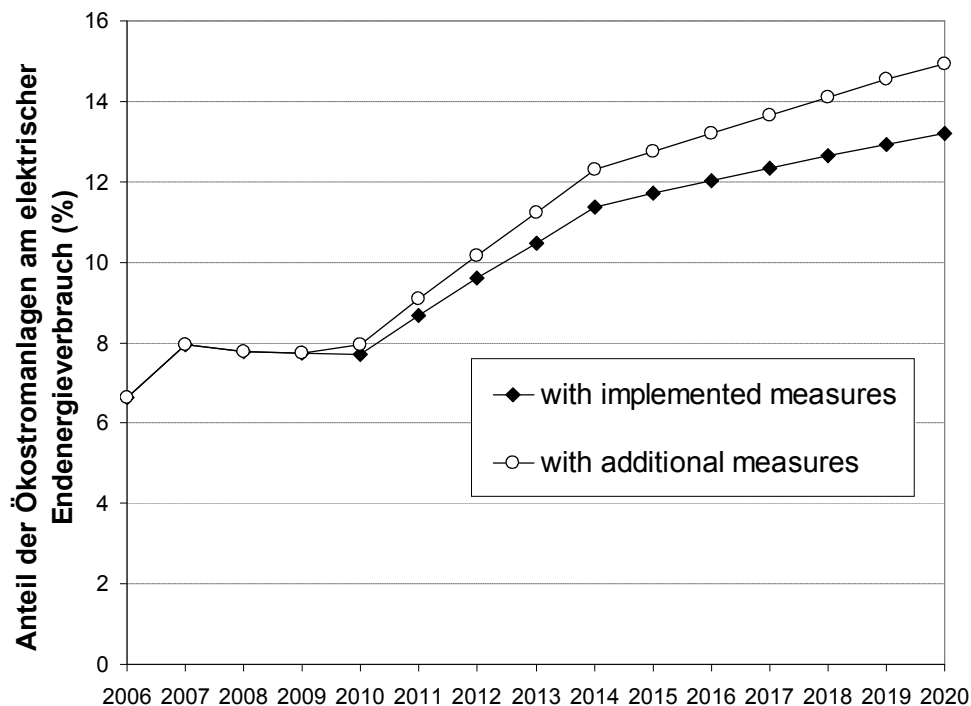


Abbildung 22: Anteil der Ökostromanlagen am elektrischen Endenergieverbrauch in den Szenarien „with implemented measures“ und „with additional measures“.

## 9 Maßnahmen zur Erreichung des 34%-Zieles

In diesem Abschnitt werden einige Maßnahmen beschrieben, die zur Erreichung des Zieles, 34% erneuerbarer Energien an der österreichischen Energieversorgung, beitragen können:

### Allgemein

- Großflächige Umsetzung von massiven Energieeffizienz- und Energieeinsparmaßnahmen in allen Bereichen
- Herstellung eines „level playing fields“ für Erneuerbare im Wettbewerb mit Fossilen Energieträgern (bspw. durch Steueranpassung bei fossilen zur Berücksichtigung deren externer Effekte)

### Strom

- Rasche Implementierung der 2. Ökostromgesetznovelle 2008 nach Notifizierung
- Anpassung des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens (dzt. 21 Mio. Euro) nach oben durch den Wirtschaftsminister bei Zielabweichung
- adäquate Nachfolgeregelung für die Jahre 2016-2020

### Wärme&Kälte

- Erarbeitung und Implementierung eines Wärme- und Kältegesetzes (mit klaren Zielen, Maßnahmen, Instrumenten und Sanktionsmechanismen)
- Regulierungen (Verpflichtungen) in bestimmten, abgegrenzten Bereichen

### Treibstoff

- Novellierung der Kraftstoffverordnung 2004 in Hinblick auf einen Ausbaupfad 2010-2020 zur Erreichung des 10% Zieles
- Weiterer Ausbau der Infrastruktur für E85 und Biomethan (CNG)

### Wasserkraft

- Umsetzung des „Masterplan zum Ausbau des Wasserkraftpotentials“ bis 2020
  - Aufbau eines umfassenden österreichischen Wasserbauwerke-Katasters, in dem u.a. sämtliche Wasserkraftwerke verortet erfasst sind. Bei den Wasserkraftwerken sollten zumindest Baujahr, Typ, Leistung und Regelarbeitsvermögen erhoben werden.
  - Erfassung und Ausweisung der freien Fließstrecken und der entsprechenden hydrologischen Kenngrößen bei österreichischen Flüssen; diese Informationen sollen als Basis für eine bottom-up-Potenzialerhebung herangezogen werden, z.B. zur Erstellung eines Wasserwidmungsplans
  - Forschungsschwerpunkt Wasserkraft in Hinblick auf neue Einsatzgebiete und ökologischen Optimierung von Wasserkraftwerken
  - Umstellung der Förderung von Revitalisierung und Neubau von Kleinwasserkraft auf eine Investitionsförderung analog zur mittleren Wasserkraft im aktuellen Ökostromgesetz

## Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich

- Kleinwasserkraftanlagen sollen auch dann einen Förderanspruch besitzen, wenn sie auf Grund von Anforderungen aus der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie eine Steigerung des Regelarbeitsvermögens von mehr als 15 % nicht erreichen
- Revitalisierung und Erweiterung bestehender Kraftwerke

### Windkraft

- Erschließung des bestehenden Potentials, u. a. durch Ausweisen von potentiellen Standorten durch die Bundesländer
- Repoweringprogramm für Anlagen < 2 MWel; kurz vor 2020: ev. auch für alte 2 MWel-Anlagen

### Photovoltaik

- Heranführen von PV-Kleinanlagen im Bereich privater Haushalte an Marktfähigkeit (Kostenparität bis 2015-2020)

### Solarthermie

- Verpflichtender Einbau bei Neubau und Sanierung für bestimmte Gebäudesegmente (z. T. bereits ohne gleichzeitige Investitionsförderung)

### Feste Biomasse

- Mobilisierung des vom (Bundesamt für Wald) BFW ausgewiesenen, nachhaltig zusätzlich jährlich mobilisierbaren Potentials aus dem Wald
- Forcierte Mobilisierung der Potentiale aus dem bäuerlichen Kleinwald durch Einrichtung von one-stop-shops zur Abwicklung der gesamten Waldpflege bis hin zur Holzvermarktung
- Förderung und Einrichtung von Biomassehöfen nach dem Vorbild der Steiermark (u. a. zentrale und qualitativ standardisierte Scheitholz- und Hackschnitzelvermarktung)
- Mobilisierung von Durchforstungsreserven zur Anlage von Notstandsreserven
- Einrichtung von Nasslagern zur Aufrechterhaltung eines stabilen Marktes bei gr. Schadereignissen (Windwurf)
- Auflage eines Förderprogramms zur Anlage von Kurzumtriebsflächen zur Energieholzgewinnung (vorwiegend auf Dauergrünlandflächen und auf Grenzertragsackerböden)
- Diversifizierung der Rohstoffe zur Pelletsversorgung (Alternativen zu Sägenebenprodukten wie Industriehackgut, Miscanthus und Stroh)
- Markteinführungsprogramm für Miscanthus als Hackgut-Alternative (vorwiegend für Einzel-Hackgutheizungen und Heizwerke)
- Forcierung der gekoppelten Erzeugung von Strom- und Wärme, auch bei kleineren Leistungen

- Ausbau der Fernwärme- und Mikronetze
- Ausweisen von Fernwärmevorranggebieten

#### Gasförmige Biomasse

- Anreize zur Vergärung von Wirtschaftsdünger, biogenen Abfällen und Pflanzenmaterialien welche nicht in Konkurrenz zur Lebens- und Futtermittelerzeugung und zur stofflichen Nutzung stehen
- Demonstration und Markteinführung der Vergärung von Ackerbauzwischenfrüchten (vor und nach der Hauptfrucht) zur Biogaserzeugung
- Forcierung von zur Vor-Ort-Verstromung alternativen Nutzungspfaden für Biogas (Netzeinspeisung als Erdgassubstitut, Nutzung als Kraftstoff (an Hoftankstellen und normalen Tankstellen))

#### Flüssige Biomasse

- Mobilisierung der bisher ungenutzten Potentiale zur Erzeugung von Biodiesel aus Altspeiseölen und -fetten
- Erhöhung der heimischen Produktion von Raps und Sonnenblumen zur Biodieselerzeugung
- Pilot- und full-scale Demonstrationsanlagen im Bereich Stroh und Holz als Rohstoffe für Kraftstoff

#### Umgebungswärme (Wärmepumpe)

- Stärkere Forcierung der Wärmepumpe in Bereichen wo diese sehr effizient arbeiten können (bspw. bei der betrieblichen Abwärmerückgewinnung zum Wiedereinsatz im Prozess)
- Stärkere Differenzierung von Förderungen auf Einsatzbereich (Temperaturniveaus) und Qualität der Anlage und Installation
- Berücksichtigung des Primärenergieverbrauchs für die Antriebsenergie (als auch des Spitzenstrombedarfs) bei Förderprogrammen

#### Geothermie

- Nutzung bisher ungenutzter Potentiale in Regionen mit Geothermiepotential zur (Strom- und) Wärmeerzeugung
- Nutzung von Geothermie bei größeren Objekten, wo sehr hohe Jahresarbeitszahlen erreicht werden
- Nutzung des thermischen Potentials von ausgeförderten Erdgas- und Ölförderlagerstätten

#### Biogene Reststoffe (aus Industrie und Gewerbe, Siedlungsabfall)

## Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich

- Mobilisierung der bisher ungenutzten Potentiale in effiziente Nutzungspfade (Recycling, Energieerzeugung, etc.)

### Querschnittsmaterien

- Beschleunigung von Genehmigungsverfahren und UVPs
- Prüfung und Vereinheitlichung von (technischen) Auflagen und Standards
- Entsprechende Qualität der Anlagen selbst und der Installation/Inbetriebnahme sicherstellen
- Entsprechende Qualifizierung von InstallateurInnen, ArchitektInnen, BaumeisterInnen, AnlagenplanerInnen
- Qualität auf allen Ebenen als Fördervoraussetzung (gilt auch für Gesamteffizienz der Systeme)

## 10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wesentliche Input- und Outputgrößen des Aufbringungsmodells. Quelle: eigene Darstellung .....	3
Abbildung 2: CO <sub>2</sub> -Zertifikatepreis in Szenario „with implemented measures“ .....	6
Abbildung 3: Netto-Brennstoffpreise im Vergleich zum Rohölpreis (ohne Steuern).....	7
Abbildung 4: Netto-Stromimporte Österreichs im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with implemented measures“ .....	8
Abbildung 5: Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft – absehbare Verluste .....	9
Abbildung 6: Ökostromentwicklung (ohne Kleinwasserkraft) im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with implemented measures“. Quelle: Statistiken E-control bis 2007, eigene Berechnungen, Umweltbundesamt (Ablauge). .....	18
Abbildung 7: Nachfrage nach Fernwärme, Szenario „with implemented measures“.....	24
Abbildung 8: Umwandlungsausstoß der fossilen Heizwerke, Szenario „with implemented measures“.....	26
Abbildung 9: Heizgradtage in Österreich im Zeitraum 2006 bis 2020 .....	27
Abbildung 10: Umwandlungsausstoß der Biomasseheizwerke, Szenario „with implemented measures“.....	27
Abbildung 11: Umwandlungsausstoß der zentralen Heizwerke im Szenario „with implemented measures“.....	28
Abbildung 12: Bruttostromverbrauch im Szenario „with implemented measures“.....	29
Abbildung 13: Gesamtstromerzeugung (inkl. Pumpspeicherung) in Österreich im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with implemented measures“. .....	30
Abbildung 14: Fernwärme-Umwandlungsausstoß in Österreich im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with implemented measures“.....	33
Abbildung 15: Stromnachfrage- Sensitivitätsanalyse .....	35
Abbildung 16: Netto-Stromimporte - Sensitivitätsanalyse.....	36
Abbildung 17: Gesamtstromerzeugung im Jahre 2020 im Szenario „with implemented measures“ – Sensitivitätsanalyse.....	37
Abbildung 18: Fernwärmeerzeugung im Jahre 2020 im Szenario „with implemented measures“ - Sensitivitätsanalyse.....	37

Abbildung 19: Netto-Stromimporte im Szenario „with additional measures“.....	43
Abbildung 20: Gesamtstromerzeugung (inkl. Pumpspeicherung) in Österreich im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with additional measures“.....	44
Abbildung 21: Fernwärme-Umwandlungsausstoß in Österreich im Zeitraum 2006 bis 2020 im Szenario „with additional measures“.....	46
Abbildung 22: Anteil der Ökostromanlagen am elektrischen Endenergieverbrauch in den Szenarien „with implemented measures“ und „with additional measures“.....	50


## 11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Stromproduktion aus Wasserkraftwerken im Jahr 2005 .....	8
Tabelle 2: Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie - absehbare Verluste .....	9
Tabelle 3: Optimierungspotenzial der bestehenden Wasserkraftwerke .....	10
Tabelle 4: Ziele des Ökostromgesetzes 2008.....	11
Tabelle 5: Prognostizierter jährlicher Zubau an neuen Ökostromanlagen, Jahreswerte in MW <sub>el</sub> (Österreichische Energieagentur). .....	14
Tabelle 6: Prognostizierte Bruttostromproduktion der jährliche zugebauten neuen Ökostromanlagen, Jahreswerte in GWh <sub>el</sub> (Österreichische Energieagentur). .....	14
Tabelle 7: Prognostizierte Bruttostromproduktion des Bestandes an zugebauten neuen Ökostromanlagen, Werte in GWh <sub>el</sub> (Österreichische Energieagentur). .....	15
Tabelle 8: Elektrischer Wirkungsgrad der biogenen Ökostromanlagen .....	16
Tabelle 9: Strom- und Fernwärmeproduktion aus Ablauge (Quelle: Umweltbundesamt) .....	17
Tabelle 10: Stromproduktion aus Geothermie .....	17
Tabelle 11: Prognostizierter jährlicher Zubau an neuen PV-Anlagen, Jahreswerte in kWp (Österreichische Energieagentur). .....	19
Tabelle 12: Prognostizierte kWp Leistung sowie Bruttostromerzeugung des PV-Anlagenbestandes, Jahreswerte (Österreichische Energieagentur).....	20
Tabelle 13: Bestehende fossilen Kraftwerke im Modell BALMOREL .....	20
Tabelle 14: Technische und wirtschaftliche Parameter der neuen Kraftwerkstechnologien,,, .....	21
Tabelle 15: Strom- und Fernwärmeproduktion aus Abfall (Quelle: Umweltbundesamt).....	22
Tabelle 16: Wirkungsgrad der betrachteten Heizwerke (gemäß Energiebilanz Statistik Austria 2006) .....	28
Tabelle 17: Stromerzeugung - Szenario „with implemented measures“ .....	31
Tabelle 18: Stromerzeugung aus Kohle und Öl im Jahr 2006 .....	32
Tabelle 19: Fernwärmeaufbringung, Szenario „with implemented measures“ .....	34
Tabelle 20: Vergleich der Stromerzeugung im Jahre 2020 – Sensitivitätsanalyse.....	38

## Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich

Tabelle 21: Sensitivitätsanalyse - Vergleich der Fernwärmeerzeugung im Jahre 2020 .....	39
Tabelle 22: Ergebnisse der Robustheitsanalyse beim Szenario „with implemented measures“. Stromerzeugung im Jahre 2020 (in GWh).....	40
Tabelle 23: Parameter der drei neuen, fixen Kraftwerke für die Modellierung .....	43
Tabelle 24: Stromerzeugung - Szenario „with additional measures“ .....	45
Tabelle 25: Fernwärmeaufbringung, Szenario „with additional measures“ .....	47
Tabelle 26: Berechnung des Ökostromziels für das Szenario „with implemented measures“ .....	48
Tabelle 27: Berechnung des Ökostromziels für das Szenario „with additional measures“ .....	49





Versorgungssicherheit  
Wettbewerbsfähigkeit  
Nachhaltigkeit  
Perspektiven

