Die approbierte Originalversion dieser Dissertation ist an der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt (http://www.ub.tuwien.ac.at).

The approved original version of this thesis is available at the main library of the Vienna University of Technology (http://www.ub.tuwien.ac.at/englweb/).

DISSERTATION

„Mögliche Kraftwerksausbaupfade für Österreich bis 2050 – ein Optimierungsmodell (Energie – Wirtschaftlichkeit – Umwelt)“

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades
eines Doktors der technischen Wissenschaften

unter der Leitung von

Hon.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Peter G. Harhammer
und
A.o. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Herbert Müller
TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (E373)

sowie
O. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Lothar Fickert
TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen (4320)

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Dipl.-Ing. Thomas Karl Schuster
Matr. Nr.: 9125131
Nobilegasse 28/3/2-3
1150 Wien

Wien, im November 2005

Meiner verständnis- und liebevollen Mutter

Vorwort

Nach Beendigung meiner Diplomarbeit „Technische und wirtschaftliche Aspekte der Stromdurchleitung“ am Institut für Energiewirtschaft der TU Wien und Abschluss meines Studiums zum Diplomingenieur für Elektrotechnik, galt mein Interesse weiterhin der Energiewirtschaft. Ich hatte das Glück und die Gelegenheit für die sozialdemokratische Partei Österreichs einige Monate die internationale und österreichische energiewirtschaftliche Situation näher zu untersuchen. Diese Untersuchungen brachten mich auf den Gedanken, ob die zukünftige Stromnachfrage nur aus erneuerbaren Primärenergien gedeckt werden kann.
Durch eine berufliche Veränderung konnte ich die intensive Forschung auf diesem Gebiet leider nicht mehr fortführen.
Mein damaliger und heutiger Arbeitgeber die

WIEN ENERGIE – WIENSTROM GmbH

gab mir die Möglichkeit, mich persönlich, durch Absolvierung des Nachwuchs-Führungskräfte-Programms, und fachlich (Seminare) weiter zu bilden und zu entwickeln.

Ich möchte mich bei meinem ersten Begutachter, dem Doktorvater, Herrn Hon.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Peter G. Harhammer für seine Bereitschaft zur offenen Diskussion, seinen Erfahrungen bei der Modellerstellung und der fachlichen Unterstützung bedanken.

Herrn o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Lothar Fickert gebührt ein großes Dankeschön für seine Bereitschaft sich als mein zweiter Begutachter dieser Arbeit zur Verfügung zu stellen. Mit seinem fachlichen Empfehlungen und seiner Sichtweise zu diesem Thema zeigte er mir alternative Wege auf.

Herrn a.O. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Herbert Müller möchte ich auf diesem Weg ebenfalls für seine Bereitschaft zur offenen Diskussion, seinem fachlichen Wissen und den persönlichen Gesprächen bei diversen Tagungen danken.

Frau Christine Mayer gebührt Dank für die Koordinierung meiner Termine, half bei organisatorischen Hindernissen und nahm mir viele Schreibarbeiten ab.

Herrn Ing. Josef Mayer möchte ich auf diesem Wege auch großen Dank für sehr lange und ausgiebige Diskussionen über erneuerbare Energiequellen, deren Einsatz und technologischen Stand aussprechen.

Herrn Gruppenleiter Dipl.-Ing. Dr. Gerhard Lavicka möchte ich für sein Verständnis danken, wenn ich manchmal nicht bei Besprechungen teilnehmen konnte, da ich die Zeit auf der TU verbrachte.

Ein sehr großes Dankeschön gebührt meinem Vorgesetzten und „Wienstrom Ziehvater“ Herrn Dipl.-Ing. Dr. Werner Spitzl. Er gab mir die Möglichkeit mich bei meinen Arbeiten stets frei entfalten zu können, stand bei Problemen jederzeit hilfreich zur Seite, war immer für Diskussionen bereit, gab mir fachlichen Input, sparte nicht mit Lob und Anerkennung, motivierte mich in schwierigen Situationen und gab mir das Gefühl von Sicherheit. Danke Werner.

Ich möchte mich auch bei meinen Freunden für das Verständnis bedanken, wenn ich nicht immer für sie Zeit gehabt habe, mit ihnen etwas zu unternehmen.

Der aller größte Dank gilt meiner Mutter, Rosa Schuster. Mit ihrem Verständnis, ihrer Hingabe und der mütterlichen Liebe, die mir viele Tätigkeiten abnahm und mir stets das Gefühl der Geborgenheit gab, wäre diese Arbeit wohl nie zu Stande gekommen. Daher ist diese Dissertation meiner Mutter gewidmet.

Kurzfassung

Die europäische Energiewirtschaft befindet sich seit mehr als zehn Jahren in einer nachhaltigen Veränderungsphase. Seitens der Gesetzgeber werden verschärfte Umweltschutzbestimmungen verordnet, der Preis für fossile Primärenergien steigt stetig an. Zahlreiche Kraftwerke werden daher außer Betrieb genommen. Dem steht jedoch die Steigerungsrate des Verbrauches an elektrischer Energie von 2,0 - 2,5% p.a. in den alten beziehungsweise von 2,5 - 4,0 % p.a. in den neuen EU Ländern gegenüber.
Unter den oben genannten Voraussetzungen wurde das vorliegende Entscheidungsunterstützende Modell mittels der Gemischt-Ganzzahligen Linearen Programmierung (GGLP) auf Basis langfristiger Szenariotechnik, am Beispiel Österreich entwickelt. In drei Hauptszenarien, welche sich jeweils in fünf Unterszenarien gliedern, wird gezeigt, mit welchen Kraftwerkstypen sowohl die Verbraucherleistung als auch die elektrische Energie gedeckt werden kann und es werden Investitions- und Betriebskosten berechnet. Um auch einen Vergleich der Szenarien aus Sicht eines Verbrauchers zu erhalten, werden die Stromgestehungskosten der Szenarien ermittelt und gegenüber gestellt. Die möglichst genaue Abbildung des Energiesystems, bestehend aus thermischen Kraftwerken, Wasserkraftwerken, Photovoltaikanlagen, Windanlagen, Brennstoff-zellen, Spotmarkt, sowie Import/Export für langfristige Szenariorechnungen, liefert richtungweisende Ausbaupfade für die untersuchten Kraftwerkstypen.

Der Betrachtungszeitraum beträgt 40 Jahre, beginnend mit dem Jahr 2010. Der Startzeitpunkt 2010 wird gewählt, um eine Vorlaufzeit für Planung und Behördenverfahren zu berücksichtigen.

Der Vergleich des Referenzszenarios, das die herkömmliche angewendete Kraftwerksausbauplanung beschreibt, mit der präferenzierten Ausbauplanungs-alternative, welche sich durch einen Erzeugungsmix von konventionellen Kraftwerken und mindestens zehn Prozent erneuerbaren Energieerzeugern charakterisieren lässt, zeigt, dass die monetäre Differenz 89 Mrd. € beträgt, um zu einem nachhaltigen Stromerzeugungssystem zu gelangen. Eine Reduzierung des Luftschadstoffausstoßes steht positiv zu Buche.

Eine deutliche Kostensteigerung ist bei Ausbauplanungsansätzen ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieerzeuger gegenüber dem Referenzszenario zu beobachten (752 Mrd. € bzw. 777 Mrd. €). Diese Steigerung basiert auf den höheren Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger und der hohen Anzahl der benötigten neuen Kraftwerke zur Deckung der Verbraucherleistung und –energie. Der Ausstoß der Luftschadstoffe wird allerdings um ein vielfaches reduziert. Bereits ab 2013 liegen die Stromgestehungskosten aber so hoch, dass die Endkunden, entsprechend den der Untersuchung zugrunde liegenden Annahmen, nicht mehr bereit sind, diese zu finanzieren.

Das Ergebnis der Kraftwerksausbauplanungsoptimierung zeigt, dass ein Übergang von der derzeitigen Ausbauplanungspolitik auf ein Konzept, welches ausschließlich auf erneuerbaren Energieträgern basiert, NICHT finanzierbar ist.

ABSTRACT

The European energy industry is in a sustainable change phase for more than ten years. Increased environment protection regulations are prescribed on the part of the legislators, the price of fossil fuels rises on continuously. Hence, on the one hand numerous power stations are taken out of run. On the other hand, the growth rate of the consumption of electric energy is about 2.0 - 2.5% p.a. in the old and 2.5 - 4.0% p.a. in the new EU countries.
Under above conditions the presented decision support model using Mixed Integer Linear Programming (MILP) on basis of long-term scenario technology was developed on example of Austria. In three main scenarios, each of them is composed of five subscenarios, it is shown with which power stations types the consumer's demand as well as the electric energy demand can be covered. The investment and operating costs are also calculated. To compare the scenarios from the point of view of consumers, the electricity production costs of the scenarios are determined and compared. The exact modelling of the energy system, consisting of thermal power stations, hydro power stations, solar panels, wind power plants, fuel cells, as well as import / export for long-term scenario calculations gives direction to extension paths for examined power station types.

The period under consideration amounts 40 years, beginning with 2010. To implement enough time for planning and public authority procedures the starting time 2010 is chosen.

The comparison of the reference scenario which describes the conventional expansion planning, with the favoured expansion planning alternative, which can be characterized by a production mix of conventional power stations and at least ten percent of renewable energy producers shows the monetary difference of 89 Bn. € to reach a sustainable production system. Anyhow, the air pollution will be reduced.

A significant cost increase becomes apparent for expansion planning alternatives based on renewable energy producers alone in comparison to the favoured scenario (752 Bn. € or 777 Bn. €). This increase is based on the higher investment costs of the renewable energy producers and the high number of the new power stations required covering consumer's demand and energy. The output of aerial pollutants will be much reduced. But, already from 2013 on the energy production costs will be on such a high level, that the end customers are no more willing to finance this system, according to the underlying investigation presumptions.

The final result of the power expansion planning optimization shows that a change from the present conventional planning policy to a power generation strategy exclusively based on renewable energy sources can NOT be financed.

Inhaltsverzeichnis

1 EINLEITUNG 14

1.1 VORSCHAU 15

2 AUFGABENSTELLUNG 18

3 ZIELSETZUNG 21

4 HISTORISCHE ENTWICKLUNG UND DERZEITIGER STAND FOSSILER ENERGIETRÄGER 22

4.1 ALLGEMEINES 22
4.2 ROHÖL 24
4.3 GAS 27
4.4 KOHLE 30

5 RAHMENBEDINGUNGEN ZUR ERNEUERBAREN ENERGIE IN ÖSTERREICH 33

5.1 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN 33
5.2 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN 40
5.2.1 Wasserkraft 40
5.2.2 Photovoltaik 40
5.2.3 Windenergie 41
5.2.4 Biogene Energiequellen 42
5.3 ÖKONOMISCHE RAHMENBEDINGUNGEN 43
5.3.1 Wasserkraft 43
5.3.2 Photovoltaik 44
5.3.3 Windenergie 44
5.3.4 Biogene Energiequellen 44
5.4 ÖKOLOGISCHE RAHMENBEDINGUNGEN 45
5.4.1 Wasserkraft 45
5.4.2 Photovoltaik 46
5.4.3 Windenergie 46
5.4.4 Biogene Energiequellen 46

6 ENERGIEVERSORGUNGSKONZEPTE 47

6.1 KONVENTIONELLE KRAFTWERKE 47
6.1.1 Wasserkraftwerke 47
6.1.2 Thermische Kraftwerke, Nutzung von Carnot- und Joule-Prozess 53
6.1.3 Heizkraftwerk, Blockheizkraftwerk 54
6.1.4 Gasturbinenkraftwerk 56
6.1.5 Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD-Anlagen) 57
6.1.6 Kernkraftwerke 58
6.2 NEUE ENERGIEVERSORGUNGSKONZEPTE 61
6.2.1 Kraftwerke mit erneuerbaren Energiequellen als Primärenergieträger und Brennstoffzellen 61
6.3 SPEZIFISCHE ANLAGEKOSTEN 71

7 ENERGIEPOLITISCHES KRAFTWERKSAUSBAUPLANUNGSMODELL MIT ÖKOLOGISCHEN BEDINGUNGEN 72

7.1 MODELLINHALTE, SYSTEMGRENZEN, DATENERFASSUNG, ERWARTETE MODELLAUSSAGEN 72
7.1.1 Modellinhalte 72
7.1.2 Systemgrenzen 73
7.1.3 Datenerfassung 77
7.1.4 Basisdaten am Beispiel Österreich 79
7.1.5 Erwartete Modellaussagen 95
7.1.6 Investitionsrechung 96
7.1.7 Luftschadstoffe 100
7.2 MATHEMATISCHE MODELLFORMULIERUNG – ZIELFUNKTION UND NEBENBEDINGUNGEN 101
7.2.1 Lineare Programmierung (LP) 101
7.2.2 Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung (GGLP) 105
7.2.3 Z-Substitute Methode 108
7.2.4 Improved Z-substitute Methode 109
7.2.5 Modellerweiterungen 112
7.2.6 Zerlegungsmethoden 127

7.3 LÖSUNGSMETHODIK UND STUFENWEISE MODELLERWEITERUNG 136
7.3.1 Erstformulierung 136
7.3.2 Erweiterungsstufe 1 (Z-substitute Methode) 138
7.3.3 Erweiterungsstufe 2 (Improved Z-substitute Methode) 139
7.3.4 Erweiterungsstufe 3 140
7.3.5 Erweiterungsstufe 4 143
7.3.6 Erweiterungsstufe 5 151
7.3.7 Erweiterungsstufe 6 158
7.4 AUFGABENFORMULIERUNG – SZENARIOTECHNIK 160
7.4.1 Hauptszenario 1 160
7.4.2 Hauptszenario 2 161
7.4.3 Hauptszenario 3 162

8 ERGEBNISSE AUS DEN SZENARIORECHNUNGEN – ANALYSE AUS DEM VERGLEICH MIT DEM REFERENZSZENARIO 163

8.1 HAUPTSZENARIO 1 165
8.1.1 Unterszenario 1A 165
8.1.2 Unterszenario 1B 168
8.1.3 Unterszenario 1C 170
8.1.4 Unterszenario 1D (Referenzszenario) 173
8.1.5 Unterszenario 1E 175
8.2 HAUPTSZENARIO 2 178
8.2.1 Unterszenario 2D 178
8.2.2 Unterszenario 2E 181
8.3 HAUPTSZENARIO 3 184
8.3.1 Unterszenario 3D 184
8.3.2 Unterszenario 3E 186
8.4 LUFTSCHADSTOFFEMISSIONEN 189
8.5 STROMGESTEHUNGSKOSTEN DER SZENARIEN 192
8.6 ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DEN BERECHNETEN SZENARIEN 195

9 ENTSCHEIDUNGSUNTERSTÜTZENDE SYSTEME 196

9.1 DEFINITION ENTSCHEIDUNGSUNTERSTÜTZENDES SYSTEM 196
9.2 INFORMATIONSVERWALTUNG 197
9.3 ENTSCHEIDUNGSUNTERSTÜTZUNG 198
9.3.1 Komponenten eines Entscheidungsunterstützenden Systems 198
9.4 EINBINDUNG DES MODELLS IN ENTSCHEIDUNGSUNTERSTÜTZENDE SYSTEME 200
9.4.1 Vorgangsweise Dateneingabe – Optimierung – Ergebnisaufbereitung des vorliegenden Modells 200
9.4.2 Verwendung des Modells in regionalpolitischen Entscheidungen 202

10 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK 204

11 LITERATURVERZEICHNIS 209

12 ANHANG 217

12.1 AUFGABE2 218
12.1.1 Quellcode 218
12.1.2 Lösung 223
12.2 AUFGABE4ZI 226
12.2.1 Quellcode 226
12.2.2 Lösung 232
12.3 VOLLSTÄNDIGES MODELL OHNE BENDERS DEKOMPOSITIONS METHODE IN AMPL-SYNTAX 239

13 CURRICULUM VITAE 262

Diagrammverzeichnis

DIAGRAMM 4.1.1: WELTWEITER ENERGIEVERBRAUCH GEGLIEDERT NACH ENERGIETRÄGER 2004 22
DIAGRAMM 4.1.2: WELTWEITER GESAMTENERGIEVERBRAUCH GEGLIEDERT NACH REGION 22
DIAGRAMM 4.2.1: WELTWEIT BEKANNTE ÖLRESERVEN 1977 BIS 2004 24
DIAGRAMM 4.2.2: ENTWICKLUNG DER ROHÖLPRODUKTION JE REGION SEIT 1965 25
DIAGRAMM 4.2.3: WELTWEITER ROHÖLVERBRAUCH JE REGION SEIT 1965 25
DIAGRAMM 4.2.4: ROHÖLPREISENTWICKLUNG SEIT 1947 MIT EINFLUSSFAKTOREN FÜR DEN MITTLEREN JAHRESPREIS 26
DIAGRAMM 4.2.5: ENTWICKLUNG DES ROHÖLPREISES SEIT 1869 WERT BEREINIGT AUF 2004 27
DIAGRAMM 4.3.1: WELTWEIT BEKANNTE GASRESERVEN 1977 BIS 2004 28
DIAGRAMM 4.3.2: WELTWEITE GASPRODUKTION JE REGION SEIT 1970 28
DIAGRAMM 4.3.3: WELTWEITER GASVERBRAUCH JE REGION SEIT 1965 29
DIAGRAMM 4.3.4: GASPREISENTWICKLUNG FÜR EUROPA, OECD LÄNDER UND USA 29
DIAGRAMM 4.3.5: VERGLEICH ROHÖL- UND GASPREIS 30
DIAGRAMM 4.4.1: WELTWEITE KOHLEFÖRDERUNG JE REGION SEIT 1981 31
DIAGRAMM 4.4.2: WELTWEITER KOHLEVERBRAUCH JE REGION SEIT 1981 31
DIAGRAMM 4.4.3: KOHLEPREIS FÜR EUROPA UND USA SEIT 1987 32
DIAGRAMM 7.1.1: LASTGANGLINIE AUS DEN TAGESMAXIMA DER VIERTELSTUNDENWERTE FÜR 2004 85
DIAGRAMM 7.1.2: DAUERLINIE UND DISKRETISIERTE DAUERLINIE FÜR 2004 85
DIAGRAMM 7.1.3: VERLAUF DER WINDGESCHWINDIGKEIT 87
DIAGRAMM 7.1.4: VERLAUF DER SONNENEINSTRAHLUNG 88
DIAGRAMM 7.1.5: ENTWICKLUNG DES SPOTMARKTPREISES 89
DIAGRAMM 7.1.6: TATSÄCHLICHER VERLAUF DES SPOTMARKTPREISES VOM 19.04.2004 BIS 30.03.2005 89
DIAGRAMM 7.1.7: WIRKUNGSGRADKENNLINIE THERMISCHER KRAFTWERKE 90
DIAGRAMM 7.1.8: STROMPREISZUSAMMENSETZUNG DER WIEN ENERGIE - WIENSTROM GMBH 91
DIAGRAMM 7.1.9: MÖGLICHE UND ANGENOMMENE ENTWICKLUNGEN DES PRIMÄRENERGIEPREISES BIS 2050 92
DIAGRAMM 7.1.10: ERMITTLUNG DES BARWERTS ZUM ZEITPUNKT T_0 97
DIAGRAMM 7.4.1: DAUERLINIE UND DISKRETISIERTE DAUERLINIE FÜR BASISJAHR 2004 163
DIAGRAMM 7.4.2: DISKRETISIERTE DAUERLINIE VON 2004 BIS 2050; STEIGERUNGSRATE 2%/A 164
DIAGRAMM 7.4.3: ENTWICKLUNG DER SPITZENLAST MIT RESERVE VON 2004 BIS 2050; STEIGERUNGSRATE 2%/A 164
DIAGRAMM 8.1.1: UNTERSZENARIO 1A; ENGPASSLEISTUNG NACH KRAFTWERKSTYP 166
DIAGRAMM 8.1.2: UNTERSZENARIO 1A; ENGPASSLEISTUNG NACH VERSORGUNGSGRUPPE 166
DIAGRAMM 8.1.3: UNTERSZENARIO 1A; ENERGIEBILANZ 167
DIAGRAMM 8.1.4: UNTERSZENARIO 1A; PROZENTUELLE ANTEILE VON WASSERKRAFTWERKEN, THERMISCHEN KRAFTWERKEN UND KRAFTWERKEN MIT ERNEUERBAREN PRIMÄRENERGIEQUELLEN AN DER ENERGIEERZEUGUNG 2050 167
DIAGRAMM 8.1.5: UNTERSZENARIO 1B; ENGPASSLEISTUNG NACH KRAFTWERKSTYP 168
DIAGRAMM 8.1.6: UNTERSZENARIO 1B; ENGPASSLEISTUNG NACH VERSORGUNGSGRUPPE 169
DIAGRAMM 8.1.7: UNTERSZENARIO 1B; ENERGIEBILANZ 169
DIAGRAMM 8.1.8: UNTERSZENARIO 1B; PROZENTUELLE ANTEILE VON WASSERKRAFTWERKEN, THERMISCHEN KRAFTWERKEN UND KRAFTWERKEN MIT ERNEUERBAREN PRIMÄRENERGIEQUELLEN AN DER ENERGIEERZEUGUNG 2050 170
DIAGRAMM 8.1.9: UNTERSZENARIO 1C; ENGPASSLEISTUNG NACH KRAFTWERKSTYP 171
DIAGRAMM 8.1.10: UNTERSZENARIO1C; ENGPASSLEISTUNG NACH VERSORGUNGSGRUPPE 171
DIAGRAMM 8.1.11: UNTERSZENARIO 1C; ENERGIEBILANZ 172
DIAGRAMM 8.1.12: UNTERSZENARIO 1C; PROZENTUELLE ANTEILE VON WASSERKRAFTWERKEN, THERMISCHEN KRAFTWERKEN UND KRAFTWERKEN MIT ERNEUERBAREN PRIMÄRENERGIEQUELLEN AN DER ENERGIEERZEUGUNG 2050 172
DIAGRAMM 8.1.13: UNTERSZENARIO 1D (REFERENZSZENARIO); ENGPASSLEISTUNG NACH KRAFTWERKSTYP .. 173
DIAGRAMM 8.1.14: UNTERSZENARIO 1D (REFERENZSZENARIO); ENGPASSLEISTUNG NACH VERSORGUNGSGRUPPE 174
DIAGRAMM 8.1.15: UNTERSZENARIO 1D (REFERENZSZENARIO); ENERGIEBILANZ 174
DIAGRAMM 8.1.16: UNTERSZENARIO 1D; PROZENTUELLE ANTEILE VON WASSERKRAFTWERKEN, THERMISCHEN KRAFTWERKEN UND KRAFTWERKEN MIT ERNEUERBAREN PRIMÄRENERGIEQUELLEN AN DER ENERGIEERZEUGUNG 2050 175
DIAGRAMM 8.1.17: UNTERSZENARIO 1E; ENGPASSLEISTUNG NACH KRAFTWERKSTYP 176
DIAGRAMM 8.1.18: UNTERSZENARIO 1E; ENGPASSLEISTUNG NACH VERSORGUNGSGRUPPE 176

DIAGRAMM 8.1.19: UNTERSZENARIO 1E; ENERGIEBILANZ 177
DIAGRAMM 8.1.20: UNTERSZENARIO 1E; PROZENTUELLE ANTEILE VON WASSERKRAFTWERKEN, THERMISCHEN KRAFTWERKEN UND KRAFTWERKEN MIT ERNEUERBAREN PRIMÄRENERGIEQUELLEN AN DER ENERGIEERZEUGUNG 2050 177
DIAGRAMM 8.2.1: UNTERSZENARIO 2D; ENGPASSLEISTUNG NACH KRAFTWERKSTYP 178
DIAGRAMM 8.2.2: UNTERSZENARIO 2D; ENGPASSLEISTUNG NACH VERSORGUNGSGRUPPE 179
DIAGRAMM 8.2.3: UNTERSZENARIO 2D; ENERGIEBILANZ 179
DIAGRAMM 8.2.4: UNTERSZENARIO 2D; PROZENTUELLE ANTEILE VON WASSERKRAFTWERKEN, THERMISCHEN KRAFTWERKEN UND KRAFTWERKEN MIT ERNEUERBAREN PRIMÄRENERGIEQUELLEN AN DER ENERGIEERZEUGUNG 2050 180
DIAGRAMM 8.2.5: UNTERSZENARIO 2E; ENGPASSLEISTUNG NACH KRAFTWERKSTYP 181
DIAGRAMM 8.2.6: UNTERSZENARIO 2E; ENGPASSLEISTUNG NACH VERSORGUNGSGRUPPE 182
DIAGRAMM 8.2.7: UNTERSZENARIO 2E; ENERGIEBILANZ 182
DIAGRAMM 8.2.8: UNTERSZENARIO 2E; PROZENTUELLE ANTEILE VON WASSERKRAFTWERKEN, THERMISCHEN KRAFTWERKEN UND KRAFTWERKEN MIT ERNEUERBAREN PRIMÄRENERGIEQUELLEN AN DER ENERGIEERZEUGUNG 2050 183
DIAGRAMM 8.3.1: UNTERSZENARIO 3D; ENGPASSLEISTUNG NACH KRAFTWERKSTYP 184
DIAGRAMM 8.3.2: UNTERSZENARIO 3D; ENGPASSLEISTUNG NACH VERSORGUNGSGRUPPE 185
DIAGRAMM 8.3.3: UNTERSZENARIO 3D; ENERGIEBILANZ 185
DIAGRAMM 8.3.4: UNTERSZENARIO 3D; PROZENTUELLE ANTEILE VON WASSERKRAFTWERKEN, THERMISCHEN KRAFTWERKEN UND KRAFTWERKEN MIT ERNEUERBAREN PRIMÄRENERGIEQUELLEN AN DER ENERGIEERZEUGUNG 2050 186
DIAGRAMM 8.3.5: UNTERSZENARIO 3E; ENGPASSLEISTUNG NACH KRAFTWERKSTYP 187
DIAGRAMM 8.3.6: UNTERSZENARIO 3E; ENGPASSLEISTUNG NACH VERSORGUNGSGRUPPE 187
DIAGRAMM 8.3.7: UNTERSZENARIO 3E; ENERGIEBILANZ 188
DIAGRAMM 8.3.8: UNTERSZENARIO 3E; PROZENTUELLE ANTEILE VON WASSERKRAFTWERKEN, THERMISCHEN KRAFTWERKEN UND KRAFTWERKEN MIT ERNEUERBAREN PRIMÄRENERGIEQUELLEN AN DER ENERGIEERZEUGUNG 2050 188
DIAGRAMM 8.4.1: CO_2-AUSSTOß DER UNTERSZENARIEN 1D-2D-3D 189
DIAGRAMM 8.4.2: SO_2-AUSSTOß DER UNTERSZENARIEN 1D-2D-3D 190
DIAGRAMM 8.4.3: NO_x-AUSSTOß DER UNTERSZENARIEN 1D-2D-3D 190
DIAGRAMM 8.4.4: CO-AUSSTOß DER UNTERSZENARIEN 1D-2D-3D 191
DIAGRAMM 8.4.5: STAUB-AUSSTOß DER UNTERSZENARIEN 1D-2D-3D 191
DIAGRAMM 8.5.1: STROMGESTEHUNGSKOSTEN UND DERZEITIGES NIVEAU DER KUNDENZAHLUNGEN 193
DIAGRAMM 8.5.2: STROMGESTEHUNGSKOSTEN UND BEREITSCHAFT DER KUNDEN 15% IHRES EINKOMMENS FÜR STROM AUFZUBRINGEN 193
DIAGRAMM 8.5.3: STROMGESTEHUNGSKOSTEN UND BEREITSCHAFT DER KUNDEN 30% IHRES EINKOMMENS FÜR STROM AUFZUBRINGEN 194

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 4.1: PRO-KOPF-ENERGIEVERBRAUCH IN TONNEN ÖLÄQUIVALENT 2002 23
ABBILDUNG 4.2: KLASSIFIZIERUNG FOSSILER ENERGIEVORRÄTE 24
ABBILDUNG 5.1: VERTEILUNG DER LANGJÄHRIGEN MITTELWERTE DER GLOBALSTRAHLUNGSSUMMEN IN ÖSTERREICH NACH BRUCK ET AL. /158/ 41
ABBILDUNG 5.2: ÖSTERREICHISCHER WINDATLAS 42
ABBILDUNG 5.3: FLÄCHE DES ÖSTERREICHISCHEN ERTRAGSWALDES NACH BRUCK ET AL. /158/ 43
ABBILDUNG 6.1: SCHEMABILD EINES LAUFKRAFTWERKES 48
ABBILDUNG 6.2: SCHEMABILD EINES SPEICHERKRAFTWERKS 49
ABBILDUNG 6.3: SCHEMABILD EINES PUMPSPEICHERKRAFTWERKES 49
ABBILDUNG 6.4: SCHEMABILD DES GEZEITENKRAFTWERKES 50
ABBILDUNG 6.5: SCHEMABILD EINES WELLENKRAFTWERKES 51
ABBILDUNG 6.6: EINSATZBEREICHE VERSCHIEDENER WASSERKRAFTTURBINEN, FALLHÖHE BEZOGEN AUF TURBINENDURCHFLUSS 52
ABBILDUNG 6.7: EINSATZBEREICHE VERSCHIEDENER WASSERKRAFTTURBINEN, FALLHÖHE BEZOGEN AUF SPEZIFISCHE DREHZAHL 52
ABBILDUNG 6.8: CARNOT-KREISPROZESS IM P-V- UND T-S-DIAGRAMM 53
ABBILDUNG 6.9: DAMPFTURBINENPROZESS. A) PRINZIPSCHALTBILD UND B) KREISPROZESS NACH CLAUSIUS-RANKINE; IN DER KURVE A) DES KREISPROZESSES IST DAS P-V-DIAGRAMM DES WASSERDAMPFES DARGESTELLT. 53
ABBILDUNG 6.10: SCHEMABILD EINES DAMPFKRAFTWERKES 54
ABBILDUNG 6.11: ABHÄNGIGKEIT DER ELEKTRISCHEN LEISTUNG P VON DER WÄRMEMENGE $\dot{Q}$ 55
ABBILDUNG 6.12: SCHEMABILD EINES BLOCKHEIZKRAFTWERKES 56
ABBILDUNG 6.13: PRINZIP DES GASTURBINENPROZESSES. A) P-V-DIAGRAMM; B) T-S-DIAGRAMM C) KRAFTWERKSPRINZIP FÜR GESCHLOSSENEN KREISLAUF. D) E-S-DIAGRAMM E) KRAFTWERKSPRINZIP FÜR OFFENEN KREISLAUF 56
ABBILDUNG 6.14: PRINZIPSCHALTBILD EINES GUD-KRAFTWERKES 57
ABBILDUNG 6.15: PRINZIPSCHALTBILD EINES KERNKRAFTWERKES (SIEDEWASSER- UND DRUCKWASSERREAKTOR) 59
ABBILDUNG 6.16: SCHEMABILD EINES DRUCKWASSERREAKTORS 59
ABBILDUNG 6.17: PRINZIPSCHALTBILD DES GASGEKÜHLTEN HOCHTEMPERATURREAKTORS (HCR) 60
ABBILDUNG 6.18: PRINZIPAUFBAU EINER SOLARZELLE 62
ABBILDUNG 6.19: STRÖMUNGSVERHÄLTNISSE BEI WINDANLAGEN 63
ABBILDUNG 6.20: BAUARTEN VON VERTIKALACHSROTOREN; A) SAVONIUS-ROTOR, B) DARRIEUS-ROTOR, C) H-ROTOR 64
ABBILDUNG 6.21: LANGSAMLÄUFER, „AMERIKANISCHES“ WINDRAD 65
ABBILDUNG 6.22: WINDANLAGE MIT DREIFLÜGELROTOR 65
ABBILDUNG 6.23: WINDPARK TRENDELBURG-EBERSCHÜTZ "SCHÖNHAGENER KIRCHHOF", LANDKREIS KASSEL, DEUTSCHLAND 66
ABBILDUNG 6.24: WINDPARK OFFSHORE; ENOVA OFFSHORE NORTHSEA WINDPOWER 66
ABBILDUNG 6.25: ABHÄNGIGKEIT DES LEISTUNGSBEIWERTES UNTERSCHIEDLICHER ROTOREN VON DER SCHNELLLAUFZAHL 67
ABBILDUNG 6.26: FORMEN BIOGENER FESTBRENNSTOFFE IN ÖSTERREICH NACH KALTSCHMITT /82/ 68
ABBILDUNG 6.27: FUNKTIONSPRINZIP EINER BRENNSTOFFZELLE AUS /156/ 69
ABBILDUNG 7.1: GEOMETRISCHE INTERPRETATION EINES LINEAREN PROBLEMS 104
ABBILDUNG 7.2: DAUERLINIE UND TRANSFORMATION IN EINE DISKRETE LEISTUNGSDAUERLINIE (DAUERLINIEBLÖCKE) 105
ABBILDUNG 7.3: DISKRETISIERTE DAUERLINIE IM EINSATZ BEI DER Z-SUBSTITUTE METHODE 108
ABBILDUNG 7.4: ÜBERGANG ZU DISKRETEN HORIZONTALEN LEISTUNGSBLÖCKEN 110
ABBILDUNG 7.5: ABSOLUTKOSTENKURVE VON THERMISCHEN KRAFTWERKEN 113
ABBILDUNG 7.6: FLUSSDIAGRAMM BENDERS DECOMPOSITIONS METHODE 135
ABBILDUNG 9.1: ENTSCHEIDUNGSUNTERSTÜTZENDES SYSTEM, KOMPONENTEN NACH /179/ 199
ABBILDUNG 9.2: VORGANGSWEISE ZUR LÖSUNG DES TESTPROBLEMS TEST_12.MOD 201
ABBILDUNG 9.3: TEXTDATEI DES TESTPROBLEMS TEST_12.DAT 201
ABBILDUNG 9.4: AUSSCHNITT AUS DER LÖSUNGSDATEI TEST_12.SOL DES TESTPROBLEMS 202
ABBILDUNG 9.5: ENTSCHEIDUNGSPROZESSABLAUF IN DER VERGANGENHEIT NACH /182/ 203

ABBILDUNG 9.6: ZUKÜNFTIGER ABLAUF EINES ENTSCHEIDUNGSPROZESSES AUF POLITISCHER EBENE NACH /182/ 203
ABBILDUNG 10.1: ZUKÜNFTIGER ABLAUF EINES ENTSCHEIDUNGSPROZESSES AUF POLITISCHER EBENE 208

Tabellenverzeichnis

TABELLE 6.3.1: SPEZIFISCHE ANLAGENKOSTEN FÜR KRAFTWERKE 71
TABELLE 7.1.1: DATENQUELLEN FÜR DIE SZENARIORECHNUNGEN 77
TABELLE 7.1.2: KRAFTWERKSPARK IN ÖSTERREICH NACH ENGPASSLEISTUNG IN MW, DATENSTAND 11/2004, STICHTAG 31.12.2003 79
TABELLE 7.1.3: ANZAHL DER BESTEHENDEN KRAFTWERKE, DATENSTAND 11/2004, STICHTAG 31.12.2003 80
TABELLE 7.1.4: ZUSAMMENFASSUNG IN DIE VERSORGUNGSGRUPPEN DER ERZEUGUNGSEINHEITEN IM BASISJAHR 2004 80
TABELLE 7.1.5: FALLHÖHE UND DURCHFLUSSMENGE DER WASSERKRAFTWERKE 81
TABELLE 7.1.6: NEU ZU ERRICHTENDE KRAFTWERKSTYPEN NACH VERSORGUNGSGRUPPEN FÜR DAS BASISJAHR 2004 82
TABELLE 7.1.7: IM HAUPTINTERVALL T NOCH IN BETRIEB BEFINDLICHE KRAFTWERKE 84
TABELLE 7.1.8: DAUERLINIENLEISTUNG UND ZUGEHÖRIGE DAUER 86
TABELLE 7.1.9: FLÄCHENBEDARF NACH ENGPASSLEISTUNG VON WINDANLAGEN 86
TABELLE 7.1.10: FAKTOREN FÜR ZUFALLSZAHLENGENERATOR VON WINDANLAGEN 86
TABELLE 7.1.11: TECHNISCHEN FLÄCHENPOTENZIAL FÜR PHOTOVOLTAIK 87
TABELLE 7.1.12:FLÄCHENBEDARF UND WIRKUNGSGRAD BEZOGEN AUF DIE ENGPASSLEISTUNG FÜR PHOTOVOLTAIKANLAGEN 87
TABELLE 7.1.13: FAKTOREN FÜR ZUFALLSZAHLENGENERATOR DER SONNENEINSTRAHLUNG 88
TABELLE 7.1.14: FAKTOREN FÜR ZUFALLSZAHLENGENERATOR DES SPOTMARKTPREISES 88
TABELLE 7.1.15: STARTWERTE PRIMÄRENERGIETRÄGER 91
TABELLE 7.1.16: LERNRATEN IN DEN HAUPTINTERVALLEN 2004 BIS 2029 93
TABELLE 7.1.17: LERNRATEN IN DEN HAUPTINTERVALLEN 2004 BIS 2029 93
TABELLE 7.1.18: FAKTOREN FÜR DEN ZUFALLSZAHLENGENERATOR 93
TABELLE 7.1.19: AKZEPTANZFAKTOREN FÜR KRAFTWERKE 94
TABELLE 7.1.20: EMISSIONSWERTE FÜR CO_2, NO_x, SO_2 UND STAUB 94
TABELLE 7.2.1: BEISPIELANGABE 107
TABELLE 7.2.2: BEISPIELANGABE ZUR IMPROVED Z-SUBSTITUTE METHODE 111
TABELLE 7.2.3: VERGLEICH ERSTFORMULIERUNG VS. IMPROVED Z-SUBSTITUTE METHODE 112
TABELLE 7.4.1: UNTERSZENARIEN 1A BIS 1E, REFERENZSZENARIO 1D (GRÜN MARKIERT) 160
TABELLE 7.4.2: UNTERSZENARIO 2 MIT ZUSÄTZLICHEN ANNAHMEN 161
TABELLE 7.4.3: UNTERSZENARIO 3 MIT ZUSÄTZLICHEN ANNAHMEN 162
TABELLE 8.5.1: GEWINNBEREINIGTER ENERGIEPREIS 192
TABELLE 8.6.1: TABELLARISCHE ZUSAMMENFASSUNG DER DISKONTIERTEN INVESTITIONS- UND BETRIEBSKOSTEN 195
TABELLE 10.1: SZENARIENDEFINITION DES HAUPTSZENARIO 1 UND ZUSÄTZLICHE ANNAHMEN 205
TABELLE 10.2: SZENARIENDEFINITION DES HAUPTSZENARIO 2 UND ZUSÄTZLICHE ANNAHMEN 205
TABELLE 10.3: SZENARIENDEFINITION DES HAUPTSZENARIO 3 UND ZUSÄTZLICHE ANNAHMEN 206
TABELLE 10.4: TABELLARISCHE ZUSAMMENFASSUNG DER DISKONTIERTEN INVESTITIONS- UND BETRIEBSKOSTEN 206
TABELLE 10.5: LUFTSCHADSTOFFAUSSTOSSVERÄNDERUNG GEGENÜBER UNTERSZENARIO 1D (REFERENZSZENARIO) 207
TABELLE 9.4.1: KRAFTWERKSDATEN ZUR AUSBAUPLANUNGSRECHUNG NACH /27/ 217
TABELLE 9.4.2: DAUERLINIENDATEN ZUR AUSBAUPLANUNGSRECHUNG NACH /27/ 217
TABELLE 9.4.3: ZUSÄTZLICH BENÖTIGTE ANGABEN ZUR AUSBAUPLANUNGSRECHUNG NACH /27/ 217

1 Einleitung

Die europäische Energiewirtschaft befindet sich seit mehr als zehn Jahren in nachhaltiger Veränderung. Die Gesetzgebung innerhalb der Europäischen Union und die national geltenden Rechtsnormen /68/ bis /79/ haben zur Öffnung des Elektrizitätsmarktes (freie Wahl des Versorgers, freier Netzzugang, …) und einer Trennung von Netzbetreiber, Erzeuger und Energievertrieb (engl. unbundling) geführt. Diese Vorschriften zwangen die Kraftwerksbetreiber ihre erzeugte Energie am freien Markt anzubieten. Die Folge war ein starker Preisverfall des elektrischen Stromes zu Ungunsten der Anbieter.
Verschärft wurde die Situation durch den Anstieg des Öl- und Gaspreises, einerseits auf Grund des Kuwait-, sowie Irak-Krieges und der daraus resultierenden vorübergehenden Ölknappheit, andererseits durch die starke Steigerung der Ölnachfrage in den ostasiatischen Ländern. Daher wurden zahlreiche Kraftwerke die nicht mehr rentabel waren, außer Betrieb genommen. Diese Maßnahme führte zu einer Reduzierung der verfügbaren installierten Engpassleistung. Dem steht jedoch die Steigerungsrate der elektrischen Energie von 2,0 - 2,5% p.a. in den alten beziehungsweise von 2,5 - 4,0 % p.a. in den neuen EU Ländern gegenüber.
Auch die Entscheidung einiger EU Länder, einen Ausstieg aus der Kernkraft zu tätigen, trägt in Zukunft zum Rückgang der verfügbaren Leistung bei.
Aufgrund oben genannter Faktoren fördern Europäische Umweltminister mehrheitlich die Etablierung von Energieerzeugung aus nachhaltigen Primärenergieträgern.

Auch das Verhalten und das Verständnis der Verbraucher haben sich allmählich bis zu einem gewissen Grad verändert. Dem Konsumenten ist es nicht mehr gleichgültig wie die elektrische Energie erzeugt wird. Er fordert vom Erzeugungsunternehmen einen „sauberen“ Strom. Damit meint er, dass durch Kraftwerke bzw. einen Kraftwerkspark die Umwelt – speziell aber auch die nähere Umgebung – so wenig als möglich beeinflusst und geschädigt wird.
Wie bereits erwähnt, ist dem Konsumenten die freie Wahl seines Stromlieferanten erlaubt.
Nun stellt sich die Frage ob der Kunde bei der freien Wahl- und Wettbewerbsmöglichkeit bereit ist, einen höheren Strompreis zugunsten von nachhaltiger Stromerzeugung zu bezahlen. Mit diesem Thema haben sich zahlreiche Untersuchungen eingehend befasst /162/, /164/, /165/, /165/, /166/. Anhand dieser Daten ist erkennbar, dass viele Kunden bereit sind, für erneuerbare Stromerzeugung, bis zu einer bestimmten Höhe, monetäre Mittel aufzubringen /163/.

Aufgrund des Maastrichtvertrages, welcher die Mitgliedstaaten zur Einhaltung von bestimmten Grenzen bei der Neuverschuldung verpflichtet, sind auch in Österreich Sparmaßnahmen und die Pensionsreform umgesetzt worden. Dadurch neigen die ÖsterreicherInnen zu Sparsamkeit und geben billigerer Energie den Vorzug. Der Gedanke an das Umweltbewusstsein rückt zunehmend in den Hintergrund.
Um dieses Umweltbewusstsein wieder zu stärken und erneuerbare Kraftwerke zu etablieren aber auch um den Rechtsnormen Rechnung zu tragen /68/, /71/, /72/, wurden seitens des österreichischen Gesetzgebers Anreize wie zum Beispiel Förderungen für Windkraft und hohe Einspeisetarife geschaffen. Dies führte zu einer vermehrten Errichtung von Windanlagen. Mit 31. Dezember 2004 endeten diese Förderungen, so dass mit hoher Wahrscheinlichkeit der in den letzen Jahren vorherrschende „Windkraft-Boom“ sehr stark reduziert wird.

Einige Kommunen versuchen durch den Bau von Biogas- oder Biomasseanlagen den örtlichen Energiebedarf zu decken und zusätzlich die örtliche Wirtschaft zu fördern[1].

Auf Basis dieser Rahmenbedingungen stellte sich dem Verfasser die Frage, wie die künftige Aufbringung des elektrischen Stromes aussehen kann. Dies führte zu der zentralen Frage dieser Arbeit:

„Wie sieht der Kraftwerksmix aus Sicht der Energietechnik, der Wirtschaftlichkeit und des nachhaltigen Umweltbewusstseins im Jahre 2050 aus?“

beziehungsweise zu der Hypothese:

„Ab dem Jahr 2010 brauchen keine neuen konventionellen Großkraftwerke errichtet werden!“.

1.1 Vorschau

Es ist am Beispiel Österreich ein Modell zu entwickeln, welches mögliche Kraftwerksausbaupfade und deren Kosten berechnet. Das Modell ist so allgemein zu gestalten, dass ohne zusätzlichen Eingriff in das Modell auch andere Länder oder Regionen abgebildet werden können.

Eine Modellvorstellung ist die derzeit bestehenden und zukünftig neu errichteten Kraftwerke in Versorgungsgruppen zusammen zu fassen:

- Versorgungsgruppe A: Hydraulische und thermische Kraftwerke (mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung) mit $P_{el} > 100$ MW.
- Versorgungsgruppe B: Hydraulische (10 MW < P_{el} < 100 MW) und thermische Kraftwerke (mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung mit $P_{el} < 100$ MW).
- Versorgungsgruppe C: Hydraulische- ($P_{el} < 10$ MW), Wind-, Photovoltaik-, thermische Anlagen (zum Beispiel Biogas- und Biomüllanlagen) mit $P_{el} < 100$ MW.

In drei Hauptszenarien wird gezeigt, mit welchen Kraftwerkstypen sowohl die Verbraucherleistung als auch die elektrische Energie gedeckt werden kann.

Das Hauptszenario 1 beschreibt die herkömmliche angewendete Kraftwerks-ausbauplanung und gliedert sich in fünf Unterszenarien 1A bis 1E. Restriktionen bestehen darin, dass keine Kernkraftwerke (wird in der Dateneingabe schon berücksichtigt) zugebaut und die rechtlichen Rahmenbedingungen des österreichischen Elektrizitäts- und Organisationsgesetzes (ElWOG) /68/ eingehalten werden.

Das Hauptszenario 2 beschreibt ein Ausbauplanungsmodell mit einem Erzeugungsmix von konventionellen Kraftwerken aus Versorgungsgruppe A und B, und erneuerbaren Energieerzeugern aus Versorgungsgruppe C. Mindestens zehn

[1] Bauern liefern ihre Gülle oder das Waldhackgut direkt zum örtlichen Erzeuger

Prozent der gesamten Energieerzeugung muss aus Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergieträgern erzeugt werden.
Es unterteilt sich in fünf Unterszenarien 2A bis 2E, wobei jedoch nur die Unterszenarien 2D und 2E berechnet werden, da in diesen Unterszenarien die wahrscheinlichsten Annahmen, wie Verteuerung der Rohstoffe und Investitionskostenreduktion durch Lerneffekte, getroffen werden.

Das Hauptszenario 3 definiert einen Ausbauplanungsansatz ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieerzeuger. Alle neu zu errichtenden und zu ersetzenden Kraftwerke werden nur aus der Versorgungsgruppe C und einigen aus der Versorgungsgruppe B, wie Laufwasserkraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, ersetzt. Es unterteilt sich in fünf Unterszenarien 3A bis 3E, wobei jedoch nur die Unterszenarien 3D und 3E berechnet werden, da in diesen Unterszenarien die wahrscheinlichsten Annahmen, wie Verteuerung der Rohstoffe und Investitionskostenreduktion durch Lerneffekte, getroffen werden.

Beim Strukturvergleich der Szenarien werden die Betriebskosten und die Investitionskosten bestimmt. Erst dann kann entschieden werden, ob die Hypothese bestätigt beziehungsweise falsifiziert werden kann.

Der Betrachtungszeitraum beträgt 40 Jahre, beginnend im Jahr 2010. Der Startzeitpunkt 2010 wird gewählt, um eine Vorlaufzeit für Planung und Behördenverfahren zu berücksichtigen.

Durch Variation der Versorgungsgruppen A, B und C zu B und C wird festgestellt, unter welchen Einsatzverhältnissen sowie unter welchen Vor- und Randbedingungen die Hypothese bestätigt werden kann. Solche Randbedingungen sind zum Beispiel neue gesetzliche Normen (Rechtsnormen) oder finanzielle Unterstützungen der öffentlichen Hand (Bund, Land, Gemeinden).
Ebenfalls zu beachten sind die ab 2005 von der Rechtsnorm vorgeschriebenen Untergrenzen der erzeugten elektrischen Energie aus regenerativen Energiequellen[2].

Ein weiterer wichtiger Aspekt, in diesem Zusammenhang, sind zusätzliche Investitionen für Netzausbau beziehungsweise Restrukturierung und Instandhaltung, sowie die Möglichkeiten zum Anschluss der Kraftwerke an das Übertragungs- oder Verteilernetz. Einen besonderen Stellenwert nehmen Kleinkraftwerken bei Anschluss an das Verteilernetz ein (dezentrale Einspeiser). Im Allgemeinen verursachen dezentrale Einspeiser Netzrückwirkungen, wie zum Beispiel Flicker oder Spannungsanstiege im Netz. Auch werden die Lastflussverhältnisse verändert.

[2] Siehe ElWOG §31 Abs.(3); Begründung des Entschließungsantrages an den Wirtschaftsminister: “Eines der Ziele des ElWOG ist es, den Ausbau des Anteiles der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern durch Forcierung neuer Technologien von Erzeugungsanlagen zur Verstromung erneuerbarer Energieträger voranzutreiben. Dieses Ziel dient sowohl der Substituierung fossiler Energieträger zur Reduktion der CO_2-Emissionen als auch der Entschließung neuer Erwerbsmöglichkeiten für die bäuerliche Bevölkerung im ländlichen Raum. ..... Zur Abrundung ist jedoch die bestmögliche Optimierung der bestehenden Förderinstrumente erforderlich.“

Zur Bestimmung der Netzausbaukosten sind fundierte Abschätzungen der

- freien Leitungskapazitäten,
- Leitungslängen,
- Altersstruktur des Netzes,
- getätigten Investitionen,
- Abschreibungen (AfA),
- Errichtungs- und Legungskosten,
- Kosten für Grundstücke (Servitutsablösungen, Ankauf)

sowohl für das Verteilernetz als auch für das Übertragungsnetz notwendig.

Auch ist ein bestimmter Kostenfaktor für Personal, welche nicht direkt operativ im Netzgeschäft tätig sind (so genannter „Unternehmensoverhead“), mit einzubeziehen.

Zurzeit gelten für jede Netzebene verordnete Tarife, welche den derzeitigen Netz- und Unternehmenssystemen angepasst wurden. Auf Grund der starken Veränderungen der Versorgungsunternehmen (Trennung von Netz und Vertrieb; unbundling) können sich die Tarife in Zukunft so stark verändern, dass eine Abschätzung der Kosten für gesamten Planungshorizont des Modells keine Aussage gemacht werden kann.

Das Miteinbeziehen des Netzes bedeutet ebenfalls eine *Mehrzieloptimierung*, die nicht Inhalt dieser Arbeit ist[3].

Aus diesen Gründen werden diese Kosten in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt.

[3] Es müsste dann nicht nur in Richtung der Kraftwerkskosten, sondern auch in Richtung eines optimalen Netzaufbaues mit Rücksicht auf die landschaftlichen Gegebenheiten wie Berge und Täler minimiert werden.

2 Aufgabenstellung

Es ist ein Entscheidungsunterstützendes (informationstechnologisches) System optimierenden Charakters für die Planung des Kraftwerksmixes in Österreich bis 2050 zu entwickeln.
Mittels der Gemischt-Ganzzahligen Linearen Optimierung (GGLP) wird eine Entscheidungshilfe auf Basis einer Szenariotechnik für die kommende Kraftwerksausbauplanung zur Deckung des zukünftigen Strombedarfes entwickelt. Dabei sind die Betriebs- und Investitionskosten zu minimieren.
In drei Hauptszenarien wird gezeigt, mit welchen Kraftwerkstypen sowohl die Verbraucherleistung als auch die elektrische Energie gedeckt werden kann.
Die drei Hauptszenarien werden ihrerseits wieder in Unterszenarien geteilt:

- **Hauptszenario 1**:
  bildet die derzeit verfolgte Energiepolitik ab, wobei keine Einschränkungen auf Art und Leistung der neu zu errichtenden Kraftwerke vorgenommen werden.

  - *Unterszenario 1A*: Die Rohstoffpreise bleiben über den gesamten Betrachtungszeitraum am Höchststand 2004, unverändert und es entsteht keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.
  - *Unterszenario 1B*: Die Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und es entsteht keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.
  - *Unterszenario 1C*: Die Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und es entsteht keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.
  - *Unterszenario 1D*: Die Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve).
  - *Unterszenario 1E*: Die Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve).

- **Hauptszenario 2**:
  beschreibt einen Kraftwerksmix, in welchem mindestens zehn Prozent der gesamten Energieaufbringung aus Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergieträgern erzeugt werden.

  Das Hauptszenario 2 ist in fünf Unterszenarien 2A und 2E gegliedert. Die Annahme, dass der Primärenergiepreis über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant bleibt und keine Reduktion der Investitionskosten von erneuerbaren Energieerzeugern stattfindet, ist sehr unwahrscheinlich. Daher wurde auf die Berechnung der Unterzenarien 2A bis 2C verzichtet und den diskutierten Szenarien die fortlaufenden Bezeichnungen 2D und 2E gegeben.

  - *Unterszenario 2A*: NICHT BERECHNET. Die Rohstoffpreise bleiben über den gesamten Betrachtungszeitraum am Höchststand 2004, unverändert und es entsteht keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.
  - *Unterszenario 2B*: NICHT BERECHNET. Die Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und es entsteht keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.
  - *Unterszenario 2C*: NICHT BERECHNET. Die Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und es entsteht keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.
  - *Unterszenario 2D*: Die Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve).
  - *Unterszenario 2E*: Die Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve).

- **Hauptszenario 3**:
  vollständiger Verzicht auf Bau neuer Großkraftwerke, stattdessen nur Erzeuger, die aus regenerativen Energiequellen ihren Primärenergiebedarf beziehen.
  Ähnlich dem Hauptszenario 2 werden im Hauptszenario 3 nur die beiden1 Unterszenarien 3D und 3E berechnet.

  - *Unterszenario 3A*: NICHT BERECHNET. Die Rohstoffpreise bleiben über den gesamten Betrachtungszeitraum am Höchststand 2004, unverändert und es entsteht keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.
  - *Unterszenario 3B*: NICHT BERECHNET. Die Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und es entsteht keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.

- *Unterszenario 3C*: NICHT BERECHNET. Die Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und es entsteht keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.
- *Unterszenario 3D*: Die Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve).
- *Unterszenario 3E*: Die Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 und die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve).

Der Betrachtungszeitraum beginnt im Jahr 2010 und endet 2050 (dies entspricht einem Zeitraum von 40 Jahren). Als Bezugsjahr wird 2004 herangezogen.

Zur Ausbauplanung sind Wasserkraftwerke, thermische Kraftwerke, Photovoltaik- und Windanlagen sowie Brennstoffzellen zu modellieren. Der Energieimport und -export für bilaterale Verträge als auch für den Spotmarkt sind ebenfalls in das Modell einzuarbeiten. Kernkraftwerke werden auf Grund des Bauverbotes in Österreich nicht zur Kraftwerksausbauplanung verwendet.

Es ist für die Ausbauplanung die Jahresdauerlinie zu verwenden. Die jährliche Steigerungsrate für Energie, Leistung und Spitzenlast ist mit zwei Prozent pro Jahr anzunehmen.

Um auch einen Vergleich der Szenarien aus Sicht eines Verbrauchers zu erhalten, werden die Stromgestehungskosten ermittelt.

Die Darstellung von CO_2-, SO_2-, NO_x-, und Staubemissionen in Diagrammen zeigen die Veränderungen der Umweltbelastungen.

3 Zielsetzung

Mittels der Gemischt-Ganzzahligen Linearen Optimierung (GGLP) ist ein Optimierungsmodell, welches in Szenariorechnungen verschiedene Kraftwerksausbaupfade auf Basis der Minimierung von Investitions- und Betriebskosten bestimmt, zu entwickeln. Die Anzahl und Leistungen der Kraftwerkstypen, sowie die Umweltbelastungen sind zu berechnen. Aus den diskontierten Investitions- und Betriebskosten ist der Barwert zu bestimmen und eine grobe Abschätzung der Stromgestehungskosten durchzuführen.

Durch den Vergleich der berechneten Szenarien dynamics as usual[4] mit dem Referenzszenario business as usual ist ein durchführbares Szenario zu definieren, welches den drei energiewirtschaftlichen Eckpunkten Energie – Wirtschaft – Umwelt (Abk. E3, engl. energy – economy – environment) entspricht[5].

Die angenommene Hypothese „Ab 2010 brauchen keine neuen konventionellen Großkraftwerke errichtet werden!“ ist zu bestätigen oder zu falsifizieren.

Die vorliegenden Ausbaupfade dienen als Entscheidungsgrundlage für Politik und Wirtschaft auf Basis langfristiger Szenarien, um ein nachhaltiges, ökologisches und ökonomisches elektrisches Energieversorgungssystem für Österreich zu entwickeln.

[4] Dynamics as usual ist der forcierte Ausbau von Erzeugern mit erneuerbaren Primärenergien, wobei die möglichen ausbaubaren Energiepfade vollständig, unter Berücksichtigung der dynamischen Entwicklung von bestimmten Umweltschutzvorgaben und Lerneffekten, genutzt werden.

[5] Ähnliche Ansätze wurden bei den Energiegesprächen im technischen Museum Wien am 07.05.2005 von DI Paula, Dr. Schrattenholzer, Dr. Plueger und Prof. Faninger diskutiert. http://www.tmw.at

4 Historische Entwicklung und derzeitiger Stand fossiler Energieträger

Dieses Kapitel beschreibt die historische Entwicklung, den derzeitigen Verbrauch sowie die bekannten Reserven fossiler Energieträger und diskutiert die in der Einleitung erwähnte Steigerung des Energiebedarfes. Weiters wird die Beschränktheit der fossilen Primärenergieträger und daraus resultierend, die Notwendigkeit von nachhaltigen Energiesystemen gezeigt.

4.1 Allgemeines

Der derzeitige Energieverbrauch der Erdbevölkerung beruht auf etwa 25% nicht-fossilen Energieträger und 75% fossilen Energieträger (siehe Diagramm 4.1.1).

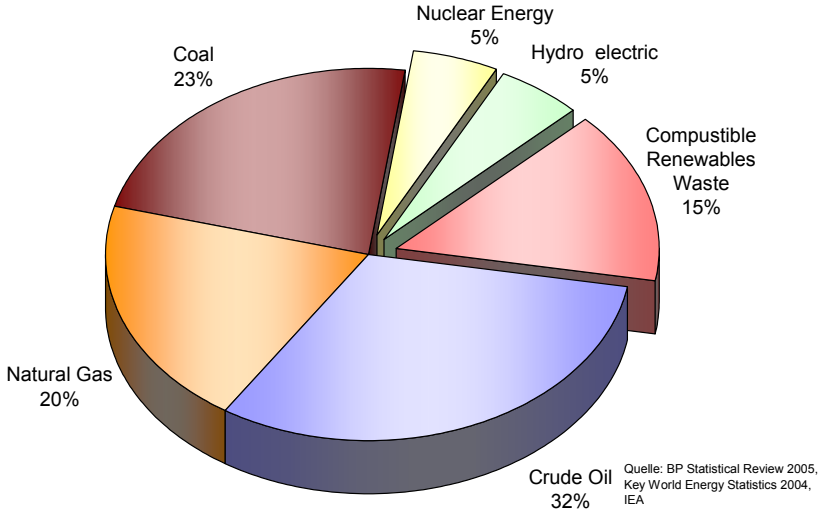
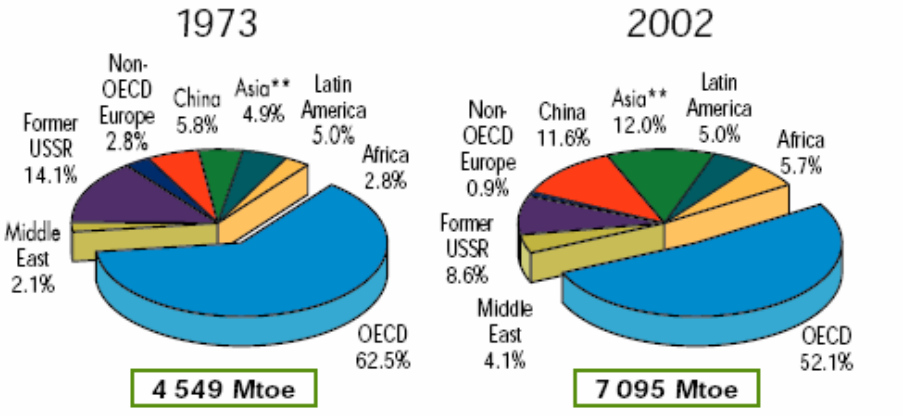


Diagramm 4.1.1: Weltweiter Energieverbrauch gegliedert nach Energieträger 2004

Das Diagramm 4.1.2 zeigt den Vergleich des weltweiten Gesamtenergieverbrauches von 1973 und 2002. Klar zu erkennen ist die Steigerung des Verbrauches in den asiatischen Ländern, insbesondere China und dem Nahen Osten, welche auf dem im Jahr 2000 begonnenen starken Wirtschaftswachstum basiert.

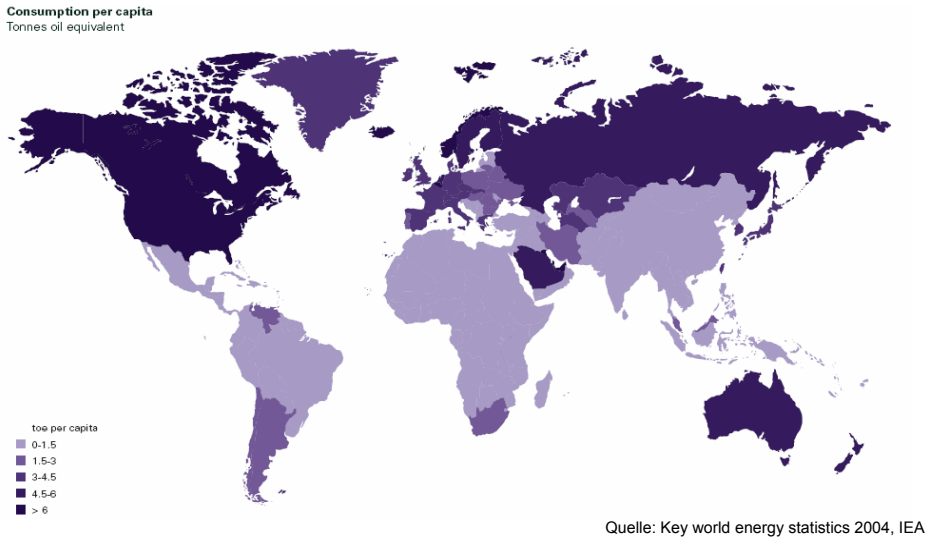


** Prior to 1994 combustible renewables & waste final consumption has been estimated based on TPES. **Asia excludes China.*

Quelle: Key world energy statistics 2004, IEA

Diagramm 4.1.2: Weltweiter Gesamtenergieverbrauch gegliedert nach Region

Die Abbildung 4.1 zeigt den Pro-Kopf-Energieverbrauch in Tonnen Öläquivalent von 2002. Deutlich erkennbar sind die Entwicklungsländer in Afrika mit sehr wenig Verbrauch. Viele Länder Asiens verbrauchen zwar immer mehr Energie, sind aber durch ihre hohe Einwohnerzahl noch helllila gefärbt. Dies bedeutet für die Zukunft ein sehr großes Potenzial an Energiebedarf, welcher abgedeckt werden muss.



Quelle: Key world energy statistics 2004, IEA

Abbildung 4.1: Pro-Kopf-Energieverbrauch in Tonnen Öläquivalent 2002

Durch die steigende Entwicklung bei der Nachfrage nach Rohstoffen und die gleichzeitige Reduzierung der Bodenschätze werden für die kommenden Generationen immer weniger Reserven zur Verfügung stehen. Die ökonomische Theorie interpretiert dieses Problem nach der optimalen Zusammensetzung dieses Kapitalstockes bestehend aus konventionellen Kapitalgütern, Energiereserven im Boden und Know-how /80/.
Als Ressourcen werden alle vorhandenen Materialien, auch solche, deren Lagerstätten nicht bekannt oder mit den derzeit verfügbaren Technologien nicht wirtschaftlich gewinnbar sind, bezeichnet. Ressourcen sind daher dynamische Systeme und müssen streng von den Reserven unterschieden werden. Reserven beschreiben alle wirtschaftlichen gewinnbaren Ressourcen mit den vorhandenen Technologien.

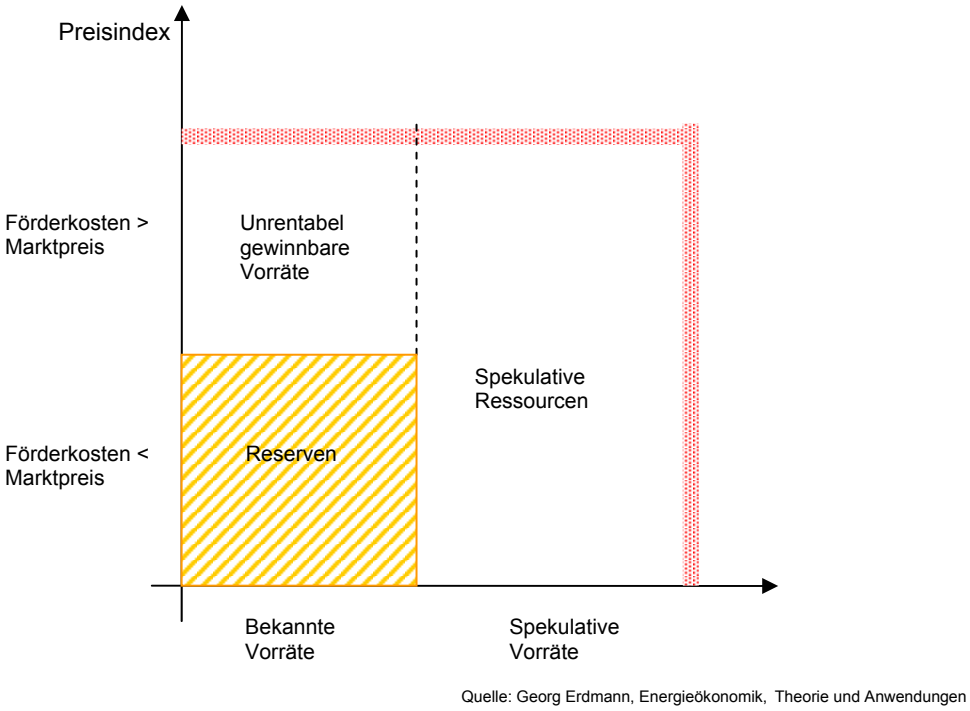


Abbildung 4.2: Klassifizierung fossiler Energievorräte

4.2 Rohöl

Im Diagramm 4.2.1 ist die Entwicklung der bekannten Erdölreserven ab 1977 dargestellt. Der Zuwachs von 1977 von 653,3 Mrd. Barrel auf 1188,6 Mrd. Barrel ist auf neue Funde durch moderne Such- und Bohrverfahren zurückzuführen. Zur gleichen Zeit hat sich auch die weltweite Produktion von Rohöl erhöht (siehe Diagramm 4.2.2). Bemerkenswert ist, dass der starke Anstieg, sowohl der Produktion als auch des Verbrauches (Diagramm 4.2.3) der vor 1973 gegeben war, nach der ersten Erdölkrise nicht mehr erreicht wurde.

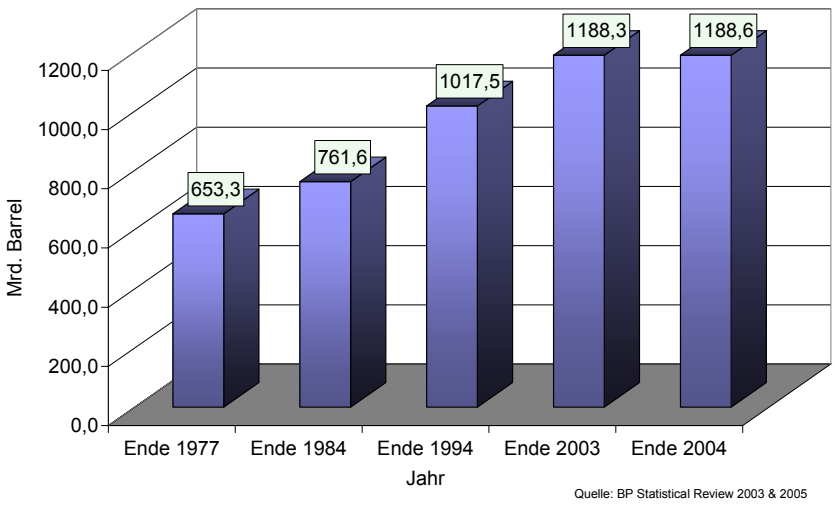


Diagramm 4.2.1: Weltweit bekannte Ölreserven 1977 bis 2004

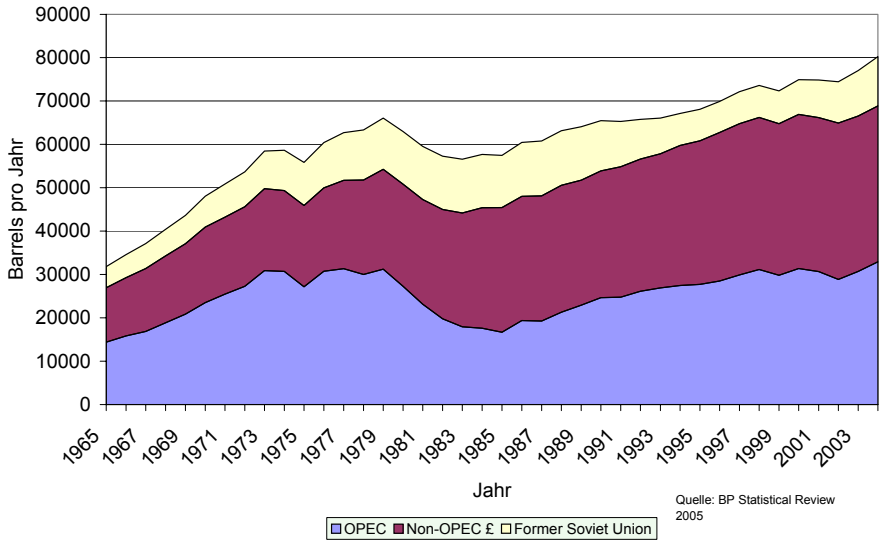


Diagramm 4.2.2: Entwicklung der Rohölproduktion je Region seit 1965

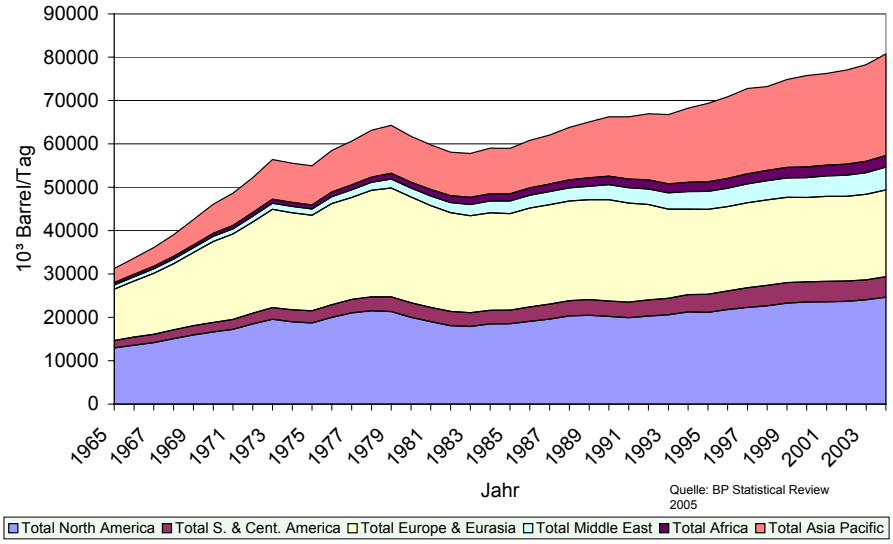


Diagramm 4.2.3: Weltweiter Rohölverbrauch je Region seit 1965

Der Auslöser der ersten Ölkrise war die Kriegserklärung seitens Syrien und Ägypten an Israel am 6. Oktober 1973[6]. Die Organisation der Erdöl exportierenden Länder (OPEC, Organization of Petroleum Exporting Countries[7]), welche mehrheitlich arabisch dominiert ist, beschloss ihre Erdölförderung zu reduzieren um auch wirtschaftlichen Druck ausüben zu können. Gegen die USA und die Niederlande wurde ein Lieferboykott verhängt. Die Folge war ein Anstieg des Rohölpreises von 2,83 $/Barrel auf 10,41 $/Barrel (siehe Diagramm 4.2.4 und Diagramm 4.2.5).

Danach stieg der Ölpreis bis 1978 kaum. 1979 begann die zweite Ölkrise auf Grund der iranischen Revolution und nachfolgend dem Iran-Irak-Krieg[8] (erster Golfkrieg).

[6] Am 6. Oktober wird in Israel das jüdische Versöhnungsfest Yom Kippur gefeiert. Dieser Krieg wird auch Yom Kippur-Krieg, 4. Israelisch-arabischer Krieg oder Oktoberkrieg genannt.
[7] Mitglieder sind Algerien (1969), Indonesien (1962), Irak, Iran, Katar (1961), Kuwait, Libyen (1962), Nigeria (1971), Saudi-Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate (1976)
[8] Auslöser waren Grenzstreitigkeiten zwischen diesen beiden Staaten.

Diese Auseinandersetzung hatte sehr starke Förderungsausfälle in diesen Staaten zur Folge. Der Preis für ein Fass Öl (Barrel) erreichte den Spitzenwert 1980 mit $ 35,69. Nach Beendigung des ersten Golfkrieges betrug der Ölpreis 13,27 $/Barrel. Danach blieb der Rohölpreis zwischen 13 $/Barrel und 25 $/Barrel.

Durch die schnell wachsende Konjunktur und den tiefen Temperaturen im Winter 2001/2002 war wieder die Gefahr eines rasanten Anstiegs des Rohölpreises gegeben. Durch Erhöhung der Förderquoten konnte dieser abgewendet werden. Im Jahre 2004 durchstieß der Jahrespreismittelwert seit 1982 wieder die $ 30-Grenze. Der seit 2004 ständig steigende Ölpreis basiert im Wesentlichen auf Anschlägen auf Ölfirmen und Pipelines, Frühjahrsnachfrage in den USA, eskalierenden Konflikten im von den USA besetzten Irak, geringen Lagerbeständen und verstärkter Nachfrage aus China sowie Indien und Spekulationen.
Anfang Oktober 2004 erreichte der Preis für leichtes Rohöl in New York $ 53, ein Barrel Brent (Nordseesorte) über $ 49. Die weltweite Produktionsmenge lag zu diesem Zeitpunkt bei etwa 80 Mio. Barrel pro Tag, die Überschussproduktion lag bei nur ein Prozent. Trotz des Anstieges auf den Rohölpreis von über 40 Dollar je Barrel wurde das Preisniveau von 1980, inflationsbereinigt zirka 70 Dollar, (siehe Diagramm 4.2.5) nicht erreicht.

Am 24. Juni 2005 überschritt der Preis für ein Barrel Rohöl kurzzeitig die 60 Dollar Marke.

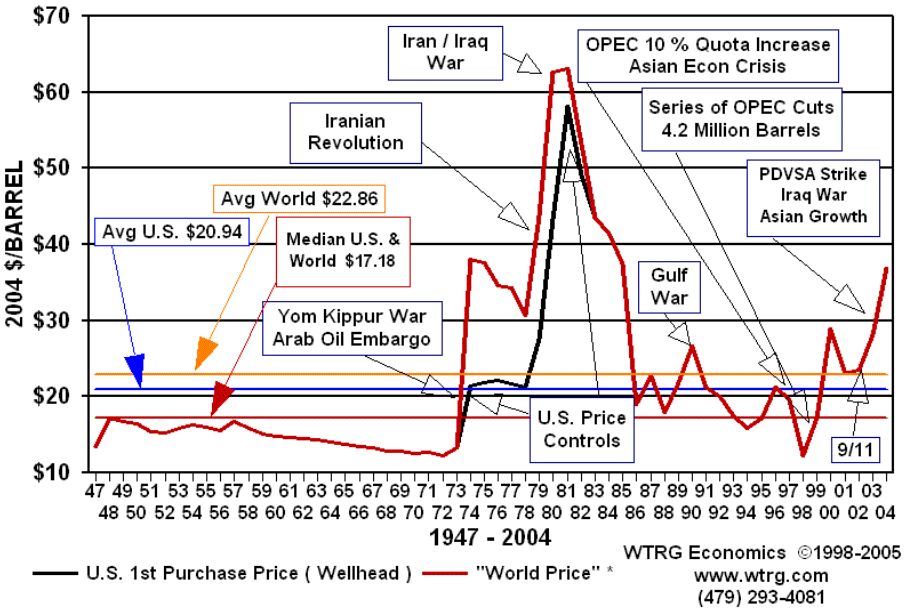


Diagramm 4.2.4: Rohölpreisentwicklung seit 1947 mit Einflussfaktoren für den mittleren Jahrespreis

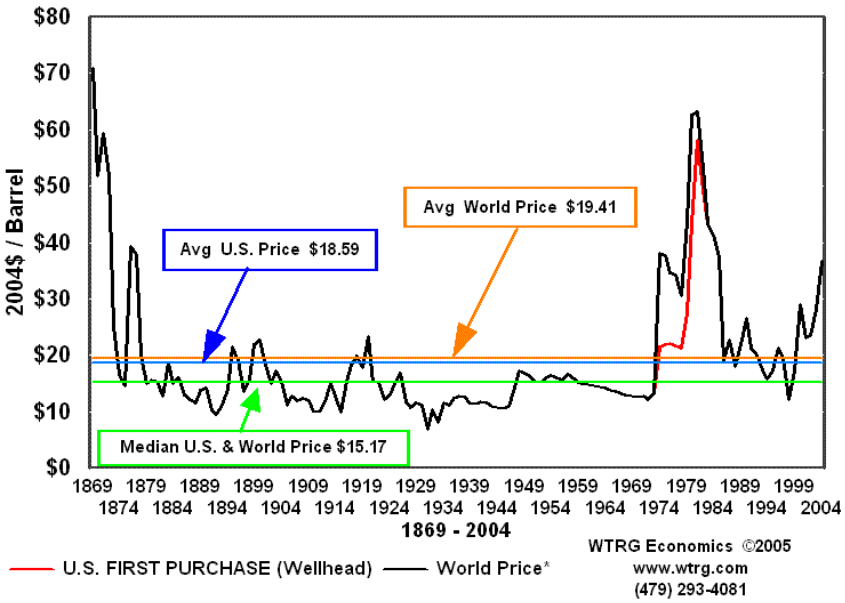


Diagramm 4.2.5: Entwicklung des Rohölpreises seit 1869 Wert bereinigt auf 2004

4.3 Gas

Aus Diagramm 4.3.1 ist die Entwicklung der bekannten Erdölreserven ab 1977 zu entnehmen. Der Zuwachs von 1977 von 71,35 Trillionen m³ auf 179,53 Trillionen m³ ist wie bei Rohöl auf neue Funde durch moderne Such- und Bohrverfahren zurückzuführen. Die weltweite Produktion (Diagramm 4.3.2) und der weltweite Verbrauch (Diagramm 4.3.3) von Gas hat sich seit 1970 bis 2004 auf das 2,75fache erhöht. Die erste Erdölkrise hatte fast keinen Einfluss auf Erzeugung und Verbrauch, auf Grund der geringeren Nachfrage von Rohöl. Erst die zweite Ölkrise ist auch bei den Gaspreisen bemerkbar. Dies ist auf die aus dieser Krise resultierende Weltwirschaftsrezession zurückzuführen. Aus Diagramm 4.3.5 sind die Entwicklungen der Rohöl- und Gaspreise zu entnehmen. Der Gaspreis folgt dem Rohölpreis einjährig zeitversetzt. Bemerkenswert ist, dass die Kopplung der Tendenzen der Gaspreise zwischen den USA und Europa erst seit 1993 gegeben ist (siehe Diagramm 4.3.4).

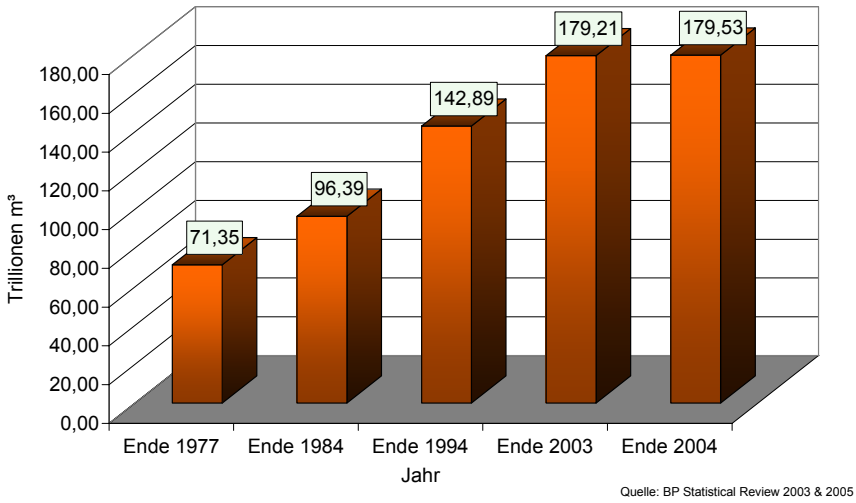


Diagramm 4.3.1: Weltweit bekannte Gasreserven 1977 bis 2004

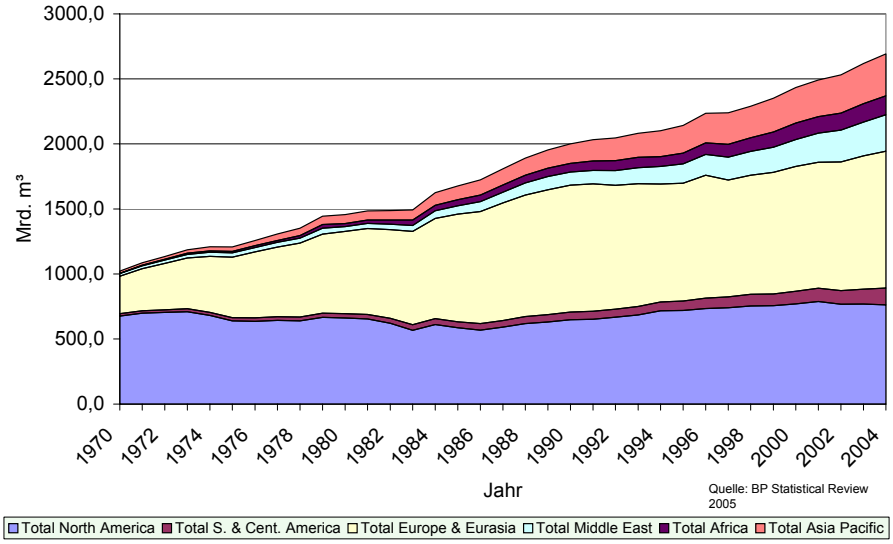


Diagramm 4.3.2: Weltweite Gasproduktion je Region seit 1970

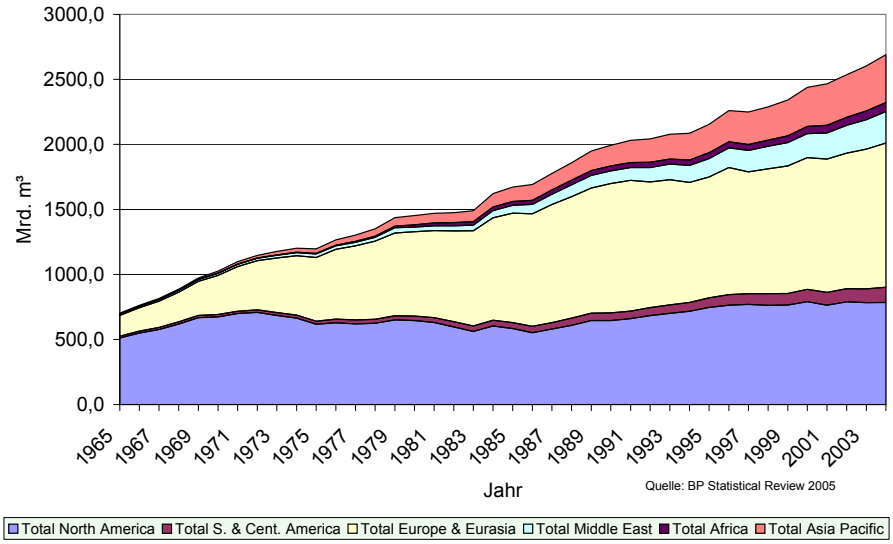


Diagramm 4.3.3: Weltweiter Gasverbrauch je Region seit 1965

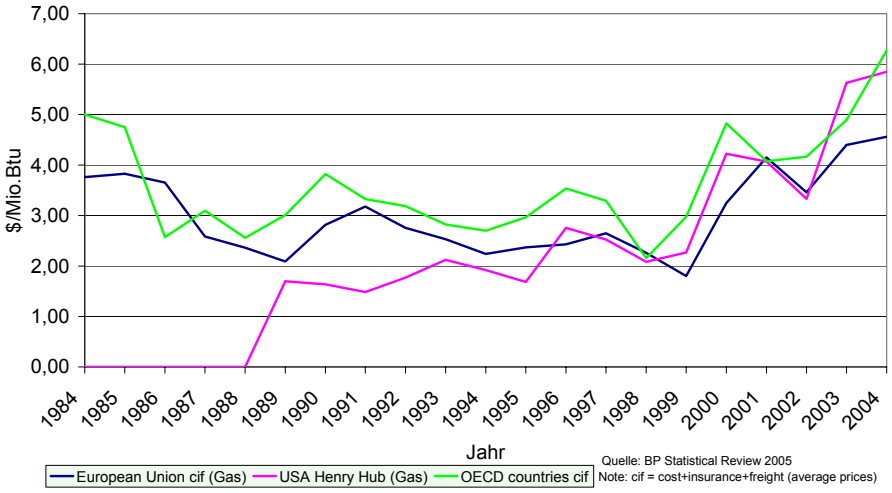


Diagramm 4.3.4: Gaspreisentwicklung für Europa, OECD Länder und USA

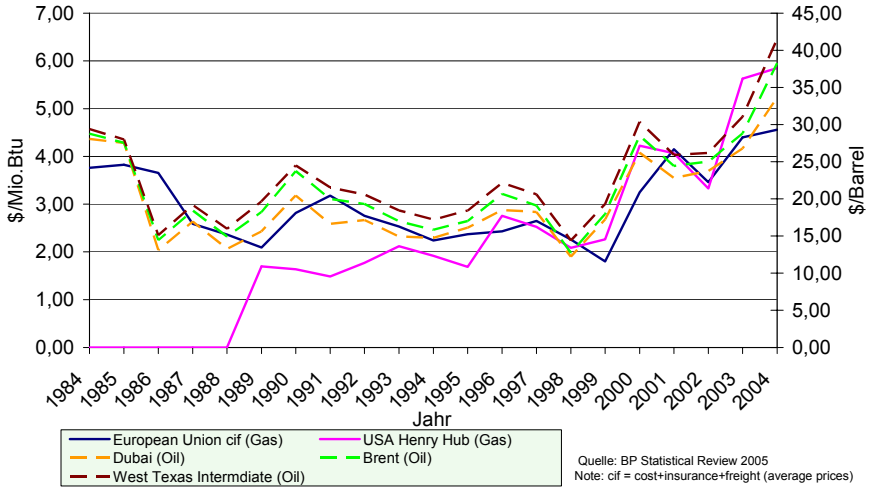


Diagramm 4.3.5: Vergleich Rohöl- und Gaspreis

4.4 Kohle

In Diagramm 4.4.1 ist die weltweite Kohleförderung ab 1981 und in Diagramm 4.4.2 der weltweite Verbrauch an Kohle dargestellt. Seit 1989 ist der Kohleverbrauch in Europa rückläufig. Als Hauptgründe für diese Entwicklung sind das erhöhte Umweltbewusstsein in der Bevölkerung und die geltenden Umweltschutzbestimmungen zu nennen. Dies führte zu der Substitution von Kohle durch andere Energieträger im Haushalt und zur Stilllegung von Kohlekraftwerken mit hohem Luftschadstoffausstoß.

Im Gegensatz zu Europa stieg die Verwendung von Kohle im asiatischen Gebiet an. Die größte Steigerungsrate kann ab 2000 beobachtet werden. Dieses Anwachsen an Kohlebedarf ist auf das rasante Wirtschaftswachstum in Asien, insbesondere China zurückzuführen.

Das Diagramm 4.4.3 zeigt die Kohlepreisentwicklung für Europa und den USA. Interessant ist das Verhalten des europäischen Kohlepreises, im Vergleich zum Verbrauch, beziehungsweise zur Erzeugung. Der Preis entwickelte sich nicht nach dem klassischen Angebot- und Nachfrageprinzip, sondern basierend auf Spekulationen und dem Aufbrauchen der Vorräte.

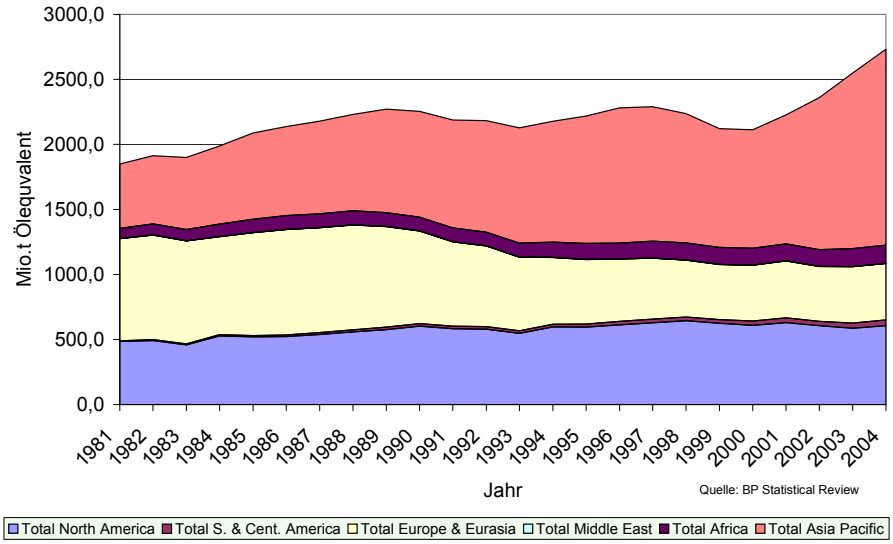


Diagramm 4.4.1: Weltweite Kohleförderung je Region seit 1981

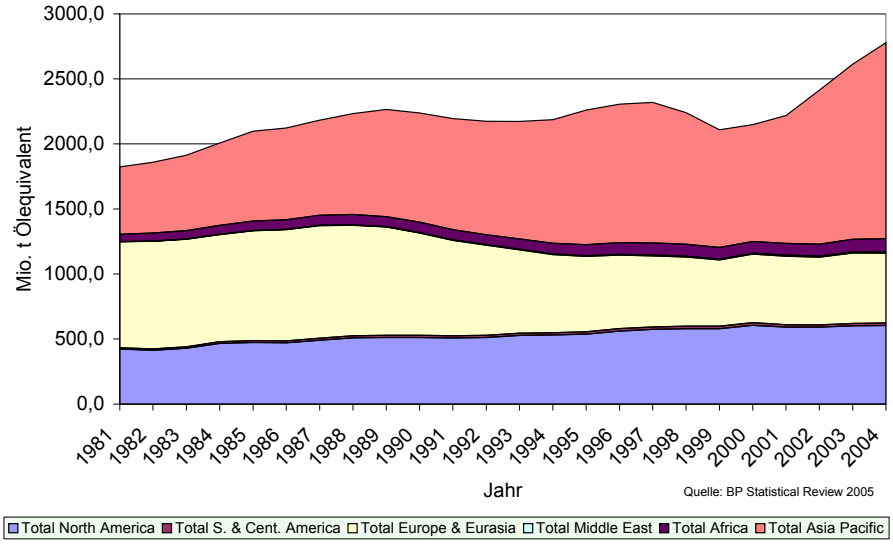


Diagramm 4.4.2: Weltweiter Kohleverbrauch je Region seit 1981

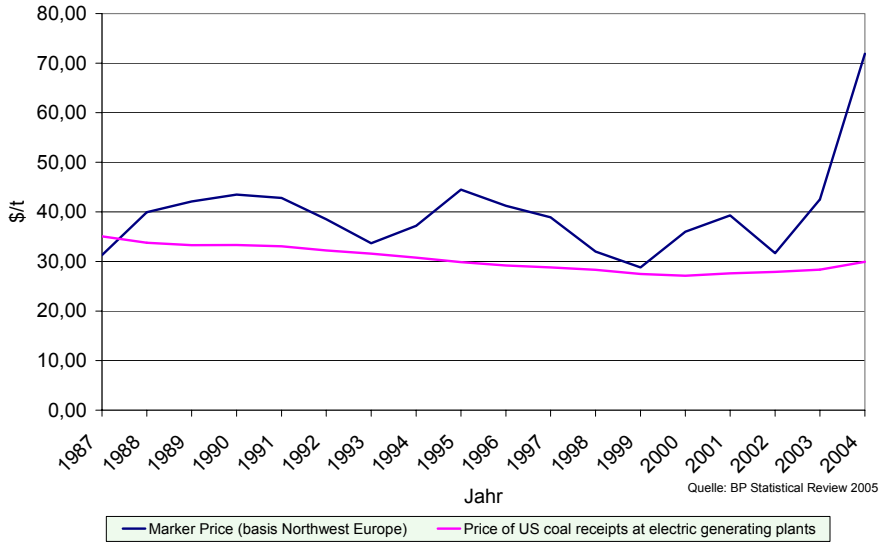


Diagramm 4.4.3: Kohlepreis für Europa und USA seit 1987

5 Rahmenbedingungen zur erneuerbaren Energie in Österreich

Die Rahmenbedingungen zur erneuerbaren Energie in Österreich können in vier Punkte gegliedert werden:

- Rechtliche Rahmenbedingungen
- Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen
- Ökonomische Rahmenbedingungen
- Ökologische Rahmenbedingungen

5.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Nachfolgend werden die vier wichtigsten Rechtsnormen, die EU-Richtlinie 2003/54/EG des europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, die EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, das österreichische Elektrizitätswirtschafts- und –Organisationsgesetz sowie das Ökostromgesetz, mit den notwendigen Passagen für die Modellbildung auszugsweise zitiert:

ZITAT entnommen aus:

RICHTLINIE 2003/54/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES
vom 26. Juni 2003
über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG

DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION — gestützt auf den Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, insbesondere auf Artikel 47 Absatz 2, Artikel 55 und Artikel 95, auf Vorschlag der Kommission[9] , nach Stellungnahme des Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschusses[10], nach Anhörung des Ausschusses der Regionen, gemäß dem Verfahren des Artikels 251 des Vertrags[11], in Erwägung nachstehender Gründe:...

„(22) Fast alle Mitgliedstaaten haben sich dafür entschieden, den Wettbewerb im Elektrizitätserzeugungsmarkt durch ein transparentes Genehmigungsverfahren zu gewährleisten. Die Mitgliedstaaten sollten jedoch die Möglichkeit vorsehen, zur Versorgungssicherheit durch eine Ausschreibung oder ein vergleichbares Verfahren für den Fall beizutragen, dass sich im Wege des Genehmigungsverfahrens keine ausreichenden Elektrizitätserzeugungskapazitäten schaffen lassen. Die Mitgliedstaaten sollten die

[9] ABl. C 240 E vom 28.8.2001, S. 60, und ABl. C 227 E vom 24.9.2002, S. 393.
[10] ABl. C 36 vom 8.2.2002, S. 10.
[11] Stellungnahme des Europäischen Parlaments vom 13. März 2002 (ABl. C 47 E vom 27.2.2003, S. 350), Gemeinsamer Standpunkt des Rates vom 3. Februar 2003 (ABl. C 50 E vom 4.3.2003, S. 15) und Beschluss des Europäischen Parlaments vom 4. Juni 2003 (noch nicht im Amtsblatt veröffentlicht).

Möglichkeit haben, im Interesse des Umweltschutzes und der Förderung neuer, noch nicht ausgereifter Technologien Kapazitäten auf der Grundlage veröffentlichter Kriterien auszuschreiben. Die neuen Kapazitäten schließen unter anderem erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ein."

…

HABEN FOLGENDE RICHTLINIE ERLASSEN:

KAPITEL I

ANWENDUNGSBEREICH UND BEGRIFFSBESTIMMUNGEN

Artikel 2

…

„30) „erneuerbare Energiequelle" eine erneuerbare, nichtfossile Energiequelle (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas);"

…

Artikel 11

Inanspruchnahme und Ausgleich von Kapazitäten

…

„(3) Ein Mitgliedstaat kann dem Netzbetreiber zur Auflage machen, dass er bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang gibt, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten."

…

ZITAT ENDE.

ZITAT entnommen aus:

RICHTLINIE 2001/77/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES
vom 27. September 2001
zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt

DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION — gestützt auf den Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, insbesondere auf Artikel 47 Absatz 2, Artikel 55 und Artikel 95, auf Vorschlag der Kommission[12] , nach Stellungnahme des Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschusses[13], nach Anhörung des Ausschusses der Regionen, gemäß dem Verfahren des Artikels 251 des Vertrags[14], in Erwägung nachstehender Gründe:

„ (1) Das Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen wird in der Gemeinschaft derzeit nur unzureichend genutzt. Die Gemeinschaft hält es für

[12] ABl. C 240 E vom 28.8.2001, S. 60, und ABl. C 227 E vom 24.9.2002, S. 393.
[13] ABl. C 36 vom 8.2.2002, S. 10.
[14] Stellungnahme des Europäischen Parlaments vom 13. März 2002 (ABl. C 47 E vom 27.2.2003, S. 350), Gemeinsamer Standpunkt des Rates vom 3. Februar 2003 (ABl. C 50 E vom 4.3.2003, S. 15) und Beschluss des Europäischen Parlaments vom 4. Juni 2003 (noch nicht im Amtsblatt veröffentlicht).

erforderlich, erneuerbare Energiequellen prioritär zu fördern, da deren Nutzung zum Umweltschutz und zur nachhaltigen Entwicklung beiträgt..."

...

„(3) Die zunehmende Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ist ein wesentliches Element des Maßnahmenbündels, das zur Einhaltung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen benötigt wird, sowie der Maßnahmen zur Erfüllung weiterer Verpflichtungen."

...

„(18) Es ist wichtig, die Stärke der Marktkräfte und des Binnenmarktes zu nutzen und Strom aus erneuerbaren Energiequellen wettbewerbsfähig und für die Bürger Europas attraktiv zu machen."

...

HABEN FOLGENDE RICHTLINIE ERLASSEN:

Artikel 1
Zweck

Mit dieser Richtlinie wird bezweckt, eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung im Elektrizitätsbinnenmarkt zu fördern und eine Grundlage für einen entsprechenden künftigen Gemeinschaftsrahmen zu schaffen.

Artikel 2
Begriffsbestimmungen

Für die Zwecke dieser Richtlinie gelten folgende Begriffsbestimmungen:

a) „erneuerbare Energiequellen": erneuerbare nichtfossile Energiequellen (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas);

b) „Biomasse": der biologisch abbaubare Anteil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen der Landwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Industrie und Haushalten;

c) „Strom aus erneuerbaren Energiequellen": Strom, der in Anlagen erzeugt wurde, die ausschließlich erneuerbare Energiequellen nutzen, sowie der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Hybridanlagen, die auch konventionelle Energieträger einsetzen, einschließlich Strom aus erneuerbaren Energiequellen, der zum Auffüllen von Speichersystemen genutzt wird, aber mit Ausnahme von Strom, der als Ergebnis der Speicherung in Speichersystemen gewonnen wird;

d) „Stromverbrauch": die inländische Stromerzeugung, einschließlich Eigenerzeugung, zuzüglich Einfuhren, abzüglich Ausfuhren (Bruttoinlandselektrizitätsverbrauch)."

...

ZITAT ENDE.

ZITAT entnommen aus:

BUNDESGESETZBLATT
FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH

ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTS- UND -ORGANISATIONSGESETZ (ELWOG)
Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – ElWOG), BGBl. I Nr. 143/1998 [Artikel 1] (NR: GP XX RV 1108 AB 1305 S. 133 BR: AB 5732 S. 643) [CELEX-Nr.: 396L0092, 390L0547] in der Fassung des 1. Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 121/2000 [Artikel 7 des Energieliberalisierungsgesetzes] (NR: GP XIX RV Zu 66 AB 210 S. 32. BR: 6176 AB 6195 S.667.) [CELEX-Nr.: 398L0030,391L0296, 395L0049];

…

1. Teil
Grundsätze
Verfassungsbestimmung
Geltungsbereich

…

„§ 2. (unmittelbar anwendbares Bundesrecht) (1) Dieses Bundesgesetz hat
1. die Erlassung von grundsatzgesetzlichen Bestimmungen für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität sowie die Organisation der Elektrizitätswirtschaft;"

…

Ziele

…

„§ 3. (Grundsatzbestimmung) Ziel dieses Bundesgesetzes ist es,
1. der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen;
2. eine Marktorganisation für die Elektrizitätswirtschaft gemäß dem EU-Primärrecht und den Grundsätzen des Elektrizitätsbinnenmarktes gemäß der Richtlinie 96/92/EG vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 27 vom 30. Jänner 1997; S 20; Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie) zu schaffen;
3. den hohen Anteil erneuerbarer Energien in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft weiter zu
erhöhen;"

…

Begriffsbestimmungen

…

„11. "Erneuerbare Energien" Wasserkraft, Biomasse, Biogas, geothermische Energie, Wind und Sonne, soweit sie für die Erzeugung elektrischer Energie Verwendung finden; Müll und Klärschlamm gelten jedenfalls nicht als "erneuerbare Energie";"

…

4. Teil
Der Betrieb von Netzen
1. Hauptstück
Rechte und Pflichten der Netzbetreiber
3. Abschnitt
Betrieb von Verteilernetzen
Abnahmeverpflichtung von Ökoenergie und KWK-Energie

„§ 32. (Grundsatzbestimmung) (1) Die Ausführungsgesetze haben Betreiber von Verteilernetzen zu verpflichten, die ihnen angebotene elektrische Energie aus an ihrem Verteilernetz angeschlossenen Anlagen, die gemäß § 40 Abs. 1 als Ökoanlagen anerkannt sind, abzunehmen. Die Menge an elektrischer Energie aus Ökoanlagen hat in steigendem Ausmaß
1. ab 1. Oktober 2001 mindestens 1 %;
2. ab 1. Oktober 2003 mindestens 2 %;
3. ab 1. Oktober 2005 mindestens 3 %;
4. ab 1. Oktober 2007 mindestens 4 %
der Stromabgabe an die, an sein Netz angeschlossenen Endverbraucher im vorangegangenen Kalenderjahr zu betragen."

…

2. Hauptstück
5. Teil
Erzeuger
Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger

…

„§ 40. (Grundsatzbestimmung) (1) Die Ausführungsgesetze haben Anlagen, die auf Basis der erneuerbaren Energieträger feste oder flüssige heimische Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas, geothermische Energie, Wind- und Sonnenenergie betrieben werden als Ökostromanlagen anzuerkennen. Dies gilt ebenso für Mischfeuerungsanlagen mit hohem biogenem Anteil sowie bei Verbrennung von Abfällen mit hohem biogenem Anteil. Sonstige Anlagen, die auf Basis von Müll oder Klärschlamm betrieben werden, sind jedenfalls nicht als Ökoanlagen anzuerkennen. Die Anerkennung hat durch die Landesregierung zu erfolgen. Betreiber von anerkannten Ökostromanlagen sind berechtigt, die Abnahme der von diesen Anlagen erzeugten Energie von jenem Netzbetreiber zu verlangen, an dessen Netz sie angeschlossen sind."

…

Kleinwasserkraftzertifikate

„§ 41. (Grundsatzbestimmung) (1) Die Ausführungsgesetze haben für Anlagen, die auf Basis von Wasserkraft mit einer Engpassleistung bis 10 MW Kleinwasserkraftwerksanlagen) betrieben werden, eine besondere Benennung durch die Landesregierung vorzusehen, mit der die Berechtigung zur Ausgabe von Kleinwasserkraftzertifikaten verbunden ist. Die Benennung ist der Elektrizitäts-Control GmbH zur Kenntnis zu bringen."

…

ZITAT ENDE.

ZITAT entnommen aus:

BUNDESGESETZBLATT
FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH

149. Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz) sowie das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (ElWOG) und das Energieförderungsgesetz 1979 (EnFG) geändert werden

...

1. Teil
Allgemeine Bestimmungen
Geltungsbereich

...

„§ 2. (1) Dieses Bundesgesetz regelt
1. die Nachweise über die Herkunft elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern;
2. die Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus einem anderen EU-Mitgliedstaat, einem EWR Vertragsstaat oder einem Drittstaat;
3. Abnahme- und Vergütungspflichten;
4. die Voraussetzungen für und die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern;
5. die bundesweit gleichmäßige Verteilung der durch die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern entstehenden Aufwendungen;
6. die bundesweit gleichmäßige Verteilung der durch die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entstehenden Aufwendungen.
(2) Gegenstand der Förderung sind folgende Bereiche:
1. Förderung durch Mindestpreise und Abnahmepflicht von Strom, der auf Basis von erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird, nicht jedoch Strom, der auf Basis von Wasserkraftwerken mit einer Engpassleistung von mehr als 10 MW, Tiermehl, Ablauge, Klärschlamm oder Abfällen, ausgenommen Abfall mit hohem biogenen Anteil, erzeugt wird;
2. Förderung durch Vergütung eines Teils der Aufwendungen für den Betrieb von bestehenden und modernisierten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur öffentlichen Fernwärmeversorgung."

...

Ziele

„§ 4. (1) Ziel dieses Bundesgesetzes ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes
1. den Anteil der Erzeugung von elektrischer Energie in Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger in einem Ausmaß zu erhöhen, dass im Jahr 2010 der in der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 betreffend Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Elektrizitätsbinnenmarkt als Referenzwert angegebene Zielwert von 78,1% erreicht wird;"

...

„5. eine Anhebung des Anteils der Stromerzeugung durch Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung bis einschließlich 10 MW, für die eine Abnahme- und Vergütungspflicht festgelegt ist, bis zum Jahr 2008, auf zumindest 9% zu erreichen;
6. die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zu gewährleisten;
7. einen bundesweiten Ausgleich der Lasten der Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und Kraft-Wärme-Kopplung zu schaffen;
8. die Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern gemäß den Grundsätzen des europäischen Gemeinschaftsrechts, insbesondere der Richtlinie 96/92/EG vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. Nr. L 27 vom 30. Jänner 1997, S 20; Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie) und der Richtlinie 2001/77/EG betreffend die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Elektrizitätsbinnenmarkt zu fördern.
(2) Zur Erreichung des Zielwertes gemäß Abs. 1 Z 1 hat die aus erneuerbaren Energieträgern, mit Ausnahme von Wasserkraft, erzeugte elektrische Energie, für die eine Abnahme- und Vergütungspflicht festgelegt ist, bis zum Jahr 2008 in steigendem Ausmaß mindestens 4%, gemessen an der gesamten jährlichen Stromabgabe aller Netzbetreiber Österreichs an die an öffentliche Netze angeschlossenen Endverbraucher beizutragen, sodass ab 1. Jänner 2004 etwa 2%, ab 1. Jänner 2006 etwa 3% und ab 1. Jänner 1576 BGBl. I – Ausgegeben am 23. August 2002 – Nr. 149 2008 mindestens 4% erreicht werden. Stromerzeugung auf Basis von Tiermehl, Ablauge, Klärschlamm oder Abfällen, ausgenommen Abfälle mit hohem biogenen Anteil, ist in die vorgenannten Zielwerte nicht einzurechnen."

...

Begriffsbestimmungen

...

„3. „erneuerbare Energieträger" erneuerbare, nichtfossile Energieträger (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Abfall mit hohem biogenen Anteil, Deponiegas, Klärgas und Biogas);3
4. „Biomasse" den biologisch abbaubaren Anteil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen der Landwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige;
5. „Abfall mit hohem biogenen Anteil" die in der Anlage angeführten Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten, definiert durch die zugeordnete fünfstellige Schlüsselnummer des österreichischen Abfallkatalogs (ÖNORM S 2100);
6. „Strom aus erneuerbaren Energieträgern" elektrische Energie, die in Anlagen erzeugt wurde, die ausschließlich erneuerbare Energieträger nutzen, sowie den dem Anteil der Biomasse entsprechenden Teil elektrischer Energie aus Hybrid- oder Mischfeuerungsanlagen, die auch nicht erneuerbare (konventionelle) Energieträger einsetzen, einschließlich Strom aus erneuerbaren Energieträgern, der zum Auffüllen von Speichersystemen genutzt wird; ausgenommen ist Strom, der als Ergebnis der Speicherung in Speichersystemen gewonnen wird;
7. „Gesamtstromverbrauch" die inländische Stromerzeugung, einschließlich Eigenerzeugung, zuzüglich Einfuhren, abzüglich Ausfuhren (Bruttoinlandselektrizitätsverbrauch);"

...

„15. „Ökostrom" elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern;"

...

„19. „Kleinwasserkraftwerksanlage" eine anerkannte Anlage auf Basis der erneuerbaren Energiequelle Wasserkraft mit einer Engpassleistung bis einschließlich 10 MW."

ZITAT ENDE.

5.2 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

5.2.1 Wasserkraft

Für die oberste Grenze des **theoretischen Wasserkraftpotenzials** muss das Flächenpotenzial der Niederschläge, welches 252 TWh/a beträgt, herangezogen werden /159/. Werden die Verdunstungsverluste vom theoretischen Wasserkraftpotenzial subtrahiert, so erhält man das **Abflussflächenpotenzial,** welches **das theoretisch nutzbare Wasserkraftpotenzial** darstellt, von 150 TWh/a /160/. Um das **theoretische Stromerzeugungspotenzial** zu erhalten, sind die Zuflüsse aus den benachbarten Ländern, ein Wirkungsgrad der Kraftwerke von 100% und ein lückenloser Ausbau aller Gewässer zu berücksichtigen. Mit diesen Annahmen beträgt das theoretische Stromerzeugungspotenzial 118 TWh/a für das Regeljahr.
Das **ausbauwürdige Potenzial** leitet sich aus dem theoretischen Stromerzeugungspotenzial ab und wird in /160/ mit 61 TWh/a für das Regeljahr angegeben.

5.2.2 Photovoltaik

Das **theoretische solare Strahlungsangebot** beträgt in Österreich etwa 92,2 PWh/a und das **theoretische Stromerzeugungspotenzial** mit Berücksichtigung des maximalen Wirkungsgrades der Photovoltaikanlagen etwa 26 PWh/a nach /82/.
Das technische Stromerzeugungspotenzial resultiert aus den verfügbaren Freiflächen zur Installation für Solarmodule, dem Strahlungsangebot (siehe Abbildung 5.1) und der Anlagentechnik. Die verfügbaren Freiflächen beinhalten Gebäudedächer, Fassaden, landwirtschaftliche Freiflächen und Lärmschutzwände. Aus den Statistischen Nachrichten der Statistik Austria /161/ kann eine Gebäudefläche von 306 km² entnommen werden. Nach Bestimmung der nicht solartechnisch nutzbaren Fläche ergibt sich eine Fläche von 107 km² zur Montage von Photovoltaikanlagen. Für die Nutzung von Fassaden stehen nur etwa 10 km² aus den vorhandenen 500 km², auf Grund von Abschattungen, zur Verfügung. Leider können auch nur zehn Prozent der existierenden 270.000 km² landwirtschaftlichen Freiflächen wegen Tourismus und Landschaftsschutz zur Nutzung der Energieerzeugung verwendet werden. Den geringsten Anteil der nutzbaren Freiflächen stellen Lärmschutzwände dar. Von den existierenden 600 km langen Wänden können nur etwa 80 km für die Errichtung von Photovoltaikanlagen herangezogen werden. Die sich daraus ergebende Fläche beträgt 0,14 km².

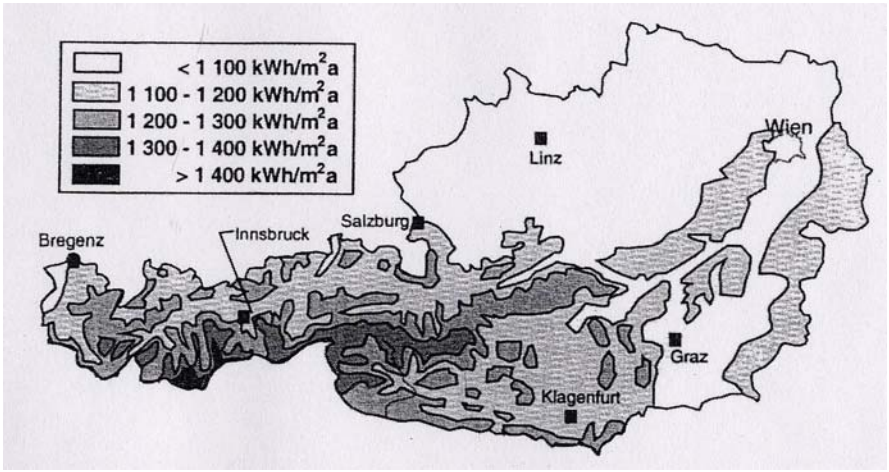


Abbildung 5.1: Verteilung der langjährigen Mittelwerte der Globalstrahlungssummen in Österreich nach Bruck et al. /158/

5.2.3 Windenergie

Um das **theoretische Potenzial** ermitteln zu können, sind die Luftschichten bis zu einer Höhe von 200 m über Grund zu untersuchen. Unterstellt man eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6 m/s, so beträgt das theoretische Potenzial 139 TWh/a. Auf Basis dieses Wertes und der Annahme der maximalen Wirkungsgrade der Windanlagen bestimmt sich das **theoretische Stromerzeugungspotenzial** zu 82 TWh/a.

Da an Standorten mit geringer Windgeschwindigkeit eine Errichtung von Windanlagen technisch nicht sinnvoll ist, werden zur Bestimmung des technischen Angebotspotenzials nur Gebiete berücksichtigt, die eine Volllaststundenzahl von mehr als 1.400 h/a zulassen (siehe Abbildung 5.2). Eine weitere Einschränkung ergibt sich aus der Nicht-Nutzbarkeit von Gebieten wie Siedlungen, Naturschutzgebieten, Wald und Schutzzonen. Aus diesen Restriktionen errechnet sich ein theoretisches Angebotspotenzial von 3 TWh/a. Gebiete mit hohen Potenzialen sind das Marchfeld, Nordburgenland, das Weinviertel sowie das Wald- und Mühlviertel. Sehr gute Windverhältnisse bestehen auch in Tälern mit Düsenwirkung, auf Hochplateaus und Hügeln.

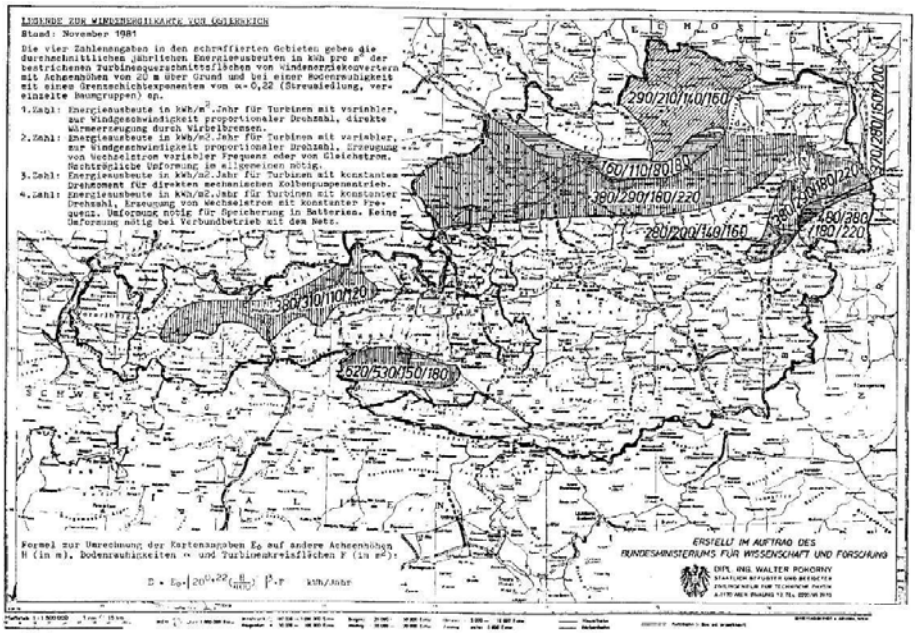


Abbildung 5.2: Österreichischer Windatlas

5.2.4 Biogene Energiequellen

In diesem Abschnitt wird nur Biomasse behandelt, da das technische Stromangebotspotenzial bei Biogasanlagen nur 1,25 TWh/a beträgt /82/. Dieser Anteil ist etwa 1,5% von der gesamten Brutto-Stromaufbringung des Jahres 2003.

Im Folgenden werden die Potenziale für Holz, Stroh, Grünland, Klärschlamm und Ablauge angegeben.

- *Holz*
  Die **theoretisch nutzbare Holzmenge** umfasst den im Wald vorhandenen Holzvorrat und den in „stofflicher" Verwendung[15] befindlichen Holz. Wesentlich für die Nachhaltigkeit ist das Gleichgewicht zwischen der aus dem Wald entnommenen und der nachwachsenden Holzmenge. Daher kann für das **theoretische Brennstoffpotenzial** nur der jährliche Holzzuwachs, welcher 71,6 TWh/a beträgt, herangezogen werden. Ausgehend von diesem Potenzial sind Schutzwälder und Forststraßen, sowie die für Nutzholz benötigten Anteile abzuziehen. Weiters wird eine gewisse Menge an Waldhackgut für andere Zwecke als der Stromgewinnung genutzt. Zusätzlich sind noch die Anteile die von Bau- und Möbelgewerbe, aber auch die von der Zellstoffindustrie benötigte Holzmenge zu berücksichtigen. Insgesamt können etwa 40,6 TWh/a an Brennholz, Waldrestholz und –hackgut, Sägenebenprodukte und Rinde zur thermischen Verwendung aufgebracht werden. Bei Nutzung aller vorhandenen Möglichkeiten, inklusive von Altholzaufkommen (Baustellenabfälle und Abbruchholz), liegt ein Brennholzaufkommen von 43,3 TWh/a (156 PJ/a) vor. Werden die Verluste der zur energetischen Biomassenutzung notwendigen Energieumwandlung rein für die Stromerzeugung berücksichtigt (Umwandlungswirkungsgrad von 15% bis 35%), so bestimmt sich das **technische Angebotspotenzial** zu 10,8 TWh/a.

[15] zum Beispiel: Bau- und Möbelholz

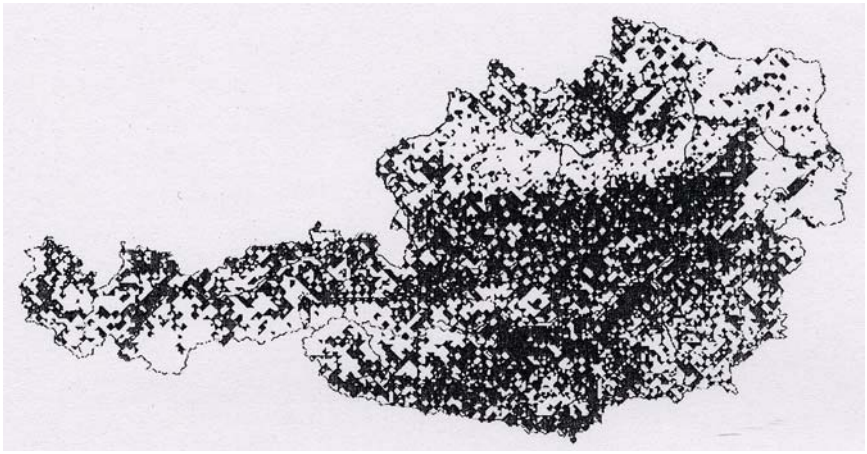


Abbildung 5.3: Fläche des österreichischen Ertragswaldes nach Bruck et al. /158/

- *Stroh*
  Mit der Annahme, dass auf der gesamten Ackerfläche Getreide angebaut und das gesamte **Stroh**[16] (rund 6,3 Mio. t/a) zur Energieerzeugung herangezogen wird, bestimmt sich ein **theoretisches Brennstoffpotenzial** von 25,3 TWh/a. Da nicht die gesamte Ackerfläche zur Ernte von Stroh und die daraus entstandene Strohmenge nicht zur Verfügung steht, reduziert sich das **technische Angebotspotenzial** auf etwa 0,3 TWh/a, welche zur Stromerzeugung herangezogen werden. Eine Verbesserung wird durch den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung erreicht. Es stehen dann zirka 3,7 PJ/a (1,03 TWh/a) zur Wärmegewinnung bereit.

- *Grünland, Klärschlamm und Ablauge*
  Das theoretische Potenzial für Grünland, Klärschlamm und Ablauge wird in /82/ mit 140 PJ/a beziehungsweise 28 PJ/a angegeben. Das **technische Potenzial** für reine Stromerzeugung beträgt 1,5 TWh/a und für Wärmebereitstellung bei Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung 20 PJ/a (5,55TWh/a).

5.3 Ökonomische Rahmenbedingungen

Die für diese Arbeit angenommenen Investitions- und Betriebskosten sind dem Kapitel 7.1 zu entnehmen.

5.3.1 Wasserkraft

Wasserkraftwerke sind sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten und jeweiligen spezifischen Einflussgrößen, wie zum Beispiel Fallhöhe, Speicherbewirtschaftung oder Turbinendurchfluss, abhängig. Durch diese Randbedingungen kann es zu deutlichen Unterschieden in den Anlagenausführungen und den Bauformen kommen.
Die **Anlagenkosten** (**Investitionskosten**) setzen sich aus dem baulichen Teil (Wehranlage, Rechen, Krafthaus, etc.) mit bis zu 70%, den maschinenbaulichen Teilen (Turbine, Absperrorgane, etc.) mit 20% bis 30%, dem elektrotechnischen Teil (unter anderem Generator, Transformator, Schaltanlage) 5% bis 10%. und den sonstigen Kosten für Planung, Genehmigungsverfahren und Grunderwerb (5%-10%) zusammen.

[16] Hier wir ein Heizwert von 14,5 MJ/kg und Wassergehalt von 15% angenommen.

Die **spezifischen Anlagenkosten** für Laufkraftwerke betragen 1,526 Mio. €/MW bis 2,035 Mio. €/MW und für Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke 1,017 Mio. €/MW bis 1,526 Mio. €/MW (siehe Tabelle 7.1.6).
Die **Betriebskosten** bestimmen sich unter anderem aus Personal-, Instandhaltungs-, Verwaltungs-, Rechengutentsorgungs- und Versicherungskosten und betragen etwa 1 €/MWh bis 1,1 €/MWh.

5.3.2 Photovoltaik

Die **Investitionskosten** von Photovoltaikanlagen setzen sich aus den Modul-, Wechselrichter-, Planungs- und Installationskosten zusammen und betragen 5,062 Mio. €/MW bis 6,480 Mio. €/MW. Der überwiegende Teil, 50% bis 70%, fällt auf die Modulkosten, 20% bis 30% auf die elektrischen Einrichtungen wie Wechselrichter Mess- und Schalteinrichtungen, sowie 10% bis 20% auf mechanische Teile (Gestelle).
Die **Betriebskosten** bestimmen sich aus Versicherung, Modulreinigung, Wartung, Instandhaltung und betragen etwa 0,56 €/MWh.

5.3.3 Windenergie

Die **Investitionskosten** bestimmen sich aus den Aufwendungen für Generator, Rotor und Säule (also dem Konverter selbst), Transport, Montage, Fundament, Grundstückskosten, Planung und Einreichung, elektrische Einrichtungen sowie der Netzeinbindung. Wesentliche Einflussfaktoren für die Investitionskosten sind die örtlichen Gegebenheiten und die Größe der Anlage. Als Beispiel sei eine weite Entfernung zur Anschlussstelle an das Verteiler- oder Übertragungsnetz genannt. Um diesen Punkt zu erreichen, sind Kabel- oder Freileitungsverbindungen zu errichten. Zusätzlich zu den Kabel- und Grabungskosten, beziehungsweise Freileitungs- und Errichtungskosten, ist bei Querungen von Grundstücken mit dessen Eigentümern ein Servitutsvertrag mit einer bestimmten monetären Abgeltung abzuschließen[17].
Daher betragen die spezifischen Anlagekosten zwischen 1,526 Mio. €/MW und 1,780 Mio. €/MW.
Die **Betriebskosten** werden aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Messgebühren bestimmt. Diese belaufen sich auf zirka 0,53 €/MW.

5.3.4 Biogene Energiequellen

Bei Kraftwerken mit biogenen Brennstoffen muss zwischen Klein- und Großanlagen (BHKW) unterschieden werden.

Die **Investitionskosten** von **Kleinanlagen** werden hauptsächlich von der Systemgröße und dem eingesetzten Brennstoffen bestimmt. Werden Pellets oder Hackgut verwendet, so sind ein geeigneter großer Lagerplatz und eine gute automatische Lagerlogistik vorzusehen. Die **spezifischen Anlagenkosten** betragen 0,412 Mio. €/MW bis 2,422 Mio. €/MW.
Die **Betriebskosten** beinhalten die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung, Personal sowie Versicherungen, abhängig vom Anlagentyp, Energiekosten für den Eigenbedarf und Dieselkraftstoff für Fahrzeuge (Bagger). Sie belaufen sich auf 8,01 €/MWh bis 139 €/MWh.

[17] Dieser Vorgang kann in Extremfällen einige Jahre dauern.

Die **Anlagenkosten** für **Biomasse-BHKW** errechnen sich aus der Grundstücksgröße, dem Bauwerk, den elektrischen Einrichtungen (Generator, Transformator, Schaltanlage und Netzeinbindung), den mechanischen Komponenten (Kessel, Turbine, Pumpen) und den Umweltschutzeinrichtungen (zum Beispiel Rauchgasreinigungsanlage) und betragen 1,02 Mio. €/MW bis 2,95 Mio. €/MW.
Die laufenden **Betriebskosten** fallen für Personal, Wartung, Instandhaltung, Versicherungen, Brennstoff, Verwaltung, Rückstellungen für Anlagenteilerneuerungen und Entsorgung der Abfallprodukte der Reinigungsanlagen an. Diese Kosten belaufen sich zwischen 6,3 €/MWh und 20 €/MWh.

5.4 Ökologische Rahmenbedingungen

5.4.1 Wasserkraft

Während des Betriebes von Wasserkraftwerken erfolgt keine Freisetzung von toxischen Stoffen. Ein etwaiger Ausfluss von Schmierstoffen bei Kleinwasserkraftwerken kann nicht verhindert, aber durch den Einsatz von biologisch abbaubaren Ölen, gering gehalten werden. Auf Grund der Bauweise sind drei weitere Umwelteffekte zu nennen:

- Das **Wehr als Barriere**.
  Durch die Errichtung eines Wehres zum Zwecke des Wasserstaus wird die natürliche Fließgeschwindigkeit des Gewässers reduziert. Diese Reduktion hat im Allgemeinen negative Folgen für die Nahrungskette von Fischen, Krebsen und Vögel. Für Wanderfische stellt das Wehr ein unüberwindliches Hindernis dar. Daher sind naturnahe Umgehungsrinnen oder Fischsteige zwingend vorgeschrieben.

- Der **Staubereich oberhalb des Wehrs**.
  Wie schon oben erwähnt, reduziert sich die Fließgeschwindigkeit des Gewässers auf Grund der Stauung. Damit wird jedoch auch die Schleppkraft des Wassers reduziert und kann die vorhandenen Sedimente nicht weiter transportieren. Es kommt zu einer Anhäufung von Schotter sowie Sand im Sohlenstaubereich und zu einer starken Erosion mit Eintiefungen des Flussbettes flussabwärts. Diese gravierenden Auswirkungen sind besonders bei Kraftwerksketten zu beobachten. Durch spezielle Vorkehrungen können das Landschaftsbild und die notwendigen ökologischen Lebensräume für Tiere zu einem Großteil wieder hergestellt werden.

- Der **Wasserentzug in Ausleitungsstrecken**.
  Ausleitungskraftwerke (siehe Kapitel 6.1.1) haben teilweise sehr geringe Wassermengen in der Ausleitungsstrecke. Dies kann einen negativen Einfluss auf die Wassertiefe und der Fließgeschwindigkeit haben. Zusätzlich müssen einige umgebende Flächen trocken gelegt werden. Dies verringert den natürlichen Lebensraum der dort ansässigen Fauna und Flora. Dieses Problem lässt sich nur durch die Vorschreibung einer Pflichtwasserabgabe regeln.

5.4.2 Photovoltaik

Ein wesentliches Kennzeichen der Photovoltaikanlagen sind ein geräuschloser Betrieb und kein Ausstoß von umweltbelastenden Schadstoffen. Durch das ähnliche Reflexions- und Absorptionsverhalten der Photovoltaikanlagen wie Dächer sind keine Beeinträchtigungen des lokalen Klimas zu erwarten. Negativ wirken sich die Module auf das Landschafts- und Stadtbild aus, da sie durch ihre Struktur und Erscheinung sehr weit sichtbar sind.
Bei einer weiträumigen Montage auf landwirtschaftlichen Freiflächen ist ebenfalls keine Beeinträchtigung des Mikroklimas gegeben, da der Anteil an der Gesamtfläche sehr gering ist. Bei einigen Örtlichkeiten könnte dies sogar eine Verbesserung, durch Rekultivierung der übrigen Fläche mit Anlegen von Biotopen usw., bringen.

5.4.3 Windenergie

Wie bei Photovoltaikanlagen werden bei der Energieerzeugung keine Luftschadstoffe erzeugt und freigesetzt. Leider sind Lärmbelastungen, Schattenwurf, Lichtreflexe, visuelle Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und Beeinträchtigungen der Vogelwelt zu erwarten. Die Lärmbelastungen entstehen durch die Umströmung der Luftmassen über das Rotorblatt und dem Vorbeibewegen der Rotorblätter beim Turm. Durch spezielles Formen der Rotorblattspitzen kann eine Verringerung der Geräuschemissionen erwirkt werden. Der Schattenwurf und die Lichtreflexe treten im Allgemeinen nur in der unmittelbaren Umgebung und abhängig vom Sonnenstand auf. Daher sind gewisse Sicherheitsabstände zu Siedlungen und Häuser, die auch zum Schutz vor möglichen Beschädigungen durch Rotorbruch dienen, einzuhalten.
Die Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes sind abhängig von der Topographie, der Anzahl und der Höhe der Windanlagen. Mittels geeigneter Farbgebung könnte auch dies minimiert werden.
Durch das Aufstellen von Windkonvertern ist sehr starker Einfluss auf das Reise- und Brutverhalten der Vögel gegeben. Diese Tiere umfliegen die Windanlagen weiträumig und es erfolgt auch eine Reduzierung der brütenden Vogelpaare in unmittelbarer Nähe. Daher ist es auch in Naturschutzgebieten und Nationalparks untersagt, Windanlagen zu errichten (Nationalpark Hohe Tauern, Nationalpark Neusiedler See-Seewinkel).

5.4.4 Biogene Energiequellen

Bei der energetischen Nutzung von Biomasse wird nur so viel CO_2 freigesetzt, wie beim Wachstum der Pflanzen aufgenommen wurde. Eine absolute CO_2-Neutralität ist jedoch nicht gegeben, da für den Anbau, die Einbringung und den Transport andere fossile Energieträger benötigt werden. Das Emissionsverhalten verschiedener Luftschadstoffe ist sehr stark von der Betriebsführung und der Verfeuerung abhängig. Bei unvollständiger Verbrennung kommt es zu einer vermehrten Bildung von Kohlenstoffmonoxid (CO), Kohlenwasserstoffen (C_xH_y) und Ruß. Nur durch eine gute Verbrennung und Partikelfilter ist ein minimaler Ausstoß dieser Luftschadstoffe gewährleistet. Bei der Verfeuerung von Stroh und konterminierten Althölzern kommt es zur Bildung von Chlorverbindungen, die vor allem zu Korrosionsproblemen an den Wärmeübertrageflächen führen kann.
Eine weitere Beeinträchtigung der Umwelt kommt es durch die Entstehung von Wasserdampf, und bei einigen Brennstoffen zu einer Geruchsbelästigung.

6 Energieversorgungskonzepte

Dieses Kapitel diskutiert den Aufbau und die Funktionsweisen der im Modell abgebildeten Kraftwerke.

Diese Kraftwerke werden folgend in zwei Gruppen eingeteilt:

- Konventionelle Kraftwerke
- Neue Energieversorgungskonzepte, das sind Kraftwerke mit erneuerbaren Energiequellen als Primärenergieträger und Brennstoffzellen

Für eine detaillierte Beschreibung der Versorgungskonzepte sei auf Brauner /41/ verwiesen.

6.1 Konventionelle Kraftwerke

6.1.1 Wasserkraftwerke

Wasser ist zwar ebenfalls eine erneuerbare Energiequelle, auf Grund der historischen Entwicklung von Wasserkraftwerken werden diese aber unter den konventionellen Kraftwerken eingeordnet.

Die Ausführungsbauformen von Wasserkraftanlagen orientieren sich nach den topologischen, hydrologischen und rechtlichen Gegebenheiten (zum Beispiel Naturschutzgebiet). Basierend auf diesen Restriktionen gibt es eine Vielzahl von Bauformen. Die Unterscheidung kann nach der Fallhöhe in

- Niederdruck-Kraftwerke
- Mitteldruck-Kraftwerke
- Hochdruck-Kraftwerke

erfolgen. Zusätzlich ist eine weitere Unterteilung in

- Laufwasser-Kraftwerke
- Speicher-Kraftwerke
- Pumpspeicher-Kraftwerke
- Gezeiten-Kraftwerke
- Wellen-Kraftwerke,

möglich.

Niederdruck-Kraftwerke.
Diese Kraftwerke haben eine sehr geringe Fallhöhe von bis zu zirka 50 m (siehe Abbildung 6.6 und Abbildung 6.7). Der hohe Ausbaudurchfluss durch die Turbine (Schluckvermögen) ist ein weiteres Merkmal dieser Anlagenbauform. Typische Niederdruck-Kraftwerke sind Laufwasserkraftwerke an der Donau, Inn, Mur und Drau (Abbildung 6.1). Ist das Kraftwerk direkt im Flussverlauf gebaut, so spricht man von Flusskraftwerken. Wird das Wasser über einen Stollen oder einen Triebwasserkanal zum Krafthaus geleitet, so wird dieses Kraftwerk als Ausleitungskraftwerk bezeichnet. Sind mehrere Laufwasserkraftwerke an einem Fluss direkt hintereinander situiert, so bezeichnet man diese als Kraftwerkskette. Sind die Kraftwerke so nahe aneinander errichtet, dass eine Wasserbewirtschaftung (ideal: Unterwasser des Oberliegers ist Stauwurzel des Unterliegers) erfolgen kann, liegt eine Schwellkraftwerkskette vor (Drau, Enns). Laufwasserkraftwerke werden zur Deckung der Grundlast verwendet. Sie besitzen zwar sehr hohe Investitionskosten, die Betriebskosten hingegen sind sehr niedrig, da kein Brennstoff zur Stromerzeugung benötigt wird. Bei Niederdruck-Kraftwerken werden Kaplanturbinen zur Abarbeitung des Wasserenergieinhaltes verwendet.

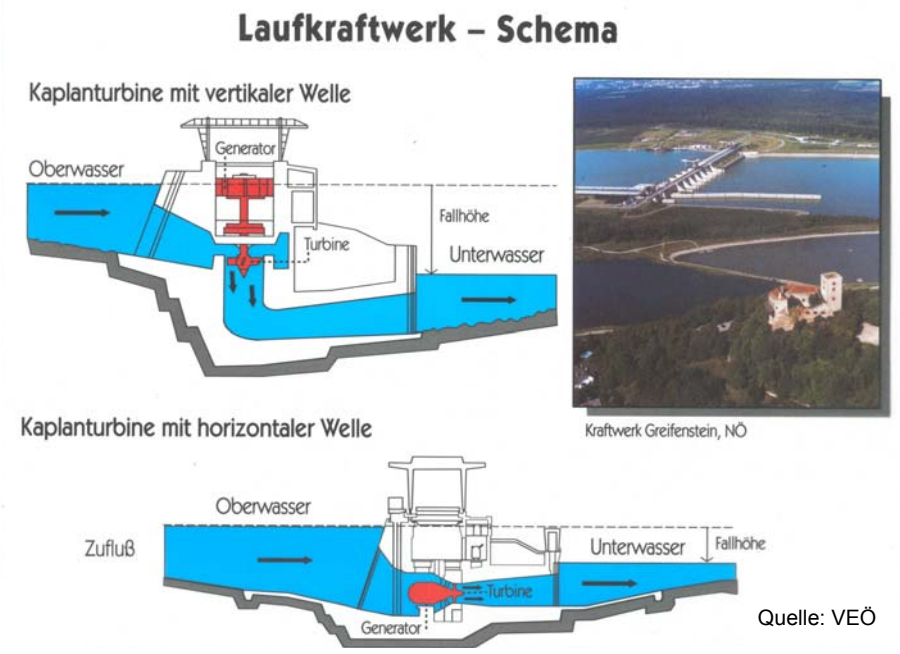


Abbildung 6.1: Schemabild eines Laufkraftwerkes

Mitteldruck-Kraftwerke.
Mitteldruck-Kraftwerke weisen eine Fallhöhe von 20 m bis 100 m auf. Je nach den vorhandenen örtlichen Verhältnissen wird ein Stauwerk errichtet und entsprechend der Fallhöhe eine Turbine ausgewählt (siehe Abbildung 6.6 und Abbildung 6.7). Dort wird das Wasser gestaut, über einen Druckstollen in die Turbine und weiter in den Auslauf geleitet. Diese Bauform wird Speicherkraftwerk (Abbildung 6.2) genannt.
Ist das Speicherkraftwerk zusätzlich mit einer Pumpe ausgerüstet, so spricht man von einem Pumpspeicherkraftwerk (Abbildung 6.3). Dieses Kraftwerk hat den Vorteil, dass die abgearbeitete Wassermenge die im Unterwasserbecken aufgefangen wird, in gewissen Intervallen wieder in das Oberwasserbecken gepumpt werden kann.
Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sind Spitzenlastkraftwerke auf Grund der Beschränktheit des Speichers und der sehr hohen Investitionskosten.

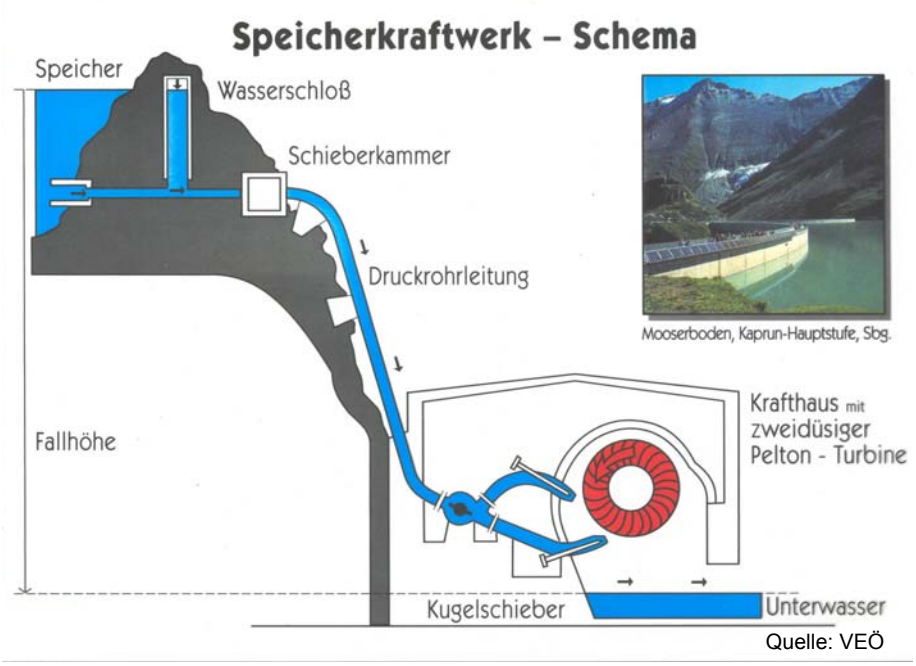


Abbildung 6.2: Schemabild eines Speicherkraftwerks

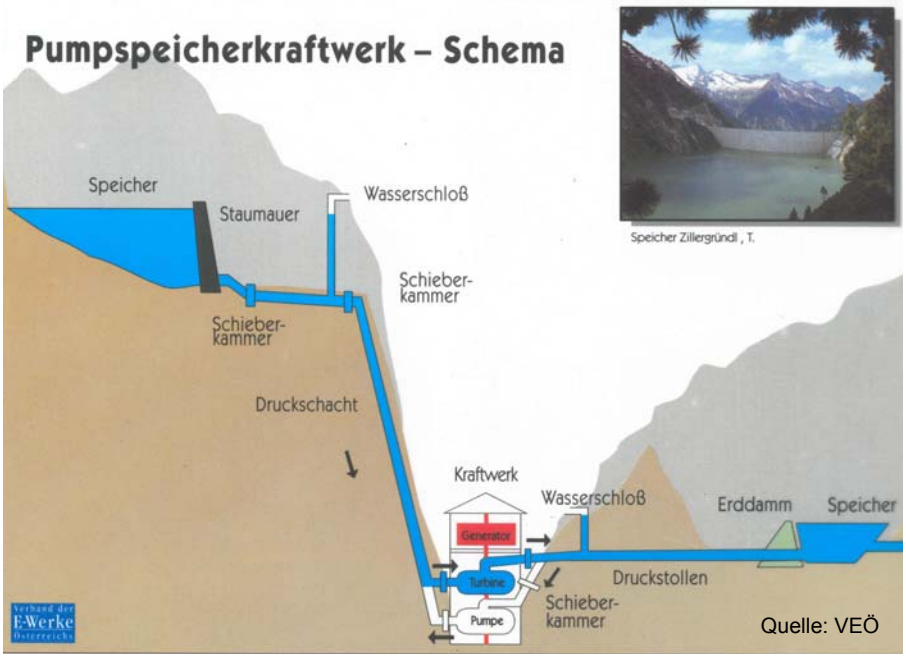


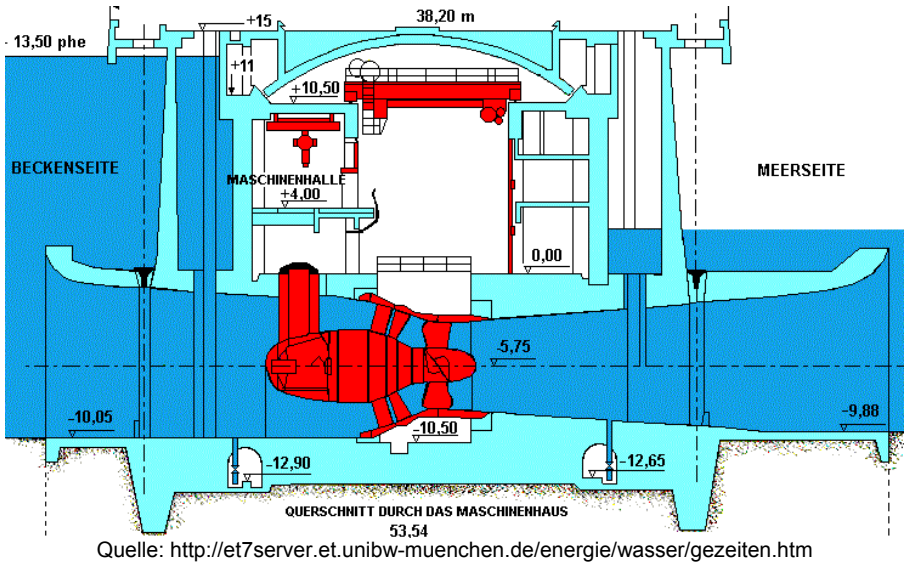
Abbildung 6.3: Schemabild eines Pumpspeicherkraftwerkes

Hochdruck-Kraftwerke.
Hochdruck-Kraftwerke besitzen Fallhöhen von 100 m bis etwa 2.000 m. Die Funktionsweise dieser Kraftwerke ist ähnlich der Mitteldruck-Kraftwerke. Für diese Fallhöhen können nur mehr Francis- oder Peltonturbinen eingesetzt werden.
Durch die Speicherbewirtschaftung können diese Anlagen in Tages-, Monats- und Jahresspeicher eingeteilt werden.

Kleinwasserkraftwerke unterscheiden sich vom Aufbau her nur unwesentlich von Großwasserkraftwerken.

In Österreich sind mit Stichtag 31. Dezember 2003 2.159 Wasserkraftwerke in Betrieb, mit einer Gesamtengpassleistung von 11.691 MW und einer Jahreserzeugung von 35.292 GWh /151/.

Gezeiten- und Wellenkraftwerke haben in Österreich keine Bedeutung, sollen aber an dieser Stelle der Vollständigkeit halber beschrieben werden. Gezeitenkraftwerke können im folgenden Modell als Speicherkraftwerke und Wellenkraftwerke als Laufkraftwerke berücksichtigt werden.
Bei einem **Gezeitenkraftwerk** wird die Beckenseite bei Flut mit Meerwasser gefüllt und bei Ebbe der Beckeninhalt abgearbeitet. Die Fallhöhe ergibt sich aus der Differenz der Niveaus zwischen Beckenhöhe und Meereshöhe (Abbildung 6.4).



Quelle: http://et7server.et.unibw-muenchen.de/energie/wasser/gezeiten.htm

Abbildung 6.4: Schemabild des Gezeitenkraftwerkes

Es existieren verschiedenste Formen von **Wellenkraftwerken**. Diese reichen von dem OWC-Modell[18], Wellenenergiewandlersystem, Wellenbrecher-Kammern, Schwimmende Wellenenten-Systeme bis zu Windräder unter Wasser.
Das OWC-Modell (Abbildung 6.5) wird zurzeit am häufigsten verwendet.
Die Wellen werden in einen luftdichten Hohlraum geleitet, dessen Öffnung unterhalb des Meeresspiegels liegt. Die darin befindliche Luft wird durch das eindringende Wasser komprimiert und in eine Kammer gedrückt, in der sich die Turbine befindet. Laufen die Wellen zurück, wird die Luft wieder angesaugt und treibt erneut die

[18] OWC…oscillating water column

Turbine an. Hiezu ist eine Spezialturbine nötig, die sich immer in dieselbe Richtung, unabhängig der Richtung des Luftstromes, dreht.
Ein solches Wellenkraftwerk kann sich einer schwimmenden Plattform im Meer oder fest am Ufer installiert werden. Problematisch ist allerdings die unterschiedlich starke Wellenkraft des Meeres. Die Anlage muss nicht nur starken Orkanen widerstehen können, sondern auch bei Windstille und geringem Wellengang funktionieren.

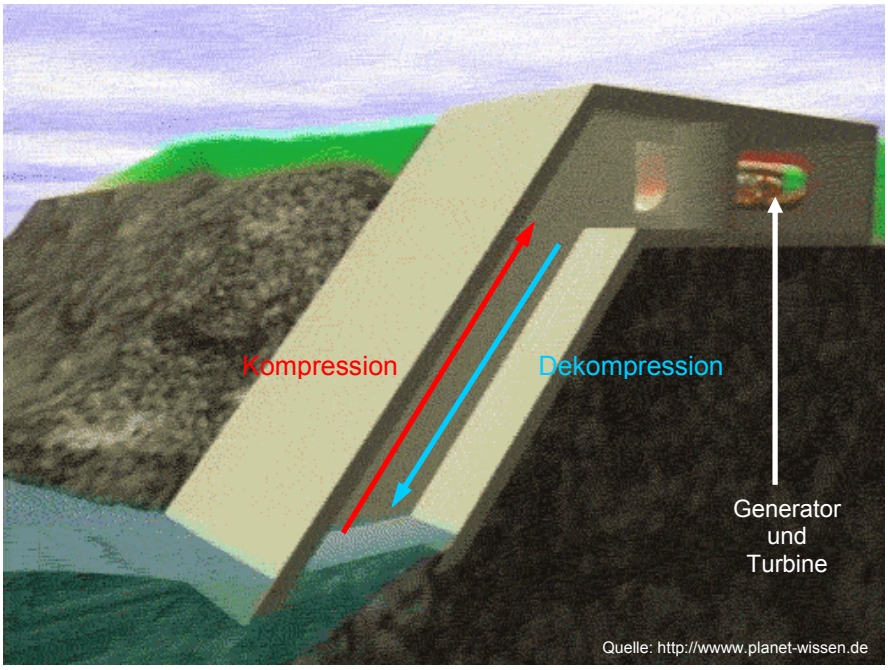
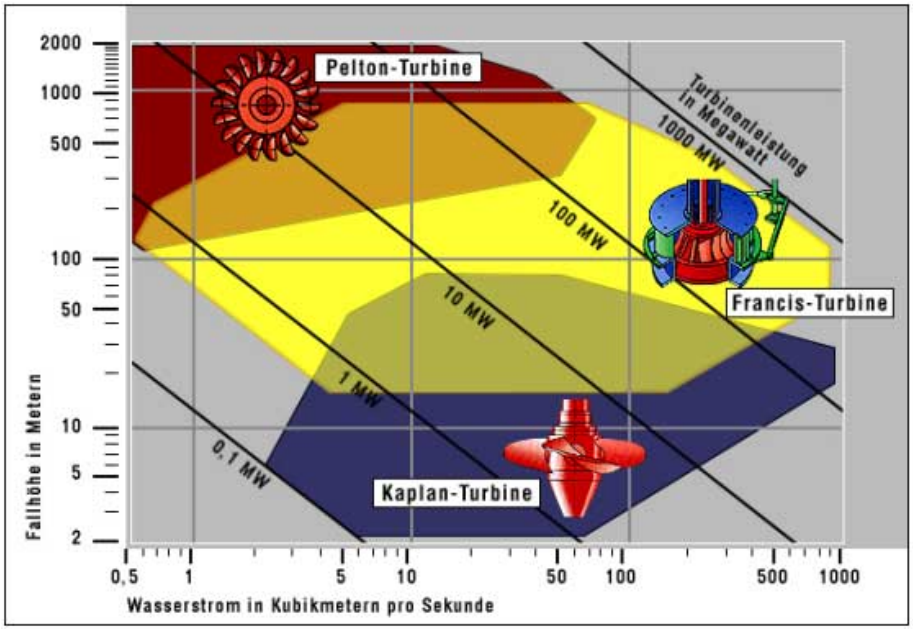


Abbildung 6.5: Schemabild eines Wellenkraftwerkes

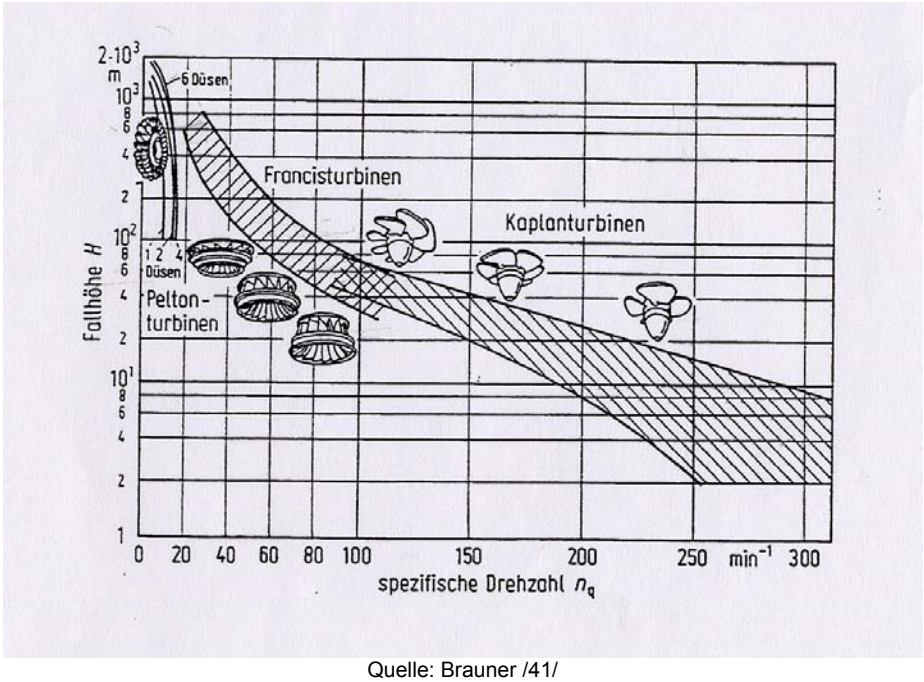
6.1.1.1 Einsatzbereiche verschiedener Turbinen

Die nachfolgenden Abbildungen zeigten die Einsatzbereiche von Kaplan, Francis und Peltonturbinen. Zur Einführung in die Wasserkrafttechnik ist /167/ sehr gut geeignet.



Quelle: http://www.vpe.ch/wasser/wasser_einsatz.htm, /167/

Abbildung 6.6: Einsatzbereiche verschiedener Wasserkraftturbinen, Fallhöhe bezogen auf Turbinendurchfluss



Quelle: Brauner /41/

Abbildung 6.7: Einsatzbereiche verschiedener Wasserkraftturbinen, Fallhöhe bezogen auf spezifische Drehzahl

6.1.2 Thermische Kraftwerke, Nutzung von Carnot- und Joule-Prozess

Die Funktionsweise von Dampfkraftwerken (Abbildung 6.10) basiert im Wesentlichen auf dem Prinzip des Carnotschen-Kreisprozesses[19] und dem Ersten Hauptsatz der Thermodynamik[20].
Der Carnot-Prozess beschreibt den theoretischen Kreisprozess den das Wasser in Dampfkraftwerken durchläuft. Der Erste Hauptsatz der Thermodynamik bedeutet angewendet auf den Arbeitsprozess, dass mechanische Arbeit nur dann aus der als Wärme zugeführten Energie gewonnen werden kann, wenn zwei Energiespeicher zur Verfügung stehen, einer mit hoher Temperatur mit der Wärmemenge q_z und einer mit niederer Temperatur, der die Wärmemenge q_a aufnimmt.

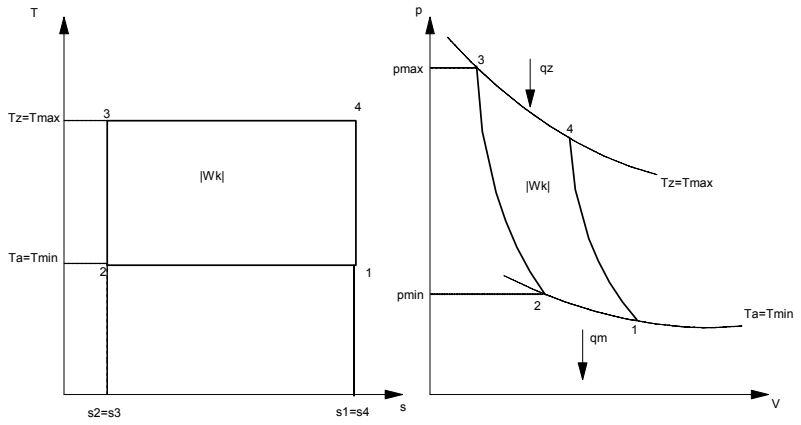
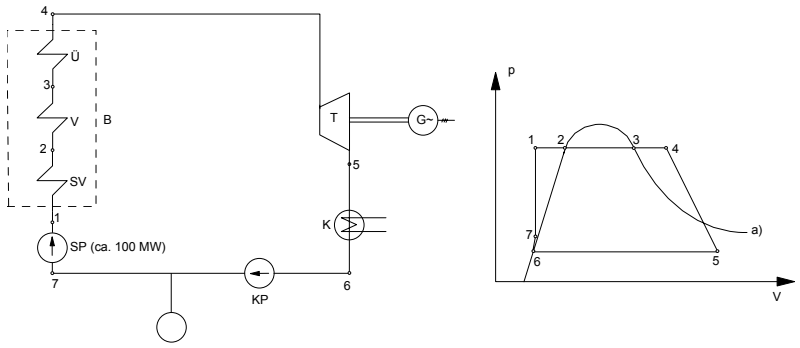


Abbildung 6.8: Carnot-Kreisprozess im p-V- und T-s-Diagramm

Tatsächlich wird für die Erzeugung elektrischer Energie in Dampfkraftwerken der *Clausius-Rankine-Prozeß* verwendet.
Im Folgenden wird die prinzipielle Funktionsweise eines Dampfkraftwerkes diskutiert.



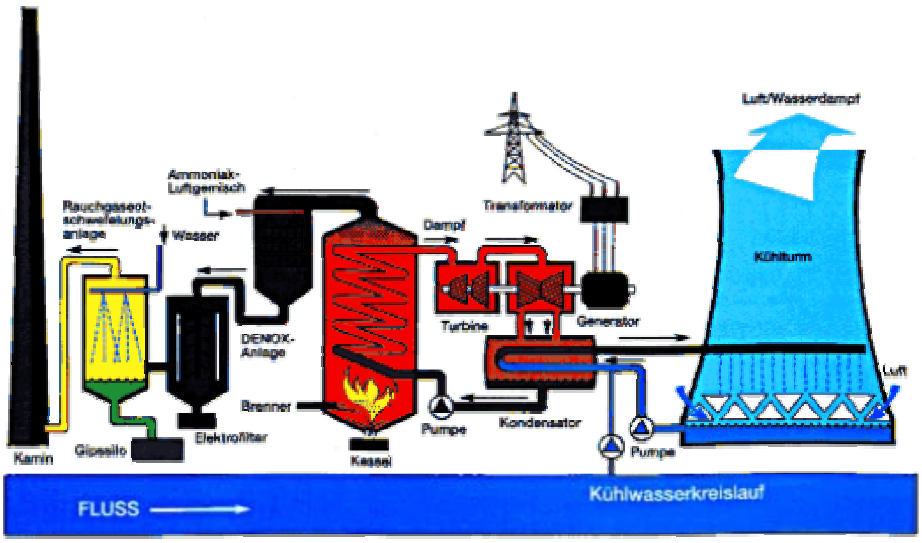
a) *b)*

Abbildung 6.9: Dampfturbinenprozess. a) Prinzipschaltbild und b) Kreisprozess nach Clausius-Rankine; In der Kurve a) des Kreisprozesses ist das p-V-Diagramm des Wasserdampfes dargestellt.

Nach der Speisewasserpumpe (SP), Punkt 1, liegt die Temperatur der Flüssigkeit bei 35°C und der Druck bei zirka 200 bar. Das Wasser wird nun in den Brennkessel (B)

19 benannt nach dem französischen Physiker Sadi Carnot *1.6.1796 in Paris, † 24.8.1832 in Paris; Ein Arbeitsstoff wird nach dem Durchlaufen verschiedener Zustandsänderungen wieder in den Ausgangszustand gebracht.
20 Erster Hauptsatz der Thermodynamik: Gesetz von der Erhaltung der Energie; Energie kann von einer Form in eine andere umgewandelt, sie kann jedoch weder erzeugt noch zerstört werden.

zuerst durch den Vorwärmer (SV) (Ausgangstemperatur 350°C, Ausgangsdruck 200 bar), danach durch den Verdampfer (Punkt 3: 350°C, 200 bar) der am Ausgang „Sattdampf“ liefert, geleitet. Der Überhitzer dient dazu den Sattdampf in Frischdampf umzuwandeln, sodass am Punkt 4 550°C und 200 bar erreicht werden. Dieser Wasserdampf wird über verschiedene Turbinenstufen abgearbeitet, die Temperatur des Dampfes liegt nach dem Niederdruckturbinenteil (Punkt 5) bei 30°C, der Druck beträgt 0,04 bar. Durch den anschließenden Kondensator (K) wird der Dampf kondensiert (=Punkt 6: 30°C, 0,04 bar).
Das Wasser wird am Schluss auf Umgebungsdruck gebracht und in den Speisewasserbehälter (SB) zugeführt. Dies ist genau im Punkt 7 (Temperatur 31°C, Druck ein bar).
Der Prozess kann nun wieder von vorne beginnen. Der Wirkungsgrad von Dampfkraftwerken zur reinen Elektrizitätserzeugung beträgt zwischen 35% bis 45% elektrisch.



Quelle: http://www.fh-bochum.de/fb3/eglab/solar/stromerzeugung.html

Abbildung 6.10: Schemabild eines Dampfkraftwerkes

6.1.3 Heizkraftwerk, Blockheizkraftwerk

Ein Kraftwerk das sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeerzeugung dient, heißt Heizkraftwerk (Abk. HK) oder Blockheizkraftwerk (Abk. BHKW, Abbildung 6.12).
Es existieren zwei Arten von Bauformen:

- Die Gegendruckanlage
- Die Entnahmeanlage

Bei der **Gegendruckanlage** wird der gesamte Abdampf der Anlage genutzt. Dabei wird durch Verkürzung der Turbine ein Restdampfdruck von 3-4 bar und eine Resttemperatur von 100-150°C erreicht. Über einen Wärmetauscher, der statt des Kondensators eingebaut wird (vgl. Abbildung 6.9), kann die Abwärme ausgekoppelt werden. Der Nachteil liegt darin, wenn weniger Wärme erzeugt werden soll, kann auch nur weniger elektrische Energie erzeugt werden.

Bei der **Entnahmeanlage** wird nur ein Teil des Dampfes entnommen. Der Restdampf geht über die Turbine und wird wieder dem Kondensator zugeführt. Durch Regelung der Dampfseite am Anzapfpunkt kann die Wärmemenge geregelt werden. Somit ist die elektrische Energie mit gegebener Kesselenergie W_k und Heizenergie W_{th}:

$$E_{el} \approx W_k - W_{th} \qquad (6.1.1)$$

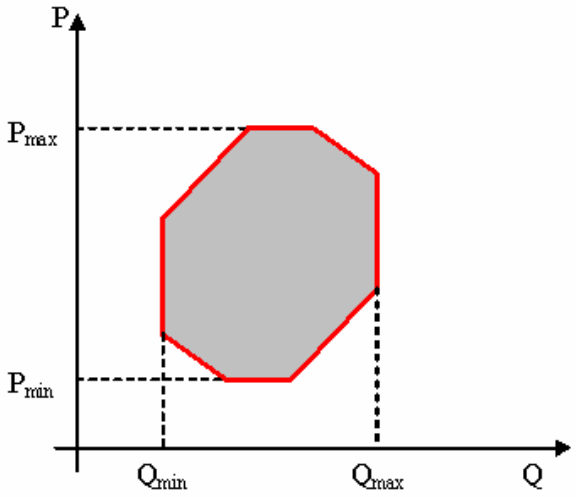
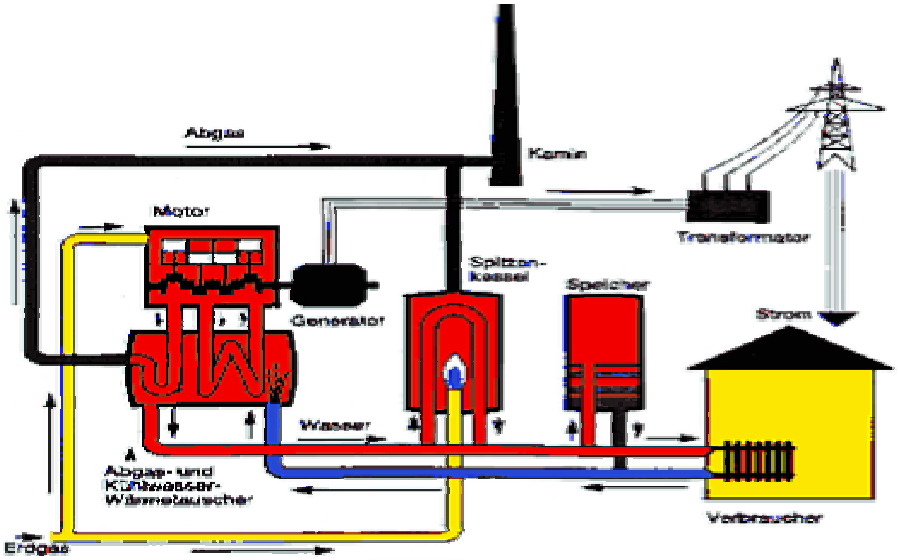


Abbildung 6.11: Abhängigkeit der elektrischen Leistung P von der Wärmemenge $\dot{Q}$

Als Brennstoff wird vor allem Kohle, Öl und Gas verwendet. Ein Problem bei dieser Art von Kraftwerken liegt bei der Einhaltung von Luftreinhaltebestimmungen. Es ist gesetzlich vorgeschrieben, den verbrauchten Brennstoff von umweltschädlichen Stoffen zu befreien. Dies hat den Einbau und Einsatz von Entstaubungs-, Entschwefelungs- und Entstickungsverfahren zur Folge. Durch diese Reinigungsmaßnahmen sinkt der Gesamtwirkungsgrad um drei bis fünf Prozent ab und auch die Investitionskosten steigen wesentlich an.
Aufgrund der hohen Anfahrzeiten sind diese Kraftwerke ausschließlich zur Grundlastabdeckung geeignet. Der Wirkungsgrad liegt bei zirka 42%[21].

[21] Die WIEN ENRGIE – WIENSTROM GmbH hat im Zuge des Repowering ein BHKW mit einem Wirkungsgrad von 52% errichtet.



Quelle: http://www.fh-bochum.de/fb3/eglab/solar/stromerzeugung.html

Abbildung 6.12: Schemabild eines Blockheizkraftwerkes

6.1.4 Gasturbinenkraftwerk

Hier wird als Grundlage der Joule-Prozess[22] verwendet. Es liegt hier in jeder Abarbeitungsphase nur der gasförmige Zustand des Prozessgases vor. Daher wird auch von einem homogenen Prozess (im Gegensatz zum Carnot-Prozeß der heterogen ist) gesprochen.

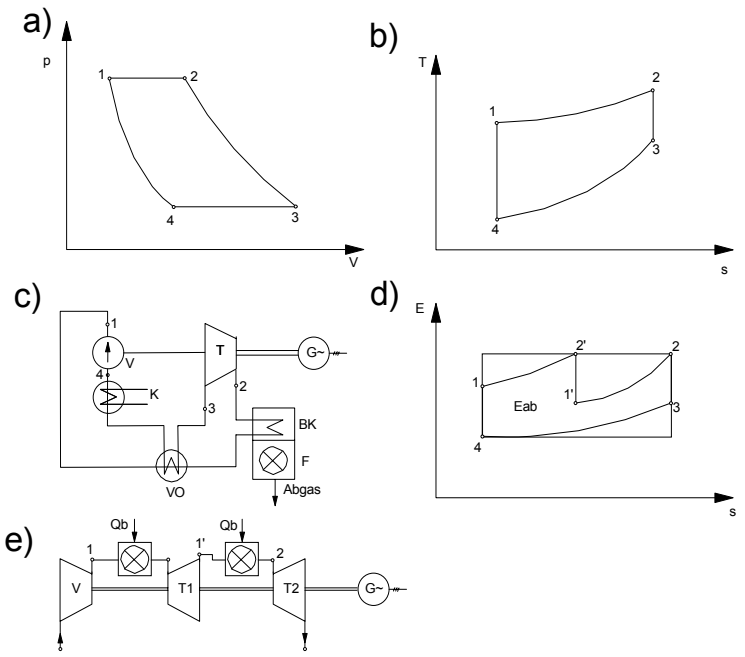


Abbildung 6.13: Prinzip des Gasturbinenprozesses. a) p-V-Diagramm; b) T-s-Diagramm c) Kraftwerksprinzip für geschlossenen Kreislauf. d) E-s-Diagramm e) Kraftwerksprinzip für offenen Kreislauf

[22] benannt nach dem britischen Physiker James Prescott Joule, * 24. Dezember 1818 in Salford bei Manchester; † 11. Oktober 1889 in Sale bei London

Am Beginn wird die Luft durch den Verdichter (V) komprimiert. Die verdichtete Luft wird in die Brennkammer (BK) geleitet mit dem Brennstoff (Gas oder Öl) vermischt und mit einer Prozesstemperatur von 800°C-1200°C verbrannt. Das Prozessgas expandiert und dessen Energieinhalt nachfolgend in den Turbinenstufen abgearbeitet. Als Prozessgas (Treibgas) wird Luft, Stickstoff, Kohlensäure oder Edelgase in Verwendung.
Der Abarbeitungsprozess verläuft analog dem Clausius-Rankine-Prozeß, wobei beim Gasturbinenprozess auf die Rückführung des Treibgases verzichtet wird → offener Kreislauf (Kühlkreislauf).
Gaskraftwerke besitzen sehr geringe Anfahrzeiten aus dem Stillstand bis Volllast von 5 min bis 15 min und werden daher als Spitzenlastkraftwerke verwendet. Der übliche Wirkungsgrad liegt bei zirka 33%.

6.1.5 Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD-Anlagen)

Bei diesen Anlagen werden die oben besprochenen Anlagen miteinander gekoppelt. Die Vorteile von GuD-Anlagen sind die hohe Prozesstemperatur der Gasturbine und die niedrige Kondensationstemperatur im Dampfkraftwerk.
Das heiße Abgas der Gasturbine enthält jene Wärmemenge, die für den Dampfprozess benötigt wird, also für das Vorwärmen von der Verbrennungsluft und des Speisewassers. Für die Dampferzeugung im Abhitzekessel bleibt ebenfalls genügend Energie erhalten. Die Folge dieser Maßnahme ist die Steigerung des Wirkungsgrades auf etwa 52%.
Die Erzeugung der elektrischen Energie erfolgt zu zwei Drittel in der Gasturbine und zu ein Drittel in der Dampfturbine.

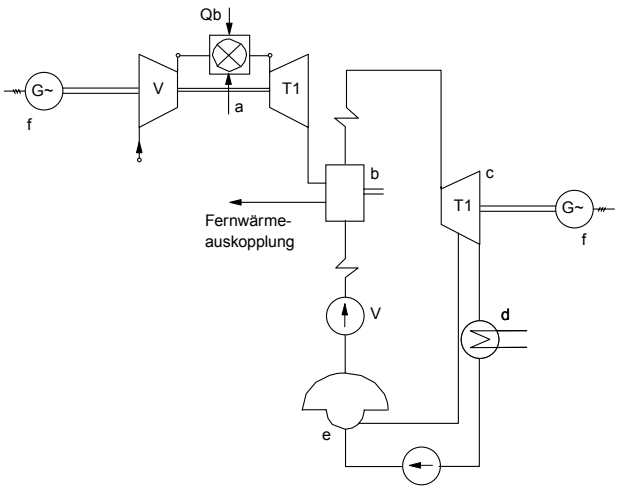


Abbildung 6.14: Prinzipschaltbild eines GuD-Kraftwerkes

6.1.6 Kernkraftwerke

Diese Art der Energieerzeugung ist in Österreich per Verfassungsgesetz verboten. Der Vollständigkeit und der Möglichkeit der Berücksichtigung im Modell seien diese hier angeführt.

Bei Kernkraftwerken wird die benötigte Energie durch Freisetzung der Bindungsenergie der Nukleonen gewonnen.
Beispiel für Uranspaltung:

$$E_x = x * e_B \qquad (6.1.2)$$

e_B...Bindungsenergie
x.....Atomgewicht

Bindungsenergie von Uran 235:		E^{235}=235*7,4=1740MeV
Spaltprodukte	Krypton	E^{90} = 90*8,5= 770MeV
	Barium	E^{144}=144*8,1=1170MeV
Summe der Spaltprodukte		**1940MeV**

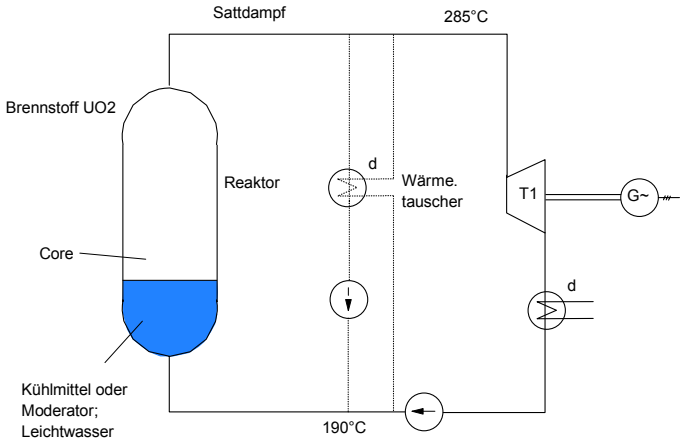
Energiedifferenz: E=1940MeV-1740MeV=200MeV

Es existieren eine Reihe an Bauformen von Reaktortypen:

- Leichtwasserreaktor LWR (90%-iger Anteil aller AKW)
- Siedewasserreaktor SWR, BWR (diese Bauart wurde in Zwentendorf, Niederösterreich verwendet)

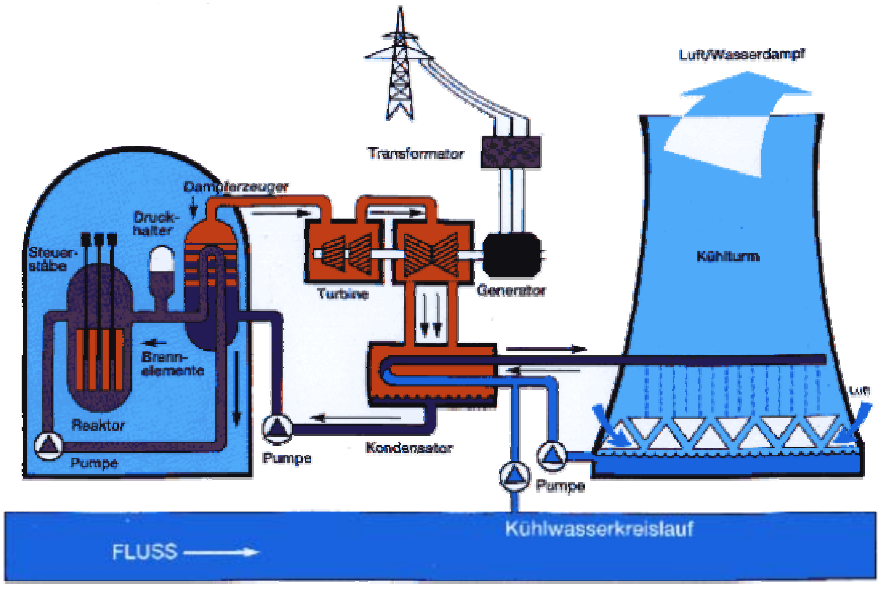
Die Funktionsweise ist ähnlich einem Dampfkraftwerk. Wasser verdampft im Reaktor und treibt direkt eine Dampfturbine, wobei diese in den Kontrollbereich mit eingeschlossen wird (Abbildung 6.15). Der Vorteil dieser Bauart liegt darin, dass das Wasser nicht radioaktiv werden kann und somit sind Wartungsarbeiten an der Turbine ohne Schutzkleidung möglich. Der Reaktor ist einfacher und billiger als der Druckwasserreaktor (Abbildung 6.16) und besitzt einen Gesamtwirkungsgrad von etwa 36%.

- **Druckwasserreaktor**
  Diese Art von Kernkraftwerken basiert auf einem ähnlichen Funktionsprinzip wie der oben angesprochene Siedewasser-Reaktor, jedoch sind der Primär- und der Sekundärkreis über einen Wärmetauscher getrennt. Es entsteht dadurch ein weiterer Wirkungsgradverlust von drei Prozent, so dass der Gesamtwirkungsgrad auf 33% sinkt.



Mit der strichlierten Linie erhält man einen Druckwasserreaktor

Abbildung 6.15: Prinzipschaltbild eines Kernkraftwerkes (Siedewasser- und Druckwasserreaktor)



Quelle: http://www.fh-bochum.de/fb3/eglab/solar/stromerzeugung.html

Abbildung 6.16: Schemabild eines Druckwasserreaktors

- **Schwerwasserreaktor mit Deuterium (SWR, HWR)**
  Beim Schwerwasserreaktor wird D_2O als Moderator und Kühlmittel verwendet. Als Brennstoff kann Natururan verwendet werden, da dieser Stoff eine äußerst geringe Neutronenabsorbtion besitzt. Um Kosten zu sparen kann Schwerwasser als Moderator und Kohlendioxid als Kühlmedium verwendet werden.

- **Gasgekühlter-Reaktor**
  Als Brennstoff wird angereichertes Uran und Thorium, mit Graphit ummantelt und zu Kugeln von 6cm Durchmesser gepresst, verwendet. Die kugelförmigen Brenn-elemente werden in den Reaktor gefüllt. Nach jedem Durchlauf kommen sie in eine Messstelle, in welcher festgestellt wird, ob die Kugeln oben wieder nachgefüllt werden können. Der große Nachteil ist die hohe

Abhängigkeit des Reaktors von der Kühlung, welche durch Helium im Gegenstromprinzip eingesetzt wird. Über einen Wärmetauscher wird die Turbine angetrieben.

- **Hochtemperatur-Reaktor**
  Dieser hat eine ähnliche Funktionsweise wie der Gasgekühlte-Reaktor, jedoch mit wesentlich höheren Prozesstemperaturen.

Eine Mischform der beiden Reaktoren ist der gasgekühlte Hochtemperatur-Reaktor (Abk. HCR, siehe Abbildung 6.17).

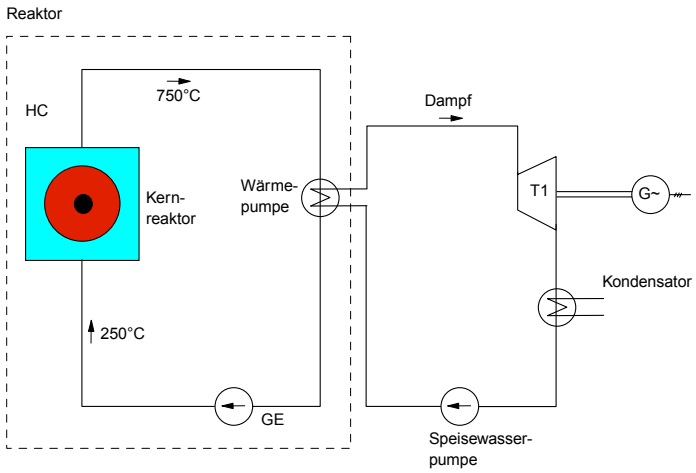


Abbildung 6.17: Prinzipschaltbild des gasgekühlten Hochtemperaturreaktors (HCR)

- **Brutreaktor**
  Brutreaktoren haben in der elektrischen Energieerzeugung wenig Bedeutung. Der Vollständigkeit halber soll dieser auch hier genannt werden.
  Uran 238 wird durch den Beschuss mit schnellen Neutronen in spaltbares Plutonium 239 umgewandelt. Im Brutreaktor wird mehr Spaltstoff erzeugt als verbraucht wird. Es laufen Brut- und Spaltungsprozess parallel ab.

- **Fusionsreaktor**
  In Fusionsreaktoren werden leichte Atome zu schweren Atomen miteinander fusioniert. Die dadurch entstehende Wärme wird für die Erhitzung des Prozessgases verwendet und der Turbine zugeführt. Es ist jedoch noch nicht geglückt, eine solche Kettenreaktion kontrolliert herzustellen.

6.2 Neue Energieversorgungskonzepte

6.2.1 Kraftwerke mit erneuerbaren Energiequellen als Primärenergieträger und Brennstoffzellen

In diesem Kapitel werden Kraftwerke die erneuerbare Energiequellen als Primärenergieträger verwenden, beschrieben und diskutiert. Die Grundlagen dieser Primärenergien wurden schon in Kapitel 5 erörtert.

6.2.1.1 Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen

Bei der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen wird die solare Energie direkt mittels Solarzellen in elektrischen Strom umgewandelt. Die Grundlage für diesen Vorgang ist das Übertragen der Strahlungsenergie auf die vorhandenen freien Elektronen und der daraus entstehenden elektrischer Spannung.

Als Grundmaterial dient ein Halbleitermaterial wie Silizium oder Germanium. In diese Materialien werden so genannte Akzeptoren (p-Dotierung) und Donatoren (n-Dotierung) eingebracht um die Leitfähigkeit besser steuern zu können[23]. Durch dieses Einbringen werden eine p-dotierte und eine n-dotierte Schicht erzeugt. Fügt man diese Schichten eng aneinander, so entsteht ein starkes Konzentrationsgefälle von Elektronen im Leitungsband und Defektelektronen im Valenzband[24]. Auf Grund dieses Konzentrationsgefälles diffundieren die Elektronen aus dem n-Gebiet in das p-Gebiet und die Defektelektronen vom p-Gebiet in das n-Gebiet. Die Folge ist ein Aufbau einer Raumladungswolke.
Durch die freibeweglichen Elektronen wird ein elektrisches Feld, welches das weitere Diffundieren reduziert und die Feldströme in umgekehrter Richtung aufbaut, erzeugt. Treffen nun Photonen (Träger der Lichtenergie) auf die Oberfläche eines Halbleiters auf und dringen diese ein, so geben sie ihre Energie an die Valenzelektronen ab, dies wird auch als Photoeffekt bezeichnet. Die Elektronen werden durch den Energieinhalt des Photons vom Valenzband in ein Leitungsband gehoben und es entsteht ein so genanntes Elektronen-Loch Paar, was die elektrische Leitfähigkeit des Halbleiters erhöht. Wird nun ein Photon in der Raumladungszone absorbiert, so trennt das vorhandene elektrische Feld ein Ladungsträgerpaar, und das frei gewordene Elektron wandert in den n-Bereich, das Loch in Richtung p-Gebiet. Dies führt zu einer Anreicherung von Löchern im p-Bereich und von Elektronen im n-Bereich. Dieser Vorgang wird so lange fortgesetzt, bis so viele Ladungsträger in den jeweiligen Schichten vorhanden sind, dass die Abstoßungskraft der Ladungen keine neuen Bildungen von Löchern und freien Elektronen mehr zulässt. Misst man die Spannung zu diesem Zeitpunkt an den Außenkontakten der Solarzelle, so liegt die Leerlaufspannung an.
Der Aufbau einer Solarzelle /82/ und /152/ ist in Abbildung 6.18 dargestellt.

[23] Für eine genaue Beschreibung des Vorganges sei der interessierte Leser auf die einschlägige Literatur, insbesondere auf die Vorlesungsskripten von Prof. W. Rieder, Halbleiter sowie von Prof. Gornik Bauelemente in der Energietechnik /153/und /154/ verwiesen.
[24] Das Valenzband ist das letzte vollständig gefüllte Energieband, wenn mehrere Atome in Wechselwirkung stehen.

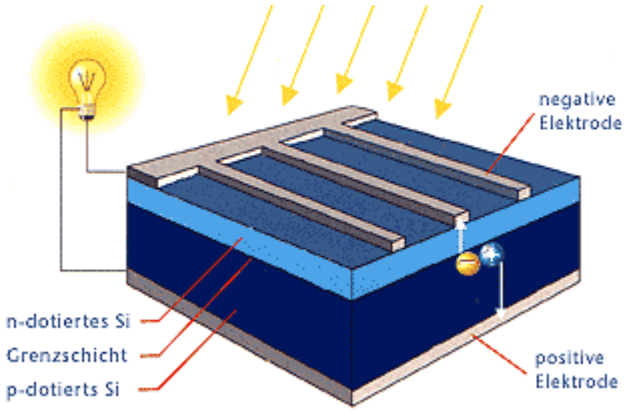


Abbildung 6.18: Prinzipaufbau einer Solarzelle

Je nach Herstellungsverfahren kann in monokristallinen, polykristallinen und amorphen Solarzellen unterschieden werden.

Monokristalline Siliziumzellen werden durch Ziehen von flüssigem Silizium und **polykristalline Siliziumzellen** durch Erstarrung des flüssigen Siliziums[25] hergestellt.
Zur Herstellung von Solarzellen werden 0,3 mm dünne Scheiben aus einem dieser Siliziumblöcke herausgesägt.
Der Wirkungsgrad zur Umwandlung der Sonnenenergie ist bei monokristallinen Siliziumzellen etwa 15 %, bei polykristallinen Zellen etwa 14%.

Eine kostengünstige Alternative sind **amorphe Solarzellen** (auch Dünnschichtzellen genannt), da sie sehr wenig Halbleitermaterial benötigen. Dabei wird auf eine Glasscheibe eine Siliziumschicht aufgedampft und mit einer zweiten Glasscheibe abgedichtet. Auf Grund der geringen Schichtdicken (<1µm) können auch andere Halbleitermaterialen wie Galliumarsenid-, Cadmiumtellurid- oder Kupfer-Indium-Diselenid-Schichten (CIS) verwendet werden. Der Wirkungsgrad liegt jedoch bei nur 6-7%.

6.2.1.2 Stromerzeugung aus Wind

Wind entsteht als Ausgleichsströmung zwischen Gebieten mit unterschiedlichem Luftdruck. Er strömt von Gebieten mit höherem Luftdruck nach Gebieten mit tieferem, wodurch die Windrichtung festgelegt wird.
Die kinetische Energie der strömenden Luftmassen kann durch Abbremsung der Luftmassen mittels eines Rotors in dessen kinetische Energie umgewandelt werden. Die aus dem Wind gewonnene Leistung ist proportional der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit (Abbildung 6.19):

$$P_1 = \frac{1}{2} * \rho * A_1 * v_1^3 \qquad (6.2.1)$$

$$P_2 = \frac{1}{2} * \rho * A_2 * v_2^3 \qquad (6.2.2)$$

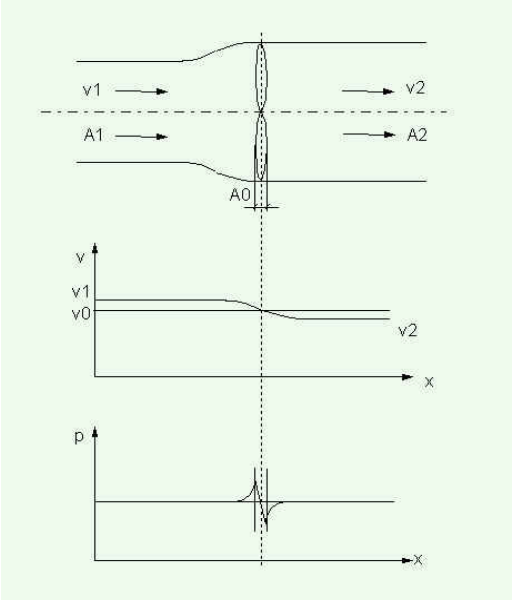
$$P_{wind} = P_1 - P_2 = \frac{\rho (v_1 + v_2) * A0 * (v_1^2 - v_2^2)}{4} \qquad (6.2.3)$$

[25] Es bilden sich unterschiedlich große Kristallstrukturen (eisblumenartig) und dadurch an den Rändern bestimmte Defekte, welche den Wirkungsgrad gegenüber monokristallinen Zellen reduzieren.

oder

$$P_{wind} = \frac{1}{2} * \rho * A * v_{wind}^3 * c_p \qquad (6.2.4)$$

P_{wind} ..... Leistung die aus Wind erzeugt wird
ρ ..... Dichte der Luft
A ..... Rotorfläche
v_{wind} Windgeschwindigkeit3
c_p ..... Leistungsbeiwert



Quelle: Brauner /41/

Abbildung 6.19: Strömungsverhältnisse bei Windanlagen

Der Leistungsbeiwert ist definiert als der Quotient aus der dem Wind entzogenen, zu der im Wind gesamt enthaltenen Leistung.

$$c_p = \frac{P_{wind}}{P_{max_{wind}}} \qquad (6.2.5)$$

Der maximale Leistungsbeiwert wird genau bei $v_2 = \frac{1}{3} * v_1$ erreicht. Der maximale theoretische Wirkungsgrad eines idealen Rotors liegt somit bei 59,3%.

Windkraftanlagen können in Vertikalachs- und Horizontalachsrotoren unterteilt werden:

- **Vertikalachsrotoren**
  - Savonius-Rotor[26] (Abbildung 6.20 a)
    Das Prinzip des Savonius-Rotors beruht auf zwei gegenläufig gekrümmten Schaufeln, die sich in Achsennähe überlappen. Der Wind gelangt zunächst in die erste Schaufel, wird dort umgelenkt und so in die zweite Schaufel geleitet.
    Zur Stromerzeugung konnte sich dieser Rotor auf Grund seines geringen Wirkungsgrades (zirka 23%) nicht durchsetzen.
    Sein gutes Anlaufverhalten bei geringen Windgeschwindigkeiten wird zur Anlaufhilfe von Darrieus-Rotoren genutzt.

  - Darrieus-Rotor[27] (Abbildung 6.20 b)
    Der Rotor besteht aus zwei oder drei gebogenen Rotorblättern, die eine spezielle Profilierung aufweisen, mit der durch den Auftrieb die Luftströmung in eine Drehbewegung umgewandelt wird. Der große Vorteil dieses Rotors ist, dass auf eine Windnachführung verzichtet werden kann. Nachteilig wirkt sich auch die schlechte Anlauffähigkeit aus.

  - H-Rotor (Abbildung 6.20 c)
    Der H-Rotor ist eine weiter entwickelte Form des Darrieus-Rotors. Die Rotorblätter sind senkrecht angeordnet und über eine Tragkonstruktion mit dem Mast verbunden. Zur Begrenzung der Leistungsaufnahme im Falle hoher Windgeschwindigkeiten ist es möglich, die geometrische Anordnung der Rotorblätter zu verstellen.

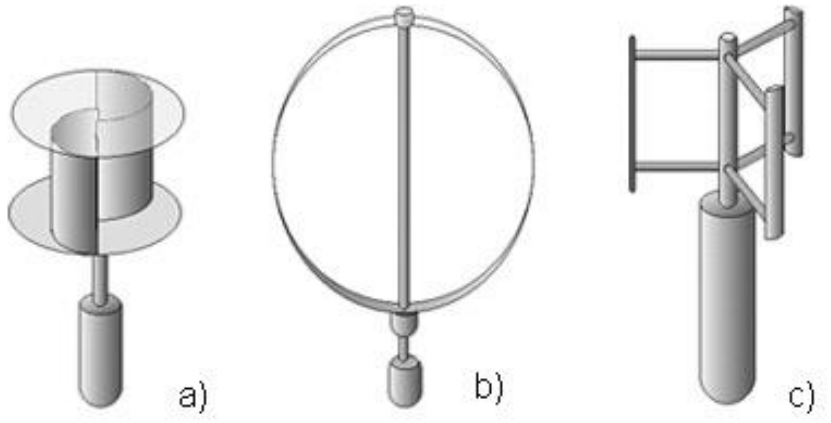


Abbildung 6.20: Bauarten von Vertikalachsrotoren; a) Savonius-Rotor, b) Darrieus-Rotor, c) H-Rotor

[26] Benannt nach dem finnischen Kapitänleutnant Sigurd Savonius, der diesen Rotor gegen Ende des 19. Jahrhunderts entwickelte.
[27] Nach dem Franzosen George Darrieus benannt.

- **Horizontalachsrotoren**

  - Langsamläufer besitzen viele Rotorblätter; ein Beispiel ist das „amerikanische“ Windrad, welches sehr oft als Antrieb für Wasserpumpen dient (Abbildung 6.21)

Abbildung 6.21: Langsamläufer, „amerikanisches“ Windrad

  - Schnellläufer: Diese Windanlagen sind meist aus zwei- oder dreiflügeligen Rotoren aufgebaut. Eine Spezialform der Schnellläufer ist der Monopterus, welcher nur mit einem Flügel und dem zugehörigen Ausgleichsgewicht ausgestattet ist.

Abbildung 6.22: Windanlage mit Dreiflügelrotor

Um eine hohe Stromerzeugung zu erzielen, werden in windreichen Gegenden wie Küsten, Tiefebenen und natürlichen Windschleusen so genannte Windparks errichtet (siehe Abbildung 6.23 und Abbildung 6.24). Es muss jedoch auf den entstehenden Windschatten, der nach den Rotorblättern auftritt, genau geachtet werden. Daher ist auch eine Grenze der Grundfläche vorgegeben. Ein zusätzlicher Aspekt, der bei der Errichtung betrachtet werden muss, ist die Geräuschentwicklung und die Gefahr eines Rotorbruches.

Abbildung 6.23: Windpark Trendelburg-Eberschütz "Schönhagener Kirchhof", Landkreis Kassel, Deutschland

Abbildung 6.24: Windpark offshore; ENOVA Offshore NorthSea WindPower

Wie schon oben erwähnt, wird mittels des Rotors ein bestimmter Teil der Luftmassenenergie in elektrische Energie umgewandelt. Für jede Windgeschwindigkeit gibt es eine optimale Rotordrehzahl, bei der die erzeugte Leistung maximal wird. Bei größeren oder geringeren Drehzahlen fällt die entnommene Leistung ab. Ist das Verhältnis der Flügelspitzengeschwindigkeit zu Windgeschwindigkeit sehr hoch, so sind zwei oder drei Flügelblätter in sehr

schmalen Bauformen erforderlich. Das Verhältnis der Flügelspitzengeschwindigkeit zu Windgeschwindigkeit wird auch Schnelllaufzahl genannt. Die Abbildung 6.25 zeigt die Einsatzbereiche und den Rotorleistungsbeiwert bezogen auf die Schnelllaufzahl.

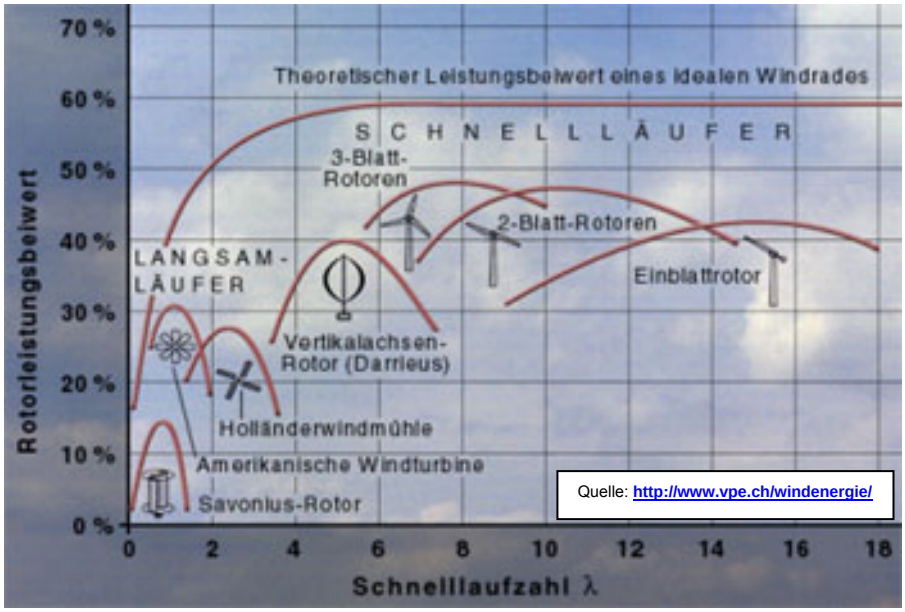


Abbildung 6.25: Abhängigkeit des Leistungsbeiwertes unterschiedlicher Rotoren von der Schnelllaufzahl

6.2.1.3 Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen (Biomasse, Biogas)

Kraftwerke mit Befeuerung aus biogenen Brennstoffen haben eine ähnliche Funktionsweise wie thermische Kraftwerke (siehe Abschnitt 6.1.2), insbesondere Blockheizkraftwerke, wie in Abschnitt 6.1.3 diskutiert. Daher wird auf die genaue Beschreibung hier verzichtet. Als Brennstoffe können folgende Bioenergieträger verwendet werden:

- **Biogene Festbrennstoffe (Biomasse)**
  Biomasse ist gespeicherte Sonnenenergie, die über die Photosynthese in Pflanzen gespeichert wird und über Verbrennung genutzt werden kann. Ein wesentlicher Vorteil ist, dass dieses Angebot nicht direkt an die Sonneneinstrahlung, wie etwa Photovoltaik, gekoppelt ist und daraus resultierend treten keine kurzfristigen Schwankungen dieser Primärenergie auf. Die Biomasse lässt sich in bestimme Kategorien wie in Abbildung 6.26 dargestellt, einteilen.

- **Gasförmige Bioenergieträger (Biogas)**
  Biogas ist ein Stoffwechselprodukt von Methanbakterien, dessen Entstehung überall dort stattfindet, wo bestimmte Mikroorganismen Biomasse abbauen.
  Dieses entstehende Gas kann nach der Reinigung und Aufbereitung zur Nutzung in einem BHKW eingesetzt werden. Das Problem dieser Primärenergie ist, dass nur ein kleiner Teil der ursprünglichen Energie genutzt werden kann. Dies basiert entweder auf der technisch nicht nutzbaren Entstehung der Biogase oder des sehr schlechten Wirkungsgrades dieser Anlagen. Dies bedeutet, dass eine Nutzung von Biogas in großen Anlagen aus heutiger Sich nicht sinnvoll erscheint. Zum Einsatz in kleinen Anlagen zur

Versorgung von kleinen Landwirtschaften kann die Verwendung aber durchaus eine zusätzliche Wärmeenergiegewinnung darstellen.

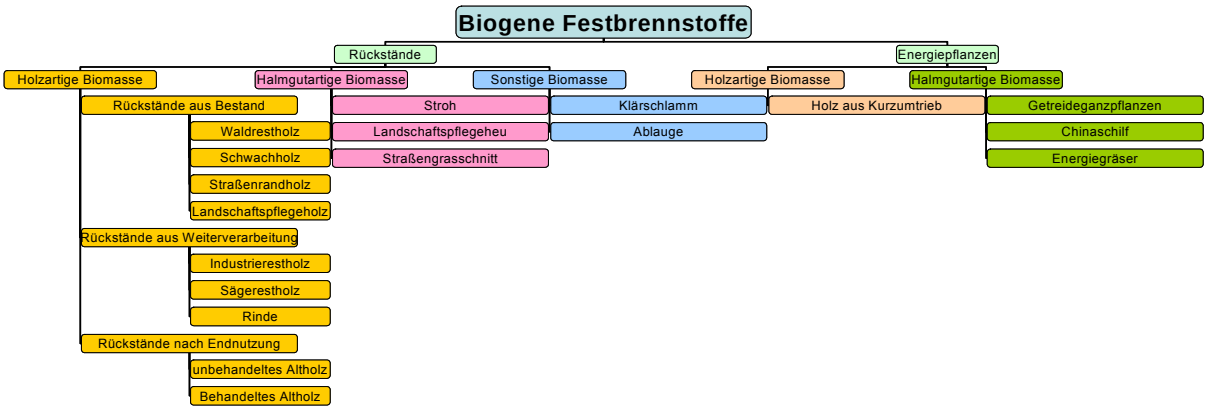


Abbildung 6.26: Formen biogener Festbrennstoffe in Österreich nach Kaltschmitt /82/

6.2.1.4 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen-Systeme erzeugen elektrische Energie und Nutzwärme unmittelbar aus Brenngasen /157/.

In den derzeit verwendeten Systemen entsteht durch Einspeisung von Kohlenwasserstoffen und Luft sowie elektrochemische Oxidation von H_2 (oder Synthesegas) unter Bildung von Wasser und CO_2, Gleichstrom und Wärme.
H_2 oder Synthesegas werden in der eigentlichen Brennstoffzelle jeweils an durchlässigen Gasdiffusionselektroden, die voneinander durch einen Elektrolyten getrennt sind, umgesetzt (siehe Abbildung 6.27). Entsprechend der Art des Elektrolyten können Brennstoffzellen in

- Alkalische Brennstoffzellen (Alcaline Fuel Cell; Abk. AFC)
- Polymerelektrolyt Brennstoffzellen (PEFC)
- Phosphorsaure Brennstoffzellen (Phosphoric Acid Fuel Cell; Abk. PAFC)
- Karbonatschmelz Brennstoffzellen (Molten Carbonate Fuel Cell; Abk. MCFC)
- Oxidkeramische Brennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cell; Abk. SOFC)
- Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (DMFC)

unterschieden werden.

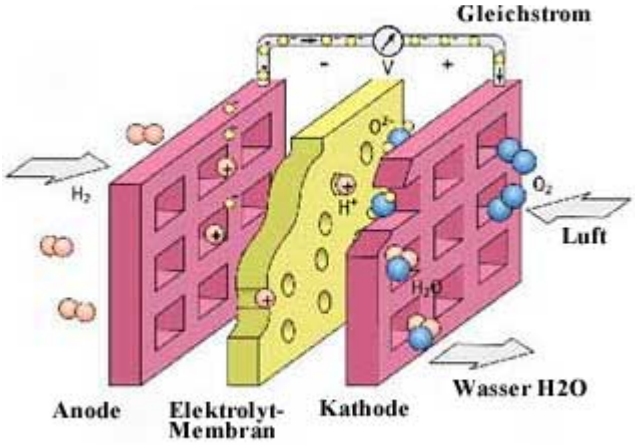


Abbildung 6.27: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle aus /156/

Der in den Brennstoffzellen erzeugte Gleichstrom muss in Wechselstrom konvertiert und die erzeugte Wärme mit einem Kühlsystem abgeführt oder aber auch als Raumwärme verwendet werden /155/.

Brennstoffzellen-Systeme bestehen somit je nach verwendetem Brenngas aus Gaserzeugungs-/-aufbereitungseinheit (Fuel-Processor), Brennstoffzelle, elektrischem Wechselrichter, wärmetechnischem System und einer Prozesssteuerung.

Die wichtigsten Vorteile der Brennstoffzellentechnik sind:

- Hohe Wirkungsgrade der Elektrizitätserzeugung, die vor allem bei relativ kleinen Anlagen mit Leistungen von wenigen Kilowatt bis mehreren Megawatt, die den der konventionellen Energiewandlungstechniken übersteigen können
- Geringe Emissionen von NO_x, CO und CH_4
- Geräuscharmut und Vibrationsfreiheit
- Vollautomatisierter Betrieb mit geringem Bedienungs- und Instandhaltungsaufwand und hoher Verfügbarkeit
- Schnelle Dynamik der elektrischen Ausgangsleistung

Brennstoffzellen mit Polymermembran, alkalischen oder phosphorsauren Elektrolyten haben relativ niedrige Arbeitstemperaturen (von ca. 50 °C bis < 200 °C) im Vergleich zu den Hochtemperatur-Brennstoffzellen (> ca. 600 °C), deren Elektrolyt eine Karbonatschmelze oder eine Oxidkeramik ist.

Wegen der dadurch gegebenen unterschiedlichen Eigenschaften ergeben sich für jede der fünf oben genannten Arten von Brennstoffzellen typische Einsatzmöglichkeiten:

- AFC
  - tragbare Stromerzeuger
  - Unterseeboote, bemannte Raumfahrt
  - mobile Anwendungen in Kraftfahrzeugen

- PEFC
  - Batteriesubstitute für z.B. Kommunikationsgeräte
  - tragbare Stromerzeuger
  - Hausenergieversorgung
  - dezentrale Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung
  - Bordenergieversorgung von Fahrzeugen
  - Antrieb von Bussen
  - Antrieb von Personen-Kraftwagen
  - Unterseeboote, bemannte Raumfahrt

- PAFC
  - tragbare Stromerzeuger
  - dezentrale Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung
  - Antrieb von Bussen

- MCFC
  - Kleinkraftwerke
  - dezentrale Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (auch Prozesswärmeerzeugung)

- SOFC
  - Stromerzeugende Gasbrenner ("Mini-BHKW im Einfamilienhaus")
  - Kleinkraftwerke
  - dezentrale Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (auch Prozesswärmeerzeugung)
  - Kombi-Kraftwerke mit Brennstoffzellen und Gas- bzw. Dampfturbine

6.3 Spezifische Anlagekosten

Die Tabelle 6.3.1 gibt einen Überblick über die spezifischen Anlagekosten der oben diskutierten Kraftwerke /41/ und /82/:

Tabelle 6.3.1: Spezifische Anlagenkosten für Kraftwerke

Kraftwerkstyp	Mio.€/kW	
	von	bis
Laufkraftwerke	1,526	2,035
Speicher- u. Pumpspeicher	1,017	1,526
Kohle	1,272	2,035
Öl oder Gas	1,017	1,817
Gasturbine	-	0,509
Kernkraftwerk	1,780	2,035
Windkraftanlage	1,526	1,780
Photovoltaik	5,062	6,48
Biomasse, Biogas	0,412	2,95
Brennstoffzellen	10,174	20,54

7 Energiepolitisches Kraftwerksausbauplanungsmodell mit ökologischen Bedingungen

7.1 Modellinhalte, Systemgrenzen, Datenerfassung, erwartete Modellaussagen

7.1.1 Modellinhalte

Um eine möglichst genaue Abbildung des Energiesystems und daraus richtungweisende Ausbaupfade durch langfristige Szenariorechnungen zu erhalten, sind nachfolgende Erzeugungsanlagen, Leistungsangaben, Spotmarkt, sowie Import/Export und deren Attribute modelliert.

- **Thermische Kraftwerke**
  - Brennstoffe: Öl, Gas, Steinkohle, Biogen
  - Nennleistung
  - Wirkungsgrad

- **Laufwasserkraftwerke**
  - Engpassleistung
  - Regelarbeitsvermögen (RAV)
  - Abweichung vom RAV

- **Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke**
  - Engpassleistung
  - Regelarbeitsvermögen
  - Fallhöhe
  - Turbinendurchsatz
  - Pumpendurchsatz
  - Speichervolumen
  - Speicherzufluss
  - Wirkungsgrad

- **Photovoltaikanlagen**
  - Nennleistung
  - Wirkungsgrad
  - Sonneneinstrahlung
  - Verfügbare Fläche für Ausbau

- **Windanlagen**
  - Nennleistung
  - Winddargebot
  - Anlaufwindgeschwindigkeit
  - Abschaltegeschwindigkeit
  - Optimale Windgeschwindigkeit für Nennleistung P_n
  - Verfügbare Fläche für Ausbau

- **Brennstoffzellen**
  - Nennleistung
  - Wirkungsgrad

- **Spotmarkt**
  - Minimaler und maximaler Energiebezug und -lieferung
  - Spotmarktpreis (Energiepreis)

- **Lieferverträge (Import/Export)**
  - Minimaler und maximaler Energiebezug und -lieferung
  - Vertragspreis („Handelspreis“)

- **Dauerlinie**
- **Netzverluste**
- **Spitzenlast**
- **Reservehaltung**
- **Diskontsatz**
- **Spezifische Anlagekosten**
- **Betriebskosten**
- **Lebensdauer der Kraftwerke**
- **Akzeptanzfaktor der Kraftwerke** (CO_2-Ausstoß findet hier implizit Berücksichtigung)
- **Beschränktheit des Wasserkraftausbaues**
- **Rechtliche Rahmenbedingungen und Vorgaben**

Die zeitlich veränderbaren Größen, wie Wind- und Sonnendargebot aber auch der Spotmarktpreis werden durch einen linear kongruenten Zufallszahlengenerator bestimmt.

Die Umweltbelastungen sind im Rechenmodell nicht berücksichtigt, werden aber nach Berechnung der Ausbaupfade bestimmt. Hiezu sind die **Emissionswerte für jeden Kraftwerkstyp** anzugeben.

7.1.2 Systemgrenzen

Die Gewinne und Kosten, welche aus dem CO_2-Emissionshandel erwachsen, werden in den Rohstoffpreisen inkludiert, da der Handel mit CO_2-Zertifikaten erst kürzlich eingeführt wurde /75/ und noch keine umfangreichen Erfahrungen vorhanden sind[28], kann und aus heutiger Sicht keine genaue Abschätzung der Gewinne und Kosten durchgeführt werden.
Im Rohstoffpreis wird daher ein bestimmtes Verhältnis zwischen dem tatsächlich prognostizierten Primärenergieträgerpreis, des Emissionshandelspreises und der Verbesserung des Wirkungsgrades angegeben (siehe Kapitel 7.1.4.15).

Etwaige Verbesserungen des Wirkungsgrades von Dampfkraftwerken sind mit der Gegenrechnung der Verteuerung der Primärenergieträgerpreise abgedeckt.

[28] „…So eine Performance würden sich Anleger auch für ihre Aktien wünschen: Ein Papier, das in kurzer Zeit auf fast das Dreifache seines ursprünglichen Wertes hinaufschnellt. Geschehen ist dies mit den so genannten Emissionszertifikaten, deren Preis von nicht einmal sieben Euro vor einem Jahr auf inzwischen knapp 20 Euro geklettert ist. Und das, noch ehe der Handel an dafür spezialisierten Börsen so richtig begonnen hat…“ Auszug aus „Der Standard“, Leitartikel: Blühende Geschäfte mit heißer Luft, 13.Juni.2005

Durch die einfache Parametrierbarkeit des Modells ist diese Annahme in der Dateneingabe exakt abbildbar und eine Einführung eines zeitabhängigen Index nicht notwendig.

Die Reduktion der Fixkosten für Energieerzeuger mit erneuerbaren Rohstoffen (Wind, Photovoltaik, biogene Energien, Wasser, Brennstoffzellen) wird über die Lernkurve dargestellt. Die Lernrate kann nur von außen, mittels Dateneingabe vorgegeben werden. Die verwendeten Lernraten sind in Tabelle 7.1.16 und Tabelle 7.1.17, Kapitel 7.1.4.17 angegeben.

Durch die Verwendung des realen Zinssatzes wird im Wesentlichen die zukünftige Inflation berücksichtigt.

Im vorliegenden Modell sind keine Förderungen bestimmter Kraftwerkstypen berücksichtigt. Wie sich bei der österreichischen und deutschen Vorgangsweise zur Förderung von Windkraftanlagen gezeigt hat (monetäre Förderungen der öffentlichen Hand, gestützte und höhere Einspeisetarife), boomte diese Art der Energieerzeugung so lange wie die Förderungen erhältlich waren.
Je mehr von diesen Kraftwerken errichtet wurden, umso mehr stieg (steigt) die Ablehnung der Anrainer gegen diese Form der Stromerzeugung. Die wichtigsten Gründe sind Lärmbelästigung, schlechte Eingliederung in die Landschaft und Rotorschlag[29]. Dieser Boom löste zum Teil eine vollständige Ablehnung dieser Form der Energiegewinnung aus.

Weiters ist für den langen Betrachtungszeitraum eine Abschätzung der zukünftig geförderten Energieerzeuger nicht möglich, da diese Entscheidungen nur auf politischer Ebene getroffen werden[30].

Im Modell sind zusätzliche Investitionen für Netzausbau beziehungsweise Restrukturierung und Instandhaltung, sowie die Möglichkeiten zum Anschluss an das Übertragungs- oder Verteilernetz nicht berücksichtigt.

Aus /171/ ist folgende Definition des Netzpreises zu entnehmen:

„Der Netzpreis wird über den Systemnutzungstarif abgegolten. Der Systemnutzungstarif bezeichnet und beinhaltet jene Preise, die die einzelnen Netzbetreiber für ihre Dienstleistungen in Rechnung stellen dürfen. Der Systemnutzungstarif besteht aus folgenden Entgelten:

1. *Netznutzungsentgelt: Durch das Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abgegolten.*
2. *Netzverlustentgelt: Durch das Netzverlustentgelt werden dem Netzbetreiber jene Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die Beschaffung der für den Ausgleich von Netzverlusten erforderlichen Energiemengen entstehen. Für die Bemessung des Netzverlustentgeltes ist ein arbeitsbezogener Netzverlustpreis tarifmäßig zu bestimmen.*

[29] Rotorschlag ist der Licht und Schattenwechsel durch die Rotorblattdrehung
[30] Diese Unsicherheit kann mittels stochastischer Optimierung modelliert werden. Dies ist aber nicht Teil der vorliegenden Arbeit.

3. *Entgelt für Messleistungen: Durch das Entgelt für Messleistungen werden dem Netzbetreiber jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind. Soweit Messeinrichtungen von den Netzbenutzern selbst beigestellt werden, ist das Entgelt für Messleistungen entsprechend zu vermindern. Die festgesetzten Entgelte für Messleistungen verstehen sich als Höchstpreise und wurden von der E-Control Kommission in €/Monat festgesetzt. Sie beinhalten die Messgeräte inklusive der eventuell zusätzlich eingesetzten Geräte zur Datenfernauslesung sowie die gegebenenfalls notwendigen Wandler.*
4. *Netzbereitstellungsentgelt: Das Netzbereitstellungsentgelt ist als Pauschalbetrag für den vom Netzbetreiber zur Ermöglichung des Anschlusses bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbau der einzelnen Netzebenen, die für die Netznutzung im vereinbarten Ausmaß tatsächlich in Anspruch genommen werden, zu leisten.*
5. *Systemdienstleistungsentgelt: Durch das Systemdienstleistungsentgelt werden dem Regelzonenführer jene Kosten abgegolten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen durch Sekundärregelung (Minutenreserve) auszugleichen. Für die Bemessung des Systemdienstleistungsentgelts bestimmt die E-Control Kommission einen arbeitsbezogenen Systemdienstleistungspreis (SNT-VO) in Cent/kWh. Die Tarifgestaltung erfolgt dabei insofern, als dass die mit der Sekundärregelung verbundenen Kosten auf alle Betreiber von Elektrizitätserzeugungsanlagen (einschließlich Eigenanlagen) mit einer Engpassleistung von mehr als einem MW umgelegt werden, wobei bei mehreren zusammengehörigen Kraftwerken (Kraftwerkspark) die Anschlussleistung des Kraftwerksparks maßgeblich ist. Bemessungsgrundlage für die Umlegung ist die Bruttoerzeugung (an den Generatorklemmen) der jeweiligen Anlage bzw. des Kraftwerksparks. Sofern die Verbindungsleitung(en) der Anlage zum öffentlichen Netz eine geringere Kapazität aufweist, als die Nennleistung der Erzeugungsanlagen, so ist die Bemessungsgrundlage die Anzahl der Betriebsstunden der Anlage multipliziert mit der Nennleistung (Absicherung der Zuleitung) der Verbindungsleitung zum öffentlichen Netz. Die zur Verrechnung des Systemdienstleistungsentgelts notwendigen Daten von Erzeugungsanlagen, dies sind Art der Anlage, Nennleistung, Engpassleistung und Jahreserzeugung, sind von allen Erzeugern, auch Eigenerzeugern, mit einer Nennleistung von mehr als einem MW dem jeweiligen Regelzonenführer jährlich bekannt zu geben, der die Systemdienstleistungen erbringt. Bei mehreren zusammengehörigen Kraftwerken (Kraftwerkspark) ist die Anschlussleistung des Kraftwerksparks maßgeblich.*
6. *Netzzutrittsentgelt: Durch das einmalig zu leistende Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber alle Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers zwischen dem Netzanschluss im Sinne des § 7 Z 25 ElWOG und der Kundenanlage unmittelbar verbunden sind. Das Netzzutrittsentgelt entfällt insoweit, als die Kosten für den Netzanschluss oder die Abänderung vom Netzbenutzer selbst getragen werden.*
7. *Entgelt für internationale Transaktionen: Für Programmlieferungen aus einer österreichischen Regelzone an Kunden außerhalb des Bundesgebiets sind von dem jeweiligen Regelzonenführer, aus dessen Regelzone die*

Programmlieferung erfolgt, dem die Programmlieferung Anmeldenden das so genannte Entgelt für internationale Transaktionen in Rechnung zu stellen und einzuheben. Das Entgelt für internationale Transaktionen wird geregelt in der "Verordnung der Elektrizitäts-Control Kommission, mit der Entgelte für internationale Transaktionen bestimmt werden".

"

Wie aus der Definition ersichtlich, besteht der Netzpreis aus sieben Entgelten. Maßgebend für die Bestimmung der Netzausbau- und Instandhaltungskosten ist hauptsächlich Punkt 1, aber auch die Punkte 4 und 6.

Zur Bestimmung der Netzausbaukosten sind fundierte Abschätzungen der

- freien Leitungskapazitäten,
- Leitungslängen,
- Altersstruktur des Netzes,
- getätigten Investitionen,
- Abschreibungen (AfA),
- Errichtungs- und Legungskosten,
- Kosten für Grundstücke (Servitutsablösungen, Ankauf)

sowohl für das Verteilernetz als auch für das Übertragungsnetz notwendig.

Eine auch nur ungefähre Abschätzung dieser Kosten ist nicht möglich, da diese bisher individuell für jeden Netzbetreiber durch Prüfungsverfahren festgestellt und per Verordnung durch die Elektrizitäts-Control Kommission festgesetzt wurden. Diese können aus der Systemnutzungstarife-Verordnung (SNT-VO) entnommen werden. Es ist seitens der Elektrizitäts-Control GmbH angedacht eine Regulierungsformel, welche im Wesentlichen von der Effizienz der Unternehmen und der Anlagenabschreibungen (AfA) bestimmt wird, einzusetzen. Diese wäre aber auch nur für eine bestimmte Zeit (4 Jahre) gültig. Über diesen Zeitpunkt hinaus sind wieder neue Bestimmungsverfahren notwendig, welche aus heutiger Sicht nicht beschreibbar sind.

Zurzeit gelten für jede Netzebene verordnete Tarife, welche den derzeitigen Netz- und Unternehmenssystemen angepasst wurden. Auf Grund der starken Veränderungen der Versorgungsunternehmen (Trennung von Netz und Vertrieb; unbundling) können sich die Tarife in Zukunft so stark verändern (siehe Bemerkungen oben), dass eine Abschätzung der Kosten für gesamten Planungshorizont des Modells keine Aussage gemacht werden kann.

Auch ist ein bestimmter Kostenfaktor für Personal, welche nicht direkt operativ im Netzgeschäft tätig sind (so genannter Unternehmensoverhead), mit einzubeziehen.

Das Miteinbeziehen des Netzes bedeutet ebenfalls eine *Mehrzieloptimierung*, die nicht Inhalt dieser Arbeit ist[31].
Aus diesen Gründen werden diese Kosten in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt.

[31] Es müsste dann nicht nur in Richtung der Kraftwerkskosten, sondern auch in Richtung eines optimalen Netzaufbaues mit Rücksicht auf die landschaftlichen Gegebenheiten wie Berge und Täler minimiert werden.

Weiters finden die Abbau- und Entsorgungskosten von Kraftwerken sowie Lager- beziehungsweise Entsorgungskosten für strahlendes Material keine Implementierung im Modell (ist im Falle Österreich nicht von Relevanz).

Das Modell ist jedoch geeignet, die oben genannten Punkte durch entsprechende Erweiterungen zu berücksichtigen.

7.1.3 Datenerfassung

Die für die Berechnung der Szenarien benötigten Daten sind aus Forschungsberichten, öffentlichen Jahresberichten von Unternehmen, nationalen Statistiken, Dissertationen und Diplomarbeiten, Web-Seiten aus dem Internet, veröffentlichten Beiträgen in Fachzeitschriften und eigenen Berechnungen entnommen. Diese sind im Detail in Tabelle 7.1.1 aufgelistet.

Tabelle 7.1.1: Datenquellen für die Szenariorechnungen

Daten für	Quelle/Ort
Kraftwerkstypen, Engpassleistung, Kraftwerksanzahl	Österreichische Elektrizitäts-Control GmbH; Statistiken; http://www.e-contol.at
Kraftwerksalter	Österreichische Elektrizitäts-Control GmbH, Statistiken, Entwicklung der Kraftwerkleistung, http://www.e-contol.at ; Vorarlberger Kraftwerke, http://www.vkw.at ; Verbund, http://www.verbund.at ;
Kraftwerkslebensdauer	G. Brauner, Vorlesungsskriptum aus Kraft- und Umspannwerke“ WS 93/94
Verbraucherlast, Lastspitze	Österreichische Elektrizitäts-Control GmbH, Statistiken, http://www.e-contol.at
Wirkungsgrad für Brennstoffzellen, Photovoltaikanlagen	H.-J. Krabbe, Brennstoffzellen, RWE, 2001; BM für Wirtschaft und Verkehr, Brennstoffzellen-Systeme-Energietechnik der Zukunft?, 1999; W. Bernstein und K. Koppe, "Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit, Ressourcensschonung-Herausforderung für die Konventionelle Kraftwerkstechnik der 21. Jahrhunderts", Veröffentlichung wissenschaftliche Zeitschrift der TU Dresden, Heft 4/2001; G. Bärwaldt, Wirtschaftliche Auswirkungen der Einführung des CO_2-Emissionshandels auf die elektrische Energiewirtschaft anhand ausgewählter Beispiele
Daten für Windanlagen	Österreichischer Windatlas; http://www.igwindkraft.at ; WIEN ENERGIE – WIENSTROM GmbH eigene (Datenblätter)
Daten für Photovoltaik	J. Neubarth, M. Kaltschmitt, Erneuerbare Energien in Österreich, 2000, Springer Verlag Wien New York, ISBN3-211-83579-2; Statistik Austria, http://www.statistikaustria.at; http://www.energieagentur-mittelfranken.de/Basisinfos/Photovoltaik-Infoblatt%20Netz.pdf eigene
Spotmarktdaten	http://www.eex.de
Wirkungsgrade der thermischen Kraftwerke	Bundesamt für Energie BFE (Schweiz), Erneuerbare Energien und Nuklearanlagen, 2005

Daten für	Quelle/Ort
Investitions- und Betriebskosten	G. Brauner, Vorlesungsskriptum aus Kraft- und Umspannwerke“ WS 93/94; J. Neubarth, M. Kaltschmitt, Erneuerbare Energien in Österreich, 2000, Springer Verlag Wien New York, ISBN3-211-83579-2
Energiepreis	Österreichische Elektrizitäts-Control GmbH, http://www.e-contol.at
Diskontrate	http://www.kommunalkredit.at
Entwicklung der Rohstoffpreise	G. Erdmann, Energieökonomik, Theorie und Anwendungen, 2.Auflage, vdf, ISBN 3 7281 2135 5; British Petrol, Statistik, http://www.bp.com; OECD Statistik und Forecast, http://www.oecd.org; Internationale Energie Agentur IEA, Word Energy Outlook, http://www.iea.org; Rahmenvereinbarung zwischen Biomasse Schweiz und Gasmobil AG, http://www.biomasse-schweiz.ch;
Einkommen Österreich	Statistik Austria, http://www.statistikaustria.at; **http://www.bmsg.gv.at/cms/site/attachments/9/2/3/CH0338/CMS1064227005975/10_armutsgefaehrdung.pdf**
Verminderungsfaktoren für erneuerbare Energieträger in der Lernkurve	EEG – energy economics group TU Wien, Green-X program, http://www.green-x.at; G. Resch, Dynamic cost-resource curves for electricity from renewable energy sources and their application in energy policy assessment, Dissertation, 2005
Faktoren für Zufallszahlengenerator	Eigene
Kraftwerkstypenklassifizierung für Österreich (Clusterung)	J. Neubarth, M. Kaltschmitt, Erneuerbare Energien in Österreich, 2000, Springer Verlag Wien New York, ISBN3-211-83579-2
Akzeptanzfaktoren	P. Manklei, Electric power capacity planning under uncertain conditions; R. Tanabe u.a., Flexible generation mix under multi Objectives and Uncertainties, S 581-587, IEEE, Vol.8 No 2, Mai 1993
Emissionswerte für CO_2, NO_x, SO_2 und Staub	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), Energiebericht 2003, 2004, http://www.bmvit.gv.at

7.1.4 Basisdaten am Beispiel Österreich

Im Folgenden werden die für die Szenariorechungen verwendeten Basisdaten am Beispiel Österreich angegeben. Auf Quellenverweise wird verzichtet, da diese schon in Kapitel 7.1.3 angegeben wurden.

7.1.4.1 Kraftwerkstypen, Engpassleistung, Kraftwerkanzahl

Die derzeit bestehenden Kraftwerke sind in Tabelle 7.1.2 sowie Tabelle 7.1.3 und die neu zu Errichtenden aus Tabelle 7.1.6 zu entnehmen.

Tabelle 7.1.2: Kraftwerkspark in Österreich nach Engpassleistung in MW, Datenstand 11/2004, Stichtag 31.12.2003

Engpassleistungs-klasse		Engpassleistung in MW					
von ... MW	bis einschl. ... MW	Lauf-kraftwerke	Speicher-kraftwerke	Wasser-kraftwerke	Wärme-kraftwerke	Erneuerbare Anlagen	Summe
	1,0	104	7	111	8	131	-
1,0	2,5	188	17	205	50	292	-
2,5	5,0	153	24	178	57	260	-
5,0	10,0	178	104	282	132	528	-
Bis 10 MW		**623**	**153**	**776**	**248**	**187**	**1.210**
10	20	498	180	678	244	922	-
20	30	472	296	768	186	954	-
30	40	177	204	381	360	741	-
40	50	445	230	675		3.115	-
50	80	496	408	903	908	0	-
80	100	264	364	628		0	-
100	200	706	815	1.521	1.230	2.750	-
200	300	1.027	1.495	2.522	1.349	3.871	-
300		328	2.327	2.655	1.447	4.102	-
Über 10 MW		**4.413**	**6.319**	**10.731**	**5.724**	**0**	**16.455**
Erfasste Kraftwerke		**5.036**	**6.471**	**11.507**	**5.972**	**187**	**17.665**
Stat. Differenz (1)				184	32	169	385
Summe		**5.036**	**6.471**	**11.691**	**6.003**	**18.050**	**k.A.**

Tabelle 7.1.3: Anzahl der bestehenden Kraftwerke, Datenstand 11/2004, Stichtag 31.12.2003

Engpassleistungs-klasse		Anzahl Kraftwerke (Anlagen)					
von ... MW	bis einschl. ... MW	Lauf-kraftwerke	Speicher-kraftwerke	Wasser-kraftwerke	Wärme-kraftwerke	Erneuerbare Anlagen	Summe
	1,0	283	12	295	20	346	-
1,0	2,5	115	11	126	29	175	-
2,5	5,0	44	7	51	17	75	-
5,0	10,0	24	12	36	17	62	-
Bis 10 MW		**466**	**42**	**508**	**83**	**67**	**658**
10	20	33	11	44	17	61	-
20	30	19	11	30	7	37	-
30	40	5	6	11	10	21	-
40	50	10	5	15		49	-
50	80	7	6	13	14	0	-
80	100	3	4	7		0	-
100	200	4	6	10	9	19	-
200	300	4	6	10	5	15	-
300		1	5	6	4	10	-
Über 10 MW		**86**	**60**	**146**	**66**	**0**	**212**
Erfasste Kraftwerke		**552**	**102**	**654**	**149**	**870**	**-**
Stat. Differenz (1)				1.505	175	1.895	3.575
Summe		**552**	**102**	**2.159**	**324**	**4.445**	**k.A.**

Aus Tabelle 7.1.2 und Tabelle 7.1.3 werden die existierenden Kraftwerke in die Versorgungsgruppen A, B und C zusammengefasst:

Tabelle 7.1.4: Zusammenfassung in die Versorgungsgruppen der Erzeugungseinheiten im Basisjahr 2004

Versorgungsgruppe	Kraftwerkstyp	ø EPL [MW]	Ausnutzungdauer [h]	Anzahl 2004	Betriebskosten [€/MWh]
A	Laufkraftwerke	229	6500	9	1
	Speicher- u. Pumpspeicher	273	2900	17	1,02
	Thermische Kraftwerke	223,6	2900	18	3,05
B	Laufkraftwerke	30,5	6500	79	1
	Speicher- u. Pumpspeicher	38,5	4500	42	1,02
	Thermische Kraftwerke	35,7	4500	48	7,52
C	Laufkraftwerke	1,3	6500	471	1
	Speicher- u. Pumpspeicher	3,86	4128	36	1,02
	Thermische Kraftwerke	1	4128	230	2,05
	Windkraftwerke	6,3	1953	55	0,56
	Photovoltaik	0,02	1000	750	0,56
	Brennstoffzellen	0,63	8000	3	6,3

Die Fallhöhen und Durchflussmengen der Wasserkraftwerke betragen:

Tabelle 7.1.5: Fallhöhe und Durchflussmenge der Wasserkraftwerke

ø EPL [MW]	Fallhöhe [m]	Durchflussmenge [m³]
239	11	3150
60	380	0,6
28,8	8,3	425
4,4	734	0,55
2,6	604	20
2,2	6	0,5
0,36	75	0,6
0,3	4,6	37
0,032	8,2	0,6

Tabelle 7.1.6: Neu zu errichtende Kraftwerkstypen nach Versorgungsgruppen für das Basisjahr 2004

Versorgungsgruppe	Kraftwerkstyp	ø EPL [MW]	Ausnutzungdauer [h]	Anzahl neu	Investitionskosten [Mio. €/MW]	Betriebskosten [€/MWh]	Lebensdauer [a]
A	Laufkraftwerke	239,00	6.500	4	1,526	1,00	50
	Speicher- u. Pumpspeicher	270,00	2.900	4	1,017	1,02	
	Thermische Kraftwerke	100,00	4.500	10	1,272	4,51	35
		400,00	4.500	5	1,100	2,29	
B	Laufkraftwerke	28,80	6.500	35	1,800	1,00	50
	Speicher- u. Pumpspeicher	60,00	2.900	17	1,200	1,02	
	Thermische Kraftwerke	1.200,00	2.900	10	1,017	2,29	35
C	Laufkraftwerke	0,03	6.500	313	2,030	1,00	50
		0,30	6.500	100	2,030	1,00	
		2,20	6.500	100	2,030	1,00	
	Speicher- u. Pumpspeicher	0,03	4.128	313	1,530	1,02	
		0,36	4.128	28	1,530	1,02	
		2,60	4.128	38	1,530	1,02	
		4,40	4.128	23	1,530	1,02	
	Thermische Kraftwerke	0,10	4.128	1.000	1,020	7,30	35
		0,50	4.128	200	1,020	6,20	
		1,00	4.128	100	1,020	6,00	
		10,00	4.500	100	1,540	8,10	
		50,00	4.500	15	1,070	7,90	
	Windkraftwerke	0,60	1.953	167	1,780	7,52	15
		1,20	1.953	100	1,600	4,00	
		1,60	1.953	100	1,530	4,00	
	Photovoltaik	0,02	1.000	5.000	5,62	4,00	15
		0,03	1.000	3.333	5,62	0,56	
		0,05	1.000	2.000	5,62	0,56	
	Brennstoffzellen	0,05	8.000	2.000	10,174	6,30	15
		0,10	8.000	1.000	10,174	6,30	
		0,25	8.000	400	10,174	6,30	

7.1.4.2 Kraftwerksalter

Da die exakten Errichtungszeitpunkte der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke nicht bekannt sind, wurde aus der Jahresreihe der Engpassleistung (Download unter: http://www.e-control.at), Zahlen-Daten-Fakten, Netz und Kraftwerke Kraftwerkspark, Engpassleistung – Jahresreihen und Elektropolis Teil1 und Teil 2 /147/, siehe Tabelle 7.1.7, für die Errichtungsjahre der Kraftwerke extrapoliert.

Tabelle 7.1.7: Im Hauptintervall t noch in Betrieb befindliche Kraftwerke

Versorgungsgruppe	Kraftwerkstyp	ø EPL [MW]	Im Hauptintervall t noch in Betrieb befindliche Kraftwerke											
			2004	2010/13	2014/17	2018/21	2022/25	2026/29	2030/33	2034/37	2038/41	2042/45	2046/49	2050
A	Laufkraftwerke	229	9	9	8	6	5	3	2	1	1	0	0	0
	Speicher- u. Pumpspeicher	273	17	12	10	9	5	2	2	0	0	0	0	0
	Thermische Kraftwerke	224	18	18	15	13	9	7	3	0	0	0	0	0
B	Laufkraftwerke	30,5	79	79	60	40	18	12	10	5	2	0	0	0
	Speicher- u. Pumpspeicher	38,5	42	37	32	30	25	12	8	3	0	0	0	0
	Thermische Kraftwerke	35,7	48	40	36	29	16	12	4	0	0	0	0	0
C	Laufkraftwerke	1,3	471	471	412	386	320	260	200	144	92	47	0	0
	Speicher- u. Pumpspeicher	3,86	36	36	26	15	13	9	3	0	0	0	0	0
	Thermische Kraftwerke	1	230	230	167	123	95	61	35	12	8	0	0	0
	Windkraftwerke	6,3	55	55	46	33	25	13	5	0	0	0	0	0
	Photovoltaik	0,02	750	750	650	600	560	465	210	195	120	0	0	0
	Brennstoffzellen	0,63	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0

7.1.4.3 Kraftwerkslebensdauer

Siehe Tabelle 7.1.6 für die neuen Kraftwerke.

7.1.4.4 Ausbaupotenzial für Wasserkraft

Bei einem Vollausbau der österreichischen Wasserkraft sind 60TWh/a technisch verfügbar. Nach /82/ sind lediglich 46,8 TWh/a tatsächlich ausbaubar.

7.1.4.5 Verbraucherlast, Lastspitze

Die Verbraucherlast wurde aus den Tagesmaxima der Viertelstundenwerte über das Jahr aufgetragen (siehe Diagramm 7.1.1) und aus dieser die Dauerlinie und die zugehörige flächengleiche diskretisierte Dauerlinie gebildet (siehe Diagramm 7.1.2).

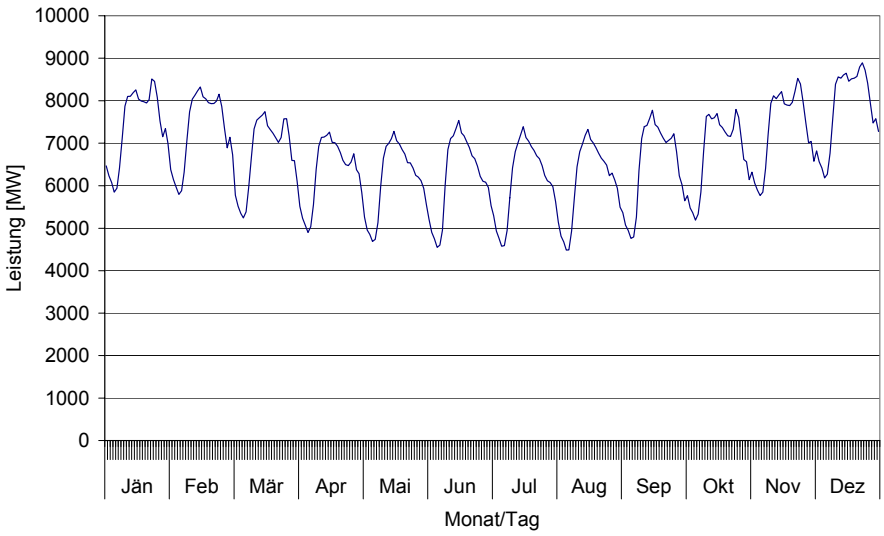


Diagramm 7.1.1: Lastganglinie aus den Tagesmaxima der Viertelstundenwerte für 2004

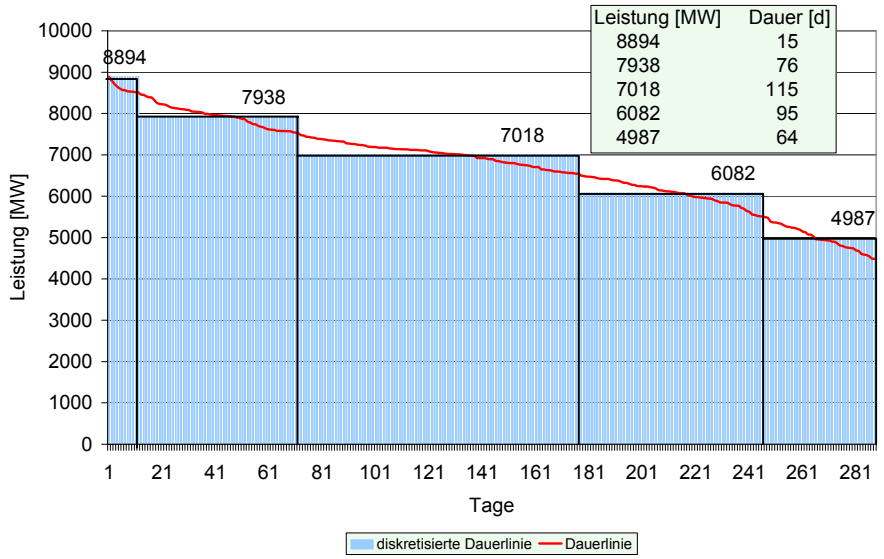


Diagramm 7.1.2: Dauerlinie und diskretisierte Dauerlinie für 2004

Im Basisjahr 2004 betrug die Spitzenlast 9739 MW. Die Dauerlinie wird durch fünf Blöcke (t'=5) diskretisiert. Aus der diskretisierten Dauerlinie ergeben sich die in Tabelle 7.1.8 angegebenen Verbraucherlasten mit der zugehörigen Intervalldauer. Die Steigerungsrate von Energie und Verbraucherleistung wurde mit zwei Prozent pro Jahr angenommen. Als Reservevorhaltung wurden zehn Prozent der Spitzenlast gewählt.
Für die Modellrechung werden 12 Hauptintervallschritte (T'=12) gewählt. Jeder Hauptintervallschritt umfasst vier Kalenderjahre. Ausgenommen sind das Basisjahr 2004 und das letzte Intervall 2050, welche nur ein Jahr beinhalten.

Tabelle 7.1.8: Dauerlinienleistung und zugehörige Dauer

Leistung [MW]	Dauer [d]
8894	15
7938	76
7018	115
6082	95
4987	64

7.1.4.6 Wirkungsgrad für Brennstoffzellen

Der Wirkungsgrad von Brennstoffzellen ist von der Erzeugungsleistung abhängig.
Im vorliegenden Modell werden diese Energieerzeuger als Grundlastkraftwerke mit konstanter Leistung für Haushalte mit Rückeinspeisung ins Verteilernetz mit einem konstanten Wirkungsgrad von 40% angenommen.

7.1.4.7 Daten für Windanlagen

In der Tabelle 7.1.9 ist der Flächenbedarf für Windanlagen nach Engpassleistung angegeben. Die gesamt zur Verfügung stehende Fläche beträgt 185 km^2.

Tabelle 7.1.9: Flächenbedarf nach Engpassleistung von Windanlagen

Engpassleistung [MW]	Flächenbedarf [m^2]
0,6	200
1,2	500
1,6	600

Die Windgeschwindigkeit wird mittels eines linear kongruenten Zufallszahlengenerators errechnet (siehe Kapitel 7.2.5.11) und die Anlaufgeschwindigkeit mit 5 m/s und die Abschaltgeschwindigkeit 20 m/s angenommen. Der errechnete Verlauf der Windgeschwindigkeit ist in Diagramm 7.1.3 dargestellt. Die zur Berechnung benötigten Faktoren für den Zufallszahlengenerator sind:

Tabelle 7.1.10: Faktoren für Zufallszahlengenerator von Windanlagen

X0	5	Startwert
aw	9	Multiplikator
bw	20	Summand
cw	23,6	Divisor

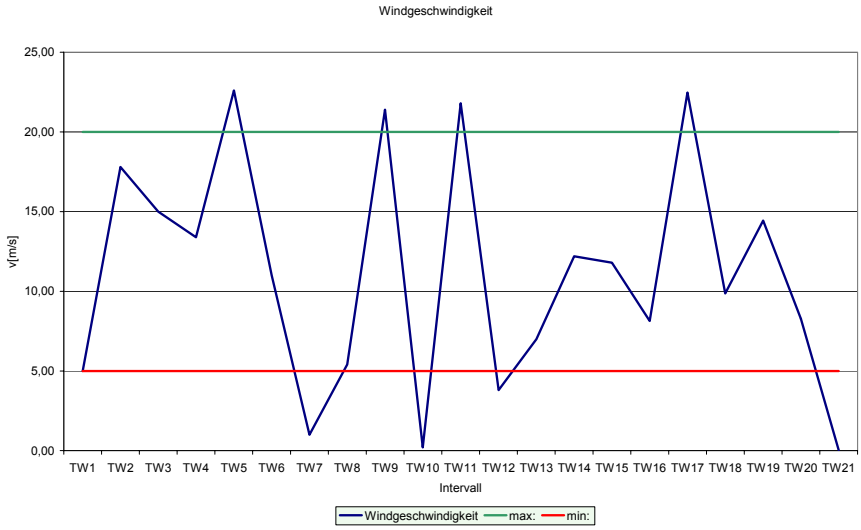


Diagramm 7.1.3: Verlauf der Windgeschwindigkeit

7.1.4.8 Daten für Photovoltaikanlagen

In der Tabelle 7.1.11 ist das technische Flächenpotenzial der photovoltaischen Stromerzeugung in Österreich angegeben.

Tabelle 7.1.11: Technischen Flächenpotenzial für Photovoltaik

	Technisches Flächenpotenzial [km2]
Dächer	107
Fassaden	10
Freiflächen	270
Summe	387

Photovoltaikanlagen werden in kristallinen Aufbau und Dünnschichttechnik unterteilt. Bei kristallinem Aufbau beträgt die Modulfläche je 1kW$_p$ zwischen 8m² und 10m² und bei Dünnschichttechnik zwischen 12m² bis 20m². Daher werden Mittelwerte gewählt:

- Kristallin: 9 m²/kW$_p$
- Dünnschichttechnik: 16 m²/kW$_p$

Tabelle 7.1.12:Flächenbedarf und Wirkungsgrad bezogen auf die Engpassleistung für Photovoltaikanlagen

Aufbau	Engpassleistung [MW]	Wirkungsgrad [%]	Flächenbedarf [m^2]
Kristallin	0,02	20	180
	0,03		270
	0,05		450
Dünnschicht-technik	0,02	10	320
	0,03		480
	0,05		800

Die Sonneneinstrahlung wird durch einen Zufallszahlengenerator erzeugt (siehe Kapitel 7.2.5.11), die verwendeten Faktoren sind:

Tabelle 7.1.13: Faktoren für Zufallszahlengenerator der Sonneneinstrahlung

X0	0,12	Startwert
af	5	Multiplikator
bf	56	Summand
cf	500	Divisor

Die erhaltenen Werte aus dem Zufallszahlengenerator sind noch mit dem Skalierungsfaktor von SKf=0,001 zu multiplizieren.

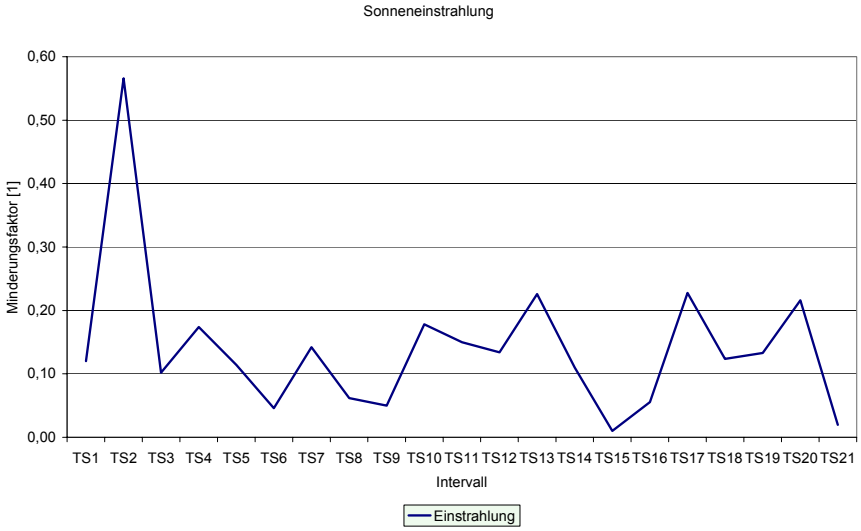


Diagramm 7.1.4: Verlauf der Sonneneinstrahlung

7.1.4.9 Spotmarktdaten

Für den Energieimport aus dem Spotmarkt sind maximal 15% und für den Energieexport zum Spotmarkt maximal fünf Prozent der Verbraucherlast zugelassen.

Die Faktoren des Zufallszahlengenerators (siehe Kapitel 7.2.5.11) sind in Tabelle 7.1.14 ersichtlich.

Tabelle 7.1.14: Faktoren für Zufallszahlengenerator des Spotmarktpreises

X0	12,6	Startwert
asp	38,7	Multiplikator
bsp	7,9	Summand
csp	0,2	Divisor

Zu den erhaltenen Werten aus dem Zufallszahlengenerator ist noch der Skalierungsterm SKsp=25 zu addieren.

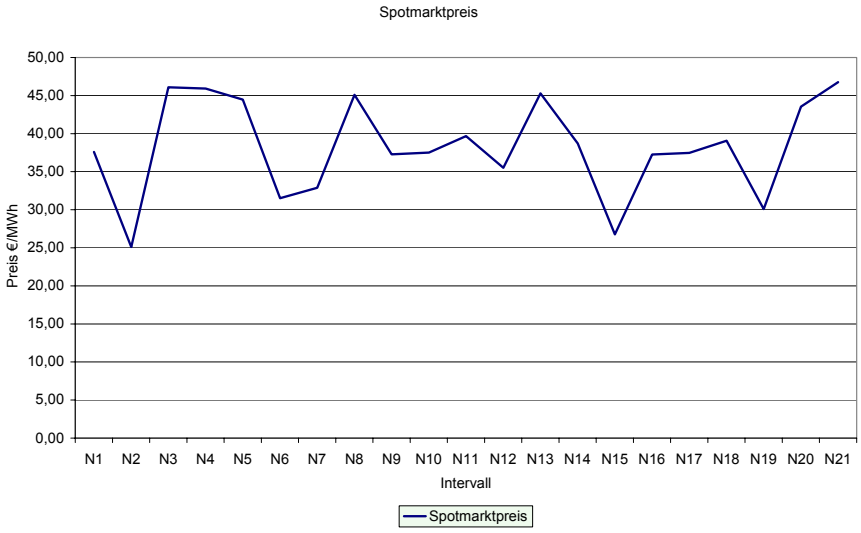


Diagramm 7.1.5: Entwicklung des Spotmarktpreises

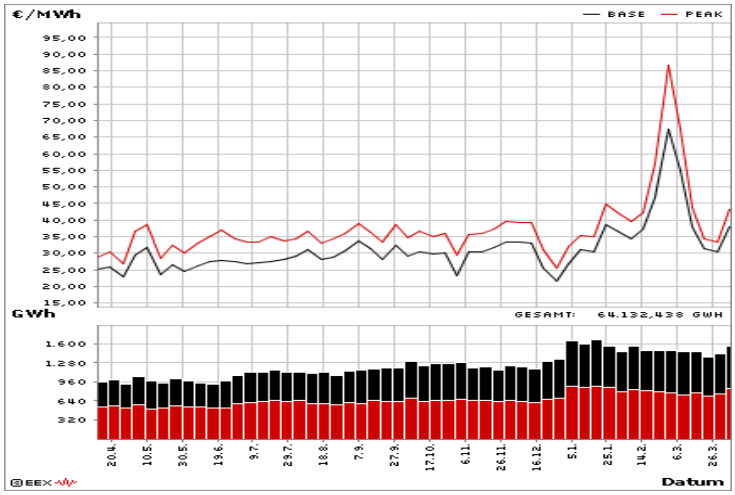


Diagramm 7.1.6: Tatsächlicher Verlauf des Spotmarktpreises vom 19.04.2004 bis 30.03.2005

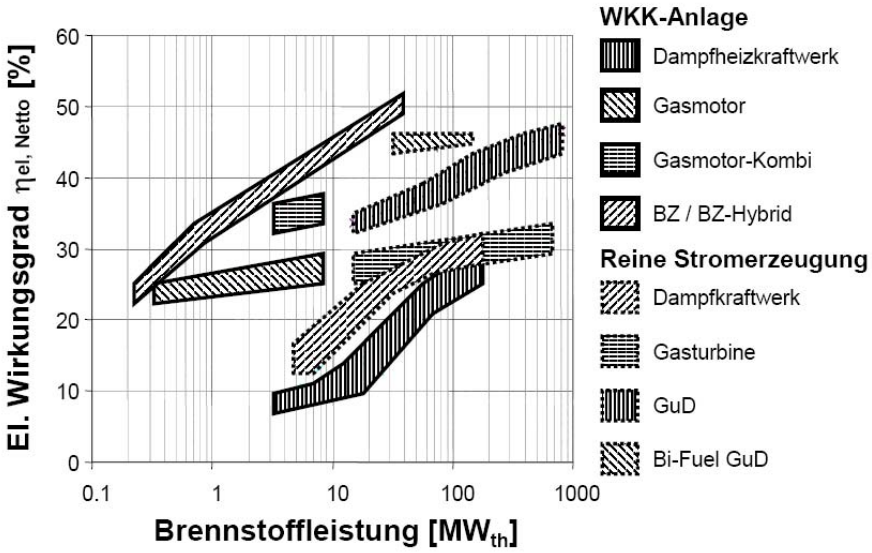
Der Vergleich zwischen dem tatsächlichen und dem durch den Zufallszahlengenerator erzeugten Preisverlauf zeigt Ähnlichkeiten und kann daher für die Berechnung verwendet werden. Die einzige Abweichung die nicht durch den Generator abbildbar ist, ist der unvorhersehbare Preisanstieg auf Grund von hohen Spekulationen (Spitze im Diagramm 7.1.6).

7.1.4.10 Langfristige Liefer- und Bezugsverträge (Import/Export)

Für den Energieexport aus langfristigen Lieferverträgen sind maximal 10% und für den Energieimport aus langfristigen Lieferverträgen maximal 15% der Verbraucherlast zugelassen.

7.1.4.11 Wirkungsgrade der thermischen Kraftwerke

In Diagramm 7.1.7 sind die Wirkungsgrade der thermischen Kraftwerke dargestellt. Die im Diagramm 7.1.7 befindlichen Bereiche werden gemittelt und linearisiert.



Quelle: Bundesamt für Energie BFE (Schweiz), Erneuerbare Energien und Nuklearanlagen, 2005

Diagramm 7.1.7: Wirkungsgradkennlinie thermischer Kraftwerke

7.1.4.12 Investitions- und Betriebskosten

Die Betriebskosten für bestehende Kraftwerke können aus der Tabelle 7.1.4 entnommen werden.
Die Investitions- und Betriebskosten der neuen Kraftwerke sind in Tabelle 7.1.6 aufgelistet.

7.1.4.13 Energiepreis

Die Basis der von den Lieferanten in Rechnung gestellten Energiepreise (Endkundenpreise abzüglich Netzpreise sowie aller Steuern, Abgaben und Zuschläge) bilden die Großhandelspreise. Diese Preise können unter anderem anhand der Notierungen an den einzelnen Strombörsen verfolgt werden. Auf diesen Märkten wird Strom wie alle anderen klassischen Waren gehandelt, wobei der Preis sich grundsätzlich frei, aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ergibt. Der Energiepreis bestimmt sich grob aus den Stromgestehungskosten und einen bestimmten Gewinnanteil für Erzeuger. Um die Stromgestehungskosten zu erhalten, werden drei Abschlagsfaktoren fünf, zehn Prozent und 20% vom Energiepreis angenommen. Aus Diagramm 7.1.8 kann der Anteil des Energiepreises am Strompreis der

WIEN ENERGIE - WIENSTROM GmbH,

dem günstigsten Anbieter Österreichs entnommen werden.

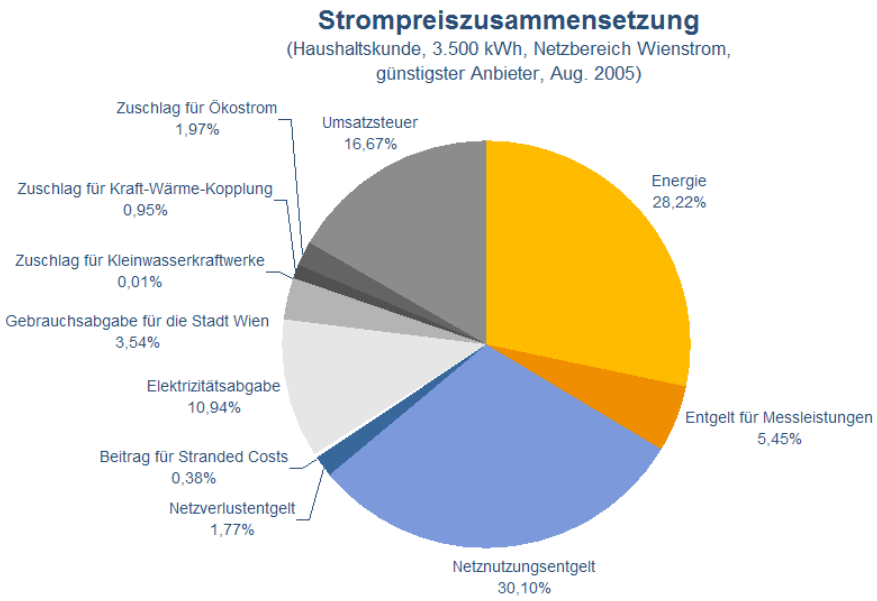


Diagramm 7.1.8: Strompreiszusammensetzung der WIEN ENERGIE - WIENSTROM GmbH

7.1.4.14 Diskontrate

Die reale Diskontrate wird mit sechs Prozent pro Jahr angenommen.

7.1.4.15 Entwicklung der Rohstoffpreise

Wie schon in den einleitenden Kapiteln ausführlich diskutiert, sind bei thermischen Kraftwerken die Betriebskosten direkt an den Primärenergiepreisen gekoppelt. Um dies zu berücksichtigen werden zwei Teuerungsstrategien angenommen:

- Die Rohstoffpreise verzehnfachen sich bis 2050
- Die Rohstoffpreise verfünfzehnfachen sich bis 2050

Der jährliche Teuerungsfaktor TR für Primärenergie wird durch Formel (7.1.1) bestimmt.

$$TR_t = TR_{t-1} * e^{(f*tint)} \quad \forall t, tint \tag{7.1.1}$$

t ..... Subintervallschritt t=1..,t'
tint..... Subintervalllänge des Hauptintervalles
f ..... Multiplikativer Faktor

Im Diagramm 7.1.9 sind die Verläufe der Teuerungsraten für die Faktoren f von 0,08, 0,10, 0,12, 0,14 und 0,16 dargestellt. Für die Szenarioberechnungen sind die Faktoren 0,08 und 0,10 gewählt (durchgezogene Linie in Diagramm 7.1.9) und die Startwerte für das Basisjahr 2004 in Tabelle 7.1.15 angegeben.

Tabelle 7.1.15: Startwerte Primärenergieträger

Erdöl (Brent) €/Barrel	45,36
Erdgas (NYMEX) €/MMBtu	6,885
Holz €/Srm	18,5

MMBtu .... 10000 million British thermal units[32]
Srm..... Schüttraummeter

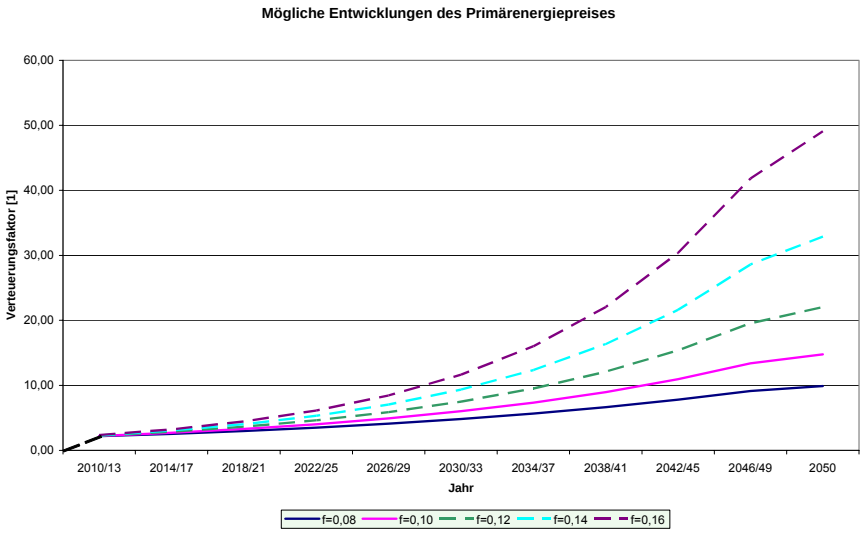


Diagramm 7.1.9: Mögliche und angenommene Entwicklungen des Primärenergiepreises bis 2050

In den oben angegebenen Teuerungsraten sind Verbesserungen des Wirkungsgrades und die Preise für Emissionszertifikate implementiert. Eine Verbesserung des Wirkungsgrades bedeutet eine Reduktion und die Berücksichtigung der Emissionszertifikate eine Steigerung der Primärenergiekosten. Die Auswahl des Verhältnisses zwischen dem tatsächlich prognostizierten Primärenergieträgerpreis, des Emissionshandelspreises und der Verbesserung des Wirkungsgrades erfolgt über den Teuerungsfaktor f.

7.1.4.16 Einkommen in Österreich

Das durchschnittliche Jahreseinkommen von unselbstständig Erwerbstätigen in Österreich betrug für das Jahr 2003 € 15.470,-- /161/.
Ein typischer österreichischer Haushalt hat einen Stromverbrauch von 3500 kWh. Zurzeit liegt der Strompreis zwischen 13 Cent/kWh und 16 Cent/kWh. Somit entstehen jährliche Stromkosten von € 455,-- bis € 560,--. Dies bedeutet, dass der durchschnittliche österreichische Haushalt von 2,94% bis 3,62% seines Jahreseinkommens für elektrische Energie verwendet.

Bevölkerungsschichten die ein Jahreseinkommen an der Grenze der erhöhten Armut (€ 9.425,-- im Jahr 2003 /161/) beziehen, sind sparsamer und benötigen ca. 2000 kW bis 2500 kW. Die zugehörigen Stromkosten liegen zwischen € 325,-- und € 400,--.

[32] 1 British thermal unit (Btu) = 0,252 kcal = 1,055 kJ
1 trillion British thermal units= 0,028 billion cubic metres Natural Gas

7.1.4.17 Verminderungsfaktoren für erneuerbare Energieträger in der Lernkurve

Tabelle 7.1.16: Lernraten in den Hauptintervallen 2004 bis 2029

Jahr / Kraftwerk	2004	2009	2010/13	2014/17	2018/21	2022/25	2026/29
Laufwasser	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Speicher/Pumpspeicher	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Thermisch (konventionell)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Thermisch (biogen)	0%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Wind	3%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Photovoltaik	5%	15%	10%	10%	10%	5%	5%
Brennstoffzelle	3%	5%	5%	5%	5%	5%	5%

Tabelle 7.1.17: Lernraten in den Hauptintervallen 2004 bis 2029

Jahr / Kraftwerk	2030/33	2034/37	2038/41	2042/45	2046/49	2050
Laufwasser	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Speicher/Pumpspeicher	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Thermisch(konventionell)	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Thermisch (biogen)	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Wind	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Photovoltaik	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Brennstoffzelle	5%	5%	5%	5%	5%	5%

7.1.4.18 Faktoren für Zufallszahlengenerator

Tabelle 7.1.18: Faktoren für den Zufallszahlengenerator

Wind					Solarstrahlung					Spotmarktpreis				
X0	aw	bw	cw	SKW	X0	af	bf	cf	SKf	X0	asp	bsp	csp	SKsp
5	9	20	23,6	0	0,12	5	56	500	100	12,6	38,7	7,9	0,2	25

7.1.4.19 Kraftwerkstypenklassifizierung für Österreich

Siehe Aufteilung und Zuordnung zu den Versorgungsgruppen A, B und C in Tabelle 7.1.4.

7.1.4.20 Akzeptanzfaktoren

Tabelle 7.1.19: Akzeptanzfaktoren für Kraftwerke

Kraftwerkstyp	Akzeptanzfaktor
Öl	0,66
Gas	0,58
Kohle	0,76
Wasserkraft (groß)	0,47
Wasserkraft (klein)	0,33
Wind	0,33
Photovoltaik	0,38
biogene Brennstoffe	0,36
Brennstoffzelle	0,48

7.1.4.21 Emissionswerte für CO_2, NO_x, SO_2 und Staub

Die Emissionswerte sind aus der Tabelle 7.1.20 zu entnehmen.

Tabelle 7.1.20: Emissionswerte für CO_2, NO_x, SO_2 und Staub

Primärenergieträger	CO_2	SO_2	NO_x	CO	Staub
	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ
Wasser	0	0	0	0	0
Erdgas	55000	1	29	2	1
Steinkohle	95000	38	71	5	3
Braunkohle	110000	97	69	63	10
Öl	80000	63	45	5	5
Biogas	29000	1	12	1	0,5
gewichtetes Mittel	75000	29	41	12	2

7.1.4.22 Rechtliche Randbedingungen und Vorgaben

Im Rahmen des österreichischen ElWOGs sind bestimmte Untergrenzen für erneuerbare Energien vorgegeben. Diese betragen

a) Mindestens 4% der erzeugten Energie pro Jahr muss aus erneuerbaren Energien stammen,
b) 9% des Punktes a) müssen aus Kleinwasserkraftwerken, dies sind Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung kleiner 10 MW erzeugt werden.

7.1.5 Erwartete Modellaussagen

Auf Basis der Zielfunktion, Minimierung der diskontierten Investitions- und Betriebskosten über den Betrachtungszeitraum von 40 Jahren (2010 bis 2050), werden mögliche langfristige Kraftwerksausbaupfade mittels Szenariotechnik aufgezeigt. Die vorgegebenen Restriktionen sind dabei einzuhalten.

Es ist zu jedem Zeitpunkt die Verbraucherlast, Spitzenlast und Energie, ohne Neubau von konventionellen Kraftwerken mit einer installierten Leistung größer 100 MW, abzudecken. Ist dies möglich, so ist zu untersuchen welche Kosten dabei entstehen. Dies entspricht der vollständigen Umsetzung der oben genannten angegebenen Hypothese.

Mit der Annahme der derzeitig üblichen Kraftwerksausbaupolitik business as usual sind die Kosten, die Kraftwerkstypen und deren Einsatz anzugeben.

Durch die Gegenüberstellung der beiden Extrema, business as usual vs. Ausbauplanung ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieerzeuger, ist mittels geeigneter Angabe ein Kraftwerksmix dynamics as usual[33] der den drei Eckpunkten der Energieversorgung (energy – economy – environment) entspricht, anzugeben. Dieses System genügt einer nachhaltigen Energieversorgung. Auch hier sind die Kosten anzugeben.

Aus den erhaltenen Ergebnissen sind die Stromgestehungskosten zu bestimmen und aus dem öffentlich angegebenen Energiepreis die Gewinne der Versorgungsunternehmen in einer gewissen prozentualen Spanne abzuziehen. Danach ist zu analysieren, wie lange diese Erzeugungsstrategien für den Kunden (Endverbraucher) leistbar sind.

Eine grobe Abschätzung der Umweltbelastungen auf Basis der im Energiebericht 2003 des BMVIT angegebenen Daten /83/ ist ebenfalls durchzuführen.

[33] Dynamics as usual ist der forcierte Ausbau von Erzeugern mit erneuerbaren Primärenergien, wobei die möglichen ausbaubaren Energiepfade vollständig, unter Berücksichtigung der dynamischen Entwicklung von bestimmten Umweltschutzvorgaben und Lerneffekten, genutzt werden.

7.1.6 Investitionsrechung

Alle Betriebsmittel in der elektrischen Energietechnik wie Kraftwerke, Generatoren, Transformatoren, Leitungen, usw. werden zu unterschiedlichen Zeitpunkten errichtet, haben unterschiedliche Lebensdauern (20 bis 50 Jahre) und besitzen differente Betriebskosten.
Um einen wirtschaftlichen Vergleich von verschiedenen Ausbaumaßnahmen zu unterschiedlichen Zeitpunkten zu erhalten, müssen die einzelnen Investitionen und Betriebskosten auf einen einheitlichen Zeitpunkt umgerechnet werden.

Dies kann mittels der **Barwertmethode** (**Kapitalwertmethode**) oder der **Annuitätenmethode** erfolgen /41/ und /146/, welche in den folgenden Abschnitten erörtert werden.

7.1.6.1 Barwertmethode (Kapitalwertmethode)

Die jährlichen Ausgaben bestehen aus den leistungsabhängigen und arbeitsabhängigen Kosten. Vergleicht man verschiedene Projektvarianten, so ist jenes am Günstigsten, welches, bezogen auf den Betrachtungszeitpunkt, die niedrigsten Aufwendungen besitzt /146/. Der Vergleichsbetrag wird **Barwert der Investition** und das zugehörige Rechenverfahren die **Barwertmethode** genannt.
Alle Zahlungen K_i vor dem Bezugszeitpunkt t_0 werden durch *Aufzinsung*, alle Zahlungen die nach dem Bezugszeitpunkt stattfinden durch *Abzinsung* oder *Diskontierung* mit dem Zinsfaktor q auf den Barwert umgerechnet (siehe Diagramm 7.1.10).

Für die Aufzinsung gilt:

$$B_0 = \sum_{i=0}^{m} K_{-i} * q^i = \frac{q^m - 1}{q - 1} * \sum_{i=0}^{m} K_{-i} = \beta_+ * \sum_{i=0}^{m} K_{-i} \qquad (7.1.2)$$

Und für die Abzinsung:

$$B_0 = \sum_{i=1}^{n} K_i * q^i = \frac{q^n - 1}{(q-1) * q^n} * \sum_{i=1}^{n} K_i = \beta_- * \sum_{i=1}^{n} K_i \qquad (7.1.3)$$

mit

$$q = 1 + \frac{p}{100} \qquad (7.1.4)$$

Somit kann der gesamte Barwert berechnet werden:

$$B_0 = \beta_+ * \sum_{i=0}^{m} K_{-i} + \beta_- * \sum_{i=1}^{n} K_i \qquad (7.1.5)$$

Werden die jährlichen Kostensteigerungen $r_{\%}$, die Investition c_i zum Zeitpunkt i und der Restwert R_n des Betriebsmittels mit einbezogen, so erhält man den Barwert:

$$B_0 = c_i * q^{-i} + \beta_{-k} \sum_{i=1}^{n} K_i + R_n * q^{-n} \qquad (7.1.6)$$

$$\beta_{-k} = \frac{q^n - s^n}{(q-s) * q^n} \qquad (7.1.7)$$

$$s = 1 + \frac{r_{\%}}{100} \qquad (7.1.8)$$

s..... jährlicher Kostenfaktor
p ..... jährlicher Zinsfuß in %
n ..... Lebensdauer des Betriebsmittels
β_+ ..... Aufzinsungsfaktor (Endwertfaktor)
β_- ..... Abzinsungsfaktor (Barwertfaktor)
β_{-k} ..... Abzinsungsfaktor (Barwertfaktor) mit Berücksichtigung der Kostensteigerung
m ..... Anzahl der gleichen Zahlungen des Betrages K vor t_0
i..... Investitionszeitpunkt

R_n wird auch der Barwert des Restwertes genannt.

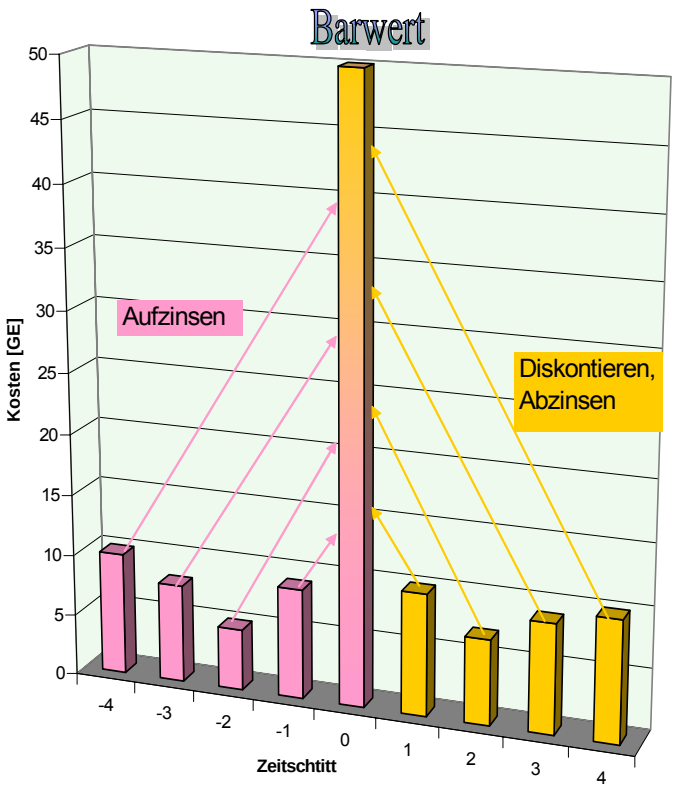


Diagramm 7.1.10: Ermittlung des Barwerts zum Zeitpunkt t_0

7.1.6.2 Annuitätenmethode

Die Annuitätenmethode stellt im Allgemeinen die Umkehrung der Barwertmethode dar. Es werden die durchschnittlich gleichen Jahreskosten $\overline{K}$ (Annuitäten), mit Berücksichtigung des Kalkulationszinsfußes und den Preissteigerungen über die gesamte Lebensdauer des Betriebsmittels berechnet.

Aus

$$B_0 = A_0 + K * \beta \tag{7.1.9}$$

folgt

$$\overline{K} = \frac{A_0}{\beta} + K = A_0 * \alpha + K \tag{7.1.10}$$

$$\alpha = \frac{1}{\beta} \tag{7.1.11}$$

α ..... Annuitätenfaktor oder Kapitalwertwiedergewinnungsfaktor

7.1.6.3 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten (Kosten der Energieumwandlung) bestimmen sich aus den **leistungsabhängigen** und **arbeitsabhängigen Kosten**.
Die **leistungsabhängigen Kosten** K_L entstehen durch den Neubau oder Ausbau von Betriebsmitteln. Diese Kosten sind unabhängig von der später tatsächlich erzeugten oder übertragenen Energiemenge und berechnen sich aus den kapitalabhängigen Kosten K_{LK} und den betriebsabhängigen Kosten K_{LB}.

$$K_L = K_{LK} + K_{LB} \tag{7.1.12}$$

$$K_{LK} = \alpha * a * P_a \tag{7.1.13}$$

$$K_{LB} = c * Pa \tag{7.1.14}$$

α... ..... Annuitätenfaktor
a ..... spezifische Anlagenkosten in €/kW
P_a..... Ausbauleistung in kW
c..... leistungsabhängiger Kostenfaktor in €/kW·a $c \approx (0{,}1 \div 0{,}2) * KLK$

Die **arbeitsabhängigen Kosten** K_A beinhalten den Einsatz von Primärenergie und Personal zur Betriebsführung der Anlagen um eine bestimmte Energiemenge zu erzeugen. Diese Kosten sind unabhängig von der Ausbauleistung der Kraftwerke.
Sie setzen sich aus den Kosten der Primärenergieträger K_{AE} und den betriebsabhängigen Kosten K_{AB} zusammen.

$$K_A = K_{AE} + K_{AB} \tag{7.1.15}$$

$$K_{AE} = b * E \tag{7.1.16}$$

$$K_{AB} = d * E \tag{7.1.17}$$

$$b = \frac{1}{\eta} * 3,6 * \frac{1}{H_U} * k_B \tag{7.1.18}$$

b ..... spezifische Kosten der Primärenergieträger in €/kWh (=Brennstoffkosten)
η ..... Wirkungsgrad
H_U ..... Heizwert in MJ/Mengeneinheit
k_B ..... Brennstoffkosten je Mengeneinheit
E ..... abgegebene Energiemenge in das Netz in kWh/a
d ..... arbeitsabhängiger Kostenfaktor in €/kWh (=Betriebskosten) für Entstickung, Entschwefelung, Wartung, Personal und Verwaltung

7.1.6.4 Jahreskosten eines Kraftwerkes

Sie werden durch die oben beschriebenen leistungs- und arbeitsabhängigen Kosten berechnet:

$$K = K_L + K_A = (\alpha * a + c) * P_a + (b + d) * E \tag{7.1.19}$$

$$E = T_m * P_a \tag{7.1.20}$$

Tm .....Höchstlaststundenzahl oder Volllaststundenzahl von Grundlastkraftwerken typischer Weise 250 Tage bis 300 Tage, Mittellastkraftwerke typischer Weise 150 Tage bis 200 Tage, Spitzenlastkraftwerke typischer Weise 58 Tage bis 25 Tage

7.1.6.5 Eigenbedarf

Der Eigenbedarf eines Kraftwerkes ist jene Energie, die für den Betrieb notwendig ist, um Steuerungselemente, Überwachung, Lüfter, EDV usw. betreiben zu können. Diese Energie wird entweder im Kraftwerk erzeugt oder aus dem Netz bezogen.

$$P_{gel} = P_a - P_{Eb} \tag{7.1.21}$$

$$E_{gel} = = E_a - E_{Eb} \tag{7.1.22}$$

$$\varepsilon = P_{Eb} / P_a \tag{7.1.23}$$

$$P_{gel}=(1-\varepsilon)*P_a \tag{7.1.24}$$

mit Einführung des Faktors $e=\frac{P_a}{P_a-P_{Eb}}=\frac{1}{1-\varepsilon}$ und der ans Netz gelieferten Energie

$$E_{gel}=E-E_{Eb}=P_a*T_m-P_{Eb}*T_m=P_a*(1-\varepsilon)*T_m \tag{7.1.25}$$

erhält man die Stromgestehungskosten mit Berücksichtigung des Eigenbedarfes im Kraftwerkswirkungsgrad:

$$\kappa=e*\frac{\alpha*a+c}{T_m}+e*(b+d) \tag{7.1.26}$$

und die Stromgestehungskosten ohne Berücksichtigung des Eigenbedarfes im Kraftwerkswirkungsgrad:

$$\kappa=e*\frac{\alpha*a+c}{T_m}+(b+d) \tag{7.1.27}$$

Sowie ohne Eigenbedarf:

$$\kappa=\frac{\alpha*a+c}{T_m}+(b+d) \tag{7.1.28}$$

K ..... Jahreskosten eines Kraftwerkes
E_{gel} ..... ans Netz gelieferte Energie (mit oder ohne Eigenbedarf)

7.1.7 Luftschadstoffe

Aus den Szenariorechnungen sind die Leistungen und die erzeugte Energie der verwendeten Kraftwerke bekannt. Gemeinsam mit den angegebenen Faktoren für CO_2, SO_2, NO_X und Staub aus dem Energiebericht 2003 des BMVIT[34] werden die entsprechenden Belastungen errechnet, und die Ergebnisse aus den Vergleichsszenarien über den gesamten Betrachtungszeitraum in Diagrammen dargestellt.

[34] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

7.2 Mathematische Modellformulierung – Zielfunktion und Nebenbedingungen

Es ist ein strategisches Optimierungsmodell (auf Basis der Gemischt-Ganzzahligen Linearen Programmierung, GGLP) zur Kraftwerksausbauplanung zu entwerfen und zu formulieren. Die Zielsetzung dieses Modells ist die Überführung des derzeit bestehenden elektrischen Energiesystems in ein nachhaltiges Erzeugungssystem mittels Kraftwerke mit erneuerbare Energiequellen und Kraftwerkseinheiten mit einer Ausbauleistung kleiner 100 MW. Weiters sind entsprechende Entwicklungsrichtungen um die Nachhaltigkeit der Energieerzeugung zu gewährleisten mit einzubeziehen.

In Anlehnung an /25/, /28/, sowie /42/, wird im Folgenden das Modell, aufbauend auf einer einfachen Gemischt-Ganzzahligen Linearen Struktur, formuliert.
Der Vollständigkeit halber sei als Vorstufe die lineare Programmierung erwähnt und folgend erörtert.

7.2.1 Lineare Programmierung (LP)

7.2.1.1 Standard-Formulierung

Die Grundüberlegung der linearen Programmierung ist die Optimierung in Richtung eines Minimums oder Maximums einer linearen Funktion. Diese lineare Funktion besitzt n-Freiheitsgrade, welche durch lineare Gleichungen und Ungleichungen beschränkt ist. Diese Einschränkungen sind zum Beispiel beschränkte Ressourcen, wie der Speicherinhalt eines Speichersees, die Engpassleistung eines Kraftwerkes oder die minimale und maximale Erzeugungsleistung von Dampfkraftwerken /42/.
Im Operations Research ist die lineare Programmierung eines der Hauptverfahren zum Lösen von linearen Optimierungsproblemen /63/.

Es sei $c_1,...,c_n \in \mathbb{R}$ und $x_1,\ldots,x_n$ eine Menge von Variablen, dann ist eine Funktion f als **lineare Funktion** wie folgt darstellbar:

$$f(x_1,...,x_n) = c_1x_1 + c_2x_2 + ... + c_nx_n = \sum_{i=1}^{n} c_i x_i. \qquad (7.2.1)$$

Ist $b \in \mathbb{R}$ und $f(x_1,\ldots,x_n)$ linear, so ist

$$f(x_1,...,x_n) = b \qquad (7.2.2)$$

eine **lineare Gleichung** und

$$f(x_1,...,x_n) \geq b \qquad (7.2.3)$$

$$f(x_1,...,x_n) \leq b \qquad (7.2.4)$$

lineare Ungleichungen.

Die Lösungen sind Punkte aus einer definierten Trennungsgeraden die durch die obigen Ungleichungen beschrieben werden. Würden strikte Ungleichungen wie

$$f(x_1,...,x_n) > b \tag{7.2.5}$$

$$f(x_1,...,x_n) < b \tag{7.2.6}$$

zugelassen, können Punkte die neben der Trennungsgeraden liegen nicht bestimmt werden. Liegt nun ein Ungleichungssystem vor (mehr als eine Ungleichung), so erhält man einen Lösungsraum der dem Schnitt der Halbräume entspricht. Dieser Halbraum ist immer ein **konvexes Polytop**[35] /64/ und /65/.

Jede Umgebung innerhalb der Beschränkungen kann durch die Einführung einer additiven oder subtrahierenden Hilfsvariable in eine Gleichung übergeführt werden. Die Hilfsvariable wird Schlupfvariable genannt und hat ebenfalls die **Nichtnegativitätsbedingung** zu erfüllen.

$$\sum_{i=1}^{n} a_{ij}x_i <> b_j \tag{7.2.7}$$

$$\sum a_{ij}x_i \pm x_{n+j} = b_j \tag{7.2.8}$$

$$x_{n+j} \geq 0 \text{ ... Schlupfvariable} \tag{7.2.9}$$

Die Nichtnegativitätsbedingung definiert, dass bestimmte Variable nur positive Werte annehmen dürfen.
Es ist darauf hinzuweisen, dass jede Ungleichung eine ihre spezifisch zugehörige Schlupfvariable besitzt.
Ein weiterer Punkt bei der Modellerstellung besteht darin, dass nicht alle Variablen die Beschränkungen hinsichtlich der Nichtnegativität vertragen. Dies ist zum Beispiel bei Pumpspeicherkraftwerken im Pumpbetrieb der Fall, wenn die vom Kraftwerk abgegebene Leistung als Positiv definiert wird. Diese Variablen müssen als zwei nicht negative Variable ausgedrückt werden. Hiezu ein kleines Beispiel:

$$x_i = x_i' - x_i'' \tag{7.2.10}$$

wobei

$$x_i' \geq 0, \quad x_i'' \geq 0 \tag{7.2.11}$$

gilt.

Um das Rechenverfahren durchführen zu können, muss die Anzahl der Gleichungen kleiner als die Anzahl der Variablen sein.

[35] Ein konvexes Polytop ist die konvexe Hülle über eine endliche Menge von Punkten.

Wird eine Funktion in Abhängigkeit von einer endlichen Anzahl linearer Ungleichungen optimiert, so nennt man ein solches Problem ein „lineares Minimierungsproblem“ oder ein „lineares Maximierungsproblem“. Sie hat die allgemeine Form (**Standardform**):

$$\begin{aligned} &\text{Max } f(x_1,...,x_n) \\ &\text{mit } f(x_1,...,x_n) = \sum_i c_i x_i \end{aligned} \tag{7.2.12}$$

Diese Formel wird auch als **Zielfunktion** bezeichnet.

Zu dieser Zielfunktion sind auch folgende lineare **Beschränkungen, Restriktionen** oder **Nebenbedingungen** einzuhalten:

$$\sum_j a_{ij} x_j \le b_i \quad \text{für } i=1,...,n \tag{7.2.13}$$

$$x_j \ge 0 \quad \text{für } j=1,...,n \tag{7.2.14}$$

Da das vorliegende Problem als Standardform formuliert ist und gilt

$$A \in \mathbb{R}^{m \times n} \tag{7.2.15}$$

$$b \in \mathbb{R}^{m} \tag{7.2.16}$$

$$c, x \in \mathbb{R}^{n} \tag{7.2.17}$$

kann die Matrix-Schreibweise definiert werden:

$$\text{Max } c^T x \tag{7.2.18}$$

Unter den Nebenbedingungen:

$$Ax \le b \tag{7.2.19}$$

$$x \ge 0. \tag{7.2.20}$$

7.2.1.2 Geometrische Interpretation

Liegt eine lineare Gleichung $f(x_1,\ldots,x_n)$ vor, so beschreibt diese eine Hyperebene im n-dimensionalen Raum[36]. Erfüllen die Punkte $(x_1,\ldots,x_n)^T$ die entsprechende Gleichung, so liegen die Punkte auf dieser Hyperebene. Erfüllen sie die zugehörigen Ungleichungen, so befinden sich die Punkte im durch die Ungleichungen beschriebenen Halbraum. Dieser Raum stellt die Menge aller gültigen Lösungen dar. Hiezu ein anschauliches Beispiel:

Zielfunktion:

$$\text{Max } (x_1 + x_2) = \sum_{i=1}^{2} x_i \tag{7.2.21}$$

Unter den Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned} &\text{UGL 1: } 4x_1 - x_2 \le 8 \\ &\text{UGL 2: } 2x_1 + x_2 \le 10 \\ &\text{UGL 3: } 5x_1 - 2x_2 \le -2 \\ &x_1, x_2 \ge 0. \end{aligned} \tag{7.2.22}$$

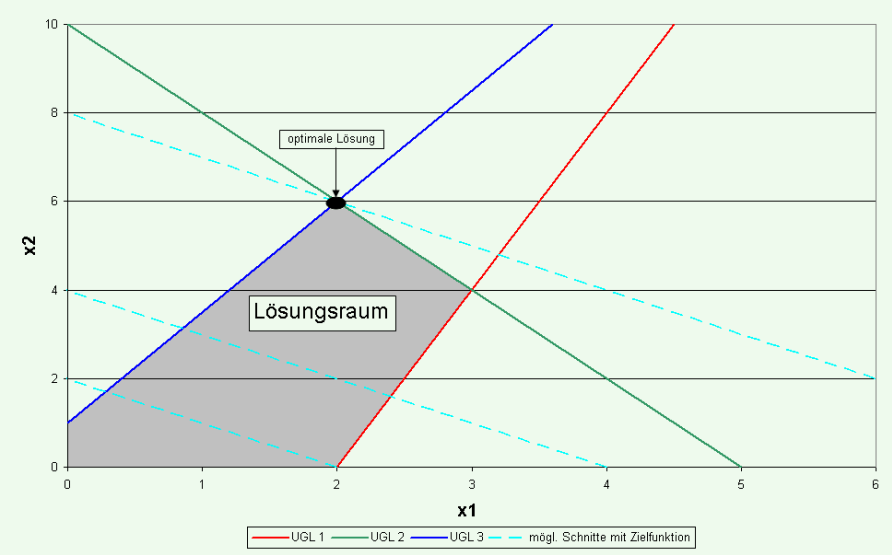


Abbildung 7.1: Geometrische Interpretation eines linearen Problems

[36] Eine Hyperebene im n-dimensionalen Raum ist eine n-1 dimensionale, lineare Mannigfaltigkeit die den Raum in zwei Hälften spaltet.

7.2.2 Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung (GGLP)

Für diese Formulierung werden in der Literatur auch sehr oft die Begriffe „Mixed Integer Programming (MIP)“ oder „Mixed Integer Linear Programming (MILP)“ verwendet.

Die allgemeine Form eines solchen Problems ist:

Zielfunktion:

$$\underset{x,y}{\text{Minimum}} \left(c^T x + f^T y\right) \tag{7.2.23}$$

Unter den Nebenbedingungen:

$$Ax + By \geq b \tag{7.2.24}$$

$$y \in Y \tag{7.2.25}$$

$$x \geq 0 \qquad x \text{ ganzzahlig} \tag{7.2.26}$$

Der erste Term ($c^T x$) in der Zielfunktion beschreibt die Investitionskosten und der zweite Term ($f^T y$) die Betriebskosten.

Die nachfolgende Modellformulierung wurde erstmals von Massé und Gibrat /43/ entworfen und angewandt.
Als Basismodell dient ein **rein thermisches Erzeugungssystem**, welches in der Literatur sehr häufig angegeben wird und der Kostenminimierung als Zielfunktion genügt. Dieses fiktive System weist eine sehr einfache Handhabung in der Formulierung und der Problemstellung auf. Diese Formulierung erlaubt eine relativ einfache Erweiterung mit neuen Modellkomponenten. Darüber hinaus lassen sich die wesentlichen Verhaltensweisen des Gesamtmodells gut studieren.

Zur weiteren Vereinfachung wird aus der Jahresganglinie die Dauerlinie in p=1,..,P diskrete Blöcke zerlegt, wie in Abbildung 7.2 ersichtlich. Wesentlich dabei ist, dass die diskretisierte Dauerlinie denselben Flächeninhalt wie die Dauerlinie besitzt.

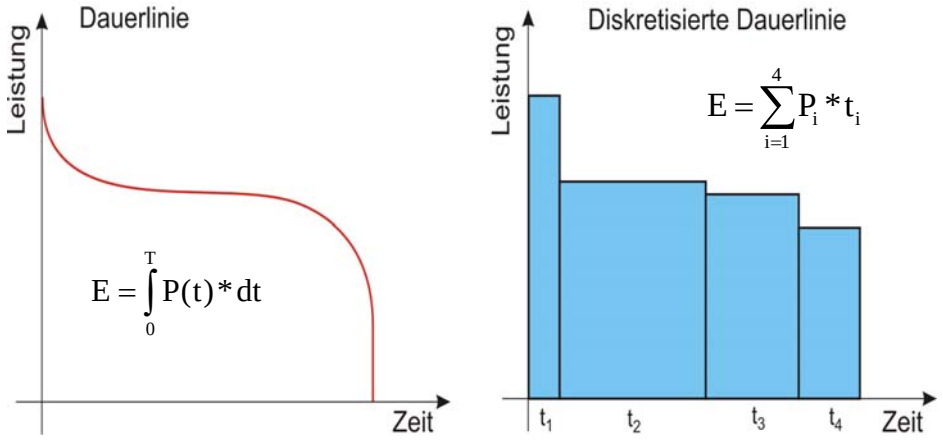


Abbildung 7.2: Dauerlinie und Transformation in eine diskrete Leistungsdauerlinie (Dauerlinieblöcke)

Bei Ausbauplanungsproblemen werden immer die diskontierten (fixen) Investitions- und (variablen) Betriebskosten betrachtet. Durch Addition der diskontierten Investitionskosten zu den diskontierten Betriebskosten, erhält man für alle Kraftwerke über den gesamten Zeitraum die **Zielfunktion**:

$$\underset{x,u}{\text{Min}} \sum_{v=1}^{T}\sum_{j=1}^{J} c_{j,v}x_{j,v} + \sum_{t=1}^{T}\sum_{v=0}^{t}\sum_{j=1}^{J}\sum_{p=1}^{P} f_{j,v,t,p}u_{j,v,t,p}\theta_p \tag{7.2.27}$$

Unter den Nebenbedingungen:

a) In jedem Hauptintervallschritt t muss die Spitzenlast abgedeckt werden können:

$$\sum_{v=0}^{t}\sum_{j=1}^{J} a_{j,v}x_{j,v} \geq d_t\left(1+m\right); \quad t=1..T \tag{7.2.28}$$

b) Der Energieverbrauch muss zu jedem Zeitschritt t und p erzeugt werden können:

$$\sum_{v=0}^{t}\sum_{j=1}^{J} u_{j,v,t,p} \geq q_{t,p} \qquad \begin{cases} t=1..T \\ p=1..P \end{cases} \tag{7.2.29}$$

c) Die erzeugte Leistung muss für jedes Kraftwerk j erbaut in v in jedem Intervall t und p, kleiner als die installierte Leistung sein (Kapazitätsbedingung):

$$u_{j,v,t,p} \leq a_{j,v}x_{j,v} \qquad \begin{cases} j=1..J \\ v=0..t \\ t=1..T \\ p=1..P \end{cases} \tag{7.2.30}$$

d) Nichtnegativitätsbedingung muss eingehalten werden, das heißt die Erzeugungsleistung darf nur positive Werte annehmen:

$$u_{j,v,t,p} \geq 0 \qquad \forall\ j,\ v,\ t,\ p \tag{7.2.31}$$

$$0 \leq x_{j,v} \leq n_{j,v} \quad \text{mit } x_{j,v} \text{ integer } \forall\ j,\ v \tag{7.2.32}$$

T .....Anzahl der Intervalle des Betrachtungszeitraumes (Hauptintervall)
t .....Intervallschritte in T
J.....Anzahl der Kraftwerkstypen
P .....Anzahl der Subintervalle in t
p .....Intervallschritte in P
v.....Installationsjahr des Kraftwerkes (v=0 beschreibt die existierenden Kraftwerke)
$x_{j,v}$ .....Anzahl der Kraftwerke j installiert in v
$c_{j,v}$ .....diskontierte Investitionskosten für ein Kraftwerk j installiert in v
$u_{j,v,t,p}$.....Erzeugung eines Kraftwerkes j installiert in v im Hauptintervall t und Subintervall p

$f_{j,v,t,p}$ .....diskontierte Produktionskosten für eine Einheit von $u_{j,v,t,p}$
θ_p .....Dauer des Intervallschrittes p
$a_{j,v}$ .....Verfügbarkeit des Kraftwerkes j installiert in v
d_t.....Spitzenlast in t
m .....Reservevorhaltungsleistung in t in Prozent zur Spitzenlast
$q_{t,p}$.....Durchschnittlicher Verbrauch im Intervall t und p aus der Dauerlinie; diese entsprechen dem Verbrauch der diskretisierten Dauerlinienblöcke
$n_{j,v}$ .....Maximale Anzahl der Kraftwerke j die im Intervall v installiert werden können

Dieses einfache Gemischt-Ganzzahlige Lineare kombinatorische Optimierungsproblem ist aber nur für sehr kleine Modelle geeignet. Eine sehr beschränkte Anzahl von Planungsperioden (maximal fünf bis zehn) können damit berechnet werden.
Der Grund für dieses Verhalten ist das überproportionale Ansteigen der Beschränkungen bei Erhöhung des Planungsintervalles, der Anzahl der Kraftwerke oder der Anzahl der Blöcke der Dauerlinie.

Ein kleines Beispiel soll diesen Zusammenhang illustrieren /28/:

Tabelle 7.2.1: Beispielangabe

Daten	Bsp1	Bsp2
Planungsperioden x_1	10	20
Anzahl der Dauerlinienblöcke x_2	6	6
existierende Kraftwerke x_3	9	9
neu errichtbare Kraftwerke x_4	10	10

Die Anzahl der Variablen bestimmt sich aus:
Bsp1:

$$x_3 + x_1 * \left(x_4 + x_2 * \left(x_3 + x_4\right)\right) = 9 + 10 * \left(10 + 6 * \left(9 + 10\right)\right) = 1319 \qquad (7.2.33)$$

Bsp2:

$$x_3 + x_1 * \left(x_4 + x_2 * \left(x_3 + x_4\right)\right) = 9 + 20 * \left(10 + 6 * \left(9 + 10\right)\right) = 2489 \qquad (7.2.34)$$

Die Anzahl der Beschränkungen wie folgt:
Bsp1:

$$x_1 * \left(1 + x_2 * \left(1 + x_3 + x_4\right)\right) + x_3 = 10 * \left(1 + 6 * \left(1 + 9 + 10\right)\right) + 9 = 1279 \qquad (7.2.35)$$

Bsp2:

$$x_1 * \left(1 + x_2 * \left(1 + x_3 + x_4\right)\right) + x_3 = 20 * \left(1 + 6 * \left(1 + 9 + 10\right)\right) + 9 = 2429 \qquad (7.2.36)$$

Wie aus den obigen Ergebnissen erkennbar, bedeutet eine Verdopplung des Betrachtungszeitraumes eine Steigerung der Variablen und der Beschränkungen jeweils um rund 53%.

Um das vorgegebene Ziel der Nachhaltigkeit über den Zeitraum von 40 Jahren mit den vorhandenen rechentechnischen Mitteln lösen zu können, sind andere Methoden anzuwenden.

Eine Verbesserung bringt die Z-substitute Methode, die im Folgenden diskutiert wird.

7.2.3 Z-Substitute Methode

Diese Methodik wurde 1972 von Belgari in seiner Dissertation entwickelt und besitzt folgenden Ansatz:

Wird die Dauerlinie in einzelne Blöcke zerlegt, so erhält man, wie oben beschrieben, die äquivalente durchschnittliche Leistung über einen bestimmten Zeitraum (siehe Abbildung 7.3). Betrachtet man nun einen Block p zum nächsten Block p+1 in Richtung fallenden Verbrauches, so kann beobachtet werden, dass jedes Kraftwerk die selbe Leistung liefert, wie in dem vorher gelegenen Intervall[37] /25/, /26/, /27/.

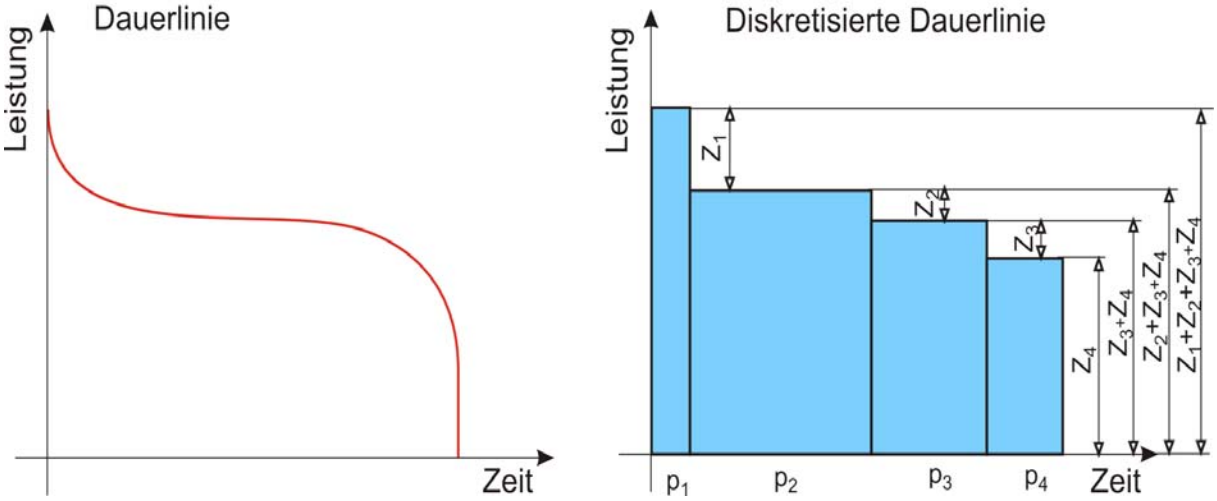


Abbildung 7.3: Diskretisierte Dauerlinie im Einsatz bei der Z-substitute Methode

Diese Folgerung ist jedoch nur dann gültig, wenn die verfügbare Leistung, die Betriebskosten und die Merit Order über alle Subintervalle p nicht veränderbar sind. Diese Bedingungen werden im vorliegenden Modell vorausgesetzt.

Wird eine Variable Z_p, auch Z-substitute Variable genannt, eingeführt und stellt diese die Reduktion der Erzeugungsleistung von Block p zu p+1 dar, so gilt mit den obigen Notationen:

$$Z_{j,v,t,p} = u_{j,v,t,p} - u_{j,v,t,p-1} \geq 0 \quad \text{für} \begin{cases} j = 1..J \\ v = 0..t \\ t = 1..T \\ p = 1..P \end{cases} \tag{7.2.37}$$

$$Z_{j,v,t,P} = u_{j,v,t,P} \geq 0 \tag{7.2.38}$$

[37] Ist jedoch eine Variation vorhanden, so muss die Intervalllänge von t herabgesetzt werden.

mit

$$u_{j,v,t,p} \geq u_{j,v,t,p+1} \quad \forall\ j, v, t, p \tag{7.2.39}$$

$$x_{j,v} \geq u_{j,v,t,p} \quad \forall\ j, v, t, p \tag{7.2.40}$$

folgt

$$Z_{j,v,t,1} + ... + Z_{j,v,t,P} = \sum_{p=1}^{P} Z_{j,v,t,p} = u_{j,v,t,1} \geq 0 \tag{7.2.41}$$

$$x_{j,v} \geq u_{j,v,t,p} \geq u_{j,v,t,p+1} \geq .... \tag{7.2.42}$$

$$x_{j,v} \geq \sum_{p=1}^{P} Z_{j,v,t,p} \tag{7.2.43}$$

Diese Substitution reduziert die Anzahl der Beschränkungen auf 1/P gegenüber der normalen GGLP. Die Beschränkungen sind nun direkt von der Anzahl der Dauerlinienblöcke abhängig. Dadurch werden die Beschränkungen um mindestens 80% verringert, was eine erhebliche Reduktion der Rechenzeit zur Folge hat (Faktor zwei bis fünf).

Diese Methodik hat den Nachteil, dass bei der Berechnung der Erzeugungsleistung im Intervall 1 alle restlichen Intervalle zuerst berechnet werden müssen (= p_1*ΣZ). Im Intervall 2 wieder die nachfolgenden Blöcke zuerst.
Dies ist deutlich aus Abbildung 7.3 ersichtlich und bedeutet, dass nicht alle Variablen voneinander unabhängig sind.
Um eine solche Unabhängigkeit zu erreichen, entwickelte Belgari die Improved Z-substitute Methode.

7.2.4 Improved Z-substitute Methode

Die Z-substitute Methode wurde durch Belgari insofern modifiziert, dass dieser eine diskretisierte Leistungsdauerlinie mit horizontalen Leistungsblöcken einführte, wodurch eine Entkopplung der Leistungsdifferenzen Z von ihrer jeweiligen Zeitdauer erreicht wird (siehe Abbildung 7.4) und so die Improved Z-substitute Methode entwickelte.
Dieses Verfahren wird überwiegend für globale Optimierungsmodelle zur Bestimmung strategischer Pfade der Überführung von Energiesystemen in andere mit neuen Kriterien (z.B. Nachhaltigkeit) verwendet.

Wie aus Abbildung 7.3 ersichtlich berechnet sich die Verbrauchsenergie bei der Z-substitute Methode wie folgt:

$$E = t_1 * (Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4) + t_2 * (Z_2 + Z_3 + Z_4) + t_3 * (Z_3 + Z_4) + t_4 * (Z_4) = \sum_{i=j}^{4} \sum_{j=1}^{4} Z_i * t_j \tag{7.2.44}$$

während sich für die Energie der Improved Z-substitute Methode

$$E = Z_1 t_1 + Z_2 * (t_1 + t_2) + Z_3 * (t_1 + t_2 + t_3) + Z_4 * (t_1 + t_2 + t_3 + t_4) = \sum_{j=1}^{4} Z_j * T_j$$
$$\text{mit} \quad T_j = \sum_{i=1}^{j} t_i \quad \text{für } j = 1,\ldots J \tag{7.2.45}$$

ergibt.

Ein weiterer wesentlicher Vorteil ist, dass unterschiedliche Erzeugungskosten je Dauerlinienblock p während einer Subperiode t angegeben werden können. Dies erfolgt entweder über die Dateneingabe oder durch Einführung von multiplikativen Faktoren zu den Z Variablen im Modell selbst.

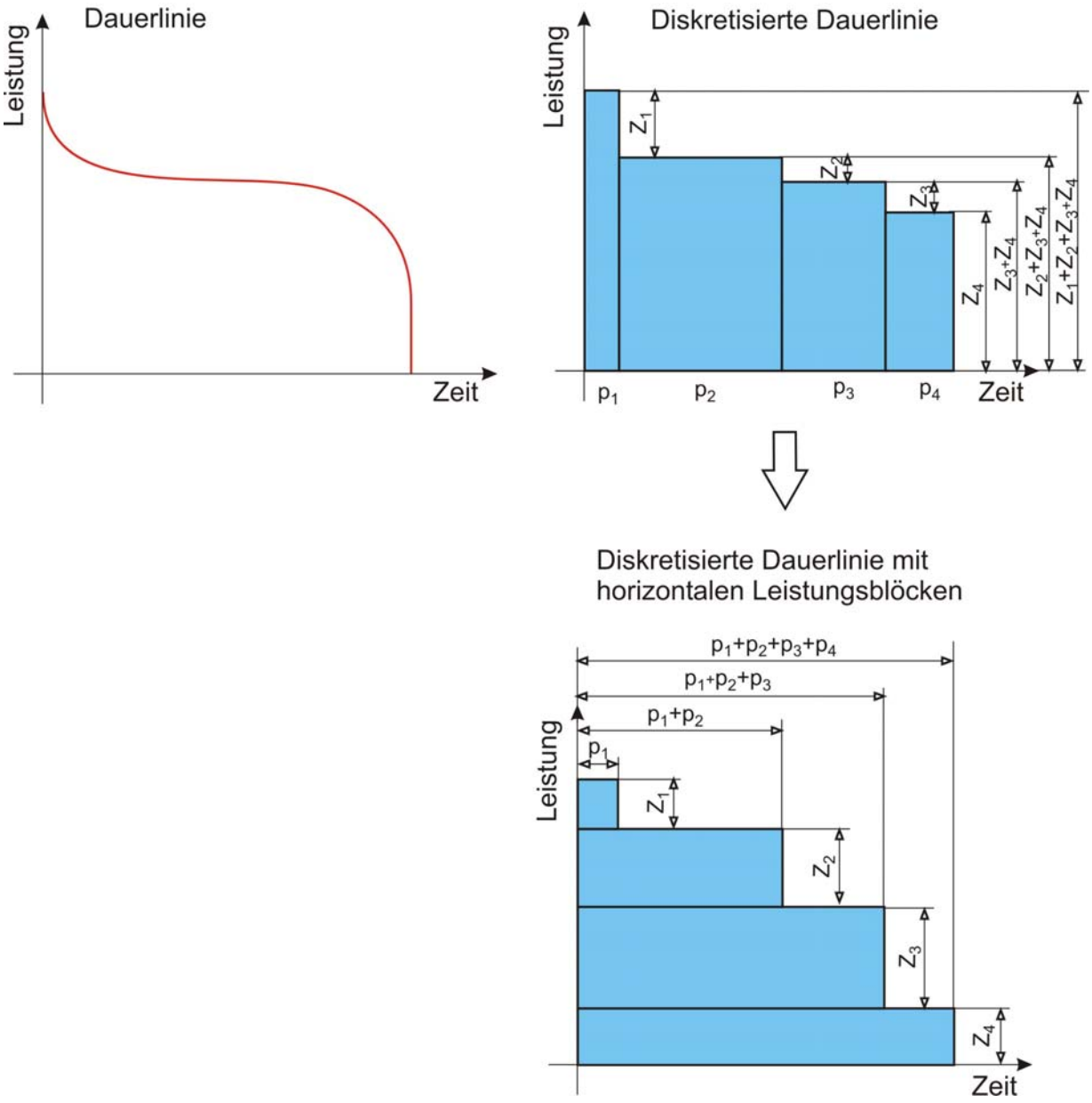


Abbildung 7.4: Übergang zu diskreten horizontalen Leistungsblöcken

Die Formulierung der Improved Z-substitute Methode erfolgt ebenfalls durch das Ersetzen des Terms $u_{j,v,t,p}$ durch $Z_{j,v,t,p}$.

Somit lautet die **Zielfunktion**:

$$\text{Min}\sum_{v=1}^{T}\sum_{j=1}^{J} c_{j,v}x_{j,v} + \sum_{t=1}^{T}\sum_{v=0}^{t}\sum_{j=1}^{J}\sum_{p=1}^{P} f_{j,v,t,p}Z_{j,v,t,p}\tau_p \qquad (7.2.46)$$

mit

$$\tau_p = \sum_{k=1}^{p} t_k \qquad (7.2.47)$$

Unter den Nebenbedingungen:

Spitzenlastabdeckung:

$$\sum_{v=0}^{t}\sum_{j=1}^{J} a_{j,v}x_{j,v} \geq d_t(1+m) \quad \text{füt t=1,...,T} \qquad (7.2.48)$$

Energiebedarfsdeckung:

$$\sum_{j=1}^{J}\sum_{v=0}^{T}\sum_{k=p}^{P} Z_{j,v,t,k} \geq q_{t,p} \begin{cases} t = 1,..,T \\ p = 1,..,P \end{cases} \qquad (7.2.49)$$

Kapazitätsgrenzen:

$$\sum_{p=1}^{P} Z_{j,v,t,p} \leq a_{j,v}x_{j,v} \begin{cases} j = 1,...,J \\ v = 0,...,t \\ t = 1,...,T \\ p = 1,...,P \end{cases} \qquad (7.2.50)$$

Wie erörtert sind nun alle Variablen voneinander unabhängig. Daher kommt es zu einer wesentlichen Reduktion der Beschränkungen. Einzig die Z-Variablen werden in den Dauerlinienblockintervallen p summiert:

Tabelle 7.2.2: Beispielangabe zur Improved Z-substitute Methode

Daten	Bsp1
Planungsperioden x_1	10
Anzahl der Dauerlinienblöcke x_2	6
existierende Kraftwerke x_3	9
neu errichtbare Kraftwerke x_4	10

Die Anzahl der Variablen der Improved Z-substitute bestimmt sich aus:

Bsp1:

$$x_3 + x_1 * (x_4 + x_2 * (x_3 + x_4)) = 9 + 10 * (10 + 6 * (9 + 10)) = 1319 \qquad (7.2.51)$$

Die Anzahl der Beschränkungen der Improved Z-substitute wie folgt:
Bsp1:

$$x_1 * (1 + x_2 + x_4 + x_3) + x_3 = 10 * (1 + 6 + 10 + 9) + 9 = 279 \qquad (7.2.52)$$

Wie im Vergleich zur Erstformulierung zu sehen ist, wurde das Modell wesentlich kleiner (279/1279 = 0.2181, also etwa 22%) und hat eine Beschleunigung in der Rechenzeit etwa um den Faktor sechs zur Folge.

Tabelle 7.2.3: Vergleich Erstformulierung vs. Improved Z-substitute Methode

Modellformulierung	Anzahl Variable	Anzahl Beschränkungen
Erstformulierung	1319	1279
Improved Z	1319	279

7.2.5 Modellerweiterungen

Das oben diskutierte Modell gilt, wie bemerkt, nur für einen rein thermischen Kraftwerkspark. Um alle anderen Kraftwerkstypen zu berücksichtigen, sind folgende Modellerweiterungen durchzuführen.

7.2.5.1 Thermische Kraftwerke

Die Funktionsweisen der thermischen Kraftwerke sind in Kapitel 6.1.2 ausführlich erörtert worden. Sie werden anhand ihres Primärenergiebrennstoffes unterteilt in:

- Kohlekraftwerke
  - Braunkohlekraftwerke
  - Steinkohlekraftwerke
- Gaskraftwerke
- Ölkraftwerke
- Bioenergetische Kraftwerke
  - Biogas
  - Deponiegas
  - Holz
  - Müll
  - …
- Kernkraftwerke

Die genannten Kraftwerke werden auch als Dampfkraftwerke bezeichnet und für die Abdeckung der Grundlast verwendet.

Thermische Kraftwerke können einerseits über die Absolutkostenkurve /42/, Abbildung 7.5, andererseits über das Produkt von Brennstoffkosten, der minimalen oder maximalen Leistung und dem Wirkungsgrad definiert werden.

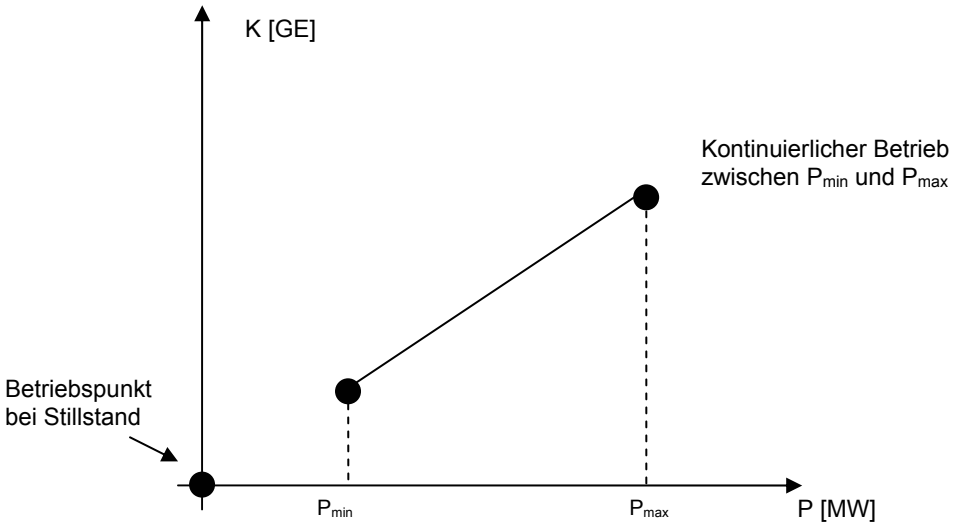


Abbildung 7.5: Absolutkostenkurve von thermischen Kraftwerken

Der Betriebsbereich von Dampfkraftwerken ist von der Wirkungsgradkennlinie abhängig. Dies bedeutet, dass die Wirkungsgradkurve für jedes thermische Kraftwerk anzugeben ist. In /66/ wird bemerkt, dass auf Grund von geringen Abweichungen der Wirkungsgradkennlinien je Kraftwerkstyp die Angabe einer Kennlinie je Typ genügt. In Diagramm 7.1.7 sind die verwendeten Wirkungsgradkennlinien angegeben.
Um die Wirkungsgradabhängigkeit[38] im Modell zu implementieren, müssen die genannten Kurven entweder linearisiert oder stückweise linearisiert[39] werden.
Wie aus Abschnitt 7.1.6.3 zu entnehmen ist, besteht ein direkter Zusammenhang zwischen den arbeitsabhängigen Betriebskosten und dem Wirkungsgrad:

$$K = b * E \tag{7.2.53}$$

$$b = \frac{1}{\eta(Z)} * 3,6 * \frac{1}{H_u} * k_B \tag{7.2.54}$$

$$\eta(Z) = y * Z + a \tag{7.2.55}$$

$$E = Z * t \tag{7.2.56}$$

Der Faktor $f_{j,v,t,p}$ bestimmt sich daher durch:

$$f_{j,v,t,p} = \frac{1}{\eta_{j,Z}} * 3,6 * \frac{1}{H_{u_j}} * k_B \tag{7.2.57}$$

[38] Der elektrische Wirkungsgrad ist das Verhältnis der erzeugten elektrischen Wirkleistung zur Wärmeleistung der zugeführten Brennstoffmenge bezogen auf den Heizwert H_u.
[39] Eine Funktion f(x) ist dann stückweise linearisierbar, wenn sie durch einen Polygonzug angenähert werden kann.

mit

$$\eta_{j,Z} = y * Z_{j,v,t,p} + \eta_{Min} \tag{7.2.58}$$

$$E_{j,v,t,p} = Z_{j,v,t,p} * \tau_p \tag{7.2.59}$$

Alle genannten thermischen Kraftwerke, unabhängig des eingesetzten Brennstoffes, können mit dieser Formulierung im Modell abgebildet werden.

7.2.5.2 Wasserkraftwerke

Wasserkraftwerke werden in Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, Gezeitenkraftwerke und Wellenkraftwerke unterteilt und im Allgemeinen durch ihre Engpassleistung, der Fallhöhe, dem Regelarbeitsvermögen (RAV)[40] und der Turbinendurchflussmenge (Schluckvermögen) beschrieben.
Es gilt allgemein für die erzeugte elektrische Leistung P_{el}:

$$P = \frac{dE}{dt} = \rho * g * h * \frac{dV}{dt} = \rho * g * h * Q \tag{7.2.60}$$

$$P_{el} = \eta * P = \rho * \eta * (1 - \varepsilon) * Q * h \approx 8 * Q * h \tag{7.2.61}$$

mit

$$\eta = \eta_{turb} * \eta_{hydr} * \eta_{gen} \tag{7.2.62}$$

P ..... Turbinenleistung in kW
ρ ..... Dichte des Wassers (1000kg/m³)
g ..... Fallbeschleunigung (9,81m/s²)
h ..... Fallhöhe in m
Q..... Durchflussmenge in [m³/s]
η ..... Gesamtwirkungsgrad
η_{turb} ..... Turbinenwirkungsgrad (0,85-0,95)
η_{hydr}..... hydraulischer Wirkungsgrad (0,9-0,95)
η_{gen} ..... Generatorwirkungsgrad (0,94-0,98)
ε..... Eigenbedarfsleistung (0,5-2,5% der Nennleistung)

a) Laufwasserkraftwerke

Durch die Angabe des Regelarbeitsvermögen (RAV) der Laufwasserkraftwerke wird ein Teil der Verbraucherenergie im Grundlastbereich abgedeckt.

$$RAV \geq P_{el} * t \tag{7.2.63}$$

Da der Wasserpegel bei Laufkraftwerken im Betrachtungszeitraum als nicht konstant angesehen werden kann, muss ein Abweichungsfaktor eingeführt werden[41]. Dieser

[40] Das RAV ist jene Energie die, bezogen auf das Regeljahr, erzeugt wird.
[41] Damit werden Nass-, Trocken- und Hochwasserjahre berücksichtigt. Im Hochwasserjahr kann es auch sein, dass zu viel Wasser zur Verfügung steht, welches nicht abgearbeitet werden kann und über das Wehr abgeleitet werden muss.

beschränkt die abarbeitbare Wassermenge und somit die erzeugbare Energie der Laufwasserkraftwerke.

$$RAV^{a}_{j,v,t} \geq RAV_{j,v} * aw_{j,t} \qquad (7.2.64)$$

$RAV^{a}_{j,v,t}$ ... verfügbares Regelarbeitsvermögen im Intervall t des Kraftwerktyps j, errichtet im Intervall v

$RAV_{j,v,t}$ ... Regelarbeitsvermögen des Kraftwerktyps j errichtet im Intervall v

$aw_{j,t}$ ..... Abweichung vom Regelarbeitsvermögen des Kraftwerktyps j im Intervall t

b) Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke

Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ist noch zusätzlich die Beschränktheit des Speichervolumens zu beachten. Durch die Veränderung dieser Größe erhält man ein so genanntes **dynamisches System**.

$$V = \int_{0}^{T} Q(t)dt \qquad (7.2.65)$$

V ..... Speichervolumen
Q(t) ..... Turbinendurchfluss je Zeiteinheit

Diese Bedingung wird als **integrale Nebenbedingung** bezeichnet.

Wird die obige Gleichung in die zu untersuchenden Zeiträume unterteilt und bleibt der Integrand $Q(t)=Q_{const}=Q_t$ konstant, dann kann die Integralform in eine Summenform

$$V = \sum_{t=0}^{T} Q_t * \tau_t \qquad (7.2.66)$$

umgewandelt werden.

Diese Summenfunktion wird als Restriktion im Rahmen des linearen Modells die geforderten Bedingungen erfüllen. Auf Basis dieser Überlegungen werden die Speicheranfangsbedingung, Speichervolumenbilanz und die Speicherbedingung formuliert.

Speicherkraftwerke:
Speicheranfangsbedingung,

$$vs_{t,p} = vs_0 - qs_{t,p} * \tau_p \quad \text{für } t = 1,\ p = 1 \qquad (7.2.67)$$

$vs_{t,p}$ ..... Speichervolumen im Hauptintervall t und Subintervall p
vs_0..... Speichervolumen zu Berechnungsbeginn
$qs_{t,p}$ ..... Turbinendurchfluss im Hauptintervall t und Subintervall p

Speichervolumenbilanz,

$$vs_{t,p} = vs_{t,p-1} - qs_{t,p} * \tau_p \quad \text{für } t>1,\ p>1 \tag{7.2.68}$$

mit

$$qs_{t,p} = qst_{t,p} - qzus_{t,p} \tag{7.2.69}$$

und

$$qs_{t,p} = -qzus_{t,p} \tag{7.2.70}$$

$qzus_{t,p}$ ..... natürlicher Speicherzufluss im Hauptintervall t und Subintervall p

Speicherbedingung, die Summe aller Zu- und Abflüsse muss Null ergeben:

$$\sum_{p=1}^{P} qs_{t,p} * \tau_p = 0 \quad \forall t \tag{7.2.71}$$

Mit diesen Restriktionen kann die Leistung und die Energie errechnet werden:

Allgemein gilt $P_j = \eta_j * Q_j * h_j$ für $j \in \{\text{Speicherkraftwerke}\}$ und $E_{j,p} = P_{j,p} * \tau_p$ übergeführt in die Z-substitute Form:

$$\sum_{p=1}^{k} Zs_{t,p} = ksp * qst_{t,p} \quad k \in \{1..P\} \tag{7.2.72}$$

mit

$$ksp = \rho * \eta * h \tag{7.2.73}$$

Die Variable k bezeichnet jenes Intervall bis zu welcher der Generatorbetrieb erlaubt wird (im Allgemeinen erstes und zweites Subintervall).

Pumpspeicherkraftwerke:
Speicheranfangsbedingung:

$$vp_{t,p} = vp_0 - qp_{t,p} * \tau_p \quad \text{für } t=1,\ p=1 \tag{7.2.74}$$

Speichervolumenbilanz:

$$vp_{t,p} = vp_{t,p-1} - qp_{t,p} * \tau_p \quad \text{für } t>1,\ p>1 \tag{7.2.75}$$

mit

$$qp_{t,p} = qpt_{t,p} - qzup_{t,p} \tag{7.2.76}$$

und

$$qp_{t,p} = -qpp_{t,p} - qzup_{t,p} \tag{7.2.77}$$

Speicherbedingung (die Summe über alle Zu- und Abflüsse muss Null ergeben):

$$\sum_{p=1}^{k} qp_{t,p} * \tau_p + \sum_{p=k+1}^{P} qpp_{t,p} = 0 \quad \forall t,\ k \in \{1..P\} \tag{7.2.78}$$

Leistungserzeugung im Turbinenbetrieb:

$$\sum_{p=1}^{k} Zp_{t,p} = kpp * qpt_{t,p} \tag{7.2.79}$$

Energie die im Pumpbetrieb erzeugt wird:

$$E_{j,p} = \sum_{p=1}^{k} Zp_{j,p} * \tau_p \tag{7.2.80}$$

Die Variable k bezeichnet jenes Intervall bis zu welchem Generatorbetrieb erlaubt wird (im Allgemeinen erstes und zweites Subintervall von P).
Bei Pumpspeicherkraftwerken ist zu beachten, dass in den Intervallen mit Schwachlast die abgearbeitete Wassermenge vom Unterwasserbecken in das Oberwasserbecken zurückgepumpt wird /31/, /32/. Der Wirkungsgrad der Pumpe ist ebenfalls zu berücksichtigen. Daher ergibt sich für die Leistung im Pumpbetrieb:

$$\sum_{p=k+1}^{P} Zpp_{t,p} = kpp * qpp_{t,p} \tag{7.2.81}$$

$$kpp = \left(\eta_{hydr}\right)^2 * \left(\eta_{gen}\right)^2 * \eta_{pump} * \eta_{turb} * (1-\varepsilon) * h \tag{7.2.82}$$

Energie die für den Pumpbetrieb benötigt wird:

$$E_{j,p} = \sum_{p=k+1}^{P} Zpp_{j,p} * \tau_p \tag{7.2.83}$$

Ab dem Intervall k+1 wird die Pumpe zum Befüllen des Oberwasserbeckens eingesetzt.

$vp_{t,p}$ ..... Speichervolumen im Hauptintervall t und Subintervall p
vp_0 ..... Speichervolumen zu Berechnungsbeginn
$qpt_{t,p}$ ..... Turbinendurchfluss im Hauptintervall t und Subintervall p
$qpp_{t,p}$ ..... Pumpendurchfluss im Hauptintervall t und Subintervall p
$qzup_{t,p}$ ..... natürlicher Speicherzufluss im Hauptintervall t und Subintervall p
η_{pump} ..... Wirkungsgrad der Pumpe

Das maximale Ausbaupotenzial von Wasserkraftwerken ist ebenfalls zu berücksichtigen.

$$E_{max} \geq \sum_{j=1}^{J}\sum_{t=1}^{T}\sum_{p=1}^{P} E_{j,t,p} \quad \text{für } j \in \left\{ \begin{array}{l} \text{Laufwasserkraftwerke,} \\ \text{Speicherkraftwerke,} \\ \text{Pumpspeicherkraftwerke} \end{array} \right\} \tag{7.2.84}$$

c) Gezeitenkraftwerke und Wellenkraftwerke

In Österreich existieren keine Wellen- und Gezeitenkraftwerke, diese werden hier der Vollständigkeit halber angeführt und die Allgemeinformulierung des Modells zeigen. Diese Kraftwerke werden in den Szenariorechnungen nicht berücksichtigt.

Für Betrachtungen die solche Bauformen beinhalten müssen, können Wellenkraftwerke wie Laufwasserkraftwerke und Gezeitenkraftwerke wie Speicherkraftwerke behandelt werden.

7.2.5.3 Windanlagen

Die Energieerzeugung aus Windanlagen ist direkt abhängig vom Winddargebot. Da dieses Dargebot nicht ständig und stetig verläuft, ist das Auftreten von Wind nachzubilden. Die daraus entstehende Energie trägt zur gesamten Energie- und Leistungsaufbringung bei. In Anlehnung an /40/ und /41/ kann die erzeugte Leistung wie folgt berechnet werden:

$$P_{j,t,p} = Pa_j * \frac{v_{t,p} - vc_j}{vr_j - vc_j} \quad \forall j \in \{\text{Windanlagen}\} \tag{7.2.85}$$

$$vc_j \leq v_{t,p} \leq vf_j \tag{7.2.86}$$

und daraus die erzeugte Energie

$$E_{j,t} = \sum_{p=1}^{P} P_{j,t,p} * \Theta_p = \sum_{k=1}^{p}\sum_{p=1}^{P} Z_{j,t,p} * \tau_k \quad \forall j \in \{\text{Windanlagen}\} \tag{7.2.87}$$

$P_{j,t,p}$ ..... erzeugte Leistung der Windanlage j in t und p
Pa_j..... Ausbauleistung der Windanlage j
$v_{t,p}$ ..... auftretende Windgeschwindigkeit in t und p
vc_j ..... Windgeschwindigkeit bei der das Windrad zu laufen beginnt (Losbrechgeschwindigkeit)
vr_j ..... Windgeschwindigkeit bei der die Windanlage Nennleistung liefert
vf_j ..... Windgeschwindigkeit bei der das Windrad abgeschaltet wird (Abschaltgeschwindigkeit)

Die Windgeschwindigkeit $v_{t,p}$ wird durch einen Zufallszahlengenerator ermittelt (siehe Kapitel 7.2.5.11). Das Subintervall p kann durch ein anderes unabhängiges Intervall ersetzt werden, um eine genauere Abbildung der Windverhältnisse zu erreichen.
Weiters ist das beschränkte Platzangebot für Windanlagen in das Modell mit einzubeziehen (siehe Abbildung 5.2).

$$\sum_{v=0}^{T}\sum_{j=1}^{J} x_{j,v} * F_{j,v} \le Fwind_t \quad \forall t, j \in \{Windanlagen\} \tag{7.2.88}$$

$$Fwindmax \ge \sum_{t=0}^{T} Fwind_t \tag{7.2.89}$$

$$Fwind_t = \sum_{t=0}^{T} Fw_{t,p} \quad \forall t \tag{7.2.90}$$

$x_{j,v}$ .....Anzahl der Windanlagen errichtet in v
$Fw_{j,v}$ .....Fläche die eine Windanlage in v benötigt
$Fwind_t$ .....Gesamtfläche die zum Windausbau zur Verfügung steht
$F_{j,v}$.....Fläche die eine Windanlage j in v benötigt
Fwindmax ....Gesamtfläche die für den Photovoltaikanlagenausbau zur Verfügung steht

7.2.5.4 Photovoltaikanlagen

Die Energieerzeugung von Photovoltaikanlagen ist direkt abhängig vom Sonnendargebot. Da dieses Dargebot nicht ständig und stetig verläuft, ist das Auftreten von Sonnenschein nachzubilden. Auch hier ist ein Zufallszahlengenerator (siehe Kapitel 7.2.5.11) für die Bestimmung von $einstr_{t,p}$ zu verwenden. Die daraus entstehende Energie trägt zur gesamten Energie- und Leistungsaufbringung bei.
Die erzeugte Energie bestimmt sich aus:

$$E_{j,t} = \sum_{p=1}^{P} P_{j,t,p} * \Theta_p = \sum_{k=1}^{p}\sum_{p=1}^{P} Z_{j,t,p} * \tau_k \quad \forall j \in \{Photovoltaikanlagen\} \tag{7.2.91}$$

$$P_{j,t,p} = Pa_j * einstr_{t,p} * \eta_j \tag{7.2.92}$$

$P_{j,t,p}$ ..... erzeugte Leistung der Photovoltaikanlage j in t und p
Pa_j..... Ausbauleistung der Photovoltaikanlage j
$einstr_{t,p}$.... Sonneneinstrahlung in t und p
η_j ..... Wirkungsgrad der Photovoltaikanlage; beinhaltet Verschmutzung der Paneele, Abweichung vom Idealwinkel zur Sonne

Wie bei den Windanlagen ist die Beschränktheit des Platzangebotes zu berücksichtigen:

$$\sum_{v=0}^{T}\sum_{j=1}^{J} x_{j,v} * F_{j,v} \le Fphoto_t \quad \forall t, j \in \{Photovoltaikanlagen\} \tag{7.2.93}$$

$$Fphotomax \ge \sum_{t=0}^{T} Fphoto_t \tag{7.2.94}$$

$$\mathrm{Fphoto}_t = \sum_{t=0}^{T} \mathrm{Fp}_{t,p} \quad \forall t \tag{7.2.95}$$

$x_{j,v}$ .....Anzahl der Photovoltaikanlagen errichtet in v
$F_{j,v}$.....Fläche die eine Photovoltaikanlage j in v benötigt
Fphoto_t.....Verbaute Photovoltaikfläche in t
$\mathrm{Fp}_{t,p}$.....Verbaute Photovoltaikfläche in t und p
Fphotomax...Gesamtfläche die für den Photovoltaikanlagenausbau zur Verfügung Steht

7.2.5.5 Brennstoffzellen

Um den besten Wirkungsgrad (ca. 40% elektrisch, 85% mit Wärmeerzeugung) der Brennstoffzelle nutzen zu können, darf die Brennstoffzelle nicht stark geregelt werden und muss mindestens 7500-8000 h/a in Betrieb sein. Brennstoffzellen werden deshalb zur Abdeckung der Grundlast verwendet /29/, /30/, /31/.
Sie werden im Modell wie thermische Kraftwerke behandelt, jedoch mit der Ausnahme, dass der Wirkungsgrad trotz Regelung konstant bleibt. Diese Annahme ist nur dann gültig, wenn die Brennstoffzellen dezentral, zum Beispiel in Haushalten zur Grundlastdeckung und Rückeinspeisung ins Verteilernetz, eingesetzt werden. Aus heutiger Sicht ist dieser Einsatz, abgesehen von großen Forschungsprototypen gerechtfertigt. Ist dies nicht der Fall, so kann die Brennstoffzelle als thermisches Kraftwerk gesehen werden und der Wirkungsgrad abgebildet werden. Von diesem Weg wird in der vorliegenden Arbeit Abstand genommen.
Die erzeugte elektrische Energie bestimmt sich aus:

$$E_{j,t} = P_j * \mathrm{tbb} * \eta_j = \sum_{p=0}^{P} Z_{j,t,p} * \tau_p * \eta_j \tag{7.2.96}$$

P_j..... Nennleistung der Brennstoffzelle j
η_j ..... Wirkungsgrad der Brennstoffzelle j
tbb ..... Betriebsdauer der Brennstoffzelle (mind. 8000 h/a)

7.2.5.6 Verbraucherseitige Laststruktur

Aus der Jahresganglinie wird die Dauerlinie gebildet und diese in diskrete Blöcke zerlegt (siehe Abbildung 7.3). Zusätzlich muss die Verlustleistung von Übertragungs- und Verteilernetz als additive Last hinzugerechnet werden.
Die **Verlustleistung des gesamten Netzes** beträgt im allgemeinen 5-10% der Verbrauchsleistung und wird als Dateneingabe vorgegeben. Somit beträgt die gesamte abzudeckende Last:

$$d_{t,p} = P_{t,p} + \mathrm{Pv}_{t,p} \tag{7.2.97}$$

mit

$$\mathrm{Pv}_{t,p} = P_{t,p} * \left(1 + \frac{P_{v\%}}{100}\right) \tag{7.2.98}$$

$P_{t,p}$ ..... Verbraucherlast im Hauptintervall t und Subintervall p
$Pv_{t,p}$..... Verlustleistung des Netzes Hauptintervall t und Subintervall p
$P_{v\%}$..... prozentualer Netzverlustanteil von der Verbraucherlast

Die **Spitzenlast** kann in jedem Subintervall p des Hauptintervalles t auftreten. Daher ist in jedem Hauptintervall die Abdeckung sicher zu stellen.

Zusätzlich zu der Spitzenlast ist eine **Reserve** in prozentualer Abhängigkeit zur Spitzenlast zu addieren:

$$\mathrm{P\,max}_t = \mathrm{Pspitze}_t + \mathrm{Pres}_t \tag{7.2.99}$$

$$\mathrm{Pres}_t = \mathrm{Pspitze}_t * \left(1 + \frac{\mathrm{Pres\%}}{100}\right) \tag{7.2.100}$$

$Pmax_t$..... gesamte auftretende Spitzenlast in t
$Pspitze_t$ ... Spitzenlast in t
$Pres_t$ ..... Reserveleistung in t
Pres% ..... prozentueller Reserveanteil an der Spitzenlast

Natürlich muss auch die **gesamte Energie** E_t die im Hauptintervall t benötigt wird von den Kraftwerken geliefert werden können:

$$E_t = \sum_{v=0}^{t} \sum_{j=1}^{J} \sum_{p=1}^{P} Z_{j,v,t,p} * \tau_p \quad \forall j \tag{7.2.101}$$

7.2.5.7 Langfristige Liefer- und Bezugsverbindlichkeiten (Import/Export)

Langfristige Verträge für Importe und Exporte elektrischer Energie bilden die Energiebilanzen mit den Nachbarländern nach.
Die langfristigen Liefer- und Bezugsverbindlichkeiten werden so angenommen, dass diese für den gesamten Berechnungszeitraum vorhanden sind. Weiters besteht die Annahme, dass eine bestimmte Menge an Energie $Elfvb_{lfvb,t}$ je Vertrag lfvb im Intervall t von anderen Erzeugern, bezogen beziehungsweise eine bestimmte Menge an Energie $Elfvl_{lfvl,t}$ je Vertrag lfvl an andere Abnehmer zu genau definierten (ggf. ausverhandelten) Großhandelspreisen geliefert wird.
Die Energie aus den langfristigen Bezugs- und Lieferverträgen bestimmt sich aus:

$$\sum_{k=p}^{P} \mathrm{Zlfvb}_{lfvb,t,k} * \tau_p = \mathrm{Elfvb}_{lfvb,t} \quad lfvb = 1,\ldots \mathrm{LFVB},\ t = 1,\ldots T \tag{7.2.102}$$

$$\sum_{k=p}^{P} \mathrm{Zlfvl}_{lfvl,t,k} * \mathrm{thetazi}_p = \mathrm{Elfvl}_{lfvl,t} \quad lfvl = 1,\ldots \mathrm{LFVL},\ t = 1,\ldots T \tag{7.2.103}$$

die Kosten der Importe und Exporte berechnen aus:

$$Klfvb = \sum_{lfvb=1}^{LFVB} \sum_{t=1}^{T} Elfvb_{lfvb,t} * klfvb_{lfvb,t} \quad (7.2.104)$$

$$Klfvl = \sum_{lfvl=1}^{LFVL} \sum_{t=1}^{T} Elfvl_{lfvl,t} * klfvl_{lfvl,t} \quad (7.2.105)$$

$klfvb_{lfvb,t}$ ..... Diskontierter Einkaufspreis für langfristige Bezugsverträge in €/MWh je Vertrag lfvb im Intervall T
$klfvl_{lfvl,t}$ ..... Diskontierter Verkaufspreis für langfristige Lieferverträge in €/MWh je Vertrag lfvl im Intervall T
$Elfvb_{lfvb,t}$ .... Bezugsenergie je Vertrag lfvl im Hauptintervall t
$Elfvl_{lfvl,t}$ ..... Lieferenergie je Vertrag lfvl im Hauptintervall t

7.2.5.8 Spotmarkt

Elektrische Energie kann nicht nur über langfristige Verträge mit ausländischen Erzeugern (aus dem Blickwinkel eines unabhängigen Österreichs), sondern auch vom Spotmarkt bezogen oder geliefert werden. Diese Möglichkeit hat im Modell Berücksichtigung zu finden.
Es wird angenommen, dass ein bestimmter prozentmäßiger Anteil von der Verbrauchsenergie am Spotmarkt zugekauft und verkauft wird.

$$Espbmin_t = E_t * \frac{1}{espbprozmin} \quad (7.2.106)$$

$$Espbmax_t = E_t * \frac{1}{espbprozmax} \quad (7.2.107)$$

$$Esplmin_t = E_t * \frac{1}{esplprozmin} \quad (7.2.108)$$

$$Esplmax_t = E_t * \frac{1}{esplprozmax} \quad (7.2.109)$$

Um eine möglichst genaue Abbildung des Marktes zu erhalten, wird zusätzlich ein Subintervall ts für den Spotmarkt eingeführt. Ein praktikabler Ansatz ist für ts=12, um Monatsmittelwertpreise verwenden zu können.
Der Anteil für die Deckung der Verbraucherlast bestimmt sich aus der bezogenen Energie:

$$\sum_{k=p}^{P} Zspb_{t,k} * \tau_p = Espb_t \quad t = 1,\ldots T \quad (7.2.110)$$

$$Espb_t = \sum_{ts=1}^{TS} Espb1_{t,ts} \quad (7.2.111)$$

$$Espbmin_t \le Espb_t \le Espbmax_t \quad (7.2.112)$$

die zum Spotmarkt gelieferte Energie

$$\sum_{k=p}^{P} Zspl_{t,k} * \tau_p = Espl_t \quad t = 1,\dots T \tag{7.2.113}$$

$$Espl_t = \sum_{ts=1}^{TS} Espl1_{t,ts} \tag{7.2.114}$$

$$Esplmin_t \le Espl_t \le Esplmax_t \tag{7.2.115}$$

und daraus die Kosten:

$$Kspb = \sum_{t=1}^{T} \sum_{ts=1}^{TS} ksph_{t,ts} * Espb1_{t,ts} \tag{7.2.116}$$

$$Kspl = \sum_{t=1}^{T} \sum_{ts=1}^{TS} ksph_{t,ts} * Espl1_{t,ts} \tag{7.2.117}$$

Die Preise für den Spotmarkt werden wieder mit dem in Kapitel 7.2.5.11 angeführten Zufallszahlengenerator erzeugt.

$Espb_t$..... Energie die am Spotmarkt im Hauptintervall T zugekauft wird
$Espl_t$..... Energie die am Spotmarkt im Hauptintervall T verkauft wird
$Espb1_{t,ts}$ ..... Energie die am Spotmarkt im Hauptintervall T und Subintervall ts zugekauft wird
$Espl1_{t,ts}$ ..... Energie die am Spotmarkt im Hauptintervall T und Subintervall ts verkauft wird
Kspb ..... Gesamtkosten der eingekauften Energie am Spotmarkt
Kspl ..... Gesamtgewinn der verkauften Energie am Spotmarkt
$ksph_{T,ts}$ ..... Diskontierter Spotmarktein- und -verkaufspreiskaufspreis in €/MWh im Hauptintervall T und Subintervall ts
espbprozmax .... Anteil vom Gesamtenergieverbrauch in Prozent der am Spotmarkt maximal zugekauft wird
espbprozmin ..... Anteil vom Gesamtenergieverbrauch in Prozent der am Spotmarkt mindestens zugekauft wird
esplprozmax ..... Anteil vom Gesamtenergieverbrauch in Prozent der am Spotmarkt maximal verkauft wird
esplprozmmin ... Anteil vom Gesamtenergieverbrauch in Prozent der am Spotmarkt mindestens verkauft wird

7.2.5.9 Kraftwerksersatz

Alle in Betrieb befindlichen beziehungsweise neu zu errichtenden Kraftwerke haben eine beschränkte Lebensdauer. Im Folgenden werden zur Vereinfachung der Darstellung der Gleichungen zwei Variable X und Y eingeführt.

$$X \in \{\text{allen Kraftwerkstypen}\} \tag{7.2.118}$$

$$Y \in \{\text{KW} - \text{Nummer}\} \tag{7.2.119}$$

Besitzt der Kraftwerkstyp Laufwasserkraftwerke (LWK) zum Beispiel fünf Kraftwerke, so gibt die KW - Nummer den Index eines Laufwasserkraftwerkes an. Das dritte Kraftwerk trägt also die Nummer 3 und daher die Notation: $kwldLWK_3$, das vierte $kwldLWK_4$ usw.

Nach Ablauf der Lebensdauer $kwldX_Y$ wird das Kraftwerk außer Betrieb genommen und stattdessen muss ein neues, jedoch nicht unbedingt dieselbe Art und Typ zur Lastabdeckung errichtet werden.
Das bedeutet für die Beschränkungen der Spitzenlastabdeckung und Kapazitätsgrenzen, dass eine Erzeugung von bestehenden und neu erbauten Kraftwerken nur so lange möglich ist, so lange $v \leq kwldX_Y$ gilt.
Ist $v > kwldX_Y$ so sind die betroffenen Kraftwerke außer Betrieb zu setzen und alternativ Neue zu errichten.

7.2.5.10 Akzeptanz von Kraftwerken

Um einerseits sozialpolitische Aspekte (zum Beispiel Akzeptanz von Kraftwerken in der Bevölkerung) und andererseits die Luftschadstoffemissionen (zum Beispiel CO_2-Austoß) zu berücksichtigen, wird ein Gewichtungsfaktor (Akzeptanzfaktor) ak für jede Kraftwerksart und -typ eingeführt. Durch Multiplikation mit den Investitions- und Betriebskosten werden bestimmte Kraftwerkstypen bevorzugt oder benachteiligt, um eine entsprechende Steuerung durch Pönalesierung über die Zielfunktion des Optimierungsmodells zu erreichen. Etwaige Förderungen um die Akzeptanz zu erhöhen werden nicht berücksichtigt, siehe Kapitel 7.1.

Die diskontierten Investitionskosten erweitern sich daher zu:

$$invX_{Y,v} = kwpX_Y * df_t * akX_Y \quad \forall X, Y, v, t \tag{7.2.120}$$

mit $df_t = (1+dr)^{-(t*\tau)}$

die diskontierten Betriebskosten:

$$kbetrhX_{Y,v,t,p} = kwpX_Y * df_t * akX_Y * \tau_p \quad \forall X, Y, v, t, p \tag{7.2.121}$$

Die Akzeptanzfaktoren sind vor der Bestimmung der minimalen Gesamtkosten aus den diskontierten Betriebs- und Investitionskosten zu bereinigen.

7.2.5.11 Zufallszahlengenerator

Zur Simulierung der nichtvorhersehbaren unstetigen Sonneneinstrahlung und des Windaufkommens wird ein linear-kongruenter Zufallszahlengenerator verwendet /34/ bis /39/. Dieser genügt den Anforderungen für die hier benötigten Daten.
Der Zufallszahlengenerator hat die allgemeine Form

$$X_{n+1} = (a * X_n + b) MOD(c) \tag{7.2.122}$$

wobei der Startwert X_0 vorgegeben werden muss. Durch eine geeignete Wahl der Faktoren a, b und c, wobei a kein vielfaches von c sein darf, wird eine geeignete Zahlenreihe erzeugt.
Somit ergibt sich für die Sonneneinstrahlung $einstr_{t,p}$, für die Windgeschwindigkeit $v_{t,p}$ und dem Spotmarktpreis $ksph_{t,ts}$:

$$einstr_{t,tp1} = \frac{(af * einstr_{t,p} + bf) MOD(cf)}{SKf} \quad \forall t, p \tag{7.2.123}$$

$$v_{t,p+1} = (aw * v_{t,p} + bw) MOD(cw) \quad \forall t, p \tag{7.2.124}$$

$$\mathrm{ksph}_{t,ts+1} = (\mathrm{asp} * \mathrm{ksph}_{t,ts}) \mathrm{MOD}(\mathrm{cf}) + \mathrm{SKsp} \tag{7.2.125}$$

mit geeigneten Faktoren, die aus dem Kapitel 7.1.4.18 am Beispiel Österreich ersichtlich sind .

7.2.5.12 Lernkurve

Die derzeitige Entwicklung der erneuerbaren Energieerzeuger wird durch intensive Forschung und vermehrten Einsatz stetig vorangetrieben. Da diese Technologien gegenüber den konventionellen Kraftwerken noch nicht ihr Optimum erreicht haben, muss deren künftiger Fortschritt ebenfalls berücksichtigt werden. Hiezu wird die so genannte Lernkurve verwendet.
Die Lernkurve hat direkten Einfluss auf die Investitionskosten und zeigt die Reduktion der Fixkosten bezogen auf den jährlichen Zubau:

$$\mathrm{Cr}_t^{\%} = \mathrm{Cr}_{t-1}^{\%} * \left(\frac{\mathrm{P}_{t-1}}{\mathrm{P}_{t-2}} \right)^{\left(\frac{\ln(1-\mathrm{LR}_t)}{\ln 2} \right)} \tag{7.2.126}$$

Auf eine detaillierte Darstellung der Lernkurve wird hier verzichtet und der interessierte Leser auf /67/ verweisen.

7.2.5.13 Rechtliche Rahmenbedingungen und Vorgaben

Durch nationale, europäische und internationale Rechtsnormen[42] /68/ bis /79/ und Vorschriften[43] sind bestimmte Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft, insbesondere die der Energieversorgung und Erzeugung zu berücksichtigen (siehe Abschnitt 5.1).
Im Rahmen des österreichischen ElWOG[44] und dem Ökostromgesetz sind bestimmte Untergrenzen für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieerzeugern vorgegeben und daher im Modell einzubinden.

$$E_t = \sum_{j=1}^{J} E_{j,t} \quad \forall j \tag{7.2.127}$$

$$Ee_t = \sum_{m=1}^{M} E_{m,t} \quad \forall m \in \{\text{erneuerbare Energieerzeuger}\} \tag{7.2.128}$$

$$Ew_t = \sum_{n=1}^{N} E_{n,t} \quad \forall n \in \{\text{Kleinwasserkraftwerke}\} \tag{7.2.129}$$

$$E_{j,t} = \sum_{v=0}^{t} \sum_{p=1}^{P} E_{j,v,t,p} \quad \forall j,t \tag{7.2.130}$$

$$E_t * GVe \geq Ee_t \quad \forall t \tag{7.2.131}$$

$$Ee_t * GVw \geq Ew_t \quad \forall t \tag{7.2.132}$$

E_t ..... Energie die in t erzeugt wird
$E_{j,t}$ ..... Energie die von Kraftwerkstyp j in t erzeugt wird
Ee_t ..... Energie die von erneuerbaren Energieerzeugern in t geliefert wird
Ew_t ..... Energie die von Kleinwasserkraftwerken in t erzeugt wird
GVw,GVe.. Mindesterzeugungsanteil pro anno lt. ElWOG in [1]

Wie aus dem Modellaufbau ersichtlich ist, sind alle Kraftwerkstypen, sowie deren Attribute (Lebensdauer, Wirkungsgrad, ...), die Spitzenlast und Verbraucherlast modelliert. Der Import und Export aus Verträgen und aus dem Spotmarkt sind ebenfalls abgebildet. Auch die gesetzlichen Vorgaben wurden impliziert. Daher kann das vorliegende Modell zur Kraftwerksausbauplanung in jedem beliebigen Land beziehungsweise in jeder beliebigen Region verwendet werden. Hiezu müssen jedoch die benötigten Eingabedaten vorliegen.

[42] Zum Beispiel EU-Weißbücher, Völkerrecht
[43] Zum Beispiel IEC-Normen
[44] ElWOG, Abk. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz

7.2.6 Zerlegungsmethoden

Zerlegungsmethoden, auch Dekompositionsmethoden genannt, müssen dann verwendet werden, wenn einerseits die Lösungsmatrix beziehungsweise die Schranken der Optimierungssoftware überschritten werden und andererseits der vorhandene Arbeitsspeicher zur Lösung des Problems nicht ausreicht.
Die sich derzeit am Markt befindlichen Optimierungsprogramme sind in der Lage Matrizen mit etwa 10.000 Reihen und 50.000 Spalten zu lösen. Sehr viele Probleme überschreiten jedoch diese Grenzen.

Die Vorgangsweise von Dekompositionsverfahren besteht darin, eine Menge von Bedingungen (Variablen) aus dem Problem heraus zu nehmen und diese auf einer übergeordneten Ebene, dem Master Problem, zu betrachten. Das resultierende untergeordnete Problem wird oft effizienter gelöst. Die Dekompositionsmethoden arbeiten abwechselnd auf dem Master und dem Subproblem und tauschen interaktiv die Rechenergebnisse aus, um das Ausgangsproblem optimal zu lösen.
Es gibt eine Reihe von Dekompositionsverfahren, wobei im Folgenden zwei dieser Zerlegungsmethoden behandelt werden:

- Dantzig-Wolfe Dekomposition
- Benders-Dekomposition

7.2.6.1 Dantzig-Wolfe Dekomposition

Für große lineare Optimierungsprobleme wird die Dantzig-Wolfe Dekomposition verwendet. Als einführende Literatur sind /168/, /169/, /170/, /172/ zu empfehlen.

Betrachtet man eine **LP-Zielfunktion** in der Matrix-Schreibweise:

$$\text{Max } c^T x \tag{7.2.133}$$

Unter den Nebenbedingungen:

$$A_2 x \leq b_2 \tag{7.2.134}$$

$$A_1 x \leq b_1 \tag{7.2.135}$$

$$x \geq 0. \tag{7.2.136}$$

$$A_1 \in \mathbb{R}^{m_1 \times n} \text{ und } A_2 \in \mathbb{R}^{m_2 \times n} \tag{7.2.137}$$

$$b_1 \in \mathbb{R}^{m_1} \text{ und } b_1 \in \mathbb{R}^{m_1} \tag{7.2.138}$$

mit

$$m_1 + m_2 = m \tag{7.2.139}$$

und ersetzt man

$$x = \sum_{i=1}^{k} \lambda_i v_i + \sum_{j=1}^{l} \mu_j w_j \tag{7.2.140}$$

mit

$$\lambda_1, .. \lambda_j \geq 0 \tag{7.2.141}$$

$$\sum_{i=1}^{k} \lambda_i = 1 \tag{7.2.142}$$

$$\mu_1, .. \mu_l \geq 0 \tag{7.2.143}$$

so kann das **Masterproblem** formuliert werden:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{k} \left(c^T v_i \right) \lambda_i + \sum_{j=1}^{l} \left(c^T w_j \right) \mu_j \tag{7.2.144}$$

Unter den Nebenbedingungen:

$$\sum_{i=1}^{k} \left(A_1 v_i \right) \lambda_i + \sum_{j=1}^{l} \left(A_1 w_j \right) \mu_j \leq b_1 \tag{7.2.145}$$

$$\sum_{i=1}^{k} \lambda_i = 1 \tag{7.2.146}$$

$$\lambda \in \mathbb{R}^k_+, \ \mu \in \mathbb{R}^l_+ \tag{7.2.147}$$

Die Anzahl der Nebenbedingungen wird von m auf m_1 reduziert, die Anzahl der Variablen jedoch von n auf $k+l$ erhöht.

Das Masterproblem kann auch reduziert dargestellt werden:

$$\text{Min } \omega^T \eta \tag{7.2.148}$$

Unter den Nebenbedingungen:

$$D\eta = d \tag{7.2.149}$$

$$\eta \geq 0 \tag{7.2.150}$$

mit

$$D \in \mathbb{R}^{(m_{1+1}) x (k+l)}, \ d \in \mathbb{R}^{m_1+1} \tag{7.2.151}$$

Sei $\eta_B^* = D_B^{-1} d$ mit $B \subseteq \{1,...,k+l\}$ und $\eta_N^* = 0$ mit $N = \{1,...,k+l\} \setminus B$ eine zulässige gültige Lösung und der Startwert der Berechnung, dann gilt

$$\omega_N - \tilde{y} D_N \text{ nicht negativ mit } \tilde{y} \leq 0 \tag{7.2.152}$$

als Lösung von

$$y^T D_B = \omega_B \tag{7.2.153}$$

Die Nichtnegativität muss mittels

$$\begin{aligned} &\text{Min } \left(c^T - \bar{y}^T A_1\right) x \\ &A_2 x \leq b_2 \\ &x \in \mathbb{R}^n \end{aligned} \tag{7.2.154}$$

geprüft werden.
Dabei sind $\bar{y}$ die ersten m_1 Komponenten der Lösung von $\tilde{y}$.

Folgende Lösungen können für (7.2.155) auftreten:

a) Ist $\tilde{x}$ eine optimale Lösung mit $\left(c^T - \bar{y}^T A_1\right)\tilde{x} < \tilde{y}_{m_1+1}$, ist $\tilde{x}$ einer der Vektoren v_i mit den zugehörigen reduzierten Kosten:

$$\omega_i - \tilde{y}^T D_{\square i} = c^T v_i - \tilde{y}^T \begin{pmatrix} A_1 v_i \\ 1 \end{pmatrix} = c^T v_i - \tilde{y}^T A_1 v_i - \tilde{y}_{m_1+1} < 0 \tag{7.2.156}$$

b) Ist (7.2.157) unbeschränkt, so erhält man einen Extremstrahl w^* mit $\left(c^T - \bar{y}^T A_1\right) w^* < 0$, wobei w^* einer der Vektoren w_j mit $j \in \{1,...,l\}$, und erhalten die reduzierten Kosten

$$\omega_{k+j} - D_{\square(k+j)} = c^T e_j - \tilde{y}^T \begin{pmatrix} A_1 e_j \\ 1 \end{pmatrix} = c^T e_j - \tilde{y}^T \left(A_1 e_j\right) < 0 \tag{7.2.158}$$

c) Ist $\tilde{x}$ eine optimale Lösung mit $\left(c^T - \bar{y}^T A_1\right)\tilde{x} \geq \tilde{y}_{m_1+1}$ und $\omega_i - \tilde{y}^T D_{\square i} \geq 0 \ \forall i$, so ist x^* eine optimale Lösung des Masterproblems.

Wie beschrieben wird die LP-Zielfunktion in zwei Teilprobleme, Formel (7.2.159) und Formel (7.2.160) mit den zugehörigen Nebenbedingungen, zerlegt.
Das Verfahren beginnt mit einer Lösung für (7.2.161) und erzeugt bei Bedarf eine zusätzliche Schranke durch Lösung von (7.2.162).

7.2.6.2 Benders Dekompositions Methode

Die Benders Dekompositions Methode wurde von Benders für sehr große Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programme entwickelt. Die Änderung gegenüber der normalen GGLP liegt in der Berechnungsmethodik durch getrennte Bestimmung der Investitionskosten und der Betriebskosten. Als einführende Beiträge zur Benders Dekompositions Methode sind /25/, /44/, /47/, /51/ sehr geeignet. Der interessierte Leser sei auf die weiterführende Literatur wie zum Beispiel /44/ bis /62/ verweisen.

Die originale Zielfunktion der Form

$$Z = \underset{x,y}{\text{Min}}\ c^T x + f^T y \tag{7.2.163}$$

wird in ein reformuliertes Masterproblem und ein Subproblem zerlegt.
Im Folgenden wird an Hand der mathematischen Formulierung diese Methode erklärt.

Das **Basismodell** lautet:

$$Z = \underset{x,y}{\text{Min}}\ c^T x + f^T y \tag{7.2.164}$$

Unter den Nebenbedingungen

$$Ax \geq b \tag{7.2.165}$$

$$Bx + Dy \geq d \tag{7.2.166}$$

$$x > 0,\quad y \geq 0 \tag{7.2.167}$$

Die Variablen x stellen die Entscheidungsvariablen dar.
Für feste x ist die obige Zielfunktion ein lineares Problem über y.

Somit kann das Basismodell **reformuliert** werden (**reformuliertes Masterproblem**):

$$Z_{RMP} = \text{Min}\ c^T x + z(x) \tag{7.2.168}$$

Unter den Nebenbedingungen

$$Ax \geq b \tag{7.2.169}$$

$$z(x) \geq 0 \tag{7.2.170}$$

mit der **primalen Lösung**

$$z(x) = \text{Min}\ f^T y \tag{7.2.171}$$

Unter den Nebenbedingungen

$$Dy \geq d - Bx \tag{7.2.172}$$

$$y \geq 0 \tag{7.2.173}$$

Die **duale Lösung** zu z(x) ist:

$$z(x) = \text{Max } p^T(d - Bx) \tag{7.2.174}$$

Unter den Nebenbedingungen

$$D^T p \leq f \tag{7.2.175}$$

$$p \geq 0 \tag{7.2.176}$$

und der Lösungsraum:

$$Z := \left\{ p | D^T p \leq f \right\} \tag{7.2.177}$$

Das Basismodell kann nun formuliert werden:

$$Z = \underset{x}{\text{Min}}\ c^T x + \left\{ f^T y \mid Dy \geq d - Bx \right\} \tag{7.2.178}$$

Löst man die duale Lösung zu z(x) so können zwei Fälle entstehen:

1. z(x) ist unbeschränkt von Oben
2. z(x) ist die optimale Lösung

Ist z(x) unbeschränkt von Oben, so befindet sich die Lösung auf einen der Extremstrahlen $\bar{r} = r^j$ für einige j, das heißt

$$\left(r^j\right)^T \left(d - Bx\right) > 0 \tag{7.2.179}$$

$$z(x) = +\infty \tag{7.2.180}$$

Hat z(x) die optimale Lösung so befindet sich die Lösung auf einen der Extrempunkte $\bar{p} = p^i$ für einige i, das heißt

$$z(x) = (p^i)^T (d - Bx) = \underset{k=1,\ldots,I}{\text{Max}}\ (p^k)^T (d - Bx) \tag{7.2.181}$$

Vereinfacht man den Term $(p^k)^T(d-Bx)$ durch z so erhält man:

$$z(x) = \underset{z}{\text{Min}}\ z \tag{7.2.182}$$

Unter den Nebenbedingungen

$$(p^i)^T(d-Bx) \le z \quad \text{für i=1,..I} \tag{7.2.183}$$

$$(r^j)^T(d-Bx) \le 0 \quad \text{für j=1,..J} \tag{7.2.184}$$

Mit dem oben diskutierten Lösungsweg kann das **Full Master Problem** formuliert werden:

$$Z_{FMP} = \underset{x,z}{\text{Min}}\ c^T x + z \tag{7.2.185}$$

Unter den Nebenbedingungen

$$Ax \ge b \tag{7.2.186}$$

$$x \ge 0 \tag{7.2.187}$$

$$(p^i)^T(d-Bx) \le z \quad \text{für i=1,..I} \tag{7.2.188}$$

$$(r^j)^T(d-Bx) \le 0 \quad \text{für j=1,..J} \tag{7.2.189}$$

Durch dieses Verfahren sind die y Variablen eliminiert und eine Skalarvariable z hinzugefügt worden. Der Nachteil ist die Erhöhung der Beschränkungen jedoch aber nur jene, die durch den Algorithmus bis zu einer vorgegebenen Grenze berechnet werden.

Nachfolgend soll der Decompositionsalgorithmus erörtert werden (siehe auch Flussdiagramm Abbildung 7.6):

- Im *ersten Schritt* (Initialschritt) wird der Initialzähler k auf 1, die obere Schranke UB (engl. Upper Bound) auf $+\infty$, die untere Schranke LB (engl. Lower Bound) auf $-\infty$ gesetzt. Die Toleranz kann frei, wie etwa der Wert 0,001, gewählt werden.

  Danach wird das **reformulierte Masterproblem**

$$OL^k = \text{Min}\ c^T x + z(x) \tag{7.2.190}$$

Unter den Nebenbedingungen

$$Ax \geq b \tag{7.2.191}$$

$$x \geq 0 \tag{7.2.192}$$

$$(p^i)^T(d - Bx) \leq z \quad \text{für } i=1,..I \tag{7.2.193}$$

$$(r^j)^T(d - Bx) \leq 0 \quad \text{für } j=1,..J \tag{7.2.194}$$

gelöst.

Der Initialzähler k beschreibt die Anzahl der Berechnungsdurchläufe.

Die untere Schranke wird durch den Wert OL^k ersetzt.

$$OL^k \rightarrow LB \tag{7.2.195}$$

- Im *zweiten Schritt* wird das Subproblem

$$z(x) = \text{Min } f^T y \tag{7.2.196}$$

Unter den Nebenbedingungen

$$Dy \geq d - Bx \tag{7.2.197}$$

$$y \geq 0 \tag{7.2.198}$$

und ihre **duale Lösung**:

$$z(x) = \text{Max } p^T(d - Bx) \tag{7.2.199}$$

Unter den Nebenbedingungen

$$D^T p \leq f \tag{7.2.200}$$

$$p \geq 0 \tag{7.2.201}$$

berechnet.

- Im *dritten Schritt* werden die Extremwerte (Extremstrahlen und –punkte) bestimmt.

Extrempunkt: $$(p^i)^T(d - Bx) \leq z \quad \text{für } i=1,..I \tag{7.2.202}$$

Extremstrahl: $$(r^j)^T(d - Bx) \leq 0 \quad \text{für } j=1,..J \tag{7.2.203}$$

- Im *vierten Schritt* erfolgt die Kontrolle der Problemlösbarkeit:
  Ist das Problem nicht lösbar, so hat x die eine Beschränkung $(r^j)^T(d-Bx) \le 0$ verletzt.
  Diese Beschränkung wird an das reformulierte Masterproblem zurückgegeben und die Optimierungsrechnung erneut gestartet. Diesen Vorgang wird auch als „Benderscut hinzufügen“ oder „Cut hinzufügen“, bezeichnet.

  Ist das Problem lösbar, so entspricht der Extrempunkt p^i einer Lösung des Originalproblems mit dem Optimum $\bar{y}$ für $\bar{x}$. Diese Lösung muss aber noch nicht der optimalen Lösung entsprechen. Diese Lösung wird als „beste Lösung“ angesehen und die obere Schranke UB mit diesem Wert aktualisiert.

$$\begin{aligned} &\text{Wenn } c^T x + f^T \bar{y} \le UB \text{ liegt "beste Lösung" vor.} \\ &UB \leftarrow \text{Min } \left\{UB, c^T \bar{x} + f^T \bar{y}\right\} \end{aligned} \tag{7.2.204}$$

- Der *fünfte Schritt* überprüft die Abweichungstoleranz der Lösung welche im vierten Schritt bestimmt wurde.

  Ist die Gleichung

$$UB - OL^k < \varepsilon \tag{7.2.205}$$

  nicht erfüllt, so wird

$$(p^i)^T(d-Bx) \le z \quad \text{für i=1,..I} \tag{7.2.206}$$

  als Beschränkung zum reformulierten Masterproblem hinzugefügt und der Berechnungsvorgang mit dem ersten Schritt erneut gestartet.

  Ist die Gleichung erfüllt, so liegt die optimale Lösung vor und kann ausgegeben werden.

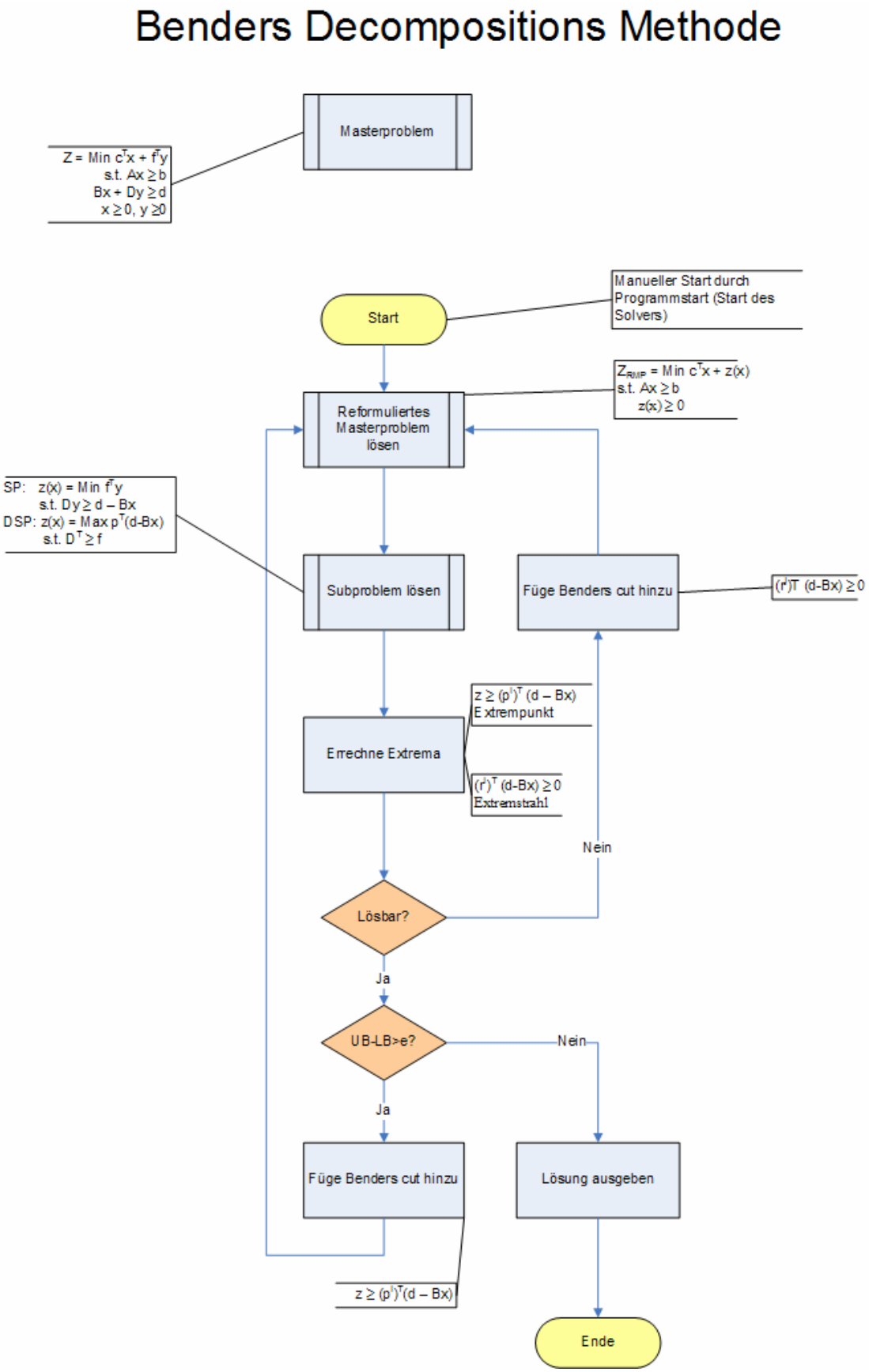


Abbildung 7.6: Flussdiagramm Benders Decompositions Methode

7.3 Lösungsmethodik und stufenweise Modellerweiterung

Nachfolgend werden die Entwicklungsschritte der Modellformulierung, wie diese in Kapitel 7.2 mathematisch beschrieben, genau erörtert.
Die Reihenfolge entspricht dem steigenden Schwierigkeitsgrad der neu implementierten Modellteile. Die Gemischt-Ganzzahlige Lineare Modellierung erfolgte im ersten Lösungsansatz mittels IBM Easy Modeler/6000 /1/ bis /5/ und der Optimierungssoftware OSL[45] /6/ bis /10/. Durch den beschränkten Arbeitsspeicher und aus Gründen der Leistungsfähigkeit wurde das vollständige Modell in AMPL (A Matematical Programming Language) /11/ bis /19/ implementiert und das Optimierungsproblem mit der Freeware GNU Linear Programming Kit Version 4.8, gelöst /20/ bis /24/. Zu Vergleichszwechen werden in Anhang 12 die Programmcodes für den Easy Modeler/6000 und AMPL angegeben.

7.3.1 Erstformulierung

Als Einstieg in die gegebene Aufgabenstellung wurde ein **rein thermisches Kraftwerkssystem** benutzt, welches sich an /24/ orientiert.

Die Zielfunktion ist die Minimierung der diskontierten (fixen) Investitions- und (variablen) Betriebskosten unter Berücksichtigung der Abdeckung von

- Spitzenlast,
- Energiebedarf,
- Kapazitätsgrenzen,
- Ganzzahligkeitsbedingung der neu zu bauenden Kraftwerke

mit folgenden Notationen:

T' ..... Planungsintervall (Berechnungszeitraum); Anzahl der Hauptintervallzeitschritte
T ..... Hauptintervallschritt T=0,..,T'
t'..... Anzahl der Subintervallschritte eines Hauptintervallschrittes von T
t ..... Subintervallschritt t=0,..,t'
KWT ..... Anzahl der thermischen Kraftwerke
tinst..... Installationsintervall (Installationszeitpunkt) eines Kraftwerkes; tinst=0 beschreibt bestehende Kraftwerke
$invt_{kwt,tinst}$ ..... Diskontierte Investitionskosten eines thermischen Kraftwerkes kwt zum Installationszeitpunkt tinst
$anzkwt_{kwt,tinst}$..... Anzahl der thermischen Kraftwerke die im Intervall tinst errichtet werden
$maxanzkw_{kwt,tinst}$... Maximale Anzahl der thermischen Kraftwerke kwt die im Intervall tinst errichtet werden dürfen
$kbetrht_{kwt,tinst,T,t}$ ..... Diskontierte Betriebskosten eines thermischen Kraftwerkes kwt zum Installationszeitpunkt tinst im Hauptintervallschritt T und Subintervall t
$pkwT_{kwt,tinst,T,t}$..... Erzeugte Leistung eines thermischen Kraftwerkes kwt zum Installationszeitpunkt tinst im Hauptintervallschritt T und Subintervall t
$thetax_t$ ..... Dauer der Subperiode t

[45] Im Anhang werden spezifisch ausgewählte Quellcodes angegeben. Da sich der Syntaxcode von AMPL unwesentlich die des Easy Modeler unterscheidet wird auf die Angabe des Quellcodes von AMPL verzichtet.

$pkwvt_{kwt,tinst}$..... Verfügbare Leistung eines thermischen Kraftwerkes kwt zum Installationszeitpunkt tinst
$pspitze_T$..... Spitzenlast im Hauptintervallschritt T
$pres_T$ ..... Reservevorhaltung im Hauptintervallschritt T
$pld_{T,t}$ ..... Durchschnittliche Verbrauchslast im Hauptintervallschritt T und Subintervall t, welche von der Dauerlinie abgeleitet wird.

Zielfunktion

$$MIN\left(\sum_{tinst=0}^{T'}\sum_{kwt=1}^{KWT}\left(invt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst}\right)+\sum_{T=1}^{T'}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{kwt=1}^{KWT}\sum_{t=1}^{t'}\left(kbetrht_{kwt,tinst,T,t} * pkwT_{kwt,tinst,T,t} * thetax_t\right)\right) \quad (7.3.1)$$

Unter den Nebenbedingungen
Spitzenlastabdeckung:

$$\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{kwt=1}^{KWT}\left(\mathrm{pkwvt}_{kwt,tinst} * \mathrm{anzkwt}_{kwt,tinst}\right) \geq \mathrm{pspitzet}_T + \mathrm{pres}_T \qquad T = 1,\ldots T' \quad (7.3.2)$$

Energiebedarfsdeckung:

$$\sum_{kwt=1}^{KWT}\sum_{tinst=0}^{T}\left(\mathrm{pkwvt}_{kwt,tinst} * \mathrm{anzkwt}_{kwt,tinst}\right) \geq \mathrm{pspitzet}_T + \mathrm{pres}_T \qquad T = 1,\ldots T' \quad (7.3.3)$$

Kapazitätsgrenzen:

$$\mathrm{pkwT}_{kwt,tinst,T,t} \leq \mathrm{pkwvt}_{kwt,tinst} * \mathrm{anzkwt}_{kwt,tinst} \qquad kwt = 1,\ldots KWT;\quad tinst = 0,\ldots T;\quad T = 1,\ldots T';\quad t = 1,\ldots t' \quad (7.3.4)$$

$$\mathrm{Zt}_{kwt,tinst,T,t} \geq 0, \qquad \forall kwt, tinst, T, t \quad (7.3.5)$$

$$0 \leq \mathrm{anzkwt}_{kwt,tinst} \leq \max \mathrm{anzkwt}_{kwt,tinst} \qquad \text{integer } \forall kw, tinst \quad (7.3.6)$$

Die aus der Jahresganglinie gebildete Jahresdauerlinie wird zu einer flächengleichen diskretisierten Dauerlinie umgewandelt (siehe Abbildung 7.2)

Der Easy Modeler/6000 Quellcode für das Basismodell, die Beispielangabe und die Lösung sind im Kapitel 12.1 Aufgabe2 ersichtlich.

7.3.2 Erweiterungsstufe 1 (Z-substitute Methode)

Durch Definition einer Z-substitue Variablen Z_t als Reduktion der Erzeugungsleistung von der Subperiode t nach t+1 /26/, /27/, /28/ (zur vereinfachten Darstellung wird hier nur ein Kraftwerk betrachtet), erhält man:

$$Z_t = pkwT_t - pkwT_{t+1} \geq 0 \quad \text{für } t = 1,...t'-1 \tag{7.3.7}$$

$$Z_{t'} = pkwT_{t'} \geq 0 \tag{7.3.8}$$

Somit erhält man als Summe aller Z_t:

$$Z_1 + ...Z_{t'} = \sum_{t=1}^{t'} Z_t = pkwT_1 \tag{7.3.9}$$

Laut der Definition aus der Dauerlinie, dass $pkwT_t \geq pkwT_{t+1}$ mit $pkwT_t \leq pkwvt * anzkwt$ erfüllt sein muss, gilt:

$$pkwvt * anzkwt \geq \sum_{t=1}^{t'} Z_t \tag{7.3.10}$$

Folglich lautet die Modellformulierung mit der zusätzlichen Notation:

$Zt_{kwt,tinst,T,t}$ ..... Z-substitute-Variable für thermische Kraftwerke kwt zum Installationszeitpunkt tinst im Hauptintervall T und Subintervall t

Zielfunktion

$$MIN\left(\sum_{tinst=0}^{T'}\sum_{kwt=1}^{KWT}\left(invt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst}\right) + \sum_{T=1}^{T'}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{kwt=1}^{KWT}\sum_{t=1}^{t'}\left(kbetrht_{kwt,tinst,T,t} * Zt_{kwt,tinst,T,t} * thetax_t\right)\right) \tag{7.3.11}$$

Unter den Nebenbedingungen

Spitzenlastabdeckung:

$$\sum_{kwt=1}^{KWT}\sum_{tinst=0}^{T}\left(pkwvt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst}\right) \geq pspitzet_T + pres_T \qquad T = 1,\ldots T' \tag{7.3.12}$$

Energiebedarfsdeckung:

$$\sum_{kwt=1}^{KWT}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{t=1}^{t'} Zt_{kwt,tinst,T,t} \geq pld_{T,t} \qquad t = 1,\ldots T'; \quad kwt = 1,\ldots KWT \tag{7.3.13}$$

Kapazitätsgrenzen:

$$\sum_{t=1}^{t'} Zt_{kwt,tinst,T,t} \le pkwvt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst} \qquad (7.3.14)$$
$$kwt = 1,\ldots KWT; \quad tinst = 0,\ldots T; \quad T = 1,\ldots T'; \quad t = 1,\ldots t'$$

$$Zt_{kwt,tinst,T,t} \ge 0, \qquad \forall kwt, tinst, T, t \qquad (7.3.15)$$

$$0 \le anzkwt_{kwt,tinst} \le \max anzkwt_{kwt,tinst} \qquad \text{int}\, eger\ \forall kw, tinst \qquad (7.3.16)$$

Da noch immer nicht alle Variablen voneinander unabhängig sind und bei der Berechnung der Erzeugungsleistung im Intervall eins alle restlichen Intervalle zuerst berechnet werden müssen, ist eine neue Modellierungsmethodik zu verwenden.

7.3.3 Erweiterungsstufe 2 (Improved Z-substitute Methode)

Die Modellmodifikation lautet wie folgt:

neue Notationen:
$theta_{tdl}$ ..... Dauer der Subperiode t
$Zt_{kwt,tinst,T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für thermische Kraftwerke im Hauptintervall T und Subintervall tdl installiert in tinst

Zielfunktion

$$MIN\left(\sum_{tinst=0}^{T'} \sum_{kwt=1}^{KWT} \left(invt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst} \right) + \sum_{T=1}^{T'} \sum_{tinst=0}^{T} \sum_{kwt=1}^{KWT} \sum_{tdl=t}^{t'} \left(kbetrht_{kwt,tinst,T,t} * Zt_{kwt,tinst,T,tdl} * thetazi_t \right) \right) \qquad (7.3.17)$$

Summe der Dauer der Subperioden zum Zeitpunkt t:

$$thetazi_t = \sum_{tdl=1}^{t} theta_{tdl} \qquad (7.3.18)$$

Unter den Nebenbedingungen
Spitzenlastabdeckung:

$$\sum_{\text{kwt}=1}^{\text{KWT}} \sum_{\text{tinst}=0}^{\text{T}} \left(\text{pkwvt}_{\text{kwt,tinst}} * \text{anzkwt}_{\text{kwt,tinst}} \right) \ge \text{pspitzet}_{\text{T}} + \text{pres}_{\text{T}} \quad \text{T} = 1,\ldots \text{T}' \qquad (7.3.19)$$

Energiebedarfsdeckung:

$$\sum_{\text{kwt}=1}^{\text{KWT}} \sum_{\text{tinst}=0}^{\text{T}} \sum_{\text{tdl}=\text{t}}^{\text{t}'} \text{Zt}_{\text{kwt,tinst,T,tdl}} \ge \text{pld}_{\text{T,t}} \qquad \text{t} = 1,\ldots \text{T}'; \quad \text{tdl} = 1,..\text{t} \qquad (7.3.20)$$

Kapazitätsgrenzen:

$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zt_{kwt,tinst,T,t} \le pkwvt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst} \qquad (7.3.21)$$
$$kwt = 1,\ldots KWT; \quad tinst = 0,\ldots T; \quad T = 1,\ldots T'; \quad t = 1,\ldots t'$$

$$Zt_{kwt,tinst,T,tdl} \ge 0, \qquad \forall kwt, tinst, T, t \qquad (7.3.22)$$

$$0 \le \text{anzkwt}_{\text{kwt,tinst}} \le \max \text{anzkwt}_{\text{kwt,tinst}} \qquad \text{int eger } \forall \text{kw, tinst} \qquad (7.3.23)$$

7.3.4 Erweiterungsstufe 3

Die Erweiterungsstufe 3 umfasst zwei Punkte:

7.3.4.1 Implementierung von Laufwasserkraftwerken

Durch die Angabe des Regelarbeitsvermögen (RAV) der Wasserkraftwerke wird ein Teil der Verbraucherenergie abgedeckt. Die sich jährlich verändernde abarbeitbare Wassermenge wird vereinfacht durch einen multiplikativen Abweichungsfaktor des RAV angegeben.

7.3.4.2 Berücksichtigung der Netzverluste

Die Verlustleistung des gesamten Netzes beträgt im Allgemeinen fünf bis zehn Prozent der Verbrauchsleistung und wird als Dateneingabe vorgegeben.

Zur nachfolgenden besseren Übersicht ist eine neue Darstellung der Formelformulierung der Zielfunktion zweckmäßig.

Einführung neuer Notationen:

KWL..... Anzahl der Laufwasserkraftwerke
Ki ..... Gesamte Investitionskosten im Berechnungszeitraum
Kit ..... Investitionskosten im Berechnungszeitraum der thermischen Kraftwerke
Kil ..... Investitionskosten im Berechnungszeitraum der Laufwasser-kraftwerke
Kb ..... Gesamte Betriebskosten im Berechnungszeitraum
Kbt ..... Betriebskosten im Berechnungszeitraum der thermischen Kraftwerke
Kbl ..... Betriebskosten im Berechnungszeitraum der Laufwasserkraftwerke
$invl_{kwl,tinst}$..... Diskontierte Investitionskosten eines Laufwasserkraftwerkes kwl zum Installationszeitpunkt tinst
$kbetrhl_{kwl,tinst,T,t}$..... Diskontierte Betriebskosten eines Laufwasserkraftwerkes kwl zum Installationszeitpunkt tinst im Hauptintervallschritt T und Subintervall t
$pkwvl_{kwl,tinst}$ ..... Verfügbare Leistung eines Laufwasserkraftwerkes kwl zum Installationszeitpunkt tinst
$anzkwl_{kwl,tinst}$ ..... Anzahl der Laufwasserkraftwerke die im Intervall tinst errichtet werden

$maxanzkwl_{kwl,tinst}$ .. Maximale Anzahl der Laufwasserkraftwerke die im Intervall tinst errichtet werden dürfen
pleit ..... Leitungsverluste in Prozent des Verbrauches (i.a. fünf bis zehn Prozent der Verbraucherlast)
$avl_{kwl,T}$ ..... Arbeitsvermögen der Laufwasserkraftwerke kwl im Hauptintervall T
$ravl_{kwl}$ ..... Regelarbeitsvermögen der Laufwasserkraftwerke kwl
$awravprozl_T$ ..... Abweichung vom Regelarbeitsvermögen in Prozent. Findet Berücksichtigung, da der Wasserpegel nicht über den Betrachtungszeitraum stabil bleibt (Trocken-, Nassjahr)
$Zl_{kwl,tinst,T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für Laufwasserkraftwerke im Hauptintervall T und Subintervall t installiert in tinst

Zielfunktion:

$$MIN\left(K\right) \tag{7.3.24}$$

mit

$$K = Ki + Kb \tag{7.3.25}$$

Investitionskosten:

$$Ki = Kit + Kil \tag{7.3.26}$$

$$Kit = \sum_{tinst=0}^{T'} \sum_{kwt=1}^{KWT} \left(invt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst} \right) \tag{7.3.27}$$

$$Kil = \sum_{tinst=0}^{T'} \sum_{kwl=1}^{KWL} \left(invl_{kwl,tinst} * anzkwl_{kwl,tinst} \right) \tag{7.3.28}$$

Betriebskosten:

$$Kb = Kbt + Kbl$$

$$Kbt = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{tinst=0}^{T} \sum_{kwt=1}^{KWT} \sum_{tdl=t}^{t'} \left(kbetrht_{kwt,tinst,T,t} * Zt_{kwt,tinst,T,tdl} * thetazi_t \right) \tag{7.3.29}$$

$$Kbl = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{tinst=0}^{T} \sum_{kwl=1}^{KWL} \sum_{tdl=t}^{t'} \left(kbetrhl_{kwl,tinst,T,t} * Zl_{kwl,tinst,T,tdl} * thetazi_t \right) \tag{7.3.30}$$

Unter den Nebenbedingungen:
Spitzenlastabdeckung:

$$\sum_{kwt=1}^{KWT}\sum_{tinst=0}^{T}\left(pkwvt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst}\right)+\sum_{kwl=1}^{KWL}\sum_{tinst=0}^{T}\left(pkwvl_{kwl,tinst} * anzkwl_{kwl,tinst}\right)\geq pspitzet_T + pres_T \quad (7.3.31)$$
$$mit\ T = 1,\ldots T'$$

Energiebedarfsdeckung:

$$\sum_{kwt=1}^{KWT}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{tdl=t}^{t'} Zt_{kwt,tinst,T,tdl} + \sum_{kwl=1}^{KWL}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{tdl=t}^{t'} Zl_{kwl,tinst,T,tdl} \geq pld_{T,t} * (1+ pleit) \quad (7.3.32)$$
$$für\ t = 1,\ldots t',\ kwt = 1,\ldots KWT,\ kwl = 1,\ldots KWL$$

Energie der Laufwasserkraftwerke:

$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zl_{kwl,tinst,T,tdl} * thetazi_t \leq avl_{kwl,T} \quad kwl = 1,\ldots KWL,\ tinst = 1,\ldots T',\ T = 1,\ldots T' \quad (7.3.33)$$

$$mit\ avl_{kwl,T} = ravl_{kwl} * (1+ awravprozl_T) \quad \forall\ kwl, T \quad (7.3.34)$$

Kapazitätsgrenzen:

$$\sum_{dlt=t}^{t'} Zt_{kwt,tinst,T,tdl} + \sum_{tdl=t}^{t'} Zl_{kwl,tinst,T,tdl} \leq pkwvt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst} + pkwvl_{kwl,tinst} * anzkwl_{kwl,tinst} \quad (7.3.35)$$
$$für\ kwt = 1,\ldots KWT,\quad kwl = 1,\ldots KWl,\quad tinst = 0,\ldots T,\quad T = 1,\ldots T',\quad t = 1,\ldots t'$$

$$Zt_{kwt,tinst,T,tdl} \geq 0, \qquad \forall kwt, tinst, T, tdl \quad (7.3.36)$$

$$Zl_{kwl,tinst,T,tdl} \geq 0, \qquad \forall kwl, tinst, T, tdl \quad (7.3.37)$$

$$0 \leq anzkwt_{kwt,tinst} \leq \max anzkwt_{kwt,tinst} \qquad \text{int}\, eger\ \forall kwt, tinst \quad (7.3.38)$$

$$0 \leq anzkwl_{kwl,tinst} \leq \max anzkwl_{kwl,tinst} \qquad \text{int}\, eger\ \forall kwl, tinst \quad (7.3.39)$$

Der Easy Modeler/6000 Quellcode, die Beispielangabe und die Lösung für die Erweiterungsstufe 3 sind im Anhang 12.2 (Aufgabe4Zi) ersichtlich.

7.3.5 Erweiterungsstufe 4

Die Erweiterungsstufe 4 wird durch folgende Punkte erweitert:

7.3.5.1 Wasserkraftwerke

Zusätzlich zu den Laufwasserkraftwerken werden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke beschrieben, welche zur Abdeckung der Lastspitzen verwendet werden. Zu beachten ist jedoch der beschränkte Energieinhalt der Speicherseen. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke werden deshalb im Modell nur in bestimmten Intervallen mit Höchst- oder Hochlast eingesetzt (zum Beispiel t_0 und t_1) /32/ und /33/.

Bei Pumpspeicherkraftwerken wird die abgearbeitete Wassermenge bei Schwachlast aus dem Unterwasserspeicher vollständig wieder in das Oberwasserbecken gepumpt. Dieser wiederkehrende Vorgang wird als gegeben vorausgesetzt.

Wellen- und Gezeitenkraftwerke sind in den Szenariorechnungen nicht berücksichtigt, da solche Bauformen in Österreich nicht existieren und auch nicht errichtet werden können. Es ist jedoch möglich, diese ins Modell zu integrieren (siehe Kapitel 6.1 und Kapitel 7.2.5.2 Punkt c)).

7.3.5.2 Windanlagen

Die Beschränkung der für Windanlagen nutzbaren Fläche wird noch nicht berücksichtigt.

7.3.5.3 Photovoltaikanlagen

Die Beschränkung der für Photovoltaikanlagen nutzbare Fläche, der Verschmutzungsgrad wird noch nicht berücksichtigt.

7.3.5.4 Brennstoffzellen

Um den besten Wirkungsgrad (ca. 40% elektrisch, 85% mit Wärmeerzeugung) der Brennstoffzelle zu nutzen, darf die Brennstoffzelle nicht stark geregelt werden und muss mindestens 7500-8000h/a in Betrieb sein. Brennstoffzellen werden deshalb zur Abdeckung der Grundlast verwendet /29/, /30/ und /31/.

7.3.5.5 Zufallszahlengenerator

Es wird zur Bestimmung von der nichtvorhersehbaren unstetigen Sonneneinstrahlung und des Windaufkommens ein linear-kongruenten Zufallszahlengenerator, wie in Kapitel 7.2.5.11 diskutiert, verwendet.

Die Formulierung umfasst die neuen Notationen:

KWS ..... Anzahl der Speicherkraftwerke
KWP ..... Anzahl der Pumpspeicherkraftwerke
KWW ..... Anzahl der Windanlagen
KWB ..... Anzahl der Brennstoffzellen
Kis ..... Investitionskosten im Berechnungszeitraum der Speicherkraftwerke
Kbs ..... Betriebskosten im Berechnungszeitraum der Speicherkraftwerke
Kip ..... Investitionskosten im Berechnungszeitraum der Pumpspeicherkraftwerke
Kbp ..... Betriebskosten im Berechnungszeitraum der Pumpspeicherkraftwerke im Generatorbetrieb
Kbpp ..... Betriebskosten im Berechnungszeitraum der Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb
Kiw..... Investitionskosten im Berechnungszeitraum der Windanlagen
Kbw ..... Betriebskosten im Berechnungszeitraum der Windanlagen
Kif ..... Investitionskosten im Berechnungszeitraum der Photovoltaikanlagen
Kbf ..... Betriebskosten im Berechnungszeitraum der Photovoltaikanlagen
Kib ..... Investitionskosten im Berechnungszeitraum der Brennstoffzellen
Kbb ..... Betriebskosten im Berechnungszeitraum der Brennstoffzellen
$invs_{kws,tinst}$ ..... Diskontierte Investitionskosten eines Speicherkraftwerkes kws zum Installationszeitpunkt tinst
$kbetrhs_{kws,tinst,T,t}$ .... Diskontierte Betriebskosten eines Speicherkraftwerkes kws zum Installationszeitpunkt tinst im Hauptintervallschritt T und Subintervall t
$pkwvs_{kws,tinst}$ ..... Verfügbare Leistung eines Speicherkraftwerkes kws zum Installationszeitpunkt tinst
$anzkws_{kws,tinst}$ ..... Anzahl der Speicherkraftwerke die im Intervall tinst errichtet werden
$maxanzkws_{kws,tinst}$. Maximale Anzahl der Speicherkraftwerke die im Intervall tinst errichtet werden dürfen
$invp_{kwp,tinst}$..... Diskontierte Investitionskosten eines Pumpspeicherkraftwerkes kwp zum Installationszeitpunkt tinst
$kbetrhp_{kwp,tinst,T,t}$.... Diskontierte Betriebskosten eines Pumpspeicherkraftwerkes kws zum Installationszeitpunkt tinst im Hauptintervallschritt T und Subintervall t
$pkwvp_{kwp,tinst}$ ..... Verfügbare Leistung eines Pumpspeicherkraftwerkes kwp zum Installationszeitpunkt tinst
$anzkwp_{kwp,tinst}$ ..... Anzahl der Pumpspeicherkraftwerke die im Intervall tinst errichtet werden
$maxanzkwp_{kwp,tinst}$ Maximale Anzahl der Pumpspeicherkraftwerke die im Intervall tinst errichtet werden dürfen
$invw_{kww,tinst}$..... Diskontierte Investitionskosten einer Windanlage kww zum Installationszeitpunkt tinst
$kbetrhw_{kww,tinst,T,t}$... Diskontierte Betriebskosten einer Windanlage kww zum Installationszeitpunkt tinst im Hauptintervallschritt T und Subintervall t
$pkwvw_{kww,tinst}$ ..... Verfügbare Leistung einer Windanlage kww zum Installationszeitpunkt tinst

$anzkww_{kww,tinst}$ ..... Anzahl der Windanlagen die im Intervall tinst errichtet werden
$maxanzkww_{kww,tinst}$ Maximale Anzahl der Windanlagen die im Intervall tinst errichtet werden dürfen
$invf_{kwf,tinst}$ ..... Diskontierte Investitionskosten einer Photovoltaikanlage kwf zum Installationszeitpunkt tinst
$kbetrhf_{kwf,tinst,T,t}$ ..... Diskontierte Betriebskosten einer Photovoltaikanlage kwf zum Installationszeitpunkt tinst im Hauptintervallschritt T und Subintervall t
$pkwvf_{kwf,tinst}$ ..... Verfügbare Leistung einer Photovoltaikanlage kwf zum Installationszeitpunkt tinst
$anzkwf_{kwf,tinst}$ ..... Anzahl der Photovoltaikanlagen die im Intervall tinst errichtet werden
$maxanzkwf_{kwf,tinst}$ .. Maximale Anzahl der Photovoltaikanlagen die im Intervall tinst errichtet werden dürfen
$invb_{kwb,tinst}$ ..... Diskontierte Investitionskosten einer Brennstoffzelle kwb zum Installationszeitpunkt tinst
$kbetrhb_{kwb,tinst,T,t}$ .... Diskontierte Betriebskosten einer Brennstoffzelle kwb zum Installationszeitpunkt tinst im Hauptintervallschritt T und Subintervall t
$pkwvb_{kwb,tinst}$ ..... Verfügbare Leistung einer Brennstoffzelle kwb zum Installationszeitpunkt tinst
$anzkwb_{kwb,tinst}$ ..... Anzahl der Brennstoffzellen die im Intervall tinst errichtet werden
$maxanzkwb_{kwb,tinst}$ Maximale Anzahl der Brennstoffzellen die im Intervall tinst errichtet werden dürfen
$Zs_{kws,tinst,T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für Speicherkraftwerke im Hauptintervall T und Subintervall tdl installiert in tinst
$Zp_{kwp,tinst,T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für Pumpspeicherkraftwerke im Generatorbetrieb im Hauptintervall T und Subintervall tdl installiert in tinst
$Zpp_{kwp,tinst,T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb im Hauptintervall T und Subintervall tdl installiert in tinst
$Zw_{kww,tinst,T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für Windanlagen im Hauptintervall T und Subintervall tdl installiert in tinst
$Zf_{kwf,tinst,T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für Photovoltaikanlagen im Hauptintervall T und Subintervall tdl installiert in tinst
$Zb_{kwb,tinst,T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für Brennstoffzellen im Hauptintervall T und Subintervall tdl installiert in tinst
vc_{kww} ..... Windgeschwindigkeit bei der das Windrad zu laufen beginnt (cut-on speed)
vf_{kww} ..... Windgeschwindigkeit bei der das Windrad abgeschaltet wird (cut-off speed)
$etap_{kwp}$ ..... Wirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb
eta_f ..... Wirkungsgrad der Photovoltaikanlage
eta_b ..... Wirkungsgrad der Brennstoffzelle
$einstr_{T,ter}$ ..... Sonnenstrahlungsfaktor der auf die Fläche der Photovoltaikanlage auftrifft; wird durch einen Zufallszahlengenerator erzeugt
$pkws_{kws}$ ..... Nennleistung des Speicherkraftwerkes kws
$pkwp_{kwp}$ ..... Nennleistung des Pumpspeicherkraftwerkes kwp
$pkww_{kww}$ ..... Nennleistung der Windanlage kww
$pkwf_{kwf}$ ..... Nennleistung der Photovoltaikanlage kwf
$pkwb_{kwb}$ ..... Nennleistung der Brennstoffzelle kwb

$avs_{kws,T}$ ..... Regelarbeitsvermögen des Speicherkraftwerkes im Hauptintervall T
TER ..... Intervallschritte der neuen erneuerbaren Energien zur Berechnung der erzeugten Energie
tinter ..... Zeitintervall für Windanlagen
tbb ..... Volllaststunden der Brennstoffzelle

Zielfunktion:

$$MIN\left(K\right) \tag{7.3.40}$$

mit

$$K = Ki + Kb \tag{7.3.41}$$

Investitionskosten:

$$Ki = Kit + Kil + Kis + Kip + Kiw + Kif + Kib \tag{7.3.42}$$

$$Kit = \sum_{tinst=0}^{T'} \sum_{kwt=1}^{KWT} \left(invt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst} \right) \tag{7.3.43}$$

$$Kil = \sum_{tinst=0}^{T'} \sum_{kwl=1}^{KWL} \left(invl_{kwl,tinst} * anzkwl_{kwl,tinst} \right) \tag{7.3.44}$$

$$Kis = \sum_{tinst=0}^{T'} \sum_{kws=1}^{KWS} \left(invs_{kws,tinst} * anzkws_{kws,tinst} \right) \tag{7.3.45}$$

$$Kip = \sum_{tinst=0}^{T'} \sum_{kwp=1}^{KWP} \left(invp_{kwp,tinst} * anzkwp_{kwp,tinst} \right) \tag{7.3.46}$$

$$Kiw = \sum_{tinst=0}^{T'} \sum_{kww=1}^{KWW} \left(invw_{kww,tinst} * anzkww_{kww,tinst} \right) \tag{7.3.47}$$

$$Kif = \sum_{tinst=0}^{T'} \sum_{kwf=1}^{KWF} \left(invf_{kwf,tinst} * anzkwf_{kwf,tinst} \right) \tag{7.3.48}$$

$$Kib = \sum_{tinst=0}^{T'} \sum_{kwb=1}^{KWB} \left(invb_{kwb,tinst} * anzkwb_{kwb,tinst} \right) \tag{7.3.49}$$

Betriebskosten:

$$Kb = Kbt + Kbl + Kbs + Kbp + Kbpp + Kbw + Kbf + Kbb \tag{7.3.50}$$

$$Kbt = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{tinst=0}^{T} \sum_{kwt=1}^{KWT} \sum_{tdl=t}^{t'} \left(kbetrht_{kwt,tinst,T,t} * Zt_{kwt,tinst,T,tdl} * thetazi_t \right) \tag{7.3.51}$$

$$Kbl = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{tinst=0}^{T} \sum_{kwl=1}^{KWL} \sum_{tdl=t}^{t'} \left(kbetrhl_{kwl,tinst,T,t} * Zl_{kwl,tinst,T,tdl} * thetazi_t \right) \tag{7.3.52}$$

$$Kbs = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{tinst=0}^{T} \sum_{kws=1}^{KWS} \sum_{tdl=t}^{tsz} \left(kbetrhs_{kws,tinst,T,t} * Zs_{kws,tinst,T,tdl} * thetazi_t \right) \tag{7.3.53}$$

$$Kbp = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{tinst=0}^{T} \sum_{kwp=1}^{KWP} \sum_{tdl=t}^{tsz} \left(kbetrhp_{kwp,tinst,T,t} * Zp_{kwp,tinst,T,tdl} * thetazi_t \right) \tag{7.3.54}$$

$$Kbpp = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{tinst=0}^{T} \sum_{kwp=1}^{KWP} \sum_{tdl=tsz+1}^{t'} \left(kbetrhp_{kwp,tinst,T,t} * Zpp_{kwp,tinst,T,tdl} * thetazi_t \right) \tag{7.3.55}$$

$$Kbw = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{tinst=0}^{T} \sum_{kww=1}^{KWW} \sum_{tdl=}^{t'} \left(kbetrhw_{kww,tinst,T,t} * Zw_{kww,tinst,T,tdl} * thetazi_t \right) \tag{7.3.56}$$

$$Kbf = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{tinst=0}^{T} \sum_{kwf=1}^{KWF} \sum_{tdl=t}^{t'} \left(kbetrhf_{kwf,tinst,T,t} * Zf_{kwf,tinst,T,tdl} * thetazi_t \right) \tag{7.3.57}$$

$$Kbb = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{tinst=0}^{T} \sum_{kwb=1}^{KWB} \sum_{tdl=t}^{t'} \left(kbetrhb_{kwb,tinst,T,t} * Zb_{kwb,tinst,T,tdl} * thetazi_t \right) \tag{7.3.58}$$

Unter den Nebenbedingungen:

Spitzenlastabdeckung:

$$\begin{aligned} &\sum_{kwt=1}^{KWT} \sum_{tinst=0}^{T} \left(pkwvt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst} \right) + \sum_{kwl=1}^{KWL} \sum_{tinst=0}^{T} \left(pkwvl_{kwl,tinst} * anzkwl_{kwl,tinst} \right) + \\ &\sum_{kws=1}^{KWS} \sum_{tinst=0}^{T} \left(pkwvs_{kws,tinst} * anzkws_{kws,tinst} \right) + \sum_{kwp=1}^{KWP} \sum_{tinst=0}^{T} \left(pkwvp_{kwp,tinst} * anzkwp_{kwp,tinst} \right) + \\ &\sum_{kww=1}^{KWW} \sum_{tinst=0}^{T} \left(pkwvw_{kww,tinst} * anzkww_{kww,tinst} \right) + \sum_{kwf=1}^{KWF} \sum_{tinst=0}^{T} \left(pkwvf_{kwf,tinst} * anzkwf_{kwf,tinst} \right) + \\ &\sum_{kwb=1}^{KWB} \sum_{tinst=0}^{T} \left(pkwvb_{kwb,tinst} * anzkwb_{kwb,tinst} \right) \geq pspitzet_T + pres_T \qquad mit\ T = 1,\ldots T' \end{aligned} \tag{7.3.59}$$

Energiebedarfsdeckung:

$$\sum_{kwt=1}^{KWT}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{tdl=t}^{t'} Zt_{kwt,tinst,T,tdl} + \sum_{kwl=1}^{KWL}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{t=1}^{t'} Zl_{kwl,tinst,T,tdl} +$$
$$\sum_{kws=1}^{KWS}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{tdl=t}^{tsz} Zs_{kws,tinst,T,tdl} + \sum_{kwp=1}^{KWP}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{tdl=t}^{tsz} Zp_{kwp,tinst,T,tdl} +$$
$$\sum_{kwp=1}^{KWP}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{tdl=tsz+1}^{t'} Zpp_{kwp,tinst,T,tdl} + \sum_{kww=1}^{KWW}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{tdl=t}^{t'} Zw_{kww,tinst,T,tdl} + \quad (7.3.60)$$
$$\sum_{kwf=1}^{KWF}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{tdl=t}^{t'} Zf_{kwf,tinst,T,tdl} + \sum_{kwb=1}^{KWB}\sum_{tinst=0}^{T}\sum_{tdl=t}^{t'} Zb_{kwb,tinst,T,tdl} \geq pld_{T,t} * (1 + pleit) + pdlp_{T,t}$$
$$\text{für } t = 1,\ldots T',\ kwt = 1,\ldots KWT,\ kwl = 1,\ldots KWL,\ kws = 1,\ldots KWS,\ kwp = 1,\ldots KWP,$$
$$kww = 1,\ldots KWP,\ kwf = 1,\ldots KWF,\ kwb = 1,\ldots KWB$$

Arbeitsvermögen der Laufwasserkraftwerke:

$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zl_{kwl,tinst,T,tdl} * thetazi_t \leq avl_{kwl,T} \quad kwl = 1,\ldots KWL,\ tinst = 1,\ldots T',\ T = 1,\ldots T' \quad (7.3.61)$$

$$mit\ avl_{kwl,T} = ravl_{kwl} * (1 + awravprozl_T) \quad \forall\ kwl, T \quad (7.3.62)$$

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke:
Energie der Speicherkraftwerke:

$$\sum_{tdl=t}^{tsz} Zs_{kws,tinst,T,tdl} * thetazi_t \leq avs_{kws,T} \quad kws = 1,\ldots KWS,\ tinst = 1,\ldots T',\ T = 1,\ldots T',\ \text{für } 1 \leq t \leq tsz \quad (7.3.63)$$

Energie der Pumpspeicherkraftwerke im Generatorbetrieb:

$$\sum_{tdl=t}^{tsz} Zp_{kwp,tinst,T,tdl} * thetazi_t = Epp_{kwp,T} \quad kwp = 1,\ldots KWP,\ tinst = 1,\ldots T',\ T = 1,\ldots T',\ \text{für } 1 \leq t \leq tsz \quad (7.3.64)$$

Benötigte Energie der Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb:

$$\sum_{tdl=tsz+1}^{t'} Zpp_{kwp,tinst,T,tdl} * thetazi_t * etap_{kwp} = Epp_{kwp,T} \quad (7.3.65)$$
$$kwp = 1,\ldots KWP,\ tinst = 1,\ldots T',\ T = 1,\ldots T',\ \text{für } tsz > t \geq t'$$

Aus der Summenenergie $Epps_T = \sum_{T=1}^{T'} Epp_{kwp,T}$ wird die benötigte Zusatzleistung für den Pumpbetrieb in den Intervallen t>tzs berechnet:

$$pdlp_{T,t} = \frac{Epps_T}{thetazi_t} \quad (7.3.66)$$

Energie der Windanlagen:

$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zw_{kww,tinst,T,tdl} * thetazi_t = Ew_{kww,T} \quad kww = 1,\ldots KWW,\ tinst = 1,\ldots T',\ T = 1,\ldots T' \quad (7.3.67)$$

wobei $Ew_{kww,T}$ der Windanlagen aus

$$Ew_{kww,T} = \sum_{ter=1}^{TER} pkwtw_{kww,T,ter} * t\,\mathrm{int}\,er \quad (7.3.68)$$

mit der erzeugten Leistung (aus /40/, /41/)

$$\mathrm{pkwtw}_{\mathrm{kww,T,ter}} = \mathrm{pkww}_{\mathrm{kww}} * \frac{\mathrm{v}_{\mathrm{T,ter}} - \mathrm{vc}_{\mathrm{kww}}}{\mathrm{vf}_{\mathrm{kww}} - \mathrm{vc}_{\mathrm{kww}}} \quad (7.3.69)$$

$$vc_{kww} \le v_{T,ter} \le vf_{kww} \quad (7.3.70)$$

bestimmt wird. Die Windgeschwindigkeit $v_{T,ter}$ wird mittels eines Zufallszahlen-generators (siehe weiter unten) simuliert.

Energie der Photovoltaikanlagen /40/, /41/:

$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zf_{kwf,tinst,T,tdl} * thetazi_t = Ef_{kwf,T} \quad kwf = 1,\ldots KWF,\ tinst = 1,\ldots T',\ T = 1,\ldots T' \quad (7.3.71)$$

wobei $Ef_{kwf,T}$ der Photovoltaikanlagen aus

$$\mathrm{Ef}_{\mathrm{kwf,T}} = \sum_{\mathrm{ter}=1}^{\mathrm{TER}} \mathrm{pkwtf}_{\mathrm{kwf,T,ter}} * \mathrm{tinter} \quad (7.3.72)$$

mit der erzeugten Leistung

$$pkwtf_{kwf,T,ter} = pkwf_{kwf} * einstr_{T,ter} * etaf_{kwf} \quad (7.3.73)$$

bestimmt wird.

Energie der Brennstoffzellen:

$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zb_{kwb,tinst,T,tdl} * thetazi_t = Eb_{kwb,T} \quad kwb = 1,\ldots KWB,\ tinst = 1,\ldots T',\ T = 1,\ldots T' \quad (7.3.74)$$

wobei

$$Eb_{kwb,T} = pkwb_{kwb} * tbb * etab \quad \forall T \quad (7.3.75)$$

ist.

Kapazitätsgrenzen:

$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zt_{kwt,tinst,T,tdl} + \sum_{tdl=t}^{t'} Zl_{kwl,tinst,T,tdl} + \sum_{tdl=t}^{tsz} Zs_{kws,tinst,T,tdl} + \sum_{tdl=t}^{tsz} Zp_{kwp,tinst,T,tdl} +$$
$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zw_{kww,tinst,T,tdl} + \sum_{tdl=t}^{t'} Zf_{kwf,tinst,T,tdl} + \sum_{tdl=t}^{t'} Zb_{kwb,tinst,T,tdl} \leq \quad (7.3.76)$$
$$pkwvt_{kwt,tinst} * anzkwt_{kwt,tinst} + pkwvl_{kwl,tinst} * anzkwl_{kwl,tinst} + pkwvs_{kws,tinst} * anzkws_{kws,tinst} +$$
$$pkwvp_{kwp,tinst} * anzkwp_{kwp,tinst} + pkwvf_{kwf,tinst} * anzkwf_{kwf,tinst} + pkwvb_{kwb,tinst} * anzkwb_{kwb,tinst}$$
$$für\ t = 1,\ldots T',\ kwt = 1,\ldots KWT,\ kwl = 1,\ldots KWL,\ kws = 1,\ldots KWS,\ kwp = 1,\ldots KWP,$$
$$kww = 1,\ldots KWP,\ kwf = 1,\ldots KWF,\ kwb = 1,\ldots KWB,\quad tinst = 0,\ldots T,\quad T = 1,\ldots T',\quad t = 1,\ldots t'$$

$$Zt_{kwt,tinst,T,tdl} \geq 0, \qquad \forall kwt, tinst, T, tdl \qquad (7.3.77)$$

$$Zl_{kwl,tinst,T,tdl} \geq 0, \qquad \forall kwl, tinst, T, tdl \qquad (7.3.78)$$

$$Zs_{kws,tinst,T,tdl} \geq 0, \qquad \forall kws, tinst, T, tdl \qquad (7.3.79)$$

$$Zp_{kwp,tinst,T,t} \geq 0, \qquad \forall kwp, tinst, T, t \qquad (7.3.80)$$

$$Zw_{kww,tinst,T,tdl} \geq 0, \qquad \forall kww, tinst, T, tdl \qquad (7.3.81)$$

$$Zf_{kwf,tinst,T,tdl} \geq 0, \qquad \forall kwf, tinst, T, tdl \qquad (7.3.82)$$

$$Zb_{kwb,tinst,T,tdl} \geq 0, \qquad \forall kwb, tinst, T, tdl \qquad (7.3.83)$$

$$0 \leq \text{anzkwt}_{\text{kwt,tinst}} \leq \text{maxanzkwt}_{\text{kwt,tinst}} \qquad \text{integer } \forall \text{kwt, tinst} \qquad (7.3.84)$$

$$0 \leq \text{anzkwl}_{\text{kwl,tinst}} \leq \text{maxanzkwl}_{\text{kwl,tinst}} \qquad \text{integer } \forall \text{kwl, tinst} \qquad (7.3.85)$$

$$0 \leq \text{anzkws}_{\text{kws,tinst}} \leq \text{maxanzkws}_{\text{kws,tinst}} \qquad \text{integer } \forall \text{kws, tinst} \qquad (7.3.86)$$

$$0 \leq \text{anzkwp}_{\text{kwp,tinst}} \leq \text{maxanzkwp}_{\text{kwp,tinst}} \qquad \text{integer } \forall \text{kwp, tinst} \qquad (7.3.87)$$

$$0 \leq \text{anzkww}_{\text{kww,tinst}} \leq \text{maxanzkww}_{\text{kww,tinst}} \qquad \text{integer } \forall \text{kww, tinst} \qquad (7.3.88)$$

$$0 \leq \text{anzkwf}_{\text{kwf,tinst}} \leq \text{maxanzkwf}_{\text{kwf,tinst}} \qquad \text{integer } \forall \text{kwf, tinst} \qquad (7.3.89)$$

$$0 \leq \text{anzkwb}_{\text{kwb,tinst}} \leq \text{maxanzkwb}_{\text{kwb,tinst}} \qquad \text{integer } \forall \text{kwb, tinst} \qquad (7.3.90)$$

7.3.6 Erweiterungsstufe 5

Die Erweiterungsstufe 5 wird durch folgende Punkte erweitert:

7.3.6.1 Langfristige Liefer- und Bezugsverbindlichkeiten (Importe/Exporte)

Langfristige Verträge für Importe und Exporte elektrischer Energie sollen die Energiebilanzen mit den Nachbarländern (zum Beispiel vereinbarte bilaterale Energielieferverträge) nachbilden.

7.3.6.2 Spotmarkt

Hier werden Importe und Exporte für elektrische Energie aus und zum Spotmarkt der Strombörsen formuliert.

7.3.6.3 Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Die Annahme in der Erweiterungsstufe 4, dass die Speicher am Beginn und Ende des Intervalls T voll sind, wird durch Einführung der entsprechenden Nebenbedingungen erzwungen (integrale Nebenbedingung) und mathematisch formuliert. Es wird somit der wahre Energieinhalt des Speichers berücksichtigt /32/, /33/.

7.3.6.4 Kraftwerksersatz

Da die Lebensdauer von Kraftwerken beschränkt ist, muss dies auch in der vorliegenden Modellformulierung Berücksichtigung finden. Eine Erzeugung von bestehenden und neu erbauten Kraftwerken ist nur so lange möglich, so lange $v \leq kwldX_Y$ gilt.
Ist $v > kwldX_Y$ so sind die betroffenen Kraftwerke außer Betrieb zu setzen und alternativ Neue zu errichten.

$$X \in \{\text{allen Kraftwerkstypen}\} \tag{7.3.91}$$

$$Y \in \{\text{KW} - \text{Nummer}\} \tag{7.3.92}$$

7.3.6.5 Akzeptanz von Kraftwerken

Um soziale Aspekte (z.B. Akzeptanz der Bevölkerung für bestimmte Kraftwerke) zu berücksichtigen wird ein Gewichtungsfaktor (Akzeptanzfaktor) ak für jede Kraftwerksart und -type eingeführt.
Die diskontierten Investitionskosten erweitern sich daher (vgl. Kapitel 7.3.3):

$$invX_{Y,tinst} = kwpX_Y * d_T * akX_Y \quad \forall X, Y, tinst, T \tag{7.3.93}$$

mit $$d_T = (1+dr)^{-(T*t\,\mathrm{int})}$$

die diskontierten Betriebskosten:

$$kbetrhX_{Y,tinst,T,t} = kwpX_Y * d_T * akX_Y * thetax_t \quad \forall X, Y, tinst, T, t \tag{7.3.94}$$

7.3.6.6 Wirkungsgrad der thermischen Kraftwerke

In den vorangegangenen Modellen wird ein vom Betrieb unabhängiger konstanter Wirkungsgrad angenommen. Dieser wird durch eine linearisierte Wirkungsgradkennlinie ersetzt.

7.3.6.7 Windanlagen

Es ist das beschränkte Platzangebot für Windanlagen in das Modell mit ein zu beziehen (siehe Abbildung 5.2).

$$\sum_{v=0}^{T}\sum_{j=1}^{J} x_{j,v} * F_{j,v} \leq Fwind_t \quad \forall t, j \in \{Windanlagen\} \tag{7.3.95}$$

$$Fwindmax \geq \sum_{t=0}^{T} Fwind_t \tag{7.3.96}$$

$$Fwind_t = \sum_{t=0}^{T} Fw_{t,p} \quad \forall t \tag{7.3.97}$$

$x_{j,v}$ ..... Anzahl der Windanlagen errichtet in v
$Fw_{j,v}$ ..... Fläche die eine Windanlage in v benötigt
$Fwind_t$ ..... Gesamtfläche die zum Windausbau zur Verfügung steht
$F_{j,v}$ ..... Fläche die eine Windanlage j in v benötigt
Fwindmax . Gesamtfläche der für den Windanlagenausbau zur Verfügung steht

7.3.6.8 Photovoltaikanlagen

Bei Ausbau der Photovoltaikanlagen ist die maximal zur Verfügung stehende Fläche als Grenze zu berücksichtigen.

$$\sum_{v=0}^{T}\sum_{j=1}^{J} x_{j,v} * F_{j,v} \leq Fphoto_t \quad \forall t, j \in \{Photovoltaikanlagen\} \tag{7.3.98}$$

$$Fphotomax \geq \sum_{t=0}^{T} Fphoto_t \tag{7.3.99}$$

$$Fphoto_t = \sum_{t=0}^{T} F_{t,p} \quad \forall t \tag{7.3.100}$$

Es ist nun zu hoffen, dass das hier zu entwickelnde Modell mit der Improved Z-substitute Methode zu lösen sein wird. Ist das nicht der Fall, dann müssen Zerlegungstechniken Anwendung finden, wie etwa die Dantzig-Wolfe Dekomposition für lineare, kontinuierliche Modelle oder die Benders Dekompositions Methode für lineare Modelle mit ganzzahligen Variablen für sehr große Ausbauplanungsmodelle, welche konkrete Projekte im Detail untersuchen.

Folgende neue Notationen werden verwendet:

TS ..... Anzahl der Intervalle für den Spotmarkt
TFU ..... Anzahl der Intervalle für den Futuremarkt
$klfvb_{lfvb,T}$ ..... Diskontierter Einkaufspreis für langfristige Bezugsverträge in €/MWh je Vertrag lfvb im Intervall T
$klfvl_{lfvl,T}$ ..... Diskontierter Verkaufspreis für langfristige Lieferverträge in €/MWh je Vertrag lfvl im Intervall T
$ksph_{T,ts}$ ..... Diskontierter Spotmarktein- und -verkaufspreis in €/MWh im Hauptintervall T und Subintervall ts
espbprozmax ..... Anteil vom Gesamtenergieverbrauch in Prozent der am Spotmarkt maximal zugekauft wird
espbprozmin ..... Anteil vom Gesamtenergieverbrauch in Prozent der am Spotmarkt mindestens zugekauft wird
esplprozmax ..... Anteil vom Gesamtenergieverbrauch in Prozent der am Spotmarkt maximal verkauft wird
esplprozmmin ..... Anteil vom Gesamtenergieverbrauch in Prozent der am Spotmarkt mindestens verkauft wird
E_T ..... Gesamtenergieverbrauch in T ohne Pumpleistung
$Espb_T$ ..... Energie die am Spotmarkt im Hauptintervall T zugekauft wird
$Espl_T$ ..... Energie die am Spotmarkt im Hauptintervall T verkauft wird
$Espb1_{T,ts}$ ..... Energie die am Spotmarkt im Hauptintervall T und Subintervall ts zugekauft wird
$Espl1_{T,ts}$ ..... Energie die am Spotmarkt im Hauptintervall T und Subintervall ts verkauft wird
Kspb ..... Gesamtkosten der eingekauften Energie am Spotmarkt
Kspl ..... Gesamtgewinn der verkauften Energie am Spotmarkt
$Elfvb_{lfvb,t}$ ..... Bezugsenergie je Vertrag lfvl im Hauptintervall t
$Elfvl_{lfvl,t}$ ..... Lieferenergie je Vertrag lfvl im Hauptintervall t
d_T ..... Diskontierungsfaktor
dr ..... jährlicher Zinssatz
$vs_{kws,tinst,T,t}$ ..... Speichervolumen des Speicherkraftwerkes kws im Hauptintervall T und Subintervall t, installiert zum Zeitpunkt tinst
$vs0_{kws}$ ..... Speicheranfangsvolumen des Speicherkraftwerkes kws im Hauptintervall T=1 und Subintervall t=1
$qs_{kws,tinst,T,t}$ ..... Summe von Zu- und Abfluss des Speichersees der Kraftwerksart kws in T und t
$qst_{kws,tinst,T,t}$ ..... Durchfluss im Turbinenbetrieb der Kraftwerksart kws in T und t
ksp_{kws} ..... Faktor für die Leistungsberechnung des Speicherkraftwerkes kws
$vp_{kwp,tinst,T,t}$ ..... Speichervolumen des Pumpspeicherkraftwerkes kwp im Hauptintervall T und Subintervall t, installiert zum Zeitpunkt tinst
$vp0_{kwp}$ ..... Speicheranfangsvolumen des Pumpspeicherkraftwerkes kwp im Hauptintervall T=1 und Subintervall t=1
$qp_{kwp,tinst,T,t}$ ..... Summe von Zu- und Abfluss des Speichersees der Kraftwerksart kwp in T und t
$qpt_{kwp,tinst,T,t}$ ..... Durchfluss im Turbinenbetrieb der Kraftwerksart kwp in T und t
$qpp_{kwp,tinst,T,t}$ ..... Durchfluss im Pumpbetrieb der Kraftwerksart kwp in T und t
kp_{kwp} ..... Faktor für die Leistungsberechnung des Pumpspeicherkraftwerkes kwp im Generatorbetrieb
kpp_{kwp} ..... Faktor für die Leistungsberechnung des Pumpspeicherkraftwerkes kwp im Pumpbetrieb

$plfvb_{lfvb,T}$ ..... Leistung aus den langfristigen Bezugsverbindlichkeiten lfvb im Hauptintervall T
$plfvl_{lfvl,T}$ ..... Leistung aus den langfristigen Lieferverbindlichkeiten lfvl im Hauptintervall T
$pspbmin_T$ ..... Minimale Leistung die aus dem Spotmarkt im Hauptintervall T bezogen wird
$psplmax_T$ ..... Maximale Leistung die in den Spotmarkt im Hauptintervall T geliefert wird
$Zlfvb_{lfvb,T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für langfristige Bezugsverbindlichkeiten lfvb im Hauptintervall T und Subintervall tdl
$Zlfvl_{lfvl,T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für langfristige Lieferverbindlichkeiten lfvl im Hauptintervall T und Subintervall tdl
$Zspb_{T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für Spotmarktbezug im Hauptintervall T und Subintervall tdl
$Zspl_{T,tdl}$ ..... Z-substitute-Variable für Spotmarktlieferung im Hauptintervall T und Subintervall tdl
$Afoto_T$ ..... Verbaute Fläche der Photovoltaikanlagen in T
Afotomax ..... Maximal zur Verfügung stehende Fläche für den Photovoltaikausbau

Mit den oben diskutierten Punkten ergeben sich folgende Erweiterungen für:

Die **Zielfunktion**:

$$MIN\,(K) \tag{7.3.101}$$

mit
$$K = Ki + Kb + Klfvb - Klfvl + Kspb - Kspl \tag{7.3.102}$$

Ki und Kb berechnen sich wie in Erweiterungsstufe 4 diskutiert mit den zusätzlichen Kosten für:

Langfristige Liefer- und Bezugsverbindlichkeiten:

$$Klfvb = \sum_{lfvb=1}^{LFVB} \sum_{T=1}^{T'} Elfvb_{lfvb,T} * klfvb_{lfvb,T} \tag{7.3.103}$$

$$Klfvl = \sum_{lfvl=1}^{LFVL} \sum_{T=1}^{T'} Elfvl_{lfvl,T} * klfvl_{lfvl,T} \tag{7.3.104}$$

Spotmarkt:

$$Kspb = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{ts=1}^{TS} ksph_{T,ts} * Espb1_{T,ts} \tag{7.3.105}$$

$$Kspl = \sum_{T=1}^{T'} \sum_{ts=1}^{TS} ksph_{T,ts} * Espl1_{T,ts} \tag{7.3.106}$$

Unter den Nebenbedingungen:

Spitzenlastabdeckung, wie in der vorherigen Aufgabe angegeben, durch folgende Terme erweitert:

$$\ldots\ldots\ldots + \sum_{lfvb=1}^{LFVB} plfvb_{lfvb,T} - \sum_{lfvl=1}^{LFVL} plfvl_{lfvl,T} +$$
$$pspb\min_T - pspl\max_T \geq pspitzet_T + pres_T \qquad (7.3.107)$$
$$mit\ T = 1,\ldots T'$$

Energiebedarfsdeckung:

$$\ldots\ldots\ldots + \sum_{lfvb=1}^{LFVB}\sum_{tdl=t}^{t'} Zlfvb_{lfvb,T,tdl} - \sum_{lfvl=1}^{LFVL}\sum_{tdl=t}^{t'} Zlfvl_{lfvl,T,tdl} +$$
$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zspb_{T,tdl} - \sum_{tdl=t}^{t'} Zspl_{T,tdl} \geq pld_{T,t} * (1 + pleit) + pdlp_{T,t} \qquad (7.3.108)$$
$$für\ t = 1,\ldots t'$$

Energie aus den langfristigen Bezugs- und Lieferverträgen:

$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zlfvb_{lfvb,T,tdl} * thetazi_t = Elfvb_{lfvb,T} \quad lfvb = 1,\ldots LFVB,\ T = 1,\ldots T' \qquad (7.3.109)$$

$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zlfvl_{lfvl,T,tdl} * thetazi_t = Elfvl_{lfvl,T} \quad lfvl = 1,\ldots LFVL,\ T = 1,\ldots T' \qquad (7.3.110)$$

Energie vom und zum Spotmarkt:

$$\sum_{tdl=t}^{t'} \mathrm{Zspb}_{T,tdl} * \mathrm{thetazi}_t = \mathrm{Espb}_T \quad T = 1,\ldots T' \qquad (7.3.111)$$

$$\sum_{tdl=t}^{t'} Zspl_{T,tdl} * thetazi_t = Espl_T \quad T = 1,\ldots T' \qquad (7.3.112)$$

$$Espb_T = \sum_{ts=1}^{TS} Espb1_{T,ts} \qquad (7.3.113)$$

$$Espl_T = \sum_{ts=1}^{TS} Espl1_{T,ts} \qquad (7.3.114)$$

$$\mathrm{Espb}\min_T \leq \mathrm{Espb}_T \leq \mathrm{Espb}\max_T \qquad (7.3.115)$$

$$Espl\min_T \leq Espl_T \leq Espl\max_T \qquad (7.3.116)$$

Speicherbedingungen für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

a) Speicherkraftwerke

Speicheranfangsbedingung:

$$vs_{kws,tinst,T,t} = vs0_{kws} - qs_{kws,tinst,T,t} * thetax_t \quad \forall kws, tinst;\ für\ T = 1;\ für\ t = 1 \quad (7.3.117)$$

Speichervolumenbilanz:

$$vs_{kws,tinst,T,t} = vs_{kws,tinst,T,t-1} - qs_{kws,tinst,T,t} * thetax_t \quad \forall kws, tinst;\ für\ T > 1;\ für\ t > 1 \quad (7.3.118)$$

mit

$$qs_{kws,tinst,T,t} = qst_{kws,tinst,T,t} - qzus_{kws,tinst,T,t} \quad \forall kws, tinst, T\ \ für\ 1 \le t \le tzs \quad (7.3.119)$$

und

$$qs_{kws,tinst,T,t} = -qzus_{kws,tinst,T,t} \quad \forall kws, tinst, T\ \ für\ tzs < t \le t' \quad (7.3.120)$$

Speicherbedingung (die Summe über alle Zu- und Abflüsse muss Null ergeben):

$$\sum_{t=1}^{t'} qs_{kws,tinst,T,t} * thetax_t = 0 \quad \forall kws, tinst, T \quad (7.3.121)$$

Leistungserzeugung:

$$\sum_{tdl=t}^{tzs} Zs_{kws,tinst,T,\mathrm{tdl}} = ksp_{kws} * qst_{kws,tinst,T,t} \quad \forall kws, tinst, T, t \quad für\ 1 \le tdl \le tzs \quad (7.3.122)$$

b) Pumpspeicherkraftwerke

Speicheranfangsbedingung:

$$vp_{kwp,tinst,T,t} = vp0_{kwp} - qp_{kwp,tinst,T,t} * thetax_t \quad \forall kwp, tinst;\ für\ T = 1;\ für\ t = 1 \quad (7.3.123)$$

Speichervolumenbilanz:

$$vp_{kwp,tinst,T,t} = vp_{kwp,tinst,T,t-1} - qp_{kwp,tinst,T,t} * thetax_t \quad \forall kwp, tinst;\ für\ T > 1;\ für\ t > 1 \quad (7.3.124)$$

mit

$$qp_{kwp,tinst,T,t} = qpt_{kwp,tinst,T,t} - qzup_{kwp,tinst,T,t} \quad \forall kwp, tinst, T\ \ für\ 1 \le t \le tzs \quad (7.3.125)$$

und

$$qp_{kwp,tinst,T,t} = -qpp_{kwp,tinst,T,t} - qzup_{kwp,tinst,T,t} \quad \forall kwp, tinst, T \ \ für\ tzs < t \le t' \quad (7.3.126)$$

Speicherbedingung (die Summe über alle Zu- und Abflüsse muss Null ergeben):

$$\sum_{t=1}^{t'} qp_{kwp,tinst,T,t} * thetax_t = 0 \quad \forall kwp, tinst, T \quad (7.3.127)$$

Leistungserzeugung:

$$\sum_{tdl=t}^{tzs} Zp_{kwp,tinst,T,tdl} = kp_{kwp} * qpt_{kwp,tinst,T,t} \quad \forall kwp, tinst, T, t \quad für\ 1 \le tdl \le tzs \quad (7.3.128)$$

Leistung für den Pumpbetrieb:

$$\sum_{tdl=tzs+1}^{t'} Zpp_{kwp,tinst,T,tdl} = kpp_{kwp} * qpp_{kwp,tinst,T,t} \quad \forall kwp, tinst, T, t \quad für\ tzs < t \le t' \quad (7.3.129)$$

Kapazitätsgrenzen:

$$\begin{aligned} &\ldots\ldots\ldots + \sum_{tdl=t}^{t'} Zlfvb_{lfvb,T,\mathrm{tdl}} - \sum_{tdl=t}^{t'} Zlfvl_{lfvl,T,\mathrm{tdl}} + \sum_{tdl=t}^{t'} Zspb_{T,\mathrm{tdl}} - \sum_{tdl=t}^{t'} Zspl_{T,\mathrm{tdl}} \le \\ &\ldots\ldots\ldots + \sum_{T=1}^{T'} plfvb_{lfvb,T} - \sum_{T=1}^{T'} plfvl_{lfvl,T} + pspb \max_T - pspl \max_T \quad (7.3.130) \\ &für\ t = 1,\ldots t',\ tinst = 0,\ldots T, \quad T = 1,\ldots T' \end{aligned}$$

$$Zlfvb_{lfvb,T,tdl} \ge 0, \qquad \forall lfvb, T, tdl \quad (7.3.131)$$

$$Zlfvl_{lfvl,T,tdl} \ge 0, \qquad \forall lfvl, T, tdl \quad (7.3.132)$$

$$Zspb_{T,tdl} \ge 0, \qquad \forall T, tdl \quad (7.3.133)$$

$$Zspl_{T,tdl} \ge 0, \qquad \forall fua, T, tdl \quad (7.3.134)$$

7.3.7 Erweiterungsstufe 6

7.3.7.1 Rechtliche Rahmenbedingungen und Vorgaben

Im Rahmen des österreichischen ElWOG und dem Ökostromgesetz sind bestimmte Untergrenzen für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieerzeugern vorgegeben. Diese sind im Modell einzubinden.

$$E_t = \sum_{j=1}^{J} E_{j,t} \quad \forall j \tag{7.3.135}$$

$$Ee_t = \sum_{m=1}^{M} E_{m,t} \quad \forall m \in \{\text{erneuerbare Energieerzeuger}\} \tag{7.3.136}$$

$$Ew_t = \sum_{n=1}^{N} E_{n,t} \quad \forall n \in \{\text{Kleinwasserkraftwerke}\} \tag{7.3.137}$$

$$E_{j,t} = \sum_{v=0}^{t} \sum_{p=1}^{P} E_{j,v,t,p} \quad \forall j,t \tag{7.3.138}$$

$$E_t * GVe \geq Ee_t \quad \forall t \tag{7.3.139}$$

$$Ee_t * GVw \geq Ew_t \quad \forall t \tag{7.3.140}$$

E_t ..... Energie die in t erzeugt wird
$E_{j,t}$ ..... Energie die von Kraftwerkstyp j in t erzeugt wird
Ee_t ..... Energie die von erneuerbaren Energieerzeugern in t geliefert wird
Ew_t ..... Energie die von Kleinwasserkraftwerken in t erzeugt wird
GVw,GVe.. Mindesterzeugungsanteil pro anno lt. ElWOG in [1]

7.3.7.2 Lernkurve

Die derzeitige Entwicklung der erneuerbaren Energieerzeuger wird durch intensive Forschung und vermehrten Einsatz stetig vorangetrieben. Da diese Technologien gegenüber den konventionellen Kraftwerken noch nicht ihr Optimum erreicht haben, muss deren künftiger Fortschritt ebenfalls berücksichtigt werden.

$$Cr_t^{\%} = Cr_{t-1}^{\%} * \left(\frac{P_{t-1}}{P_{t-2}} \right)^{\left(\frac{\ln(1-LR_t)}{\ln 2} \right)} \tag{7.3.141}$$

Leider konnte der oben diskutierte Modellansatz in Easy Modeler/6000 nicht mehr für die Szenarienberechnungen herangezogen werden, da der Hauptspeicher seitens der zur Verfügung stehenden Hardware nicht ausreichte. Auch der Versuch das Modell in FORTRAN und dann mittels OSL zu lösen scheiterte an der Beschränktheit des Hauptspeichers. Aus diesen Erfahrungen war der Umstieg auf eine andere Hard-

und Software gegeben. Die Wahl fiel, wie oben bemerkt auf AMPL als Modelliersprache und Freeware GNU Linear Programming Kit Version 4.8 als Optimierungssoftware. Um von Beginn an die Performance und die Rechenzeit zu minimieren ist die *Dekompositions Methode von Benders* eingesetzt worden (siehe Kapitel 7.2.6.2).

7.4 Aufgabenformulierung – Szenariotechnik

Aus Basis des oben erörterten Modells sind gemeinsam mit den Basisdaten für Österreich mögliche Kraftwerksausbaupfade von 2010 bis 2050 zu entwickeln.
Es stehen die Kraftwerke der

- Versorgungsgruppe A: Hydraulische und thermische Kraftwerke (mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung) mit P_{el} > 100 MW,
- Versorgungsgruppe B: Hydraulische (10 MW < P_{el} < 100 MW) und thermische Kraftwerke (mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung mit P_{el} < 100 MW),
- Versorgungsgruppe C: Hydraulische- (P_{el} < 10 MW), Wind-, Photovoltaik-, thermische Anlagen (zum Beispiel Biogas- und Biomüllanlagen) mit P_{el} < 100 MW,

wie in Kapitel 7.1.1 beschrieben, zur Verfügung.

In drei Hauptszenarien wird gezeigt, mit welchen Kraftwerkstypen sowohl die Leistung, als auch die elektrische Energie gedeckt werden kann und eine Entscheidungshilfe auf Basis Szenariotechnik für die kommende Kraftwerksausbauplanung gegeben.

7.4.1 Hauptszenario 1

Das Hauptszenario 1 beschreibt die herkömmliche angewendete Kraftwerks-ausbauplanung. Es können alle Kraftwerkstypen aus den Versorgungsgruppen A, B und C zugebaut werden. Restriktionen bestehen darin, dass keine Kernkraftwerke (wird in der Dateneingabe schon berücksichtigt) zugebaut und die rechtlichen Rahmenbedingungen des österreichischen Elektrizitäts- und Organisationsgesetzes (ElWOG) /68/ eingehalten werden.
Das Hauptszenario 1 unterteilt sich in fünf Unterszenarien 1A bis 1E.

Tabelle 7.4.1: Unterszenarien 1A bis 1E, Referenzszenario 1D (grün markiert)

Unterszenario	zusätzliche Annahmen
1A	• Rohstoffpreise bleiben über den gesamten Betrachtungszeitraum unverändert am Höchststand 2004 • Keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie
1B	• Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie
1C	• Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie
1D	• Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)
1E	• Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)

Wie schon in Kapitel 7.1.2 bemerkt, beinhaltet die Verzehn- beziehungsweise Verfünfzehnfachung des Primärenergiepreises bis 2050 nicht nur die Preisentwicklung selbst, sondern auch die CO_2-Kostenbelastung für den Emissionshandel. Als Referenzszenario dient das Unterszenario 1D, da die Annahme der Verzehnfachung des Rohstoffpreises bis 2050, siehe Georg Erdmann, Energieökonomik, Seite 62, /80/ und die Reduzierung der Investitionskosten von erneuerbaren Energieerzeugern, siehe Gustav Resch, Dissertation /67/ und EEG (energy economics group, TU Wien) Green-X program /81/, am wahrscheinlichsten zutreffen wird.

In den weiteren Hauptszenarien 2 und 3 werden die Annahmen die für die Unterszenarien 1A bis 1C nicht mehr berücksichtigt, da der Rohstoffpreis nicht das derzeitige Preisniveau (Maximum 2004) hält und ebenfalls die Fixkosten von erneuerbaren Energieerzeugern abhängig von Einsatz und Leistung nicht reduziert werden.
Die Untersuchung von Unterszenario 1A bis 1C ist auf Grund der Vollständigkeit und Betrachtung wichtiger Extrema, zum Zwecke des Vergleiches, notwendig.

7.4.2 Hauptszenario 2

Das Hauptszenario 2 beschreibt ein Ausbauplanungsmodell mit einem Erzeugungsmix von konventionellen Kraftwerken aus Versorgungsgruppe A und B, und erneuerbaren Energieerzeugern aus Versorgungsgruppe C. Mindestens zehn Prozent der gesamten Energieerzeugung muss aus Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergieträgern erzeugt werden.
Es unterteilt sich in fünf Unterszenarien 2A bis 2E, wobei jedoch nur die Unterszenarien 2D und 2E berechnet werden, da in diesen Unterszenarien die wahrscheinlichsten Annahmen, wie Verteuerung der Rohstoffe und Investitionskostenreduktion durch Lerneffekte, getroffen wurden.

Tabelle 7.4.2: Unterszenario 2 mit zusätzlichen Annahmen

Unterszenario	zusätzliche Annahmen
2A	• Nicht mehr berücksichtigt, da der Rohstoffpreis nicht das derzeitige Preisniveau (Maximum 2004) hält
2B	• Nicht mehr berücksichtigt, da keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie erfolgt
2C	• Nicht mehr berücksichtigt, da keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie erfolgt
2D	• Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)
2E	• Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)

7.4.3 Hauptszenario 3

Das Hauptszenario 3 definiert ein Ausbauplanungsmodell nur auf Basis erneuerbarer Energieerzeuger. Alle neu zu errichtenden und zu ersetzenden Kraftwerke werden nur aus der Versorgungsgruppe C und einigen aus der Versorgungsgruppe B, wie Laufwasserkraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, ersetzt.
Ähnlich dem Hauptszenario 2 werden im Hauptszenario 3 nur die zwei Unterszenarien 3D und 3E berechnet.

Tabelle 7.4.3: Unterszenario 3 mit zusätzlichen Annahmen

Unterszenario	zusätzliche Annahmen
3A	• Nicht mehr berücksichtigt, da der Rohstoffpreis nicht das derzeitige Preisniveau (Maximum 2004) hält
3B	• Nicht mehr berücksichtigt, da keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie erfolgt
3C	• Nicht mehr berücksichtigt, da keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie erfolgt
3D	• Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der Erneuerbaren reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)
3E	• Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der Erneuerbaren reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)

In allen Szenarien sind die Engpassleistung je Kraftwerkstyp, die Engpassleistung nach Versorgungsgruppe, sowie die Energiebilanz darzustellen und die diskontierten Investitions- und Betriebskosten sowie der Barwert anzugeben.
Weiters sind die Stromgestehungskosten aus dem Ausbauplan zu bestimmen. Darüber hinaus sind CO_2-, SO_2-, NO_x-, und Staubemissionen in Diagrammen darzustellen.

8 Ergebnisse aus den Szenariorechnungen – Analyse aus dem Vergleich mit dem Referenzszenario

Wie in der Modellbeschreibung diskutiert, ist die durchschnittliche Verbraucherlast in Hauptintervallschritt T und Subintervallschritt t zu bilden.
Aus der Ganglinie (Abschnitt 7, Diagramm 7.1.1) wird die Dauerlinie und daraus die diskretisierte Dauerlinie abgeleitet (Diagramm 7.4.1). Die prognostizierte diskretisierte Dauerlinie (Dauerlinienblöcke) vom Basisjahr 2004 bis 2050 ist im Diagramm 7.4.2 dargestellt. Aus diesem Diagramm sind auch die Hauptintervallschritte zu entnehmen. Es ist hier darauf zu achten, dass jeweils die letzten Dauerlinienblöcke des Hauptintervalles gezeigt werden, da nur diese für die Modellrechung verwendet werden. Das bedeutet zum Beispiel für das Hauptintervall 2022/25 das Jahr 2025 oder für das Hauptintervall 2038/41 das Jahr 2041.

Diagramm 7.4.3 zeigt die Entwicklung der Spitzenlast mit Reserve bis 2050.
Für die Verbraucherlast, Energie und Spitzenlast ist eine Steigerung von 2% per anno angenommen.

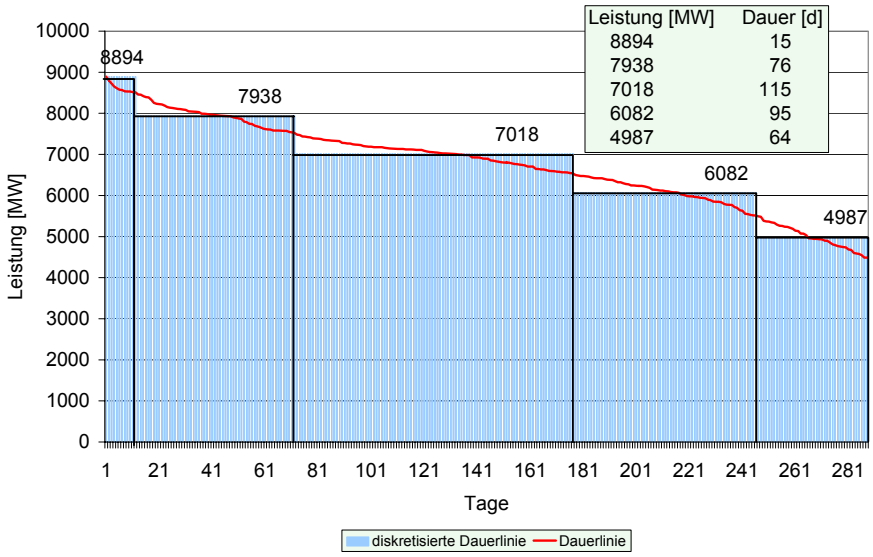


Diagramm 7.4.1: Dauerlinie und diskretisierte Dauerlinie für Basisjahr 2004

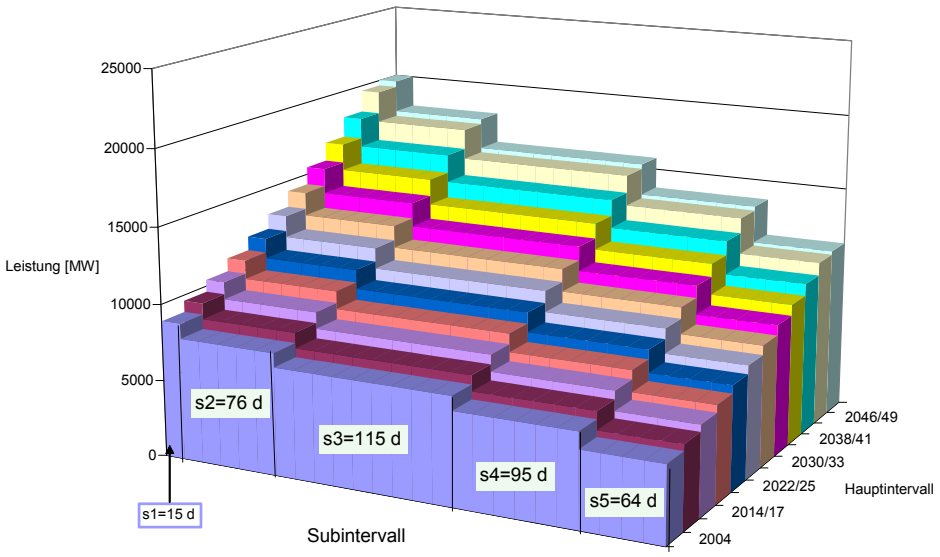


Diagramm 7.4.2: Diskretisierte Dauerlinie von 2004 bis 2050; Steigerungsrate 2%/a

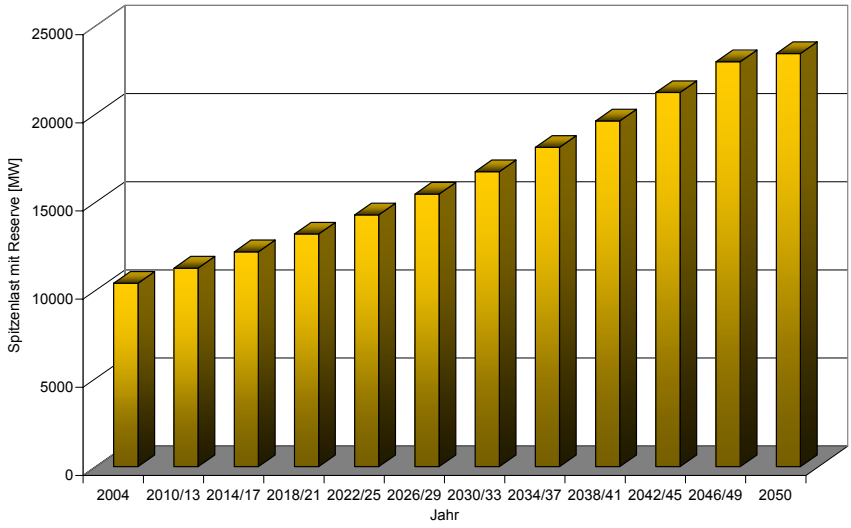


Diagramm 7.4.3: Entwicklung der Spitzenlast mit Reserve von 2004 bis 2050; Steigerungsrate 2%/a

In den folgenden Diagrammen wird bei Bedarf auf folgende Anmerkungen verwiesen:

(1) Die Lieferung von Spitzenlast (grünes Kreuz) aus den Kraftwerken ist jederzeit gewährleistet. Die Überdeckung der Spitzenlast muss vorliegen, da nicht alle Kraftwerke zum Zeitpunkt des Auftretens der Spitzenlast in Betrieb sind[46].

(2) Die Forderung, dass die gesamte auftretende Energie aus dem Inland gedeckt werden muss, ist vollständig erfüllt, da die Energie-Soll-Linie (grüne Linie) unter oder gleich der Grenzlinie der violetten Fläche liegt.

[46] Sie können zum Beispiel in Revision sein.

Die zusätzlichen Energieimporte (blaue Fläche) sind auf die erzeugte Energiefläche aufgesetzt.

(3) Werden die Energieexporte zum Spotmarkt oder die Exporte auf Grund von Lieferverträgen von der Grenzlinie der erzeugten Energie subtrahiert, wird die grüne Linie in den Bereich der blauen Fläche verschoben. Durch die mehr erzeugte Energie aus den Kraftwerken als der geforderten Sollenergie und den Energieimporten kann somit die Deckung der gesamten benötigten Energie (inländischer Verbrauch, Lieferungen zum Spotmarkt, Vertragslieferungen) sichergestellt werden. Zusätzlich ist eine Reserve für eine höhere Verbrauchsteigerungsrate als 2% gegeben.

8.1 Hauptszenario 1

Das Hauptszenario 1, welches sich in die Unterszenarien 1A bis 1E unterteilt, beschreibt die herkömmliche Kraftwerksausbauplanungspolitik. Es werden keine Einschränkungen auf Kraftwerkstyp oder installierte Leistung, ausgenommen der Anzahl der neu zu errichtenden Kraftwerke in Hauptintervall t und keine Kernkraftwerke, vorgegeben.

Die von den Rechtsvorschriften verpflichtenden Erzeugungsvorgaben

a) Mindestens 4% der erzeugten Energie pro Jahr muss aus erneuerbaren Energien stammen,
b) 9% des Punktes a) müssen aus Kleinwasserkraftwerken, dies sind Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung kleiner 10MW erzeugt werden,

sind ebenfalls einzuhalten.

8.1.1 Unterszenario 1A

Zusätzlich zu den oben genannten werden weitere Annahmen getätigt:

- Die Rohstoffpreise bleiben über den gesamten Betrachtungszeitraum unverändert am Höchststand 2004.
- Keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.

Im Basisjahr 2004 (Referenzjahr) beträgt die installierte Engpassleistung 18.050 MW. Diese setzt sich aus 65% Wasserkraft, 33% thermischen Anlagen, sowie 2% Wind- und Photovoltaikanlagen zusammen.

Dieses Verhältnis verändert sich im Durchrechnungszeitraum bis 2050 zu Gunsten von thermischen Anlagen (56%) gegenüber der Wasserkraft (39%). Diese Veränderung beruht auf der Beschränktheit des Wasserkraftpotenzials. Die Windkraft (4%) wird um das zirka 3,27-fache, die Photovoltaik (1%) um das 10,6-fache steigen (siehe Diagramm 8.1.1).

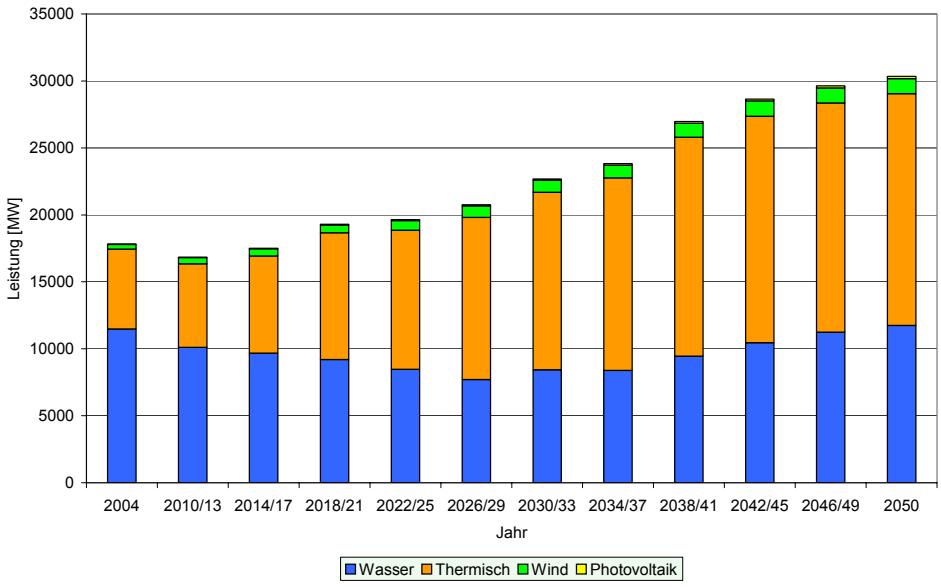


Diagramm 8.1.1: Unterszenario 1A; Engpassleistung nach Kraftwerkstyp

Aus Diagramm 8.1.2 ist für die Versorgungsgruppe A die Außerbetriebnahme der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke zu entnehmen (Reduktion der blauen Balken). Die Substitution erfolgt überwiegend aus Kraftwerken der Versorgungsgruppe Aneu. Die zusätzlich auftretende Verbraucherlast wird aus den Versorgungsgruppen Bneu und Cneu abgedeckt, weiters gilt Anmerkung (1).

Die diskontierten Investitionskosten für dieses Unterszenario betragen 627 Mrd. € und die diskontierten Betriebskosten 17 Mrd. €.
Somit beträgt der Barwert 644 Mrd. €.

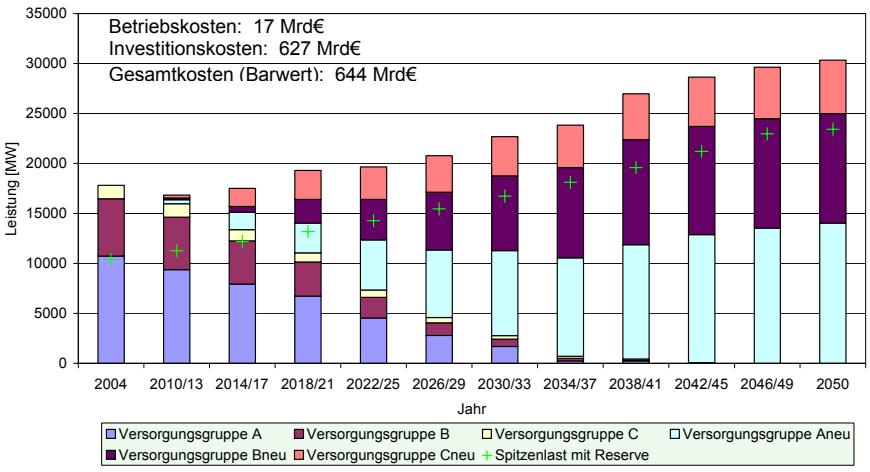


Diagramm 8.1.2: Unterszenario 1A; Engpassleistung nach Versorgungsgruppe

Die Energiebilanz ist im Diagramm 8.1.3 dargestellt. Es gilt Anmerkung (1) und (3).

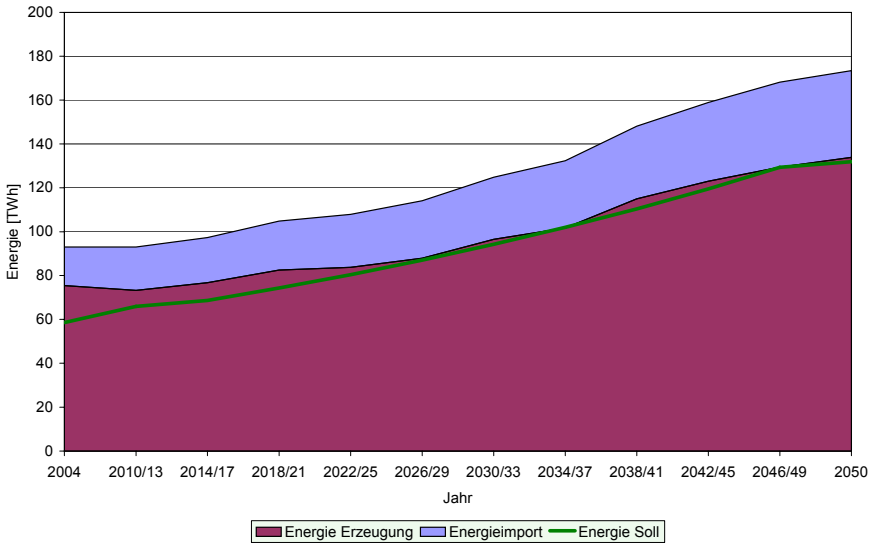


Diagramm 8.1.3: Unterszenario 1A; Energiebilanz

Im Diagramm 8.1.4 sind die prozentuellen Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050 dargestellt.

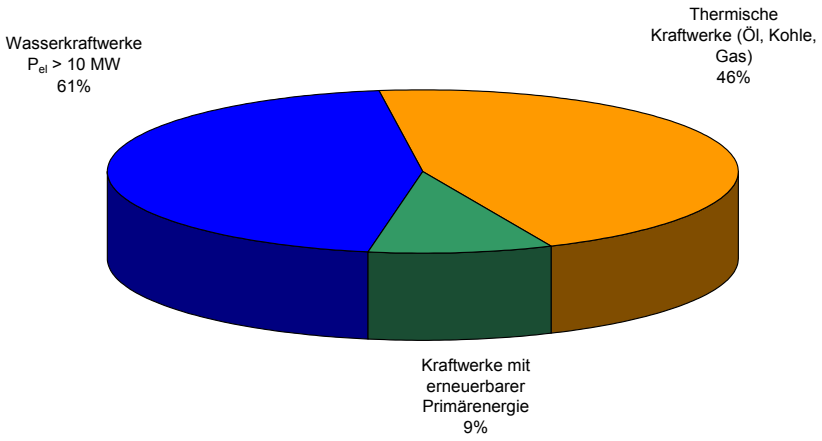


Diagramm 8.1.4: Unterszenario 1A; Prozentuelle Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050

8.1.2 Unterszenario 1B

Zusätzlich zu den im Abschnitt 8.1 genannten Annahmen sind folgende Restriktionen gültig:

- Die Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050.
- Keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.

Im Basisjahr 2004 (Referenzjahr) beträgt die installierte Engpassleistung 18.050 MW. Diese setzt sich aus 65% Wasserkraft, 33% thermischen Anlagen, sowie 2% Wind- und Photovoltaikanlagen zusammen.

Dieses Verhältnis verändert sich im Durchrechnungszeitraum bis 2050 zu Gunsten von thermischen Anlagen (54%) gegenüber der Wasserkraft (41%). Diese Veränderung beruht auf der Beschränktheit des Wasserkraftpotenzials. Die Windkraft (4%) wird um das zirka 3,27-fache, die Photovoltaik (1%) um das 10,6-fache steigen (siehe Diagramm 8.1.5).

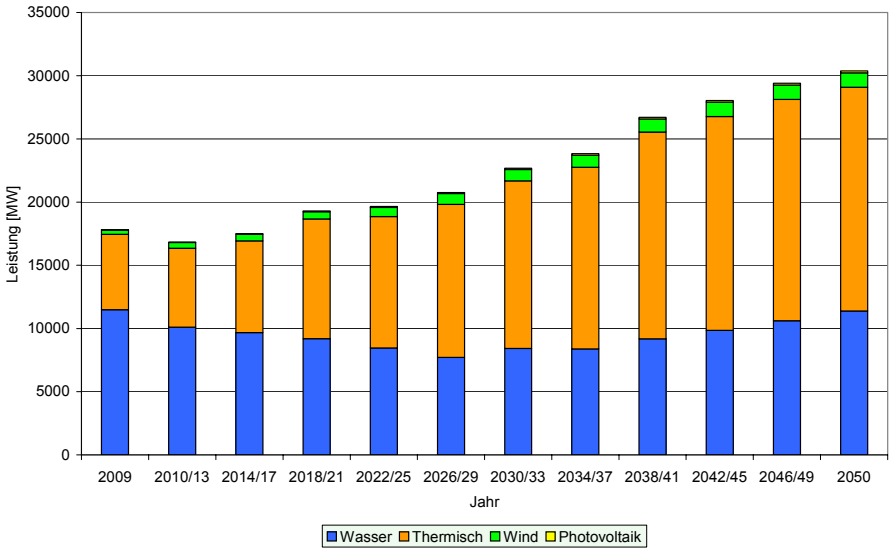


Diagramm 8.1.5: Unterszenario 1B; Engpassleistung nach Kraftwerkstyp

Aus Diagramm 8.1.6 ist für die Versorgungsgruppe A die Außerbetriebnahme der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke zu entnehmen (Reduktion der blauen Balken). Die Substitution erfolgt überwiegend aus Kraftwerken der Versorgungsgruppe Aneu. Die zusätzlich auftretende Verbraucherlast wird aus den Versorgungsgruppen Bneu und Cneu abgedeckt. , weiters gilt Anmerkung (1).

Die diskontierten Investitionskosten für dieses Unterszenario betragen 632 Mrd. € und die diskontierten Betriebskosten 111 Mrd. €.
Somit beträgt der Barwert 743 Mrd. €.

Durch die Verzehnfachung des Primärenergiepreises steigen die diskontierten Betriebskosten um das 6,5-fache (94 Mrd. €) und die diskontierten Investitionskosten steigen um 5 Mrd. € gegenüber Unterszenario 1A.

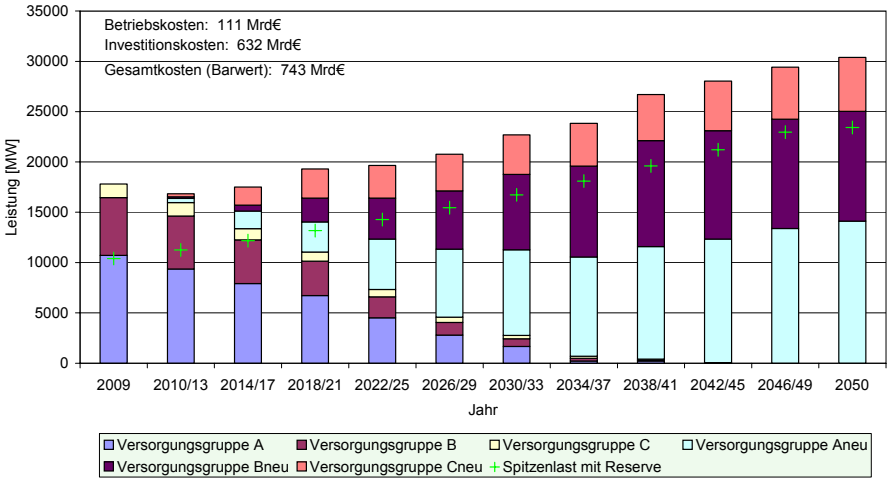


Diagramm 8.1.6: Unterszenario 1B; Engpassleistung nach Versorgungsgruppe

Die Energiebilanz ist im Diagramm 8.1.7 dargestellt. Es gilt Anmerkung (1) und (3).

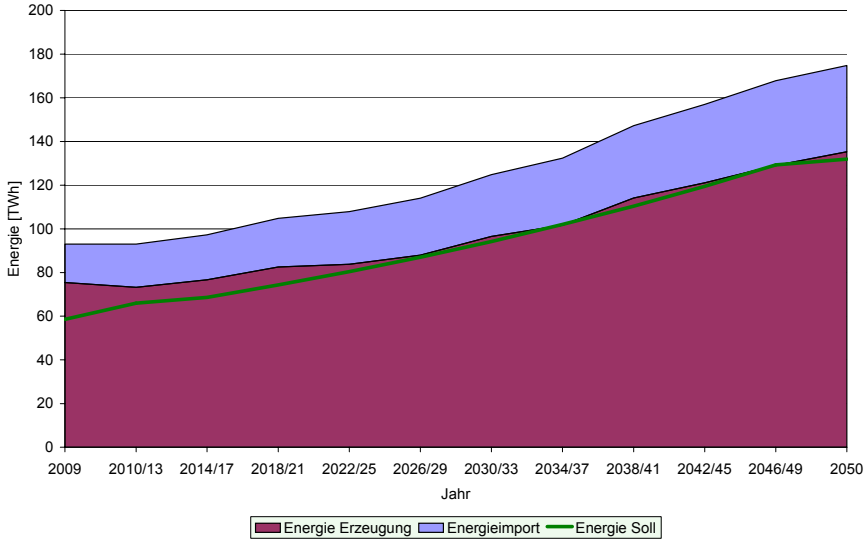


Diagramm 8.1.7: Unterszenario 1B; Energiebilanz

Im Diagramm 8.1.8 sind die prozentuellen Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050 dargestellt.

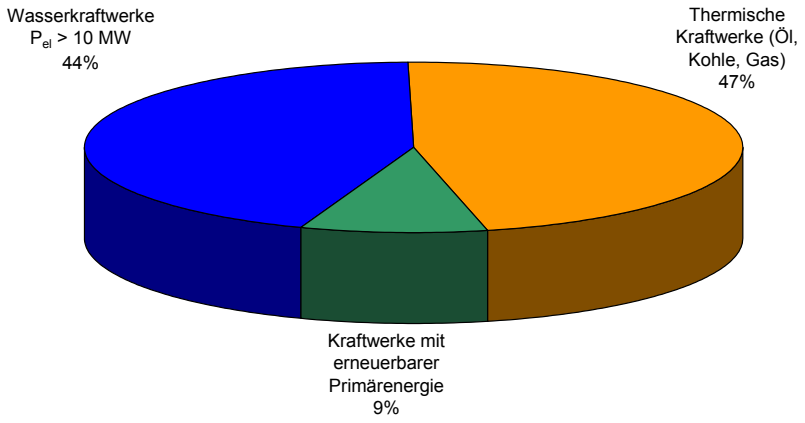


Diagramm 8.1.8: Unterszenario 1B; Prozentuelle Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050

8.1.3 Unterszenario 1C

Zusätzlich zu den im Abschnitt 8.1 genannten Annahmen sind folgende Restriktionen gültig:

- Die Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050.
- Keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie.

Im Basisjahr 2004 (Referenzjahr) beträgt die installierte Engpassleistung 18.050 MW. Diese setzt sich aus 65% Wasserkraft, 33% thermischen Anlagen, sowie 2% Wind- und Photovoltaikanlagen zusammen.

Dieses Verhältnis verändert sich im Durchrechnungszeitraum bis 2050 zu Gunsten von thermischen Anlagen (60%) gegenüber der Wasserkraft (35%). Diese Veränderung beruht auf der Beschränktheit des Wasserkraftpotenzials. Die Windkraft (4%) wird um das zirka 3,3-fache, die Photovoltaik (1%) um das 10,4-fache steigen (siehe Diagramm 8.1.9).

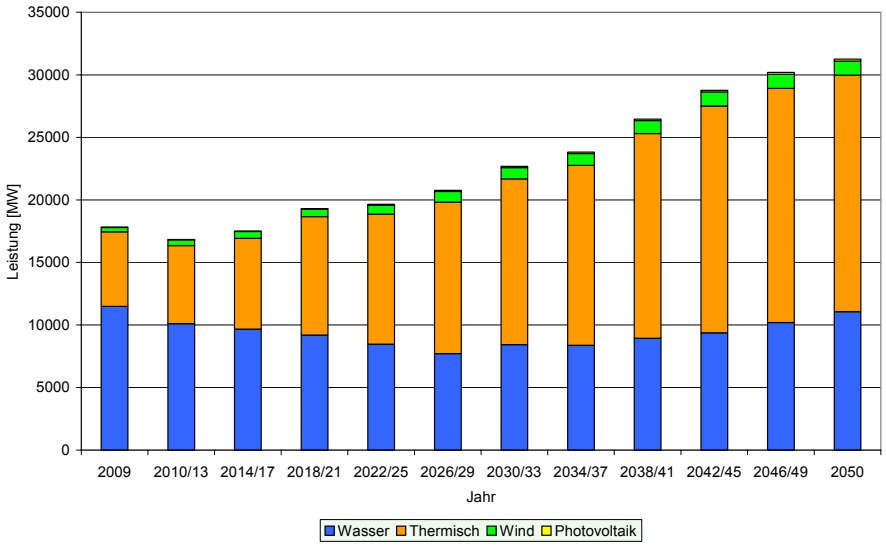


Diagramm 8.1.9: Unterszenario 1C; Engpassleistung nach Kraftwerkstyp

Aus Diagramm 8.1.10 ist für die Versorgungsgruppe A die Außerbetriebnahme der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke zu entnehmen (Reduktion der blauen Balken). Die Substitution erfolgt überwiegend aus Kraftwerken der Versorgungsgruppe Aneu. Die zusätzlich auftretende Verbraucherlast wird aus den Versorgungsgruppen Bneu und Cneu abgedeckt, weiters gilt Anmerkung (1).

Die diskontierten Investitionskosten für dieses Unterszenario betragen 638 Mrd. € und die diskontierten Betriebskosten 135 Mrd. €.
Somit beträgt der Barwert 773 Mrd. €.

Die diskontierten Betriebskosten steigen gegenüber Unterszenario 1A um das 7,9-fache und gegenüber Unterszenario 1B um das 0,8-fache.
Die diskontierten Investitionskosten steigen um 6 Mrd. € bezogen auf Unterszenario 1B und um 11 Mrd. € gegenüber Unterszenario 1A.

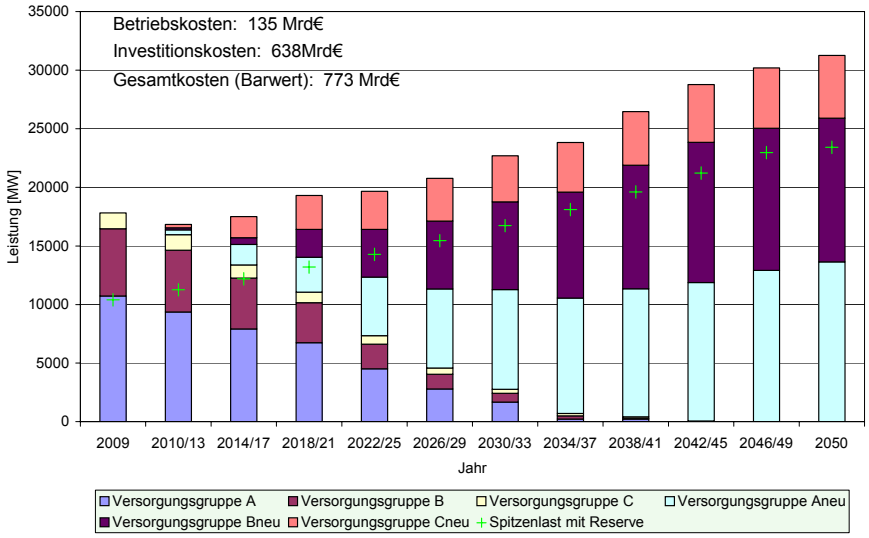


Diagramm 8.1.10: Unterszenario1C; Engpassleistung nach Versorgungsgruppe

Die Energiebilanz ist im Diagramm 8.1.11 dargestellt. Es gilt Anmerkung (1) und (3).

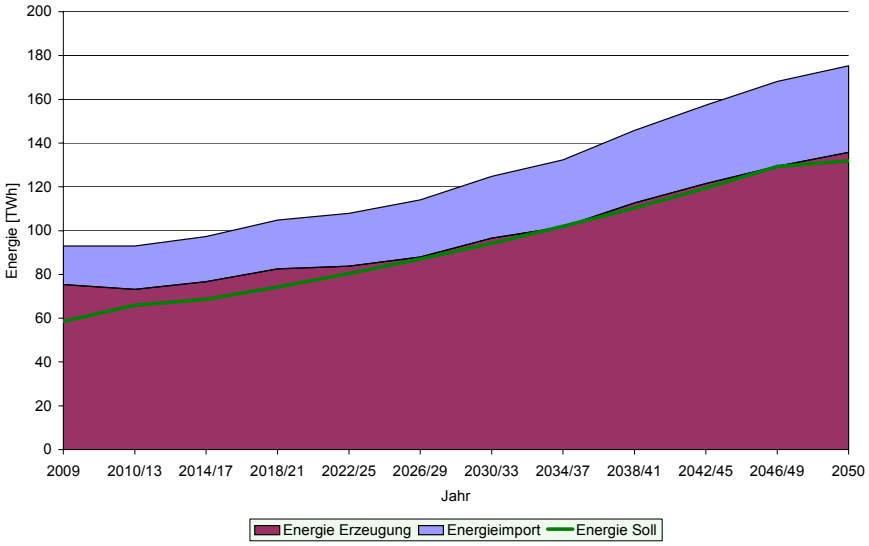


Diagramm 8.1.11: Unterszenario 1C; Energiebilanz

Im Diagramm 8.1.12 sind die prozentuellen Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050 dargestellt.

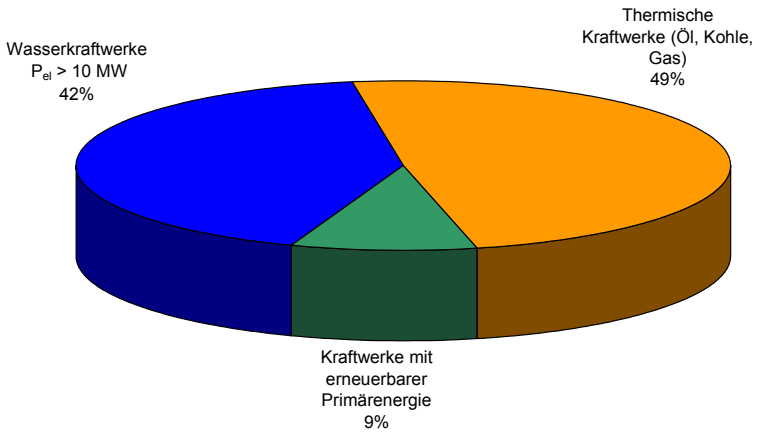


Diagramm 8.1.12: Unterszenario 1C; Prozentuelle Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050

8.1.4 Unterszenario 1D (Referenzszenario)

Zusätzlich zu den im Abschnitt 8.1 genannten Annahmen sind folgende Restriktionen gültig:

- Die Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050.
- Die Investitionskosten der Erneuerbaren reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve).

Im Basisjahr 2004 (Referenzjahr) beträgt die installierte Engpassleistung 18.050 MW. Diese setzt sich aus 65% Wasserkraft, 33% thermischen Anlagen, sowie 2% Wind- und Photovoltaikanlagen zusammen.

Dieses Verhältnis verändert sich im Durchrechnungszeitraum bis 2050 zu Gunsten von thermischen Anlagen (55%) gegenüber der Wasserkraft (40%). Diese Veränderung beruht auf der Beschränktheit des Wasserkraftpotenzials. Die Windkraft (4%) wird um das zirka 3,5-fache, die Photovoltaik (1%) um das 10,7-fache steigen (siehe Diagramm 8.1.13).

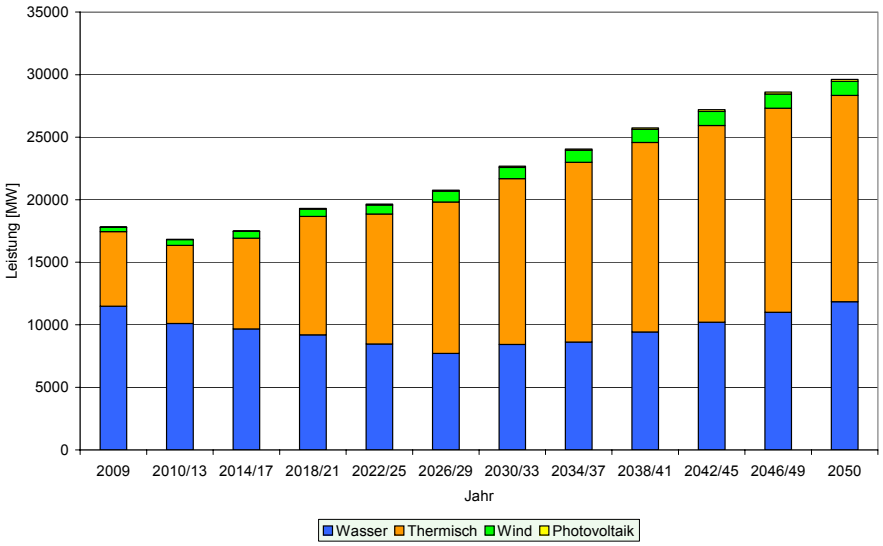


Diagramm 8.1.13: Unterszenario 1D (Referenzszenario); Engpassleistung nach Kraftwerkstyp

Aus Diagramm 8.1.14 ist für die Versorgungsgruppe A die Außerbetriebnahme der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke zu entnehmen (Reduktion der blauen Balken). Die Substitution erfolgt überwiegend aus Kraftwerken der Versorgungsgruppe Aneu. Die zusätzlich auftretende Verbraucherlast wird aus den Versorgungsgruppen Bneu und Cneu abgedeckt. , weiters gilt Anmerkung (1).

Die diskontierten Investitionskosten für dieses Unterszenario betragen 532 Mrd. € und die diskontierten Betriebskosten 108 Mrd. €.
Somit beträgt der Barwert 640 Mrd. €.

Die diskontierten Betriebskosten steigen durch die Verzehnfachung des Primärenergiepreises gegenüber Unterszenario 1A um das 6,35-fache an. Auf Grund des Lerneffektes der Lernkurve sinken die diskontierten Investitionskosten um etwa 15% bezogen auf Unterszenario 1A.

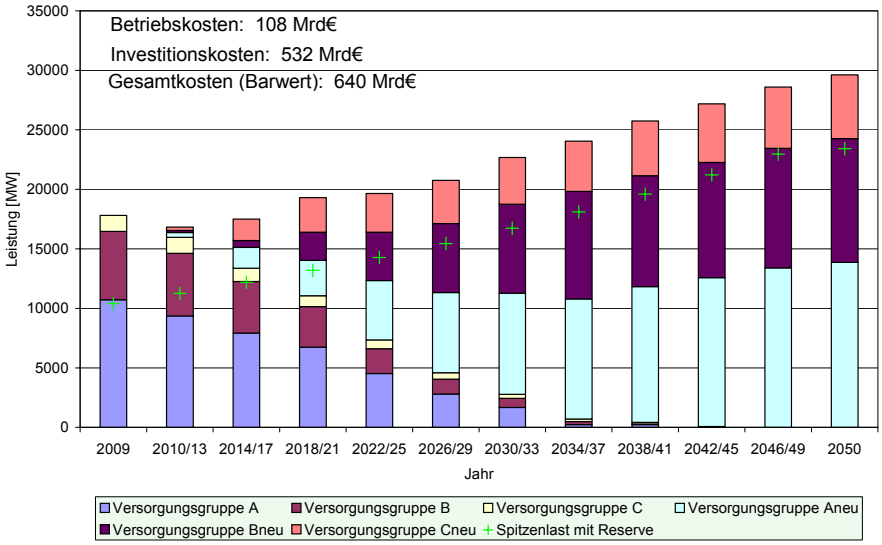


Diagramm 8.1.14: Unterszenario 1D (Referenzszenario); Engpassleistung nach Versorgungsgruppe

Die Energiebilanz ist im Diagramm 8.1.15 dargestellt. Es gilt Anmerkung (1) und (3).

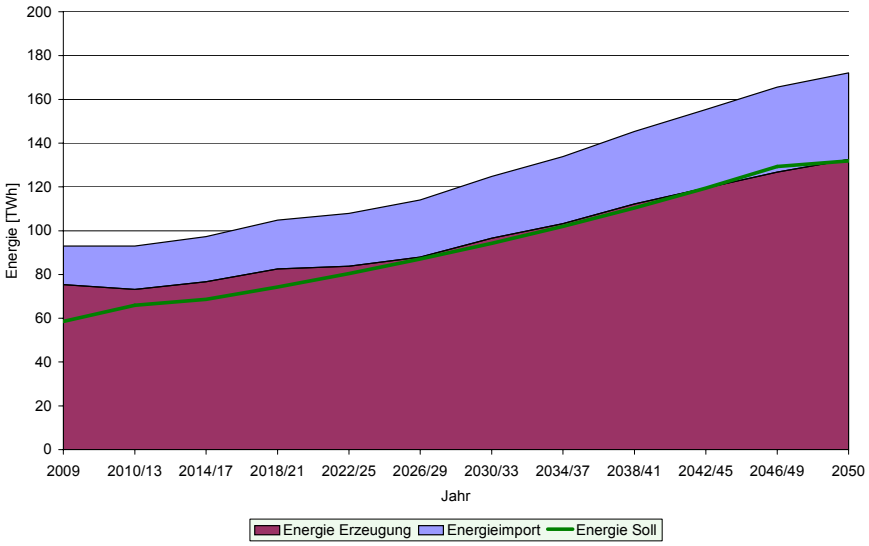


Diagramm 8.1.15: Unterszenario 1D (Referenzszenario); Energiebilanz

Im Diagramm 8.1.16 sind die prozentuellen Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050 dargestellt.

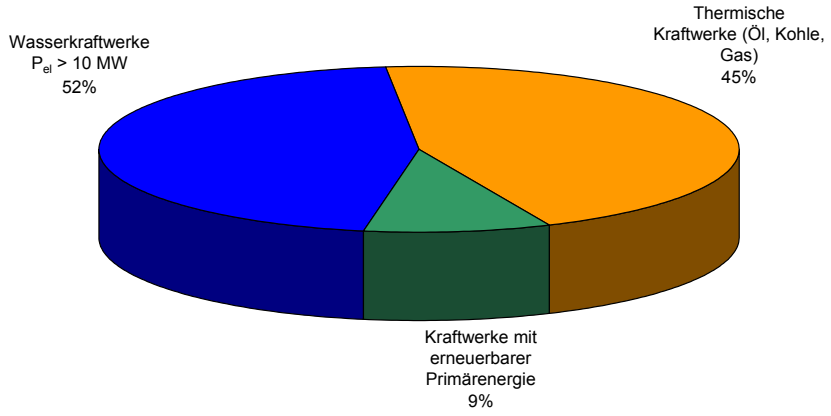


Diagramm 8.1.16: Unterszenario 1D; Prozentuelle Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050

8.1.5 Unterszenario 1E

Zusätzlich zu den im Abschnitt 8.1 genannten Annahmen sind folgende Restriktionen gültig:

- Die Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050.
- Die Investitionskosten der Erneuerbaren reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve).

Im Basisjahr 2004 (Referenzjahr) beträgt die installierte Engpassleistung 18.050 MW. Diese setzt sich aus 65% Wasserkraft, 33% thermischen Anlagen, sowie 2% Wind- und Photovoltaikanlagen zusammen.

Dieses Verhältnis verändert sich im Durchrechnungszeitraum bis 2050 zu Gunsten von thermischen Anlagen (57%) gegenüber der Wasserkraft (38%). Diese Veränderung beruht auf der Beschränktheit des Wasserkraftpotenzials. Die Windkraft (4%) wird um das zirka 3,9-fache, die Photovoltaik (1%) um das 10,9-fache steigen (siehe Diagramm 8.1.17).

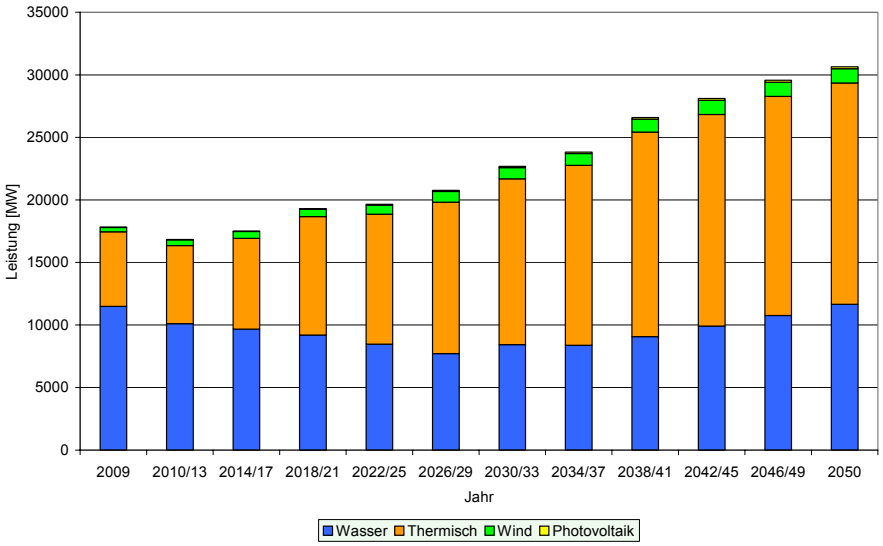


Diagramm 8.1.17: Unterszenario 1E; Engpassleistung nach Kraftwerkstyp

Aus Diagramm 8.1.18 ist für die Versorgungsgruppe A die Außerbetriebnahme der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke zu entnehmen (Reduktion der blauen Balken). Die Substitution erfolgt überwiegend aus Kraftwerken der Versorgungsgruppe Aneu. Die zusätzlich auftretende Verbraucherlast wird aus den Versorgungsgruppen Bneu und Cneu abgedeckt, weiters gilt Anmerkung (1).

Die diskontierten Investitionskosten für dieses Unterszenario betragen 540 Mrd. € und die diskontierten Betriebskosten 132 Mrd. €.
Somit beträgt der Barwert 672 Mrd. €.

Die diskontierten Betriebskosten steigen durch die Verfünfzehnfachung des Rohstoffpreises gegenüber Unterszenario 1A um etwa 14% und steigen gegenüber Unterszenario 1D um 1,5%.
Die diskontierten Investitionskosten sinken auf Grund des Lerneffektes, bezogen auf Unterszenario 1A, und sind um 24 Mrd. € gegenüber Unterszenario 1D höher.

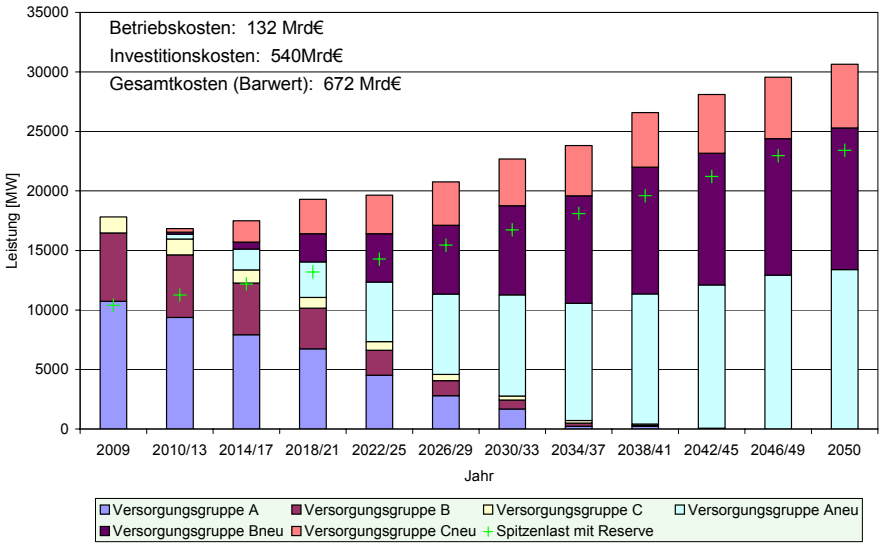


Diagramm 8.1.18: Unterszenario 1E; Engpassleistung nach Versorgungsgruppe

Die Energiebilanz ist im Diagramm 8.1.19 dargestellt. Es gilt Anmerkung (1) und (3).

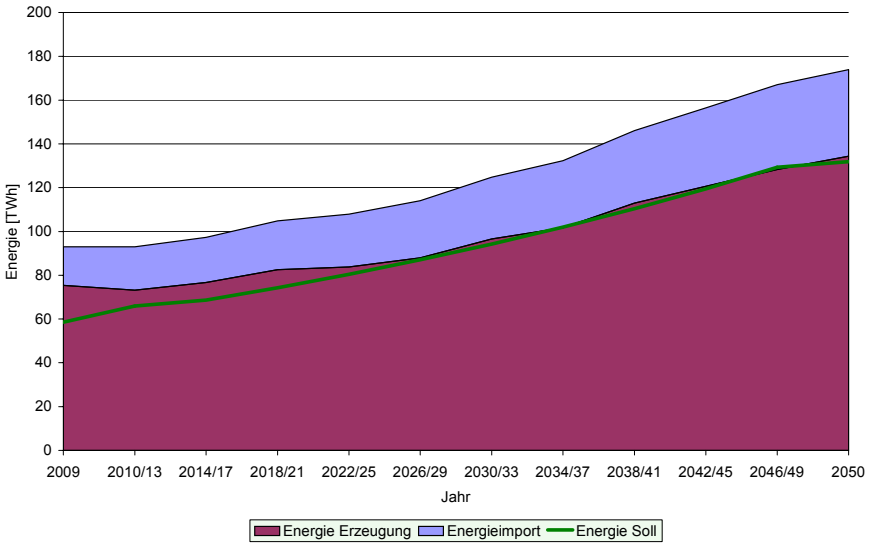


Diagramm 8.1.19: Unterszenario 1E; Energiebilanz

Im Diagramm 8.1.20 sind die prozentuellen Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050 dargestellt.

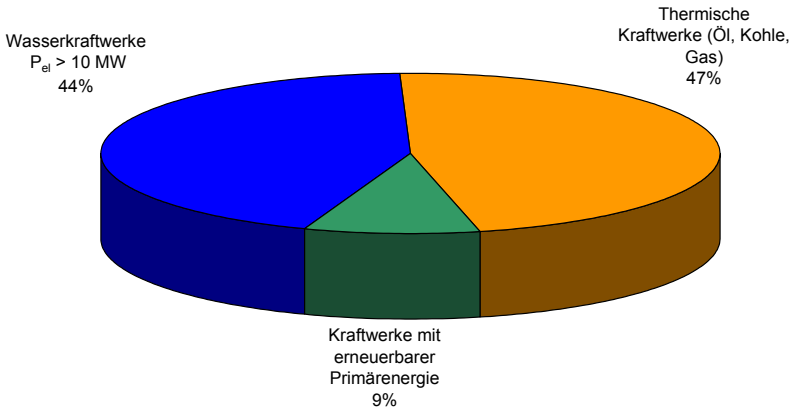


Diagramm 8.1.20: Unterszenario 1E; Prozentuelle Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050

8.2 Hauptszenario 2

Das Hauptszenario 2 beschreibt ein Ausbauplanungsmodell mit einem Erzeugungsmix von konventionellen Kraftwerken aus Versorgungsgruppe A und B, und erneuerbaren Energieerzeugern aus Versorgungsgruppe C. Mindestens zehn Prozent der gesamten Energieerzeugung muss aus Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergieträgern erzeugt werden.

Wie schon in Kapitel 7.4.2 erwähnt, werden nur die Unterszenario 2D und 2E berechnet.

8.2.1 Unterszenario 2D

Zusätzlich zu den oben genannten Annahmen sind folgende Restriktionen gültig:

- Die Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050.
- Die Investitionskosten der Erneuerbaren reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve).

Im Basisjahr 2004 (Referenzjahr) beträgt die installierte Engpassleistung 18.050 MW. Diese setzt sich aus 65% Wasserkraft, 33% thermischen Anlagen, sowie 2% Wind- und Photovoltaikanlagen zusammen.

Die9ses Verhältnis verändert sich im Durchrechnungszeitraum bis 2050 zu Gunsten von thermischen Anlagen (55%) gegenüber der Wasserkraft (40%). Diese Veränderung beruht auf der Beschränktheit des Wasserkraftpotenzials, welches jedoch aus Kostengründen nicht vollständig ausgenutzt wurde. Die Windkraft (4%) wird um das zirka 3,44-fache, die Photovoltaik (1%) um das 12,6-fache steigen (siehe Diagramm 8.2.1).

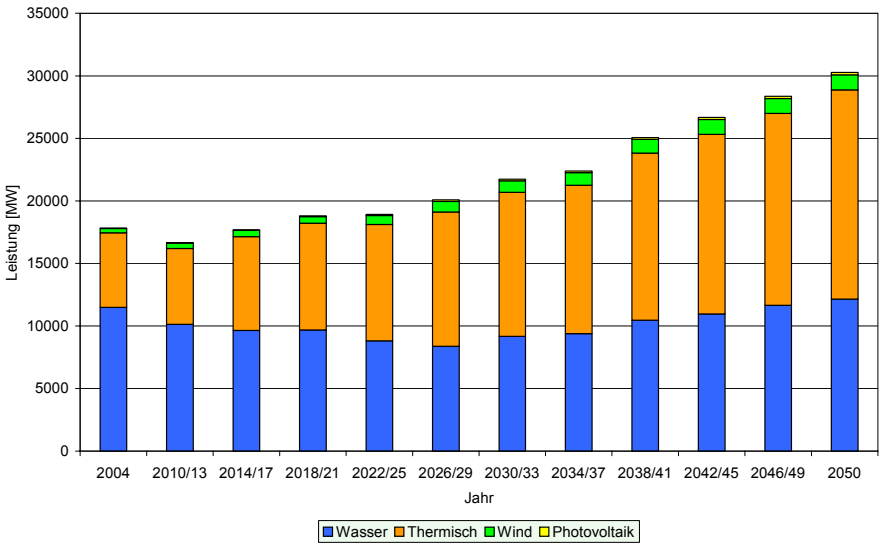


Diagramm 8.2.1: Unterszenario 2D; Engpassleistung nach Kraftwerkstyp

Aus Diagramm 8.2.2 ist für die Versorgungsgruppe A die Außerbetriebnahme der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke zu entnehmen (Reduktion der blauen Balken). Die Substitution erfolgt überwiegend aus Kraftwerken der Versorgungsgruppe Aneu. Die zusätzlich auftretende Verbraucherlast wird aus den Versorgungsgruppen Bneu und Cneu abgedeckt. Aus der Versorgungsgruppe Aneu werden die außer Betrieb genommenen Wasser- und thermischen Kraftwerke durch dieselben Kraftwerkstypen ersetzt, weiters gilt Anmerkung (1).
Die diskontierten Investitionskosten für dieses Unterszenario betragen 583 Mrd. €, steigen gegenüber dem Unterszenario 1D um 51 Mrd. € (+8,7%) und die diskontierten Betriebskosten um 38 Mrd. € (+26%) auf 146 Mrd. €.
Somit beträgt der Barwert 729 Mrd. € (+12,2%).

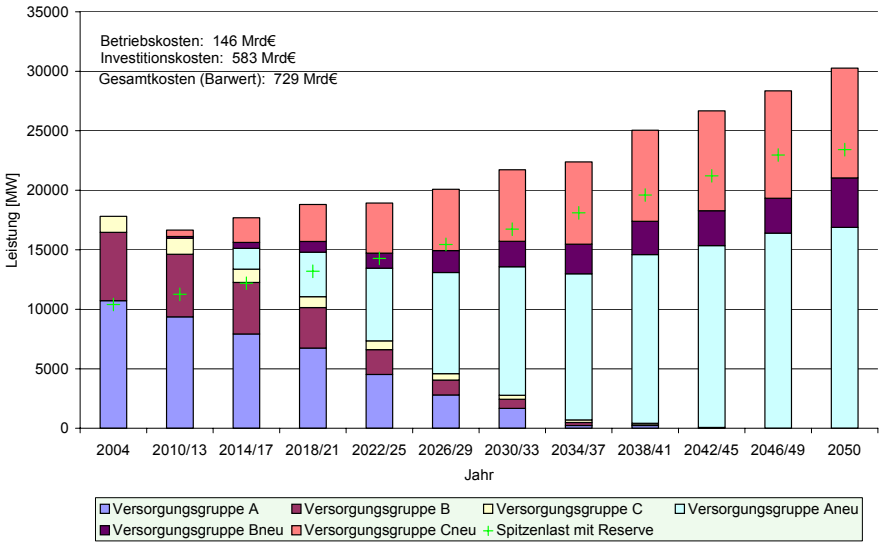


Diagramm 8.2.2: Unterszenario 2D; Engpassleistung nach Versorgungsgruppe

Die Energiebilanz ist im Diagramm 8.2.3 dargestellt. Es gilt Anmerkung (1) und (3).

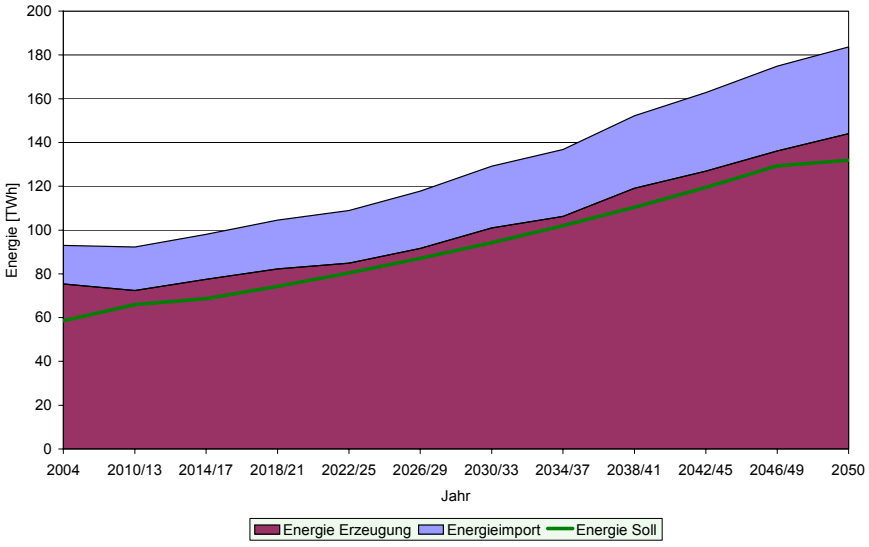


Diagramm 8.2.3: Unterszenario 2D; Energiebilanz

Im Diagramm 8.2.4 sind die prozentuellen Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050 dargestellt.

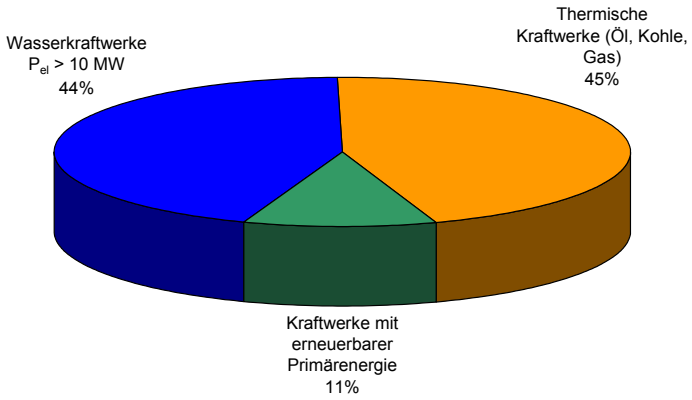


Diagramm 8.2.4: Unterszenario 2D; Prozentuelle Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050

8.2.2 Unterszenario 2E

Zusätzlich zu den im Abschnitt 8.2 genannten Annahmen sind folgende Restriktionen gültig:

- Die Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050.
- Die Investitionskosten der Erneuerbaren reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)

Im Basisjahr 2004 (Referenzjahr) beträgt die installierte Engpassleistung 18.050 MW. Diese setzt sich aus 65% Wasserkraft, 33% thermischen Anlagen, sowie 2% Wind- und Photovoltaikanlagen zusammen.

Dieses Verhältnis verändert sich im Durchrechnungszeitraum bis 2050 zu Gunsten von thermischen Anlagen (54%) gegenüber der Wasserkraft (41%). Diese Veränderung beruht auf der Beschränktheit des Wasserkraftpotenzials, welches jedoch aus Kostengründen nicht vollständig ausgenutzt wurde. Die Windkraft (4%) wird um das zirka 3,7-fache, die Photovoltaik (1%) um das 12,5-fache steigen (siehe Diagramm 8.2.5).

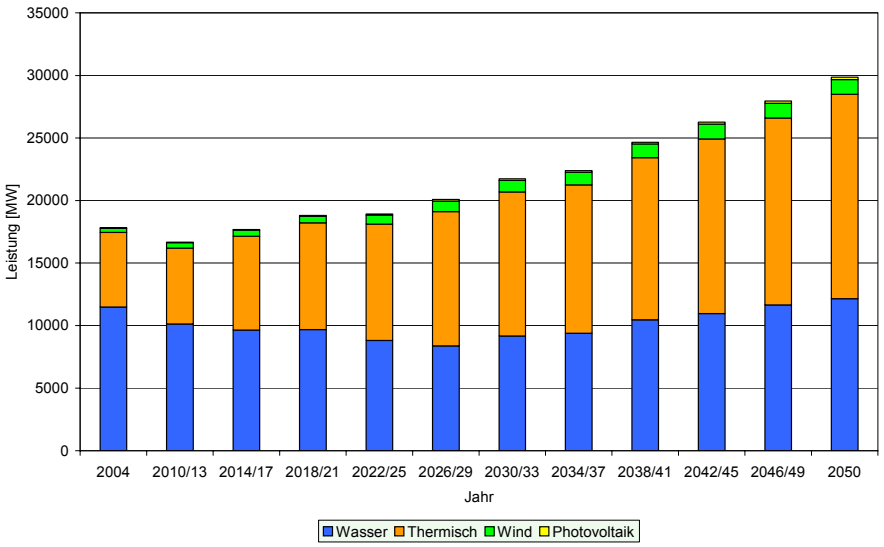


Diagramm 8.2.5: Unterszenario 2E; Engpassleistung nach Kraftwerkstyp

Aus Diagramm 8.2.6 ist für die Versorgungsgruppe A die Außerbetriebnahme der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke zu entnehmen (Reduktion der blauen Balken). Die Substitution erfolgt überwiegend aus Kraftwerken der Versorgungsgruppe Aneu. Die zusätzlich auftretende Verbraucherlast wird aus den Versorgungsgruppen Bneu und Cneu abgedeckt. Aus der Versorgungsgruppe Aneu werden die außer Betrieb genommenen Wasser- und thermischen Kraftwerke durch dieselben Kraftwerkstypen ersetzt, weiters gilt Anmerkung (1).

Die diskontierten Investitionskosten für dieses Unterszenario betragen 580 Mrd. €, steigen gegenüber dem Unterszenario 1D um 48 Mrd. € (+8,27%) und die diskontierten Betriebskosten um 65 Mrd. € (+37,57%) auf 173 Mrd. €.
Somit beträgt der Barwert 753 Mrd. € (+15%).

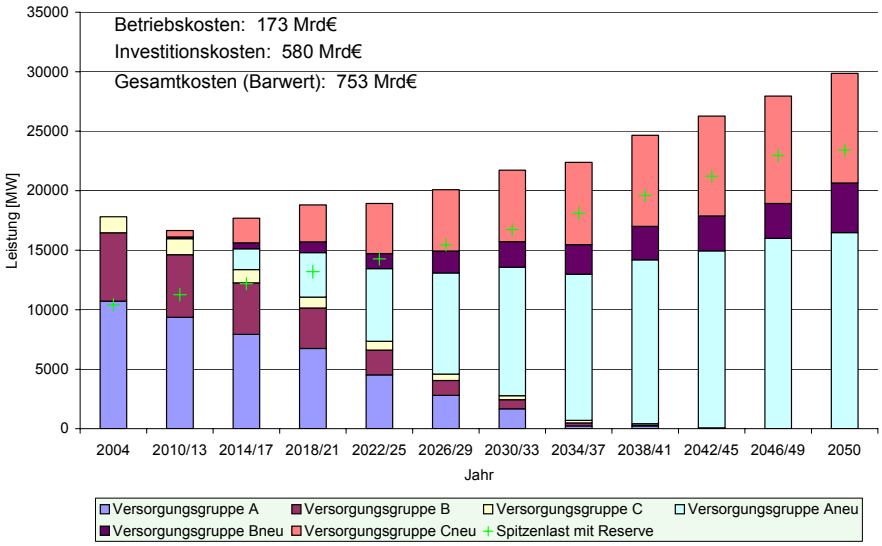


Diagramm 8.2.6: Unterszenario 2E; Engpassleistung nach Versorgungsgruppe

Die Energiebilanz ist im Diagramm 8.2.7 dargestellt. Es gilt Anmerkung (1) und (3).

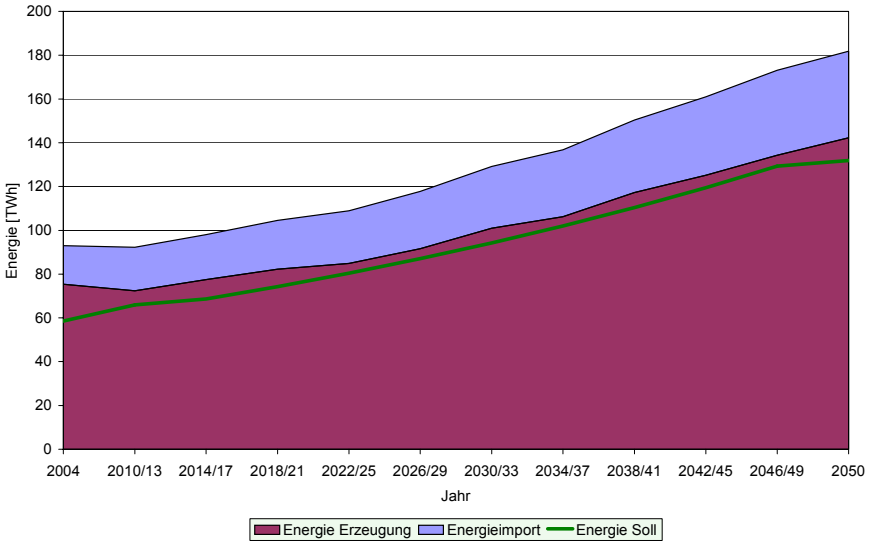


Diagramm 8.2.7: Unterszenario 2E; Energiebilanz

Im Diagramm 8.2.8 sind die prozentuellen Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050 dargestellt.

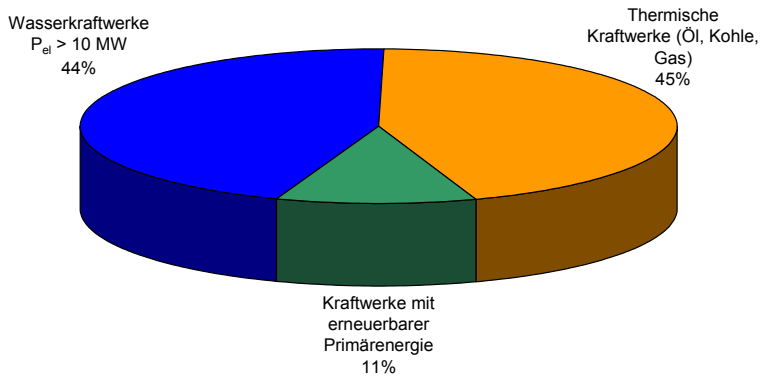


Diagramm 8.2.8: Unterszenario 2E; Prozentuelle Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050

8.3 Hauptszenario 3

Das Hauptszenario 3 definiert ein Ausbauplanungsmodell nur auf Basis erneuerbarer Energieerzeuger. Alle neu zu errichtenden und zu ersetzenden Kraftwerke werden nur aus der Versorgungsgruppe C und einigen aus der Versorgungsgruppe B, wie Laufwasserkraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, ersetzt.
Ähnlich dem Hauptszenario 2 werden im Hauptszenario 3 nur zwei Unterszenarien 3D und 3E berechnet (siehe auch Kapitel 7.4.3).

8.3.1 Unterszenario 3D

Additiv zu den oben genannten Annahmen sind folgende Restriktionen gültig:

- Die Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050.
- Die Investitionskosten der Erneuerbaren reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve).

Im Basisjahr 2004 (Referenzjahr) beträgt die installierte Engpassleistung 18.050 MW. Diese setzt sich aus 65% Wasserkraft, 33% thermischen Anlagen, sowie 2% Wind- und Photovoltaikanlagen zusammen.

Dieses Verhältnis verändert sich im Durchrechnungszeitraum bis 2050 zu 55% Wasserkraft und 36% thermischen Anlagen. Diese Veränderung basiert auf dem vollständigen Ausbau des gesamten Wasserkraftpotenzials in Österreich, welcher aus der Forderung Ausbau nur durch Versorgungsgruppe B und C folgt. Die großen Wasserkraftwerke werden ebenfalls durch kleinere Einheiten (P_{inst} < 100 MW) ersetzt. Die Windkraft (7%) wird um das zirka 5,84-fache, die Photovoltaik (2%) um das 30-fache steigen (siehe Diagramm 8.3.1).

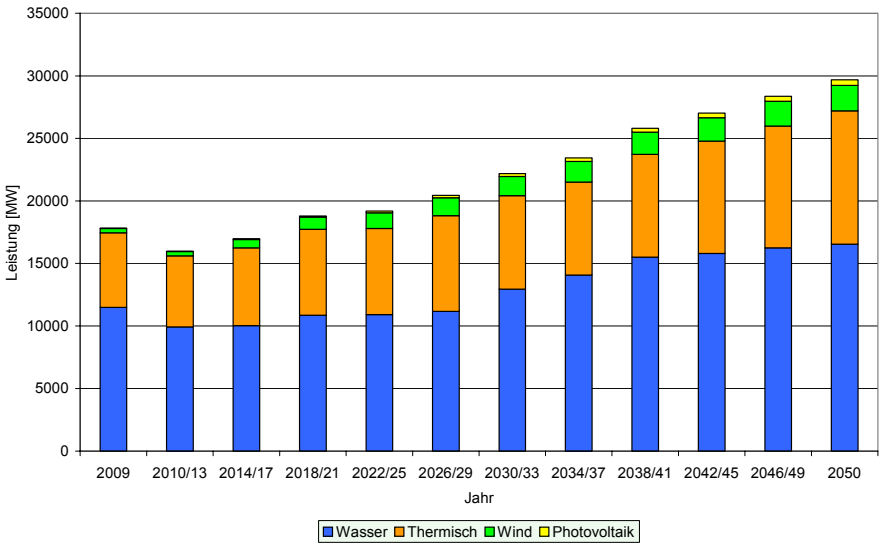


Diagramm 8.3.1: Unterszenario 3D; Engpassleistung nach Kraftwerkstyp

Aus Diagramm 8.3.2 ist für die Versorgungsgruppe A die Außerbetriebnahme der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke zu entnehmen (Reduktion der blauen Balken). Die Substitution erfolgt nur durch Kraftwerke der Versorgungsgruppe Bneu und Cneu, weiters gilt Anmerkung (1).

Die diskontierten Investitionskosten für dieses Unterszenario betragen 1.244 Mrd. €, steigen gegenüber dem Unterszenario 1D um 712 Mrd. € (+57,23%) und die diskontierten Betriebskosten um 40 Mrd. € (+27,03%) auf 173 Mrd. €.
Somit beträgt der Barwert 1392 Mrd. € (+54,02%).

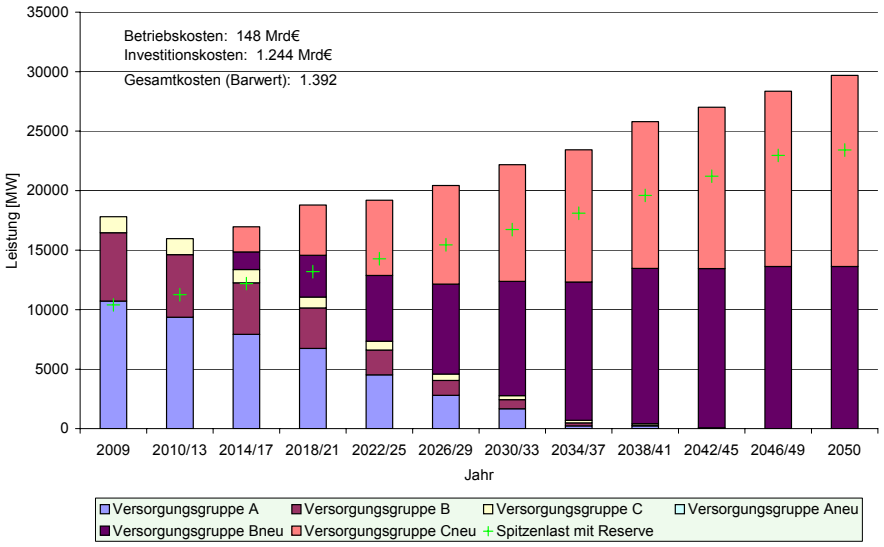


Diagramm 8.3.2: Unterszenario 3D; Engpassleistung nach Versorgungsgruppe

Die Energiebilanz ist im Diagramm 8.3.3 dargestellt. Es gilt Anmerkung (1) und (3).

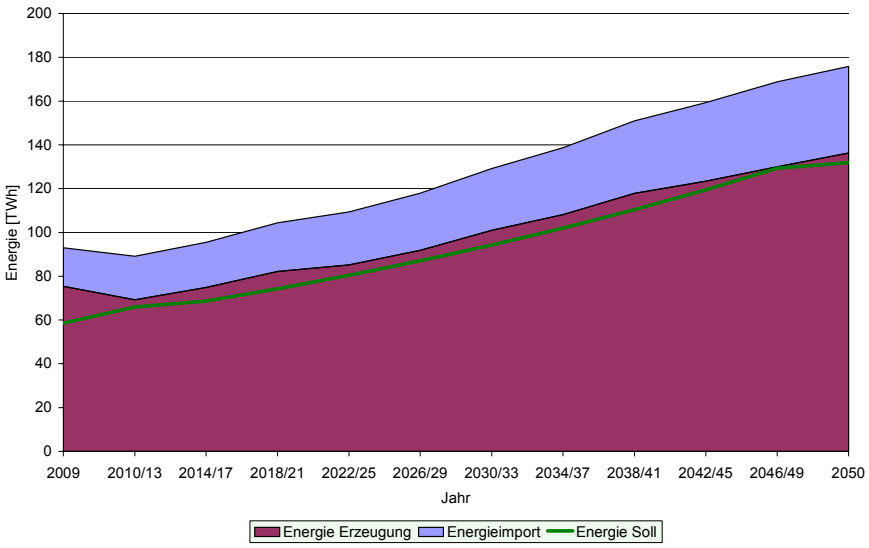


Diagramm 8.3.3: Unterszenario 3D; Energiebilanz

Im Diagramm 8.3.4 sind die prozentuellen Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050 dargestellt.

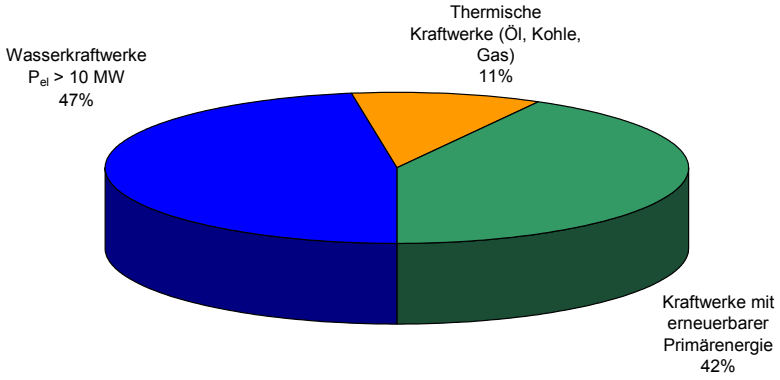


Diagramm 8.3.4: Unterszenario 3D; Prozentuelle Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050

8.3.2 Unterszenario 3E

Additiv zu den im Abschnitt 8.3 genannten Annahmen sind folgende Restriktionen gültig:

- Die Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050.
- Die Investitionskosten der Erneuerbaren reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve).

Im Basisjahr 2004 (Referenzjahr) beträgt die installierte Engpassleistung 18.050 MW. Diese setzt sich aus 65% Wasserkraft, 33% thermischen Anlagen, sowie 2% Wind- und Photovoltaikanlagen zusammen.

Dieses Verhältnis verändert sich im Durchrechnungszeitraum bis 2050 zu 55% Wasserkraft und 36% thermischen Anlagen. Diese Veränderung basiert auf dem vollständigen Ausbau des gesamten Wasserkraftpotenzials in Österreich, welcher aus der Forderung „Ausbau nur durch Versorgungsgruppe B und C“ folgt. Die großen Wasserkraftwerke werden ebenfalls durch kleinere Einheiten (P_{inst} < 100 MW) ersetzt. Die Windkraft (7%) wird um das zirka 5,9-fache, die Photovoltaik (2%) um das 30,4-fache steigen (siehe Diagramm 8.3.5).

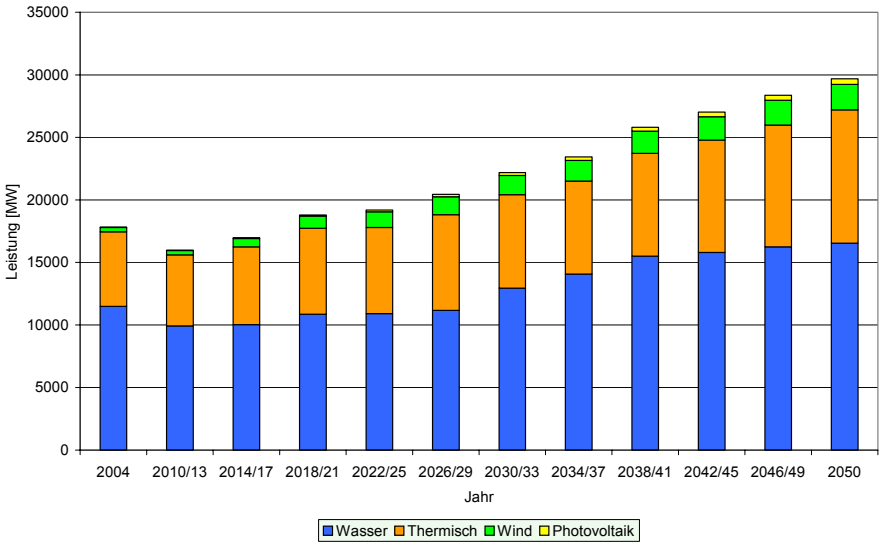


Diagramm 8.3.5: Unterszenario 3E; Engpassleistung nach Kraftwerkstyp

Aus Diagramm 8.3.6 ist für die Versorgungsgruppe A die Außerbetriebnahme der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke zu entnehmen (Reduktion der blauen Balken). Die Substitution erfolgt nur durch Kraftwerke der Versorgungsgruppe Bneu und Cneu, weiters gilt Anmerkung (1).
Die diskontierten Investitionskosten für dieses Unterszenario betragen 1240 Mrd. €, steigen gegenüber dem Unterszenario 1D um 708 Mrd. € (+57,1%) und die diskontierten Betriebskosten um 69 Mrd. € (+38,98%) auf 177 Mrd. €.
Somit beträgt der Barwert 1.417 Mrd. € (+54,83%).

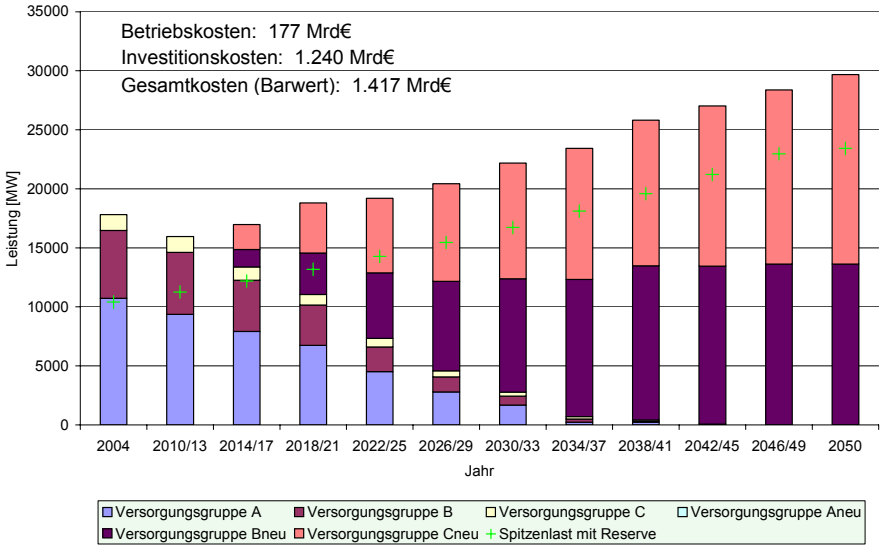


Diagramm 8.3.6: Unterszenario 3E; Engpassleistung nach Versorgungsgruppe

Die Energiebilanz ist in Diagramm 8.3.7 dargestellt. Es gilt Anmerkung (1) und (3).

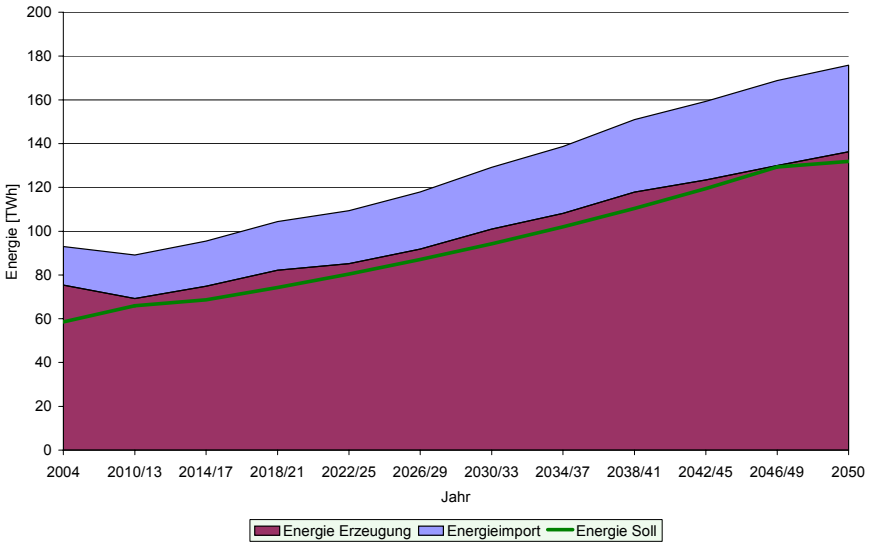


Diagramm 8.3.7: Unterszenario 3E; Energiebilanz

Im Diagramm 8.3.8 sind die prozentuellen Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050 dargestellt.

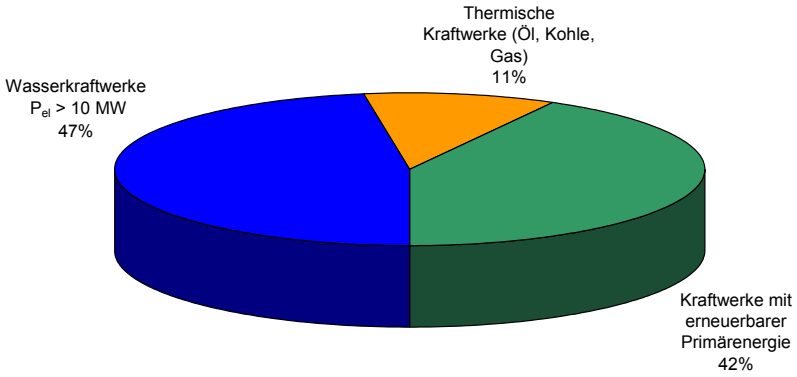


Diagramm 8.3.8: Unterszenario 3E; Prozentuelle Anteile von Wasserkraftwerken, thermischen Kraftwerken und Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergiequellen an der Energieerzeugung 2050

8.4 Luftschadstoffemissionen

Der Ausstoß von Luftschadstoffen ist jedoch ein wesentlicher Entscheidungsfaktor für die Auswahl und Errichtung eines bestimmten Kraftwerkstyps. Dieser Entscheidungsfaktor wurde im Akzeptanzfaktor (siehe Kapitel 7.2.5.10) impliziert.
Durch die Ausgabe der erzeugten Energie jedes Kraftwerkstyps je Jahr, aus dem Berechnungsmodell können die Luftschadstoffemissionen je Jahr mittels der Tabelle 7.1.20 bestimmt werden.

In den nachfolgenden Diagrammen (Diagramm 8.4.1 bis Diagramm 8.4.5) sind die Luftschadstoffemissionen für CO_2, SO_2, NO_x, CO und Staub der Unterszenarien 1D, 2D, und 3D dargestellt.

Alle Emissionen der Unterszenarien 1D und 2D zeigen einen Anstieg bis 2050, welcher aus dem Zubau der thermischen Anlagen abzuleiten ist. Die größte Steigerung ist bei Unterszenario 1D zu erkennen, da nur die gesetzlichen Vorschriften eingehalten werden. Auf Grund der Forderung, dass mindestens zehn Prozent des Gesamtenergieverbrauches aus Kraftwerken mit erneuerbaren Energieträgern, erfolgt eine Reduktion des Ausstoßes von CO_2, SO_2, NO_x, CO und Staub in Unterszenario 2D, verglichen mit Unterszenario 1D.

Das Unterszenario 3D zeigt eine wesentliche Reduktion aller Luftschadstoff-emissionen bis 2050, wobei der Rückgang des SO_2-Ausstoßes am stärksten ausgeprägt ist. Dies ist durch den fast vollständigen Verzicht auf Öl- und Erdgaskraftwerke zurückzuführen, da Schwefeldioxid bei der Verbrennung von diesen Rohstoffen entsteht.

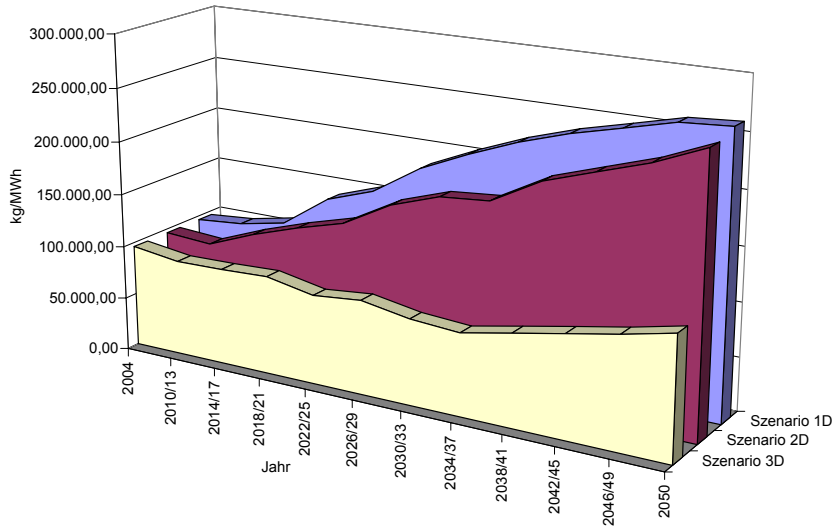


Diagramm 8.4.1: CO_2-Ausstoß der Unterszenarien 1D-2D-3D

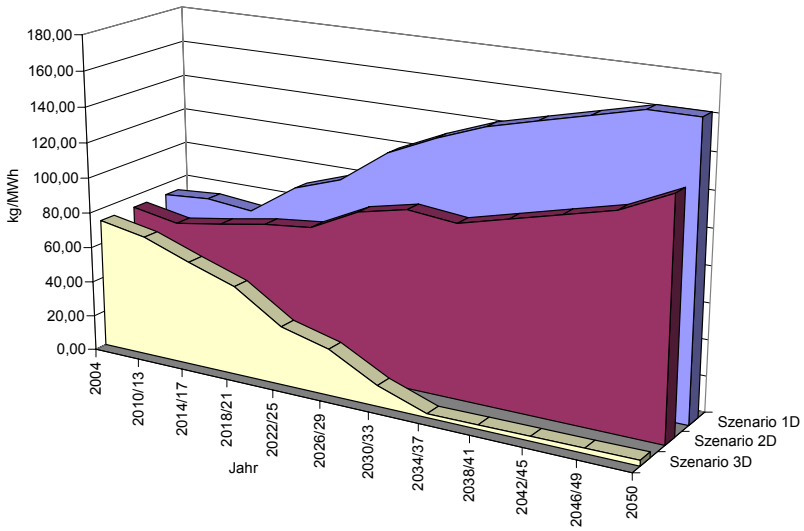


Diagramm 8.4.2: SO_2-Ausstoß der Unterszenarien 1D-2D-3D

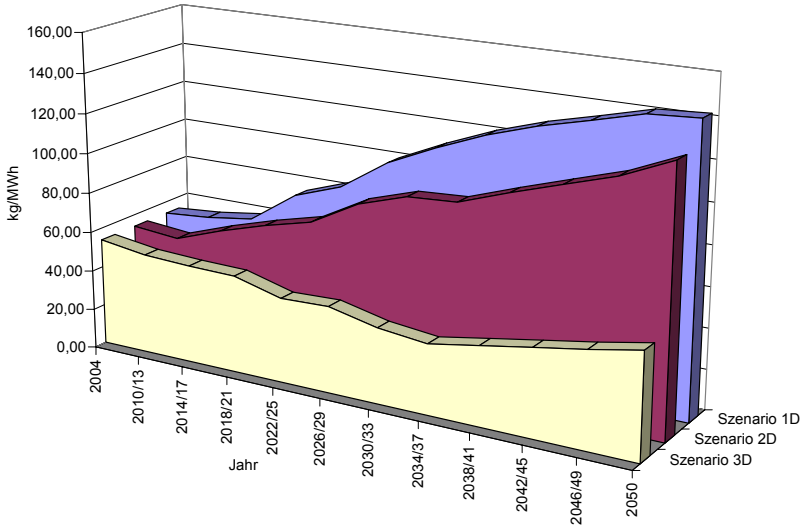


Diagramm 8.4.3: NO_x-Ausstoß der Unterszenarien 1D-2D-3D

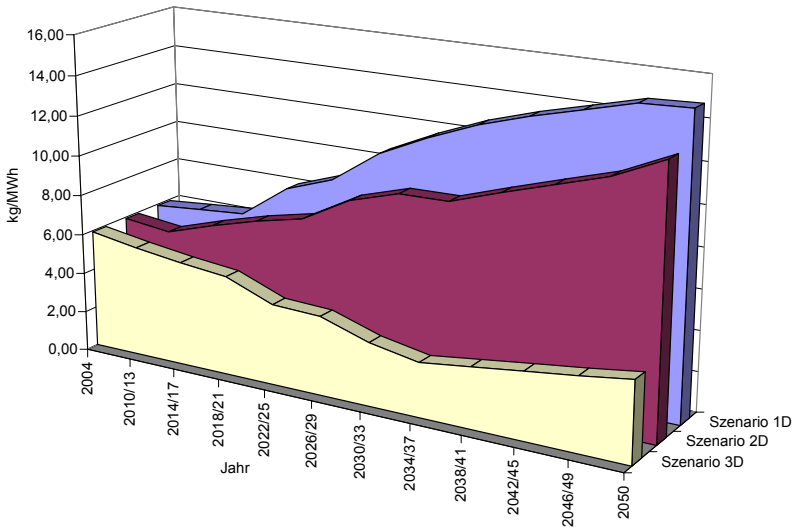


Diagramm 8.4.4: CO-Ausstoß der Unterszenarien 1D-2D-3D

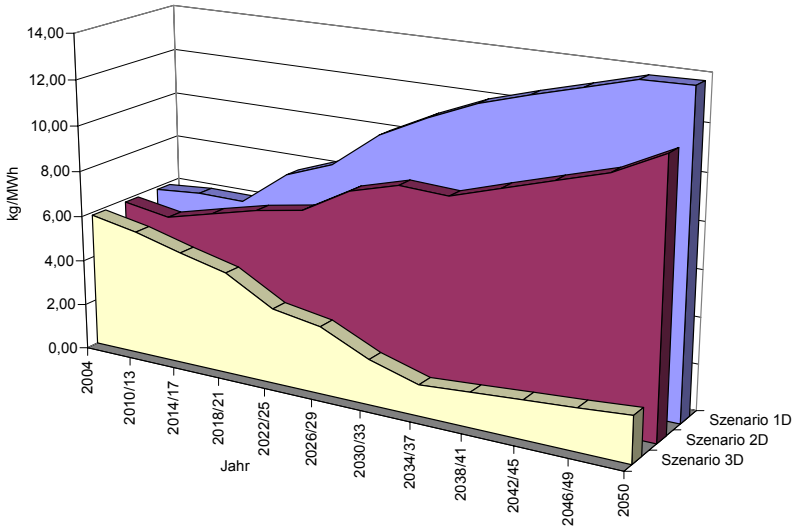


Diagramm 8.4.5: Staub-Ausstoß der Unterszenarien 1D-2D-3D

8.5 Stromgestehungskosten der Szenarien

In Diagramm 8.5.1, Diagramm 8.5.2 und Diagramm 8.5.3 sind die Stromgestehungskosten der berechneten Szenarien und eine Abschätzung des Niveaus der Kundenzahlungen dargestellt. Diese Diagramme zeigen für verschiedene Einkommen und Verbräuche von Haushaltskunden, wie lange diese die Stromgestehungskosten monetär aufbringen können.

Die exakten Stromgestehungskosten sind, wie in Kapitel 7.1.6.3 erörtert, von der eingesetzten Primärenergie sowie der Leistungserzeugung jedes Kraftwerkes abhängig und deshalb nicht bekannt. Um dennoch einen Vergleich mit den berechneten Kosten zu erhalten, werden aus dem Energiepreis drei angenommene Gewinnzuschläge der Versorgungsunternehmen abgezogen. Diese betragen 5%, 10% und 20% des Energiepreises. Somit ist eine gewisse Berücksichtigung der Unsicherheit des tatsächlichen Gewinnzuschlages gewährleistet.

Folgende weitere Annahmen wurden getroffen:
Der Verbrauch eines typisch österreichischen Haushalts beträgt 3500 kWh/a.
Das durchschnittliche Jahresnettoeinkommen in Österreich 2003 betrug € 15.740,-- /161/. Die Grenze für die erhöhte Armutsgefährdung betrug 2003 € 9.425,-- /150/.
Der derzeitige Strompreis beträgt 13,34 Cent/kWh der WIEN ENERGIE – WIENSTROM GmbH. Für den typischen Haushalt bedeutet dies eine Gesamtstrompreis von 466,90 €/a.

Annahme 1:
Die versorgten Kunden wollen Ihren derzeitigen Kostenanteil über die Berechnungsperiode beibehalten.
Dies bedeutet einen jährlichen Anteil vom Jahreseinkommen von rund 3% beziehungsweise rund 5% (Armutsgrenze). Der anteilige Energiepreis (28,56%) laut E-Control GmbH ist 133,35 €/a (siehe auch Diagramm 7.1.9). Werden die Gewinne abgezogen erhält man:

Tabelle 8.5.1: Gewinnbereinigter Energiepreis

Gewinnabschlag [%]	Energiepreis gewinnbereinigt [€]
5	126,68
10	120,02
20	106,68

Die Division der gewinnbereinigten Energiepreise durch die verbrauchte Energie, ergibt die Stromgestehungskosten.
Diese betragen 0,04 Cent/kWh, welche auch im österreichischen Durchschnitt gelten /171/.
Wie im Diagramm 8.5.1 dargestellt, steigen die Stromgestehungskosten für die Unterszenarien 1A bis 2E im Jahr 2014 über jene, die von den Kunden bezahlt werden wollen.
Die Unterszenarien 3D und 3E sind ab 2010 für Haushaltskunden nicht mehr finanzierbar.

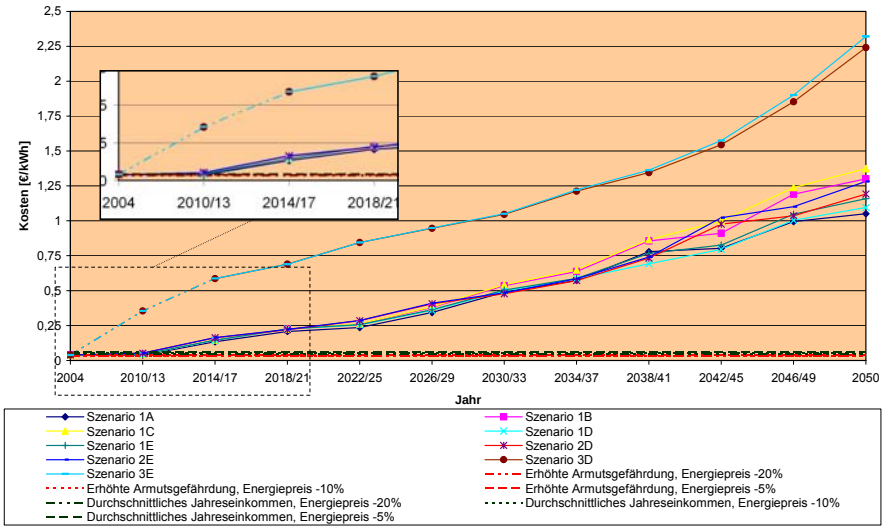


Diagramm 8.5.1: Stromgestehungskosten und derzeitiges Niveau der Kundenzahlungen

Annahme 2:

Wird die Bereitschaft an einem jährlichen Kostenanteil von 3% beziehungsweise 5% auf 15% angehoben, so können die Hauptszenarien 1 und 2 bis 2017 finanziert werden (siehe Diagramm 8.5.2).
Auch hier ist es dem Kunden nicht möglich Hauptszenario 3 zu finanzieren.

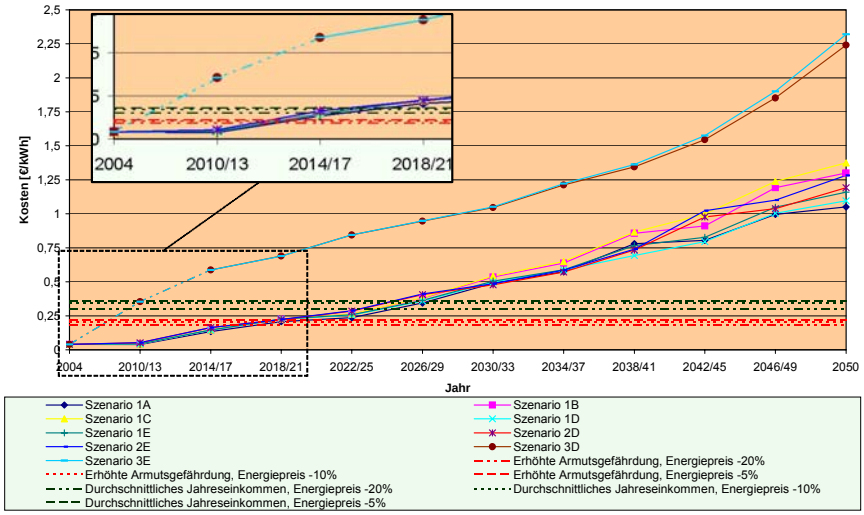


Diagramm 8.5.2: Stromgestehungskosten und Bereitschaft der Kunden 15% ihres Einkommens für Strom aufzubringen

Annahme 3:
Wird die Bereitschaft an einem **jährlichen Kostenanteil** auf **30%** gehoben, so können Personen, welche ein Einkommen an der erhöhten Armutsgefährdungsgrenze besitzen, die Hauptszenarien 1 und 2 bis zum Jahr 2025 finanzieren. Das Hauptszenario 3 ist für diese Bevölkerungsschicht nicht monetär abdeckbar. Für Personen, die ein durchschnittliches Jahresnettoeinkommen erhalten, ist die Deckung der Kosten der Hauptszenarien 1 und 2 bis zum Jahr 2029 gesichert. Dieser Bevölkerungsschicht ist es erstmals möglich die Stromgestehungskosten für das Hauptszenario 3 bis 2013 zu finanzieren (Diagramm 8.5.3).

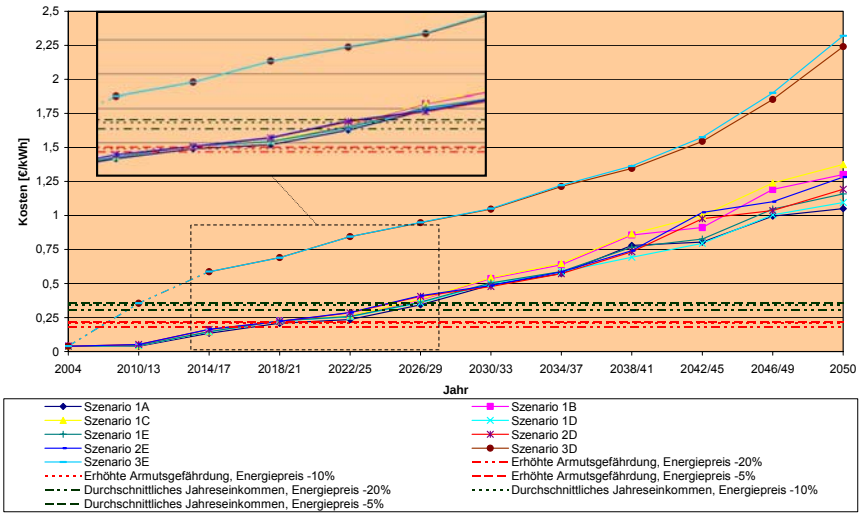


Diagramm 8.5.3: Stromgestehungskosten und Bereitschaft der Kunden 30% ihres Einkommens für Strom aufzubringen

Es ist ersichtlich, dass die Stromgestehungskosten durch die Neuerrichtung beziehungsweise Ersatz von Kraftwerken steigen werden. Für alle Ausbauszenarien, ausgenommen Hauptszenario 3, betragen die Kosten im Jahr 2050 zwischen 1,051 €/kWh (Unterszenario 1A) und 1,283 €/kWh (Unterszenario 2E).
Für das Referenzszenario betragen die Stromgestehungskosten 2050 1,095 €/kWh und für Unterszenario 2D 1,192 €/kWh.
Die stärker steigenden Kosten bei Hauptszenario 3 verglichen mit den anderen Hauptszenarien, sind die Folge des Ersatzes der außer Betrieb genommenen Kraftwerke ausschließlich durch Kraftwerke mit erneuerbaren Primärenergieträger, auf Grund ihrer Investitionskosten. Die Kosten im Jahr 2050 sind für Unterszenario 3D 2,241 €/kWh, beziehungsweise für das Unterszenario 3E 2,241 €/kWh.

8.6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen aus den berechneten Szenarien

Der Vergleich mit dem Unterszenario 2B und dem Referenzszenario zeigt, dass die monetäre Differenz nicht zu hoch ist um in ein nachhaltiges Stromerzeugungssystem zu gelangen. Dies muss Anreiz für die Politik und Energiewirtschaft genug sein, um auch zukünftig unseren Lebensstandard und unsere Bedürfnisse im Einklang mit der Umwelt zu gewährleisten.

Es ist festzustellen, dass ein Übergang von der derzeitigen Kraftwerksausbauplanungspolitik auf ein Konzept mit rein aus erneuerbaren Energieerzeugern der Versorgungsgruppe C und ausgewählten Kraftwerken aus Versorgungsgruppe B aus Finanzierungsgründen NICHT durchführbar ist.

Somit ist aus heutiger Sicht die aufgestellte Hypothese

„Ab 2010 brauchen keine neuen konventionellen Kraftwerke errichtet werden!“

falsifiziert.

Tabelle 8.6.1: tabellarische Zusammenfassung der diskontierten Investitions- und Betriebskosten

Hauptszenario	Unterszenario	Diskontierte Investitionskosten [Mrd. €]	Diskontierte Betriebskosten [Mrd. €]	Gesamtkosten Barwert [Mrd. €]	Mehrkosten zu Unterszenario 1D (Referenzszenario) [Mrd. €]
1	1A	627	17	644	4
	1B	632	111	743	103
	1C	638	135	773	133
	1D (Referenzszenario)	532	108	640	0
	1E	540	132	672	32
2	2D	583	146	729	89
	2E	580	173	753	113
3	3D	1.244	148	1.392	752
	3E	1.240	177	1.417	777

9 Entscheidungsunterstützende Systeme

In diesem Abschnitt wird der Begriff Entscheidungsunterstützendes System beschrieben, sowie die Anforderungen an ein solches System und seine Komponenten erläutert.
Zur Einführung in Entscheidungsunterstützende Systeme an Hand von Beispielen sei der Leser auf /177/ und /178/ verwiesen.

9.1 Definition Entscheidungsunterstützendes System

Der Begriff Entscheidungsunterstützendes System (engl. Decision-Support-System, DSS), wurde bereits 1971 von /174/ grob definiert, in /175/ und /177/ genauer beschrieben:

...

> *„Entscheidungsunterstützende Systeme sind Softwaresysteme, die die Lösung komplexer Fragestellungen unterstützen, wenn ein Problemlösungsprozess nicht zu standardisieren oder automatisieren ist. Die Entscheidungshilfe impliziert die Verwendung des Computers um:*
>
> 1. *Entscheidungsträger bei ihrem Entscheidungsprozess in halbstrukturierten Aufgaben zu unterstützen.*
> 2. *Anstatt Entscheidungen der Geschäftsführung zu ersetzen, Hilfestellung leisten.*
> 3. *Die Wirkungsweise der Entscheidungsfindung und nicht dessen Effizienz zu verbessern.*

Halbstrukturierte Aufgaben sind Aufgaben, welche sich in unstrukturierte und strukturierte Komponenten teilen lassen. Um den strukturierten Anteil eines Problems besser zu analysieren und transparenter zu machen, werden Computersysteme eingesetzt. Unstrukturierte Anteile werden der Urteilsfähigkeit des Entscheidungsträgers überlassen. Entscheidungsunterstützende Systeme vereinen die Leistungsfähigkeit des Computers und das Urteilsvermögen des Menschen /173/. Beispiele hierfür sind strategische Planungsaufgaben wie die Umstellung von Produktionsanlagen oder der Ausbau von Energieversorgungssystemen.
Es gibt verschiedene Klassen von Entscheidungsunterstützenden Systemen, die den Schwerpunkt ihrer Unterstützung auf unterschiedliche Bereiche des Entscheidungsprozesses legen. Sie stellen Suchalgorithmen zur Ermittlung optimaler Entscheidungen zur Verfügung.

9.2 Informationsverwaltung

Die derzeitige Situation auf dem Gebiet von Planungsinstrumenten ist geprägt von einer starken Heterogenität unübersichtlicher Dateiformate. Nur die Planungsinstrumente selbst können auf die benötigten komplexen Datenstrukturen zugreifen und diese verwenden. Auf Grund der umfangreichen Informationen, wird die Pflege der Daten, sowie die Kopplung beziehungsweise Integration in verschiedene Planungsinstrumente zur Untersuchung eines Energiesystems zu einem wesentlichen Kostenfaktor. Diese Vorgangsweise ist jedoch für eine sinnvolle Mehrfachnutzung nicht von Vorteil und behindert auch einen Aufbau einer einzigen Datenbank. Die Zusammenführung dieser verschiedenen Daten kann meist nur mit hohem Zeit- und Personalaufwand händisch durchgeführt werden.

Viele Daten überschneiden sich bei differenten Planungsvarianten, können aber durch die unterschiedlichen Dateiformate des gleichen Datensatzes nicht verwendet werden. Mit der vom Verfasser gewählten Software AMPL (A Matematical Programming Language) und zur Lösung des Optimierungsproblems die Freeware GNU Linear Programming Kit Version 4.8 /20/ bis /24/ werden die zur Berechnung benötigten Daten aus einer Textdatei zur Verfügung gestellt. Die Lösung kann wahlweise am Bildschirm angezeigt oder in einer Datei im Textformat gespeichert werden. Diese Vorgangsweise bietet die Möglichkeit, die zu verwendenden Daten aus einer ORACLE-Datenbank mittels der WINDOWS-OFFICE-Anwendung MS ACCESS ein Textfile zu generieren. Die Lösung wird sehr komfortabel mittels einer SQL-Anweisung wieder in ORACLE zurück geschrieben. Bei Verwendung einer IBM INFORMIX-Datenbank ist der Zwischenschritt MS ACCESS nicht notwendig.

Bei dieser Vorgangsweise sind jedoch folgende wesentliche Nachteile vorhanden:

1. Die Verwendung der oben genannten Instrumente erfordert jedoch ein hohes Maß an Erfahrung in der Bedienung dieser Systeme.
2. Beim Aufbau der Datenbank können Formalfehler (Datenredundanz, Schreib- und Leseberechtigungen nicht korrekt, Datenfeldgröße zu klein gewählt, usw.) gemacht werden.
3. Bei der Dateneingabe können Eingabefehler gemacht werden (der Datensatz ist fehlerhaft, unvollständig oder fehlt).

Daher ist bei der Erstellung einer solchen Datenbank sehr exakt vorzugehen und ein korrektes Pflichtenheft zu verfassen.

9.3 Entscheidungsunterstützung

Viele existierende Instrumente unterstützen einen Planungsprozess nur unvollständig, weil sie sich nur auf die Berechnung des modellierten Systems beschränken. Deshalb können Probleme, Ziele, Maßnahmen, Strategien, Bewertungsindikatoren und damit die gesamte inhaltliche Vorgehensweise bei der Analyse nur mit hohem Zeitaufwand dokumentiert werden. Die Ergebnisanalyse ist häufig auf einfache tabellarische Berichte und einfache grafische Darstellungen beschränkt. Der Planer ist dadurch gezwungen, für die Analyse auf andere Hilfsmittel zurückzugreifen. Wird ein Szenario korrigiert, muss der gesamte Auswertungsprozess manuell wiederholt werden, um die Tabellen und Grafiken zu aktualisieren.

Ein wesentlicher Aspekt der Entscheidungsunterstützung ist es, alle Phasen des Energieplanungsprozesses methodisch zu unterstützen. Dies beginnt mit der Eingrenzung des Problembereiches und der Aufstellung der Zielkriterien, umfasst die Berechnung des modellierten Systems und endet bei der Erstellung des Aktionsplans sowie der Durchführung der Erfolgskontrolle.

Zur grundlegenden Einführung in diese Thematik sei der Leser auf /179/ verwiesen.

9.3.1 Komponenten eines Entscheidungsunterstützenden Systems

Ein Entscheidungsunterstützendes System besteht aus einem Datenmanagement-system, einem Modellmanagementsystem und einem Dialogsystem, welche im Folgenden beschrieben werden.

- **Datenmanagementsystem**
  Das Datenmanagementsystem muss einerseits die Eingabe der Systemdaten performant ermöglichen, um das unterliegende abgebildete Modell mit den Daten seiner Elemente als Parameter der Modellgleichungen zu definieren. Dies hat den Vorteil, dass zeitaufwendige Modellneuformulierungen vermieden werden. Andererseits müssen die im Modell verwendeten Betriebsdaten, wie Speicherpegel, Speicherzu- und abflüsse, Dauerlinie oder Brennstoffkosten über eine benutzerfreundliche Bedienoberfläche am Bildschirm eingebbar sein.
  Ein weiterer wesentlicher Punkt des Datenmanagementsystems ist die anwendergerechte Resultatsaufbereitung durch parametrierbare Tabellen, Diagrammen und Grafiken.

- **Modellmanagementsystem**
  Das Modellmanagementsystem erschließt sich von der Änderung von bestehenden mathematisch ausformulierten Planungsmodellen bis hin zur Neuerstellung von Energieplanungsmodellen. Der implementierte objektorientierte Matrixgenerator stellt die datentechnische Implementierung eines Gemischt-Ganzzahligen-Modells in allgemeinster Form dar. Weiters veranlasst diese Komponente den zeitminimierenden und parameter-gesteuerten Ablauf der Optimierungsprozedur. Jedes seiner Elemente muss, gemäß seiner Aufgabenzielsetzung, wie zum Beispiel Lang-, Mittel- oder Kurzfristplanung, modellierbar sein.

- **Dialogsystem**
  Das Dialogsystem (MMI – Man Machine Interface) dient zur Kommunikation zwischen Mensch und Maschine und muss einerseits Anpassungen an die Erfordernisse der Arbeitsaufgabe sowie individuellen Fähigkeiten und Vorlieben des Benutzers zulassen. Andererseits hat das Dialogsystem den Anwender unmittelbar verständliche Rückmeldungen über einen Dialog, mit oder ohne Anfrage, zu liefern und bei Erlernen des Dialogsystems anzuleiten und zu unterstützen /180/,/181/. Auch diese Komponente ist mit einer benutzerfreundlichen Bedienoberfläche auszustatten.

Zu einer benutzerfreundlichen Bedienoberfläche gehören eine einheitliche Bildschirmgestaltung und Farbgebung, ein menügesteuerter Programmablauf, Mausunterstützung, Dateneingabe mit Hilfe von Bildschirmmasken und dynamischer Prüfung auf Eingabefehler, sowie ein kontextgeführtes Hilfesystem. Je weniger Detailwissen für die Verwendung erforderlich ist, desto weniger Interpretationsfehler werden beim Benutzer verursacht.

Die Abbildung 9.1 zeigt die oben diskutierten Komponenten eins Entscheidungs-unterstützenden Systems und ihre interne Kommunikation.

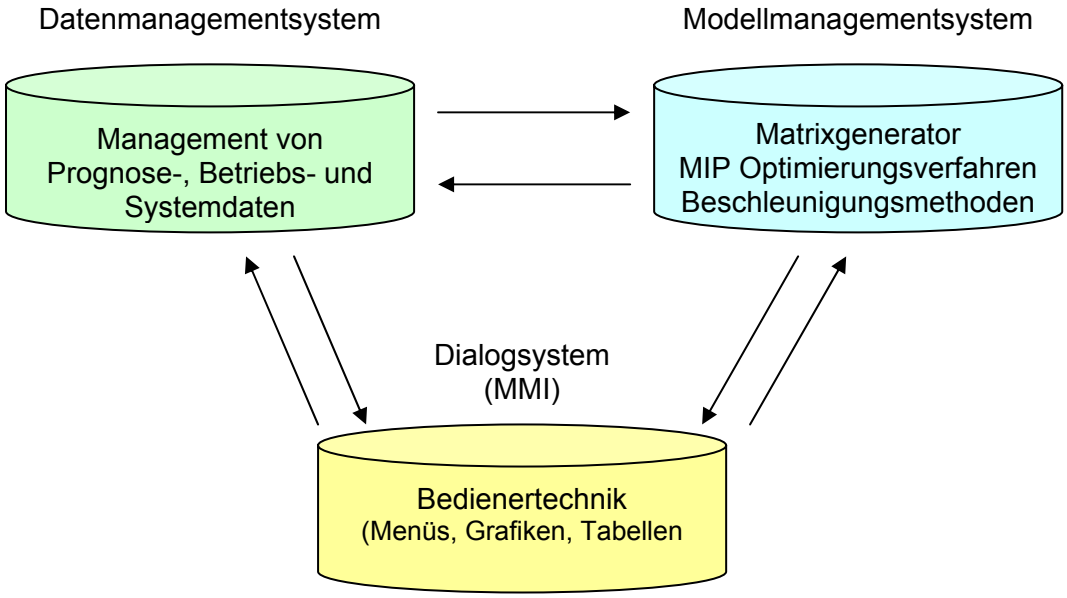


Abbildung 9.1: Entscheidungsunterstützendes System, Komponenten nach /179/

9.4 Einbindung des Modells in Entscheidungsunterstützende Systeme

9.4.1 Vorgangsweise Dateneingabe – Optimierung – Ergebnisaufbereitung des vorliegenden Modells

Das vorliegende Modell kann in ein Entscheidungsunterstützendes System sehr einfach implementiert werden.

Im Folgenden wird die Vorgangsweise von der Dateneingabe bis zur Tabellen und Diagrammaufbereitung des vorliegenden Modells beschrieben. Zur Erläuterung der Vorgangsweise mittels IBM Easy Modeler/6000 und der Optimierungssoftware OSL sei der Leser auf /6/ bis /10/ verwiesen, da diese Software eine sehr umfangreiche Benutzeroberfläche und Analysewerkzeuge besitzt.

Das Modell wurde mittels des Texteditors Crimson Editor 3.70 Release (Freeware) in AMPL erstellt, da dieser die Schlüsselwörter erkennt und farblich kennzeichnet. Die erforderlichen Daten zur Berechnung in MS-EXCEL eingegeben und daraus die Textdatei erstellt. Wie schon oben bemerkt, ist es möglich, diese Datendatei auch aus ORACLE oder IBM INFORMIX zu erstellen, welche dem Verfasser jedoch nicht zur Verfügung standen. Zur Lösung des Problems wurde GNU Linear Programming Kit Version 4.8 verwendet (Abbildung 9.2).

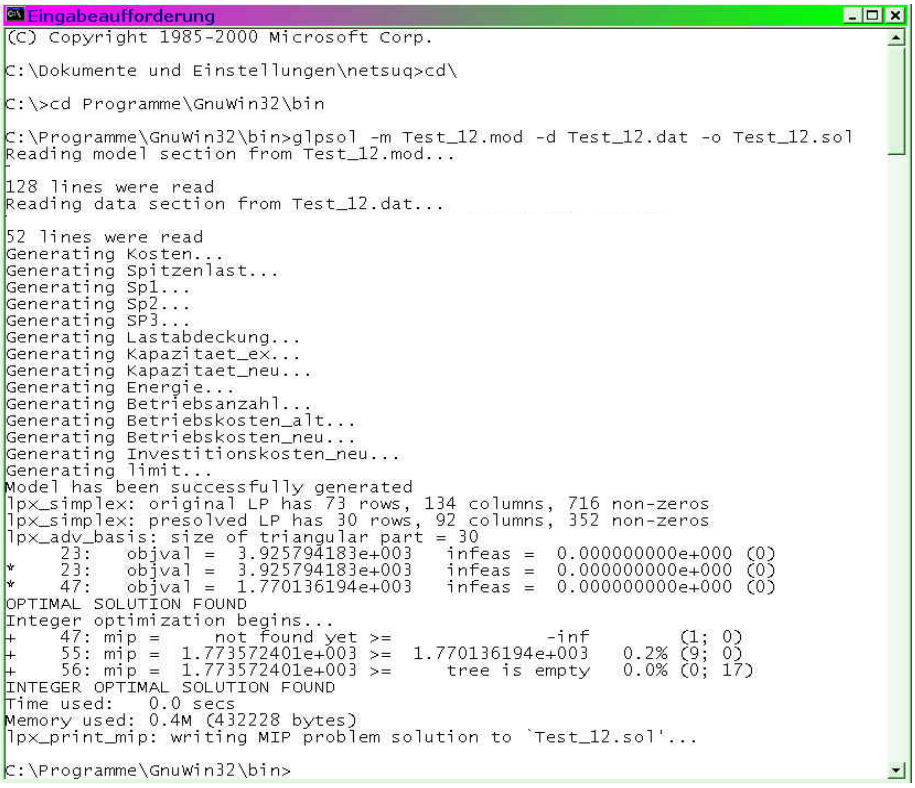
Die Vorgangweise wird an Hand des Testmodells Test_12.mod dargestellt[47]:

1. Start der MS-DOS Eingabeaufforderung.
2. Eingabe des Speicherortes des GNU Linear Programming Kit Version 4.8 (*glpsol.exe*).
3. Aufrufen des Solvers mit Angabe des Modells (*-m Test_12.mod*) und der Eingabedaten (*-d Test_12.dat*), sowie Ausgabe (*-o Test_12.sol*) in eine Test_12.sol-Datei.
4. Berechnung wird gestartet.
5. Ergebnis wird in eine Test_12.sol-Datei geschrieben.

Ein Ausschnitt der Test_12.sol-Datei ist in Abbildung 9.4 dargestellt.
Wie ersichtlich, ist die Lösungsdatei strukturiert aufgebaut. Sie wurde wieder in MS-EXCEL importiert, ausgewertet und die in Kapitel 8 angegebenen Ergebnisse mit Diagrammen erstellt.

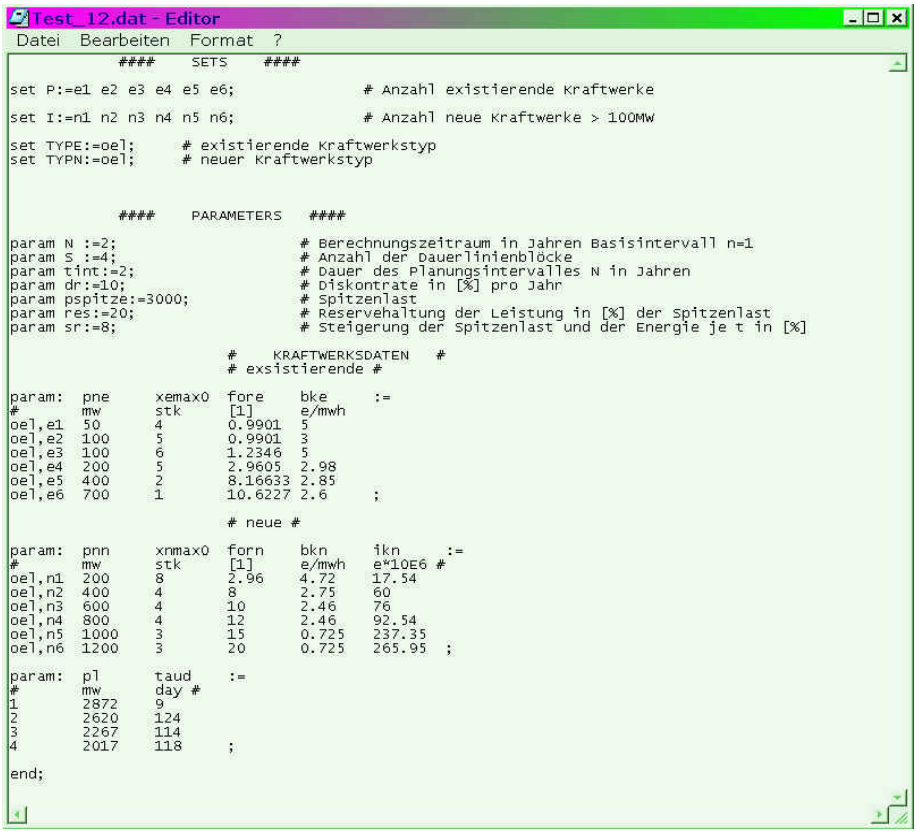
Der Vorteil dieser Werkzeuge sind die kostenlosen Downloadmöglichkeiten aus dem Internet und weiters gehören Tabellenberechnungsprogramme (MS-EXCEL oder IBM LOTUS) zur Standardausrüstung von Computern.
Der Nachteil liegt darin, dass bei Szenariorechnungen jedes Ergebnis in das Tabellenberechnungsprogramm importiert und ausgewertet werden muss. Auch der Vergleich der Szenarien muss vom Planer durchgeführt werden.

[47] Die Konsoleneingabebefehle sind in Klammer kursiv angegeben.



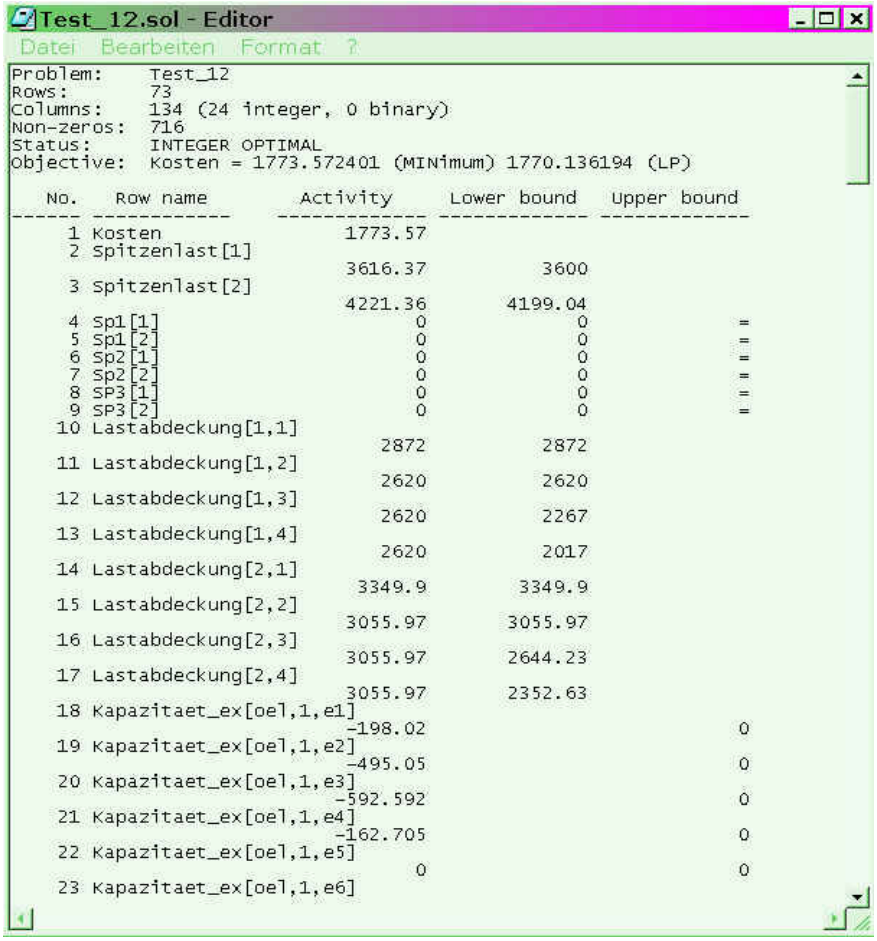
```
Eingabeaufforderung
(C) Copyright 1985-2000 Microsoft Corp.

C:\Dokumente und Einstellungen\netsuq>cd\

C:\>cd Programme\GnuWin32\bin

C:\Programme\GnuWin32\bin>glpsol -m Test_12.mod -d Test_12.dat -o Test_12.sol
Reading model section from Test_12.mod...
128 lines were read
Reading data section from Test_12.dat...
52 lines were read
Generating Kosten...
Generating Spitzenlast...
Generating Sp1...
Generating Sp2...
Generating SP3...
Generating Lastabdeckung...
Generating Kapazitaet_ex...
Generating Kapazitaet_neu...
Generating Energie...
Generating Betriebsanzahl...
Generating Betriebskosten_alt...
Generating Betriebskosten_neu...
Generating Investitionskosten_neu...
Generating limit...
Model has been successfully generated
lpx_simplex: original LP has 73 rows, 134 columns, 716 non-zeros
lpx_simplex: presolved LP has 30 rows, 92 columns, 352 non-zeros
lpx_adv_basis: size of triangular part = 30
      23:   objval =  3.925794183e+003   infeas =  0.000000000e+000 (0)
*     23:   objval =  3.925794183e+003   infeas =  0.000000000e+000 (0)
*     47:   objval =  1.770136194e+003   infeas =  0.000000000e+000 (0)
OPTIMAL SOLUTION FOUND
Integer optimization begins...
+     47: mip =     not found yet >=              -inf        (1; 0)
+     55: mip =  1.773572401e+003 >=  1.770136194e+003   0.2% (9; 0)
+     56: mip =  1.773572401e+003 >=     tree is empty   0.0% (0; 17)
INTEGER OPTIMAL SOLUTION FOUND
Time used:   0.0 secs
Memory used: 0.4M (432228 bytes)
lpx_print_mip: writing MIP problem solution to `Test_12.sol'...

C:\Programme\GnuWin32\bin>
```

Abbildung 9.2: Vorgangsweise zur Lösung des Testproblems Test_12.mod



```
Test_12.dat - Editor
Datei  Bearbeiten  Format  ?
            ####    SETS    ####

set P:=e1 e2 e3 e4 e5 e6;              # Anzahl existierende Kraftwerke

set I:=n1 n2 n3 n4 n5 n6;              # Anzahl neue Kraftwerke > 100MW

set TYPE:=oel;     # existierende Kraftwerkstyp
set TYPN:=oel;     # neuer Kraftwerkstyp



            ####    PARAMETERS   ####

param N :=2;                    # Berechnungszeitraum in Jahren Basisintervall n=1
param S :=4;                    # Anzahl der Dauerlinienblöcke
param tint:=2;                  # Dauer des Planungsintervalles N in Jahren
param dr:=10;                   # Diskontrate in [%] pro Jahr
param pspitze:=3000;            # Spitzenlast
param res:=20;                  # Reservehaltung der Leistung in [%] der Spitzenlast
param sr:=8;                    # Steigerung der Spitzenlast und der Energie je t in [%]

                        #    KRAFTWERKSDATEN   #
                        # exsistierende #

param:  pne     xemax0  fore    bke     :=
#       mw      stk     [1]     e/mwh
oel,e1  50      4       0.9901  5
oel,e2  100     5       0.9901  3
oel,e3  100     6       1.2346  5
oel,e4  200     5       2.9605  2.98
oel,e5  400     2       8.16633 2.85
oel,e6  700     1       10.6227 2.6     ;

                        # neue #

param:  pnn     xnmax0  forn    bkn     ikn     :=
#       mw      stk     [1]     e/mwh   e*10E6 #
oel,n1  200     8       2.96    4.72    17.54
oel,n2  400     4       8       2.75    60
oel,n3  600     4       10      2.46    76
oel,n4  800     4       12      2.46    92.54
oel,n5  1000    3       15      0.725   237.35
oel,n6  1200    3       20      0.725   265.95  ;

param:  pl      taud    :=
#       mw      day #
1       2872    9
2       2620    124
3       2267    114
4       2017    118     ;

end;
```

Abbildung 9.3: Textdatei des Testproblems Test_12.dat




```
Problem:    Test_12
Rows:       73
Columns:    134 (24 integer, 0 binary)
Non-zeros:  716
Status:     INTEGER OPTIMAL
Objective:  Kosten = 1773.572401 (MINimum) 1770.136194 (LP)

   No.   Row name        Activity     Lower bound   Upper bound
------ ------------    ------------ ------------- -------------
     1 Kosten              1773.57
     2 Spitzenlast[1]
                           3616.37          3600
     3 Spitzenlast[2]
                           4221.36       4199.04
     4 Sp1[1]                    0             0             =
     5 Sp1[2]                    0             0             =
     6 Sp2[1]                    0             0             =
     7 Sp2[2]                    0             0             =
     8 SP3[1]                    0             0             =
     9 SP3[2]                    0             0             =
    10 Lastabdeckung[1,1]
                              2872          2872
    11 Lastabdeckung[1,2]
                              2620          2620
    12 Lastabdeckung[1,3]
                              2620          2267
    13 Lastabdeckung[1,4]
                              2620          2017
    14 Lastabdeckung[2,1]
                            3349.9        3349.9
    15 Lastabdeckung[2,2]
                            3055.97       3055.97
    16 Lastabdeckung[2,3]
                            3055.97       2644.23
    17 Lastabdeckung[2,4]
                            3055.97       2352.63
    18 Kapazitaet_ex[oel,1,e1]
                            -198.02                            0
    19 Kapazitaet_ex[oel,1,e2]
                            -495.05                            0
    20 Kapazitaet_ex[oel,1,e3]
                            -592.592                           0
    21 Kapazitaet_ex[oel,1,e4]
                            -162.705                           0
    22 Kapazitaet_ex[oel,1,e5]
                                   0                           0
    23 Kapazitaet_ex[oel,1,e6]
```

Abbildung 9.4: Ausschnitt aus der Lösungsdatei Test_12.sol des Testproblems

9.4.2 Verwendung des Modells in regionalpolitischen Entscheidungen

Wie bereits erwähnt, dient das vorliegende Kraftwerksausbauplanungsmodell als Entscheidungsgrundlage für Politik und Wirtschaft auf Basis langfristiger Szenarien, um ein nachhaltiges, ökologisches und ökonomisches elektrisches Energieversorgungssystem für Österreich zu entwickeln.

Der vergangene Ablauf eines Entscheidungsprozesses auf regionalpolitischer Ebene ist in /182/ dargestellt. In diesem Ablauf wäre das vorliegend Modell erst im dritten Schritt (Systemanalyse) und im vierten Schritt (Systemeffekte) anzuwenden. Erst durch den politischen Druck und Entscheidung fanden eine Systemanalyse und danach die Untersuchung der Systemeffekte statt. Dies hat den Nachteil, dass Korrekturen von Entscheidungen durchgeführt werden mussten. Der Vorteil war, dass Impulse an Energieerzeuger von der derzeitigen, zu einer nachhaltigen Energiepolitik gegeben wurden (zum Beispiel mit Förderungen, höhere Einspeisetarife,…).

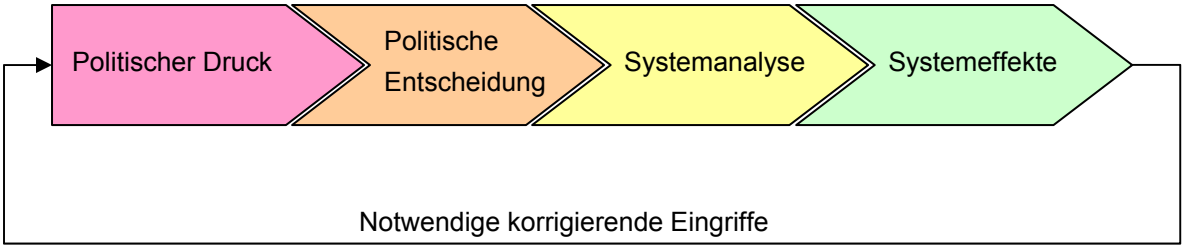


Abbildung 9.5: Entscheidungsprozessablauf in der Vergangenheit nach /182/

Der neue Entscheidungsprozess, welcher in Abbildung 9.6 dargestellt ist, führt als ersten Schritt eine Systemanalyse durch. Hiezu gibt das vorliegende Modell durch Berechnung von langfristigen Szenaren Ausbaupfade, um ein nachhaltiges, ökologisches und ökonomisches elektrisches Energieversorgungssystem für Österreich zu entwickeln, an. Durch entsprechenden politischen Konsens und Entscheidungen treten Systemeffekte auf, die mit den erwarteten Aussagen des Modells verglichen werden können. Mit diesem Wissen muss ein interaktiver strategischer Planungsprozess angestoßen werden, um eventuelle Nachkorrekturen durchzuführen.

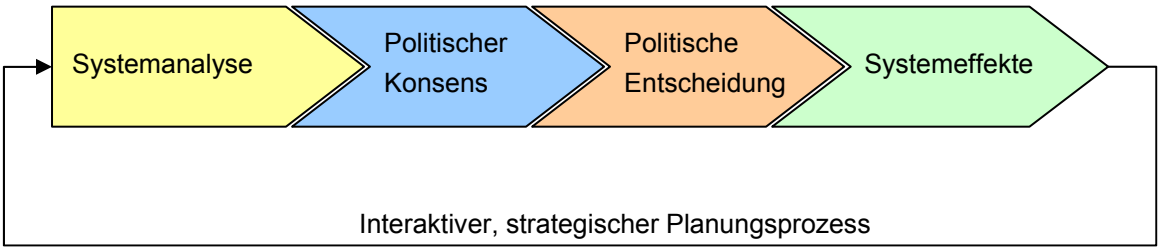


Abbildung 9.6: Zukünftiger Ablauf eines Entscheidungsprozesses auf politischer Ebene nach /182/

10 Zusammenfassung und Ausblick

In den letzen Jahren erfuhr die weltweite Energiewirtschaft einige starke Veränderungen. Die asiatischen Staaten, insbesondere China, benötigen wegen ihres starken Wirtschaftswachstums immer mehr Energie. In Europa wurde das Umweltbewusstsein immer mehr verstärkt und mit europäischen sowie nationalen Rechtsnormen unterstrichen /68/ bis /79/. Daher wurden zahlreiche Kraftwerke, die nicht mehr rentabel waren, außer Betrieb genommen. Diese Maßnahme führte zu einer Reduzierung der verfügbaren installierten Engpassleistung. Dem steht jedoch die Steigerungsrate des elektrischen Stroms von 2,0 - 2,5% p.a. in den alten beziehungsweise von 2,5 - 4,0 % p.a. in den neuen EU Ländern gegenüber.

Verschärft wird die energiewirtschaftliche Situation durch den seit 2004 ständig steigenden Ölpreis, der im Wesentlichen auf, Anschläge auf Ölfirmen und Pipelines, Frühjahrsnachfrage in den USA, eskalierenden Konflikten im, von den USA, besetzten Irak, geringe Lagerbestände und verstärkte Nachfrage aus China sowie Indien und Spekulationen, zurückzuführen ist.

Unter diesen globalen Gegebenheiten ist das Ziel dieser Arbeit die angenommene Hypothese

„Ab 2010 brauchen keine neuen konventionellen Großkraftwerke errichtet werden!“

mittels einer Gemischt-Ganzzahligen Linearen Kraftwerksausbauplanungsrechnung, bei welchen Rahmenbedingungen und Kosten eine solche Energieversorgung möglich ist, zu untersuchen.
Um eine möglichst genaue Abbildung des Energiesystems zu erhalten und daraus richtungweisende Ausbaupfade durch Szenariorechnungen zu erhalten, sind alle Erzeugungsanlagen, Leistungsangaben, Spotmarkt, sowie Import/Export und deren Attribute zu modellieren.

Durch den Vergleich der berechneten Szenarien dynamics as usual[48] (Unterszenarien 2D und 2E, sowie Unterszenarien 3D und 3E) mit den business as usual Unterszenarien 1A, 1B, 1C, 1E und dem Referenzszenario (Unterszenario 1D) ist ein durchführbares Szenario zu definieren, welches die drei energiewirtschaftlichen Eckpunkten Energie – Wirtschaft – Umwelt (Abk. E3, engl. energy – economy – environment) entspricht.

[48] Dynamics as usual ist der forcierte Ausbau von Erzeugern mit erneuerbaren Primärenergien, wobei die möglichen ausbaubaren Energiepfade vollständig, unter Berücksichtigung der dynamischen Entwicklung von bestimmten Umweltschutzvorgaben und Lerneffekten, genutzt werden.

Tabelle 10.1: Szenariendefinition des Hauptszenario 1 und zusätzliche Annahmen

Hauptszenario 1	
Das Hauptszenario 1 beschreibt die herkömmliche angewendete Kraftwerksausbauplanung und gliedert sich in fünf Unterszenarien 1A bis 1E. Restriktionen bestehen darin, dass keine Kernkraftwerke (wird in der Dateneingabe schon berücksichtigt) zugebaut und die rechtlichen Rahmenbedingungen des österreichischen Elektrizitäts- und Organisationsgesetzes (ElWOG) eingehalten werden.	
Unterszenario	zusätzliche Annahmen
1A	• Rohstoffpreise bleiben über den gesamten Betrachtungszeitraum unverändert am Höchststand 2004 • Keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie
1B	• Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie
1C	• Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie
1D	• Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)
1E	• Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)

Tabelle 10.2: Szenariendefinition des Hauptszenario 2 und zusätzliche Annahmen

Hauptszenario 2	
Das Hauptszenario 2 beschreibt ein Ausbauplanungsmodell mit einem Erzeugungsmix von konventionellen Kraftwerken aus Versorgungsgruppe A und B, und erneuerbaren Energieerzeugern aus Versorgungsgruppe C. Mindestens zehn Prozent der gesamten Energieerzeugung muss aus Kraftwerken mit erneuerbaren Primärenergieträgern erzeugt werden.	
Unterszenario	zusätzliche Annahmen
2A	• Nicht mehr berücksichtigt, da der Rohstoffpreis nicht das derzeitige Preisniveau (Maximum 2004) hält
2B	• Nicht mehr berücksichtigt, da keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie erfolgt
2C	• Nicht mehr berücksichtigt, da keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie erfolgt
2D	• Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)
2E	• Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)

Tabelle 10.3: Szenariendefinition des Hauptszenario 3 und zusätzliche Annahmen

Hauptszenario 3	
Das Hauptszenario 3 definiert einen Ausbauplanungsansatz ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieerzeuger. Alle neu zu errichtenden und zu ersetzenden Kraftwerke werden nur aus der Versorgungsgruppe C und einigen aus der Versorgungsgruppe B, wie Laufwasserkraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, ersetzt.	
Unterszenario	zusätzliche Annahmen
3A	• Nicht mehr berücksichtigt, da der Rohstoffpreis nicht das derzeitige Preisniveau (Maximum 2004) hält
3B	• Nicht mehr berücksichtigt, da keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie erfolgt
3C	• Nicht mehr berücksichtigt, da keine Investitionskostenreduktion bei erneuerbaren Energieerzeugern durch Weiterentwicklung und vermehrten Einsatz dieser Technologie erfolgt
3D	• Rohstoffe verzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der Erneuerbaren reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)
3E	• Rohstoffe verfünfzehnfachen ihren Preis vom Höchststand 2004 bis 2050 • Die Investitionskosten der Erneuerbaren reduzieren sich auf Grund vermehrten Einsatzes (Lernkurve)

Die Szenarienrechungen ergeben die in Tabelle 10.4 aufgelisteten Ergebnisse der diskontierten Investitions- und Betriebskosten.

Tabelle 10.4: tabellarische Zusammenfassung der diskontierten Investitions- und Betriebskosten

Hauptszenario	Unterszenario	Diskontierte Investitionskosten [Mrd. €]	Diskontierte Betriebskosten [Mrd. €]	Gesamtkosten Barwert [Mrd. €]	Mehrkosten zu Unterszenario 1D (Referenzszenario) [Mrd. €]
1	1A	627	17	644	4
	1B	632	111	743	103
	1C	638	135	773	133
	1D (Referenzszenario)	532	108	640	0
	1E	540	132	672	32
2	2A	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
	2B	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
	2C	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
	2D	583	146	729	89
	2E	580	173	753	113
3	3A	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
	3B	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
	3C	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
	3D	1.244	148	1.392	752
	3E	1.240	177	1.417	777

n.b….nicht brechnet

Der Vergleich dem Unterszenario 2D mit dem Referenzszenario zeigt, dass die monetäre Differenz 89 Mrd. € beträgt, um in ein nachhaltiges Stromerzeugungssystem zu gelangen. Dies muss genug Anreiz für die Politik und Energiewirtschaft sein, um auch künftig unseren Lebensstandard und unsere Bedürfnisse im Einklang mit der Umwelt zu gewährleisten. Eine Reduzierung des Luftschadstoffausstoßes ist ebenfalls die Folge (siehe Tabelle 10.5 und Abschnitt 8).

Eine deutliche Kostensteigerung ist bei den Unterszenarien 3D und 3E gegenüber dem Referenzszenario zu beobachten (752 Mrd. € bzw. 777 Mrd. €). Diese Steigerung basiert auf den höheren Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger und der hohen Anzahl der benötigten neuen Kraftwerke zur Deckung der Verbraucherleistung und –energie. Wie aus Tabelle 10.5 und Abschnitt 8 ersichtlich, wird der Ausstoß der Luftschadstoffe um ein vielfaches reduziert.

Tabelle 10.5: Luftschadstoffausstossveränderung gegenüber Unterszenario 1D (Referenzszenario)

Hauptszenario	Unterszenario	Luftschadstoffausstossveränderung gegenüber Unterszenario 1D (Referenzszenario)				
		CO_2	SO_2	NO_x	CO	Staub
1	1A	+	+	+	+	+
	1B	+	+	+	+	+
	1C	++	++	++	++	++
	1D (Referenzszenario)					
	1E	+	+	+	+	+
2	2D	-	-	-	-	-
	2E	-	-	-	-	-
3	3D	--	--	--	--	--
	3E	--	--	--	--	--

Legende: **-.....reduziert**
--.....stark reduziert
+.....gestiegen
+.....stark gestiegen

ABER:
Bereits ab 2013 liegen die Stromgestehungskosten im Hauptszenario 3 über jenen, die Endkunden bereit sind, monetär aufzubringen.

Daher ist ein Übergang von der derzeitigen Kraftwerksausbauplanungspolitik auf ein Konzept mit rein aus erneuerbaren Energieerzeugern der Versorgungsgruppe C und ausgewählten Kraftwerken aus Versorgungsgruppe B ist aus Finanzierungsgründen NICHT durchführbar.

Somit ist die aufgestellte Hypothese

„Ab 2010 brauchen keine neuen konventionellen Kraftwerke errichtet werden!“

falsifiziert.

Im vorliegenden Kraftwerksausbauplanungsmodell sind zusätzliche Investitionen für Netzausbau beziehungsweise Netzrestrukturierung und Instandhaltung, sowie die Möglichkeiten zum Anschluss an das Übertragungs- oder Verteilernetz nicht berücksichtigt. Weiters finden die Abbau- und Entsorgungskosten von Kraftwerken sowie Lager- beziehungsweise Entsorgungskosten für strahlendes Material keine Implementierung im Modell (ist im Falle Österreich nicht von Relevanz). Das Modell

ist jedoch geeignet, die oben genannten Punkte durch entsprechende Erweiterungen zu berücksichtigen und können in weiteren Untersuchungen hinzugefügt werden.

Das vorliegende Modell ist geeignet, in den zukünftigen Entscheidungsprozess für Energiesysteme (siehe Abbildung 10.1) auf regionaler politischer Ebene eingefügt zu werden.

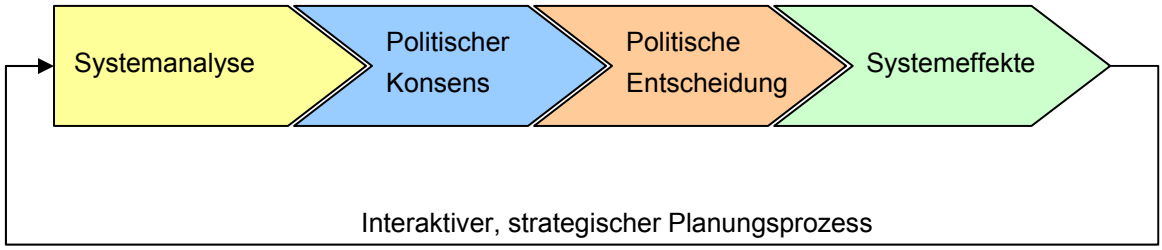


Abbildung 10.1: Zukünftiger Ablauf eines Entscheidungsprozesses auf politischer Ebene

Aus urheberrechtlichen Gründen ist das vollständige Modell in dieser Arbeit nicht abgedruckt, ist aber nach Rücksprache mit dem Verfasser erhältlich.

11 Literaturverzeichnis

/1/ IBM, IBM AIX Easy Modeler/6000, User Guide, Release 2.0, SB-13-5249-01

/2/ P. G. Harhammer, Modellieren und Optimieren, IBM Österreich, 96/10

/3/ P. G. Harhammer, S. Hobor, Easy Modeler/6000, Einführungskurs für Energietechniker, IBM Österreich, 1998

/4/ F. Schlaepfer, Generation Expansion Planning, CX-Seminar, February 28 – March 2. 1979, UBM Public Sector Industry Center

/5/ IBM, Rechnergestützte Energietechnik und Energiewirtschaft, Führung durch ein Elektrizitätsunternehmen, IBM Internes Seminar, Salzburg 31.Mai - 2.Juni 1995

/6/ IBM, Introduction to Optimization Subroutine Library, Presentation Guide, First Edition, June 1990, Z326-0013-00

/7/ IBM, Introducing the Optimization Subroutine Library, Release 2, Fourth Edition, May 1991, GC23-0517-03

/8/ IBM, Optimization Subroutine Library, Guide and Reference, Release 2.1, Fifth Edition, February 1995

/9/ IBM, Parallel Optimization Subroutine Library, User's Guide, Release 1, First Edition, June 1994, SC23-38-24-00

/10/ IBM, Fortran in the Life Sciences, Student Text, 1965

/11/ http://www.ampl.com/

/12/ http://www.uni-koeln.de/rrzk/software/fachuebergreifend/or/ampl-cplex_kurz.shtml

/13/ http://users.iems.nwu.edu/~4er/WRITINGS/

/14/ http://users.iems.nwu.edu/~4er/

/15/ J. Antes, AMPL: eine kurze Einführung, 2004

/16/ R. Fourer, D. M. Gay, B. W. Kernighan, AMPL: A Mathematical Programming Language, 1990

/17/ D. Rajan, Introduction to AMPL; A Tutorial, 13. September 2000

/18/ D. Holmes, AMPL (A Mathematical Programming Language) at the University of Michigan, Documentation (Version 2), 18. August 1995

/19/ R. Fourer, D. M. Gay, B. W. Kernighan, Design Principles and new developments in the AMPL modelling language, Draft, 1. June 2003

/20/ http://www.gnu.org/

/21/ http://gnuwin32.sourceforge.net/

/22/ http://www.gnu.de/gpl-ger.html

/23/ http://www.gnu.org/software/glpk/glpk.html

/24/ http://gnuwin32.sourceforge.net/packages/glpk.htm

/25/ G. Coté, M. A. Laughton, Decomposition techniques in power system planning: the Benders partitioning method, April 1979, IPC Business Press

/26/ F. Beglari, Application of mathematical programming techniques in electrical power system planning, PhD Thesis, University of London 1972

/27/ D. Anderson, Models for determining least-cost investments in electricity supply

/28/ F. Belgari, M. A. Laughton, Model building with particular reference to power system planning

/29/ W. Bernstein und K. Koppe, "Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit, Ressourcenschonung-Herausforderung für die Konventionelle Kraftwerkstechnik des 21. Jahrhunderts", Veröffentlichung wissenschaftliche Zeitschrift der TU Dresden, Heft 4/2001

/30/ H.-J. Krabbe, Brennstoffzellen, RWE, 2001

/31/ Bundesministerium für Wirtschaft und Verkehr (BMWV), Brennstoffzellen-Systeme-Energietechnik der Zukunft?, 1999
/32/ G. Coté, L. Lafond, C. Pham, A fast production scheduler for generation expansion planning in a hydro-thermal system, IEEE 1987
/33/ K. M. Sidenblad, S. T. Y. Lee, A probabilistic production costing methodology for systems with storage, IEEE 1981
/34/ M. Hennecke, RANEXP, Experimental Random Number Generator Package (ANSI C, Version 1.01), University of Karlsruhe, 31. März 1994
/35/ M. Hennecke, RANEXP: Experimental Random Number Generator Package, University of Karlsruhe, 16. November 1993
/36/ F. James, RANLUX: A Fortran implementation of the high-quality pseudorandom number generator of Lüscher, 1990
/37/ W. H. Press, S.A. Teuklovsly, W.T. Vetrreling and B.P. Flannery, Numerical Recipes in FORTRAN, Cambridge University Press, Second Edition, 1992
/38/ U. Weiss, Zufallszahlengeneratoren, 2000/2001
/39/ Universität Bonn, Zufallszahlengeneratoren, Praktische Informatik I, 2004
/40/ J. Kabouris,G. C. Contaxis, Autonomous System Expansion Planning Considering Renewable Energy Sources – A Computerpackage, IEEE 1992
/41/ G. Brauner, Kraft- und Umspannwerke, Vorlesungsskriptum, TU Wien, 1996
/42/ P. G. Harhammer, Wirtschaftliche Lastaufteilung auf Basis der gemischt-ganzzahligen Planungsrechnung , Dissertation, 1974
/43/ P. Massé und R. Gibrat, „Application of linear programming to investments in the electrical power industry" in J.R. Nelson, Cost Pricing in Practice, Prentice –Hall, Englewood Cliffs, New Jersey
/44/ R. M. Freund, Benders' Decomposition Method for Structured Optimization, including Stochastic Optimization, Presentation, May 2, 2001
/45/ T. J. K. Stidsen, Benders Decomposition Algorithm, Lecture script, 26. February 2004
/46/ E. Kalvelagen, Two Stage Linear Programming with GAMS, January 2003
/47/ E. Kalvelagen, Benders Decomposition with GAMS, December 2002
/48/ E. Kalvelagen, Some MINLP Solution Algorithms, September 2003
/49/ E. Kalvelagen, Benders Decomposition for Stochastic Programming with GAMS, 17. January 2003
/50/ H. D. Serial, B. M. P. Frantically, A Modified Benders' Partitioning Approach for Problems Heaving Discrete Sub problems with Applications to Integer-Recourse Stochastic Programs, Department of Industrial and Systems Engineering, Virginia Polytechnic Institute and State University, August 2000
/51/ A. Sarkar, Benders' Decomposition, University at Buffalo, Department of Industrial Engineering
/52/ I. E. Grossmann, S. A. Van den Heever and I. Harjunkoski, Discrete Optimization Methods and their Role in the Integration or Planning and Scheduling, Carnegie Mellon University , Pittsburgh, Department of Chemical Engineering, 1. March 2001
/53/ D. Hayashi, B. Kermanshahi, C. H. K. Chu, Value-based Reliability Centred Maintenance for Deregulated Power Systems, Tokyo University, Department of Electrical & Electronics Engineering, 2002
/54/ S. A. Mc Cusker, B. F. Hobbs and Y. Ji, Distributed Utility Planning Using Probabilistic Production Costing and Generalized Benders Decomposition, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No.2, May 2002

/55/ Z. S. Machado Jr., N. Maculan, J. P. Costa, S. Binato, L. A. Terry, Hydro Generation Expansion Planning Taking into Account Uncertainties and Guarantee of Energy Supply, VIII SEPOPE- Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Brasilia, 19th to 23rd May 2002

/56/ D. Dentcheva , W. Römisch, Optimal Power Generation under Uncertainty via Stochastic Programming, Humboldt University of Berlin, Institute for Mathematics, MSC 1991

/57/ N. Alguacil, A. J. Conejo, Multiperiod Optimal Power Flow Using Benders Decomposition, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No.1, February 2000

/58/ J. Valenzula, M. Mazumdar, Commitment of Electric Power Generators under Stochastic Market Prices, November 2001

/59/ A. A. Gaivoronski, Optimization technology for optimal planning decisions in telecommunications, Norwegian University of Science and Technology, Department of Industrial Economics and Technology Management, 2000

/60/ M. K. C. Marwali, S. M. Shahidehpour, A probabilistic approach to generation maintenance scheduler with network constraints, Electrical Power and Energy Systems 21 (1999) 533-545

/61/ R. T. Rockafellar, Optimization under Uncertainty, Lecture Notes, University of Washington, 2002

/62/ X. Cai, D. C. McKinney, L. S. Lasdon, D. W. Watkins jr., Solving Large Nonconvex Water Resources Management Models Using Generalized Benders Decomposition, Operations Research, Vol. 49, No. 2 March – April 2001, pp. 235-245

/63/ F. Schönmann, Lineare Optimierung, Seminar Intelligente Algorithmen, WS 2003/2004

/64/ B. Vöcking, Crashkurs: Lineare Optimierung, Universität Dortmund, 13. Mai 2004

/65/ RWTH Aachen, Einführung in die lineare Programmierung, Lehrstuhl für Informatik I, Algorithmen & Komplexität, 15. Mai 2005

/66/ Bundesamt für Energie BFE (Schweiz), Erneuerbare Energien und Nuklearanlagen, 2005

/67/ G. Resch, Dynamic cost-resource curves for electricity from renewable energy sources and their application in energy policy assessment, Dissertation, 2005

/68/ BGBl I 143/1998 - Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz - ElWOG, Erlassung des Bundesverfassungsgesetzes, mit dem die Eigentumsverhältnisse an den Unternehmen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft geregelt werden und Änderungen des Kartellgesetzes 1988 und des Preisgesetzes 1992 (NR: GP XX RV 1108 AB 1305 S. 133. BR: AB 5732 S. 643.)

/69/ BGBl I 121/2000 - Energieliberalisierungsgesetz (NR: GP XXI RV 66 und Zu 66 AB 210 S. 32. BR: 6167 AB 6195 S. 667.)

/70/ BGBl I 149/2002 - Ökostromgesetz sowie Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (ElWOG) und das Energieförderungsgesetzes 1979 (EnFG) (NR: GP XXI AB 1243 S. 110. BR: 6690 AB 6705 S. 690.)

/71/ BGBl I 63/2004 - Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und – organisationsgesetzes

/72/ BGBl I 44/2005 - Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und – organisationsgesetzes

/73/ Energielenkungsgesetz, Bundesgesetz vom 21. Oktober 1982 über Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung (Energielenkungsgesetz 1982), BGBl. Nr.545/1982 in der Fassung BGBl. I Nr. 149/2001

/74/ Ökostromgesetz, Bundesgesetz, mit den Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz) sowie das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ElWOG) und das Energieförderungsgesetz 1979 (EnFG) geändert werden

/75/ Emissionszertifikategesetz – EZG, Bundesgesetz vom 30. April 2004 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, BGBl. I Nr. 46/2004

/76/ Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (2003), Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG

/77/ Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel

/78/ Richtlinie für Erneuerbare Energien, Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (2001/77/EG)

/79/ Emissionshandelsrichtlinie (2003/87/EC), Die Europäische Kommission hat eine Richtlinie zum Emissionshandel beschlossen, in der die Begrenzung von CO_2-Emissionen bei Anlagen größer 20 MW für bestimmte Branchen, darunter auch Energieversorgungsunternehmen, vorgegeben wird.

/80/ G. Erdmann, Energieökonomik, Theorie und Anwendungen, 2. Auflage, vdf, ISBN 3 7281 2135 5

/81/ EEG – energy economics group TU Wien, Green-X program, http://www.green-x.at

/82/ J. Neubarth, M. Kaltschmitt, Erneuerbare Energien in Österreich, 2000, Springer Verlag Wien New York, ISBN3-211-83579-2

/83/ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), Energiebericht 2003, 2004

/84/ S. Gnüchtel, Methoden der Optimierung von Energiesystemen, Vorlesungsskriptum, Institut für Energietechnik, TU-Dresten, 2000

/85/ J. Bagemichl, Optimierung, eines Portfolios mit hydro-thermischen Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt, Forschungsbericht, Band 94, Institut für Energiewirtschaften und rationelle Energieanwendung, 2003

/86/ G. Artinger, U. Schulz, A. Holst, F. Prillwitz, H. Weber, Berechnung der Durchflussmengen in einem Pumpspeicherwerk, Elektrizitätswirtschaft Jg. 102 (2003), Heft 5, S. 20 - 25

/87/ H.-H. Graf, T. Türkucar, S. König, Identifizierung und Nutzung von Optionalitäten im Kraftwerks– und Lastbereich, Elektrizitätswirtschaft Jg. 102 (2003), Heft 5, S. 44ff

/88/ Th. Ch. Knübel, W. Schwirkslies, 110 kV Einspeiseumspannwerke für Windanlagen in Standardbauweise, Elektrizitätswirtschaft Jg. 102 (2003), Heft 5, S. 54ff

/89/ F. Kienle, Diskussionsmittelpunkte: Wettbewerb, Internationalisierung, Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft Jg. 102 (2003), Heft 5, S. 66ff

/90/ F. Husemann, A. Mayer, Neupositionierung von Wasserkraftwerken durch Kostenbenchmarking, Elektrizitätswirtschaft Jg. 102 (2003), Heft 5, S. 16ff
/91/ M. Ringel, Erfordernis zusätzlicher umweltpolitischer Rahmensetzungen?, S. 131ff, ZfE, Nr. 27 (2003) 2.
/92/ M. Nill, Lässt sich Nachhaltigkeit für das deutsche Energiesystem messen? Eine Überprüfung anhand nicht erneuerbarer Energieträger, S. 157ff, ZfE, Nr. 27 (2003) 2.
/93/ N.N, Planning for Future Energy Reserves, Letters, S. 581ff, Science, Vol 300, 2003
/94/ G. Resch, Green-X program, Präsentation, EEG, TU Wien, 2003
/95/ A. Klose, Dekompositionsmethoden zur Lösung gemisch-ganzzahliger Programme, http://troubardix.unisg.ch/klose
/96/ E&M, Systematisch unterbewertet , Beitrag, S. 24, 15. April 2003
/97/ E&M, Errechneter Wirkungsgradgewinn, Beitrag, S. 16, 15. April 2003
/98/ Marktplatz Energie, Vom Portfoliomanagement zur Portfoliooptimierung, Beitrag, Marktplatz Energie 2/2003
/99/ ÖVE-Verbandszeitschrift, Regenerative Energiequellen, e&i, 7. August 1999
/100/ B. Stern, Kraftwerkseinsatz und Stromhandel unter Berücksichtigung von Planungsunsicherheiten, S. 34ff, Elektrizitätswirtschaft, Jg.99 (2000) Heft 23
/101/ G. Faninger, Die wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energiequellen Vorlesungsskriptum, WS 98/99
/102/ C. Hope, J. Skea, Energy Policy Analysis and Modelling, 1993, ISBN 0521363268, Cambridge University Press
/103/ M. Berger, Versorgungssicherheit und Diversifizierung der Energieversorgung in der EU, Präsentation, 2003
/104/ M. Wörle, Auswirkungen von verteilten kleinen Erzeugereinheiten im Mittel- und Niederspannungsnetzen, S. 478-480, e&i, 108. Jg (1991)
/105/ H. Florek, Entwicklung des Stromhandels in den USA, S. 15-18, Elektrizitätswirtschaft, Jg.98 (1999), Heft 23
/106/ J. Banmann, Aktueller Stand des Wettbewerbs im europäischen Strommarkt, S. 20-24, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 98 (99) Heft 23
/107/ W. Banschbach, Versorgungszuverlässigkeit von Verteilungsnetzen, Grundsätzliche Überlegungen, S. 25-28, Elektrizitätswirschaft, Jg.98 (1999) Heft 23
/108/ W. Wellßow, M. Zdrallek, Versorgungszuverlässigkeit von VN; Instandhaltungs- und Reinvestitionsstrategien, S. 30-35, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 98 (1999) Heft 23
/109/ UCTE- Jahresbericht 2000, 2001 und 2002
/110/ R. Freund, Energie-Einspar-Contracting in Österreich, S. 468ff, e&i, 117.Jg (2000), Heft 7/8
/111/ G. Brauner, G. Pöppl, F. Gerstl, K. Schwarzenberger, G. Lavicka, Planung von dezentralen Querverbundsystemen, S. 448ff, Beitrag, S. 24, e&i,117.Jg (2000), Heft 7/8
/112/ E. Handschin, W. Horenkamp, Th. Wieser, Technisch wirtschaftliche Aspekte für dezentrale Energieversorgung im Niederspannungsnetz, S 456-460, e&i, 117.Jg (2000), Heft 7/8
/113/ Zeitschrift für Energiealternative, Erneuerbare Energie, Zeitschrift für Energiealternative, 3/98
/114/ H.-G. Brummel, A. Haupt, Hybrid Repowering, S. 14ff, Elektrizitätswirtschaft, Jg.98 (1999), Heft 12
/115/ VEÖ Journal, Biomasse-Fernheizwerk in Gföl, Beitrag, 5/99

/116/ Statistik des Bundeslastverteilers 1998
/117/ K. W. Edwin, Die Stromversorgung im Wandel, IEA, TH-Achen, Präsentation anlässlich der Vollversammlung der ÖNC-CIGRE, 1999 Wien
/118/ H. Bauer, J. Kraemer, W. Riesner, Stand der Energiewirtschaftlichen Beitrittsvorbereitungen in Polen und den Baltischen Ländern, S. 840-845, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52.Jg (2002), Heft 12
/119/ C. Tauber, Energie- und volkswirtschaftliche Aspekte der Windenergienutzung in Deutschland, S. 818-822, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52.Jg (2002) Heft 12
/120/ J. Bloom, L. Gallant, Modelling Dispatch Constraints in production cost Simulation Based on the equivalent Load Method, S. 598ff, IEEE, Vol.9, No.2, May 1994
/121/ M. Poßner, Einsatzmöglichkeiten des Simplexverfahrens bei der Kraftwerkseinsatzoptimierung, etz, Bd 3 (1981), Heft 7
/122/ K. M. Sidenbald, S. T. Y. Lee, A probabilistic production cost methodogy for systems with storage, IEEE, 1981
/123/ S. N. Talukdar, V. Kalyan, M. McNitt, Models for Assessing Energy Management Options, S. 273ff, IEEE 1981
/124/ Institut für Energiewirtschaft, Ein Modell zur Ausbauplanung von Elektrizitäts- und Ferwärmeversorgungssystemen auf Basis zeitvariabler Lastsituationen, Forschungsbericht TU Wien, Institut für Energiewirtschaft, 1989
/125/ R. Muckenhuber, Die Gemischt-Ganzzahlige lineare Optimierung - ein modernes Instrument zur Ausbauplanung elektrischer Energieversorgungssysteme, S. 6-11, E&M, Jahrgang 102, Heft 1
/126/ P. G. Harhammer, Wirtschaftlicher Verbundbetrieb, S. 286ff, E&M, Jg. 94, Heft 7
/127/ M. Kreuzberg, Spotpreise und Handelsflüsse auf dem europäischen Strommarkt - Analyse und Simulation, S. 43-63, ZfE, 4/98
/128/ Kraft-Wärme-Kopplung, 1. Wiener Expertenforum 2002, 24. April 2002
/129/ W. Pfaffenberger, Energiepolitische Rahmenbedingungen und Interstilationen im Kraftwerksbereich bis 2020, S. 602-607, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52 Jg. (2002) Heft 9
/130/ G. Hamersch, Die Bedeutung der erneuerbaren Energien aus Sicht der Europäischen Union, S. 26-28, VEÖ Journal 1-2/2001
/131/ H. Nens, B. Stern, H.-J. Hankrich, et.al., Spotmarktorientierte Einsatzoptimierung von Kombiblöcken, S. 38-45, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000), Heft 25
/132/ F. Trieb, J. Nitsch, et.al., Sichere Stromversorgung mit regenerativen Energien, S. 590-595, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52.Jg (2002), Heft 9
/133/ H. M. Khodr, et.al., A similar programming Methodology for the optimization of electric Powergeneration Schemes, S. 864-868, IEEE, Vol. 17, No 3, August 2002
/134/ F. Crotogino, Druckluftspeicher- GT- Kraftwerke: Ausgleich fluktuierender Stromproduktion, S. 12-17, etz, Heft 5/2003
/135/ G. N. Bathurst, J. Weathertill, G. Strbac, Trading Wind Generation in Short Term Energy Markets, S. 782-789, IEEE, Vol. 17 No 3, August 2002
/136/ G. Cote, L. Lafond, C. Pham, A fast production scheduler for generation expansion planning in a Hydro-Thermal System, IEEE, Vol PWRS-2, No. 1, February 1987

/137/ S. A. Forghal, M. Roshdy, A. Aziz, Generation expansion Planning including the renewable energy sources, S. 816-822, IEEE, Vol 3, No. 3, August 1988
/138/ R. Tanabe, Flexible generation mix under multiobjectives and uncertainties, S 581-587, IEEE, Vol 8, No. 2, May 1993
/139/ C. J. Andrews, Evaluating risk management strategies in resource planning, S. 420-426, IEEE, Vol. 10, No. 1, February 1995
/140/ K. Yasuda, Optimal Generation Expansion planning with electric energy storage systems, S. 550-555, IECON 88
/141/ P. Mankki, Electric power capacity planning under uncertain conditions, S. 214-219, IEEE, Vol. 13, No. 2, May 1998
/142/ A. Mertim, J. Salmeron, Electric capacity under uncertain demand: Decomposition Approaches, S. 333-339, IEEE, Vol. 13, No. 2, May 1998
/143/ H. Firno, L. F. L. Legey, Generation expansion planning: a internative genetic algorithm approach, S. 901-906, IEEE, Vol. 17, No. 3, August 2003
/144/ C. Tauber, Energie- und volkswirtschaftliche Aspekte der Windenergienutzung in Deutschland, S. 818-823, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52.Jg (2002), Heft 12
/145/ C. Weber, Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten, S. 756-789, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52. Jg(2002), Heft 11
/146/ P. Jansen, Energiewirtschaft, Vorlesungsskriptum, Institut für Energiewirtschaft, WS 94/95
/147/ Elektropolis Teil 1 und 2, VEÖ, Wienstrom, 1999
/148/ G. Bärwaldt, Wirtschaftliche Auswirkungen der Einführung des CO_2-Emissionshandels auf die elektrische Energiewirtschaft anhand ausgewählter Beispiele. Diplomarbeit, TU Braunschweig, Institut für Hochspannungsanlagen und elektrische Energieanlagen, 2004
/149/ Rahmenvereinbarung zwischen Biomasse Schweiz und Gasmobil AG, 2004
/150/ Bundesministerium für soziale Sicherheit, Generationen und Konsumentenschutz (BMSG), Armut und Armutsgefährdung in Österreich 2003, 2005
/151/ E-Control GmbH, Diverse Statistiken, http://www.econtrol.at, 2005
/152/ http://www.solarenergie-mv.de
/153/ W. Rieder, Halbleiter, Vorlesungsskriptum, WS1993/94
/154/ E. Gornik , Bauelemente in der Energietechnik, Vorlesungsskriptum, SS1994
/155/ http://www.innovation-brennstoffzelle.de/
/156/ http://www.vaillant.de
/157/ http://www.vde.de
/158/ M. Bruck, Meteorologische Daten und Berechnungsverfahren, 3. Auflage, Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, 1985
/159/ S. Radler, KWK-Projektierung und Entwurf, Universität für Bodenkultur, Institut für Wasserwirtschaft, 1981
/160/ G. Schiller, Energiewirtschaft, Vorlesungsskriptum, Universität für Bodenkultur, Institut für Wasserwirtschaft, 1994
/161/ Statistik Austria, Statistische Nachrichten , Jahresstatistik 2003
/162/ RWE, Kostendeckende Vergütung oder Grüner Tarif?, Eine bundesweite forsa-Umfrage des SFV zur Ergänzung der forsa-Umfrage des RWE, 1996
/163/ http://www.sfv.de/infos/soinf180.htm
/164/ P. Hennicke, E. Jochem, F. Prose, Interdisziplinäre Analyse der Umsetzungschancen einer Energiespar- und Klimaschutzpolitik, Forschungsbericht , Karlsruhe, Kiel, Wuppertal, 1997
/165/ http://www.nordlicht.uni-kiel.de/dfg1.htm

/166/ O. Langriß, Die Bedeutung des Grünen Stromes im liberalisierten Markt, Studie im Auftrag des BM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2000
/167/ http://www.vpe.ch/index_2.htm
/168/ http://mat.gsia.cmu.edu/mstc/decomp/node4.html
/169/ http://www.gams.com/~erwin/dw/dw.pdf
/170/ A. Martin, Diskrete Optimierung 2, Vorlesungsskriptum, TU Darmstadt, SS03
/171/ http://www.e-control.at
/172/ www.math.uni-wuppertal.de/org/OR/PS-Files/Kap9.ps
/173/ J. Greschner, E. Zahn, Strategischer Erfolgsfaktor Information - Rechnergestützte Werkzeuge für das Management - Grundlagen, Methoden, Anwendungen, S. 9-28, Berlin, 1992
/174/ G. A. Gorry, , M. S. Morton, A Framework for Management Information Systems, Sloan Management Review, Vol. 13, No. 1, 1971
/175/ P. G. W. Keen, M. S. Morton, Decision Support Systems: An organizational Perspective. Addison-Wesley Publishing Company, Reading, Massachusetts, 1978
/176/ J. H. Moore, M.G. Chang, Design of Decision Support Systems. Data Base, Vol. 12, 1980
/177/ C. Schlenzig, PlaNet: Ein Entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung, Dissertation, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 47, 1998
/178/ J. Rieckmann, Entwicklung einer Reportingplattform als Entscheidungsunterstützendes System - Ein komponentenbasierter Ansatz -, Dissertation, Technischen Universität Cottbus, Fakultät für Mathematik, Naturwissenschaften und Informatik, 2001
/179/ P. G. Harhammer, Rechnergestützte Energiewirtschaft, Vorlesungsunterlagen, TU Wien, 1994
/180/ http://www.iwi.uni-hannover.de/lv/SeuSe/SE&SE190104.pdf
/181/ M.H. Breitner, Systementwicklung und Softwareengineering, Vorlesungsunterlage, Institut für Wirtschaftsinformatik, Universität Hannover, 2005
/182/ A. Reuter, Optimale energiewirtschaftliche Entscheidungen auf regionaler Ebene, Vortrag, EVN Forum, Oktober 2005

12 Anhang

Die nachfolgenden Prototypenmodelle dienen zur direkten Lösung im Hauptspeicher mittels Easy Modeler/6000 im interaktiven Modus und Lösung mit OSL/6000.

Die programmtechnische Ausformulierung der Aufgabenstellung mit Hilfe der Benders Dekomposition erfolgte mittels AMPL (A Matematical Programming Language) /11/, bis /19/ und das Optimierungsproblem mittels der Freeware GNU Linear Programming Kit Version 4.8 (siehe /20/ bis /24/). Diese Formulierung unterliegt jedoch dem Copyright und ist über Anforderung vom Verfasser verfügbar.

In Tabelle 9.4.1, Tabelle 9.4.2 und Tabelle 9.4.3 sind die Angaben für die Kraftwerksausbauplanung aus /27/ angegeben:

Tabelle 9.4.1: Kraftwerksdaten zur Ausbauplanungsrechung nach /27/

Existierende Kraftwerke				
Engpassleistung [MW]	Anzahl [Stück]	Nichtverfügbarkeit [%]	Betriebskosten GE/MWh	Investitionskosten [10^6GE]
50	4	0,9901	5	-
100	5	0,9901	3	-
100	6	1,2346	5	-
200	5	2,9605	2,98	-
400	2	8,1633	2,85	-
700	1	10,6227	2,6	-
mögliche zubaubare Kraftwerke				
200	8	2,96	4,72	17,54
400	4	8	2,75	60
600	4	10	2,46	76
800	4	12	2,46	92,54
1000	3	15	0,725	237,35
1200	3	20	0,725	265,95

Tabelle 9.4.2: Dauerliniendaten zur Ausbauplanungsrechung nach /27/

Dauerlinienblöcke	
Last [MW]	Dauer [d]
2872	9
2620	124
2276	114
2017	118

Tabelle 9.4.3: Zusätzlich benötigte Angaben zur Ausbauplanungsrechung nach /27/

Spitzenlast [MW]	3000
Reserve in % der Spitzenlast	20
Steigerungsrate für Last und Energie [%]	8
Diskontrate [%]	10
Betrachtungszeitraum:	20
Hauptintervalle	10
Subintervalle	2

12.1 Aufgabe2

12.1.1 Quellcode

```
Aufgabe2 GENERIC

|* In diesem Programm wird eine Ausbauplanung optimiert.
   Als Basis dient der Aufsatz von D. Anderson - Models for determining least-cost
   investments in electricity supply *|

SET

T Berechnungszeitraum;    |* Berechnungszeitraum, T=0 ist Bezugsintervall, Achtung
                             1 Intervall laenger eingeben *|
t,tdl ZeitschritteBZ;     |* Subintervalle des Berechnungszeitraumes und Anzahl
                             der Intervalle der Dauerlinie *|
tinst Installationszeitpunkt; |* Installationszeitpunkt der KW *|
kw Kraftwerksarten;

ENDSET

DATA

pspitze;          |* Spitzenlast *|
resproz;          |* Reservehaltung der Leistung in % der Spitzenlast *|
srproz;           |* Steigerung der Spitzenlast und der Energie je t in % *|
drproz;           |* Diskontrate in % pro Jahr *|
pkw[kw];          |* Leistung des Kraftwerkes der Kraftwerksart kw *|
maxanzkw[kw];     |* Maximale Anzahl der Kraftwerke der Kraftwerksart kw *|
forproz[kw];      |* (Forced outage rate) Nichtverfuegbarkeit des Kraftwerkes der
                     Kraftwerksart kw in % pro Jahr *|
kb[kw];           |* Betriebskosten des Kraftwerkes der Kraftwerksart kw *|
kp[kw];           |* Investitionskosten des Kraftwerkes der Kraftwerksart kw *|
pl[tdl];          |* Leistungsbedarf vor Beginn des Durchrechnungszeitaumes *|
x[tdl];           |* Dauer des Leistungsbedarfes *|
theta[t];         |* Dauer der Intervalle des Subintervalles t *|
anzalt;           |* Summe der Anzahl der Kraftwerke in T=0 *|
tint;             |* Dauer des Panungsintervalles T in Jahren *|

ENDDATA

INTERNALDATA


|* Umrechung der %-Eingabe in Einheit [1] *|
res = resproz/100;
sr = 1+srproz/100;
dr = drproz/100;
vf[kw] = 1-forproz[kw]/100; |* Verfuegbarkeit des Kraftwerkes der Kraftwerksart kw *|

kp1[kw] = kp[kw];
```

```
|* Umrechnung auf der Dauer der Last in Stunden *|
xh[tdl] = x[tdl]*24;
theta1[t] = theta[t]*24;


|* Berechnung des Diskontsatzes *|
dh = 1+dr;
d[T]            (FOR T=0) = 1,
                (FOR T>=1) = 1/POW(dh,(T*tint));

|* Berechnung zur Diskontierung der Investitionskosten *|
inv[kw,tinst]   (FORALL kw; FOR T=0; FOR tinst=0) = 0,
                (FOR kw<=(anzalt-1); FOR T>=1; FOR tinst>=1) = 0,
                (FOR kw>=anzalt; FOR T>=1; FOR tinst>=1) = kp1[kw]*d[T];

|* Berechnung zur Diskontierung der Betriebskosten *|
kbetrh1[kw,tinst,T,t]  (FOR kw<=(anzalt-1); FOR tinst=0; FOR T=0; FOR t>=0) =
                        kb[kw]*d[T]*10E-6,
                       (FOR kw>=anzalt; FOR tinst=0; FOR T=0; FOR t>=0) = 0,
                       (FOR kw>=0; FOR T>=1; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0)=
                        kb[kw]*d[T]*10E-6;

kbetrh[kw,tinst,T,t] (FORALL T; FOR kw>=0; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0) =
kbetrh1[kw,tinst,T,t]*theta[t]*24*tint;

|* Leistungsverfuegbarkeit der Kraftwerke *|
pkwv[kw,tinst]  (FOR kw<=(anzalt-1); FOR tinst=0) = pkw[kw]*vf[kw],
                (FOR kw>=anzalt; FOR tinst>=1) = pkw[kw]*vf[kw];

|* Berechnung der Last im Interall T *|
pl1[T,tdl] (FORALL tdl; FOR T=0) = pl[tdl],
           (FORALL tdl; FOR T>=1) = pl[tdl]*POW(sr,(tint*T));

|* Spitzenlast vor der Berechnungsperiode *|
pspitzet[T] (FOR T=0) = pspitze,
              (FOR T>=1) = pspitze*POW(sr,(tint*T));

|* Berechnung der Leistungsreserve bezogen auf Spitzenlast *|
pres[T] (FORALL T) = pspitzet[T]*res;

|* Durchschnittliche Last aus der Dauerlinie *|
pld[T,t] (FORALL T,t) = pl1[T,t];

|* Maximalanzahl der Kraftwerke die in tinst in Betrieb gehen koennen *|
maxanzkw1[kw,tinst] (FOR kw<=(anzalt-1); FOR tinst=0) = maxanzkw[kw],
                    (FOR kw>=anzalt; FOR tinst>=1) = maxanzkw[kw];

amax[kw,tinst] = maxanzkw1[kw,tinst]*pkwv[kw,tinst];

ENDINTERNALDATA
```

```
VARIABLE

Xpkwv[kw,tinst];
Xpl1[T,tdl];
Xpspitzet[T];
Xpres[T];
Xpld[T,t];
Xd[T];
Xinv[kw,tinst];
Xkbetrh1[kw,tinst,T,t];
Xkbetrh[kw,tinst,T,t];
Xmaxanzkw1[kw,tinst];

pkwT[kw,tinst,T,t];          |* Leistung der Kraftwerke in T,t *|

anzkw[kw,tinst] INTEGER;|* Anzahl der neu erbauten Kraftwerke im Intervall T *|

kb0;          |* Betriebskosten zum Intervall T=0 *|
Kb;           |* Betriebskosten *|
Ki;           |* Investitionskosten *|
K;            |* Gesamtkosten *|
E[T];         |* Energie in T *|
ENDVARIABLE

CONSTRAINT
|* Die nachfolgenden Variablen dienen zur Ueberpruefung der Eingabedaten und der
daraus berechneten variablen fuer Testzwecke.
              |* Berechnung der Last im Intervall T *|
              last (FORALL tdl,T)
              Xpl1[T,tdl]  = pl1[T,tdl];

              |* Spitzenlast der Last im Intervall T  *|
              spitze  (FORALL T)
              Xpspitzet[T]  = pspitzet[T];

              |* Berechnung der Leistungsreserve bezogen auf Spitzenlast *|
              reserve (FORALL T)
              Xpres[T] = pres[T];

              |* Durchschnittliche Last aus der Dauerlinie *|
              durch (FORALL T,t)
              Xpld[T,t] = pld[T,t];

              diskont (FORALL T)
              Xd[T]=d[T];

              |* Investitionskosten je Kraftwerk und Installationszeitpunkt *|


              betriebsk1 (FORALL kw,tinst,T,t)
```

```
                Xkbetrh1[kw,tinst,T,t]=kbetrh1[kw,tinst,T,t];



                max_anzKW (FORALL kw,tinst)
                Xmaxanzkw1[kw,tinst]=maxanzkw1[kw,tinst];


                betribsk (FORALL kw,tinst,T,t)
                Xkbetrh[kw,tinst,T,t] =kbetrh[kw,tinst,T,t];

                Invest (FORALL kw,tinst)
                Xinv[kw,tinst]=inv[kw,tinst];

                leist_verfueg (FORALL kw,tinst)
                Xpkwv[kw,tinst] = pkwv[kw,tinst];
*|

Bilanz_Spitze (FORALL T)
SUM(pkwv[kw,tinst]*anzkw[kw,tinst]) (FOR kw>=0; FOR tinst FROM 0 TO T) >=
pspitzet[T]+pres[T];

Bilanz_Energie (FORALL T,t)
SUM(pkwT[kw,tinst,T,t]) (FOR kw>=0; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0) >=
pld[T,t];

|* Kapazitaet_grenz0
(FOR kw<=(anzalt-1); FOR T>=0; FOR tinst>=0; FOR t>=0)
pkwT[kw,tinst,T,t] <= pkwv[kw,tinst]*anzkw[kw,tinst]; *|

Kapazitaet_grenz1
(FORALL T,kw; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0)
pkwT[kw,tinst,T,t] <= pkwv[kw,tinst]*anzkw[kw,tinst];

Energie (FORALL T)
E[T] = SUM(pkwT[kw,tinst,T,t]*theta1[t]) (FOR kw>=0; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR
t>=0);

|* Kapazitaet_grenz2
(FORALL kw,T; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0)
pkwT[kw,tinst,T,t] >= 0; *|

Kapazitaetsgrenze (FORALL  T,kw; FOR tinst FROM 0 TO T)
anzkw[kw,tinst]-maxanzkw1[kw,tinst] <= 0;

Betrieb
Kb=SUM(kbetrh[kw,tinst,T,t]*pkwT[kw,tinst,T,t])
                (FOR kw>=0; FOR T>=0; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0);

Invest1
Ki=SUM(inv[kw,tinst]*anzkw[kw,tinst]) (FOR kw>=anzalt; FOR T>=1; FOR tinst>=1);
```

```
Gesamtkosten
K=Kb+Ki;

ENDCONSTRAINT

LIMIT
 Grenzen

(FORALL T; FOR kw>=0; FOR tinst FROM 0 TO T)
anzkw[kw,tinst]<=maxanzkw[kw];

(FORALL T; FOR kw>=0; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0)
pkwT[kw,tinst,T,t] <= amax[kw,tinst];


ENDLIMIT

OBJFUNCTION
MINIMIZE Kosten
K;
|* Hier kann auch die ausformulierte Zielfunktion stehen:
SUM(inv[kw,tinst]*anzkw[kw,tinst]) (FOR kw>=anzalt; FOR T>=1; FOR tinst>=1)
+SUM(kbetrh[kw,tinst,T,t]*pkwT[kw,tinst,T,t])
(FOR kw>=0; FOR T>=0; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0); *|

ENDOBJFUNCTION
```

12.1.2 Lösung

Im Folgenden ist die Ausgabedatei des OSL mit T=2 und t=2 angegeben:
Aus der eingerahmten, gelb markierten, Zeile ist ersichtlich, dass das thermische Kraftwerk in ti=1 zugebaut wird.

Integer Optimal Solution

MINIMIZE_Kosten 2087.03

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
pkwT(k0,ti0,T0,t0)	46.2205	0.00000	198.020	0.00000
pkwT(k1,ti0,T0,t0)	495.050	0.00000	495.050	0.00000
pkwT(k1,ti0,T0,t1)	289.270	0.00000	495.050	0.00000
pkwT(k3,ti0,T0,t0)	970.395	0.00000	970.395	-0.00872640
pkwT(k3,ti0,T0,t1)	970.395	0.00000	970.395	-0.00119000
pkwT(k3,ti0,T0,t2)	906.665	0.00000	970.395	0.00000
pkwT(k3,ti0,T0,t3)	656.665	0.00000	970.395	0.00000
pkwT(k4,ti0,T0,t0)	734.694	0.00000	734.694	-0.00928800
pkwT(k4,ti0,T0,t1)	734.694	0.00000	734.694	-0.00892800
pkwT(k4,ti0,T0,t2)	734.694	0.00000	734.694	-0.00711400
pkwT(k4,ti0,T0,t3)	734.694	0.00000	734.694	-0.00736300
pkwT(k4,ti0,T1,t0)	174.259	0.00000	734.694	0.00000
pkwT(k5,ti0,T0,t0)	625.641	0.00000	625.641	-0.0103680
pkwT(k5,ti0,T0,t1)	625.641	0.00000	625.641	-0.0238080
pkwT(k5,ti0,T0,t2)	625.641	0.00000	625.641	-0.0207940
pkwT(k5,ti0,T0,t3)	625.641	0.00000	625.641	-0.0215230
pkwT(k5,ti0,T1,t0)	625.641	0.00000	625.641	-0.000892560
pkwT(k5,ti0,T1,t1)	505.970	0.00000	625.641	0.00000
pkwT(k5,ti0,T1,t2)	94.2300	0.00000	625.641	0.00000
pkwT(k10,ti1,T1,t0)	2550.00	0.00000	2550.00	0.00000
pkwT(k10,ti1,T1,t1)	2550.00	0.00000	2550.00	0.00000
pkwT(k10,ti1,T1,t2)	2550.00	0.00000	2550.00	0.00000
pkwT(k10,ti1,T1,t3)	2352.63	0.00000	2550.00	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
anzkw(k0,ti0)	4.00000	4.00000	4.00000	0.00000
anzkw(k1,ti0)	5.00000	5.00000	5.00000	-0.855446
anzkw(k2,ti0)	6.00000	6.00000	6.00000	0.00000
anzkw(k3,ti0)	5.00000	5.00000	5.00000	0.00000
anzkw(k4,ti0)	2.00000	2.00000	2.00000	0.00000
anzkw(k5,ti0)	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000
anzkw(k10,ti1)	3.00000	3.00000	3.00000	39.2375

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL

Kb	1498.56	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Ki	588.471	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
K	2087.03	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
E(T0)	2.03321E+07	0.00000	INF	0.00000
E(T1)	2.37154E+07	0.00000	INF	0.00000

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Bilanz_Spitze(T0)	3616.39	3600.00	INF	0.00000
Bilanz_Spitze(T1)	6166.39	4199.04	INF	0.00000

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Bilanz_Energie(T0,t0)	2872.00	2872.00	INF	-0.0216000
Bilanz_Energie(T0,t1)	2620.00	2620.00	INF	-0.178560
Bilanz_Energie(T0,t2)	2267.00	2267.00	INF	-0.163066
Bilanz_Energie(T0,t3)	2017.00	2017.00	INF	-0.168787
Bilanz_Energie(T1,t0)	3349.90	3349.90	INF	-0.0101752
Bilanz_Energie(T1,t1)	3055.97	3055.97	INF	-0.127894
Bilanz_Energie(T1,t2)	2644.23	2644.23	INF	-0.117580
Bilanz_Energie(T1,t3)	2352.63	2352.63	INF	-0.0339372

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Kapazitaet_grenz1(T0,k0,ti0,t0)	-151.799	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k0,ti0,t1)	-198.020	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k0,ti0,t2)	-198.020	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k0,ti0,t3)	-198.020	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k1,ti0,t1)	-205.780	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k1,ti0,t2)	-495.049	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k1,ti0,t3)	-495.049	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k2,ti0,t0)	-592.592	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k2,ti0,t1)	-592.592	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k2,ti0,t2)	-592.592	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k2,ti0,t3)	-592.592	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k3,ti0,t2)	-63.7300	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,k3,ti0,t3)	-313.730	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k0,ti0,t0)	-198.020	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k0,ti0,t1)	-198.020	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k0,ti0,t2)	-198.020	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k0,ti0,t3)	-198.020	-INF	0.00000	0.00000

Kapazitaet_grenz1(T1,k1,ti0,t0)	-495.049	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k1,ti0,t1)	-495.050	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k1,ti0,t2)	-495.050	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k1,ti0,t3)	-495.050	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k2,ti0,t0)	-592.592	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k2,ti0,t1)	-592.592	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k2,ti0,t2)	-592.592	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k2,ti0,t3)	-592.592	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k3,ti0,t0)	-970.395	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k3,ti0,t1)	-970.395	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k3,ti0,t2)	-970.395	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k3,ti0,t3)	-970.395	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k4,ti0,t0)	-560.435	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k4,ti0,t1)	-734.694	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k4,ti0,t2)	-734.694	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k4,ti0,t3)	-734.694	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k5,ti0,t1)	-119.671	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k5,ti0,t2)	-531.411	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k5,ti0,t3)	-625.641	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,k10,ti1,t3)	-197.370	-INF	0.00000	0.00000

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Kapazitaetsgrenze(T0,k0,ti0)	4.00000	-INF	4.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T0,k1,ti0)	5.00000	-INF	5.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T0,k2,ti0)	6.00000	-INF	6.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T0,k3,ti0)	5.00000	-INF	5.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T0,k4,ti0)	2.00000	-INF	2.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T0,k5,ti0)	1.00000	-INF	1.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T1,k0,ti0)	4.00000	-INF	4.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T1,k1,ti0)	5.00000	-INF	5.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T1,k2,ti0)	6.00000	-INF	6.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T1,k3,ti0)	5.00000	-INF	5.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T1,k4,ti0)	2.00000	-INF	2.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T1,k5,ti0)	1.00000	-INF	1.00000	0.00000
Kapazitaetsgrenze(T1,k10,ti1)	3.00000	-INF	3.00000	0.00000

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL

12.2 Aufgabe4Zi

12.2.1 Quellcode

```
Aufgabe4Zi GENERIC

|* In diesem Programm wird wie in Aufgabe2 eine Ausbauplanung optimiert.
   Durch die hier eingesetzte Improved Z-substitute Methode soll eine wesentliche
   Herabsetzung der Rechenzeit und der Anzahl der Constraints gezeigt werden.
   Als Basis dient der Aufsatz von D. Anderson - Models for determining least-cost
   investments in electricity supply.
   Die Aufgabe2 wird durch folgende Punkte erweitert:
   1) Implementierung von Laufwasserkraftwerken:
      Durch die Angabe des Regelarbeitsvermoegen (RAV) der Wasserkraftwerke wird
      ein Teil der Verbraucherenergie abgedeckt. Die sich veraendernden Oberwasser-
      pegel werden vereinfacht und durch einen jaehrlichen Abweichungsfaktor des
RAV
      angegeben.
   2) Beruecksichtigung der Netzverluste:
      diese Verlustleistung betraegt im Allgemeinen 5-10% der Verbrauchsleistung und
      wird als Dateneingabe vorgegeben. *|

SET

T Berechnungszeitraum;   |* Berechnungszeitraum, T=0 ist bezugsintervall, Achtung
                            1 Intervall laenger eingeben *|
t,tdl ZeitschritteBZ;    |* Subintervalle des Berechnungszeitraumes und Anzahl
                            der Intervalle der Dauerlinie *|
tinst Installationszeitpunkt; |* Installationszeitpunkt der KW *|
kwt Kraftwerksarten_therm;|* Kurzbezeichnung der thermischen Kraftwerke *|
kwl Kraftwerksarten_lauf;  |* Kurzbezeichnung der Laufwasserkraftwerke *|

ENDSET

DATA

pspitze;          |* Spitzenlast *|
resproz;          |* Reservehaltung der Leistung in % der Spitzenlast *|
srproz;           |* Steigerung der Spitzenlast und der Energie je t in % *|
drproz;           |* Diskontrate in % pro Jahr *|
pvleitproz;       |* Leitungsverluste in % *|
pkw[kwt];         |* Leistung des Kraftwerkes der Kraftwerksart kwt *|
pkwl[kwl];        |* Leistung des Kraftwerkes der Kraftwerksart kwl *|
ravl[kwl];        |* Regelarbeitsvermoegen des Kraftwerkes der Kraftwerksart kwl
                     *|
awravprozl[T];    |* Abweichung vom RAV der Wasserkraftwerke in %; kann bis zu
                     +-20% betragen *|
maxanzkw[kwt];    |* Maximale Anzahl der Kraftwerke der Kraftwerksart kwt *|
maxanzkwl[kwl];   |* Maximale Anzahl der Kraftwerke der Kraftwerksart kwl *|
forproz[kwt];     |* (Forced outage rate) Nichtverfuegbarkeit des Kraftwerkes der
                     Kraftwerksart kwt in % pro Jahr *|
```

```
kb[kwt];          |* Betriebskosten des Kraftwerkes der Kraftwerksart kwt *|
kbl[kwl];         |* Betriebskosten des Kraftwerkes der Kraftwerksart kwl *|
kp[kwt];          |* Investitionskosten des Kraftwerkes der Kraftwerksart kwt *|
kpl[kwl];         |* Investitionskosten des Kraftwerkes der Kraftwerksart kwl *|
pl[tdl];          |* Leistungsbedarf vor Beginn des Durchrechnungszeitaumes *|
x[tdl];           |* Dauer des Leistungsbedarfes *|
theta[t];         |* Dauer der Intervalle des Subintervalles t *|
anzalt;           |* Summe der Anzahl der thermischen Kraftwerke in T=0 *|
anzaltl;          |* Summe der Anzahl der Laufwasserkraftwerke in T=0 *|
tint;             |* Dauer des Planungsintervalles T in Jahren *|
tanz1;            |* Maximale Anzahl der Intervalle der Dauerlinie *|

ENDDATA

INTERNALDATA


|* Umrechung der %-Eingabe in Einheit [1] *|
pleit=1+pvleitproz/100;
res = resproz/100;
sr = 1+srproz/100;
dr = drproz/100;

|* Verfuegbarkeit des Kraftwerkes der Kraftwerksart kwt *|
vf[kwt] = 1-forproz[kwt]/100;

kp1[kwt] = kp[kwt];
kp1l[kwl] = kpl[kwl];

|* Umrechnung auf der Dauer der Last in Stunden *|
xh[tdl] = x[tdl]*24;

|* Umrechnung der maximalen Anzahl der Zeitschritte der Dauerlinie, da 0 mit
einbezogen ist *|
tanz = tanz1-1;
thetax[t] (FORALL t) = theta[t]*24;

|* Berechnung des Diskontsatzes *|
dh = 1+dr;
d[T]              (FOR T=0) = 1,
                  (FOR T>=1) = 1/POW(dh,(T*tint));

|* Berechnung zur Diskontierung der Investitionskosten *|
inv[kwt,tinst]  (FORALL kwt; FOR T=0; FOR tinst=0) = 0,
                  (FOR kwt<=(anzalt-1); FOR T>=1; FOR tinst>=1) = 0,
                  (FOR kwt>=anzalt; FOR T>=1; FOR tinst>=1) = kp1[kwt]*d[T];

invl[kwl,tinst] (FORALL kwl; FOR T=0; FOR tinst=0) = 0,
                  (FOR kwl<=(anzaltl-1); FOR T>=1; FOR tinst>=1) = 0,
                  (FOR kwl>=anzaltl; FOR T>=1; FOR tinst>=1) = kp1l[kwl]*d[T];
```

```
|* Berechnung zur Diskontierung der Betriebskosten *|
kbetrh1[kwt,tinst,T,t](FOR kwt<=(anzalt-1); FOR tinst=0; FOR T=0; FOR t>=0) =
                        kb[kwt]*d[T]*10E-6,
                        (FOR kwt>=anzalt; FOR tinst=0; FOR T=0; FOR t>=0) = 0,
                        (FOR kwt>=0; FOR T>=1; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0)=
                        kb[kwt]*d[T]*10E-6;

kbetrh1l[kwl,tinst,T,t] (FOR kwl<=(anzaltl-1); FOR tinst=0; FOR T=0; FOR t>=0) =
                         kbl[kwl]*d[T]*10E-6,
                         (FOR kwl>=anzaltl; FOR tinst=0; FOR T=0; FOR t>=0) = 0,
                         (FOR kwl>=0; FOR T>=1; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0)=
                         kbl[kwl]*d[T]*10E-6;


kbetrh[kwt,tinst,T,t] (FORALL T; FOR kwt>=0; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0;
FOR tdl>=0) = kbetrh1[kwt,tinst,T,t]*theta[t]*24*tint;
kbetrhl[kwl,tinst,T,t] (FORALL T; FOR kwl>=0; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0;
FOR tdl>=0) = kbetrh1l[kwl,tinst,T,t]*theta[t]*24*tint;

|* Leistungsverfuegbarkeit der Kraftwerke *|
pkwv[kwt,tinst]  (FOR kwt<=(anzalt-1); FOR tinst=0) = pkw[kwt]*vf[kwt],
                 (FOR kwt>=anzalt; FOR tinst>=1) = pkw[kwt]*vf[kwt];
pkwvl[kwl,tinst]  (FOR kwl<=(anzaltl-1); FOR tinst>=0) = pkwl[kwl],
                  (FOR kwl>=anzaltl; FOR tinst>=1) = pkwl[kwl];

|* Berechnung der Last im Interall T *|
pl1[T,tdl] (FORALL tdl; FOR T=0) = pl[tdl],
           (FORALL tdl; FOR T>=1) = pl[tdl]*POW(sr,(tint*T));

|* Spitzenlast vor der Berechnungsperiode *|
pspitzet[T] (FOR T=0) = pspitze,
            (FOR T>=1) = pspitze*POW(sr,(tint*T));

|* Berechnung der Leistungsreserve bezogen auf Spitzenlast *|
pres[T] (FORALL T) = pspitzet[T]*res;

|* Berechnung der Gesamtlast im Interall T *|
pld[T,t] (FORALL T,t) = pl1[T,t]*pleit;

|* Maximalanzahl der Kraftwerke die in tinst in Betrieb gehen koennen *|
maxanzkw1[kwt,tinst] (FOR kwt<=(anzalt-1); FOR tinst=0) = maxanzkw[kwt],
(FOR kwt>=anzalt; FOR tinst>=1) = maxanzkw[kwt];

maxanzkw1l[kwl,tinst] (FOR kwl<=(anzaltl-1); FOR tinst=0) = maxanzkwl[kwl],
(FOR kwl>=anzaltl; FOR tinst>=1) = maxanzkwl[kwl];


amaxw[kwt,tinst] = maxanzkw1[kwt,tinst]*pkwv[kwt,tinst];
amaxwl[kwl,tinst] = maxanzkw1l[kwl,tinst]*pkwvl[kwl,tinst];
```

```
|* Arbeitsvermoegen der Laufwasserkraftwerke *|
awravl[T] (FORALL T) = 1+awravprozl[T]/100;
avl[kwl,T] (FORALL kwl,T) = awravl[T]*ravl[kwl];


|* Energie, die im Intervall T aufgebacht werden muss *|
E1[T] = SUM(pld[T,t]*thetax[t]) (FOR T>=0; FOR t>=0);

ENDINTERNALDATA

VARIABLE

anzkw[kwt,tinst] INTEGER;|* Anzahl der neu erbauten thermischen Kraftwerke im
                            Intervall T *|
anzkwl[kwl,tinst] INTEGER;|* Anzahl der neu erbauten Laufwasserkraftwerke im
                            Intervall T *|


Z[kwt,tinst,T,tdl];         |* Z-substitute Variable der Thermischen KW Variable *|
Zl[kwl,tinst,T,tdl];        |* Z-substitute Variable der Wasserkwsubstitute Variable
*|

Kbt;                        |* Betriebskosten thermisch *|
Kit;                        |* Investitionskosten thermisch *|

Kbl;                        |* Betriebskosten Wasser *|
Kil;                        |* Investitionskosten Wasser *|

Kb;                         |* Gesamt Betriebskosten *|
Ki;                         |* Gesamtinvestkosten *|
K;                          |* Gesamtkosten *|

E[T];                       |* Energie im Intervall T *|
EZ[T];                      |* Errechnete Energie aus den Z-Variablen *|

ENDVARIABLE

CONSTRAINT

Bilanz_Spitze (FORALL T)
SUM(pkwv[kwt,tinst]*anzkw[kwt,tinst]) (FOR kwt>=0; FOR tinst FROM 0 TO T|* ;
FOR tinst+kwld[kwt]<=T *|)  +
SUM(pkwvl[kwl,tinst]*anzkwl[kwl,tinst]) (FOR kwl>=0; FOR tinst FROM 0 TO T)  >=
pspitzet[T]+pres[T];

Bilanz_Energie (FORALL T,t)
SUM(Z[kwt,tinst,T,tdl]) (FOR kwt>=0; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR tdl FROM t TO
tanz) +
SUM(Zl[kwl,tinst,T,tdl]) (FOR kwl>=0; FOR tinst FROM 0 TO T; FOR tdl FROM t TO
tanz) >= pld[T,t];
```

```
Kapazitaet_grenz1
(FORALL T,kwt,kwl; FOR tinst >=0; FOR t>=0)
SUM(Z[kwt,tinst,T,tdl]) (FOR tdl FROM t TO tanz) +
SUM(Zl[kwl,tinst,T,tdl]) (FOR tdl FROM t TO tanz)<=
SUM(pkwv[kwt,tinst]*anzkw[kwt,tinst]) (FOR tinst>=0) +
SUM(pkwvl[kwl,tinst]*anzkwl[kwl,tinst]) (FOR tinst>=0);

Energie_WKWgrenz (FORALL kwl,T)
SUM(Zl[kwl,tinst,T,tdl]*thetax[t]) (FOR kwl>=0; FOR T>=0; FOR t>=0; FOR tinst
FROM 0 TO T; FOR tdl FROM t TO tanz) <= avl[kwl,T];


Energie_Z (FORALL T)
EZ[T] = SUM(Z[kwt,tinst,T,tdl]*thetax[t]) (FOR kwt>=0; FOR T>=0; FOR t>=0; FOR
tinst FROM 0 TO T; FOR tdl FROM t TO tanz) +
SUM(Zl[kwl,tinst,T,tdl]*thetax[t]) (FOR kwl>=0; FOR T>=0; FOR t>=0; FOR tinst
FROM 0 TO T; FOR tdl FROM t TO tanz);

Energie (FORALL T)
E[T] = E1[T];

Betrieb_t
Kbt = SUM(kbetrh[kwt,tinst,T,t]*Z[kwt,tinst,T,tdl]) (FOR kwt>=0; FOR T>=0; FOR tinst
FROM 0 TO T; FOR t>=0; FOR tdl FROM t TO tanz);

Invest1_t
Kit = SUM(inv[kwt,tinst]*anzkw[kwt,tinst]) (FOR kwt>=anzalt; FOR T>=1; FOR
tinst>=1);

Betrieb_l
Kbl = SUM(kbetrhl[kwl,tinst,T,t]*Zl[kwl,tinst,T,tdl]) (FOR kwl>=0; FOR T>=0; FOR
tinst FROM 0 TO T; FOR t>=0; FOR tdl FROM t TO tanz);

Invest1_l
Kil = SUM(invl[kwl,tinst]*anzkwl[kwl,tinst]) (FOR kwl>=anzaltl; FOR T>=1; FOR
tinst>=1);

Invest_gesamt
Ki = Kit + Kil;

Betrieb_gesamt
Kb = Kbt + Kbl;

Gesamtkosten
K = Ki + Kb;

ENDCONSTRAINT

LIMIT
 Grenzen
```

```
(FORALL T; FOR kwt>=0; FOR tinst>=0)
anzkw[kwt,tinst]<=maxanzkw[kwt];

(FORALL T; FOR kwl>=0; FOR tinst>=0)
anzkwl[kwl,tinst]<=maxanzkwl[kwl];

ENDLIMIT

OBJFUNCTION
MINIMIZE Kosten
K;
ENDOBJFUNCTION
```

12.2.2 Lösung

Im Folgenden ist die Ausgabedatei des OSL mit T=2 und t=2 angegeben:
Aus der eingerahmten, gelb markierten, Zeile ist ersichtlich, dass das thermische Kraftwerk in ti=1 zugebaut wird.

Integer Optimal Solution

MINIMIZE_Kosten 2043.3

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
anzkw(kt1,ti0)	5.00000	5.00000	5.00000	0.00000
anzkw(kt2,ti0)	5.00000	5.00000	5.00000	0.00000
anzkw(kt3,ti0)	5.00000	5.00000	5.00000	-0.247839
anzkw(kt4,ti0)	2.00000	2.00000	2.00000	-8.83580
anzkw(kt5,ti0)	1.00000	1.00000	1.00000	-42.4516
anzkw(kt10,ti1)	3.00000	3.00000	3.00000	40.0038

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
anzkww(kw0,ti0)	1.00000	1.00000	1.00000	-0.366798
anzkww(kw0,ti1)	1.00000	1.00000	1.00000	1.18341E-06

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Z(kt1,ti0,T0,t0)	264.600	0.00000	INF	0.00000
Z(kt1,ti0,T0,t1)	132.870	0.00000	INF	0.00000
Z(kt3,ti0,T0,t1)	206.235	0.00000	INF	0.00000
Z(kt3,ti0,T0,t2)	6.64503	0.00000	INF	0.00000
Z(kt3,ti0,T0,t3)	757.515	0.00000	INF	0.00000
Z(kt4,ti0,T0,t3)	734.694	0.00000	INF	0.00000
Z(kt5,ti0,T0,t3)	625.641	0.00000	INF	0.00000
Z(kt5,ti0,T1,t0)	202.335	0.00000	INF	0.00000
Z(kt5,ti0,T1,t2)	190.265	0.00000	INF	0.00000
Z(kt10,ti1,T1,t2)	79.7400	0.00000	INF	0.00000
Z(kt10,ti1,T1,t3)	2470.26	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Zw(kw0,ti0,T0,t1)	31.5450	0.00000	INF	0.00000
Zw(kw0,ti0,T0,t2)	255.855	0.00000	INF	0.00000
Zw(kw0,ti0,T1,t1)	251.225	0.00000	INF	0.00000
Zw(kw0,ti0,T1,t2)	36.1746	0.00000	INF	0.00000
Zw(kw0,ti1,T1,t0)	106.295	0.00000	INF	0.00000
Zw(kw0,ti1,T1,t1)	181.105	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Kbt	1433.12	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Kit	588.495	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Kbw	21.6830	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Kb	1454.81	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Ki	588.495	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
K	2043.30	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
E(T0)	2.13487E+07	0.00000	INF	0.00000
E(T1)	2.49012E+07	0.00000	INF	0.00000

VARIABLE	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
EZ(T0)	2.13487E+07	0.00000	INF	0.00000
EZ(T1)	2.49012E+07	0.00000	INF	0.00000

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Bilanz_Spitze(T0)	3607.01	3600.00	INF	0.00000
Bilanz_Spitze(T1)	6444.41	4199.04	INF	0.00000

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Bilanz_Energie(T0,t0)	3015.60	3015.60	INF	-0.0129600
Bilanz_Energie(T0,t1)	2751.00	2751.00	INF	-0.178560
Bilanz_Energie(T0,t2)	2380.35	2380.35	INF	-0.163066
Bilanz_Energie(T0,t3)	2117.85	2117.85	INF	-0.168787
Bilanz_Energie(T1,t0)	3517.40	3517.40	INF	-0.00928264
Bilanz_Energie(T1,t1)	3208.77	3208.77	INF	-0.127894
Bilanz_Energie(T1,t2)	2776.44	2776.44	INF	-0.117580

Bilanz_Energie(T1,t3)	2470.26	2470.26	INF	-0.0339370

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Kapazitaet_grenz1(T0,kt0,kw0,ti0,t2)	-31.5450	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt0,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt0,kw0,ti1,t0)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt0,kw0,ti1,t1)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt0,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt0,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw0,ti0,t0)	-97.5795	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw0,ti0,t1)	-362.179	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw0,ti0,t2)	-526.595	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw0,ti0,t3)	-782.449	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw0,ti1,t0)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw0,ti1,t1)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw1,ti0,t0)	-97.5795	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw1,ti0,t1)	-362.179	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw1,ti0,t2)	-495.049	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt1,kw1,ti0,t3)	-495.050	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw0,ti0,t0)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw0,ti0,t1)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw0,ti0,t2)	-525.372	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw0,ti0,t3)	-781.227	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw0,ti1,t0)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw0,ti1,t1)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw1,ti0,t0)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw1,ti0,t1)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw1,ti0,t2)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt2,kw1,ti0,t3)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt3,kw0,ti0,t2)	-237.780	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt3,kw0,ti0,t3)	-500.280	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt3,kw0,ti1,t0)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt3,kw0,ti1,t1)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt3,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt3,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt3,kw1,ti0,t2)	-206.235	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt3,kw1,ti0,t3)	-212.880	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt4,kw0,ti0,t2)	-31.5450	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt4,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt4,kw0,ti1,t0)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt4,kw0,ti1,t1)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt4,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt4,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt5,kw0,ti0,t2)	-31.5450	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt5,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt5,kw0,ti1,t0)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000

Kapazitaet_grenz1(T0,kt5,kw0,ti1,t1)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt5,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt5,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt6,kw0,ti0,t2)	-31.5450	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt6,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt6,kw0,ti1,t0)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt6,kw0,ti1,t1)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt6,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt6,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt7,kw0,ti0,t2)	-31.5450	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt7,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt7,kw0,ti1,t0)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt7,kw0,ti1,t1)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt7,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt7,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt8,kw0,ti0,t2)	-31.5450	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt8,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt8,kw0,ti1,t0)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt8,kw0,ti1,t1)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt8,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt8,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt9,kw0,ti0,t2)	-31.5450	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt9,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt9,kw0,ti1,t0)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt9,kw0,ti1,t1)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt9,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt9,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt10,kw0,ti0,t2)	-31.5450	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt10,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt10,kw0,ti1,t0)	-2837.40	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt10,kw0,ti1,t1)	-2837.40	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt10,kw0,ti1,t2)	-2837.40	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt10,kw0,ti1,t3)	-2837.40	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt10,kw1,ti1,t0)	-2550.00	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt10,kw1,ti1,t1)	-2550.00	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt10,kw1,ti1,t2)	-2550.00	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt10,kw1,ti1,t3)	-2550.00	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt11,kw0,ti0,t2)	-31.5450	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt11,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt11,kw0,ti1,t0)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt11,kw0,ti1,t1)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt11,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T0,kt11,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt0,kw0,ti0,t2)	-251.225	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt0,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt0,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt0,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt0,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt1,kw0,ti0,t0)	-495.050	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt1,kw0,ti0,t1)	-495.050	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt1,kw0,ti0,t2)	-746.275	-INF	0.00000	0.00000

Kapazitaet_grenz1(T1,kt1,kw0,ti0,t3)	-782.450	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt1,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt1,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt1,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt1,kw1,ti0,t0)	-495.050	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt1,kw1,ti0,t1)	-495.049	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt1,kw1,ti0,t2)	-495.049	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt1,kw1,ti0,t3)	-495.050	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt2,kw0,ti0,t0)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt2,kw0,ti0,t1)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt2,kw0,ti0,t2)	-745.052	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt2,kw0,ti0,t3)	-781.227	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt2,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt2,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt2,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt2,kw1,ti0,t0)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt2,kw1,ti0,t1)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt2,kw1,ti0,t2)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt2,kw1,ti0,t3)	-493.827	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt3,kw0,ti0,t0)	-970.395	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt3,kw0,ti0,t1)	-970.395	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt3,kw0,ti0,t2)	-1221.62	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt3,kw0,ti0,t3)	-1257.80	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt3,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt3,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt3,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt3,kw1,ti0,t0)	-970.395	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt3,kw1,ti0,t1)	-970.395	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt3,kw1,ti0,t2)	-970.395	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt3,kw1,ti0,t3)	-970.395	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt4,kw0,ti0,t0)	-734.694	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt4,kw0,ti0,t1)	-734.694	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt4,kw0,ti0,t2)	-985.919	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt4,kw0,ti0,t3)	-1022.09	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt4,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt4,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt4,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt4,kw1,ti0,t0)	-734.694	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt4,kw1,ti0,t1)	-734.694	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt4,kw1,ti0,t2)	-734.694	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt4,kw1,ti0,t3)	-734.694	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt5,kw0,ti0,t0)	-233.041	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt5,kw0,ti0,t1)	-435.376	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt5,kw0,ti0,t2)	-686.601	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt5,kw0,ti0,t3)	-913.041	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt5,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt5,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt5,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt5,kw1,ti0,t0)	-233.041	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt5,kw1,ti0,t1)	-435.376	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt5,kw1,ti0,t2)	-435.376	-INF	0.00000	0.00000

Kapazitaet_grenz1(T1,kt5,kw1,ti0,t3)	-625.641	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt6,kw0,ti0,t2)	-251.225	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt6,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt6,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt6,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt6,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt7,kw0,ti0,t2)	-251.225	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt7,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt7,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt7,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt7,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt8,kw0,ti0,t2)	-251.225	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt8,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt8,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt8,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt8,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt9,kw0,ti0,t2)	-251.225	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt9,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt9,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt9,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt9,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt10,kw0,ti0,t2)	-251.225	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt10,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt10,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt10,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt10,kw0,ti1,t3)	-367.140	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt10,kw1,ti1,t3)	-79.7400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt11,kw0,ti0,t2)	-251.225	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt11,kw0,ti0,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt11,kw0,ti1,t1)	-106.295	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt11,kw0,ti1,t2)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000
Kapazitaet_grenz1(T1,kt11,kw0,ti1,t3)	-287.400	-INF	0.00000	0.00000

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Energie_WKWgrenz(kw0,T0)	1.61740E+06	-INF	1.61740E+06	5.22602E-05
Energie_WKWgrenz(kw0,T1)	1.61740E+06	-INF	1.61740E+06	3.69091E-05

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
Energie(T0)	2.13487E+07	2.13487E+07	2.13487E+07	0.00000
Energie(T1)	2.49012E+07	2.49012E+07	2.49012E+07	0.00000

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL

CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL
CONSTRAINT	ACTIVITY	LOWER	UPPER	DUAL

12.3 Vollständiges Modell ohne Benders Dekompositions Methode in Ampl-Syntax

Nachfolgend ist das vollständige Kraftwerksausbauplanungsmodell in Anlehnung an /27/ in der AMPL-Syntax ohne Implementierung der Lernkurve und der Benders Dekompositions Methode dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich die Programmcodes zwischen IBM Easy Modeler/6000 und AMPL im Programmaufbau kaum, aber in der Syntax wesentlich unterscheiden.

```
        ####    SETS    ####

 ### exsistierende Kraftwerke ###
set P;          # Anzahl existierende thermische Kraftwerke
set L;          # Anzahl existierenden Laufwasserkraftwerke
set W;          # Anzahl existierender Windanlagen
set SP;         # Anzahl existierender Speicherkraftwerke
set PS;         # Anzahl existierender Pumpspeicherkraftwerke
set SO;         # Anzahl sonstiger existierender erneuerbaren Energieerzeuger

### neue Kraftwerke ###
set I;          # Anzahl neue thermische Kraftwerke > 100MW
set IK;         # Anzahl neue thermische Kraftwerke < 100MW
set JG;         # Anzahl neue Laufwasserkraftwerke > 100 MW
set JK;         # Anzahl neue Laufwasserkraftwerke < 100 MW
set M;          # Anzahl neue Speicherkraftwerke
set O;          # Anzahl neue Pumpspeicherkraftwerke
set Q;          # Anzahl neuer Brennstoffzellen
set R;          # Anzahl neuer Photovoltaik
set V;          # Anzahl neue Windanlagen

        ####    PARAMETERS    ####

### Zeitparameter ###
param N >=1 integer;        # Berechnungszeitraum in Jahren Basisintervall n=1
param S >=1 integer;        # Anzahl der Dauerlinienbloecke
param taud{1..S};           # Zeitspanne  der Dauerlinienbloecke in Tagen
param tint;                 # Dauer des Planungsintervalles N in Jahren
param tsp;                  #  Anzahl der Dauerlinienbloecke in der Speicher- u.
                            # Pumpspeicherkraftwerke im Erzeugungsbetrieb stehen
                            #koennen

### Lastparameter ###
param pl{1..S};                 # Leistungsbedarf im Basisintervall
param pspitze;                  # Spitzenlast
param res;                      # Reservehaltung der Leistung in [%] der
Spitzenlast
param sr;                       # Steigerung der Spitzenlast und der Energie
je t in [%]
param pvleit;           # Leitungsverluste in %, i.a zwischen 5-10% der Netzlast
```

```
### Krafwerksparamter ###
##Nichtverfuegbarkeit  in [%] pro Jahr (Forced outage rate) ##
param fore{P};
param forn{I};
param forik{IK};

# Betriebstunden #
param tbl{L};
param tbw{W};
param tbsp{SP};
param tbps{PS};
param tbso{SO};
param tbjg{JG};
param tbjk{JK};
param tbo{O};
param tbm{M};
param tbq{Q};
param tbr{R};
param tbv{V};

## Kostenparameter  ##
# Investitionskosten #
param ikn{I};
param ikik{IK};
param ikjg{JG};
param ikjk{JK};
param ikm{M};
param iko{O};
param ikq{Q};
param ikr{R};
param ikv{V};

# Betriebskosten #
# exsistierende  #
param bke{P};
param bkl{L};
param bkw{W};
param bksp{SP};
param bkps{PS};
param bkso{SO};

# neue  #
param bkn{I};
param bkik{IK};
param bkjg{JG};
param bkjk{JK};
param bkm{M};
param bko{O};
param bkq{Q};
param bkr{R};
param bkv{V};
```

```
## Nennleistungsparameter  ##
# exsistierende  #
param pne{P};
param pnl{L};
param pnw{W};
param pnsp{SP};
param pnps{PS};
param pnso{SO};

# neue  #
param pnn{I};
param pnik{IK};
param pnjg{JG};
param pnjk{JK};
param pnm{M};
param pno{O};
param pnq{Q};
param pnr{R};
param pnvv{V};

## Regelarbeitsvermoegen der Wasserkraftwerke ##
#existierende #
param avl{L};
param awravl{1..N};
param avsp{SP};
param avps{PS};

# neue #
param avjg{JG};
param avjk{JK};
param avm{M};
param avo{O};

## Speichervolumen der Speicher- Pumpspeicherkraftwerke ##
#existierende #
param vsp0{SP};
param qsp0{SP};
param qzusp0{SP};
param hsp{SP};
param vps0{PS};
param qps0{PS};
param qpps0{PS};
param qzups0{PS};
param hps{PS};

# neue #
param vm0{M};
param qm0{M};
param qzum0{M};
```

```
param hm{M};
param vo0{O};
param qo0{O};
param qpo0{O};
param qzuo0{O};
param ho{O};

## Wirkungsgrade ##
# existierende #
param etaprozps{PS};
param etaprozthe {P};

# neue #
param etaprozo{O};
param etaprozthn{I};
param etaprozr{R};

## Windgeschwindigkeiten ##
# existierende #
param vcw{W};
param vfw{W};
param vrw{W};
param vww0;

# neue #
param vcv{V};
param vfv{V};
param vrv{V};
param vwv0;

## Sonneneinstrahlung ##
# zu beginn des Berechungszeitraumes #
param einstrso0;
param einstrr0;

## Limits ##
# Maximale Anzahl der in Betrieb befindlichen Kraftwerke #
param xemax0{P};
param xlmax0{L};
param xwmax0{W};
param xspmax0{SP};
param xpsmax0{PS};
param xsomax0{SO};

# Maximale Anzahl der neu zu errichtenden Kraftwerke #
param xnmax0{I};
param xikmax0{IK};
param xjgmax0{JG};
param xjkmax0{JK};
param xmmax0{M};
param xomax0{O};
```

```
param xqmax0{Q};
param xrmax0{R};
param xvmax0{V};

/* kann nur fuer neue Kraftwerke gelten '/
/* Faktor zwischen 0,5(hohe) und 1(keine) lt. Literatur */
/* wird in den Investitionskosten berucksichtigt */
# neue  #
param akn{I};
param akik{IK};
param akjg{JG};
param akjk{JK};
param akm{M};
param ako{O};
param akq{Q};
param akr{R};
param akv{V};

### Import/Export ###
param Eimp{1..N};
param Eexp{1..N};
param kimp;
param kexp;

### Spotmarkt ###
## Kosten zum Berechnungsbeginn ##
param ks0;

## Energiegrenzenfuer Spotmarkt in % der Gesamtenergie ##
param Esimpmax;
param Esimpmin;
param Esexpmax;
param Esexpmin;

### Faktoren fuer Zufallszahlengenerator ###
## Winddargebot ##
param aw;    # Multiplikator
param bw;    # Summand
param cw;    # Divisor

## Sonnendargebot ##
param af;     # Multiplikator
param bf;     # Summand
param cf;     # Divisor
param kfso;    # Korrekturfaktor um zwischen 0 und 1 zu liegen

## Spotmarkt ##
param as;     # Multiplikator
param bs;     # Summand
param cs;     # Divisor
param kfspot;   # Korrekturfaktor um Preisniveau zu erhalten
```

```
### Allgemeine Parameter ###

param dr;               # Diskontrate in [%] pro Jahr
param fab;              # Abminderungsfaktor fuer Spitzenlast
param ernmin;           # Minimaler Anteil  in % der verbrauchten/erzeugten Energie
aus
                                # erneuerbaren
param ker;              # Kostenerhoehung durch Ölpreissteigerung

        ####   BERECHNETE PARAMETER   ####

### Zeitparameter ###

## Summe der Intervalle für die Z-Substitute ##
param T{s in 1..S}
                :=sum{k in 1..s} (taud[k]*24);
param tsp1 := S-tsp;

### Lastparameter ###
## Spitzenlast im Hauptintervall T ##
param D{n in 1..N}
                 := if n=1 then pspitze
                            else pspitze*((1+sr/100)^((n-1)*tint));

## Reserve in Abhaengigkeit der Spitzenlast ##
param Dres{n in 1..N}
                        := D[n]*res/100;

## Verbraucherlast im Haupt- und Subintervall mit Leitungsverlusten ##
param d{n in 1..N,s in 1..S}
                        := if n=1 then pl[s]*(1+pvleit/100)
                                    else pl[s]*(1+pvleit/100)*((1+sr/100)^((n-1)*tint));

### Krafwerksparamter ###
## Verfügbare Leistung der existierenden Kraftwerke ##
param pev{p in P, n in 1..N} := pne[p]*(1-fore[p]/100);
param plv{l in L, n in 1..N} := pnl[l]*tbl[l]/8760;
param pwv{w in W, n in 1..N} := pnw[w]*tbw[w]/8760;
param pspv{sp in SP, n in 1..N} := pnsp[sp]*tbsp[sp]/8760;
param ppsv{ps in PS, n in 1..N} := pnps[ps]*tbps[ps]/8760;
param psov{so in SO, n in 1..N} := pnso[so]*tbso[so]/8760;

## Verfügbare Leistung der neuen Kraftwerke ##
param pnv{i in I, n in 1..N}
                := if n=1 then 0
                            else pnn[i]*(1-forn[i]/100);
param pikv{ik in IK, n in 1..N}
                := if n=1 then 0
                            else pnik[ik]*(1-forik[ik]/100);
param pjgv{jg in JG, n in 1..N}
```

```
                := if n=1 then 0
                        else pnjg[jg]*tbjg[jg]/8760;
param pjkv{jk in JK, n in 1..N}
                := if n=1 then 0
                        else pnjk[jk]*tbjk[jk]/8760;
param pmv{m in M, n in 1..N}
                := if n=1 then 0
                        else pnm[m]*tbm[m]/8760;
param pov{o in O, n in 1..N}
                := if n=1 then 0
                        else pno[o]*tbo[o]/8760;
param pqv{q in Q, n in 1..N}
                := if n=1 then 0
                        else pnq[q]*tbq[q]/8760;
param prv{r in R, n in 1..N}
                := if n=1 then 0
                        else pnr[r]*tbr[r]/8760;
param pvv{v in V, n in 1..N}
                := if n=1 then 0
                        else pnvv[v]*tbv[v]/8760;

## Wirkungsgrad ##

param etathe {p in P}
                :=etaprozthe[p]/100;

param etathn {i in I}
                :=etaprozthn[i]/100;

## Koeffizienten fuer Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ##
# Umrechnung von m3/s auf m3/h #
param kv = 3.6*10E-3;
param kkv{s in 1..S}:= kv*taud[s]*24;

# fuer Leistungsberechnung P=8*Q*h; in 8 alle Verluste der Turbine und Reibung
berueksichtigt #
# existierende #
param ksp{sp in SP}:= 8*hsp[sp]*10E-3;
param kps{ps in PS}:= 8*hps[ps]*10E-3;
param kpsp{ps in PS}:= 8*etaprozps[ps]/100*hps[ps]*10E-3;

# neue #
param km{m in M}:= 8*hm[m]*10E-3;
param ko{o in O}:= 8*ho[o]*10E-3;
param kop{o in O}:= 8*etaprozo[o]/100*ho[o]*10E-3;

## Diskontierte Betriebskosten ##
# exsistierende  #
param dbke{p in P, n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then bke[p]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s]
```

```
                        else (bke[p]*tint*exp(ker*n))/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-
6*T[s];
param dbkl{l in L, n in 1..N,s in 1..S}
                := bkl[l]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbkw{w in W, n in 1..N,s in 1..S}
                := bkw[w]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbksp{sp in SP, n in 1..N,s in 1..S}
                := bksp[sp]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbkps{ps in PS, n in 1..N,s in 1..S}
                := bkps[ps]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbkso{so in SO, n in 1..N,s in 1..S}
                := bkso[so]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];

# neue #
param dbkn{i in I, n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                                else (bkn[i]*tint*exp(ker*n))/((1+dr/100)^((n-
1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbkik{ik in IK, n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                                else (bkik[ik]*tint*exp(ker*n))/((1+dr/100)^((n-
1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbkjg{jg in JG, n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                                else bkjg[jg]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbkjk{jk in JK, n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                                else bkjk[jk]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbkm{m in M, n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                                else bkm[m]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbko{o in O, n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                                else bko[o]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbkq{q in Q, n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                                else bkq[q]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbkr{r in R, n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                                else bkr[r]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];
param dbkv{v in V, n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                                else bkv[v]/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];

## Diskontierte Investitionskosten ##
param dikn{i in I,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                                else ikn[i]/((1+dr/100)^((n-1)*tint));
param dikik{ik in IK,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                                else ikik[ik]/((1+dr/100)^((n-1)*tint));
```

```
param dikjg{jg in JG,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                        else ikjg[jg]/((1+dr/100)^((n-1)*tint));
param dikjk{jk in JK,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                        else ikjk[jk]/((1+dr/100)^((n-1)*tint));
param dikm{m in M,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                        else ikm[m]/((1+dr/100)^((n-1)*tint));
param diko{o in O,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                        else iko[o]/((1+dr/100)^((n-1)*tint));
param dikq{q in Q,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                        else ikq[q]/((1+dr/100)^((n-1)*tint));
param dikr{r in R,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                        else ikr[r]/((1+dr/100)^((n-1)*tint));
param dikv{v in V,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 then 0
                        else ikv[v]/((1+dr/100)^((n-1)*tint));

## Import/Export ###
# Kosten #
param Kimp1:=sum{n in 1..N} ( kimp/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*Eimp[n]);
param Kexp1:=sum{n in 1..N} (kexp/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*Eexp[n]);

# Leistung #
/* es wird angenommen, dass die Energie (Import/Export) im Intervall n */
/* nicht variiert und daher die Leistung konstant bleibt. */
param pimp{n in 1..N}:=Eimp[n]/8760;
param pexp{n in 1..N}:=Eexp[n]/8760;

## Regelarbeitsvermoegen der Wasserkraftwerke ##
#existierende #
param avl1{l in L,n in 1..N} := avl[l]*awravl[n];
param avsp1{sp in SP,n in 1..N} := avsp[sp];
param avps1{ps in PS,n in 1..N} := avps[ps];

# neue #
param avjg1{jg in JG,n in 1..N} := avjg[jg];
param avjk1{jk in JK,n in 1..N} := avjk[jk];
param avm1{m in M,n in 1..N} := avm[m];
param avo1{o in O,n in 1..N} := avo[o];

 ## Max. Anzahl der existierenden Kraftwerken die im Planungsintervall n in Betrieb
##
## stehen koennen ##
param  xemax1{p in P, n in 1..N}
                := xemax0[p];
param  xlmax1{l in L, n in 1..N}
```

```
                := xlmax0[l];
param  xwmax1{w in W, n in 1..N}
                := xwmax0[w];
param  xspmax1{sp in SP, n in 1..N}
                := xspmax0[sp];
param  xpsmax1{ps in PS, n in 1..N}
                := xpsmax0[ps];
param  xsomax1{so in SO, n in 1..N}
                := xsomax0[so];

## Max. Anzahl v. neuen Kraftwerken die im Planungsintervall n in Betrieb ##
## gehen koennen ##
param  xnmax1{i in I, j in 1..N}
                := xnmax0[i];
param  xikmax1{ik in IK, j in 1..N}
                := xikmax0[ik];
param  xjgmax1{jg in JG, j in 1..N}
                := xjgmax0[jg];
param  xjkmax1{jk in JK, j in 1..N}
                := xjkmax0[jk];
param  xmmax1{m in M, j in 1..N}
                := xmmax0[m];
param  xomax1{o in O, j in 1..N}
                := xomax0[o];
param  xqmax1{q in Q, j in 1..N}
                := xqmax0[q];
param  xrmax1{r in R, j in 1..N}
                := xrmax0[r];
param  xvmax1{v in V, j in 1..N}
                := xvmax0[v];


## Energie die im Intervall n ohne Pumpbetrieb aufgebracht werden muss ##
param Et{n in 1..N}
                :=sum {s in 1..S} d[n,s]*taud[s]*24;

## Energie die in n durch erneuerbare gedeckt werden muss ##
param Een{n in 1..N}:=Et[n]*ernmin/100;

### Zufallszahlengeneratoren ###
/* Es werden einfache linear-kongruente Generatoren der allgemeinen Form */
/* X(n+1)=(a*X(n)+b)mod c  verwndet*/

## fuer Winddargebot ##
/* durch die Abbildung der verschiedenen Windanlagen kann bei der Berechnung */
/* verschiedene Startwerte der Windgeschwindigkeit angenommen werden. */
# existierende #
param vww{w in W,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 and s=1 then vww0
                   else if n=1 and s>1 then (aw*vww[w,n,s-1]+bw) mod cw
                   else if n>1 and s=1 then (aw*vww[w,n-1,S]+bw) mod cw
```

```
                    else if n>1 and s>1 then (aw*vww[w,n,s-1]+bw) mod cw;

# neue #
param vwv{v in V,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 and s=1 then vww0
                  else if n=1 and s>1 then (aw*vwv[v,n,s-1]+bw) mod cw
                  else if n>1 and s=1 then (aw*vwv[v,n-1,S]+bw) mod cw
                  else if n>1 and s>1 then (aw*vwv[v,n,s-1]+bw) mod cw;

## fuer Sonnendargebot ##
# existierende #
param einstrso1{so in SO,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 and s=1 then einstrso0
                  else if n=1 and s>1 then (aw*einstrso1[so,n,s-1]+bw) mod cw
                  else if n>1 and s=1 then (aw*einstrso1[so,n-1,S]+bw) mod cw
                  else if n>1 and s>1 then (aw*einstrso1[so,n,s-1]+bw) mod cw;
param einstrso{so in SO,n in 1..N,s in 1..S}:=einstrso1[so,n,s]/kfso;

# neue #
param einstrr1{r in R,n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 and s=1 then einstrr0
                  else if n=1 and s>1 then (af*einstrr1[r,n,s-1]+bf) mod cf
                  else if n>1 and s=1 then (af*einstrr1[r,n-1,S]+bf) mod cf
                  else if n>1 and s>1 then (af*einstrr1[r,n,s-1]+bf) mod cf;
param einstrr{r in R,n in 1..N,s in 1..S}:=einstrr1[r,n,s]/kfso;

### fuer Spotmarkt ###
param kspot1{n in 1..N,s in 1..S}
                := if n=1 and s=1 then ks0
                  else if n=1 and s>1 then (as*kspot1[n,s-1]+bs) mod cs
                  else if n>1 and s=1 then (as*kspot1[n-1,S]+bs) mod cs
                  else if n>1 and s>1 then (as*kspot1[n,s-1]+bs) mod cs;

## diskontierter Spotmarktpreis ##
param kspot{n in 1..N,s in 1..S}
                := (kspot1[n,s]+kfspot)/((1+dr/100)^((n-1)*tint))*tint*10E-6*T[s];

#### tatsaechliche Leistung Windkraft und Photovoltaik ####
### Windkraft ###
## existierende ##
param pvw{w in W,n in 1..N,s in 1..S}
                :=pwv[w,n]*((vww[w,n,s]-vcw[w])/(vfw[w]-vcw[w]));
param Ew{w in W,n in 1..N}
                :=sum{s in 1..S} (pvw[w,n,s]*8760/S);
## neue ##
param pvvv{v in V,n in 1..N,s in 1..S}
                :=pvv[v,n]*((vwv[v,n,s]-vcv[v])/(vfv[v]-vcv[v]));
param Evv{v in V,n in 1..N}
                :=sum{s in 1..S} (pvvv[v,n,s]*8760/S);

### Photovoltaik ###
```

```
param pvr{r in R,n in 1..N, s in 1..S}
                :=einstrr[r,n,s]*etaprozr[r]/100*prv[r,n];
param Evr{r in R,n in 1..N}
                :=sum{s in 1..S} (pvr[r,n,s]*8760/S);

### Energie der Brennstoffzelle ###
/* Die Brennstoffzelle sollte immer mit der maximalen Leistung erfolgen um */
/* den hoechsten Wirkungsgrad ausnutzen zu koennen. D.h. sie sollte ca. */
/* 8000h im Jahr mit Pmax in Betrieb sein. */
param Eq{q in Q,n in 1..N}:= pqv[q,n]*tbq[q];

## Energie die am Spotmarkt ein- und verkauft werden darf ##
param Espimpx{n in 1..N} := Et[n]*Esimpmax/100;
param Espimpn{n in 1..N} := Et[n]*Esimpmin/100;
param Espexpx{n in 1..N} := Et[n]*Esexpmax/100;
param Espexpn{n in 1..N} := Et[n]*Esexpmin/100;

## Leistungsgrenzen am Spotmarkt ##
param pspimpn{n in 1..N}:= min{s in 1..S}(Espimpn[n]/taud[s]/24);
param pspimpx{n in 1..N}:= max{s in 1..S}(Espimpx[n]/taud[s]/24);
param pspexpn{n in 1..N}:= min{s in 1..S}(Espexpn[n]/taud[s]/24);
param pspexpx{n in 1..N}:= max{s in 1..S}(Espexpx[n]/taud[s]/24);

        ####  VARIABLE  ####
### Z-Substitutes fuer existierende Kraftwerke ###
var Ze{P,1..N,1..S}>=0;
var Zl{L,1..N,1..S}>=0;
var Zw{W,1..N,1..S}>=0;
var Zsp{SP,1..N,1..S-tsp1}>=0;
var Zps{PS,1..N,1..S-tsp1}>=0;
var Zpsp{PS,1..N,1..S-tsp1}>=0;
var Zso{SO,1..N,1..S}>=0;

### Z-Substitutes fuer neue Kraftwerke ###
var Zn{I,1..N,1..S}>=0;
var Zik{IK,1..N,1..S}>=0;
var Zjg{JG,1..N,1..S}>=0;
var Zjk{JK,1..N,1..S}>=0;
var Zm{M,1..N,1..S-tsp1}>=0;
var Zo{O,1..N,1..S-tsp1}>=0;
var Zop{O,1..N,1..S-tsp1}>=0;
var Zq{Q,1..N,1..S}>=0;
var Zr{R,1..N,1..S}>=0;
var Zv{V,1..N,1..S}>=0;

### Anzahl der existierendenin Betrieb befindlichen Kraftwerke ###
var xe{P,1..N} integer>=0;
var xl{L,1..N} integer>=0;
var xw{W,1..N} integer>=0;
var xsp{SP,1..N} integer>=0;
var xps{PS,1..N} integer>=0;
```

```
var xso{SO,1..N} integer>=0;

### Anzahl der neu errichteten Kraftwerke ###
var xn{I,1..N} integer>=0;
var xik{IK,1..N} integer>=0;
var xjg{JG,1..N} integer>=0;
var xjk{JK,1..N} integer>=0;
var xm{M,1..N} integer>=0;
var xo{O,1..N} integer>=0;
var xq{Q,1..N} integer>=0;
var xr{R,1..N} integer>=0;
var xv{V,1..N} integer>=0;

# Import/Export #
var Zimp{1..N,1..S}>=0;
var Zexp{1..N,1..S}>=0;

# Spotmarkt #
var Zspimp{n in 1..N,s in 1..S}>=0;
var Zspexp{n in 1..N,s in 1..S}>=0;

### Kosten ###
## Betriebskosten ##
# existierende #
var Kbp{1..N}>=0;
var Kbl{1..N}>=0;
var Kbw{1..N}>=0;
var Kbsp{1..N}>=0;
var Kbps{1..N}>=0;
var Kbpsp{1..N}>=0;
var Kbso{1..N}>=0;
var Kbeg{1..N}>=0;        # Summe aller Betriebskosten in n

# neue #
var Kbni{I}>=0;
var Kbnik{IK}>=0;
var Kbnjg{JG}>=0;
var Kbnjk{JK}>=0;
var Kbnm{M}>=0;
var Kbno{O}>=0;
var Kbnop{O}>=0;
var Kbnq{Q}>=0;
var Kbnr{R}>=0;
var Kbnv{V}>=0;
var Kbng{1..N}>=0;         # Summe aller Betriebskosten in n

var Kb>=0;                 # Summe aller Betriebskosten

## Investitionskosten ##
# neue #
var Kii{I}>=0;
```

```
var Kiik{IK}>=0;
var Kijg{JG}>=0;
var Kijk{JK}>=0;
var Kim{M}>=0;
var Kio{O}>=0;
var Kiq{Q}>=0;
var Kir{R}>=0;
var Kiv{V}>=0;
var Kig{1..N}>=0;          # Summe aller Investitionskosten in n

var Ki>=0;                 # Summe aller Investitionskosten

### Spotmarktpreise ###
var Kspotimp>=0;
var Kspotexp>=0;


### Kontrollvariable zur Spitzenlast ###
var spe{1..N}>=0;
var spn{1..N}>=0;
var spg{1..N}>=0;

### Energieaufbringung in Intervall n ###
var E{1..N}>=0;
var Evps{PS,1..N}>=0;
var Evo{O,1..N}>=0;
var Epp{1..N}>=0;

## Energie zum/vom Spotmarkt ##
var Espimp{1..N}>=0;                # tatsaechliche bezogegene Energie vom
Spotmarkt in n
var Espexp{1..N}>=0;                # tatsaechlich gelieferte Energie zum Spotmarkt in
n
var Espexp1{1..N,1..S};          # tatsaechlichen bezogegene Energie vom Spotmarkt
in s und n
var Espimp1{1..N,1..S};          # tatsaechlichen gelieferte Energie zum Spotmarkt in s
und n

### zusaetzliche Leistung fuer Pumpbetrieb ###
var dp{1..N,1..S}>=0;

### Speicherbedingungen ###
## Speicherkraftwerke ##
# existierende #
var vsp{SP,1..N,1..S};    # Speichervolumen der Kraftwerksart sp in n und s *|
var qsp{SP,1..N,1..S};    # Summe von Zu- und Abfluss des Speichersees der
Kraftwerksart sp in n und s
var qspt{SP,1..N,1..S};   # Duchfluss im Turbinenbetrieb der Kraftwerksart sp in n und
s
var qzusp{SP,1..N,1..S}; # Speicherseezufluss  der Kraftwerksart sp
```

```
# neue #
var vm{M,1..N,1..S};    # Speichervolumen der Kraftwerksart m in n und s *|
var qm{M,1..N,1..S};    # Summe von Zu- und Abfluss des Speichersees der
Kraftwerksart m in n und s
var qmt{M,1..N,1..S};   # Duchfluss im Turbinenbetrieb der Kraftwerksart m in n und s
var qzum{M,1..N,1..S}; # Speicherseezufluss  der Kraftwerksart m

## Pumpspeicherkraftwerke ##
# existierende #
var vps{PS,1..N,1..S};    # Speichervolumen der Kraftwerksart ps in n und s *|
var qps{PS,1..N,1..S};    # Summe von Zu- und Abfluss des Speichersees der
Kraftwerksart ps in n und s
var qpst{PS,1..N,1..S};   # Duchfluss im Turbinenbetrieb der Kraftwerksart ps in n und
s
var qzups{PS,1..N,1..S}; # Speicherseezufluss  der Kraftwerksart ps

# neue #
var vo{O,1..N,1..S};    # Speichervolumen der Kraftwerksart o in n und s *|
var qo{O,1..N,1..S};    # Summe von Zu- und Abfluss des Speichersees der
Kraftwerksart o in n und s
var qot{O,1..N,1..S};   # Duchfluss im Turbinenbetrieb der Kraftwerksart o in n und s
var qzuo{O,1..N,1..S}; # Speicherseezufluss  der Kraftwerksart o



                #### OBJECTIVE ####

minimize Kosten:
                    Kb+Ki-Kimp1+Kexp1-Kspotimp+Kspotexp;
#sum {n in 1..N} (Kbeg[n]+Kbng[n]+Kig[n]);

        #### CONSTRAINTS ####

subject to

### Allgemeine Lastconstraints ###
## Spitzenlast ##
/* Bilanz zur Abdeckung der Spitzenlast. */
/* Hier werden Wind- und Photovoltaikanlagen nicht berueksichtigt, da lt. Artikel von
Prof. Edwin, */
/* Wienviel Reservekraftwerke werden bei einem starken Ausbau von Wind und
Solaranlagen gebraucht,*/
/* 10.10.2003, www.energie-fakten.de, die gesamte Ausbauleistung durch
konvetionelle Kraftwerke vorgehalten */
/* werden muss. Daher koennen nur Konvetionelle Kraftwerke zur Abdeckung der
Spitzenlast herangezogen werden.*/
/* Um Wind- und Photovoltaikanlagen doch berücksichtigen zu koennen, wird ein
multiplikativer Faktor fab zur */
/* Beteilugung an der Abdeckung der Spitzenlast verwendet */

        Spitzenlast {n in 1..N}:
```

```
		spg[n] >= D[n]+Dres[n];
		Sp1  {n in 1..N}:
			spe[n]= sum{p in P} pev[p,n]*xe[p,n]+sum{l in L} plv[l,n]*xl[l,n]
				+sum{sp in SP} pspv[sp,n]*xsp[sp,n]+sum{ps in PS}
ppsv[ps,n]*xps[ps,n]
				+sum{so in SO} psov[so,n]*xso[so,n]*fab;
		Sp2  {n in 1..N}:
			spn[n]=  sum{i in I} pnv[i,n]*xn[i,n]+sum{ik in IK}
pikv[ik,n]*xik[ik,n]
				+ sum{jg in JG} pjgv[jg,n]*xjg[jg,n]+sum{jk in JK}
pjkv[jk,n]*xjk[jk,n]
				+ sum{m in M} pmv[m,n]*xm[m,n]+sum{o in O}
pov[o,n]*xo[o,n]
				+ sum{q in Q} pqv[q,n]*xq[q,n]+sum{r in R}
prv[r,n]*xr[r,n]*fab
				+ sum{v in V} pvv[v,n]*xv[v,n]*fab+pimp[n]-
pexp[n]+pspimpn[n]-pspexpx[n];
		SP3 {n in 1..N}:
			spg[n]=spn[n]+spe[n];

	Lastabdeckung {n in 1..N, s in 1..S}:

				  sum{p in P, k in s..S}  Ze[p,n,k] + sum {j in 1..N, i in I, k in
s..S} Zn[i,j,k]
				+sum{l in L, k in s..S}  Zl[l,n,k] + sum {j in 1..N, ik in IK, k in
s..S} Zik[ik,j,k]
				+sum{w in W, k in s..S}  Zw[w,n,k] + sum {j in 1..N, jg in
JG, k in s..S} Zjg[jg,j,k]
				+sum{sp in SP, k in s..S-tsp1}  Zsp[sp,n,k] + sum {j in 1..N,
jk in JK, k in s..S} Zjk[jk,j,k]
				+sum{ps in PS, k in s..S-tsp1}  Zps[ps,n,k] + sum {j in 1..N,
m in M, k in s..S-tsp1} Zm[m,j,k]
				+sum{so in SO, k in s..S}  Zso[so,n,k] + sum {j in 1..N, o in
O, k in s..S-tsp1} Zo[o,j,k]
				+sum {j in 1..N, q in Q, k in s..S} Zq[q,j,k] + sum {j in 1..N, q
in Q, k in s..S} Zq[q,j,k]
				+sum {j in 1..N, v in V, k in s..S} Zv[v,j,k]+Zimp[n,s] -
Zexp[n,s]
				+sum{ps in PS,k in s..S}Zpsp[ps,n,k]+sum{o in O,k in
s..S}Zop[o,n,k]+Zspimp[n,s]-Zspexp[n,s] >= d[n,s]+dp[n,s];

### Kapazitaet Constraints ###
## existierende Kraftwerke ##
	Kapazitaet_exn {n in 1..N, p in P}:
		sum{s in 1..S} Ze[p,n,s] <= pev[p,n]*xe[p,n];
	Kapazitaet_exl {n in 1..N, l in L}:
		sum{s in 1..S} Zl[l,n,s] <= plv[l,n]*xl[l,n];
	Kapazitaet_exw {n in 1..N, w in W}:
		sum{s in 1..S} Zw[w,n,s] <= pwv[w,n]*xw[w,n];
	Kapazitaet_exsp {n in 1..N, sp in SP}:
		sum{s in 1..S-tsp1} Zsp[sp,n,s] <= pspv[sp,n]*xe[sp,n];
```

```
        Kapazitaet_exps {n in 1..N, ps in PS}:
                sum{s in 1..S-tsp1} Zps[ps,n,s] <= ppsv[ps,n]*xe[ps,n];
        Kapazitaet_exso {n in 1..N, so in SO}:
                sum{s in 1..S} Zso[so,n,s] <= psov[so,n]*xso[so,n];

## neu errichtete Kraftwerke ##
        Kapazitaet_neun {n in 1..N, i in I}:
                sum{s in 1..S} Zn[i,n,s]<= sum {j in 1..n} pnv[i,j]*xn[i,j];
        Kapazitaet_neuik {n in 1..N, ik in IK}:
                sum{s in 1..S} Zik[ik,n,s]<= sum {j in 1..n} pikv[ik,j]*xik[ik,j];
        Kapazitaet_neujg {n in 1..N, jg in JG}:
                sum{s in 1..S} Zjg[jg,n,s]<= sum {j in 1..n} pjgv[jg,j]*xn[jg,j];
        Kapazitaet_neujk {n in 1..N, jk in JK}:
                sum{s in 1..S} Zjk[jk,n,s]<= sum {j in 1..n} pjkv[jk,j]*xjk[jk,j];
        Kapazitaet_neum {n in 1..N, m in M}:
                sum{s in 1..S-tsp1} Zm[m,n,s]<= sum {j in 1..n} pmv[m,j]*xm[m,j];
        Kapazitaet_neuo {n in 1..N, o in O}:
                sum{s in 1..S-tsp1} Zo[o,n,s]<= sum {j in 1..n} pov[o,j]*xo[o,j];
        Kapazitaet_neuq {n in 1..N, q in Q}:
                sum{s in 1..S} Zq[q,n,s]<= sum {j in 1..n} pqv[q,j]*xq[q,j];
        Kapazitaet_neur {n in 1..N, r in R}:
                sum{s in 1..S} Zr[r,n,s]<= sum {j in 1..n} prv[r,j]*xr[r,j];
        Kapazitaet_neuv {n in 1..N, v in V}:
                sum{s in 1..S} Zv[v,n,s]<= sum {j in 1..n} pvv[v,j]*xv[v,j];
## Import/export ##
        Kapazitaet_imp {n in 1..N}:
                pspimpn[n]<=sum{s in 1..S}Zimp[n,s]<=pspimpx[n];
        Kapazitaet_exp {n in 1..N}:
                pspexpn[n]<=sum{s in 1..S}Zexp[n,s]<=pspexpx[n];

### Energie Constraints ###
## Energiebilanz ##
        Energie {n in 1..N}:
                E[n]=sum {i in I,p in P,s in 1..S} (Zn[i,n,s]*T[s]+Ze[p,n,s]*T[s]);

## Energie die ein Wasserkraftwerk in n erzeugt ##
# existierende #
        Energie_L {n in 1..N,l in L}:
                sum {s in 1..S} Zl[l,n,s]*T[s] <= avl1[l,n];
        Energie_SP {n in 1..N,sp in SP}:
                sum {s in 1..S-tsp1} Zsp[sp,n,s]*T[s] <= avsp1[sp,n];
        Energie_PS {n in 1..N, ps in PS}:
                sum {s in 1..S-tsp1} Zps[ps,n,s]*T[s] = Evps[ps,n];
# neue #
        Energie_JG {n in 1..N,jg in JG}:
                sum {s in 1..S} Zjg[jg,n,s]*T[s] <= avjg1[jg,n];
        Energie_JK {n in 1..N,jk in JK}:
                sum {s in 1..S} Zjk[jk,n,s]*T[s] <= avjk1[jk,n];
        Energie_M {n in 1..N,m in M}:
                sum {s in 1..S-tsp1} Zm[m,n,s]*T[s] <= avm1[m,n];
        Energie_O {n in 1..N,o in O}:
```

```
                sum {s in 1..S-tsp1} Zo[o,n,s]*T[s] = Evo[o,n];


## aufzubringende zusaetzliche Leistung zum fuellen der Oberwasserbecken ##
                Pumpen_PS{ps in PS,n in 1..N}:
                        sum {s in 1..S} if s<tsp then 0
                                                                else
Zpsp[ps,n,s]*T[s]*etaprozps[ps]/100= Evps[ps,n];
                Pumpen_O{o in O,n in 1..N}:
                        sum {s in 1..S} if s<tsp then 0
                                                                else
Zop[o,n,s]*T[s]*etaprozo[o]/100 = Evo[o,n];
                Zus_Leistung{n in 1..N,s in 1..S}:
                        dp[n,s]= if s<tsp then 0
                                                        else(sum{ps in
PS}Evps[ps,n]+sum{o in O}Evo[o,n])/T[s];
## Energie der Windanlagen in n##
# existierende #
        Energie_wgrenz {w in W,n in 1..N}:
                sum{s in 1..S} Zw[w,n,s]*T[s] = Ew[w,n];
# neue #
        Energie_vgrenz {v in V,n in 1..N}:
                sum{s in 1..S} Zv[v,n,s]*T[s] = Evv[v,n];

## Energie die eine Photovoltaikanlage in n erzeugt ##
        Energie_rgrenz {r in R,n in 1..N}:
                sum{s in 1..S}Zr[r,n,s]*T[s] = Evr[r,n];

## Energie die eine Brennstoffzelle in n erzeugt ##
        Energie_bgrenz {q in Q,n in 1..N}:
                sum{s in 1..S}Zq[q,n,s]*T[s] = Eq[q,n];

## Einhaltung der Mindesterzeugung aus erneuerbaren ##
        Energie_minErn {n in 1..N}:
                sum{q in Q}Eq[q,n] + sum{r in R}Evr[r,n] + sum{v in V}Evv[v,n]
                + sum{w in W}Ew[w,n] + sum{jk in JK} avjk1[jk,n] >= Een[n];

## Import/Export ##
                Energie_import {n in 1..N}:
                        sum{s in 1..S} Zimp[n,s]*T[s] = Eimp[n];
                Energie_export {n in 1..N}:
                        sum{s in 1..S} Zexp[n,s]*T[s] = Eexp[n];

## tatsaechliche Energie vom/zum Spotmarkt ##
        Energie_spotimp {n in 1..N}:
                sum{s in 1..S} Zspimp[n,s]*T[s]= Espimp[n];

        Energie_spotexp {n in 1..N}:
                sum{s in 1..S} Zspexp[n,n]*T[s]= Espexp[n];

        Energie1_spotimp {n in 1..N}:
```

```
            sum{s in 1..S}Espimp1[n,s] = Espimp[n];

        Energie1_spotexp {n in 1..N}:
            sum{s in 1..S}Espexp1[n,s] = Espexp[n];

### Speicherbedingungen ###
## Speicherkraftwerke ##
# existierende #
        Speicher_Asp{sp in SP,n in 1..N,s in 1..S}:
            vsp[sp,n,s] = if (n=1 and s=1) then vsp0[sp]-qsp[sp,n,s]*kkv[s]
                    else if (n>=1 and s>1) then vsp[sp,n,s-1]-qsp[sp,n,s]*kkv[s];

        Bilanz_Durchsp{sp in SP,n in 1..N,s in 1..S}:
            qsp[sp,n,s] = if s<=tsp then qspt[sp,n,s]-qzusp[sp,n,s]
                                    else -qzusp[sp,n,s];

        Sp_BedSP:
            sum{sp in SP,n in 1..N,s in 1..S}(qsp[sp,n,s]*T[s]) = 0;

# neue #
        Speicher_Am{m in M,n in 1..N,s in 1..S}:
            vm[m,n,s] = if (n=1 and s=1) then vm0[m]-qm[m,n,s]*kkv[s]
                    else if (n>=1 and s>1) then vm[m,n,s-1]-qm[m,n,s]*kkv[s];

        Bilanz_Durchm{m in M,n in 1..N,s in 1..S}:
            qm[m,n,s] = if s<=tsp then qmt[m,n,s]-qzum[m,n,s]
                                    else -qzum[m,n,s];

        Sp_Bedm:
            sum{m in M,n in 1..N,s in 1..S}(qm[m,n,s]*T[s]) = 0;

## Pumpspeicherkraftwerke ##
/* Der hydrodynamische Verbundbetrieb wird nicht im Modell beruecksichtigt */
/* da dies noch eine zusaetzliche Reserve darstellt. Man koennte daher auch */
/* die vorgesehene Reserve zur Spitzenlast reduzieren. */
# existierende #
        Speicher_Aps{ps in PS,n in 1..N,s in 1..S}:
            vps[ps,n,s] = if (n=1 and s=1) then vps0[ps]-qps[ps,n,s]*kkv[s]
                    else if (n>=1 and s>1) then vps[ps,n,s-1]-qps[ps,n,s]*kkv[s];

        Bilanz_Durchps{ps in PS,n in 1..N,s in 1..S}:
            qps[ps,n,s] = if s<=tsp then qpst[ps,n,s]-qzups[ps,n,s]
                                    else -qpst[ps,n,s]-qzups[ps,n,s];

        Sp_Bedps:
            sum{ps in PS,n in 1..N,s in 1..S}(qps[ps,n,s]*T[s]) = 0;

# neue #
        Speicher_Ao{o in O,n in 1..N,s in 1..S}:
            vo[o,n,s] = if (n=1 and s=1) then vo0[o]-qo[o,n,s]*kkv[s]
                    else if (n>=1 and s>1) then vo[o,n,s-1]-qo[o,n,s]*kkv[s];
```

```
        Bilanz_Durcho{o in O,n in 1..N,s in 1..S}:
                qo[o,n,s] = if s<=tsp then qot[o,n,s]-qzuo[o,n,s]
                                      else -qot[o,n,s]-qzuo[o,n,s];

        Sp_Bedo:
                sum{o in O,n in 1..N,s in 1..S}(qo[o,n,s]*T[s]) = 0;

### Kostenberechnung ###
## Betriebskosten ##
# existierende #
        KB_ex_P {n in 1..N}:
                Kbp[n] = sum {p in P ,s in 1..S} dbke[p,n,s]*Ze[p,n,s];
        KB_ex_L {n in 1..N}:
                Kbl[n] = sum {l in L ,s in 1..S} dbkl[l,n,s]*Zl[l,n,s];
        KB_ex_W {n in 1..N}:
                Kbw[n] = sum {w in W,s in 1..S} dbkw[w,n,s]*Zw[w,n,s];
        KB_ex_SP {n in 1..N}:
                Kbsp[n] = sum {sp in SP ,s in 1..S} dbksp[sp,n,s]*Zsp[sp,n,s];
        KB_ex_PS {n in 1..N}:
                Kbps[n] = sum {ps in PS ,s in 1..S} dbkps[ps,n,s]*Zps[ps,n,s];
        KB_ex_PSP {n in 1..N}:
                Kbpsp[n] = sum {ps in PS ,s in 1..S} dbkps[ps,n,s]*Zpsp[ps,n,s];
        KB_ex_SO {n in 1..N}:
                Kbso[n] = sum {so in SO ,s in 1..S} dbkso[so,n,s]*Zso[so,n,s];
        Betriebskosten_ex {n in 1..N}:
                Kbeg[n] = Kbp[n]+Kbl[n]+Kbw[n]+Kbsp[n]+Kbps[n]+Kbpsp[n]+Kbso[n];

# neue #
        KB_n_I {n in 1..N}:
                Kbni[n] = if n=1 then 0 else sum {i in I, s in 1..S} dbkn[i,n,s]*Zn[i,n,s];
        KB_n_IK {n in 1..N}:
                Kbnik[n] = if n=1 then 0 else sum {ik in IK, s in 1..S}
dbkik[ik,n,s]*Zik[ik,n,s];
        KB_n_JG {n in 1..N}:
                Kbnjg[n] = if n=1 then 0 else sum {jg in JG, s in 1..S}
dbkjg[jg,n,s]*Zjg[jg,n,s];
        KB_n_JK {n in 1..N}:
                Kbnjk[n] = if n=1 then 0 else sum {jk in JK, s in 1..S}
dbkjk[jk,n,s]*Zjk[jk,n,s];
        KB_n_M {n in 1..N}:
                Kbnm[n] = if n=1 then 0 else sum {m in M, s in 1..S}
dbkm[m,n,s]*Zm[m,n,s];
        KB_n_O {n in 1..N}:
                Kbno[n] = if n=1 then 0 else sum {o in O, s in 1..S}
dbko[o,n,s]*Zo[o,n,s];
        KB_n_Q {n in 1..N}:
                Kbnq[n] = if n=1 then 0 else sum {q in Q, s in 1..S}
dbkq[q,n,s]*Zq[q,n,s];
        KB_n_R {n in 1..N}:
                Kbnr[n] = if n=1 then 0 else sum {r in R, s in 1..S} dbkr[r,n,s]*Zr[r,n,s];
```

```
        KB_n_V {n in 1..N}:
                Kbnv[n] = if n=1 then 0 else sum {v in V, s in 1..S}
dbkv[v,n,s]*Zv[v,n,s];
        Betriebskosten_neu {n in 1..N}:
                Kbng[n] =
Kbni[n]+Kbnik[n]+Kbnjg[n]+Kbnjk[n]+Kbnm[n]+Kbno[n]+Kbnq[n]+Kbnr[n]+Kbnv[n];
# Betriebskosten gesamt #
        KB_ges:
                Kb = sum {n in 1..N} Kbeg[n] + sum {n in 1..N} Kbng[n];
## Investitionskosten ##
        KI_n_I {n in 1..N}:
                Kii[n] = if n=1 then 0 else sum {i in I, s in 1..S} dikn[i,n,s]*xn[i,n];
        KI_n_IK {n in 1..N}:
                Kiik[n] = if n=1 then 0 else sum {ik in IK, s in 1..S} dikik[ik,n,s]*xik[ik,n];
        KI_n_JG {n in 1..N}:
                Kijg[n] = if n=1 then 0 else sum {jg in JG, s in 1..S}
dikjg[jg,n,s]*xjg[jg,n];
        KI_n_JK {n in 1..N}:
                Kijk[n] = if n=1 then 0 else sum {jk in JK, s in 1..S} dikjk[jk,n,s]*xjk[jk,n];
        KI_n_M {n in 1..N}:
                Kim[n] = if n=1 then 0 else sum {m in M, s in 1..S}
dikm[m,n,s]*xm[m,n];
        KI_n_O {n in 1..N}:
                Kio[n] = if n=1 then 0 else sum {o in O, s in 1..S} diko[o,n,s]*xo[o,n];
        KI_n_Q {n in 1..N}:
                Kiq[n] = if n=1 then 0 else sum {q in Q, s in 1..S} dikq[q,n,s]*xq[q,n];
        KI_n_R {n in 1..N}:
                Kir[n] = if n=1 then 0 else sum {r in R, s in 1..S} dikr[r,n,s]*xr[r,n];
        KI_n_V {n in 1..N}:
                Kiv[n] = if n=1 then 0 else sum {v in V, s in 1..S} dikv[v,n,s]*xv[v,n];
         Investitionskosten_neu {n in 1..N}:
                Kig[n]
=Kii[n]+Kiik[n]+Kijg[n]+Kijk[n]+Kim[n]+Kio[n]+Kiq[n]+Kir[n]+Kiv[n];

## Investitionskosten gesamt ##
        KI_ges:
                Ki=sum{n in 1..N} Kig[n];

## Kosten Spotmarkt ##
        K_Spotimp:
                Kspotimp=sum {n in 1..N,s in 1..S}Espimp1[n,s]*kspot[n,s];
        K_Spotexp:
                Kspotexp=sum {n in 1..N,s in 1..S}Espexp1[n,s]*kspot[n,s];
### Limits ###
## existierende ##
        Betriebsanzahlp {n in 1..N, p in P}:
                xe[p,n] <= xemax1[p,n];
        Betriebsanzahll {n in 1..N, l in L}:
                xl[l,n] <= xlmax1[l,n];
        Betriebsanzahlw {n in 1..N, w in W}:
                xw[w,n] <= xwmax1[w,n];
```

```
        Betriebsanzahlsp {n in 1..N, sp in SP}:
                xsp[sp,n] <= xspmax1[sp,n];
        Betriebsanzahlps {n in 1..N, ps in PS}:
                xps[ps,n] <= xpsmax1[ps,n];
        Betriebsanzahlso {n in 1..N, so in SO}:
                xso[so,n] <= xemax1[so,n];

## neue ##
        Betriebsanzahln {j in 1..N, i in I}:
                xn[i,j]<= xnmax1[i,j];
        Betriebsanzahlik {j in 1..N, ik in IK}:
                xik[ik,j]<= xikmax1[ik,j];
        Betriebsanzahljg {j in 1..N, jg in JG}:
                xjg[jg,j]<= xjgmax1[jg,j];
        Betriebsanzahljk {j in 1..N, jk in JK}:
                xjk[jk,j]<= xjkmax1[jk,j];
        Betriebsanzahlm {j in 1..N, m in M}:
                xm[m,j]<= xmmax1[m,j];
        Betriebsanzahlo {j in 1..N, o in O}:
                xo[o,j]<= xomax1[o,j];
        Betriebsanzahlq {j in 1..N, q in Q}:
                xq[q,j]<= xqmax1[q,j];
        Betriebsanzahlr {j in 1..N, r in R}:
                xr[r,j]<= xrmax1[r,j];
        Betriebsanzahlv {j in 1..N, v in V}:
                xv[v,j]<= xvmax1[v,j];

## Spotmarkt ##
        Import_limit {n in 1..N}:
                Espimpx[n]>=Espimp[n]>=Espimpn[n];
        Export_limit {n in 1..N}:
                Espexpx[n]>=Espexp[n]>=Espexpn[n];

## Speicher ##
        Volumen_sp{sp in SP,n in 1..N, s in 1..S}:
                vsp0[sp]>=vsp[sp,n,s]>=0;
        Durchfluss_sp{sp in SP,n in 1..N, s in 1..S}:
                qsp0[sp]>=qsp[sp,n,s]>=0;
        Durchfluss1_sp{sp in SP,n in 1..N,s in 1..S}:
                qsp0[sp]>=qspt[sp,n,s]>=0;
        Zufluss_sp{sp in SP,n in 1..N,s in 1..S}:
                qzusp0[sp]>=qzusp[sp,n,s]>=0;

        Volumen_ps{ps in PS,n in 1..N, s in 1..S}:
                vps0[ps]>=vps[ps,n,s]>=0;
        Durchfluss_ps{ps in PS,n in 1..N, s in 1..S}:
                qps0[ps]>=qps[ps,n,s]>=0;
        Durchfluss1_ps{ps in PS,n in 1..N,s in 1..S}:
                qps0[ps]>=qpst[ps,n,s]>=0;
        Zufluss_ps{ps in PS,n in 1..N,s in 1..S}:
                qzups0[ps]>=qzups[ps,n,s]>=0;
```

```
        Volumen_m{m in M,n in 1..N, s in 1..S}:
                vm0[m]>=vm[m,n,s]>=0;
        Durchfluss_m{m in M,n in 1..N, s in 1..S}:
                qm0[m]>=qm[m,n,s]>=0;
        Durchfluss1_m{m in M,n in 1..N,s in 1..S}:
                qm0[m]>=qmt[m,n,s]>=0;
        Zufluss_m{m in M,n in 1..N,s in 1..S}:
                qzum0[m]>=qzum[m,n,s]>=0;

        Volumen_o{o in O,n in 1..N, s in 1..S}:
                vo0[o]>=vo[o,n,s]>=0;
        Durchfluss_o{o in O,n in 1..N, s in 1..S}:
                qo0[o]>=qo[o,n,s]>=0;
        Durchfluss1_o{o in O,n in 1..N,s in 1..S}:
                qo0[o]>=qot[o,n,s]>=0;
        Zufluss_o{o in O,n in 1..N,s in 1..S}:
                qzuo0[o]>=qzuo[o,n,s]>=0;

end;
```

13 Curriculum Vitae

Dipl.-Ing. Thomas Karl Schuster
07.10.1971 in Wien.
Vater: Siegfried Schuster, Beamter i.R.
Mutter: Rosa Schuster, Angestellte i.P.
Staatsbürgerschaft Österreich

Juni 1991	Matura an der HTL Wien 10, Abteilung Elektrotechnik
Oktober 1991	Beginn des Studiums der Elektrotechnik an der Technischen Universität Wien
Februar 1998	Abschluss des Studiums der Elektrotechnik, Studienzweig Energie- und Antriebstechnik
Mai 1998	Sachbearbeiter für Energiefragen bei der Sozialdemokratischen Partei Österreich
September 1998	Planung und Bauleiter für Elektroinstallationen von Großbauten bei Firma Schneck, Elektrotechnik- und Elektroinstallationsunternehmen
März 1999	Beginn des Dienstverhältnisses bei den Wiener Stadtwerken – Wienstrom als halbtags beschäftigter Vertragsbediensteter im Referat Netzplanung und Sonderaufgaben im Geschäftsfeld Verteilnetze
Oktober 1999	Erster Referent der Netzplanung der Wiener Stadtwerke – Wienstrom
Juni 2000	Stellvertretender Leiter des Arbeitskreises IDA , einer innerbetrieblichen Matrix-Projektgruppe zur Verbesserung der Informations-, Dokumentations- und Analyseprozesse
Juli 2000	Produktionsleiter des HOTGIS-Projektes, ein in den Wiener Stadtwerken Holding AG konzernübergreifenden Geografischen Informationssystem-Projektes (Wienstrom und Wiengas)
August 2001	Stellvertretender Leiter der Abteilung Standardisierung, Normierung und Datenorganisation (Verteilnetzmanagement) im Geschäftsfeld Netz der WIEN ENERGIE - WIENSTROM GmbH
Oktober 2005	Stellvertretender Leiter der Abteilung Verteilnetzmanagement bei der WIEN ENERGIE – STROMNETZ GmbH

Österreichischer Delegierter zum Internationalen Elektrotechnischen Komitee, Technisches Komitee 8 (IEC TC8) und Leiter der Arbeitsgruppe 3, „Characteristics of energy supplied“

Vorträge auf internationalen Konferenzen zu den Themen Geografische Informationssysteme und Verteilnetzmanagement

Vorsitzender des Arbeitskreises Energie der Österreichischen Physikalischen Gesellschaft

ledig
wohnhaft in 1150 Wien, Nobilegasse 28/3/2-3