



Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Modellentwicklung zur Kraftwerksparkoptimierung mit Hilfe von Evolutionstrategien

Hans Roth

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Prüfer der Dissertation:

1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
2. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Johannes Verstege,
Bergische Universität Wuppertal

Die Dissertation wurde am 12.06.2008 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 17.09.2008 angenommen.

Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit beschreibt ein auf Evolutionsstrategien basierendes Modell zur Kraftwerksausbauoptimierung. Dabei wird die Optimierungsaufgabe in die Bereiche Zubau und Einsatz geteilt. Der Zubau wird mit Hilfe von Mutationen optimiert, während der Kraftwerkseinsatz durch ein heuristisches Einordnen nach Merit-Order erfolgt. Als Abbild der Verbraucherlastanforderung wird die geordnete residuale Jahresdauerlinie verwendet, wodurch die Einflüsse fluktuierender Einspeisung mit ihrer Auftretenswahrscheinlichkeit berücksichtigt werden. Der bei der Modellierung der Kraftwerke eingeführte Leistungsreduktionsfaktor ermöglicht die adäquate Abbildung der Kraftwerksausfälle und der Revisionszeiten. Sowohl eine Begrenzung der jährlichen CO₂-Emissionen als auch eine vorzeitige Außerbetriebnahme von Kraftwerken ist innerhalb der Optimierung möglich.

Abstract

Within the scope of this thesis a model based on evolution strategy is depicted, which optimises the upgrade of an existing power plant mix. In doing so the optimisation problem is divided in two sections covering the building of new power plants as well as their ideal usage within the persisting power plant mix. The building of new power plants is optimised by means of mutations, while their ideal usage is specified by a heuristic classification according to the merit order of the power plant mix. By applying a residual yearly load curve the consumer load can be modelled, incorporating the impact of fluctuating power generation and its probability of occurrence. Power plant failures and the duration of revisions are adequately considered by means of a power reduction factor. The optimisation furthermore accommodates a limiting threshold for yearly carbon dioxide emissions as well as a premature decommissioning of power plants.

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München. Mein Dank gilt dem Ordinarius, Herrn Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner, für die stete Unterstützung meiner Arbeit und die Anregungen zum kritischen Hinterfragen der angewandten Methodik. Für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes bedanke ich mich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Johannes Verstege von der Bergischen Universität Wuppertal gebührt mein besonderer Dank für die konstruktiven Anregungen und die freundliche Übernahme des Koreferats.

Jede vertiefte wissenschaftliche Arbeit verlangt eine stete Reflexion der Ansätze und Methoden. Das Arbeitsumfeld und der kollegiale Umgang ist hierfür eine notwendige Voraussetzung. Allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Instituts danke ich dafür, dass ich hier ein solches Umfeld vorgefunden habe. Jede und jeder einzelne trug zum Gelingen dieser Arbeit bei. Besonders hervorzuheben ist Herr Dipl.-Ing. Philipp Kuhn, mit dem ich zahlreiche Detailfragen diskutieren konnte und der mir aus mancher Sackgasse heraus geholfen hat. Ohne seine wertvollen Diskussionsbeiträge wäre diese Arbeit nicht zu Stande gekommen.

Allen voran bedanke ich mich bei meinen Eltern, von denen ich gelernt habe, stets mit offenen Augen durch die Welt zu gehen.

München, im November 2008

Hans Roth

Inhalt

1	Einleitung.....	10
1.1	Energiewirtschaftliches Umfeld und Motivation	10
1.2	Ziel der Arbeit.....	11
1.3	Methodenkonzept und Aufbau der Arbeit.....	13
1.4	Stand der Technik, bisherige Verfahren.....	13
2	Modellierung des Kraftwerksbetriebs im Verbund	17
2.1	Methode zur kraftwerksscharfen Bestimmung der Stromerzeugung eines Kraftwerkssystems	17
2.2	Abschätzung der Ungenauigkeiten des Verfahrens.....	25
2.3	Vorgezogene Kraftwerksstilllegung / Langzeitkonservierung	31
2.4	Begrenzung der CO ₂ -Emissionen der thermischen Kraftwerke.....	35
2.5	Installierte Leistung und Kraftwerksbetrieb	40
3	Ermittlung der vorzuhaltenden Kraftwerksleistung.....	45
4	Evolutionsstrategien	50
4.1	Allgemeines.....	50
4.2	Populationsstrategie	52
4.3	Umsetzung auf ein Energiemodell	53
4.3.1	Grundsätzliches	53
4.3.2	Mutation	54
4.3.3	Einhaltung von Restriktionen	55
5	Ermittlung der residualen Last	59
5.1	Netzlastmodell	59
5.2	Residuale Last	61
6	Bestimmung der volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung	66
6.1	Anfallende Kosten bei Betrachtung über die gesamte Lebensdauer	66
6.2	Restwertproblem	67
6.3	Stromgestehungskosten.....	70
7	Aufbau des Modells, Kombination unterschiedlicher Teilmodelle	72
7.1	Initialisierung des Modells.....	73

7.2	Bestimmung der Stromerzeugung der einzelnen Kraftwerke	75
7.3	Kostenbestimmung und Selektion	76
7.4	Mutation einzelner Kraftwerksleistungen und Evolutionsfortschritt	77
7.5	Ende der Simulation und Auswertung.....	79
8	Rahmenbedingungen für Szenarien	80
8.1	Ausgangsbasis.....	80
8.1.1	Kraftwerksbestand	80
8.1.2	Kernenergieausstieg.....	81
8.1.3	Technologische Entwicklung der Kraftwerkstechnik	82
8.1.4	Zusammenfassung der technischen und ökonomischen Parameter von Kraftwerksneubauten	85
8.2	Prognosen.....	88
8.2.1	Prognose der Brennstoffkosten	88
8.2.2	Prognose des Strombedarfs	89
8.2.3	Prognostizierte Entwicklung der nicht disponiblen Einspeisung.....	90
8.2.4	Prognostizierte Entwicklung der Zertifikatspreise.....	95
8.3	Grundlegende Rahmenbedingungen für die Simulation	96
8.3.1	Jährliche Zubaugrenzen.....	96
8.3.2	Begrenzung der Verstromung aus Braunkohle	97
8.3.3	Versorgungssicherheit.....	97
9	Beispielrechnungen	98
9.1	Vergleich unterschiedlicher Startlösungen.....	98
9.1.1	Startlösungen	99
9.1.2	Entwicklung nach 100 Generationen	100
9.1.3	Entwicklung nach 3 000 und 30 000 Generationen	100
9.2	Szenarien mit Vorgabe des Zertifikatspreises.....	102
9.2.1	Standardszenario	103
9.2.2	Höhere Brennstoffpreise	104
9.2.3	Höhere Investitionskosten.....	106
9.2.4	Zusammenfassender Vergleich der Szenarien mit Vorgabe des Zertifikatspreises	107

9.3	Szenarien mit Begrenzung der jährlichen Emissionen.....	109
9.3.1	Standardszenario.....	110
9.3.2	Höhere Brennstoffpreise.....	112
9.3.3	Höhere Investitionskosten	114
9.3.4	Zusammenfassender Vergleich der Szenarien mit Emissionsbegrenzung	115
9.4	Auswirkungen vorgezogener Kraftwerkserneuerung	117
10	Zusammenfassung und Ausblick.....	119
11	Literatur.....	123

1 Einleitung

1.1 Energiewirtschaftliches Umfeld und Motivation

Die Energiewirtschaft befindet sich weltweit in einer Situation großer Herausforderungen. Der Energiehunger der Schwellenländer Indien und China führt zu einer Erhöhung der Rohstoffpreise und hier besonders der Preise fossiler Brennstoffe. Zeitgleich ist die weltpolitische Sicherheitslage deutlich angespannt, vor allem in den Ländern mit großen Öl- und Gasvorkommen. In die öffentliche Diskussion treten die Frage nach der künftigen Energieversorgung und deren essentielle Bedeutung für den weiteren Wohlstand.

Während in den 70er und 80er Jahren des vergangenen Jahrhunderts das Thema der Umweltverschmutzung und deren Folgen wie saurer Regen, Smog und Ozon im Vordergrund standen, fällt der Blick heute auf das Treibhausgas Kohlendioxid, welches durch die Nutzung fossiler Energieträger in großen Maßen vom Menschen freigesetzt wird. Diese Freisetzung geschieht deutlich schneller als die Natur imstande ist, es wieder zu binden. Der postulierte Zusammenhang zwischen anthropogenen CO₂-Emissionen und dem zu beobachtenden Klimawandel zwingt die politischen Akteure zum Eingreifen. Da in den meisten Industrieländern die Stromerzeugung zu den Hauptemittenten von CO₂ gehört, und da die Verfügbarkeit von elektrischem Strom zu den wesentlichen Standortfaktoren moderner Industrienationen zählt, ist sie von CO₂-Reduktionszwängen besonders betroffen. In Deutschland basiert die Stromerzeugung nach wie vor zu einem großen Teil auf Stein- und Braunkohle. Diese Energieträger sind kostengünstig, z. T. im eigenen Land verfügbar oder aus politisch stabilen Weltregionen zu beziehen. Der große Nachteil der Kohle ist aber in den hohen spezifischen Emissionen zu sehen. Daher sind heutige Weichenstellungen für die Stromversorgung der Zukunft besonders wichtig.

Gleichzeitig befindet sich die Energiewirtschaft in Deutschland und Europa in der Umbruchsituation in Folge der Liberalisierung. Energieversorgungsunternehmen können sich nicht mehr auf Gebietsmonopole verlassen, welche die Planungen nach anderen Kriterien als heute zuließen. Standen früher Themen wie Versorgungszuverlässigkeit, technischer Vorsprung und Beschäftigungseffekte im Vordergrund, so ist heute die Wirtschaftlichkeit für das Bestehen im Wettbewerbsmarkt dominant.

Die Liberalisierung der Energiewirtschaft ist jedoch ein langwieriger Prozess, da Investitionen und deren Auswirkungen in der Stromwirtschaft sehr lange Zeiträume umfassen und die vorhandene Struktur in erster Linie aus der Zeit der Monopole stammt.

Um den Herausforderungen des Klimawandels gewachsen zu sein, werden Regenerative Energien und Kraft-Wärme-Kopplung in unterschiedlicher Weise staatlich gefördert. An dieser Stelle ist in erster Linie die Windenergie zu nennen, die in Deutschland in den letzten Jahren eine außerordentliche Entwicklung erlebt hat. Mittlerweile ist die Windenergie noch vor der Wasserkraft die bedeutendste Regenerative Energiequelle für die Stromerzeugung in

Deutschland. Durch Anlagen mit größerer Nennleistung und die Nutzung von Gebieten vor den Küsten (Offshore) können weitere Potentiale erschlossen werden. Diese Entwicklung führt dazu, dass konventionelle thermische Großkraftwerke in Zukunft immer weniger Strom erzeugen können, da der Strombedarf weniger stark anwachsen wird als die Einspeisung aus Regenerativen Quellen und der Kraft-Wärme-Kopplung. Das heißt, dass trotz Wettbewerb und Liberalisierung auf dem Energiemarkt der Anteil von staatlicher kontrollierter Stromerzeugung wächst. Auch der politisch vorgeschriebene Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie ist in diesem Licht zu sehen.

Diese veränderten Rahmenbedingungen führen zu neuen Anforderungen an Planungsinstrumente zum Kraftwerksausbau im Vergleich zu früheren Zeiten. So spielte z. B. fluktuierende Einspeisung ins Stromnetz bis Anfang der 1990er Jahre nahezu keine Rolle, so dass diese bei Ausbauplanungen auch nicht weiter beachtet wurde.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit einem ganzheitlichen Planungs- und Optimierungsmodell des Kraftwerkszubaues. Die Anwendung einer Evolutionsstrategie bietet hierbei vielversprechende Möglichkeiten der Modellierung. Durch die rasche Entwicklung der Rechenleistung herkömmlicher PCs eröffnet sich seit einigen Jahren die Chance, auch komplexe numerische Verfahren einfach umzusetzen. Die anschauliche Funktionsweise von Evolutionsstrategien macht diese besonders für ingenieurwissenschaftliche Fragestellungen interessant. Ein bedeutender Vorteil ist hierbei die Kombinierbarkeit der numerischen Methode der Evolutionsstrategien mit anderen Simulations- und Optimierungsmethoden. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Gesamtaufgabe in mehrere Teilprobleme zerlegt. Zur Lösung der einzelnen Teilprobleme kommen mathematische und heuristische Verfahren zur Anwendung.

1.2 Ziel der Arbeit

Energiemodelle simulieren oder optimieren die Energiebereitstellung und Wandlung, den Energietransport, die Nachfrage und Nutzung oder nur Teile daraus. Hauptsächlich wird unterschieden zwischen dem Bereich des elektrischen Stroms, der Wärmeversorgung und dem Verkehrssektor. Alle drei Bereiche überschneiden sich in unterschiedlicher Weise. Im Falle der Kraft-Wärme-Kopplung und der elektrischen Speicherheizungen wird eine Überschneidung von Strommarkt und Wärmemarkt besonders deutlich.

Die vorliegende Arbeit beschreibt ein Modell zur Optimierung des künftigen Kraftwerkszubaues basierend auf Evolutionsstrategien. Dabei wird von einem vollkommenen Markt [8] ausgegangen, was bedeutet, dass sich alle Marktteilnehmer im Rahmen der regulatorischen und gesetzlichen Bedingungen rational verhalten. Zunächst ist es notwendig, das hier vorgestellte Modell hinsichtlich seines Wirkungsbereichs zu definieren und abzugrenzen. Es wird dargelegt, welche Größen und Rahmenbedingungen dem Modell extern vorgegeben werden, und welche Größen vom Optimierungsmodell verändert werden können.

Das Modell behandelt den Bereich der Strombereitstellung auf der Kraftwerksseite. Dieser Bereich gliedert sich im Wesentlichen in den liberalisierten Strommarkt und in die gesetzlich bevorzugte Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und aus Erneuerbaren Energien. Die Unterscheidung zwischen dem freien Wettbewerbsmarkt und dem gesetzlich unterstützten Markt ist notwendig, da sie unter unterschiedlichen Voraussetzungen wirtschaften. Daher ist es nicht ohne weiteres möglich, beide in einem einzigen Modell geschlossen darzustellen.

Bei dem hier vorgestellten Modell handelt es sich um ein sogenanntes Punktmodell. D. h. alle Stromerzeugungseinheiten speisen in einem Punkt ein, an dem alle Verbraucher angeschlossen sind. Daher werden keine Netzrestriktionen berücksichtigt.

Dem Modell wird die installierte Leistung und Stromproduktion von EEG-Strom und KWK als Randbedingungen vorgegeben. Es modelliert und optimiert den freien Kraftwerksmarkt, also thermische Großkraftwerke. Diese decken die Differenz aus der Stromnachfrage und der Einspeisung von EEG und KWK-Anlagen.

Modelliert wird:

- die Höhe der vorzuhaltenden Kraftwerksleistung zur Sicherstellung eines bestimmten Zuverlässigkeitsniveaus,
- der kostenoptimale Zubau von Kraftwerkskapazität in den einzelnen Jahren des Betrachtungszeitraums,
- die Stromerzeugung der Anlagen des Kraftwerksbestandes und des Neubaus sowie die damit verbundenen Kosten und Emissionen.

Da es sich beim Kraftwerksbau um langfristige Investitionen handelt, sollte der Betrachtungszeitraum mehrere Jahrzehnte umfassen, um die Auswirkungen heutiger Entscheidungen beurteilen zu können. Innerhalb dieses Zeitraums müssen dem Modell unterschiedliche Parameter vorgegeben werden. Zu diesen zählen:

- Spezifische Kosten der Kraftwerksblöcke
- Technische Parameter neuer Kraftwerke
- Brennstoffpreisentwicklung
- Entwicklung der Leistung und der Stromproduktion aus EEG und KWK
- Entwicklung der Stromnachfrage in Form von geordneten Jahresdauerlinien

Letzterer Punkt bedeutet, dass keine Nachfrageelastizität des Stromes modelliert wird. Das heißt, die Stromnachfrage ist in jedem Fall unabhängig von den damit verbundenen Kosten zu decken. In der Realität existiert zwar ein Zusammenhang zwischen Stromkosten und Stromnachfrage, der jedoch eher langfristig zu sehen ist. Außerdem wird die Stromnachfrage von einer Vielzahl anderer Faktoren beeinflusst, so dass diese im hier vorgestellten Modell extern vorgegeben werden muss.

1.3 Methodenkonzept und Aufbau der Arbeit

Das Grundkonzept der vorliegenden Arbeit besteht in der Kombination von Evolutionsstrategien mit heuristischen Methoden. Dabei wird die Optimierungsaufgabe in zwei grundsätzliche Bereiche gegliedert: Der Kraftwerkszubau wird mit Hilfe von Evolutionsstrategien modelliert, der Kraftwerksbetrieb durch Heuristiken. Der wesentliche Vorteil dieser Vorgehensweise ist darin zu sehen, dass an die Modellierung keine besonderen mathematischen Voraussetzungen gestellt werden, wie es z. B. bei der Methode der linearen Programmierung der Fall ist. Innerhalb der Evolutionsstrategie bildet die heuristische Optimierung des Kraftwerksbetriebs den Lebensraum, in dem sich die Individuen bewähren müssen. Der von der Evolution vorgegebene Kraftwerkspark wird dabei im Rahmen der Modellannahmen mit minimalen Betriebskosten eingesetzt. Das globale Optimierungskriterium ist jedoch, den Barwert der Summe aus Betriebs- und Investitionskosten zu minimieren. Die Kraftwerksinvestitionen werden durch Vererbung und Mutation verändert. Auf diese Weise verbessert sich die Lösung von Generation zu Generation.

Die vorliegende Arbeit gliedert sich in drei Hauptabschnitte:

- In den Kapiteln 2 bis 6 werden die einzelnen Methoden und Modelle beschrieben:
 - Kapitel 2 beschreibt die Modellierung des Kraftwerksbetriebs bei einem bestehenden Kraftwerkspark.
 - Kapitel 3 zeigt die wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung der vorzuhaltenden Kraftwerksleistung.
 - Kapitel 4 beschreibt die grundsätzliche Funktionsweise von Evolutionsstrategien und deren Umsetzung auf ein Energiemodell.
 - In Kapitel 5 wird ein Modell zur Ermittlung der Netzlast vorgestellt, welches den stochastischen Charakter fluktuierender Erzeugung berücksichtigt.
 - Kapitel 6 beschäftigt sich mit der Berechnung der Kosten der Stromerzeugung. Hier wird auf das Restwertproblem bei Energiemodellen eingegangen.
- Kapitel 7 beschreibt das Zusammenwirken der unterschiedlichen Teilmodelle zum Optimierungsmodell.
- In Kapitel 8 und 9 wird die Anwendung des entwickelten Modells gezeigt.

1.4 Stand der Technik, bisherige Verfahren

Die Frage nach der optimalen Ausbaustrategie eines Stromerzeugungssystems wird bereits seit langer Zeit wissenschaftlich untersucht. Dabei unterscheidet sich die Ausgangssituation in früherer Zeit deutlich von der heutigen. Vor der Liberalisierung der Energiemärkte konnten Energieversorgungsunternehmen auf Gebietsmonopole zurückgreifen. D. h. sie hatten das alleinige Recht und die Pflicht ein bestimmtes, meist geographisch abgegrenztes Gebiet mit Strom zu versorgen. Dabei hatten sie, ähnlich wie im Fernmeldebereich die Deutsche Bun-

despost, im eigentlichen Sinn keine Kunden sondern Ab- oder Teilnehmer. Die Ausbauplanung richtete sich allein auf die Bedürfnisse ihres Versorgungsgebiets, von dem sie die Struktur der Abnehmer und der übrigen Stromerzeugungseinheiten genau kannten. Der Ausbau war häufig von einem „Investitionszwang“ durch die Vorgabe der Verbraucher getrieben [41]. Die Entscheidung zu einem Kraftwerksbau fiel nicht in erster Linie aufgrund einer renditeversprechenden Investition sondern aufgrund der Notwendigkeit der Bedarfsdeckung. Das Ziel der Minimierung der Gesamtkosten stand dabei gleichberechtigt neben anderen Zielen, wie z. B. Minimierung der Umweltbelastung und Maximierung der Versorgungssicherheit. Die Auswahl für einen bestimmten Kraftwerkstyp fiel häufig anhand des „typischen“ erwarteten Kraftwerkseinsatzes.

Durch die Liberalisierung der Energiemärkte einerseits und durch die zunehmende Integration fluktuierender Einspeisung andererseits haben sich die Planungssicherheit und die Methoden grundlegend gewandelt. Mit der Entwicklung immer leistungsfähigerer Rechnersysteme wurde es möglich, mathematische Optimierungsalgorithmen auf die Kraftwerksausbauplanung anzuwenden.

Die meisten volkswirtschaftlich integrierten Energiemodelle bzw. Verfahren zur Kraftwerksausbauplanung arbeiten nach dem Verfahren der linearen oder gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung (Beispiel: TIMES des IER Stuttgart [31], GEMS und Nachfolgemodelle am EWI Köln [10]). Grundlage hierfür ist, dass die künftige Verbraucherlast durch eine begrenzte Anzahl typischer Tage, sogenannter Typtage, die selbst in Zeitsegmente von 15 Minuten bis zu wenigen Stunden unterteilt sind, abgebildet wird. Für diese Typtage wird nun eine möglichst exakte, d. h. optimale Investitions- und Einsatzplanung erstellt und dann auf den Betrachtungszeitraum hochgerechnet. Die Beschränkung auf Typtage ist aufgrund von Restriktionen der Rechenzeit zur Lösung der linearen Programmierung notwendig. Ebenso wird der künftige Zeitraum meist anhand von einzelnen Stützjahren zusammengefasst. Die Schwierigkeit liegt in der Wahl und Gewichtung der Typtage, die möglichst repräsentativ sein sollen. Durch die starke tägliche und wöchentliche Periodizität der elektrischen Verbraucherlast, die von saisonalen Einflüssen überlagert wird, ist eine solche Reduktion auf Typtage ohne nennenswerten Genauigkeitsverlust möglich. Dies trifft jedoch nur für die Verbraucherlast zu. Der Kraftwerkspark hat die Aufgabe, die Verbraucherlast kostenminimal zu decken. In jüngerer Zeit übernehmen in verstärktem Maße dargebotsabhängige Stromerzeugungseinheiten einen Teil der Lastdeckung. Hier ist in erster Linie die für Deutschland besonders bedeutende Windenergie zu nennen. Steuerbare Kraftwerkseinheiten, auf deren Ausbau sich die meisten Planungsmodelle beziehen, können daher nur noch die Differenz aus der Verbraucherlast und der vorrangig ins Netz eingespeisten Erzeugung (EEG und KWK) decken. Der stochastische Charakter der Windenergie lässt sich nicht mehr adäquat mit einer begrenzten Zahl von Typtagen abbilden. Eine Reduktion auf den Erwartungswert der Einspeisung aus fluktuierenden Quellen kann deren Leistungsverfügbarkeit nicht berücksichtigen. Außerdem führt dies zu einer Verfälschung der Ergebnisse, da somit Windkraftanlagen wie Grundlastkraftwerke behandelt werden.

Krämer [18] beschreibt ein lineares Optimierungsmodell, welches ein Jahr in Stundenauflösung simuliert, womit die residuale Last gedeckt wird. Dabei werden bestehende Kraftwerkstypen und neue berücksichtigt, so dass insgesamt zehn Kraftwerke simuliert werden. Die neuen Kraftwerke werden optimal eingesetzt, die Investitionskosten richten sich nach der maximal innerhalb des Simulationszeitraums eingesetzten Leistung. Dabei wird ein zusammenhängendes Jahr optimiert, jedoch keine Aneinanderreichung mehrerer Jahre. Die Verfügbarkeit der Kraftwerke wird berücksichtigt, indem jedem Kraftwerkstyp eine maximale Ausnutzungsdauer zugewiesen wird. Diese ist bei allen thermischen Kraftwerkstypen gleich. Diese maximale Ausnutzungsdauer wird der linearen Optimierung als Randbedingung vorgegeben. Dies führt bei Kraftwerken, welche nicht in der Grundlast eingesetzt werden, dazu, dass sie im Modell nur dann ausfallen oder in Revision sein können, wenn sie ohnehin nicht gebraucht werden, was nicht der Realität entspricht.

Das Modell berücksichtigt Anfahrtskosten, geht jedoch davon aus, dass jeder Anfahrtsvorgang ein Kaltstart ist. Dies führt in den Ergebnissen dazu, dass bei hohem Windstromanteil Braunkohlekraftwerke kaum mehr benutzt werden können. Ein weiterer methodischer Nachteil ist, dass keine Veränderung der Stromnachfrage über mehrere Jahre und damit auch keine Veränderung der Ausnutzungsdauern der Kraftwerke über ihrer Lebensdauer berücksichtigt werden kann.

Haase [15] beschreibt in seiner Dissertation u. a. ein Modell zur Kraftwerksparkentwicklung mit Hilfe linearer Programmierung. Hierbei werden zusätzlich einzelne Netzknoten berücksichtigt. Die Lastanforderung wird mit Hilfe von zwölf Typtagen modelliert, welche auf ein Jahr hochgerechnet werden. Der bestehende Kraftwerkspark wird, mit Ausnahme der Kernenergie und der Wasserkraft, nicht berücksichtigt. Damit ist es auch nicht möglich, eine zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks abzubilden. Aus Gründen der Vereinfachung werden Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke zu einem Kraftwerkstyp zusammengefasst. Mit Hilfe der Typtage wird versucht, repräsentative Lastsituationen und unterschiedliche Windsituationen abzubilden.

Gerade der stochastische Charakter der Windenergie ist ein entscheidender Nachteil der Modellierung mittels Typtagen. Unterschiedliche Versuche werden unternommen, um diesem Problem zu begegnen. Hier ist die sogenannte stochastische Programmierung zu nennen, welche unterschiedliche Eintreffenswahrscheinlichkeiten berücksichtigen kann. Mit der Erhöhung der zur Verfügung stehenden Rechnerleistungen können Erfolge erzielt werden.

Das im Rahmen dieser Arbeit vorgestellte Modell umgeht die Problematik der Typtage indem als Grundlage für den Kraftwerkseinsatz und die Kraftwerksinvestitionen die gesamte geordnete Jahresdauerlinie verwendet wird. Die genaue Beschreibung findet sich in Kapitel 5.

Der Vorteil der Anwendung von linearer Programmierung und gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung liegt in standardisierten Lösungsalgorithmen und darin, dass diese Algorithmen grundsätzlich eine optimale Lösung finden. Von Nachteil ist die Beschränkung auf

die Modellierung mit Hilfe von linearen Gleichungssystemen und die exponentielle Zunahme der Rechenzeit mit einer steigenden Anzahl von Variablen. Aufgrund dieser Einschränkungen wurde für die vorliegende Arbeit die Methode der Evolutionsstrategien gewählt.

Evolutionsstrategien werden bereits in Energiemodellen angewendet. Werner [45] beschreibt ein Modell zur Kraftwerkseinsatzplanung mit Hilfe von Evolutionsstrategien, jedoch ohne Ausbauplanung. Es ergänzt die kontinuierlichen Evolutionsstrategien um zwei binäre Operatoren, welche Schaltentscheidungen simulieren. Das Optimierungsproblem und das mathematische Lösungsverfahren werden dabei getrennt behandelt, was prinzipiell auch in der vorliegenden Arbeit geschieht.

2 Modellierung des Kraftwerksbetriebs im Verbund

2.1 Methode zur kraftwerksscharfen Bestimmung der Stromerzeugung eines Kraftwerkssystems

Die klassische Investitionsplanung stellt für eine mögliche Investition den Barwert der Summe aller erwarteten Kosten während eines Betrachtungszeitraums dem Barwert der Summe aller erwarteten Einnahmen gegenüber. Ist die Differenz der Barwerte aller Einnahmen und alle Kosten größer oder gleich Null, dann ist diese Investition rentabel. Bestehen mehrere alternative Investitionsmöglichkeiten, wird diejenige durchgeführt, bei welcher die Differenz der Barwerte der Einnahmen und Kosten maximal ist. Das Risiko bei der Schätzung aller Kosten und Einnahmen wird über die angestrebte Verzinsung abgebildet. Dies stellt die betriebswirtschaftliche Sichtweise dar.

Bei einem volkswirtschaftlichen Modell der Stromerzeugung ist jedoch nicht die Maximierung der Gewinne sondern die Minimierung des Barwerts der Kosten ausschlaggebend. Dahinter steht die Grundannahme, dass die Stromnachfrage vollkommen unelastisch gegenüber dem Strompreis ist.

In der Realität ist dies, zumindest langfristig, nicht der Fall. Kurzfristig kann jedoch beim Strom von einer nahezu unelastischen Nachfrage ausgegangen werden, da Strom weder auf Vorrat gekauft werden kann, noch bei Bedarf die benötigte Menge Strom auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden kann. Eine kostengünstigere Stromversorgung führt längerfristig zu einer Erhöhung der Stromnachfrage und umgekehrt, v. a. in den energieintensiven Branchen. Die sich hierbei ergebenden gesamtwirtschaftlichen Effekte können nur mit Hilfe von Energiemodellen abgeschätzt werden, welche alle Bereiche der Energieversorgung berücksichtigen. Ähnlich gelagert ist auch die Frage nach einer Kostenreduktion durch verbraucherseitige Effizienzsteigerung.

Für alle folgenden Überlegungen wird die zukünftige Stromnachfrage extern vorgegeben. Sie verhält sich im Modell unabhängig von der Struktur der Strombereitstellung.

Im volkswirtschaftlichen Sinne ist ein Optimum erreicht, wenn das Produkt Strombereitstellung zu minimal möglichen Kosten entsteht und gleichzeitig alle Qualitätsanforderungen an das Produkt erfüllt sind. Der Theorie nach ist dieser Zustand durch möglichst weitreichenden Wettbewerb unter den Akteuren des Strommarktes zu erreichen.

Im hier vorgestellten Modell sollen nicht der Strommarkt und die Mechanismen des Wettbewerbs nachgebildet werden, sondern die kostenoptimale Strombereitstellung von Seiten der Kraftwerke. Ob in der Realität der Wettbewerbsmarkt in der Lage ist, zu diesem Optimum zu kommen, ohne Abstriche bei der Produktqualität einzugehen, ist im wesentlichen eine Frage der gesetzlichen und regulatorischen Marktbedingungen, welche weitreichenden Wettbewerb ermöglichen sollen, ohne zu Monopolstellungen zu führen. Dabei bewegen sich

die Marktakteure im Spannungsfeld zwischen Liberalisierung und Regulierung. Den staatlichen Stellen kommt hierbei der infrastrukturelle Versorgungsauftrag zu, um den hohen volkswirtschaftlichen Wert einer zuverlässigen Stromversorgung gerecht zu werden. Auf das Problem der Bereitstellung von Langzeitreserve zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit wird später ausführlich eingegangen (siehe Kapitel 2.3).

Die Kosten der Stromerzeugung teilen sich in betriebsunabhängige und betriebsabhängige Kosten auf. Die betriebsunabhängigen Kosten sind im Wesentlichen die Anlagen-Investitionskosten, aber auch Personal-, Wartungs- und Rückbaukosten. Diese Kosten sind bei der Investitionsentscheidung mit gewissen Unsicherheiten vorherzusehen.

Die betriebsabhängigen Kosten sind in erster Linie die Brennstoffkosten und zusätzliche Betriebsmittel z. B. Schmierstoffe. Diese hängen direkt von der produzierten Strommenge ab. Daher ist die Kenntnis oder Abschätzung der von einem Kraftwerk zukünftig produzierten Strommenge zur Kostenbestimmung notwendig. Das übliche Maß ist hierbei die Ausnutzungsdauer eines Kraftwerks. Für eine gesamtwirtschaftliche Investitionsplanung reicht jedoch die Annahme von typischen Ausnutzungsdauern nicht aus, da diese keine Naturkonstanten sind. So wäre ein Braunkohlekraftwerk technisch durchaus in der Lage mit deutlich niedrigerer Ausnutzungsdauer betrieben zu werden als die üblichen 7000 bis 8000 Stunden pro Jahr, jedoch ist dann die Wirtschaftlichkeit fraglich.

Mit welcher Ausnutzungsdauer ein Kraftwerk betrieben werden kann und wie viel Strom es erzeugt, hängt davon ab, welche Menge am Markt platziert werden kann, ohne durch den Kraftwerksbetrieb zusätzliche Verluste zu machen. Solange die Grenzkosten unter dem erzielbaren Strompreis liegen, kann es Strom produzieren. Der Kraftwerkseinsatz richtet sich, wenn keine technischen Restriktionen dagegen stehen, einzig nach den betriebsbedingten Kosten. Investitionskosten spielen bei der Tagesplanung des Kraftwerkseinsatzes keine Rolle, da diese unabhängig von der erzeugten und damit verkauften Strommenge anfallen. Daher wird innerhalb einer Kraftwerksart (Braunkohle, Steinkohle, Kernenergie, Gasturbinen, Gas-und-Dampf-Kraftwerke, Heizöl usw.) die Anlage mit dem höheren Wirkungsgrad geringere Betriebskosten aufweisen, weil pro erzeugte Einheit Strom eine geringere Brennstoffmenge verbraucht wird. Zur kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung siehe auch [24]. Im Modell der vollkommenen Konkurrenz wird ein Kraftwerk mit niedrigeren spezifischen Betriebskosten eine höhere Ausnutzungsdauer erzielen als eines mit höheren Kosten. In einem Kraftwerkspark bezeichnet man die Rangliste der einzelnen Kraftwerke nach spezifischen Betriebskosten als Merit-Order.

Da es sich beim vorgestellten Modell um ein volkswirtschaftliches und nicht um ein betriebswirtschaftliches Modell handelt, bleibt beim Kraftwerkseinsatz unberücksichtigt, dass ein Kraftwerksbetreiber nicht nur die Betriebskosten für sein Kraftwerk über den Verkauf des produzierten Stroms erwirtschaften muss, sondern zusätzlich auch die Kapitalkosten. Der Erlös, den ein Kraftwerk pro erzeugte Einheit Strom erzielen muss, entspricht den spezifischen Stromgestehungskosten.

Die spezifischen Stromgestehungskosten für sich alleine sind jedoch kein Maß für den Kraftwerkseinsatz. Als Beispiel sei auf die Windenergieanlagen hingewiesen, die z. Z. deutlich höhere Stromgestehungskosten aufweisen als z. B. Braunkohlekraftwerke. Dennoch ist der Betrieb der Windenergieanlagen nahezu kostenlos, da keine Brennstoffkosten anfallen. Die hohen Stromgestehungskosten werden durch die Investitionskosten bestimmt. Wenn die Investition allerdings bereits getätigt ist, ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, die mögliche Stromproduktion aus Windenergie voll zu nutzen.

Da im hier verwendeten volkswirtschaftlichen Modell von einer unelastischen Stromnachfrage ausgegangen wird, hängt die mögliche Stromproduktion eines einzelnen Kraftwerks neben technischen Restriktionen von den eigenen spezifischen Betriebskosten und den spezifischen Betriebskosten der übrigen Kraftwerke im Kraftwerkspark ab. Mit Hilfe der Kraftwerkseinsatzoptimierung wird die zu deckende elektrische Netzlast so auf die im Kraftwerkspark verfügbaren Kraftwerke aufgeteilt, dass der Kraftwerkseinsatz zum einen technisch möglich ist und zum anderen minimale Betriebskosten aufweist.

Aufgabe einer volkswirtschaftlichen Investitionsplanung ist es daher, sowohl die Zubauentscheidung als auch daraus folgenden Kraftwerkseinsatz zu optimieren.

Die Kraftwerkseinsatzplanung für ein Verbundsystem gehört zu den mathematisch anspruchsvolleren Optimierungsproblemen, sobald technische und ökonomische Parameter der Kraftwerke detailliert modelliert werden. Dazu zählen Anfahrverhalten, lastabhängiger Wirkungsgrad, Mindestleistung und Auskühlzeiten.

Die einfachste Art der Kraftwerkseinsatzplanung besteht in der Methode des Einsatzes nach „Merit-Order“. Dabei werden so viele Kraftwerksblöcke, beginnend bei dem mit den niedrigsten spezifischen Betriebskosten, eingeschaltet, dass die anstehende Last gedeckt wird. Alle Blöcke werden mit Nennleistung betrieben, außer der letzte gerade noch benötigte. Dieser wird in Teillast betrieben, so dass die geforderte Last exakt gedeckt wird. **Bild 2-1** zeigt als Beispiel einen Tageseinsatzplan für ein Kraftwerkssystem. Die unteren fünf Blöcke laufen während des gesamten Zeitraums. Der Block Nr. 6 muss in den Stunden 3 bis 6 gedrosselt werden.

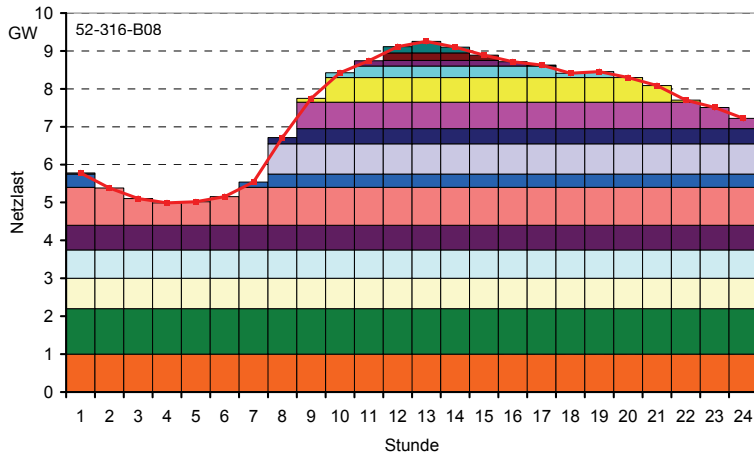


Bild 2-1 Kraftwerkseinsatz nach Merit-Order (Stundenauflösung)

Alle in der Rangfolge darüber (höhere spezifische Betriebskosten) liegenden Blöcke werden im Laufe des Tages ein- bzw. ausgeschaltet. In diesem Modell ist jedem Kraftwerksblock ein bestimmter Lastwert zugeordnet, bei dessen Überschreitung der Block zugeschaltet wird. Dabei werden eventuelle Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten ebenso vernachlässigt wie Anfahrtskosten. Auch eine Reserveleistungsplanung ist nur eingeschränkt möglich. Dennoch bietet dieses Verfahren eine erste Abschätzung eines möglichen Kraftwerkseinsatzes während eines Tages.

Ein einfacher Beweis zeigt, dass die Lastaufteilung nach Merit-Order unter den oben genannten Voraussetzungen zu minimalen Betriebskosten führt:

Annahme: In einem einzelnen Zeitabschnitt, z. B. einer Stunde, ist eine bestimmte Energiemenge zu erbringen. Diese kann in beliebig kleine Schritte oder Energieeinheiten unterteilt werden. Die Energieabgabe jedes Kraftwerks kann ebenso in diese Energieeinheiten unterteilt werden. Alle Energieeinheiten eines Kraftwerks haben identische Kosten, d. h. es besteht keine Teillastabhängigkeit. Jede Energieeinheit hat somit einen bestimmten Wert, der vom dazugehörigen Kraftwerkstyp abhängt. Die Summe der Werte aus k Elementen einer Teilmenge aus n Elementen ist dann minimal, wenn sich in der Restmenge keine Elemente mit kleinerem Wert mehr befinden.

Beweis: Aus der Teilmenge wird ein beliebiges Element entnommen und durch ein anderes Element aus der Restmenge ausgetauscht. Dabei sind zwei Fälle möglich:

1. Der Wert des Elements aus der Restmenge ist gleich dem entnommenen: Die Summe bleibt gleich.
2. Der Wert des Elements aus der Restmenge ist größer als der des entnommenen: Die Summe wird größer.

Damit ist gezeigt, dass die Summe der Werte der ursprünglichen Teilmenge minimal ist. Für die Kraftwerke heißt das, dass die Lastaufteilung nach Merit-Order kostenminimal ist, wenn Anfahrtskosten und Teillastabhängigkeit vernachlässigt werden.

Der nächste Schritt bei der Bestimmung der Stromerzeugung eines Kraftwerksparks ist die Aneinanderreihung aller Tage eines Jahres, um den Jahreseinsatz der einzelnen Kraftwerke zu bestimmen. In der Realität kann die genaue elektrische Netzlast nur wenige Tage im Voraus prognostiziert werden, da hierfür v. a. eine genaue Temperatur- und Wetterprognose ausschlaggebend ist. Der zunehmende Anteil der Stromproduktion aus Windenergieanlagen hat einen zusätzlichen Einfluss auf die resultierende Netzlast, also den Anteil, den der hydrothermische Kraftwerkspark decken muss. Bei einem derartigen Verfahren muss deshalb auf Annahmen zur Temperatur und Windstromproduktion zurückgegriffen werden.

Durch die Vernachlässigung von Anfahrkosten und Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten spielt die chronologische Abfolge der einzelnen Lastzustände bei der Lastaufteilung nach Merit-Order keine Rolle. Jede einzelne Stunde wird separat geplant, ohne die Lastzustände vor und nach der entsprechenden Stunde zu beachten. Daher kann die Abfolge der einzelnen Lastzustände ohne Auswirkungen auf das Ergebnis geändert werden. Von Vorteil ist hier die Sortierung der Lastzustände zur Jahresdauerlinie. Den Übergang vom Lastgang zur sortierten Jahresdauerlinie zeigt **Bild 2-2**:

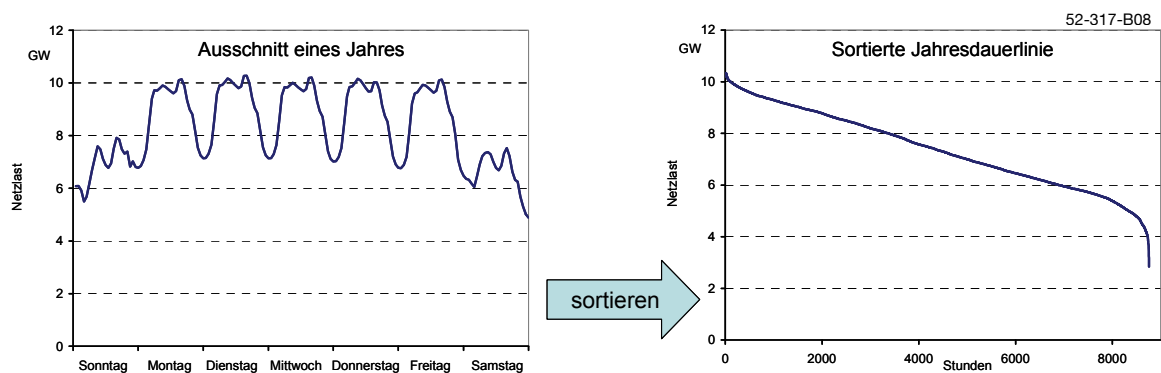


Bild 2-2 Lastgang eines Jahres und sortierte Jahresdauerlinie

Prinzipiell kann nun der Kraftwerkseinsatz nach Merit-Order genauso wie bei einem einzelnen Tag für die sortierte Jahresdauerlinie bestimmt werden. Ist der elektrische Lastverlauf eines Jahres bekannt, so kann diese Methode für jeden Tag des Jahres durchgeführt werden. **Bild 2-3** zeigt beispielhaft den sich dabei ergebenden Kraftwerkseinsatz für ein ganzes Jahr. Die Kraftwerke 1 bis 5 werden 8760 h pro Jahr, also ununterbrochen betrieben. Bei den darüber liegenden Kraftwerken ergibt sich eine entsprechend niedrigere Ausnutzungsdauer.

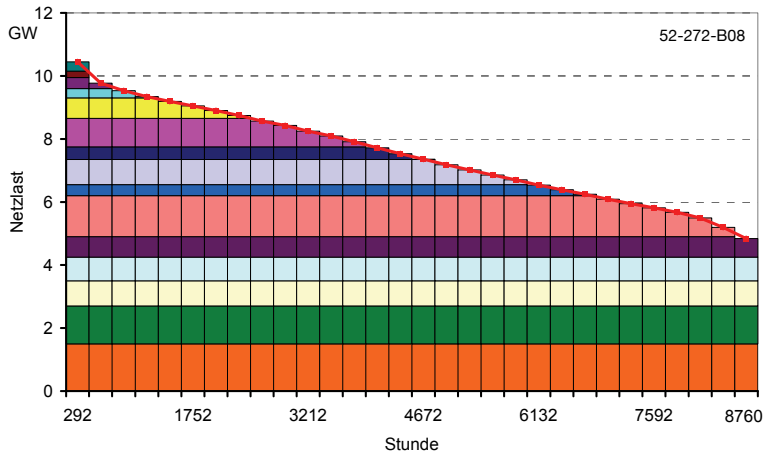


Bild 2-3 Kraftwerkseinsatz nach Merit-Order mit geordneter Jahresdauerlinie

In der Realität kann ein Kraftwerk im Allgemeinen nicht die Ausnutzungsdauer von 8760 h pro Jahr erreichen, da es sowohl ausfallen kann, als auch in mehr oder weniger regelmäßigen Abständen in Revision gehen muss. Bei der Betrachtung eines ganzen Jahres muss also berücksichtigt werden, dass Kraftwerke zeitweise nicht zur Lastdeckung zur Verfügung stehen.

Anhand von Grundlastkraftwerken lässt sich dies einfach erläutern: Von 8760 Stunden eines Jahres steht das Kraftwerk z. B. während einer vierwöchigen Revision (gleich 672 Stunden) nicht zur Verfügung. Innerhalb der restlichen 8088 Stunden kann es aufgrund unterschiedlicher Ursachen ausfallen. Im einfachsten Modell existieren dann für jedes Kraftwerk zwei mögliche Zustände, nämlich betriebsbereit oder ausgefallen. Die Ausfallwahrscheinlichkeit ist dabei wie folgt definiert:

$$W(P_{KW}) = \frac{E_A}{E_A + E_B} \quad (1)$$

Mit: $W(P_{KW})$ Wahrscheinlichkeit, dass die Leistung P_{KW} ausgefallen ist

E_A Mittlere Ausfalldauer (Instandsetzungszeit)

E_B Mittlere Betriebsdauer bis zum nächsten Ausfall

Ergibt sich zum Beispiel eine Ausfallwahrscheinlichkeit von 5 %, bedeutet dies, dass das Kraftwerk durchschnittlich in 5 % seiner vorgesehenen Betriebszeit ausgefallen ist. Im obigen Beispiel eines Grundlastkraftwerks bedeutet dies, dass das Kraftwerk in durchschnittlich 404,4 Stunden von den zur Verfügung stehenden 8088 Stunden ausgefallen ist. Damit ergibt sich eine maximale jährliche Ausnutzungsdauer von 7683,6 Stunden. Eine höhere Ausnutzungsdauer kann im langjährigen Mittel nicht erreicht werden.

Die nach der Methode der Merit-Order ermittelte Ausnutzungsdauer von 8760 Stunden wird um die Revisionszeit und die Ausfallzeit vermindert. Dies kann durch folgende Formel dargestellt werden:

$$T_A = T_A^* \cdot (1 - (W(P_{KW}))) \cdot \left(1 - \frac{T_{REVj}}{T_j}\right) \quad (2)$$

Mit:	T_A	Ausnutzungsdauer des Kraftwerks
	T_A^*	Ausnutzungsdauer nach Position in der Merit-Order
	$W(P_{KW})$	Wahrscheinlichkeit, dass die Leistung P_{KW} ausgefallen ist
	T_{REVj}	Jährliche Revisionszeit
	T_j	Dauer eines Jahres

Dabei kann der Ausdruck

$$(1 - (W(P_{KW}))) \cdot \left(1 - \frac{T_{REVj}}{T_j}\right)$$

zum Reduktionsfaktor g_{red} zusammengefasst werden und damit ist

$$T_A = T_A^* \cdot g_{red} \quad (3)$$

Angewendet auf das erste Kraftwerk in obigem Beispiel ergibt somit folgendes Bild:

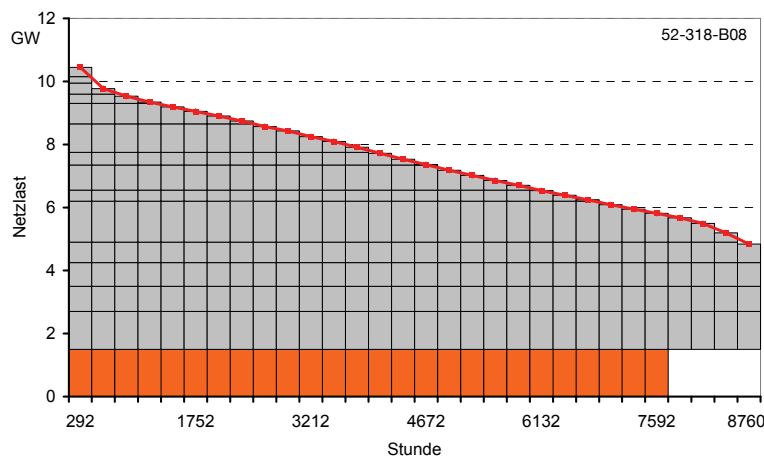


Bild 2-4 Kraftwerke unter der Jahresdauerlinie, reduzierte Ausnutzungsdauer

Wie in **Bild 2-4** zu erkennen ist, ergibt sich eine Lücke und damit ein Defizit in der erzeugten Strommenge. In der Darstellung entspricht die Fläche der erzeugten Strommenge. Dieselbe Strommenge würde sich auch ergeben, wenn nicht die Ausnutzungsdauer mit dem Reduktionsfaktor g_{red} multipliziert wird, sondern die Leistung des entsprechenden Kraftwerks P_{KW} . **Bild 2-5** zeigt das Vorgehen am Beispiel des ersten Kraftwerks in der Merit-Order. Die Lücke in der Stromerzeugung ergibt sich nun oberhalb der reduzierten Leistung des Kraftwerks $P_{KW} \cdot g_{red}$. Diese wird von den darüber liegenden Kraftwerken aufgefüllt, deren Leistungen ihrerseits mit dem individuellen Reduktionsfaktor multipliziert werden.

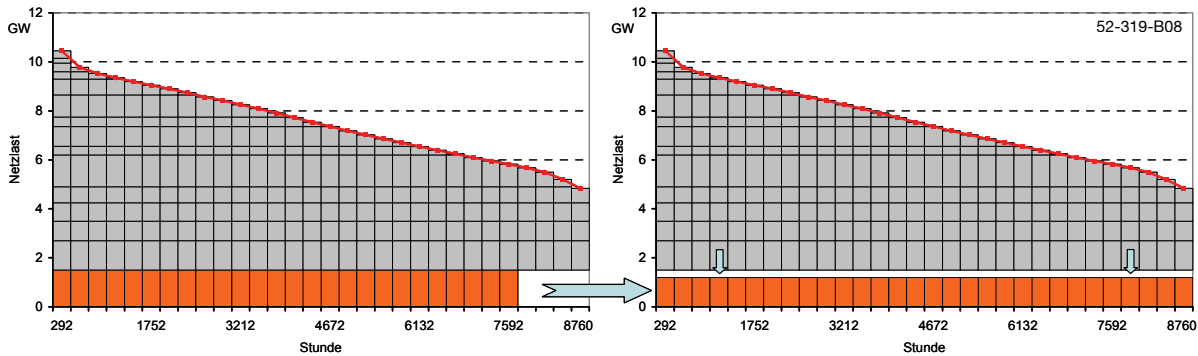


Bild 2-5 Reduktion der Leistung des ersten Kraftwerks

Hier wird offensichtlich, dass nun eine größere Zahl an Kraftwerken zur Lastdeckung notwendig ist als ohne die Berücksichtigung von Revisionen und Ausfallzeiten. In der Realität ist die Summe der installierten Leistungen der einzelnen Kraftwerke im Kraftwerkspark höher als die erwartete Höchstlast. Das Verfahren erlaubt jedoch noch keine Aussage über die zur zuverlässigen Lastdeckung notwendige installierte Kraftwerksleistung, siehe hierzu Kapitel 3.

Auf diese Weise wird die Leistung jedes Kraftwerks mit dem individuellen Reduktionsfaktor g_{red} multipliziert und mit der reduzierten Leistung nach der oben beschriebenen Methode in der Rangfolge unter die Jahresdauerlinie eingeordnet. Die tatsächliche Ausnutzungsdauer lässt sich aus Formel (2) berechnen.

Die Multiplikation der Nennleistung jedes Kraftwerks mit dem individuellen Reduktionsfaktor g_{red} setzt zwei wesentliche Punkte voraus:

1. Das Kraftwerk kann nur während seiner Betriebszeit ausfallen, nicht in den Zeiten, in denen es nicht benötigt wird. Dies leitet sich bereits aus der Definition der Ausfallwahrscheinlichkeit (1) her.
2. Revisionen finden genau in einer Zeitspanne statt, in der das Kraftwerk normalerweise durchschnittlich oft in Betrieb wäre. Bekommt zum Beispiel ein Kraftwerk die Ausnutzungsdauer 4380 Stunden (= ein halbes Jahr) zugewiesen und ist es pro Jahr vier Wochen in Revision, dann fallen genau zwei Wochen in die Betriebszeit und zwei Wochen in die Zeit ohne Betrieb. Da die elektrische Verbraucherlast eine hohe tägliche Periodizität aufweist, ist diese Annahme gerechtfertigt. Hierbei wird jedoch nicht berücksichtigt, dass sich z. B. in den Sommermonaten mit geringerer Verbraucherlast durchschnittlich mehr Kraftwerke in Revision befinden als zu Zeiten mit höherer Last. Die Revisionsplanung stellt einen eigenständigen Bereich der Optimierung dar und wird hier nicht weiter verfolgt. Gerade im Blick auf künftige Veränderungen der Jahrescharakteristik der von den Kraftwerken zu erzeugenden Leistung wird die klassische Revisionsaufteilung mehr und mehr obsolet.

Unter diesen Voraussetzungen gilt das vorgestellte Verfahren nicht nur für Grundlastkraftwerke sondern auch für Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Durch die Reduktion der individuellen Kraftwerksleistungen werden ein Teil der notwendigen Reservebreitstellung und die dabei zu erbringende Energiemenge mit modelliert, da die im Mittel erwarteten Kraftwerksausfälle berücksichtigt werden.

Der Vorteil dieses Verfahrens liegt in der schnellen Durchführbarkeit. Das Sortieren der Kraftwerksliste und Einordnen unter die Jahresdauerlinie stellt im Gegensatz zu Verfahren der linearen Optimierung nahezu kein Rechenzeitproblem dar.

2.2 Abschätzung der Ungenauigkeiten des Verfahrens

Bei allen Optimierungs- und Simulationsmodellen muss zwischen den Unsicherheiten und Ungenauigkeiten der Eingangsgrößen und den Unschärfen und Unzulänglichkeiten des Modells unterschieden werden.

Die Ungenauigkeit der Eingangsgrößen wird häufig auch als Qualität der Daten bezeichnet. Ein Beispiel dafür ist die Aussage über die Verfügbarkeit eines Kraftwerks. Wie in anderen Veröffentlichungen [5], [36],[32], [35], wird im hier verwendeten Modell auf die Angabe von

E_A Mittlere Ausfalldauer (Instandsetzungszeit)

E_B Mittlere Betriebsdauer bis zum nächsten Ausfall

zurückgegriffen. Diese Werte können nur durch die Auswertung vergangener Kraftwerksausfälle ermittelt werden und müssen für die Zukunft fortgeschrieben werden. Hierbei ist es auch möglich, Tendenzen, z. B. erwartete Verbesserungen zu berücksichtigen. Besonders bei neuen Kraftwerkstechnologien sind Aussagen über mittlere Ausfalldauern und mittlere Betriebsdauern schwierig. Dennoch müssen auch hier Annahmen getroffen werden.

Ein weiteres Beispiel ist die Prognose von Brennstoffpreisen. Das hier vorgestellte Modell benötigt die Vorgabe von Preispfaden. Diese sind jedoch mit zum Teil nicht quantifizierbaren Unsicherheiten behaftet.

Darüber hinaus unterliegen folgende Parameter Prognoseunsicherheiten:

- Technologieentwicklung
- Investitionskosten für Kraftwerke
- Kraftwerkslebensdauern
- Politische Rahmenbedingungen (Genehmigungsrechtliche Fragen)
- CO₂-Einsparziele
- Elektrische Verbraucherlast.

Auf die mathematisch genaue Behandlung von Unsicherheiten bei den Eingangsgrößen kann im Rahmen dieser Arbeit nicht eingegangen werden, wobei diese bei vielen Parametern gar nicht möglich ist. Die Auswirkungen können jedoch durch eine Parametervariation

deutlich gemacht werden. Bei der Vielzahl der Eingangsparameter komplexer Probleme muss jedoch immer eine Vorauswahl an relevanten Parametern getroffen werden.

Über die Ungenauigkeiten der Eingangsgrößen hinaus wird in diesem Kapitel beleuchtet, an welchen Stellen das Verfahren des Einordnens nach Merit-Order unter die Jahresdauerlinie Ungenauigkeiten und Abweichungen gegenüber der Realität hervorrufen kann. Dies kann nur qualitativ und mit tendenziellen Hinweisen geschehen, da eine Quantifizierung eine exakte Kenntnis des realen Kraftwerkseinsatzes voraussetzen würde. Dieser kann allerdings nur rückblickend bewertet werden, da der reale Kraftwerkseinsatz nicht zwangsläufig nach mathematischen Optimierungsverfahren geplant wird. Durch die Kenntnis der Tendenz der Abweichungen ist jedoch eine grundsätzliche Einschätzung der Möglichkeiten des Verfahrens gegeben.

Abweichungen zwischen dem Einsatz nach Merit-Order und dem realen Einsatz ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Ursachen:

1. Mindestbetriebszeit eines Kraftwerks
2. Mindeststillstandszeit eines Kraftwerks
3. Anfahrkosten
4. Teillastwirkungsgrad
5. Reservebereitstellung
6. Pumpspeichereinsatz

Zu 1. Mindestbetriebszeit:

Unter Mindestbetriebszeit wird die mindestens einzuhaltende Zeitspanne zwischen Starten und Herunterfahren eines Kraftwerks verstanden, in der das Kraftwerk elektrische Leistung ins Netz einspeist. Dabei handelt es sich um eine rein wirtschaftliche Definition, da es technisch keine Notwendigkeit für eine Mindestbetriebszeit gibt. Jedes Kraftwerk muss technisch in der Lage sein, sich jederzeit vom Netz trennen zu können, was z. B. im Fehlerfall einer überlasteten Leitung notwendig sein kann. Die Konsequenzen einer einzuhaltenden Mindestbetriebszeit werden unter den anderen Punkten behandelt.

Zu 2. Mindeststillstandszeit:

Die Mindeststillstandszeit eines Kraftwerks ist die Zeitspanne, die zwischen dem Herunterfahren eines Kraftwerks und dem Wiedereinschalten ans Netz mindestens vergehen muss. Neben wirtschaftlichen Gründen sind Mindeststillstandszeiten bei bestimmten Kraftwerken auch technisch notwendig. Sobald ein thermisches Kraftwerk vom Netz gegangen ist und die Feuerung unterbrochen wurde, beginnen alle Komponenten auszukühlen. Aufgrund von thermischen Spannungen kann ein Kraftwerk erst nach einer bestimmten Mindestzeit wieder hochgefahren werden [27]. An- und Abfahrvorgänge in Kraftwerken laufen heute meist automatisch ab, um die Materialbeanspruchung so gering wie möglich zu halten. In der Praxis bedeutet das, dass ein Kraftwerk nicht vom Netz genommen wird, wenn es voraussichtlich

kurze Zeit später wieder wirtschaftlich eingesetzt werden kann. Stattdessen werden dieses und andere Kraftwerke so weit in Teillast betrieben, dass die Last gedeckt werden kann, ohne dass ein Kraftwerk vom Netz genommen werden muss. Der hier vorgestellte Einsatz nach Merit-Order hingegen schaltet das Kraftwerk aus, sobald eine bestimmte Leistungsschwelle unterschritten ist und schaltet es wieder zu, sobald diese Leistungsschwelle wieder überschritten wird. **Bild 2-6** zeigt im linken Teil dieses Vorgehen, während der rechte Teil der Abbildung die Drosselung aller Kraftwerke zeigt, so dass der vorübergehende Rückgang der Last ohne Abschaltung eines Blocks überbrückt werden kann.

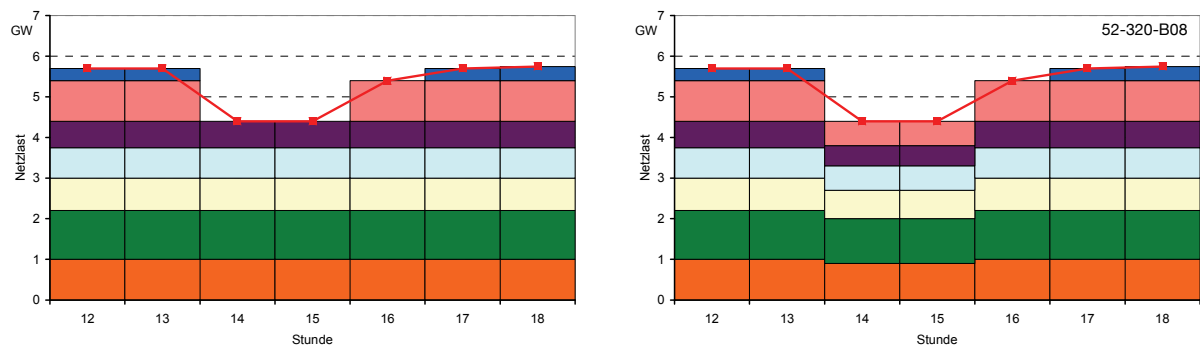


Bild 2-6 **Prinzipieller Unterschied des Kraftwerkseinsatzes ohne Beachtung von Mindeststillstandszeiten (links) und mit Drosselung der Kraftwerke (rechts)**

Im tatsächlichen Betrieb gibt es zwei Gründe, warum ein Kraftwerk nicht mit maximaler Leistung ins Netz einspeist, sofern es nicht das letzte der gerade noch benötigten Kraftwerke ist: Entweder es stellt Reserve bereit, oder es ist kostengünstiger, das Kraftwerk zu drosseln anstatt es auszuschalten. Der Reserveeinsatz für Kraftwerksausfälle wird durch das oben beschriebene Verfahren implizit berücksichtigt, indem ein Leistungs-Reduktionsfaktor bei der Aufteilung nach Merit-Order eingeführt wird (siehe Kapitel 2.1).

Wird ein Kraftwerk angedrosselt anstatt es abzuschalten, wie in Bild 2-6 gezeigt, erzeugt es in Summe mehr Strom. Dafür erzeugen alle in der Merit-Order darunter liegende Kraftwerke aufgrund der Androsselung weniger Strom. Daher kann eine Tendenz für den Fehler, der bei dieser Modellierung gemacht wird, angegeben werden:

- Grundlastkraftwerke werden in der Realität geringfügig häufiger angedrosselt gefahren als bei der hier vorgestellten Methode berechnet. Daher werden sie weniger Strom erzeugen. Da aus wirtschaftlichen Gründen möglichst vermieden wird, Grundlastkraftwerke zu drosseln, wird dieser Effekt sehr gering sein.
- Kraftwerke in der Mittellast werden sehr genau modelliert. Der Fehler durch Nichtbeachtung von Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten gleicht sich aus, da das entsprechende Kraftwerk sowohl unter als auch über der Abschaltsschwelle liegen kann.
- Spitzenlastkraftwerke erzeugen in der Realität eher etwas mehr Strom als durch die Modellierung angenommen.

Zu 3. Anfahrkosten:

Anfahrkosten entstehen im Wesentlichen durch das Wiederaufheizen des Kraftwerkskessels und anderer Komponenten auf Betriebstemperatur. In erster Linie stellen sie die Kosten für die in den Bauteilen gespeicherte Wärmeenergie dar. Bei einem vollständigen Auskühlen des Kraftwerks geht diese Energie verloren. Daher sind die Anfahrkosten umso höher, je länger das Kraftwerk bereits stillgestanden ist. Das Anfahren von Kraftwerken geschieht bei Kohlekraftwerken zum Teil mit anderen, teureren Brennstoffen wie z. B. Erdgas oder Heizöl. Darüber hinaus entstehen Kosten durch den Strombezug über das Netz und indirekt über den höheren Verschleiß der Kraftwerkskomponenten.

Um den wirtschaftlichsten Kraftwerkseinsatz bestimmen zu können, verteilen sich die Anfahrkosten auf die gesamte innerhalb der Einsatzzeit erzeugte Strommenge. Für kurze Einsatzspannen spielen die Anfahrkosten daher eine wesentlich größere Rolle als bei langer Einsatzdauer. Bei Grundlastkraftwerken sind Anfahrkosten in der Investitionsplanung nahezu vernachlässigbar.

Die Berücksichtigung von Anfahrkosten kann dazu führen, dass zu einer bestimmten Leistungsschwelle nicht das eigentlich nach Merit-Order folgende Kraftwerk in Betrieb genommen wird, sondern eines mit höheren spezifischen Betriebskosten und dafür niedrigeren Anfahrkosten. Daher erhalten tendenziell Kraftwerke, die sich in der Merit-Order weiter hinten befinden, eine größere Ausnutzungsdauer als ohne Berücksichtigung der Anfahrkosten. Dies gilt jedoch nur, wenn die Anfahrkosten bei diesen Kraftwerken niedriger sind als bei weiter vorne in der Merit-Order liegenden Kraftwerken.

Ebenso kann bei der Berücksichtigung von Anfahrkosten ein ähnlicher Effekt wie in 2.) beschrieben auftreten. Dabei wird zur Vermeidung von Anfahrkosten ein Kraftwerk für einen bestimmten Zeitraum in Teillast betrieben. Die Effekte auf die Modellierungsgenauigkeit sind also mit 2.) vergleichbar.

Zu 4. Teillastwirkungsgrad:

Nahezu jede technische Anlage weist in Teillast einen geringeren Wirkungsgrad auf als in Vollast. Der geringere Wirkungsgrad ist mit höheren spezifischen Kosten verbunden und somit möglichst zu vermeiden. Dennoch gibt es Gründe, ein Kraftwerk in Teillast zu betreiben. Einige, wie zum Beispiel das Vermeiden des Abschaltens eines Kraftwerks, wurden unter den voran gegangenen Punkten bereits beschrieben. Darüber hinaus kann ein großer Teil der notwendigen kurzfristig abrufbaren Kraftwerksreserve nur durch Teillastbetrieb gewährleistet werden. Daher werden einige Kraftwerke fahrplanmäßig in Teillast betrieben, um deren Leistung kurzfristig erhöhen zu können. Dieser Effekt wird unter 5.) beschrieben.

Zu 5. Reservebereitstellung:

Zunächst werden die Ursachen für Reservebedarf beim Kraftwerksbetrieb aufgezeigt. Zu jedem Zeitpunkt muss ein Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch herr-

schen. Durch unvorhergesehene Ereignisse kann dieses Gleichgewicht gestört werden. Hier sind zu nennen:

- Kraftwerksausfälle
- Lastprognosefehler
- Windprognosefehler, Fehler in der Vorhersage anderer fluktuierender Einspeisung
- Kurzfristige Schwankungen bei der Last und der Erzeugung

Leistungsreserve, welche kurzfristig abrufbar sein soll, kann in unterschiedlicher Weise vorgehalten werden. Im Wesentlichen kann unterschieden werden in:

- Kraftwerke in Teillast (rotierende Reserve)
- Schnellstartfähige Kraftwerke (stehende Reserve)
- (Pump-) Speicherkraftwerke
- Abschaltbare Verbraucher

Kurzfristige Reserve, welche in schnellstartfähigen Gasturbinenkraftwerken vorgehalten wird, kann im Rahmen des hier vorgestellten Verfahrens nicht berücksichtigt werden. Diese Kraftwerke finden im Rahmen der Bereitstellung gesicherter Leistung ihren Platz im Kraftwerksportfolio. Da der Brennstoff Erdgas zumindest bisher eine sehr kostenintensive Form der Strombereitstellung darstellt, ist die als Reserve erzeugte Strommenge aus Erdgaskraftwerken gering.

Bei der Aufteilung der notwendigen Reserve auf unterschiedliche Kraftwerke werden diejenigen häufiger in Teillast betrieben, deren Teillastwirkungsgrad weniger stark gegenüber dem Nennwirkungsgrad abfällt. Dies kann dazu führen, dass Kraftwerke mit geringeren spezifischen Betriebskosten im Nennbetrieb dennoch weniger Strom liefern als Kraftwerke in der Merit-Order dahinter, da bei diesen Kraftwerken eventuell ein Teillastbetrieb noch unrentabler wäre.

Die Energiemenge, welche im Fall von Kraftwerksausfällen erzeugt werden muss, wird durch die Einführung des Reduktionsfaktors (siehe Kapitel 2.1) implizit berücksichtigt. Ebenso verhält es sich bei den Energiemengen, welche durch Prognosefehler von Wind und Last hervorgerufen werden. Bei einer jährlichen Betrachtung ist davon auszugehen, dass der Mittelwert der Abweichungen Null ist.

Daraus folgt, dass die als Reserve erbrachten Energiemengen richtig abgebildet werden. Aufgrund unterschiedlicher Teillastwirkungsgrade und Laständerungsgradienten kann die Aufteilung dieser Energiemenge auf die Kraftwerke in der Realität anders ausfallen als im vorgestellten Verfahren. Wie schon im Punkt 4.) erläutert, heißt das, dass Kraftwerke mit guten Teillastwirkungsgraden häufiger in Teillast betrieben werden. Die höheren Laständerungsgeschwindigkeiten von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken bewirken, dass diese Kraftwerke eher eine höhere Ausnutzungsdauer zugewiesen bekommen als durch das hier verwendete Verfahren bestimmt wird.

Zu 6. Pumpspeichereinsatz:

Pumpspeicherwerke dienen zum einen der kurzfristigen Reservebereitstellung und zum anderen zum Ausgleich von täglichen oder wöchentlichen Lastschwankungen. Strom, der zu niedrigen Kosten in lastschwachen Zeiten eingespeichert wird, ersetzt teureren Strom zu Spitzenlastzeiten. Die Kostendifferenz muss dabei mindestens so groß sein, dass die Speicherverluste damit gedeckt werden. Pumpspeicherwerke benötigen aufgrund unvermeidlicher Verluste stets eine größere Energiemenge zum Betrieb der Pumpen als später in den Turbinen wieder ins Netz abgegeben werden kann. Daher lohnt sich ihr Betrieb vor allem, wenn die Spreizung zwischen günstigem Strom zu Schwachlastzeiten und teurem Strom zu Spitzenlastzeiten groß ist.

Das hier vorgestellte Verfahren kann den Einsatz von Pumpspeicherwerken nicht modellieren. Daher ergeben sich Abweichungen gegenüber der Realität v. a. dann, wenn der modellierte Kraftwerkspark Pumpspeicherwerke enthält und sich deren Einsatz lohnen würde. Die Ausnutzungsdauern von Grundlastkraftwerken erhöhen sich tendenziell, allerdings ist zu beachten, dass dies nur auf solche Kraftwerke zutreffen kann, welche nicht ohnehin schon aufgrund der Lastsituation ihre maximale Ausnutzungsdauer erreicht haben. Ein Beispiel soll dies erläutern: Die im Laufe eines Jahres auftretende minimale Verbraucherlast betrage 35 GW. Alle Kraftwerke, deren kumulierte Leistung sich in der Merit-Order unterhalb von 35 GW befindet, können auch durch den Einsatz von Pumpspeicherwerken keine höhere Ausnutzungsdauer erzielen. Nur diese Kraftwerke, die in nicht mehr kontinuierlich während des ganzen Jahres anfallenden Lastbereichen eingesetzt werden, können ihre Ausnutzungsdauer durch Lieferung von Pumpstrom steigern. Durch die in Zukunft steigende Menge von Strom aus regenerativen Quellen, welche meist nahezu keine variablen Betriebskosten aufweist, könnte die Möglichkeit des Einspeicherns von kostengünstigem Strom zunehmen.

Die eingespeicherte Strommenge ersetzt wiederum Strom aus Spitzenlastkraftwerken. Deren Ausnutzungsdauer wird daher in der Realität niedriger sein als das Verfahren der Merit-Order vorgibt. Durch die Speicherverluste ist die Strommenge allerdings geringer als die eingespeicherte und somit ist der Fehler auch kleiner als bei den Grundlastkraftwerken. Da es sich bei den ersetzten Spitzenlastkraftwerken häufig um Gaskraftwerke handelt, welche zur kurzfristigen Reserve eingesetzt werden können, ergibt sich ein gewisser Ausgleich der Abweichungen gegenüber der Realität (siehe Punkt 5.)

Die adäquate Modellierung von Pumpspeicherwerken im Verbundbetrieb und deren Investitionsstrategie stellt ein eigenständiges Forschungsgebiet dar und kann hier nicht weiter behandelt werden. Die vorliegende Arbeit soll auch Hinweise und Möglichkeiten aufzeigen, auf die bei weitergehenden Fragestellungen aufgebaut werden kann.

Grundsätzlich erfolgt im vorgestellten Verfahren eine Annäherung an die reale Stromnachfrage in diskreten Stufen durch die Aneinanderreihung einzelner Kraftwerksblöcke. Daher ergeben sich mit wachsender Zahl von Kraftwerksblöcken eine höhere Genauigkeit und ein geringerer Diskretisierungsfehler durch Über- oder Unterdeckung der benötigten Energiemenge.

2.3 Vorgezogene Kraftwerksstilllegung / Langzeitkonservierung

Die Lebensdauer eines Kraftwerks bemisst sich neben genehmigungsrechtlichen Fragen v. a. nach der Möglichkeit eines wirtschaftlichen Betriebs. So lange die jährlich anfallenden Kosten geringer sind als die Vollkosten eines neuen Kraftwerks ist ein Weiterbetrieb wirtschaftlich. In der Realität nehmen mit zunehmendem Alter Wartungs- und Reparaturkosten zu. Gleichzeitig wird ein neues Kraftwerk gleichen Typs aufgrund des höheren Wirkungsgrads geringere Brennstoffkosten bei gleicher erzeugter Strommenge aufweisen als ein älteres. Dafür sind die Investitionskosten eines neuen Kraftwerks zu berücksichtigen. Auch bei einem gleichmäßigen Wertverlust über die Lebensdauer eines Kraftwerks sind die jährlichen Kosten zu Beginn der Lebensdauer höher als gegen Ende, da die zusätzlichen Zinskosten aufgrund des gebundenen Kapitals beachtet werden müssen.

Im hier vorgestellten Modell wird die Lebensdauer eines Kraftwerks a priori auf übliche Planungswerte, z. B. 40 Jahre, festgelegt. Eine Erhöhung der Wartungs- und Reparaturkosten wird nicht vorgenommen. Wie in Kapitel 2.1 gezeigt, ist es am wirtschaftlichsten, wenn ein Kraftwerk mit geringeren betriebsabhängigen Kosten mehr Strom erzeugt als eines mit höheren Betriebskosten. Fixkosten spielen bei der Einsatzstrategie zunächst keine Rolle, da diese in jedem Fall anfallen. Diese Fixkosten bestehen aus Personal-, Wartungs- und Reparaturkosten und Kapitalkosten. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird zwischen den Investitions- bzw. Kapitalkosten und den übrigen Fixkosten unterschieden.

Während der Lebensdauer des Kraftwerks sinkt im Allgemeinen die Ausnutzungsdauer von Jahr zu Jahr. Der Grund dafür ist, dass neuere Kraftwerke gebaut werden, deren spezifische Betriebskosten aufgrund eines höheren Wirkungsgrades geringer sind und somit das ältere Kraftwerk in höhere Lastbereiche verschieben. Dies ist vor allem bei Kohlekraftwerken zu beobachten. Ursprünglich für die Grundlast oder untere Mittellast vorgesehene Kraftwerke werden zunehmend in der oberen Mittellast eingesetzt, weil modernere Kohlekraftwerke ökonomischer sind. Bei älteren Braunkohlekraftwerken verstärkt sich diese Tendenz bei einer Einpreisung von CO₂-Zertifikatskosten erheblich. Durch ihre hohen spezifischen Emissionen steigen die spezifischen Betriebskosten überproportional. Als Beispiel zeigt **Bild 2-7** im linken Teil den Ausgangszustand. Im rechten Diagramm ist bei sonst gleichen Bedingungen ein neues Kraftwerk hinzugefügt. Dessen spezifische Betriebskosten sind höher als die der ersten drei Kraftwerke und niedriger als die aller anderen Kraftwerke. Daher rücken alle danach kommenden Kraftwerke in der Merit-Order weiter nach oben und erhalten eine geringere Ausnutzungsdauer. Zur Verdeutlichung ist das ursprünglich an sechster Stelle stehende Kraftwerk A zusätzlich markiert.

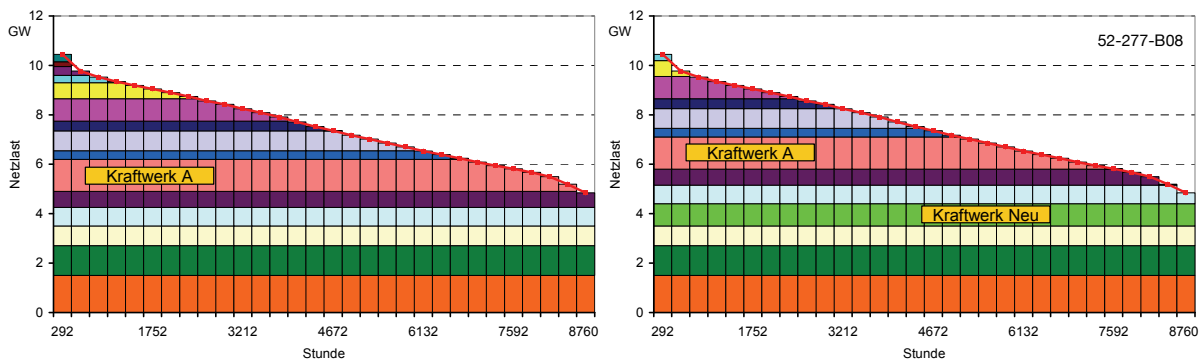


Bild 2-7 Veränderung des Kraftwerkseinsatzes mit einem neuen Grundlastkraftwerk

Im Falle einer Kraftwerksstilllegung oder einer Langzeitkonservierung fallen, zumindest theoretisch, alle Kosten außer den Kapitalkosten, die den Materialwert eines Kraftwerks widerspiegeln, weg. Somit ist die Einsatzentscheidung nicht mehr alleine von den Betriebskosten abhängig, sondern auch von einem Teil der Fixkosten. Hier ist zu beachten, dass diese Fixkosten im Modell entweder komplett anfallen oder gar nicht. Bei einer Langzeitkonservierung besteht die Möglichkeit, das Kraftwerk zu einem späteren Zeitpunkt wieder in Betrieb zu nehmen. Gleichzeitig trägt ein konserviertes Kraftwerk zur Langzeit-Zuverlässigkeit des Kraftwerksparks bei (siehe Kapitel 3). Im weiteren Verlauf wird nicht zwischen vorzeitiger Stilllegung und Langzeitkonservierung unterschieden, d. h. alle Kraftwerke, die vorzeitig stillgelegt werden, befinden sich in Langzeitkonservierung bis sie wieder benötigt werden oder ihr ursprüngliches Lebensdauerende erreicht haben.

Die Jahres-Lastaufteilung nach Merit-Order ergibt, dass so viele Kraftwerke in Betrieb genommen werden, dass die Jahreshöchstlast gedeckt ist. Alle Kraftwerke, deren spezifische Betriebskosten höher sind als die des gerade noch benötigten Kraftwerks, erhalten die Ausnutzungsdauer Null. Daher fallen im Modell für diese Kraftwerke auch keine Fixkosten an. Hier ist vereinfachend angenommen, dass diese Kraftwerke in dem betrachteten Jahr in Langzeitkonservierung sind. Im Modell wird am Anfang eines Jahres entschieden, ob das Kraftwerk benutzt wird oder nicht.

Durch die Lastaufteilung nach Merit-Order wird sichergestellt, dass Kraftwerke mit höheren spezifischen Betriebskosten eine geringere Ausnutzungsdauer erhalten als solche mit niedrigeren spezifischen Betriebskosten. Andererseits kann auf diese Weise ein Kraftwerk erst dann vorzeitig stillgelegt bzw. konserviert werden, wenn es in der Merit-Order so weit nach hinten gerückt ist, dass es zur Lastdeckung nicht mehr herangezogen wird. Dies ist jedoch z. B. bei Braunkohlekraftwerken unrealistisch. Deren spezifische Betriebskosten liegen meist selbst bei alten Kraftwerken mit niedrigem Wirkungsgrad noch unter denen von Gasturbinenkraftwerken.

Wird die Möglichkeit einer vorgezogenen Kraftwerksstilllegung in Betracht gezogen, muss zunächst die Aufteilung streng nach Merit-Order erfolgen. Für die Kraftwerke, die eine Ausnutzungsdauer gleich Null erhalten, fallen keine Kosten mehr an. Dabei ist es möglich, dass ein Kraftwerk mit niedrigeren spezifischen Betriebskosten in einem Lastbereich eingesetzt

wird, in dem ein ursprünglich nicht benötigtes Kraftwerk kostengünstiger wäre, wenn es stattdessen eingesetzt wird. **Bild 2-8** zeigt die dazugehörige Prinzipdarstellung. Das Kraftwerk 1 erhält nach Merit-Order eine geringe Ausnutzungsdauer während das Kraftwerk 2 nicht mehr benötigt wird. In diesem Fall wäre es billiger, das Kraftwerk 2 einzusetzen, obwohl es höhere spezifische Betriebskosten aufweist. Der Grund sind die geringeren jährlichen Fixkosten, die am Schnittpunkt mit der y-Achse abzulesen sind. Dargestellt sind hier allerdings keine Investitionskosten der Kraftwerke, da diese unabhängig vom Einsatz der Kraftwerke anfallen.

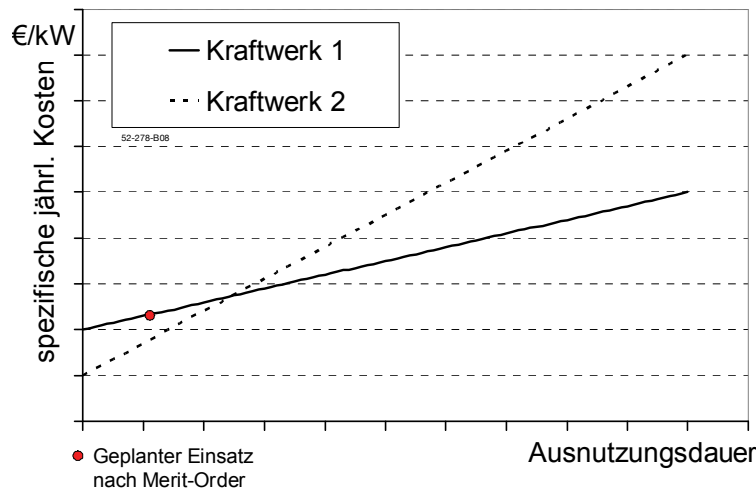


Bild 2-8 Betriebskennlinien von Kraftwerken

Wird das Kraftwerk 2 mit derselben Ausnutzungsdauer wie das Kraftwerk 1 eingesetzt und wird das Kraftwerk 1 in dem betrachteten Jahr als stillgelegt angesehen, dann ergeben sich niedrigere Gesamtkosten. Da sich in der Rangliste der Kraftwerke zwischen dem Kraftwerk 1 und dem Kraftwerk 2 noch weitere Kraftwerke befinden können, wird das Kraftwerk 2 im Allgemeinen nicht an derselben Stelle eingesetzt werden wie das Kraftwerk 1. Es folgt eine weitere Lastaufteilung nach Merit-Order, jedoch ohne das Kraftwerk 1. Damit erhält das Kraftwerk 2 maximal die Ausnutzungsdauer des Kraftwerks 1 vorher und ist somit wirtschaftlicher.

Diese Überprüfung wird mit jedem Kraftwerk durchgeführt, beginnend mit dem besten gerade nicht mehr benötigtem Kraftwerk (Kraftwerk 2 in Bild 2-8) und dem in der Rangliste am nächsten stehenden eingesetzten Kraftwerk. Dessen spezifische Betriebskosten sind niedriger, daher ist die Steigung der dazugehörigen Kraftwerkskennlinie geringer (Kraftwerk 1 in Bild 2-8). Sind die Vollbenutzungsstunden dieses Kraftwerks kleiner als der Schnittpunkt der Kraftwerkskennlinien, so ist ein Tausch der beiden Kraftwerke ökonomisch sinnvoll.

Die Kennlinie des Kraftwerks 1 lautet allgemein: $k_{sp1}(T) = k_{Betr.1} * T + k_{Fix1}$ (4)

Kraftwerk 2: $k_{sp2}(T) = k_{Betr.2} * T + k_{Fix2}$ (5)

Schnittpunkt der beiden Kennlinien: $T_{Schnittpunkt} = \frac{k_{Fix1} - k_{Fix2}}{k_{Betr.2} - k_{Betr.1}}$ (6)

Hier ist: $k_{sp\ i}(T)$ spezifische jährliche Kosten des Kraftwerks i bei einer Ausnutzungsdauer von T

$k_{Betr.\ i}$ spezifische Betriebskosten des Kraftwerks i

$k_{Fix\ i}$ spezifische jährliche Fixkosten (außer Kapitalkosten) des Kraftwerks i

Zu beachten ist weiterhin die Zuverlässigkeit der Kraftwerke. Verglichen werden zwei Kraftwerke, die jeweils eine Zuverlässigkeit von unter 100 % aufweisen. Um vergleichen zu können, welches Kraftwerk im betrachteten Lastbereich die geforderte Energiemenge spezifisch günstiger erbringen kann, müssen die leistungsabhängigen Fixkosten auf eine gemeinsame Zuverlässigkeit normiert werden. Daher sind die jährlichen Fixkosten mit der Zuverlässigkeit der Kraftwerke zu bewerten, um den tatsächlichen Schnittpunkt der Kraftwerkskennlinien zu erhalten. Dieser ist mit der theoretischen Ausnutzungsdauer des Kraftwerks zu vergleichen (siehe Formel 3 in Kapitel 2):

$$\frac{T_{A1}}{g_{red\ 1}} < \frac{k_{Fix1}/g_{red\ 1} - k_{Fix2}/g_{red\ 2}}{k_{Betr.\ 2} - k_{Betr.\ 1}} \quad (7)$$

k_{Fix}/g_{red} bedeutet eine Normierung der spezifischen jährlichen Fixkosten auf die zum Kraftwerk gehörende Verfügbarkeit. Für ein Kraftwerk mit nur 50 % Verfügbarkeit heißt das, dass im langfristigen Mittel die doppelte Kraftwerkskapazität gebucht werden muss, um die geforderte Energiemenge zu erbringen. Würde die Verfügbarkeit bei dem Vergleich unterschiedlicher Kraftwerke nicht beachtet werden, ergibt sich eine Verfälschung gegenüber der Realität.

$\frac{T_{Ax}}{g_{red\ x}}$ ist die Ausnutzungsdauer, für die das Kraftwerk x ursprünglich vorgesehen ist. Der

Reduktionsfaktor g_{red} ist hier notwendig, da die unterschiedliche Verfügbarkeit der Kraftwerke bereits beim Schnittpunkt der Kraftwerkskennlinien berücksichtigt ist.

Ist die Ungleichung (7) wahr, so ist die Stilllegung von Kraftwerk 1 sinnvoll.

Nach einer erneuten Lastaufteilung nach Merit-Order wird die Suche nach unrentabel eingesetzten Kraftwerken so lange wiederholt, bis sich keine weitere Verbesserung mehr erzielen lässt. Bei jeder Kraftwerksstilllegung bzw. Langzeitkonservierung ist darauf zu achten, dass noch mindestens so viel Kraftwerksleistung im Kraftwerkspark vorhanden ist, wie stillgelegt wird.

Diese Kraftwerkskonservierung findet immer nur für das jeweils betrachtete Jahr statt. D. h. im nächsten betrachteten Jahr könnte ein vorher konserviertes Kraftwerk durchaus wieder in Betrieb genommen werden, wenn sich die Randbedingungen geändert haben.

2.4 Begrenzung der CO₂-Emissionen der thermischen Kraftwerke

Durch die Verbrennung fossiler Energieträger entstehen im Rauchgas thermischer Kraftwerke unweigerlich Stoffe, welche die Umwelt schädigen können. In den letzten Jahrzehnten haben Staub-, Stickoxid und Schwefeldioxidemissionen durch den Einsatz effektiver Filter und Entschwefelungsanlagen deutlich abgenommen. **Bild 2-9** zeigt die Entwicklung der energiewirtschaftlich bedingten Emissionen von Stickoxiden, Schwefeldioxid, Kohlenmonoxid und Staub von 1990 bis 2005. Durch die Erneuerung v. a. des ostdeutschen Kraftwerksparks haben Schwefeldioxid und Staubemissionen erheblich abgenommen. Ein ähnlicher Prozess war bei den westdeutschen Kraftwerken in den 1980er Jahren zu beobachten.

Die umweltrelevanten Emissionen thermischer Kraftwerke bestehen heute zum größten Teil aus Kohlendioxid, welches bei der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Rohstoffe entsteht. Aufgrund des postulierten Zusammenhangs zwischen dem CO₂-Gehalt der Luft und der Klimaerwärmung gewinnt dieses Thema in jüngster Zeit höchste Priorität. Bisher war es für Kraftwerksbetreiber unerheblich, welche Menge CO₂ aus ihren Kraftwerken emittiert wird. Eine Minderung an spezifischen Emissionen wurde nur indirekt erreicht indem der Wirkungsgrad von Neuanlagen verbessert wurde. Der Grund liegt aber in der höheren Wirtschaftlichkeit durch bessere Brennstoffausnutzung. Dem wirtschaftlich optimalen Betrieb eines Kraftwerksparks entspricht eine bestimmte Emissionsmenge.

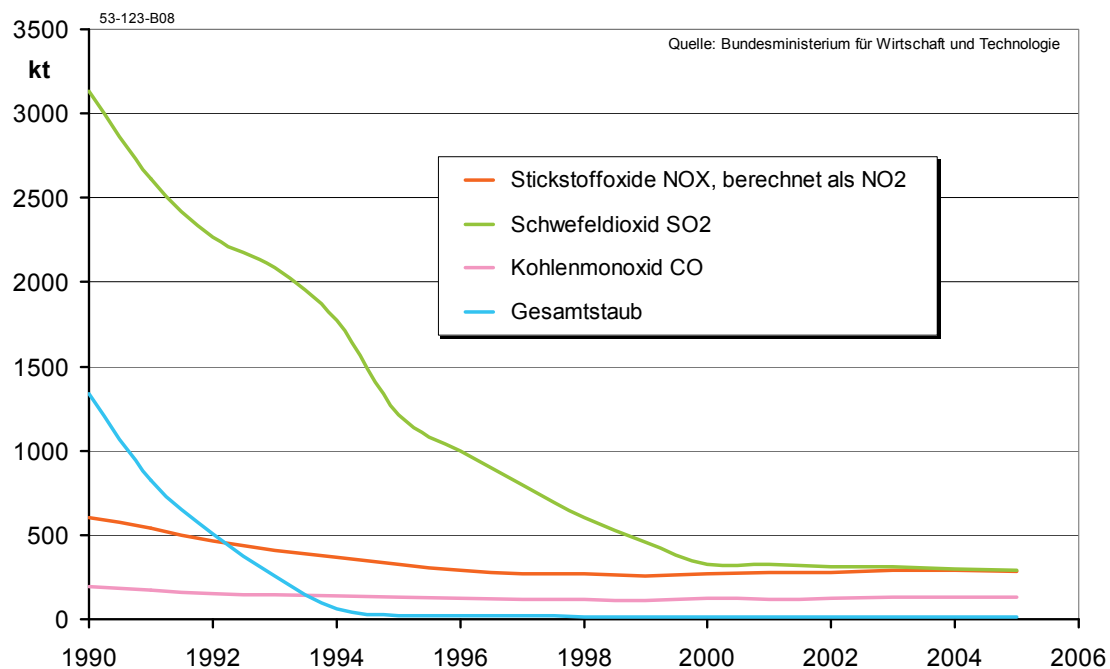


Bild 2-9 Energiebedingte Emissionen in der Energiewirtschaft (ohne CO₂)

Im Falle der fossilen Energieträger sind nahezu ausnahmslos diejenigen kostengünstiger, welche höhere spezifische CO₂-Emissionen aufweisen. Braunkohle gilt in Deutschland aufgrund der oberflächennahen Abbaumöglichkeit als billigster fossiler Rohstoff. U. a. wegen des hohen Wassergehalts der Braunkohle sind die auf den Heizwert bezogenen spezifischen Emissionen mit knapp 400 kg/MWh_{th} [12] besonders hoch.

In Deutschland verstromte Steinkohle weist dagegen bereits spezifische Emissionen von 335 kg/MWh_{th} auf, ist aber aufgrund von schwierigeren Lagerstättenbedingungen und Transportkosten teurer als Braunkohle.

Erdgas besteht aus Kohlewasserstoffen, wodurch bei der Verbrennung neben CO₂ auch Wasser entsteht. Daher sind die auf den Heizwert bezogenen spezifischen Emissionen mit gut 200 kg/MWh_{th} deutlich niedriger als bei Kohle. Aufgrund verschiedener Faktoren (größtenteils Import, wenig Quellendiversifikation, Bindung an den Ölpreis) sind die Kosten für Erdgas deutlich höher als für Kohle.

Einen Sonderfall stellt bei der Stromerzeugung die Kernenergie dar. Diese ist durch die Nutzung physikalischer Bindungsenergie an sich CO₂-frei. Die Kosten für Kernbrennstoffe liegen je erzeugte Einheit Strom deutlich unter denen von fossilen Brennstoffen, so dass Kernkraftwerke in der Grundlast eingesetzt werden.

Um eine Reduktion von CO₂-Emissionen zu erreichen, wird in der Literatur häufig das Instrument der Vermeidungskosten [13] verwendet. Die Mehrkosten von CO₂-Vermeidungsmaßnahmen gegenüber einem Referenzsystem werden durch die eingesparten Emissionen geteilt. Damit soll erreicht werden, dass kostengünstigere Maßnahmen vorrangig durchgeführt werden. Bei der Aneinanderreihung von Maßnahmen handelt es sich um eine eigenständige Optimierungsaufgabe. Um eine bestimmte Menge an Emissionen mit minimalen Vermeidungskosten einzusparen, wird jeder Einheit emittierten Kohlendioxids ein monetärer Wert zugeordnet. Dabei ist es zunächst unerheblich, ob dieser Wert durch eine Besteuerung oder durch ein Zertifikatshandelssystem erreicht wird.

Damit unterliegt die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes nicht mehr allein den Brennstoffkosten sondern auch den Emissionen. Volkswirtschaftlich gesehen entstehen Mehrkosten durch CO₂-Einsparung in der Stromerzeugung durch Verschiebungen im Brennstoffmix und durch Veränderungen in der Kraftwerkszusammensetzung, nicht jedoch durch die den Emissionen zugeordneten Kosten.

In diesem Kapitel wird zunächst gezeigt wie beim Kraftwerkseinsatz eine CO₂-Reduktion kostenminimal durchgeführt werden kann:

Bei einem gegebenen Kraftwerkspark ergibt sich ein kostenminimaler Betrieb durch das Einordnen der Kraftwerke nach Merit-Order unter die Jahresdauerlinie (siehe Kapitel 2.1). Eine Veränderung der Emissionen ist in diesem Modell nur durch einen Wechsel von Kraftwerken in der Rangfolge möglich. Folgendes Rechenbeispiel soll dies erläutern:

Der Modellkraftwerkspark besteht aus drei unterschiedlichen Kraftwerkseinheiten (Braunkohle, Steinkohle und GuD) mit je 500 MW Leistung. Die Dauerlinie der Lastanforderung gestaltet sich folgendermaßen:

1500 MW für 300 Stunden

1000 MW für 600 Stunden

500 MW für 900 Stunden

Die Parameter der drei Kraftwerksblöcke zeigt **Tabelle 2-1**. Die spezifischen Betriebskosten der gewählten Kraftwerke nehmen mit sinkenden spezifischen CO₂-Emissionen zu.

Tabelle 2-1 Parameter Beispielkraftwerke

Kraftwerkstyp	Spez. Kosten	Spez. CO ₂ -Emissionen
Braunkohle	11 €/MWh	1 t/MWh
Steinkohle	18 €/MWh	0,78 t/MWh
GuD	35 €/MWh	0,35 t/MWh

Den wirtschaftlichsten Einsatz der Kraftwerke nach Merit-Order zeigt **Bild 2-10**. Die Grundlast wird von dem Braunkohleblock gedeckt, die Mittellast übernimmt das Steinkohlekraftwerk und die Spitzenlast stellt der GuD-Block bereit. Durch den Einsatz entstehen insgesamt Kosten in Höhe von 15,6 Mio. € und CO₂-Emissionen von 736,5 Tausend Tonnen.

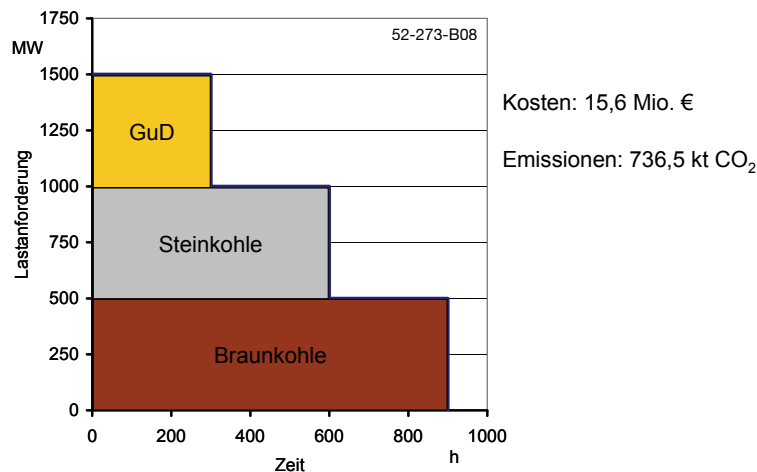


Bild 2-10 Einsatz der Kraftwerke nach Merit-Order (ohne Beschränkung der Emissionen)

Eine Reduktion der Emissionen kann nur erreicht werden, indem die Einsatzrangfolge der Kraftwerke geändert wird. Dies soll nun stufenweise nach den minimalen Vermeidungskosten geschehen. Die spezifischen Vermeidungskosten beim Tausch zweier Kraftwerksarten sind wie folgt definiert:

$$v_{Em} = \frac{k_{Betr.1} - k_{Betr.2}}{e_2 - e_1} \quad (8)$$

Hier sind:

v_{Em} spezifische CO₂-Vermeidungskosten

$k_{Betr.x}$ spezifische Betriebskosten des Kraftwerks x

e_x spezifische Emissionen des Kraftwerks x

Mit (8) ergeben sich bei obigem Beispielkraftwerkspark drei Stufen von Vermeidungskosten, wie **Tabelle 2-2** zeigt.

Tabelle 2-2 Vermeidungskosten beim Tausch einzelner Kraftwerkstypen in der Merit-Order

Tausch von Kraftwerkstypen	Vermeidungskosten
Braunkohle – Steinkohle	31,8 €/t CO ₂
Braunkohle – GuD	36,9 €/t CO ₂
Steinkohle – GuD	39,5 €/t CO ₂

Die niedrigsten Vermeidungskosten ergeben sich bei einem Tausch der Plätze des Braunkohlekraftwerks und des Steinkohlekraftwerks. **Bild 2-11** zeigt den dazugehörigen Kraftwerkseinsatz. Die Kosten steigen um 1,05 Mio. € und die Emissionen sinken um 33 Tausend Tonnen. Dies entspricht exakt den errechneten Vermeidungskosten.

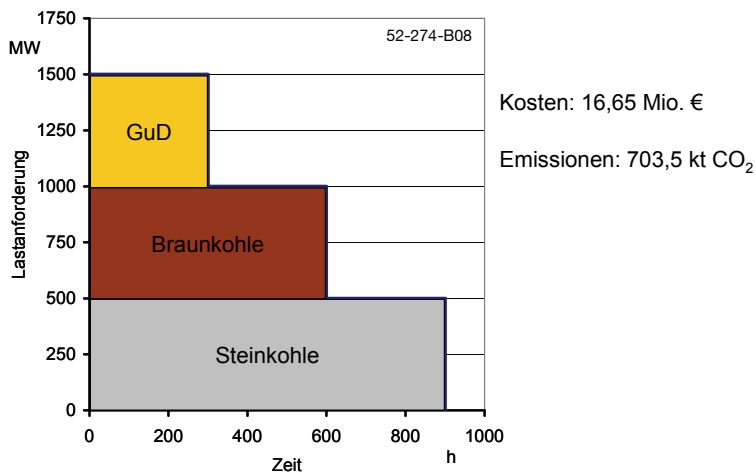


Bild 2-11 Kraftwerkseinsatz nach dem 1. Kraftwerkstausch

Der nächste Tausch der Positionen in der Einsatzrangfolge ist der zwischen dem Braunkohlekraftwerk und dem GuD-Kraftwerk. **Bild 2-12** zeigt den Kraftwerkseinsatz und die Kosten und Emissionen. Im Vergleich zum vorherigen Einsatz nehmen die Emissionen um weitere 97,5 Tausend Tonnen ab, die Kosten steigen um 3,6 Mio. €. Diese Emissionseinsparung erfolgt zu den Vermeidungskosten von 36,9 €/tCO₂, während die vorher bereits eingesparte Emissionsmenge mit den günstigeren Vermeidungskosten erfolgte.

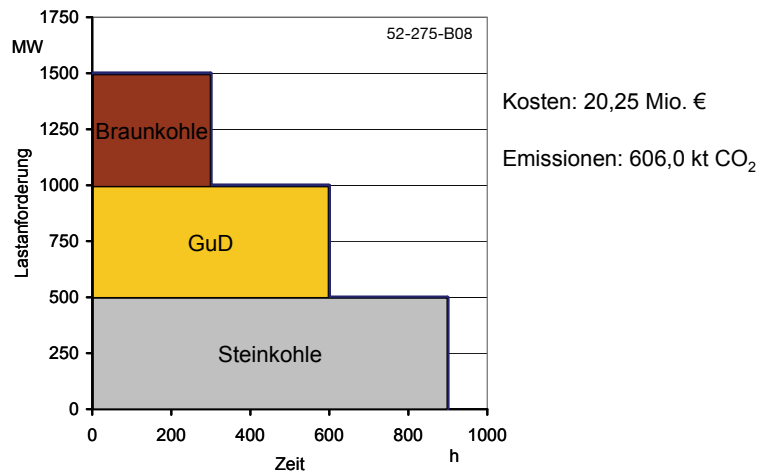


Bild 2-12 Kraftwerkseinsatz nach dem 2. Kraftwerkstausch

Soll eine noch größere Menge CO₂ eingespart werden, muss die letzte mögliche Tauschmaßnahme ergriffen werden, der Wechsel der Plätze des Steinkohlekraftwerks und des GuD-Kraftwerks in der Rangfolge (**Bild 2-13**). Dies hat eine weitere Abnahme der Emissionen um 64,5 Tausend Tonnen und eine Zunahme der Kosten um 2,55 Mio. € (gleich $64\,500 \text{ t CO}_2 \cdot 39,5 \text{ €/t CO}_2$) zur Folge. Im Vergleich zum Kraftwerkseinsatz ohne CO₂-Einsparung (Bild 2-10) unterscheidet sich untenstehender Einsatz nur durch einen Tausch der Plätze des Braunkohlekraftwerks und des GuD-Kraftwerks, was Vermeidungskosten von 36,9 €/t CO₂ zur Folge hat. Es ist leicht zu berechnen, dass diese Vermeidungskosten genau denjenigen entsprechen, die sich in Summe gegenüber der Ausgangssituation ergeben.

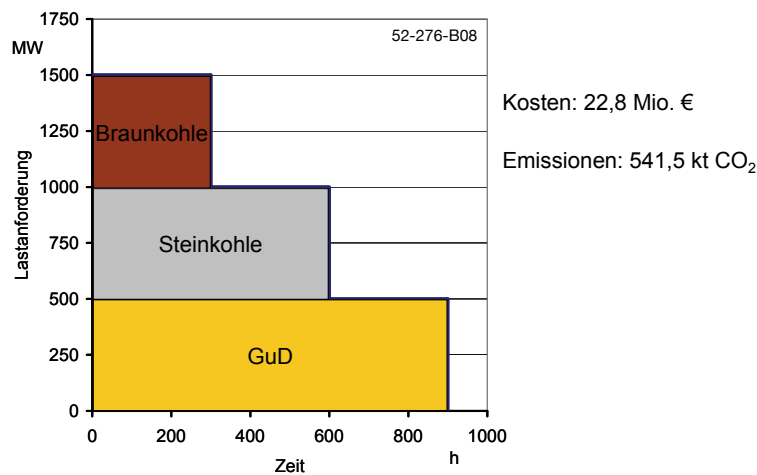


Bild 2-13 Kraftwerkseinsatz nach dem 3. Kraftwerkstausch

Das Beispiel zeigt, dass CO₂-Vermeidungsmaßnahme nach aufsteigenden Vermeidungskosten durchgeführt werden müssen, um die angestrebte CO₂-Einsparung kostenminimal zu erreichen. Im Kraftwerksbetrieb kann dies durch die Anrechnung von CO₂-abhängigen Kosten zum Brennstoffpreis geschehen. Sobald dieser CO₂-Preis die Höhe von Vermeidungskosten einer einzelnen Maßnahme erreicht, ist diese Maßnahme wirtschaftlich und wird im Modell eines vollkommenen Marktes durchgeführt. In obigem Beispiel heißt dies, dass bei

einem CO₂-Zertifikatspreis unter 31,8 €/t CO₂ keinerlei Einsparung stattfindet. Ab diesem Preis wird jedoch das Steinkohlekraftwerk spezifisch günstiger als das Braunkohlekraftwerk, wodurch es in der Merit-Order weiter nach Vorne kommt. Echte Mehrkosten gegenüber dem ursprünglich wirtschaftlichsten Kraftwerkseinsatz ergeben sich jedoch nur aus der Veränderung des Brennstoffeinsatzes und nicht aus der zusätzlichen Einpreisung der Zertifikatskosten. Diese verbleiben bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung im System und dienen nur als Berechnungsgröße.

Im hier vorgestellten Modell bestehen zwei Möglichkeiten der Begrenzung der CO₂-Emissionen des Kraftwerkspark innerhalb eines Jahres. Bei externer Vorgabe des Zertifikatspreises stellt sich eine Merit-Order der Kraftwerke ein, aus der eine entsprechende Emissionsmenge resultiert. Wie groß die Einsparung ausfällt, kann jedoch nicht im Voraus bestimmt werden [33], da keine mathematische Funktion zwischen Zertifikatspreis und Emissionsmenge existiert. Wird hingegen die Obergrenze der im Betrachtungsjahr zulässigen Emissionen vorgegeben, so muss der Zertifikatspreis von Null beginnend so lange erhöht werden und jeweils die Stromerzeugung berechnet werden, bis die maximale Emissionsmenge erreicht ist. Dabei ist der Zertifikatspreis für die Merit-Order der Kraftwerke ausschlaggebend.

Dieser Zertifikatspreis ist das Ergebnis der Begrenzung der Emissionen. Dabei werden nur Einsparmöglichkeiten innerhalb der thermischen Kraftwerke betrachtet. Falls in der Realität in anderen Bereichen, z. B. in Industrieprozessen eine kostengünstigere Emissionsreduktion zu erzielen wäre, würden die thermischen Kraftwerke entsprechend mehr emittieren.

Bei einem bestehenden Kraftwerkspark geschieht eine Minderung von Emissionen also allein durch Veränderungen in der Merit-Order. In Folge dieser Veränderungen verschiebt sich auch die Rentabilität von Kraftwerksneubauten gegenüber dem Betrieb ohne Beschränkung der Emissionen.

2.5 Installierte Leistung und Kraftwerksbetrieb

Die bisherigen Ausführungen zeigten den Kraftwerkseinsatz bei einem gegebenen Kraftwerkspark. Hierfür spielen Investitionskosten keine Rolle, da diese unabhängig vom Kraftwerkseinsatz anfallen. In diesem Kapitel wird gezeigt, wie bei einer gegebenen Lastanforderung die Aufteilung der zu installierenden Kraftwerksleistung ein Kostenminimum erreicht. Als Bezugszeitraum ist in diesem Kapitel ein Jahr gewählt.

Die spezifischen jährlichen Kraftwerkskosten errechnen sich zu:

$$k_{sp}(T) = k_{Betr.} * T + k_{Inv.} \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] \quad (9)$$

Mit $k_{sp}(T)$ spezifische jährliche Kraftwerkskosten bei einer Ausnutzungsdauer von T

$k_{Betr.}$ spezifische Betriebskosten

$k_{Inv.}$ Spezifische jährliche Investitionskosten (i. Allg. annuitätisch bewertet)

Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden hier keine zusätzlichen jährlichen Fixkosten ausgewiesen, da diese genau wie die jährlichen spezifischen Investitionskosten behandelt werden können.

Für zwei unterschiedliche Kraftwerkstypen sei folgende Prinzipdarstellung gegeben, welche die spezifischen jährlichen Kraftwerkskosten über den Volllaststunden zeigt (**Bild 2-14**):

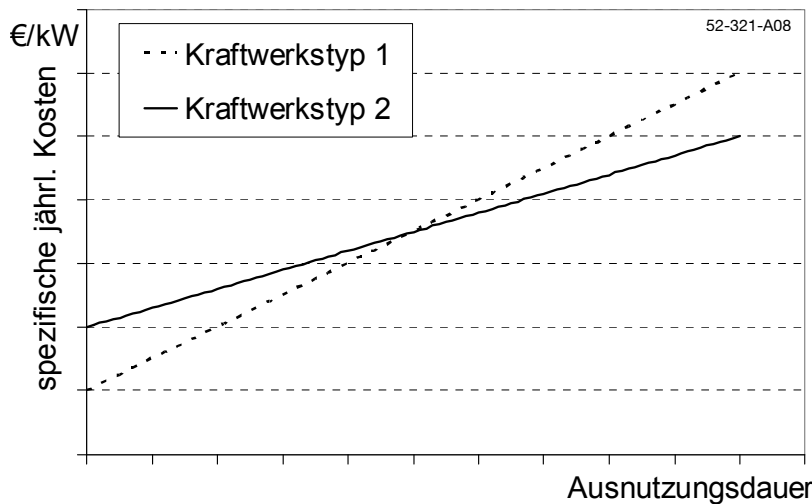


Bild 2-14 Kostenfunktion zweier Kraftwerkstypen

Bei einer gegebenen Jahresdauerlinie der Lastanforderung teilt sich die Energiemenge der beiden Kraftwerkstypen auf, wie in **Bild 2-15** gezeigt, wenn Kraftwerkstyp 1 die installierte Leistung P_1 aufweist und Kraftwerkstyp 2 die Leistung P_2 . Dabei gilt:

$$k_{Betr.1} > k_{Betr.2}$$

Daher wird der Kraftwerkstyp 2 in der Grundlast eingesetzt, Kraftwerkstyp 1 in der Spitzenlast. Diese Betriebsweise ist, wie in Kapitel 2.1 gezeigt, kostenminimal.

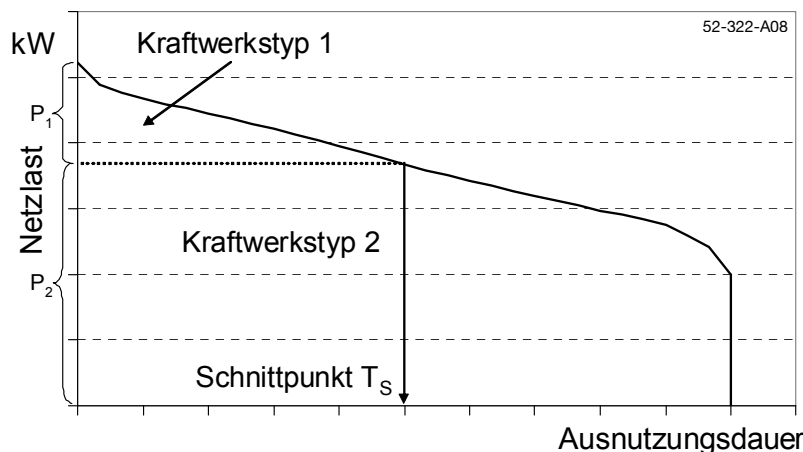


Bild 2-15 Aufteilung der Leistung und Energiemenge auf zwei Kraftwerkstypen

Die von einem Kraftwerk erzeugte Energiemenge entspricht der Fläche der einzelnen Abschnitte unter der Jahresdauerlinie in Bild 2-15, welche durch die Trennlinie zwischen den Kraftwerkstypen begrenzt wird:

$$E = \int_{T_U}^{T_O} P(T) dT - P(T_O) * T_O + (P(T_U) - P(T_O)) * T_U \quad (10)$$

Hierbei ist T_U die untere, T_O die obere Grenze der Ausnutzungsdauer des jeweiligen Kraftwerkstyps und $P(T)$ die geordnete Jahresdauerlinie der Netzlast.

Die Ausnutzungsdauer des Kraftwerkstyps ergibt sich aus der Energiemenge geteilt durch die installierte Leistung:

$$T_A = \frac{E}{P(T_U) - P(T_O)}$$

Mit Gleichung (9) und (10) ergeben sich die jährlichen Gesamtkosten je Kraftwerkstyp zu:

$$K_{ges, KW} = k_{Betr.} \left[\int_{T_U}^{T_O} P(T) dT - P(T_O) * T_O + (P(T_U) - P(T_O)) * T_U \right] + k_{Inv.} (P(T_U) - P(T_O))$$

Für das hier verwendete Beispiel von zwei Kraftwerkstypen (KW1 und KW2) ergeben sich folgende Gesamtkosten, wenn die Grenze ihres Einsatzes die Vollbenutzungsdauer T_S ist:

$$\begin{aligned} K_{ges} &= K_{ges, KW1} + K_{ges, KW2} = \\ &= k_{Betr. KW1} \left[\int_0^{T_S} P(T) dT - P(T_S) * T_S \right] + k_{Inv. KW1} (P(0) - P(T_S)) \\ &+ k_{Betr. KW2} \left[\int_{T_S}^{8760} P(T) dT + P(T_S) * T_S \right] + k_{Inv. KW2} P(T_S) \end{aligned}$$

Dabei ist T_S eine Funktion der installierten Leistung P_1 bzw. P_2 . Um die optimale Aufteilung der installierten Leistungen zu finden wird $K_{ges}(T_S)$ nach T_S abgeleitet und zu Null gesetzt. Somit kann der Wert für T_S gefunden werden, bei dem die Gesamtkosten minimal werden:

Es sei $P^*(T)$ eine Stammfunktion von $P(T)$.

$$\begin{aligned} K_{ges}(T_S) &= k_{Betr. KW1} (P^*(T_S) - P^*(0)) - k_{Betr. KW1} * P(T_S) * T_S + k_{Inv. KW1} * P(0) - k_{Inv. KW1} * P(T_S) \\ &+ k_{Betr. KW2} (P^*(8760) - P^*(T_S)) + k_{Betr. KW2} * P(T_S) * T_S + k_{Inv. KW2} P(T_S) \end{aligned}$$

Dann ist

$$\begin{aligned} \frac{\partial K_{ges}(T_S)}{\partial T_S} &= \frac{\partial P(T_S)}{\partial T_S} * (k_{Betr. KW2} * T_S + k_{Inv. KW2} - k_{Betr. KW1} * T_S - k_{Inv. KW1}) \\ \frac{\partial K_{ges}(T_S)}{\partial T_S} &= 0 \end{aligned}$$

1. Fall:

$$\frac{\partial P(T_S)}{\partial T_S} = 0$$

Die geordnete Jahresdauerlinie hat waagrechte Abschnitte. In diesen Bereichen ist $P(T_S) = \text{const.}$ und damit ist T_S beliebig. Die Wahl von T_S hat keinen Einfluss auf die Leistungs- und Energieaufteilung. Hierbei handelt es sich um einen Sattelpunkt, so dass für den Extremwert die zweite Nullstelle gesucht werden muss.

2. Fall:

$$k_{\text{Betr.KW2}} * T_S + k_{\text{Inv.KW2}} - k_{\text{Betr.KW1}} * T_S - k_{\text{Inv.KW1}} = 0$$

$$\Rightarrow T_S = \frac{k_{\text{Inv.KW1}} - k_{\text{Inv.KW2}}}{k_{\text{Betr.KW2}} - k_{\text{Betr.KW1}}}$$

Dieser Wert für T_S entspricht dem Schnittpunkt der Geraden der spezifischen Kraftwerkskosten für beide Kraftwerke aus Bild 2-14:

$$k_{\text{sp,KW1}}(T) = k_{\text{sp,KW2}}(T)$$

$$k_{\text{Betr.KW1}} * T + k_{\text{Inv.KW1}} = k_{\text{Betr.KW2}} * T + k_{\text{Inv.KW2}}$$

Zusammenfassend ergibt sich die Darstellung, wie in **Bild 2-16** gezeigt:

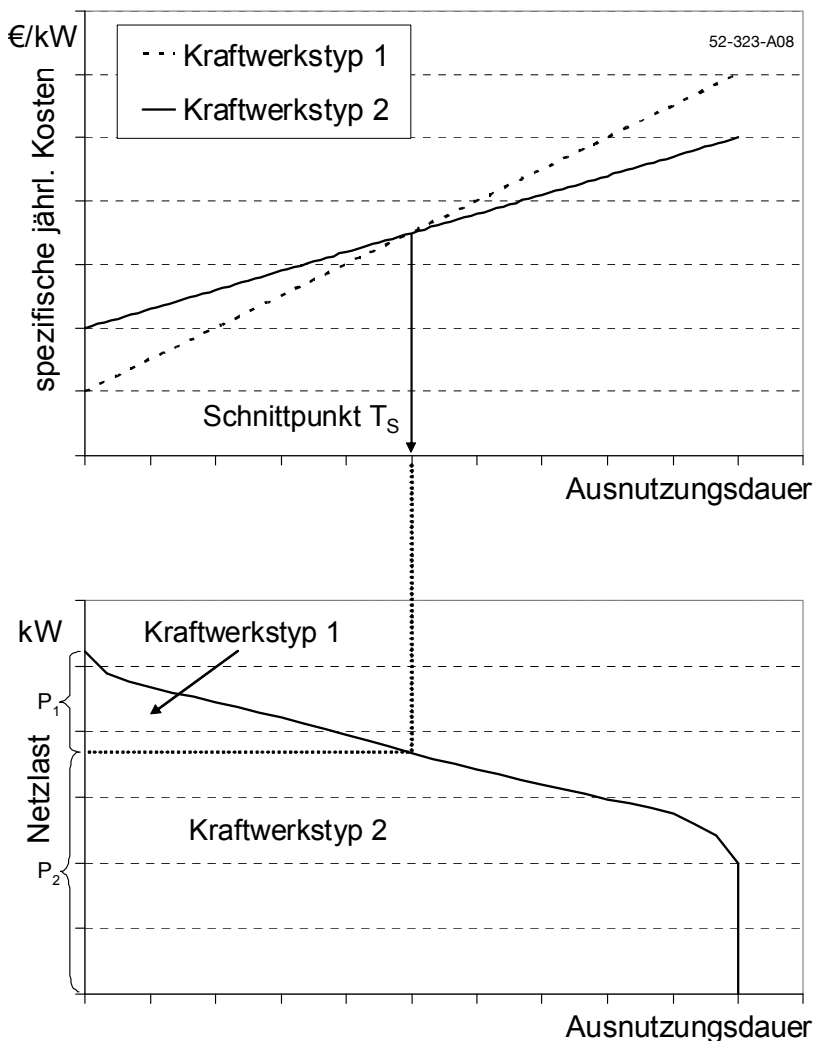


Bild 2-16 Qualitative Darstellung der Leistungs- und Energiemengenaufteilung zweier Kraftwerkstypen

Damit ist gezeigt, dass der Schnittpunkt der Geraden der spezifischen Kosten auch die Leistungsaufteilung in Zusammenhang mit der geordneten Jahresdauerlinie markiert. Dies gilt auch für mehrere Kraftwerkstypen. Diese werden jeweils paarweise kombiniert, wodurch sich unterschiedliche Schnittpunkte ergeben. Auf diese Weise kann ein kostenoptimaler Kraftwerkspark entwickelt werden.

Dennoch stößt dieses Verfahren in der Realität rasch an seine Grenzen. Wenn Kraftwerke zu unterschiedlichen Zeiten ersetzt werden müssen und sobald sich innerhalb des Betrachtungszeitraums die spezifischen Betriebskosten ändern, so dass sich die Rangfolge der Kraftwerke verschiebt, ist eine Bestimmung der optimalen Leistungsverteilung durch die Schnittpunkte der Kraftwerkskennlinien nicht mehr möglich.

Daher wird im Rahmen dieser Arbeit für die Bestimmung der zu installierenden Leistungen der möglichen Kraftwerkstypen auf Evolutionsstrategien zurückgegriffen (siehe Kapitel 4.3).

3 Ermittlung der vorzuhaltenden Kraftwerksleistung

Da elektrischer Strom exakt zum Zeitpunkt des Verbrauchs erzeugt werden muss, ist die Summe der installierten Kraftwerksleistung auf den erwarteten Jahreshöchstverbrauch abgestimmt. Falls die Verbraucher mehr Leistung abrufen als Kraftwerkskapazität am Netz ist, wird zunächst ein Teil der in den rotierenden Massen der Generatoren und Turbinen gespeicherten Energie herangezogen. Dadurch sinkt die Netzfrequenz, was Regelleistungsabruf zur Folge hat. Kann das Absinken der Netzfrequenz nicht gestoppt werden, muss ein Teil der elektrischen Last vom Netz getrennt werden, um wieder ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen. Um dies zu verhindern, richtet sich die Planung der Energieversorgungsunternehmen nach der Langzeit-Zuverlässigkeit des Versorgungssystems. Mathematisch gesehen kann ein Kraftwerkspark niemals eine Zuverlässigkeit von 100 % erreichen, da für jedes Kraftwerk eine Ausfallwahrscheinlichkeit größer Null besteht. Im Verbund von vielen Einzelanlagen ist jedoch die Wahrscheinlichkeit, dass alle Anlagen gleichzeitig unabhängig voneinander ausfallen äußerst gering. Als Zuverlässigkeitsniveau wird die geforderte Zeit-Verfügbarkeit einer bestimmten Leistungsschwelle bezeichnet. Wie **Bild 3-1** zeigt, sinkt die gesicherte Leistung mit steigendem Zuverlässigkeitsniveau. Bei einem Zuverlässigkeitsniveau von 0 % entspricht die gesicherte Leistung der Summe der installierten Kraftwerksleistung. Umgekehrt ist die gesicherte Leistung bei einem geforderten Zuverlässigkeitsniveau von 100 % gleich Null.

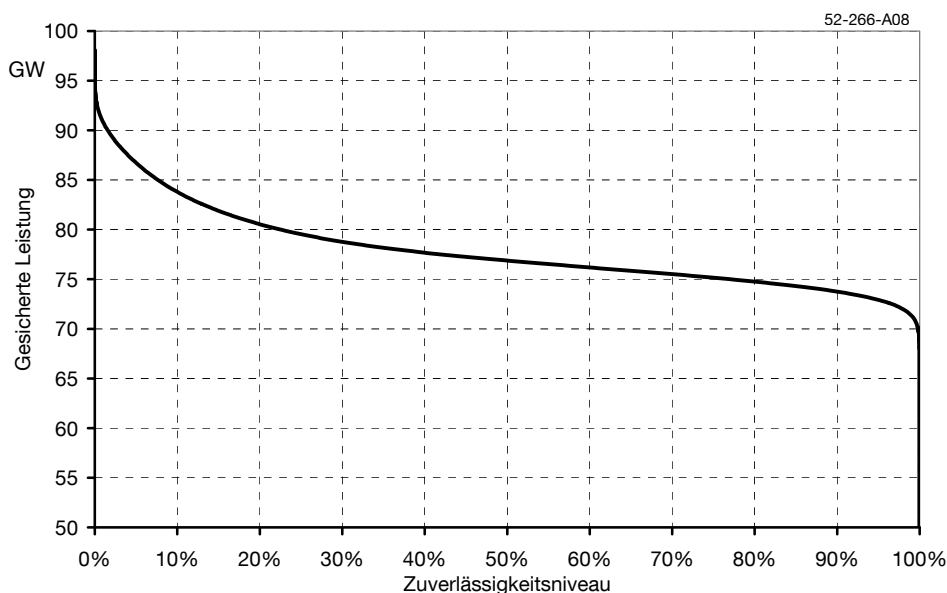


Bild 3-1 Gesicherte Leistung eines Kraftwerkssystems in Abhängigkeit des Zuverlässigkeitsniveaus

Über das insgesamt einzuhaltende Zuverlässigkeitsniveau existieren keine verbindlichen Regeln. Nach [4] gilt:

„Über die Defizitwahrscheinlichkeit gibt es lediglich eine Empfehlung der DVG (Deutsche Verbundgesellschaft, Vorgängerorganisation des VDN, Verband der Netzbetreiber) aus der

Zeit vor der Liberalisierung der Strommärkte. Danach sollte jedes Verbundunternehmen diese auf maximal 7 % beschränken. Für die gesamte deutsche Stromversorgung resultierte daraus eine Defizitwahrscheinlichkeit von näherungsweise 0,1 %.“

Dies entspricht einem vorzuhaltenden Zuverlässigkeitsniveau von 99,9 %. Dabei handelt es sich immer um einen theoretischen Wert, da sich die Ausfallwahrscheinlichkeit eines Kraftwerksblocks nicht im Voraus bestimmen lässt. Daher wird auf historische Daten zur Kraftwerksverfügbarkeit zurückgegriffen. **Bild 3-2** zeigt den für die Bemessung der gesicherten Leistung relevanten Ausschnitt aus dem gesamten Zusammenhang zwischen Zuverlässigkeitsniveau und gesicherter Leistung. Man erkennt, dass der Gradient der Kurve bis ca. 99 % sehr gering ist. Erst bei Zuverlässigkeitsniveaus nahe 100 % sinkt die gesicherte Leistung deutlich ab.

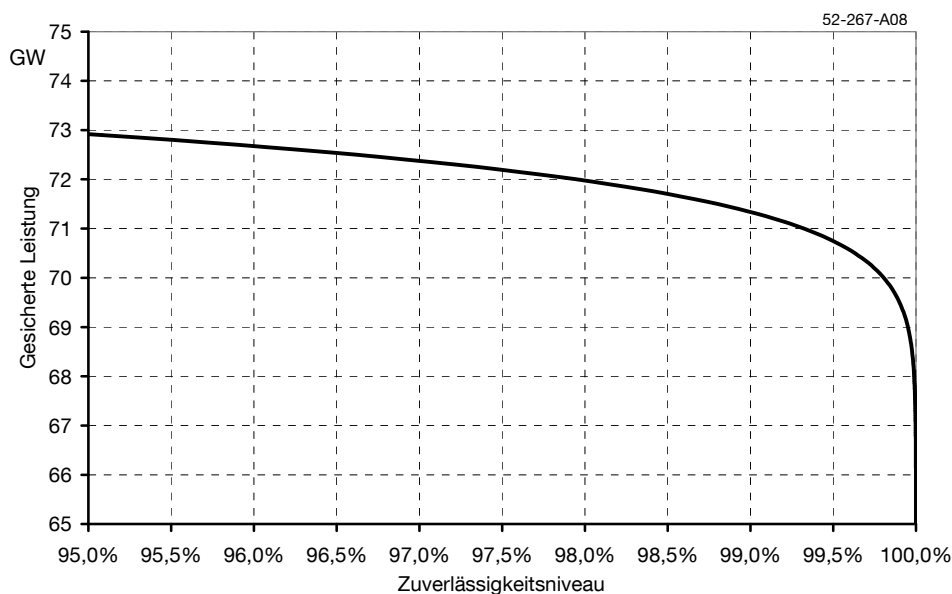


Bild 3-2 Ausschnitt aus Bild 3-1

Auch bei zukünftigen Konstellationen der Stromerzeugung in Deutschland soll die Langzeitzuverlässigkeit auf dem heutigen Niveau bleiben. Sowohl durch Änderungen der Verbraucherlast, als auch durch Veränderungen in der Kraftwerkszusammensetzung (Blockgröße, Kraftwerkstyp) verändert sich der Zusammenhang zwischen Zuverlässigkeitsniveau und gesicherter Leistung. Der Zubau von Windenergieanlagen ist von besonderem Interesse, da diese nicht steuerbar sind und damit nicht als konventionelle Kraftwerksblöcke angesehen werden können.

Zur Ermittlung der gesicherten Leistung wird auf ein wahrscheinlichkeitstheoretisches Verfahren zurückgegriffen, das die Zuverlässigkeit eines Energieversorgungssystems im Bereich der Langzeitreserve untersucht. Eingangsdaten sind die konventionellen Kraftwerke mit Angaben über ihre Blockleistung, Ausfallwahrscheinlichkeit, die technische und windabhängige Verfügbarkeit der Windenergie sowie die zu deckende Jahreshöchstlast.

Dazu wird die Leistung der einzelnen Kraftwerke auf eine einheitliche Schrittweite gerundet (z. B. 10 MW). Da im Modell in jedem einzelnen Simulationsjahr für neu gebaute Kraftwerke

nur eine Summenleistung jedes Kraftwerkstyps benutzt wird (siehe Kapitel 4), werden die neu gebauten Kraftwerkseinheiten auf reale Blockgrößen aufgeteilt. Der Einfluss von Blockgrößen auf die gesicherte Leistung wird in Quelle [17] untersucht.

Um die Systemzuverlässigkeit zu bestimmen, wird die kumulative Wahrscheinlichkeit für teilweise Kapazitätsausfälle berechnet. Jedes thermische Kraftwerk kann sich im Zustand „verfügbar“ oder „ausgefallen“ befinden. Die Windenergieanlagen werden insgesamt als ein Block betrachtet, da hier der Ausfall einer einzelnen Anlage vernachlässigbar ist. Die windabhängige Verfügbarkeit wird in Form von Stundenwerten für jedes Simulationsjahr als jeweils eigener Systemzustand aufgefasst, d. h. die Windenergieanlagen können nicht nur voll einspeisen oder gar nicht, sondern auch in diskreten Zuständen dazwischen. Die Ausfallwahrscheinlichkeit der Windenergieanlagen beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass mehr als 0 MW, 10 MW, 20 MW, usw. der installierten Windenergieanlagenleistung nicht zur Verfügung steht. Diese Wahrscheinlichkeit lässt sich über die Stundenwerte der simulierten Einspeisung errechnen (relative Häufigkeit).

Die rekursive Berechnungsvorschrift zur Ermittlung der kumulativen Ausfallwahrscheinlichkeit lautet [3], [19], [34]:

$$P(X) = \sum_{i=1}^n p_i P'(X - C_i)$$

Hier ist:

$P(X)$ kumulative Ausfallwahrscheinlichkeit von mindestens X MW

$P(X)'$ kumulative Ausfallwahrscheinlichkeit von mindestens X MW vor Hinzufügung des aktuellen Kraftwerksblocks

n Anzahl der möglichen Zustände des aktuellen Blocks

C_i ausgefallene Leistung des hinzugefügten Blocks im Zustand i

p_i Auftretenswahrscheinlichkeit des Zustands i des aktuellen Blocks

Zu einem beliebigen Kraftwerksblock werden alle weiteren Blöcke (inkl. Windenergie) schrittweise hinzugefügt. Dadurch kann die gesicherte Leistung bei einem vorgegebenen Zuverlässigkeitsniveau ermittelt werden. Reicht diese nicht aus, die erwartete Jahreshöchstlast zu decken, muss entsprechend mehr thermische Kraftwerksleistung installiert werden. Umgekehrt kann die installierte Leistung abnehmen, wenn die gesicherte Leistung über der erwarteten Höchstlast liegt.

Diese Berechnung wird für jedes Jahr des Simulationszeitraums durchgeführt. Auf diese Weise wird der Leistungsbeitrag der Windenergie und dessen Veränderung aufgrund von Zubau (Offshore) berücksichtigt. Da die Zuverlässigkeit des Kraftwerkssystems sowohl von der Blockgröße als auch von der Zusammensetzung des Kraftwerksparks abhängt und sich diese im Laufe des Evolutionsprozesses im Modell ändert, muss die Berechnung der gesicherten Leistung mehrmals während des Optimierungsprozesses erfolgen.

Bild 3-3 zeigt den Unterschied zwischen der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks mit Windkraftanlagen und ohne Windkraftanlagen prinzipiell am Beispiel des Jahres 2005. Der Leistungskredit der Windkraftanlagen liegt bei den üblichen 99,5 % Zuverlässigkeitsniveau bei ca. 6 % der installierten Windkraftanlagenleistung [4].

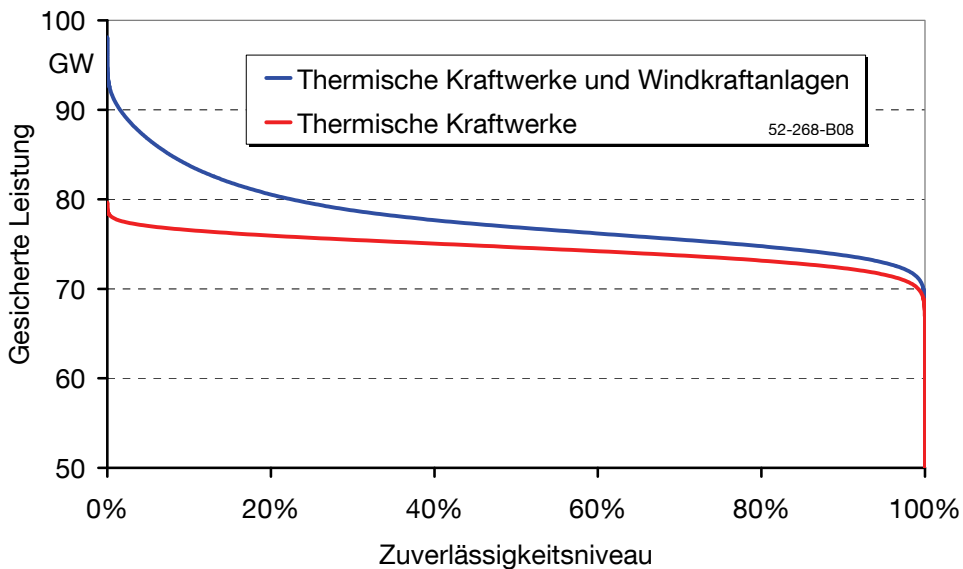


Bild 3-3 Gesicherte Leistung mit Windkraftanlagen und ohne Windkraftanlagen

Anschließend wird überprüft, ob die aufgetretene Jahreshöchstlast inkl. eines Sicherheitszuschlags kleiner oder größer als die gesicherte Leistung ist.

Ist die aufgetretene Jahreshöchstlast plus Sicherheitszuschlag kleiner als die gesicherte Leistung, kann die notwendige installierte Kraftwerksleistung reduziert werden. Andernfalls muss die notwendige installierte Leistung erhöht werden. Dabei ergibt sich das Problem, dass nicht bekannt ist, um welchen Betrag die notwendige installierte Kraftwerksleistung erhöht werden muss, um die geforderte gesicherte Leistung zu erhalten. Ein Beispiel soll dies verdeutlichen:

Installierte Leistung (thermische Kraftwerke):	72 GW
Gesicherte Leistung (bei 99,5 % Zuverlässigkeitsniveau):	63 GW
Jahreshöchstlast:	65 GW
Differenz:	2 GW

In diesem Fall ist die gesicherte Leistung um 2 GW zu niedrig. Wird die installierte Leistung um 2 GW Kraftwerksleistung erhöht, nimmt damit die gesicherte Leistung um einen geringeren Betrag zu, da die zugebauten Kraftwerksblöcke selbst keine hundertprozentige Verlässlichkeit aufweisen. Selbst wenn die Zuverlässigkeit der zuzubauenden Kraftwerksblöcke bekannt wäre, kann der dadurch entstehende Zugewinn an gesicherter Leistung nicht a priori bestimmt werden, da sich dieser erst durch das Hinzufügen zum bestehenden Kraftwerkspark ergibt. In obigem Beispiel kann näherungsweise folgendes Verfahren angewendet werden:

Leistung, um die die installierte Kraftwerksleistung erhöht wird:

$$2 \text{ GW} / (63 \text{ GW} / 72 \text{ GW}) = 2,3 \text{ GW}$$

Die notwendige installierte Kraftwerksleistung wird um den fehlenden Leistungsbetrag erhöht, welcher durch das Verhältnis von bisher gesicherter Leistung und bisher installierter Kraftwerksleistung geteilt wird. Dasselbe Verfahren wird angewendet, wenn die installierte Kraftwerksleistung reduziert werden kann. Auf diese Weise kann die geforderte gesicherte Leistung nicht exakt getroffen werden, sondern wird immer um einen kleinen Betrag über- oder unterschritten.

4 Evolutionstrategien

4.1 Allgemeines

Evolutionstrategien sind ein Teil der Evolutionären Algorithmen zur Optimierung technischer Problemstellungen. Durch eine Nachahmung der biologischen Mechanismen Rekombination, Mutation und Selektion werden technische Optimierungsprobleme simuliert [21]. Im Gegensatz zu den Genetischen Algorithmen wird bei den Evolutionstrategien ein Merkmal direkt (phänotypisch) und nicht indirekt (genotypisch) mutiert.

Auf technische Optimierungsaufgaben übertragen ergibt dieser Ansatz folgende Vorgehensweise:

- Gegeben sei eine oder mehrere Lösungen eines Optimierungsproblems
- Die Parameter der Lösungen werden zufällig leicht modifiziert
- Die so entstandenen neuen Lösungen werden überprüft und die besten ausgewählt
- Diese dienen als Ausgangspunkt für die neue Modifikation

In Anlehnung an die Biologie werden die darin geläufigen Begriffe wie z. B. Eltern, Kinder und Generationen verwendet. Übertragen auf ein mathematisches oder ingenieurwissenschaftliches Optimierungsproblem heißt das, dass eine mögliche Lösung ein Individuum darstellt. Aus einem oder mehreren Elternindividuen entstehen durch Mutation einzelner Merkmale Kinder. Jedes Individuum besteht aus der identischen Anzahl an Variablen. Diese Variablen können durch Zufallsexperimente verändert werden. Dabei ist das Wesen der Evolutionstrategie, dass die Veränderung durch Mutation so ausfällt, dass die dabei entstandene Lösung der Vorgängerlösung ähnlich ist. Andererseits muss die Veränderung groß genug sein, damit überhaupt ein Fortschritt möglich ist. Bei zu großen Veränderungen wiederum kann nicht mehr von einem Evolutionsprozess ausgegangen werden, sondern von zufälligen Stichproben innerhalb des Lösungsraums.

Um diesen Anforderungen zu genügen, geschieht die Mutation durch Addition einer normalverteilten Zufallszahl zu der zu mutierenden Variablen. Die Standardabweichung der Zufallszahl wird als Schrittweite bezeichnet. Auf diese Weise sind kleine Veränderungen wahrscheinlicher als große. Andererseits ermöglicht es die Verwendung einer Normalverteilung, dass prinzipiell auch beliebig große Mutationen möglich sind, jedoch mit einer geringen Wahrscheinlichkeit. Dies ist notwendig, damit die Evolution auch lokale Minima verlassen kann und theoretisch in der Lage ist, von jedem Punkt des Lösungsraums innerhalb eines Generationsschrittes jeden beliebigen anderen Punkt zu erreichen. **Bild 4-1** zeigt die Wahrscheinlichkeitsdichte einer Normalverteilung mit unterschiedlichen Bereichen. 68 % aller Werte liegen innerhalb eines Bereichs von einer Standardabweichung (σ) um den Mittelwert (μ), 95 % innerhalb von $\mu \pm 2 \sigma$, 99,7 % innerhalb von $\mu \pm 3 \sigma$ [38].

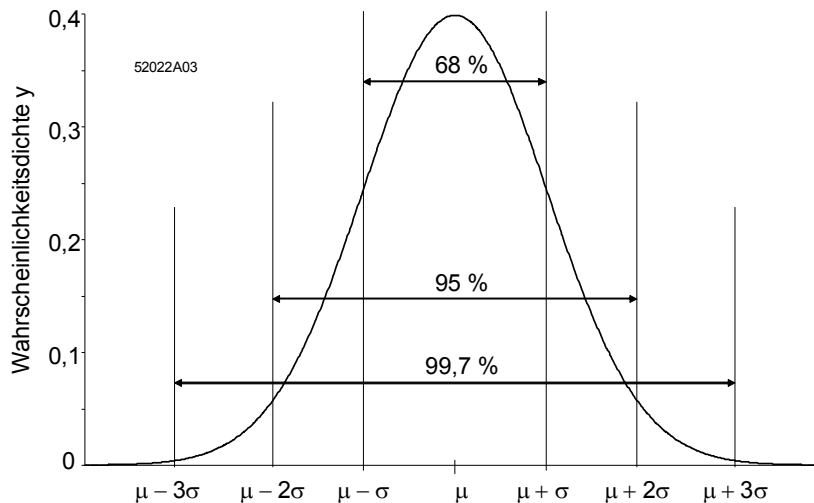


Bild 4-1 Normalverteilung mit Angaben zur Anzahl der Werte innerhalb bestimmter Grenzen

Nach der Rekombination und der Mutation müssen sich alle Individuen einer Selektion unterziehen, wobei diejenigen, welche dem Optimierungskriterium am besten entsprechen, zur nächsten Elterngeneration erklärt werden („survival of the fittest“). Das Optimierungskriterium wird in der sogenannten Zielfunktion überprüft.

Durch eine häufige Wiederholung dieser Algorithmen ergibt sich eine Verbesserung der Lösung. Finden keine nennenswerten Verbesserungen mehr statt, kann die Simulation abgebrochen werden. Um einen möglichst raschen Fortschritt in der Verbesserung der Lösungen zu erzielen, wird häufig mit sogenannten Populationen gearbeitet. Dabei werden die überlebenden Lösungen als Eltern bezeichnet und die mutierten Lösungen als Kinder.

Eine vereinfachte Darstellung der Grundlagen der Evolutionstrategie zeigt **Bild 4-2**:

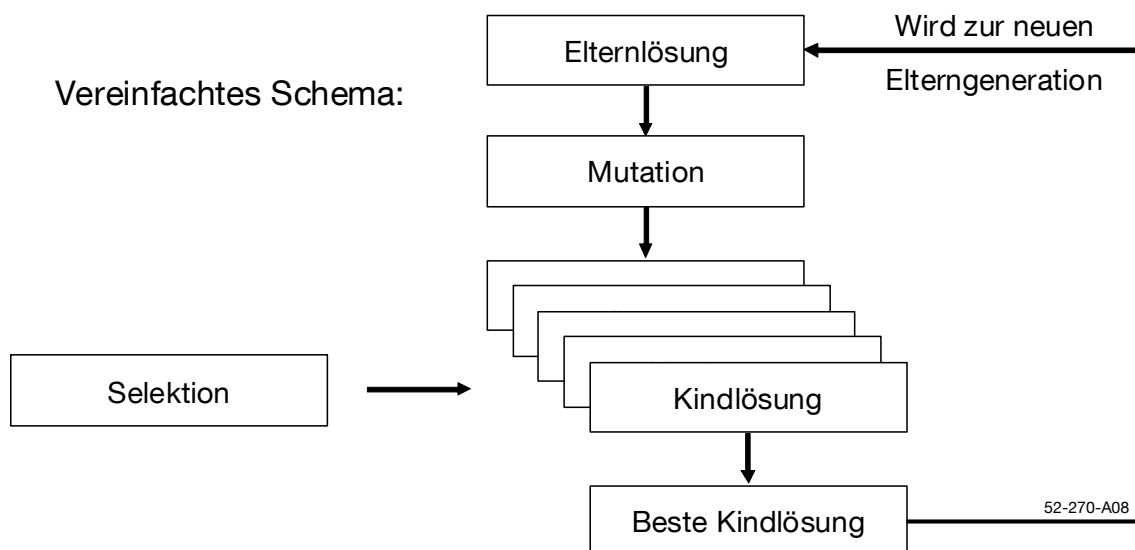


Bild 4-2 Grundlagen der Evolutionstrategien

Für die Anwendung einer Evolutionstrategie müssen weder die Zielfunktion der Optimierungsaufgabe noch die Nebenbedingungen einer bestimmten Form genügen. Daher ist dieses Verfahren flexibel einsetzbar.

Der Hauptnachteil der Evolutionstrategien ist darin zu sehen, dass nicht garantiert werden kann, dass ein globales Optimum gefunden wird. Ebenso kann bei einer Lösung nicht sicher bestimmt werden, ob es sich tatsächlich um die optimale Lösung handelt. Zwar ist das Verfahren bei einer geschickten Auswahl der Mutationsstrategie grundsätzlich in der Lage, das Optimum zu finden, es kann jedoch nicht bestimmt werden, ob dies in einer annehmbaren Rechenzeit geschieht. Für ingenieurwissenschaftliche Fragestellungen ist es aber häufig weniger relevant, das tatsächliche Optimum gefunden zu haben, sondern es reicht meistens aus, dem Optimum möglichst nahe zu kommen.

4.2 Populationsstrategie

Der einfachste Fall einer Evolutionstrategie ist die sogenannte 1+1 Population [20]. Dabei entsteht aus einem Elternindividuum genau ein Kind. Nur wenn dieses hinsichtlich des Optimierungskriteriums besser als das Elternindividuum ist, überlebt es den Selektionsprozess. Andernfalls bleibt das Elternindividuum so viele Replikationsschritte bestehen, bis durch Mutation ein besseres Kind entsteht. Um den Ablauf der Evolution zu beschleunigen, ist es auch möglich, dass aus einem Elternindividuum grundsätzlich mehrere (x) Kinder entstehen, was als 1+ x Strategie bezeichnet wird. Dies bietet gegenüber x Schritten einer 1+1 Strategie den Vorteil, dass bei nahezu gleicher Rechenzeit innerhalb einer Generation aus 1+ x Individuen das Beste ausgesucht wird. Daher ist pro Generationsschritt ein größerer Fortschritt der Optimierung zu erwarten als bei einer 1+1 Strategie. Andererseits entsteht evt. bei x 1+1 Schritten ein größerer Evolutionsfortschritt, da hier schon mehrere Generationen abgearbeitet wurden. Genauso können aus mehreren (y) Elternindividuen parallel jeweils x Kinder entstehen. Derartige Populationen werden als $y+x$ Strategie (Plus-Strategie) bezeichnet. Auf diese Weise werden mehrere Lösungspfade gleichzeitig verfolgt. Falls ein Lösungspfad zu einem lokalen Minimum führt, aus dem dieser nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit wieder herausführt, kann auf diese Weise ein anderer Lösungspfad eingeschlagen werden.

Bei Populationsstrategien mit einer größeren Anzahl von Kindern als Eltern ergibt sich die Möglichkeit einer sogenannten Komma-Strategie. Dies bedeutet, dass in jedem Fall die besten Kindindividuen zur neuen Elterngeneration erklärt werden, selbst wenn sie schlechter ausfallen als die Eltern. Auf diese Weise kann sich der Evolutionsprozess verschlechtern, was auch dazu führen kann, dass lokale Minima leichter verlassen werden können. Als Schreibweise ist hier y,x Strategie bei y Eltern und jeweils x Kindern üblich.

Um die Stärken der Evolutionstrategie auszunutzen, sollte eher auf eine große Anzahl von Generationen als auf eine große Zahl von parallelen Individuen geachtet werden, da der Fortschritt im wesentlichen durch eine allmähliche Veränderung der Lösung erreicht wird. Bei zu großer Zahl an Kindern und geringer Zahl an Generationsschritten ist eher von zufälligen Verbesserungen als von einer gezielten Evolution auszugehen.

Bei einigen Formulierungen von Optimierungsaufgaben ist es auch möglich, Kinder aus mehreren Elternindividuen zu erzeugen. Dabei können einzelne Merkmale der Lösung entweder von einem einzigen Elternteil stammen oder eine Mischung aus beiden darstellen.

Diese Strategie wurde im Rahmen der hier untersuchten Fragestellung nicht weiter verfolgt, da eine konkrete Formulierung problematisch ist.

4.3 Umsetzung auf ein Energiemodell

4.3.1 Grundsätzliches

Das hier betrachtete Optimierungsproblem ist der jährliche Kraftwerkszubau zu einem bestehenden Kraftwerkspark. Dabei gehen die bestehenden Kraftwerke nach und nach v. a. aufgrund ihres Baualters vom Netz. Aufgabe der Optimierung ist es, neue Kraftwerksleistung so zu installieren, dass der Barwert aller Kosten der Stromerzeugung innerhalb des Betrachtungszeitraums kostenoptimal ist. Dabei kann keine für die einzelnen Jahre voneinander unabhängige Optimierung durchgeführt werden, da heutige Kraftwerksbauten den Einsatz künftiger Kraftwerke beeinflussen. D. h. der Optimierungszeitraum muss ausreichend lang gewählt sein. Was in diesem Zusammenhang ausreichend lang bedeutet, wird später diskutiert (siehe Kapitel 6.2).

In jedem Simulationsjahr ist eine bestimmte elektrische Kraftwerksleistung zu installieren, welche sich aus der einzuhaltenden Systemzuverlässigkeit ergibt. Innerhalb des Modells wird die vorzuhaltende elektrische Kraftwerksleistung eigens ermittelt (siehe Kapitel 3). Diese Leistung kann sich auf unterschiedliche Kraftwerkstypen aufteilen. Die Kosten berechnen sich zum einen aus Investitionskosten und betriebsunabhängigen Kosten, zum anderen aus den Betriebskosten, die über die oben beschriebene Methode der Merit-Order berechnet werden.

Das Optimierungsmodell beginnt mit einer beliebigen Aufteilung der in den einzelnen Jahren zu installierenden Leistung auf die einzelnen Kraftwerkstypen. Dabei wird jedes einzelne Simulationsjahr berücksichtigt. Jede Kraftwerkseinheit steht ab 1. Januar des Baujahres zur Stromerzeugung zur Verfügung. Diese Aufteilung wird im Folgenden als Startlösung bezeichnet. Lösung heißt, dass eine solche Konstellation möglich ist und nicht gegen Restriktionen verstößt. Alle möglichen Aufteilungen des Kraftwerkszubaues werden als Lösungen bezeichnet. Optimal ist die Lösung, welchen den niedrigsten Barwert aller Kosten aufweist.

Aus einer Elternlösung entsteht durch Mutation eine Kindlösung. Ausgehend von der Startlösung finden nun pro Generationsschritt zufällige Veränderungen (Mutationen) in der installierten Leistung der einzelnen Kraftwerkstypen statt. Dabei werden die Zubauleistungen in den einzelnen Jahren zufällig verändert. Diese Veränderung geschieht durch eine Addition einer normalverteilten Zufallsgröße. Damit wird erreicht, dass zum einen kleine Abweichungen wahrscheinlicher sind als große und dass zum anderen der gesamte Lösungsraum einbezogen wird. Führt eine dieser neuen Lösungen zu einem geringeren Barwert aller Kosten, so wird diese zur neuen Elterngeneration erklärt und der Prozess der Replikation und Mutation beginnt von Neuem. Auf diese Weise verbessern sich die Lösungen mehr und mehr in Richtung Optimum. Ob ein theoretisches Optimum erreicht wird, kann nicht bewiesen wer-

den. Daher muss, wenn sich nach einer ausreichenden Anzahl von Generationsschritten keine Verbesserung mehr einstellt, abgebrochen werden.

Bild 4-3 zeigt beispielhaft die Mutation einer Lösung. Dabei wird im Jahr 2009 zufällig die Leistung des gebauten GuD-Blocks von 600 auf 630 MW erhöht. Im Jahr 2040 werden statt 250 MW Gasturbinenleistung 300 MW zugebaut. Die Leistung eines Braunkohle-CCS-Kraftwerks wird von 1200 auf 1080 MW reduziert. Kraftwerkstypen, die in dem jeweiligen Jahr nicht zur Verfügung stehen, sind mit einem X gekennzeichnet.

Jährlicher Kapazitätszubau:

Jahr	Kraftwerkstyp 52-270-B08								
	GT	GuD	SK	BK	KE	HÖ	BK-CCS	...	
2008	240	850	0	800	X	X	X	X	MW
Mutation →	720	600 ↓ 630	1000	0	X	X	X	X	MW
...	MW
2039	100	0	0	0	X	X	900	500	MW
Mutation →	250 ↓ 300	800	0	0	X	X	1200 ↓ 1080	750	MW

Bild 4-3 Beispiel für Mutationen in einzelner Zubauleistungen

4.3.2 Mutation

Allgemein mathematisch formuliert eignet sich zur Darstellung der Mutation eine Matrixschreibweise:

$$\begin{pmatrix} x'_{1,1} & x'_{1,2} & \dots & x'_{1,n} \\ x'_{2,1} & x'_{2,2} & \dots & x'_{2,n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x'_{m,1} & x'_{m,2} & \dots & x'_{m,n} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_{1,1} & x_{1,2} & \dots & x_{1,n} \\ x_{2,1} & x_{2,2} & \dots & x_{2,n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{m,1} & x_{m,2} & \dots & x_{m,n} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} y_{1,1} & y_{1,2} & \dots & y_{1,n} \\ y_{2,1} & y_{2,2} & \dots & y_{2,n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ y_{m,1} & y_{m,2} & \dots & y_{m,n} \end{pmatrix}$$

Hier ist:

- $x_{m,n}$ Neu installierte Leistung des Kraftwerkstyps n im Simulationsjahr m vor der Mutation
- $y_{m,n}$ Mutationsvariable des Kraftwerkstyps n im Simulationsjahr m
- $x'_{m,n}$ Neu installierte Leistung des Kraftwerkstyps n im Simulationsjahr m nach der Mutation

Die Mutationsvariable $y_{m,n}$ kann unterschiedlich formuliert werden: Bei vielen kontinuierlichen Optimierungsproblemen wird für jedes y eine normalverteilte Zufallszahl mit dem Mittelwert Null angenommen. Das bedeutet, dass in jeder Generationsabfolge jedes vererbte Merkmal mutiert wird. Da die Mutation mittels Addition einer normalverteilten Zufallsvariable stattfindet, sind kleine Abweichungen deutlich wahrscheinlicher als große.

Für das hier untersuchte Problem ist dieses Verfahren jedoch weniger geeignet. Daher wird nicht jedes Merkmal mutiert sondern unterschiedlich viele. Ein möglicher und sinnvoller Weg ist es, die Anzahl der zu mutierenden Variablen gleichverteilt zufällig zu bestimmen. Das heißt, y ist entweder Null oder eine normalverteilte Zufallszahl. Dabei ist die Anzahl derjenigen y , die gleich Null sind, gleichverteilt zwischen Null und $m \cdot n$.

Für den Fall, dass y nicht gleich Null ist gilt:

$$y = s * g$$

Hier ist: s Schrittweite der Mutation (z. B. in Megawatt, MW)

g Standardnormalverteilte Zufallszahl

Zur Erzeugung von (Pseudo-)Zufallszahlen und deren Transformation in standardnormalverteilte Zufallszahlen existieren unterschiedliche Verfahren, siehe hierzu [5].

In diesem Zusammenhang ist der Begriff Schrittweite irreführend, da es sich bei y um eine kontinuierliche Variable handelt. Dennoch wird auch hier der Begriff benutzt, da er in der Fachliteratur üblich ist.

Der Wahl der Schrittweite s der Mutationen ist große Bedeutung beizumessen. Zu Beginn der Evolution ist eine große Schrittweite hilfreich, um einen schnellen Fortschritt in der Verbesserung der Zielfunktion zu erreichen. Befindet sich die Lösung bereits in der Nähe des Optimums, ist eine kleine Schrittweite häufig sinnvoll, da hier eine große Schrittweite das Optimum leichter „überspringen“ könnte. Bei sehr kleinen Schrittweiten besteht jedoch die Gefahr, dass lokale Minima der Zielfunktion nur mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit wieder verlassen werden können. Gegebenenfalls ist eine Veränderung der Schrittweite während des Evolutionsprozesses notwendig. Dies kann manuell geschehen oder auch über eine mutative Schrittweitenregelung. Diese Möglichkeit ist in der Literatur [20] ausführlich beschrieben.

4.3.3 Einhaltung von Restriktionen

Der Lösungsraum der Zielfunktion kann durch unterschiedliche Restriktionen und Nebenbedingungen eingeschränkt sein. Dabei kann durch unterschiedliche Verfahren gewährleistet werden, dass die Zielfunktion innerhalb des zulässigen Lösungsbereiches bleibt bzw. dass der Lösungsraum entsprechend erweitert wird. Im systemtheoretischen Sinne wird die ursprüngliche Zielfunktion entweder im zulässigen Bereich oder außerhalb des zulässigen Bereichs modifiziert, um eine Ersatzzielfunktion aufzustellen [20].

Im Folgenden wird gezeigt, wie im hier untersuchten Optimierungsproblem Randbedingungen und Restriktionen behandelt werden.

Berücksichtigung während der Mutation

Jedes Kindindividuum wird auf die Einhaltung externer Restriktionen hin überprüft. Zum Teil kann dies schon während der Mutation geschehen, In diesem Fall wird sichergestellt, dass der zulässige Lösungsraum nicht verlassen werden kann. Ein Beispiel hierfür ist, wenn eine maximal oder minimal zu installierende Leistung eines Kraftwerkstyps einzuhalten ist. In diesem Fall ist die zu verändernde Variable x nach oben oder unten beschränkt:

$$x^u \leq x \leq x^o$$

Dabei kann für jedes x in jedem einzelnen Jahr eine individuelle Obergrenze x^o und Untergrenze x^u festgelegt werden:

$$\begin{pmatrix} x_{1,1}^u & x_{1,2}^u & \dots & x_{1,n}^u \\ x_{2,1}^u & x_{2,2}^u & \dots & x_{2,n}^u \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{m,1}^u & x_{m,2}^u & \dots & x_{m,n}^u \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} x_{1,1} & x_{1,2} & \dots & x_{1,n} \\ x_{2,1} & x_{2,2} & \dots & x_{2,n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{m,1} & x_{m,2} & \dots & x_{m,n} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} x_{1,1}^o & x_{1,2}^o & \dots & x_{1,n}^o \\ x_{2,1}^o & x_{2,2}^o & \dots & x_{2,n}^o \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{m,1}^o & x_{m,2}^o & \dots & x_{m,n}^o \end{pmatrix}$$

Auf diese Weise kann z. B. erreicht werden, dass ein bestimmter Kraftwerkstyp in bestimmten Jahren nicht mehr oder noch nicht zur Verfügung steht, indem x^o zu Null gesetzt wird, bzw. können maximal mögliche jährliche Zubauleistungen eingehalten werden. Dies ist von praktischer Relevanz, wenn z. B. eine maximal pro Jahr von den Herstellern von Kraftwerkskomponenten zu installierende Leistung vorgegeben wird.

Für die meisten Kraftwerkstypen existiert eine, meist wirtschaftlich begründete, Mindestblockgröße. D. h. wenn in einem Jahr ein Kraftwerksblock dieses Typs zugebaut wird, dann muss er eine Mindestleistung aufweisen. Dies kann als Randbedingung eingeführt werden, indem die Variable x entweder Null oder größer als die individuelle Mindestblockgröße ist.

Unterschreitet die Zubauvariable durch Mutation die Mindestblockgröße kann sie zwei mögliche Werte annehmen. Entweder wird die Zubauvariable dann auf die Mindestblockgröße gesetzt oder zu Null. Die Wahrscheinlichkeit dafür wird durch eine weitere Zufallszahl auf 50 % gesetzt. Ebenso wird verfahren, wenn die Zubauvariable Null ist und nach Addition der Mutationsvariable einen Wert, der kleiner als die Mindestblockgröße ist, aufweist. So wird verhindert, dass die Zubauvariable sehr häufig zwischen Null und der Mindestblockgröße hin und her springt.

Darüber hinaus kann x^u eine mindestens in einem bestimmten Jahr zu installierende Blockgröße sein, die sich z. B. aus externen Vorgaben ergibt.

Die Anzahl der veränderten Kraftwerksblöcke wird in jedem Evolutionsschritt zufällig ausgewählt. Dabei kann es vorkommen, dass in einem Jahr insgesamt zu wenig Kraftwerksleistung installiert ist, so dass die geforderte Versorgungszuverlässigkeit nicht eingehalten wird.

Hierfür wird in jedem Simulationsjahr die aktuell installierte Kraftwerksleistung ermittelt. Dazu zählen die im betrachteten Jahr gebauten Kraftwerke und alle früher installierten, deren Lebensdauer noch nicht abgelaufen ist.

In diesem Fall wird mit einem zufällig ausgewählten Kraftwerksblock x die fehlende Leistung aufgefüllt. Der zufällig ausgewählte Kraftwerksblock muss am Ende mindestens seine minimale Blockgröße aufweisen.

Mutationen einzelner Blöcke haben Auswirkungen auf die installierte Kraftwerksleistung der Folgejahre. Da die einzelnen Kraftwerke im Allgemeinen nicht dieselbe Lebensdauer aufweisen, kann es vorkommen, dass eine Mutation in einem Jahr bewirkt, dass in einem Folgejahr zu wenig Kraftwerksleistung installiert wird. Dies wird verhindert, indem bei jeder Einzellösung alle Simulationsjahre auf ihre installierte Leistung hin überprüft werden, unabhängig ob in dem betreffenden Jahr eine Mutation stattfindet.

Straffunktionen oder Selektion

Wie oben gezeigt, können viele Randbedingungen bereits während des Mutationsprozesses eingehalten werden. Anders sieht es bei Randbedingungen aus, die erst durch die Weiterverarbeitung der mutierten Lösung überprüft werden können. Als Beispiel sind im hier verwendeten Modell Einschränkungen bei der produzierten Strommenge eines einzelnen Kraftwerkstyps, Maximal- oder Minimalanteil an der gesamten Strombereitstellung oder Brennstoffmengenbegrenzungen zu nennen.

Erst nach der Ermittlung der produzierten Strommenge können derartige Randbedingungen überprüft werden, also erst wenn der gesamte Mutationsprozess abgeschlossen ist. Der genaue Ablauf ist in Kapitel 7 beschrieben. Im Sinne der Evolutionsstrategie erzeugt in diesem Fall die Mutation ein Individuum, welches gegen notwendige Randbedingungen verstößt, d. h. den zulässigen Lösungsraum verlässt. Die einfachste Möglichkeit ist es, das Individuum zu verwerfen und solange erneut aus einem Elternindividuum ein Kind zu erzeugen, bis alle Randbedingungen eingehalten sind. Dieses Vorgehen weist einige entscheidende Nachteile auf:

- Erst nach vielen Mutationsversuchen wird ein lebensfähiges Individuum gefunden. Dies kann unter Umständen eine sehr lange Zeit in Anspruch nehmen.
- Lokale Minima innerhalb des Lösungsraums können nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit wieder verlassen werden, wenn sie in der Nähe der Begrenzung des zulässigen Lösungsraums liegen.

Die zweite Möglichkeit ist die Einführung von sogenannten Penalty-Verfahren oder Straffunktionen [20]. Das Grundprinzip besteht darin, dass beim Verlassen des zulässigen Lösungsraums der Wert der Zielfunktion soweit verändert wird, dass die Evolutionsstrategie selbständig wieder in den zulässigen Lösungsraum zurückfindet.

Im konkreten Beispiel einer Kostenminimierung bedeutet dies eine Erhöhung der Kosten, je weiter der zulässige Lösungsraum verlassen wird. Der Zielfunktion werden somit Strafkos-

ten auferlegt, wenn z. B. eine Brennstoffmengenbedingung nicht eingehalten wird. Das Prinzip lässt sich in folgender Formel ausdrücken:

$$S = |p - p^*|^n * k$$

Hier ist:

S	Strafkosten
p	Parameter außerhalb des zulässigen Bereichs
p^*	Zulässige Grenze des entsprechenden Parameter
n	Wählbarer Exponent (z. B. 1 oder 2)
k	spezifische Strafkosten

Die Höhe der spezifischen Strafkosten k ist so zu wählen, dass zum einen ein Verlassen des zulässigen Lösungsraums möglich ist und dass zum anderen die Evolution wieder in den zulässigen Bereich zurückfindet. Durch die Wahl des Exponenten n kann eine lineare oder quadratische Abhängigkeit hergestellt werden. Durch eine quadratische Abhängigkeit der Strafkosten von der Entfernung zur zulässigen Grenze werden größere Abweichungen überproportional mit Strafkosten belastet. Der Mechanismus von Straffunktionen führt dazu, dass Lösungen außerhalb des zulässigen Bereichs überleben können, sofern keine Lösung im zulässigen Bereich dem Optimierungskriterium besser entspricht. Häufig ist es sinnvoll, im Laufe des Evolutionsprozesses den Wert der spezifischen Strafkosten zu erhöhen, damit die endgültige Lösung nicht gegen Restriktionen verstößt.

Wenn die optimale Lösung genau am Rand des zulässigen Lösungsbereichs liegt, wirken sich Straffunktionen unter Umständen negativ aus. Die Wahrscheinlichkeit, dass durch die Evolution genau der Rand des zulässigen Bereichs getroffen wird, ist gering. Daher ist eine Kombination aus äußerer Straffunktion und innerer Beschränkung der möglichen Mutationen, wie oben beschrieben, sinnvoll.

Im Falle von maximalen CO₂-Emissionen als Randbedingung für die Optimierung sind weder Straffunktionen noch Selektion sinnvoll. Würde dies als Randbedingung vorgegeben werden, erreicht die Evolution eine Lösung, welche durch die Art der installierten Kraftwerksleistung die maximale Emissionsgrenze einhält. Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke bleibt hingegen unverändert. Wie in Kapitel 2.4 gezeigt, kann eine Veränderung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke die Emissionen reduzieren. Die Kombination dieser Methode und der Evolution führt somit zur kostenminimalen Lösung.

Durch die Problemformulierung ist vorgegeben, welche Randbedingungen während der Mutation eingehalten werden und welche mit Hilfe von Straffunktionen behandelt werden. Da hier die installierte Leistung der Kraftwerke direkt verändert wird, können alle Restriktionen, welche sich auf die installierte Leistung beziehen, direkt eingehalten werden. Alle Restriktionen, welche erst durch Weiterverarbeitung der Mutationsvariablen überprüfbar sind, werden mit Strafkosten belegt.

5 Ermittlung der residualen Last

Die Kenntnis der Höhe und Charakteristik der zukünftigen Verbraucherlast ist eine wesentliche Voraussetzung für die Zubauentscheidung, da sie den Kraftwerkseinsatz hauptsächlich bestimmt. Daneben ist jedoch auch die künftige Höhe und Charakteristik der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ausschlaggebend, da nur die Differenz aus Verbraucherlast und EEG/KWK Strom vom konventionellen thermischen Kraftwerkspark gedeckt werden kann.

5.1 Netzlastmodell

Die Verbraucherlast ist dem hier vorgestellten Optimierungsmodell in Stundenauflösung für jedes Simulationsjahr vorzugeben. Daher wird auf ein am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik entwickeltes Synthesemodell zurückgegriffen [16]. Die Synthese berücksichtigt dabei den Einfluss der Tages- und Jahreszeit, des Tagtyps, der Außentemperatur und konjunkturelle Faktoren. Dazu wird die Netzlast vergangener Zeiträume auf ihre Korrelationen mit den Einflussfaktoren hin untersucht.

Mithilfe eines iterativen Verfahrens werden in der Analysephase die Tageslastgänge des Jahres 2004 zu einer begrenzten Anzahl an Standardlastgängen reduziert [14]. Hierbei werden die 366 Tageslastgänge in Stundenauflösung anhand der Kriterien Korrelation (Ähnlichkeit der Kurvenform), Mittelwert und Streuung um den Mittelwert miteinander verglichen. Aus den jeweils ähnlichsten Tageslastgängen wird ein resultierender Mittelwert-Lastgang gebildet. Dieses Verfahren wird iterativ durchgeführt, bis aufgrund vorgegebener Grenzwerte hinsichtlich o. g. Kriterien keine weitere Reduktion der Lastgänge stattfindet. Elf der 19 resultierenden Standardlastgänge werden entsprechend ihres kalendarischen Vorkommens im Jahr 2004 bestimmten Zeitbereichen im Jahr zugeordnet. Prinzipiell ist eine Unterteilung in Werktag, Samstag und Sonntag sowie innerhalb dieser Gliederung in Sommer, Winter und Übergangszeit festzustellen. Die übrigen acht Standardlastgänge sind singuläre Erscheinungen und geben den Lastgang von Feiertagen oder Sondertagen, wie beispielsweise Brückentage oder die Zeit zwischen Weihnachten und Neujahr, wieder. Um eine gleichmäßige Qualität der Lastgangsynthese für alle Tage zu gewährleisten, werden in diesem Synthesemodell im Gegensatz zu gängigen Modellen auch Feiertage und Sondertage berücksichtigt.

Zudem sind für die Synthese von Lastgängen die meteorologischen Faktoren Jahreszeit und Außentemperatur von Bedeutung. Der Einfluss der Jahreszeit wird bereits durch die Bildung von jahreszeitabhängigen Standardlastgängen berücksichtigt. Um den Einfluss der Temperatur auf die elektrische Netzlast in die Lastsynthese einzubeziehen, wird der erforderliche Regressionskoeffizient ermittelt, der die Änderung der Last infolge einer Temperaturänderung wiedergibt. Diese temperaturbedingte Laständerung tritt nur in einem Temperaturbereich von 2 °C bis 16 °C auf. Bei Temperaturen unterhalb von 2 °C nimmt die Last mit sin-

kender Temperatur nicht weiter zu und über einer Temperatur von 16 °C nicht weiter ab. Lediglich für längere Kälteperioden und bei Temperaturen unter -10 °C kann die Lastsynthese größere Abweichungen hervorbringen als unter normalen Bedingungen. Die Auswirkungen anderer meteorologischer Faktoren wie Helligkeit, Bewölkungsgrad etc. werden aufgrund der Korrelation dieser Größen mit der Temperatur und wegen der schlechteren Prognosegenauigkeit nicht verwendet. **Bild 5-1** zeigt das Modellschema für die Netzlastprognose.

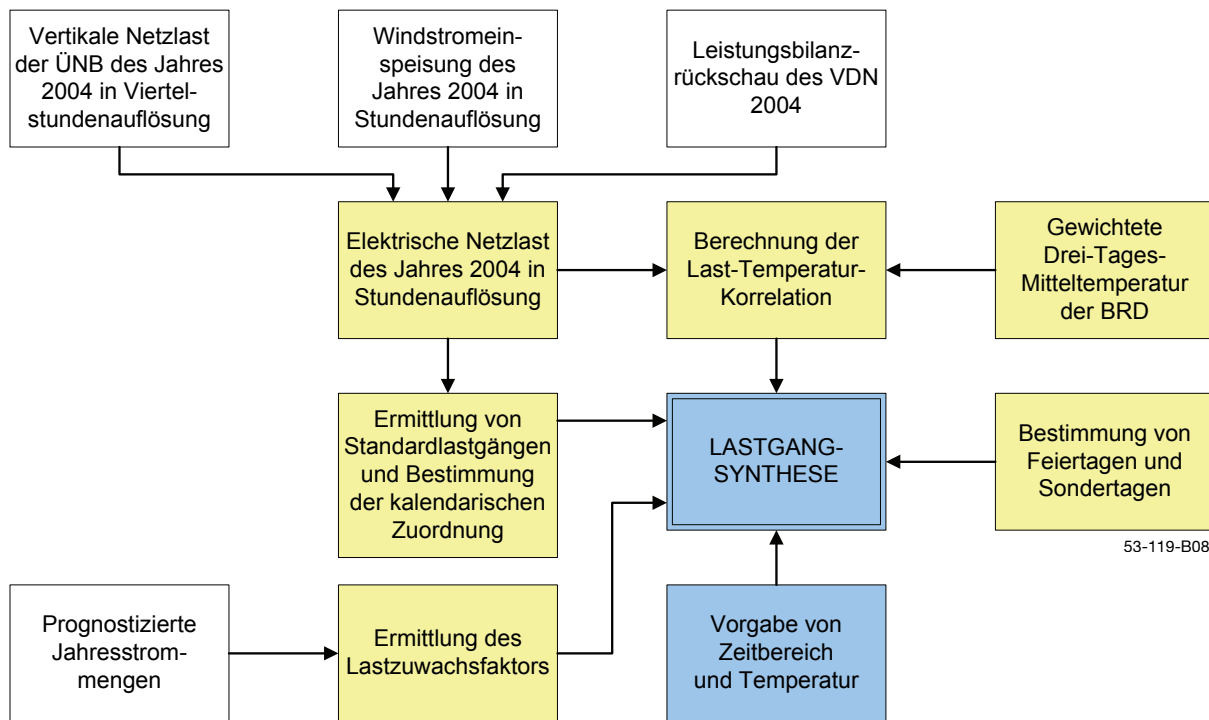


Bild 5-1 Modellschema Netzlastsynthese [16]

Für die zukünftige Entwicklung der Last wird auf prognostizierte Jahresstrommengen zurückgegriffen. Im Modell wird davon ausgegangen, dass die Charakteristik des Lastverlaufs bis 2040 unverändert bleibt und sich die Stundenwerte somit analog zu den Jahresstrommengen verhalten. Erhöht sich beispielsweise die Jahresstrommenge um 1 %, steigen auch alle Stundenwerte um 1 %. Künftige Veränderungen der Verbraucherlastcharakteristik werden nicht berücksichtigt. Hier sind ohnehin einige gegenläufige Tendenzen auszumachen: Wenn die Zahl der Nachtspeicherheizungen abnimmt, wird das Lasttal in den Nachtstunden tiefer werden. Dem gegenüber steht die seit einigen Jahrzehnten beobachtete Vergleichmäßigung der elektrischen Netzlast. Dies ist v. a. auf die immer noch zunehmende Ausstattung an elektrischen Verbrauchern in den Haushalten und die weitere Flexibilisierung der Arbeitszeiten zurückzuführen.

Die Validierung des erstellten Synthesemodells erfolgt mittels Vergleich von synthetisch errechneten Lastgängen in den Jahren 2004 und 2006 mit der tatsächlich aufgetretenen Netzlast. Die ermittelten Lastgänge zeigen beim Vergleich mit den tatsächlich aufgetretenen Netzlastverläufen eine eindeutige Übereinstimmung in der Charakteristik und eine gute Übereinstimmung in der Höhe des Lastverlaufs. Der Einfluss der Tageslänge ist zum Teil in

den verschiedenen Standardlastgängen für die Saisonabschnitte des Jahres enthalten. Die Verschiebung von Sonnenauf- und Sonnenuntergangszeiten führt zu einer Abweichung der synthetisch ermittelten Last gegenüber der tatsächlich eintretenden Last. Diese systembedingte Abweichung befindet sich allerdings in akzeptablen Fehlergrenzen.

Das Synthesemodell liefert somit für beliebige zukünftige Zeiträume die elektrische Netzlast für das Netzgebiet Deutschlands in Stundenauflösung.

5.2 Residuale Last

Der Restlastgang oder residuale Last ist der Anteil der Netzlast, der von thermischen Kraftwerken gedeckt werden muss und ergibt sich aus der Differenz der Netzlast und der vorrangig ins Netz aufgenommenen Einspeisung aus Kraft-Wärme-Kopplung und aus erneuerbaren Quellen. Die Prognose bzw. Modellierung jeder einzelnen Komponente ist mit Unsicherheiten behaftet (siehe Kapitel 2.2). Die verwendeten Modelle hingegen arbeiten streng deterministisch, d. h. ausgehend von einer Temperaturannahme wird die Netzlast und die KWK-Einspeisung modelliert. Der deterministische Ansatz ist für die hier behandelte Fragestellung, mit Ausnahme der Modellierung der Windenergie, ausreichend. In diesem Zusammenhang stellt die Prognose der Windeinspeisung einen Sonderfall dar, da der charakteristische Einfluss des Windes auf den thermischen Kraftwerkspark durch eine deterministische Vorhersage nicht adäquat abgebildet werden kann. In **Bild 5-2** ist für eine Beispielwoche ein typischer Lastgang der nicht disponiblen Einspeisung dargestellt.

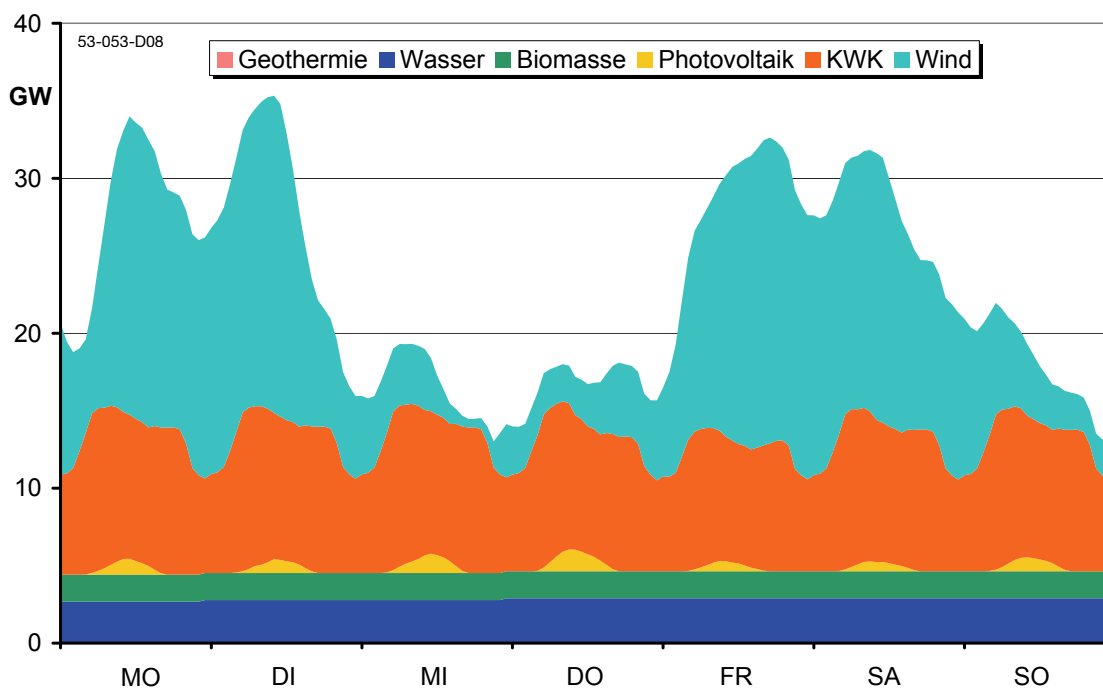


Bild 5-2 **Einspeisung der nicht frei disponiblen Quellen für eine Beispielwoche**

Die residuale Last ist die Differenz zwischen der Lastanforderung und der gesetzten Einspeisung, also der Teil, der vom planbaren Kraftwerkspark gedeckt werden muss (**Bild 5-3**).

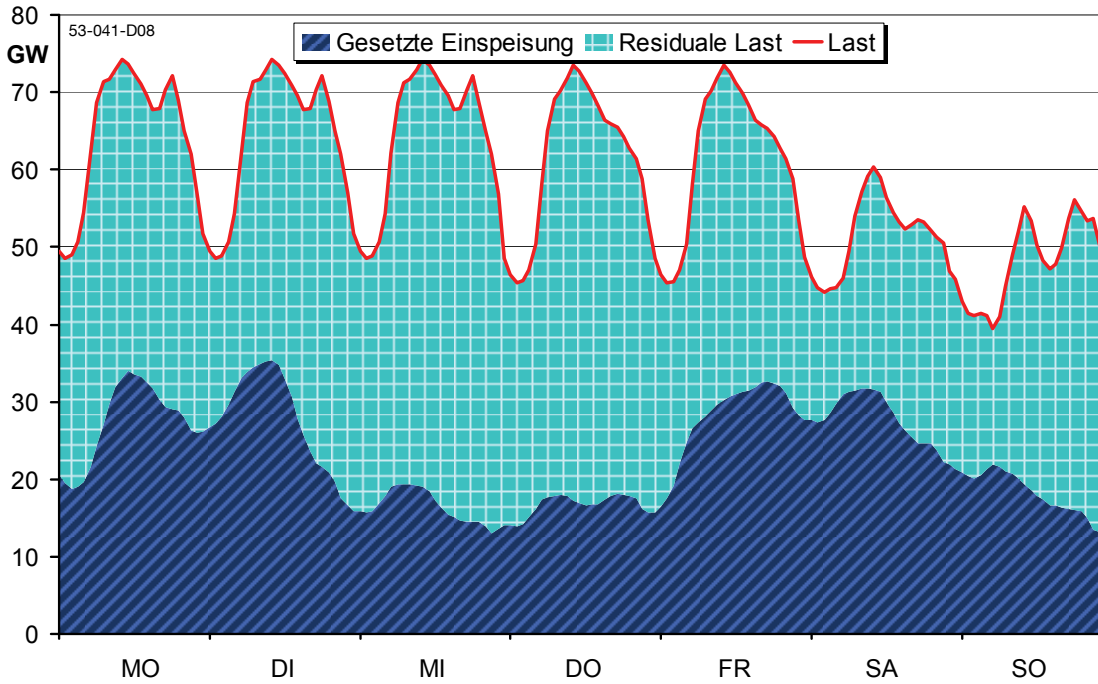


Bild 5-3 Gesetzte Einspeisung und residuale Last für eine Beispielwoche

Das stochastische Verhalten des Windes wird mit Hilfe von 14 unterschiedlichen Windjahren berücksichtigt, welche für jedes Simulationsjahr die Bandbreite der möglichen Windeinspeisung repräsentieren [35], [11]. **Bild 5-4** zeigt die einzelnen Schritte für die Erzeugung der residualen Last.

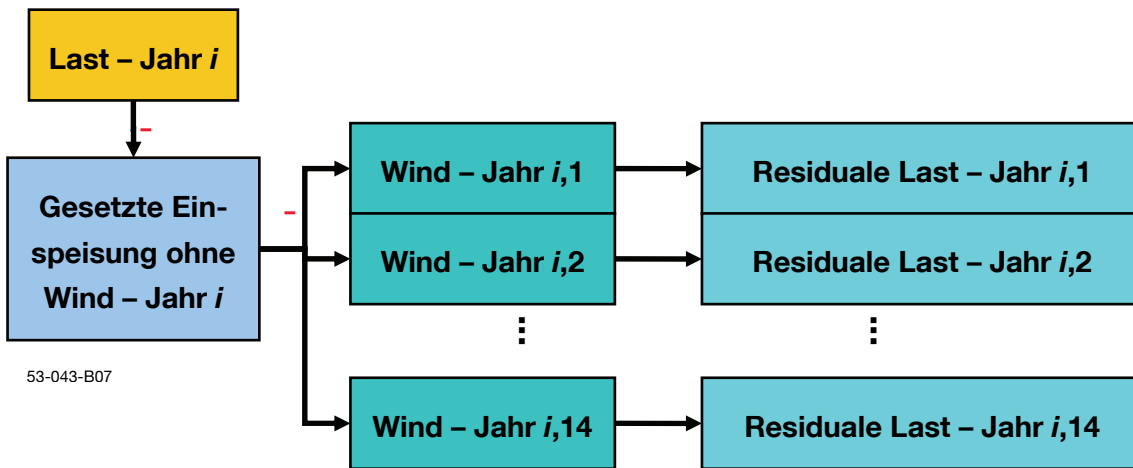


Bild 5-4 Definition der residualen Last für 14 Windjahre

Zunächst wird von der Last die gesetzte Einspeisung ohne Wind abgezogen. Das Ergebnis ist der Teil der Last, welcher vom Kraftwerkspark und der Windeinspeisung gedeckt werden muss. Von diesem werden nun die 14 verschiedenen Windeinspeisungen subtrahiert. Auf diese Weise ergeben sich für jedes Simulationsjahr 14 unterschiedliche residuale Lastverläufe in Stundenauflösung.

Als Eingangsgröße für das hier vorgestellte Modell werden geordnete Jahresdauerlinien der Restlast für jedes einzelne Simulationsjahr benötigt. Dazu werden die 14 residualen Lasten

des Jahres i sortiert und anschließend zu einer repräsentativen Jahresdauerlinie gemittelt (**Bild 5-5**).

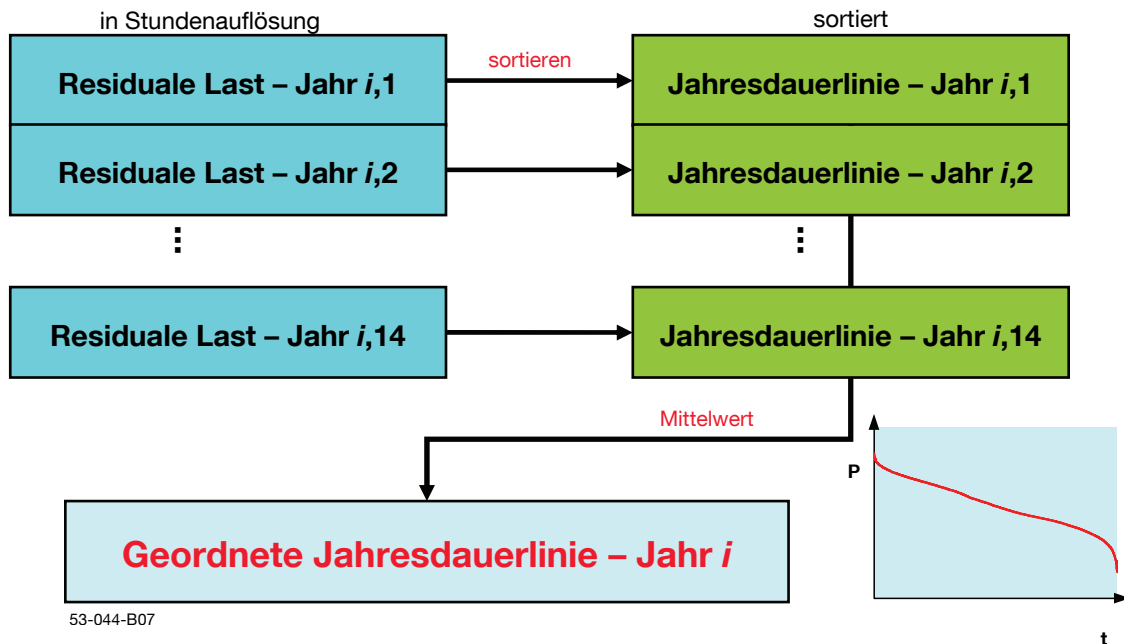


Bild 5-5 Mittelung der 14 geordneten Jahresdauerlinien

Dadurch wird der stochastische Einfluss des Windes auf die unterschiedlichen Lastbereiche abgebildet, ohne eine Vergleichmäßigung des Windes zu unterstellen. **Bild 5-6** zeigt beispielhaft die geordneten Jahresdauerlinien der residualen Last eines Simulationsjahres für sechs unterschiedliche Windjahre und zum Vergleich die Jahresdauerlinie ohne Berücksichtigung der Windenergie. In **Bild 5-7** ist zusätzlich der Mittelwert aus allen 14 geordneten Jahresdauerlinien der residualen Last dargestellt.

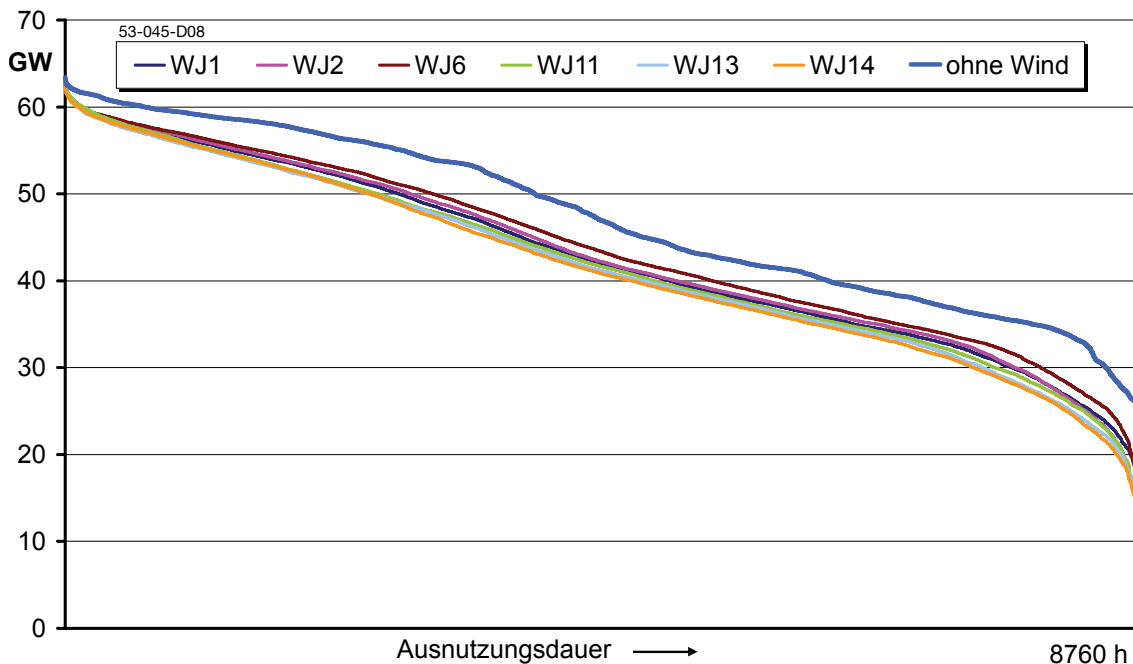


Bild 5-6 Geordnete Jahresdauerlinie der residualen Last für sechs unterschiedliche Windjahre und ohne Wind

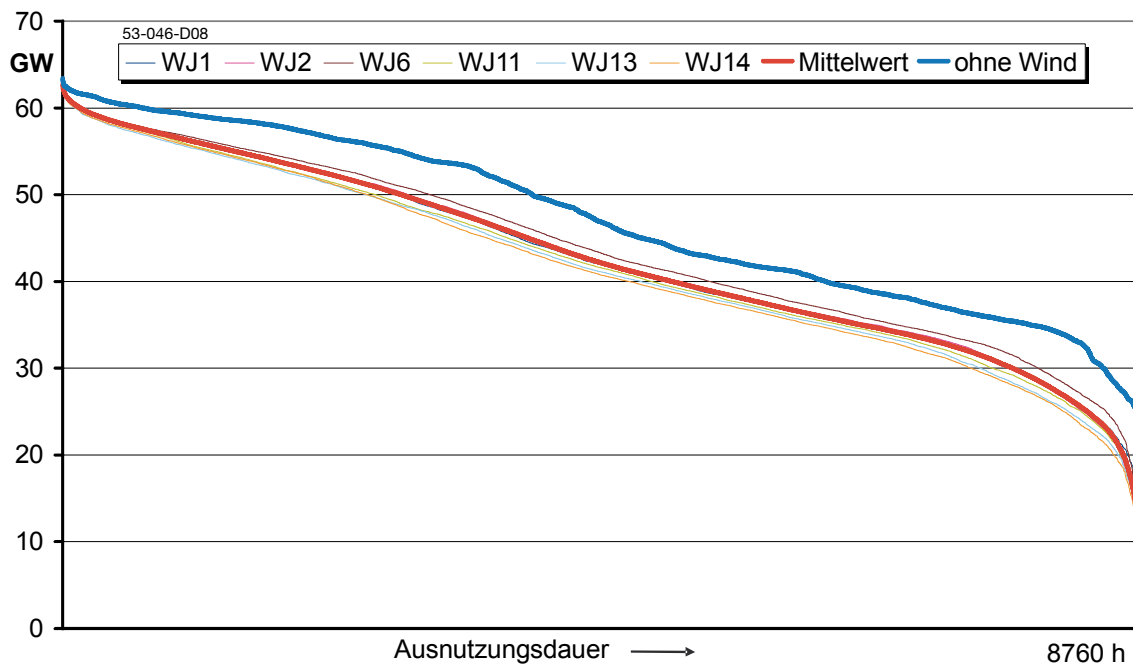


Bild 5-7 Mittelwert aller 14 geordneten Jahresdauerlinien der residualen Last

Bild 5-8 zeigt die Veränderung der geordneten Dauerlinie der residualen Last über einen Simulationszeitraum bis zum Jahr 2040. Die leicht ansteigende Entwicklung des Strombedarfs führt zunächst zu einem wachsenden Leistungsbedarf am Jahreshöchstlasttag. Die stark wachsende gesetzte Einspeisung bis zum Jahr 2040 kompensiert diesen Anstieg und führt in der residualen Last sichtbar zu einer leicht sinkenden Höchstlast. Im Vergleich zur Zunahme der Stromerzeugung aus der nicht frei disponibaren Einspeisung ist jedoch die Abnahme der Spitzenlast gering. Man erkennt eine deutliche Abnahme der Mittel- und Grundlast. Demzufolge kann die Gesamtleistung des konventionellen Kraftwerkspark zur

Deckung des Restlastgangs nur unwesentlich abnehmen um weiterhin die Langzeitversorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten (siehe Kapitel 3). In Richtung niedrigerer Leistungen und höherer Ausnutzungsdauer ist der wachsende Einfluss der gesetzten Einspeisung deutlicher erkennbar. Die durchschnittliche Ausnutzungsdauer des Kraftwerksparks wird folglich in Zukunft geringer sein. In Bild 5-8 treten ab dem Jahr 2030 Zeiträume auf, in denen die gesetzte Einspeisung die anliegende Last übersteigt, wodurch die Restlast in diesem Bereich negativ wird. Im hier vorgestellten Simulationsmodell ist eine Verarbeitung von negativen Lastwerten nicht möglich, daher wird in diesen Zeiträumen die Restlast auf Null gesetzt.

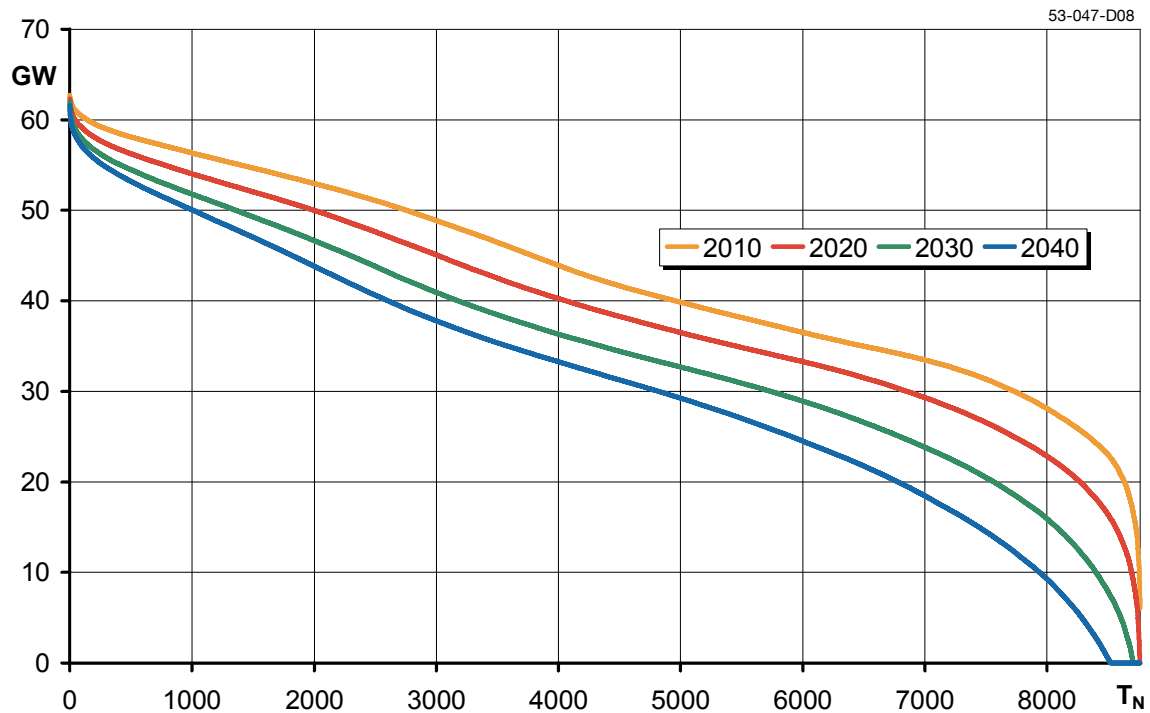


Bild 5-8 Mittlere geordnete Jahresdauerlinie der residualen Last für die Simulationsjahre 2010, 2020, 2030 und 2040

6 Bestimmung der volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung

6.1 Anfallende Kosten bei Betrachtung über die gesamte Lebensdauer

Ziel des hier vorgestellten Energiemodells ist die Minimierung des Barwerts aller Kosten der Strombereitstellung von Seiten der Kraftwerke. Wie bereits erwähnt, wird keine Transport- und Verteilinfrastruktur betrachtet. Der Barwert der Kosten enthält dabei alle in den einzelnen Simulationsjahren anfallenden Kosten. Diese werden auf den Beginn des Betrachtungszeitraums bezogen. Durch die Wahl eines geeigneten Zinssatzes wird erreicht, dass später anfallende Kosten geringer bewertet werden als solche die früher anstehen. Der Zinssatz ist dabei als volkswirtschaftlicher Kapitalzins zu verstehen, der die Knappheit des Produktionsfaktors Kapital widerspiegelt. Alle Berechnungen gehen von einem sogenannten vollkommenen Markt [8] aus, das heißt u. a., dass mit einem einzigen Zinssatz gerechnet wird.

Für jede Lösung des Zubauproblems wird der Barwert der in der Volkswirtschaft anfallenden Kosten bestimmt. Diese setzen sich aus betriebsbedingten Kosten und Investitionskosten zusammen. Die betriebsbedingten Kosten hängen direkt von der erzeugten Strommenge ab, die, wie in Kapitel 2.1 beschrieben, bestimmt wird. Die Investitions- und Rückbaukosten eines Kraftwerks fallen im Baujahr bzw. im letzten Betriebsjahr an. Unabhängig von der Art der Finanzierung einer Kraftwerksinvestition ist mit der Errichtung des Kraftwerks der Wert dieser Investition als gebundenes Kapital anzusehen.

Im volkswirtschaftlichen Sinne ist der Anlagenwert unabhängig vom Zinsniveau, wenn ein vollkommener Markt unterstellt wird, die Kosten des gebundenen Kapitals steigen jedoch mit einem höheren Zinssatz.

Die jährlichen Kosten setzen sich wie folgt zusammen:

$$K_j = K_{j\text{Betr.}} + K_{j\text{Fix}} + K_{j\text{Inv.}}$$

Hier sind:

K_j	Gesamtkosten im Jahr j
$K_{j\text{Betr.}}$	Betriebskosten der Kraftwerke im Jahr j
$K_{j\text{Fix}}$	Fixkosten (z. B. Personal) der Kraftwerke im Jahr j
$K_{j\text{Inv.}}$	Anfallende Investitions- und Rückbaukosten der Kraftwerke im Jahr j

Der auf das erste Simulationsjahr bezogene Barwert der jährlichen Kosten ist definiert als [39]:

$$B = \sum_{j=\text{Startjahr}}^{\text{Simulationsende}} \frac{K_j}{(1+z)^{j+1-\text{Startjahr}}} \quad (11)$$

Hier ist

B Barwert aller Kosten zu Beginn des Startjahrs

z Zinssatz

Die Fixkosten $K_{j \text{ Fix}}$ eines einzelnen Kraftwerks fallen nur an, wenn das entsprechende Kraftwerk im betrachteten Jahr zumindest eine Stunde lang Strom geliefert hat, dann jedoch in voller Höhe. Dies spielt bei der Möglichkeit einer vorgezogenen Kraftwerkserneuerung eine wichtige Rolle (siehe Kapitel 2.3).

Es ist zu beachten, wann die jeweiligen Kosten anfallen. Um eine einheitliche Vorgehensweise zu gewährleisten, fallen im hier vorgestellten Modell alle Kosten jeweils zu Beginn eines Simulationsjahres an. Der Barwert der Kosten dient als Vergleichskriterium unterschiedlicher Zubauoptionen. Für diesen Vergleich sind nur diejenigen Kosten relevant, welche vom Optimierungsmodell auch beeinflusst werden können. Daher spielen Investitionskosten bereits bestehender Kraftwerke und die Kosten für vorrangig ins Netz aufgenommene Stromerzeugung keine Rolle. Diese ohnehin anfallenden Kosten werden durch die Randbedingungen fest vorgegeben. Relevant sind sie hingegen bei der Ausweisung von Stromgestehungskosten (siehe Kapitel 6.3).

Je höher das Zinsniveau ist, desto geringer ist bei der Investitionsentscheidung die Rolle der Betriebskosten, denn deren Barwert wird mit steigenden Zinsen kleiner. Diese Kosten fallen erst in der Zukunft an. Der Barwert der Investitionskosten ist hingegen unabhängig vom Zinsniveau, wenn die gesamte Lebensdauer betrachtet wird.

6.2 Restwertproblem

Bei allen Optimierungsaufgaben bezüglich Investitionsentscheidungen tritt das sogenannte Restwertproblem auf, sobald der Betrachtungszeitraum nicht identisch mit der Lebensdauer einer Investition ist, d. h. sobald Investitionen über den Betrachtungszeitraum hinaus reichen. Da Investitionskosten im Jahr der Inbetriebnahme anfallen, würden sie in diesem Fall deutlich überbewertet werden. Vor allem beim Vergleich von Investitionsalternativen mit verschiedener Lebensdauer ist eine detaillierte Betrachtung notwendig. Dem Restwertproblem wird in verschiedenen Energiemodellen unterschiedlich begegnet. Schneider [39] beschreibt drei unterschiedliche Vorgehensweisen:

- *Repeatability Approach*: Als Planungshorizont wird das kleinste gemeinsame Vielfache der Nutzungsdauern der Kraftwerke angesetzt. Hier ist von Nachteil, dass der Planungshorizont u. U. einen sehr langen Zeitraum umfassen könnte, für den Prognosen über Brennstoffpreise schwierig werden.

- *Capitalized Approach*: Es wird der Barwert einer Investition berechnet, die für einen unendlich langen Zeitraum immer wieder ersetzt wird. Dabei wird von keiner Kostensteigerung bei den Investitionskosten ausgegangen. Diese Methode ist für das hier verwendete Modell ungeeignet, da einzelne Kraftwerkstypen am Ende ihrer Lebensdauer nicht zwingend durch denselben Typ ersetzt werden.
- *Contermination Approach*: Die Länge des Planungshorizonts ist beliebig. Ist der Planungshorizont länger als die Nutzungsdauer des Kraftwerks, wird die Investition wiederholt. Bei einem Planungshorizont, der kürzer als die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Investition ist, wird der Restwert des Kraftwerks bestimmt und zu diesem Zeitpunkt gutgeschrieben.

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Variante des *Contermination Approach* verwendet. Da keine einzelnen Neubauprojekte miteinander verglichen werden, ist eine Wiederholung der Investition am Ende der Lebensdauer nicht notwendig. In diesem Fall wird erneut die wirtschaftlichste Alternative gesucht. Am Ende des Simulationszeitraums wird der Wert der bestehenden Kraftwerke gutgeschrieben. Da es sich bei diesem Modell um eine volkswirtschaftliche Gesamtsicht handelt, wird der Wertverlust jeder einzelnen Anlage linear über deren Lebensdauer angenommen. Der Abschreibungszeitraum jedes Kraftwerks ist somit gleich der Lebensdauer.

Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass der Wertverlust des gebundenen Kapitals berücksichtigt wird und gleichzeitig die Anlagen bis zum Ende ihrer Lebensdauer einen Buchwert aufweisen.

Nachteilig wirkt sich die Gutschrift des Restwerts am Ende des Betrachtungszeitraums insofern aus, da bei der Investitionsentscheidung das Verhältnis von Betriebskosten zu Investitionskosten sinkt, je kürzer der Betrachtungszeitraum ist, d. h. der Barwert der Betriebskosten sinkt stärker als die Investitionskosten. Voraussetzung hierfür ist, dass die jährlichen Betriebskosten konstant bleiben. Je höher das Zinsniveau gewählt wurde, desto stärker ist die Tendenz der Gewichtungverschiebung bei kürzeren Betrachtungszeiten. Bei einem Zinsniveau von Null tritt dieser Effekt nicht auf.

Folgendes Beispiel soll dies erläutern:

Eine Kraftwerksinvestition habe eine Lebensdauer von zehn Jahren und ein Investitionsvolumen von 1 Mio. €. Die jährlichen Betriebskosten liegen bei 80 000 €. Die jährlich anfallenden Kosten für entgangene Zinseinnahmen fallen bei einem Zinssatz von 5 % von 50 000 € im ersten Jahr (gesamte Investitionssumme mal dem Zinssatz) auf 5 000 € im letzten Jahr (letzte Abschreiberate mal dem Zinssatz). **Bild 6-1** stellt das Beispiel graphisch dar:

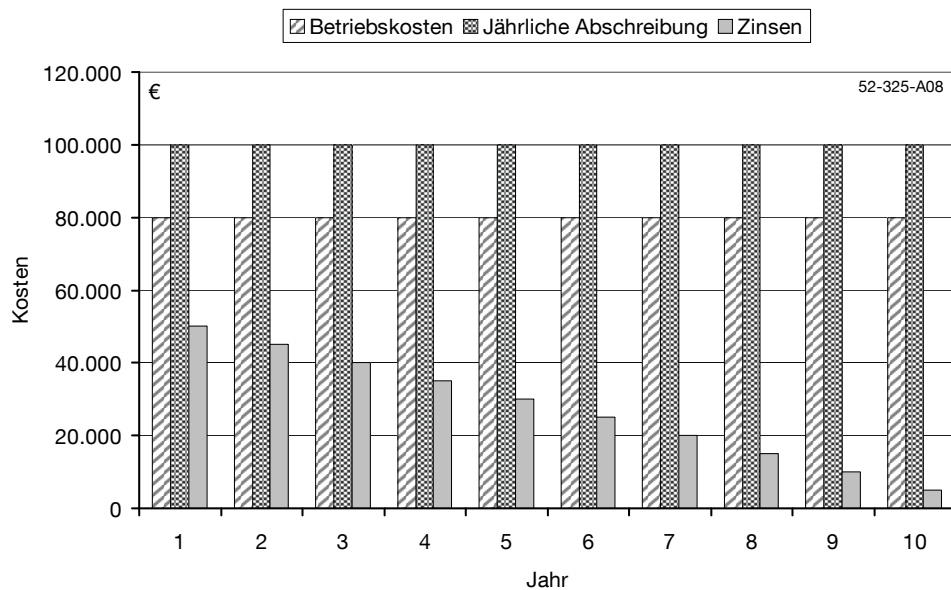


Bild 6-1 Darstellung der jährlichen Kosten eines Kraftwerks bei einer Lebensdauer von 10 Jahren (Beispiel)

Der auf den Startzeitpunkt bezogene Barwert der Investitionskosten entspricht mit (11) genau der Investitionssumme von 1 Mio. €, wenn als Zinssatz wiederum 5 % angesetzt wird. Der Barwert der Betriebskosten entspricht ca. 618 000 €. Das Verhältnis der Barwerte von Betriebs- und Investitionskosten liegt somit bei ca. 0,62. Bei einer Betrachtungsdauer von fünf Jahren fallen nur die Betriebs- und Investitionskosten der ersten fünf Jahre an. Der Barwert der Investitionskosten ist somit ca. 608 000 €. Dies entspricht der gesamten Investitionssumme von 1 Mio. € und der Gutschrift des Barwerts des restlichen Anlagenwerts von 500 000 € nach fünf Jahren Betrieb:

$$1000000 \text{ €} - \frac{500000 \text{ €}}{(1 + 5\%)^5} = 608237 \text{ €}$$

Der Barwert der bis dahin anfallenden Betriebskosten liegt bei ca. 346 000 €. Damit ist das Verhältnis auf 0,57 gefallen. Das Verhältnis der Barwerte von Betriebs- und Investitionskosten wird also bei unterschiedlichen Betrachtungsdauern unterschiedlich gewichtet.

In einigen Energiemodellen wird deshalb versucht, den Simulationszeitraum deutlich länger auszudehnen als den ausgewerteten Zeitraum. Dabei ergibt sich aber die Schwierigkeit, dass Preisprognosen für Energieträger immer unsicherer werden, je weiter sie in die Zukunft reichen. Bei unsicheren künftigen Kosten ist es jedoch sinnvoll, die Investitionskosten höher zu gewichten, da diese auf jeden Fall anfallen. Damit ergibt sich durch eine Ausweitung des Betrachtungszeitraums nur eine scheinbare Zunahme der Genauigkeit. Aus diesem Grund wird im hier verwendeten Modell auf eine Ausweitung des Betrachtungshorizonts verzichtet.

Die hier gezeigten Berechnungen setzen voraus, dass die Betriebskosten des Kraftwerks während der Lebensdauer unverändert bleiben. In der Realität ist dies im Allgemeinen nicht gegeben. Zum einen können sich die Brennstoffpreise verändern, was neben dem direkten Einfluss auf die Betriebskosten zur Folge hat, dass sich die Vollbenutzungsstunden des

Kraftwerks ändern (siehe Kapitel 2.1). Ebenso kann sich die jährliche Stromproduktion durch Kraftwerksneubauten und –abbauten und Änderung der Verbraucherlast verändern. Die Investitionsentscheidung wird jedoch nur aufgrund der Situation der Stromerzeugung und der Investitionskosten während des Betrachtungszeitraums gefällt. Daher ist eine Höhergewichtung der Investitionskosten bei kürzeren Betrachtungszeiträumen, wie es bei der Methode der Restwertgutschrift erfolgt, sinnvoll.

6.3 Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten dienen als Vergleichs- und Visualisierungsmittel. Sie sind definiert als die Kosten der Stromerzeugung geteilt durch die erzeugte Strommenge. Dabei können sie sowohl für einzelne Kraftwerkstypen als auch für die gesamte Stromerzeugung ausgewiesen werden.

Generell sind jedoch Stromgestehungskosten nur bedingt geeignet, um unterschiedliche Kraftwerkstechnologien zu vergleichen. **Bild 6-2** zeigt den prinzipiellen Verlauf der Stromgestehungskosten eines Kraftwerks in Abhängigkeit von der Ausnutzungsdauer. Da der Anteil der Investitions- und Fixkosten nicht von der produzierten Strommenge abhängt, sinken die Stromgestehungskosten hyperbolisch mit zunehmender Ausnutzungsdauer. Ein Vergleich unterschiedlicher Kraftwerkstypen anhand der jeweiligen Stromgestehungskosten ist somit nur bei einer einheitlichen Ausnutzungsdauer sinnvoll. Bei Anlagen mit dargebotsabhängiger Stromproduktion, wie z. B. Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik, ist die Ausnutzungsdauer nicht frei wählbar. Daher ist ein Vergleich mit steuerbaren Kraftwerken nur wenig aussagekräftig.

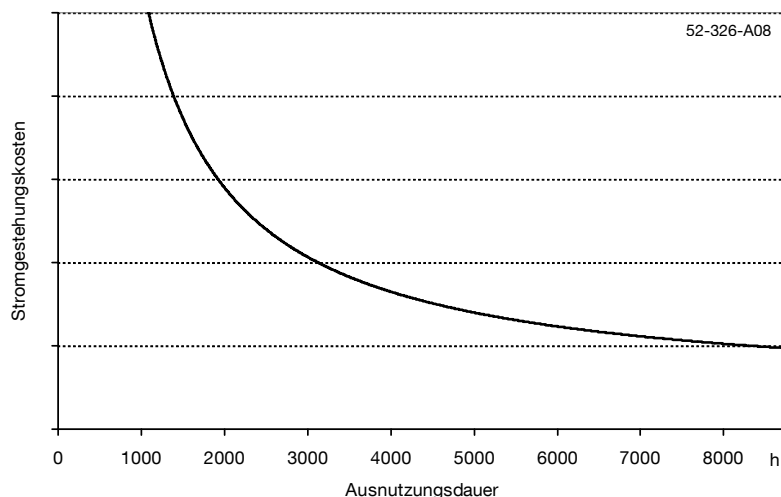


Bild 6-2 Prinzipielle Darstellung der Stromgestehungskosten eines Kraftwerks über der Ausnutzungsdauer

Im Rahmen des hier vorgestellten Modells werden die Stromgestehungskosten berechnet und ausgegeben. Zur Ausweisung der Stromgestehungskosten einzelner Jahre werden die Kapitalkosten aus dem jährlichen Wertverlust der Anlagen – Bestand und Neubau – und

dem Zinsanteil für das noch gebundene Kapital berechnet. Dazu werden die Investitionskosten, wie in Kapitel 6.2 beschrieben, linear über die Lebensdauer abgeschrieben.

Die vom Modell berechneten Stromgestehungskosten enthalten neben den Vollkosten der thermischen Kraftwerke auch die volkswirtschaftlichen Kosten der Erneuerbaren Energien und anteilig diejenigen der Kraft-Wärme-Kopplung. Dazu werden Annahmen über die Investitions- und Betriebskosten der installierten Windenergieanlagen getroffen. Deren jährliche Kosten sind nahezu unabhängig von der produzierten Strommenge. Bei Wasserkraftanlagen und anderen Erneuerbaren Energien wird jeweils pauschal pro erzeugte Einheit Strom ein bestimmter Kostensatz angenommen. Die Kostenzuordnung der Kraft-Wärme-Kopplung ist nicht ohne weiteres möglich. Hierzu werden in der Literatur (z. B. in [2]) unterschiedliche Möglichkeiten beschrieben, auf die hier nicht weiter eingegangen wird. Im Rahmen des hier verwendeten Modells werden der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung die durchschnittlichen Stromkosten der übrigen Stromerzeugung zugeordnet.

7 Aufbau des Modells, Kombination unterschiedlicher Teilmodelle

Das vorliegende Kapitel beschreibt die Funktionsweise und das Ineinandergreifen der einzelnen Teilmodelle zum gesamten Kraftwerkszubaumodell. Bei der hier vorgestellten Arbeit handelt es sich nicht um ein durchgängig einheitliches Verfahren zur Modellierung und Lösung, sondern um eine Aufteilung der Optimierungsaufgabe in unterschiedliche Teilstücke. Darauf wird z. T. bereits in Kapitel 1.3 und 2.1 eingegangen. Da die eigentliche Optimierungsaufgabe durch eine Evolutionsstrategie gelöst wird, ist eine Kombination bzw. Auslagerung einzelner Teilaufgaben ohne Einschränkungen möglich. Im Folgenden wird der Ablauf des Optimierungsmodells beschrieben, wobei zum Teil einzelne Aspekte vorhergehender Kapitel wiederholt werden müssen. Allerdings ist die vorherige Beschreibung der Einzelmodelle für das Gesamtverständnis notwendig.

Zwei Hauptkomponenten werden unterschieden: Die Evolutionsstrategie und die heuristische Bestimmung des Kraftwerksbetriebs. Daneben kommen noch andere Modelle und Datengruppen zum Einsatz, welche Einfluss auf die Hauptkomponenten nehmen.

Bild 7-1 zeigt eine graphische Darstellung des Zusammenwirkens der unterschiedlichen Teilmodelle. Anhand der Darstellung wird im Folgenden der Ablauf der einzelnen Teilelemente beschrieben.

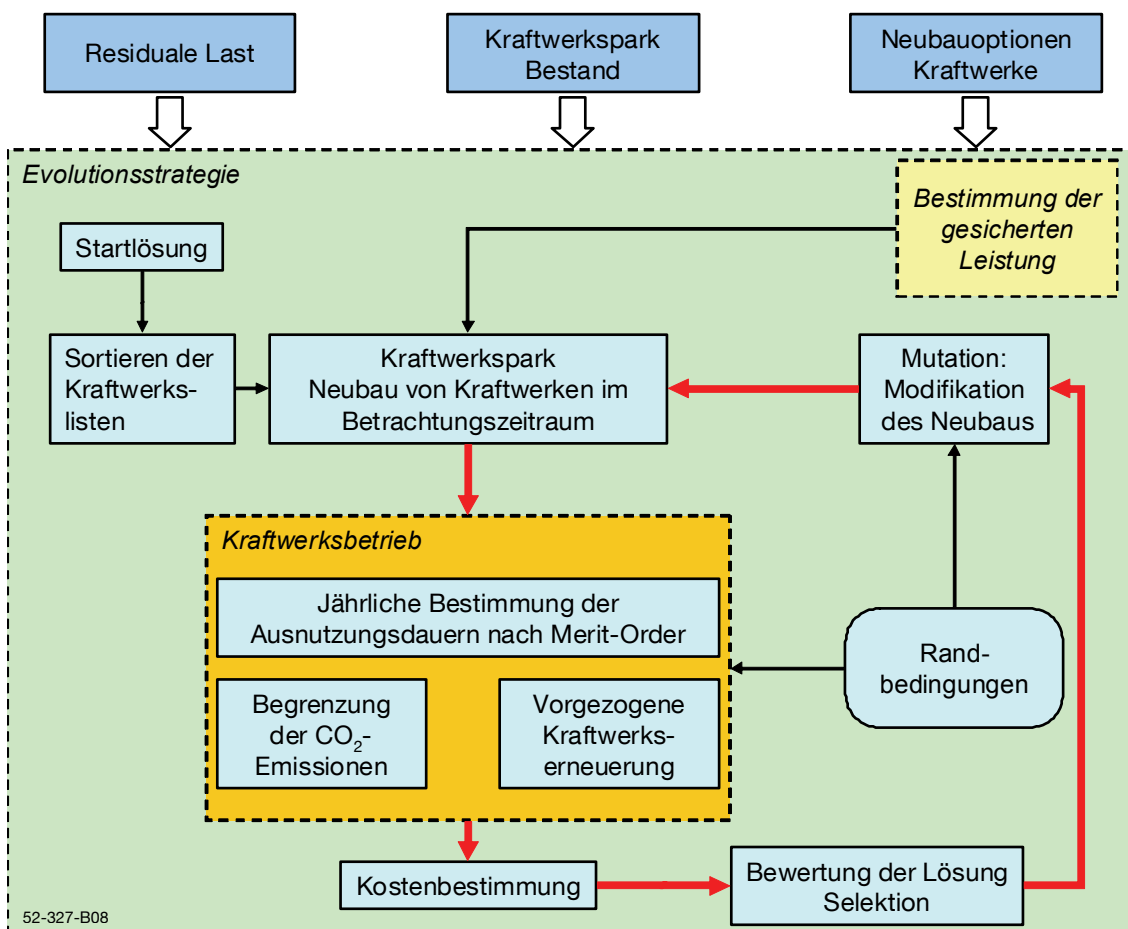


Bild 7-1

Modellstruktur und einzelne Bausteine

7.1 Initialisierung des Modells

Die Evolutionsstrategie bildet den Rahmen, in dem die Optimierung abläuft. Als wesentliche Eingangsgrößen sind die Angaben über die residuale Last, den Kraftwerksbestand und die Neubauoptionen für Kraftwerke zu nennen, welche an unterschiedlichen Stellen innerhalb des Modells zu tragen kommen. Zu Beginn eines Simulationslaufes muss eine mögliche Startlösung gefunden werden. Die Startlösung beinhaltet den kompletten Kraftwerkspark mit Neubauten innerhalb des Simulationszeitraums. In jedem Simulationsjahr sind alle möglichen Kraftwerkstypen als Neubauten angelegt, z. T. aber mit der Leistung von Null MW.

Tabelle 7-1 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Kraftwerksparks als Eingangsgröße in das Optimierungsmodell. Über den in der Tabelle angegebenen Parametern der Kraftwerke hinaus müssen weitere Kenngrößen, wie Nennwirkungsgrad, Zuverlässigkeit, Revisions- und Lebensdauer den einzelnen Kraftwerken zugeordnet werden. Nach dem Kraftwerksbestand folgen in der Liste alle möglichen Kraftwerksneubauten. Für die Startlösung besteht die Aufgabe, die notwendige Neubauleistung auf die neu angelegten Kraftwerke zu verteilen. Diese Verteilung kann zunächst willkürlich geschehen, es ist jedoch darauf zu achten, dass die Startlösung nicht gegen äußere und innere Restriktionen verstößt. Eine pragmatische Startlösung ist daher häufig eine alleinige Aufteilung der Zubauleistung auf Gaskraftwerke, sofern dafür keine Mengenbeschränkungen hinterlegt sind.

Tabelle 7-1 **Prinzipielle Struktur des Kraftwerksparks im Optimierungsmodell**

Kraftwerk	Kraftwerkstyp	Baujahr	Leistung	...
Bestand 1	1	1968	500 MW	...
...
Bestand n	4	2004	800 MW	...
Neu 1	1	2008	0 MW	...
Neu 2	2	2008	0 MW	...
Neu 3	3	2008	0 MW	...
Neu 4	1	2009	0 MW	...
Neu 5	2	2009	0 MW	...
Neu 6	3	2009	0 MW	...
...
Neu 97	1	2040	0 MW	...
Neu 98	2	2040	0 MW	...
Neu 99	3	2040	0 MW	...

Die notwendige Zubauleistung wird mit Hilfe des Modells zur gesicherten Leistung (siehe Kapitel 3) ermittelt. Hierzu müssen jedoch die einzelnen Elemente des Kraftwerksparks be-

kannt sein. Daher muss bei der Startlösung zunächst geschätzt werden, welche Leistung zu installieren ist. Eine Möglichkeit besteht darin, die aus Altersgründen wegfallende Leistung direkt zu ersetzen. Erst im Laufe des Evolutionsprozesses kann die notwendige Kraftwerksleistung für den sich ergebenden Kraftwerkspark exakt bestimmt werden.

Aus dem Kraftwerksparkbestand und den neu gebauten Kraftwerken der einzelnen Jahre wird für jedes Simulationsjahr der entsprechende aktuelle Kraftwerkspark gebildet. Aus dem Bestand fallen mehr und mehr Kraftwerke weg, während pro Jahr neue Blöcke hinzukommen. **Bild 7-2** stellt die Zusammensetzung der einzelnen Kraftwerkslisten aus dem Kraftwerksbestand und den neu gebauten Kraftwerksblöcken schematisch dar. Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass die relevanten Parameter der Kraftwerke nur einmal innerhalb des Modells abgelegt sein müssen, während die Kraftwerkslisten der einzelnen Simulationsjahre lediglich auf die entsprechenden Datensätze verweisen.

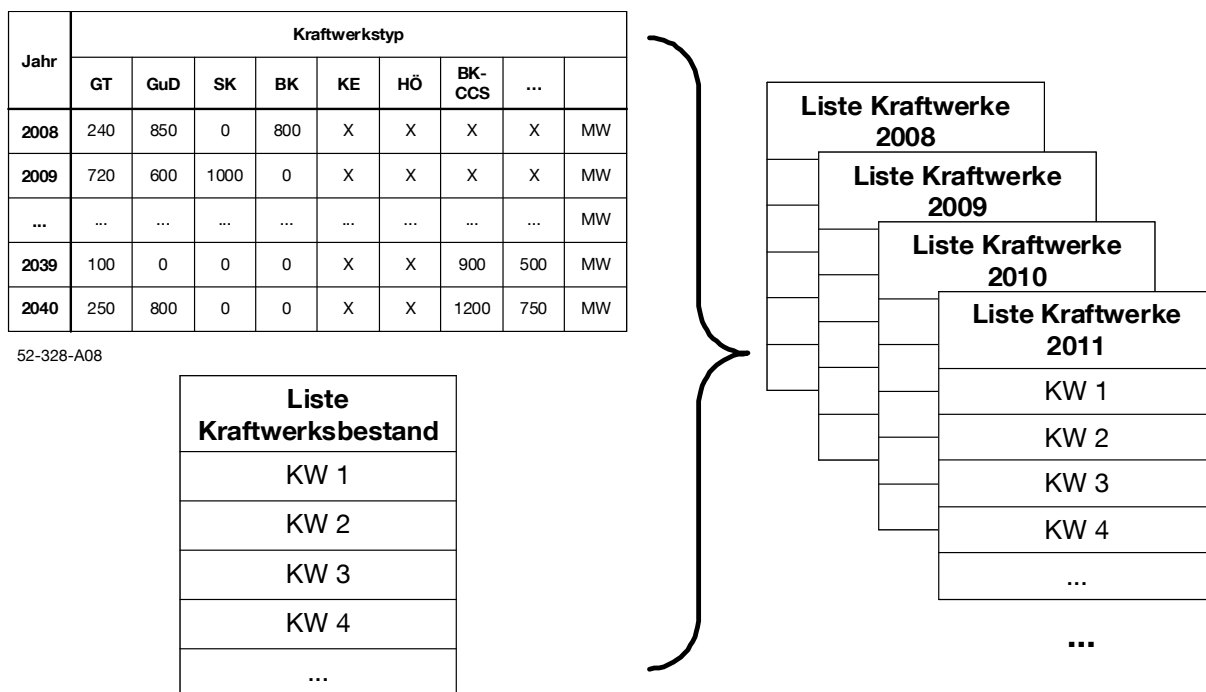


Bild 7-2 Zusammensetzung der Kraftwerkslisten in den einzelnen Simulationsjahren

Damit innerhalb jedes Simulationsjahres die Kraftwerke nach Merit-Order unter die Jahresdauerlinie eingeordnet werden können, erfolgt eine Sortierung nach variablen Betriebskosten. Die variablen Betriebskosten der Kraftwerke hängen vom Kraftwerkstyp, vom Wirkungsgrad, von den Brennstoffpreisen und evt. auch von den CO₂-Zertifikatspreisen ab. Bei einer festen Vorgabe des Zertifikatspreises entsteht somit für jedes Simulationsjahr eine einzige Kraftwerksliste, welche sich innerhalb des Evolutionsprozesses nicht verändert.

Wird mit einer Obergrenze der jährlichen CO₂-Emissionen gerechnet, wie in Kapitel 2.4 beschrieben, muss die Merit-Order der Kraftwerke verändert werden. Hierzu wird ein virtuelles CO₂-Preisschild eingeführt, welches zum Zweck der Ranglistenbildung zu den Brennstoffkosten addiert wird.

Bei jeder Veränderung des virtuellen CO₂-Preises muss die Kraftwerksliste neu sortiert werden. Um die Sortierungen bei unterschiedlichen CO₂-Preisen nur einmal während des gesamten Optimierungsprozesses durchführen zu müssen, wird der virtuelle CO₂-Preis in diskreten Stufen von z. B. 0,2 €/t CO₂ vorgegeben. D. h. bei einer Vorgabe von jährlichen CO₂-Obergrenzen existieren für jedes Simulationsjahr n verschiedene Ranglisten der Kraftwerke nach steigendem virtuellem CO₂-Preis. Innerhalb des Modells muss der maximal mögliche virtuelle CO₂-Preis und die Abstufung festgelegt werden. Zu Beginn des Simulationsprozesses werden die Listen für jedes einzelne Jahr gebildet und gespeichert. Daher findet der Sortierprozess nur einmal für jede Liste innerhalb des gesamten Programmablaufs statt. Dies ist möglich, da die Position jedes einzelnen Kraftwerksneubaus innerhalb der unterschiedlichen Ranglisten während des Evolutions- und Optimierungsprozesses unverändert bleibt. Variiert werden einzig die Nennleistungen der einzelnen Blöcke, welche aber keinen Einfluss auf die spezifischen Kosten und die spezifischen Emissionen haben.

7.2 Bestimmung der Stromerzeugung der einzelnen Kraftwerke

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, findet die Bestimmung der Ausnutzungsdauer jedes einzelnen Kraftwerks durch Einordnen nach Merit-Order unter die Jahresdauerlinie statt. Dafür wird die jeweils im betrachteten Jahr gültige Kraftwerksliste benützt. Wird mit einer Obergrenze von CO₂-Emissionen gerechnet, muss die gültige Liste erst ermittelt werden. Dazu wird der Zertifikatspreis im betrachteten Jahr so lange erhöht und damit die Merit-Order umgestellt, bis die Emissionsgrenze eingehalten wird. Bei einer Erhöhung des CO₂-Preises gehen die resultierenden CO₂-Emissionen monoton zurück, jedoch ist eine Zuordnung von CO₂-Preis zu den Emissionen nur über die Bestimmung der erzeugten Strommenge möglich. Deshalb erfolgt innerhalb des Modellbereichs *Kraftwerksbetrieb* in Bild 7-1 eine wiederholte Einordnung der Kraftwerke unter die Jahresdauerlinie mit unterschiedlichen CO₂-Preisen. Um die Zahl der Rechenschritte gering zu halten, erfolgt die Annäherung an den benötigten CO₂-Preis durch Binärsuche [30]. Dies ist möglich, da die resultierende CO₂-Menge eine monoton fallende, jedoch nicht stetige Funktion des Zertifikatspreises ist.

Der Prozess der Einordnung von Kraftwerkslisten unter die Jahresdauerlinie stellt das zentrale Element innerhalb des Optimierungsmodells dar, der entsprechend häufig wiederholt werden muss. Durch die vorhergehende Festsetzung aller möglichen Kraftwerkslisten wird ein fortwährendes Neusortieren der Kraftwerkslisten, welches selbst bei optimierten Sortieralgorithmen relativ viel Rechenzeit in Anspruch nehmen würde, überflüssig.

Nach jeder Aufteilung der Stromerzeugung auf die einzelnen Kraftwerke folgt die Bestimmung von Kraftwerken, welche im betrachteten Jahr in Langzeitkonservierung genommen werden. Wie in Kapitel 2.3 beschrieben, wird die Ausnutzungsdauer von einzelnen Kraftwerken zu Null gesetzt, wenn andere Kraftwerke stattdessen durch niedrigere jährliche Fixkosten einen kostengünstigeren Betrieb gewährleisten können. Bei einer Begrenzung von CO₂-Emissionen findet die Bestimmung von konservierten Kraftwerken innerhalb jeder Einordnung einer Kraftwerksrangliste unter die Jahresdauerlinie statt.

Der Ablauf der Bestimmung der Stromerzeugung der einzelnen Kraftwerke folgt mehreren Schleifen, wie **Bild 7-3** zeigt. Die erste Schleife *Einordnen der Kraftwerke unter die Jahresdauerlinie und Langzeitkonservierung/Vorgezogene Kraftwerkserneuerung* wird so lange durchlaufen, bis kein Kraftwerk mehr ausgetauscht werden kann. Erst danach kann überprüft werden, ob eine eventuell einzuhaltende CO₂-Obergrenze verletzt wird. In diesem Fall erfolgt die Anpassung der Merit-Order und die äußere Schleife beginnt von Neuem. Durch das wiederholte Durchlaufen der Schleifen nimmt die Berücksichtigung von vorgezogener Kraftwerkserneuerung und CO₂-Obergrenzen eine erhöhte Rechenzeit in Anspruch.

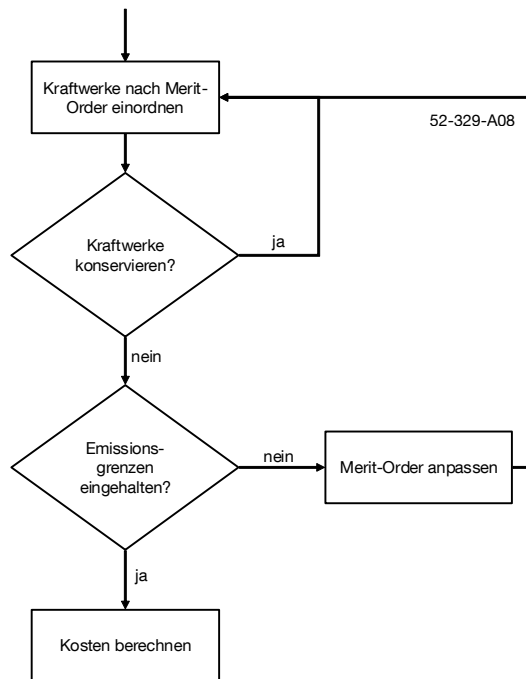


Bild 7-3 Ablauf des Moduls *Kraftwerksbetrieb*

Innerhalb der Bestimmung der Stromerzeugung der einzelnen Kraftwerke werden äußere Restriktionen und Randbedingungen, wie z. B. Brennstoffmengenbegrenzungen überprüft (siehe hierzu Kapitel 4.3.3). Bei Verstößen dagegen kann an dieser Stelle bereits eine Aus-sortierung des entsprechenden Individuums stattfinden, oder die Lösung wird mit Strafkosten belegt.

7.3 Kostenbestimmung und Selektion

Nachdem die Bestimmung der Stromerzeugung für alle Simulationsjahre durchlaufen ist, wird der Barwert der Kosten der entsprechenden Lösung berechnet. Das genaue Vorgehen ist in Kapitel 6 beschrieben. Ein wichtiger Aspekt ist hierbei, ob der CO₂-Preis mit in die Gesamtkosten eingeht, oder nicht. Bei der Vorgabe eines festen CO₂-Zertifikatspreis in einzelnen Jahren ist es für die Bewertung der Güte einer Lösung notwendig, diesen in die Barwertbestimmung mit einzubeziehen. Andernfalls wäre zwar die Merit-Order künftiger Kraftwerke festgelegt, die Investitionsentscheidung aber einzig von den Brennstoff- und Investitionskosten abhängig. Dies würde in der Evolutionsstrategie dazu führen, dass die Neubaulistung von Kraftwerken mit höheren Brennstoffkosten und niedrigen spezifischen Emissio-

nen zurückgehen würde, wenn sich Kraftwerke mit niedrigeren Brennstoffkosten weiter hinten in der Merit-Order befinden. Damit ergäben sich zu hohe Emissionen der thermischen Kraftwerke.

Anders muss bei einer Begrenzung der jährlichen Emissionen vorgegangen werden. In diesem Fall ergibt sich der Zertifikatspreis aus der einzuhaltenden Emissionsmenge. Würde dieser Zertifikatspreis für die Kostenminimierung berücksichtigt werden, dann würde die Evolutionsstrategie Kraftwerke so installieren, dass dieser Preis möglichst niedrig wird. Die Evolutionsstrategie würde Kraftwerke in der Weise bauen, dass mit möglichst geringer Umstellung der Merit-Order die Emissionsgrenze unterschritten wird. Auf diese Weise kann die Evolutionsstrategie nicht die optimale Lösung finden, denn die tatsächlichen Mehrkosten zur CO₂-Einsparung sind geringer als die Summe der Zertifikatskosten. Ziel der Optimierung ist es aber, den Barwert der volkswirtschaftlichen Mehrkosten der CO₂-Einsparung zu minimieren.

Daher ergibt sich im Falle einer CO₂-Begrenzung ein virtueller CO₂-Preis, welcher für die Sortierung der Merit-Order benötigt wird, nicht jedoch in die Berechnung des Barwerts mit eingeht.

Für jede mögliche Lösung wird auf diese Weise der Barwert aller Kosten bestimmt. Alle Lösungen einer Generation werden verglichen und die besten d. h. diejenigen mit den geringsten Barwerten werden zur neuen Elterngeneration erklärt. Alle anderen Lösungen werden an dieser Stelle verworfen. Hier wird unterschieden, ob die Evolution nach einer sogenannten Plus- oder Komma-Strategie (siehe Kapitel 4.2) arbeitet. Bei der Komma-Strategie werden die ursprünglichen n Eltern in jedem Fall verworfen und die besten n Kinder bilden die neuen Eltern, selbst wenn diese hinsichtlich der Zielfunktion schlechter geeignet sind als die ursprünglichen Eltern. Bei der Plus-Strategie werden alle Individuen (Eltern und Kinder) zusammen bewertet. Daher können auch ursprüngliche Elternindividuen zur neuen Elterngeneration erklärt werden.

Im ersten Durchlauf der Startlösung findet noch keine Selektion statt, da an zu diesem Zeitpunkt noch keine Mutationen erfolgt sind.

Wird mit mehr als einem Elternindividuum gerechnet, dann existieren stets mehrere parallele Entwicklungslinien mit unterschiedlichen Individuen. Bei einer Plus-Strategie ist dabei in jedem Generationsschritt das beste Individuum nach der Selektion auch das beste bisher gefundene. Bei der Komma-Strategie kann es jedoch vorkommen, dass die bisher beste gefundene Lösung Generationen zurückliegt. Daher wird diese separat gespeichert, um bei einem Abbruch der Evolutionsstrategie zur Verfügung zu stehen.

7.4 Mutation einzelner Kraftwerksleistungen und Evolutionsfortschritt

Aus der aktuellen Elterngeneration entstehen Kindindividuen, indem Kopien der Eltern angefertigt werden. Diese Repliken werden im Teilmodul *Mutation* (Bild 7-1) verändert, wie in Kapitel 4.3.2 beschrieben. Innerhalb der Prozedur der Mutation werden innere Restriktionen,

wie z. B. maximal zu installierende Leistungen (siehe Kapitel 4.3.3) überprüft und eingehalten.

Ein Durchlauf von Replikation, Mutation, Bestimmung der Stromerzeugung, Barwertbestimmung und Selektion stellt einen Generationsschritt dar. Für ein Ergebnis, welches in der Nähe des globalen Optimums liegt, sind in der Regel mehrere Tausend Generationsschritte notwendig. Vor allem zu Beginn einer Evolution mit einer beliebigen Startlösung ist der Evolutionsfortschritt pro Generation häufig erheblich. Im Laufe der Evolution ist meist mit immer geringer werdenden Verbesserungen zu rechnen. **Bild 7-4** zeigt einen typischen Verlauf einer Entwicklung des Barwerts der Kosten zu Beginn des Optimierungsprozesses mit Plus-Strategie. Während der ersten Generationen ist ein sehr großer Fortschritt in der Güte der Lösung zu erkennen. Nach ca. 1 000 Generationen schwächt sich der Fortschritt deutlich ab. In diesem Beispiel ist jedoch auch nach 2 000 Generationen noch eine Abnahme des Barwerts zu erkennen, was bedeutet, dass die Evolution noch erheblich mehr Generationen durchlaufen muss, bevor die Lösung in die Nähe des Optimums kommt.

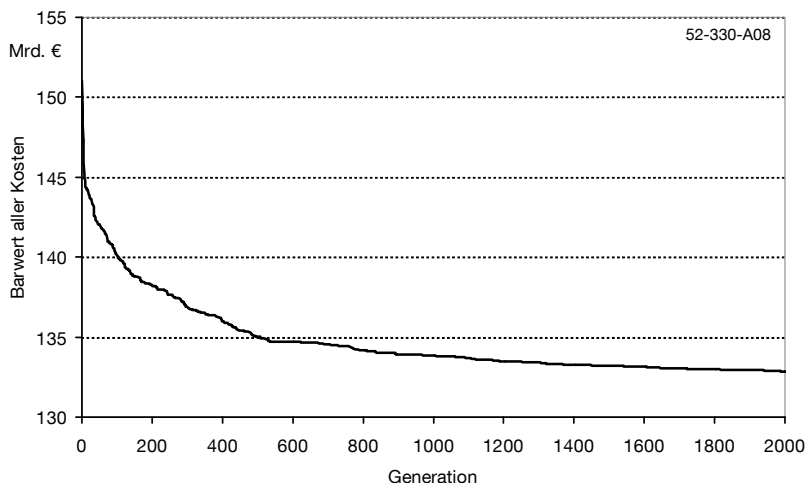


Bild 7-4 Entwicklung des Barwerts der Kosten während des Evolutionsprozesses (Plus-Strategie)

Bei der hier vorgestellten Optimierungsaufgabe stellt sich die Komma-Strategie als problematisch dar. Durch die Möglichkeit innerhalb der Komma-Strategie, dass sich die Evolution im Laufe einiger Generationen wieder verschlechtert, ist eine große Zahl an Kindern notwendig um dennoch einen Evolutionsfortschritt zu erzielen. **Bild 7-5** zeigt dazu ein Beispiel der Barwertentwicklung mit derselben Startlösung wie im obigen Beispiel, jedoch mit einer höheren Anzahl an Kindern und der Komma-Strategie. Innerhalb der ersten 500 Generationen verläuft die Verbesserung im Evolutionsprozess nahezu gleich. Danach ist jedoch keine weitere Abnahme des Barwerts mehr erkennbar. An dieser Stelle müsste die Anzahl der Kinder weiter erhöht werden, damit die Wahrscheinlichkeit einer Verbesserung durch die Mutation steigt.

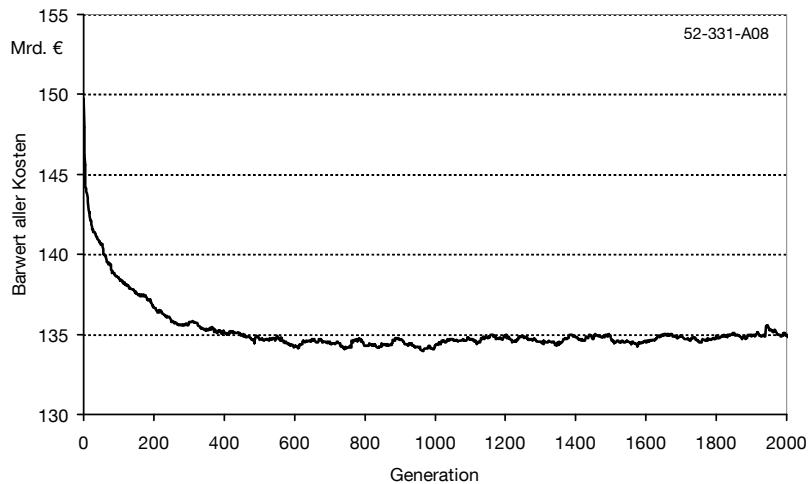


Bild 7-5 Entwicklung des Barwerts der Kosten während des Evolutionsprozesses (Komma-Strategie)

7.5 Ende der Simulation und Auswertung

Sobald auch nach vielen Generationsschritten kein nennenswerter Evolutionsfortschritt mehr erkennbar ist, wird der Evolutionsprozess abgebrochen und das Ergebnis ausgewertet. Der Abbruch kann manuell geschehen, nach einer vorgegebenen Zahl an Generationen oder anhand eines vorher festgelegten Abbruchkriteriums, z. B. keine Verbesserung der Lösung innerhalb einer bestimmten Generationenzahl. Das Optimierungsmodell liefert zunächst nur die in den einzelnen Simulationsjahren neu installierte Leistung der einzelnen Kraftwerkstypen und die Stromerzeugung jedes einzelnen Blocks. Daraus können folgende Ergebnisse abgeleitet werden:

- Kosten der Stromerzeugung
- Eingesetzte Brennstoffmengen
- Emissionen der thermischen Kraftwerke
- In CCS-Kraftwerken abgeschiedene Menge an CO_2
- Ausnutzungsdauern einzelner Technologien
- Vorzeitige Stilllegung einzelner Kraftwerksblöcke

8 Rahmenbedingungen für Szenarien

In diesem Kapitel werden Szenarien für die Anwendung des vorgestellten Modells beschrieben. Da es am Beispiel der Stromerzeugung in Deutschland entwickelt wurde, werden sich die Rechnungen hier auch daran orientieren. Die Rahmenbedingungen und Szenarien lehnen sich zum Teil an die Studie [35] an. Darüber hinaus wird hier mehr auf die systematischen Einflüsse von Änderungen der Rahmenbedingungen eingegangen.

8.1 Ausgangsbasis

8.1.1 Kraftwerksbestand

Als Ausgangspunkt der Szenarien dient der Kraftwerksbestand der allgemeinen Versorgung in Deutschland. In einer lehrstuhleigenen Datenbank sind ein Großteil der Kraftwerke der ehemals öffentlichen Versorgung und der Industriekraftwerke hinterlegt. Die mit Gas betriebenen KWK-Anlagen werden innerhalb des hier vorgestellten Modells nicht optimiert sondern im Bereich der gesetzten Einspeisung berücksichtigt. Mit Kohle befeuerte KWK-Anlagen werden wie Kondensationskraftwerke behandelt und in die Optimierung einbezogen. Alle Anlagen sind mit ihrer Netto-Nennleistung, Nennwirkungsgrad, und dem Baujahr hinterlegt. Für die Lebensdauer der einzelnen Kraftwerke wurden unterschiedliche, plausible Annahmen getroffen. **Bild 8-1** zeigt die Entwicklung der installierten Leistung des thermischen Kraftwerksbestandes in den hier untersuchten Szenarien. Wie zu erkennen ist, nimmt dieser kontinuierlich ab, so dass erheblicher Bedarf an Neubauten besteht. Kennzeichen des hier vorgestellten Modells ist es, dass es den Kraftwerksneubau optimal in den Kraftwerksbestand integriert.

Die jährlichen Revisionszeiten und die Zuverlässigkeitskenngrößen werden wie folgt angenommen:

Tabelle 8-1 Zuverlässigkeit und Revisionen bei den Bestandskraftwerken nach [32]

Kraftwerkstechnologie	E_B	E_A	Jährl. Revisionsdauer
Gasturbine	171 h	45 h	2 Wochen
GuD	490 h	52 h	2 Wochen
Steinkohle	402 h	30 h	6 Wochen
Braunkohle	494 h	30 h	6 Wochen
Kernenergie	1507 h	63 h	2-4 Wochen
Heizöl	490 h	52 h	2 Wochen

Hier sind:

E_B Erwartungswert für die mittlere Betriebszeit bis zum Ausfall

E_A Erwartungswert für die mittlere Instandsetzungsdauer

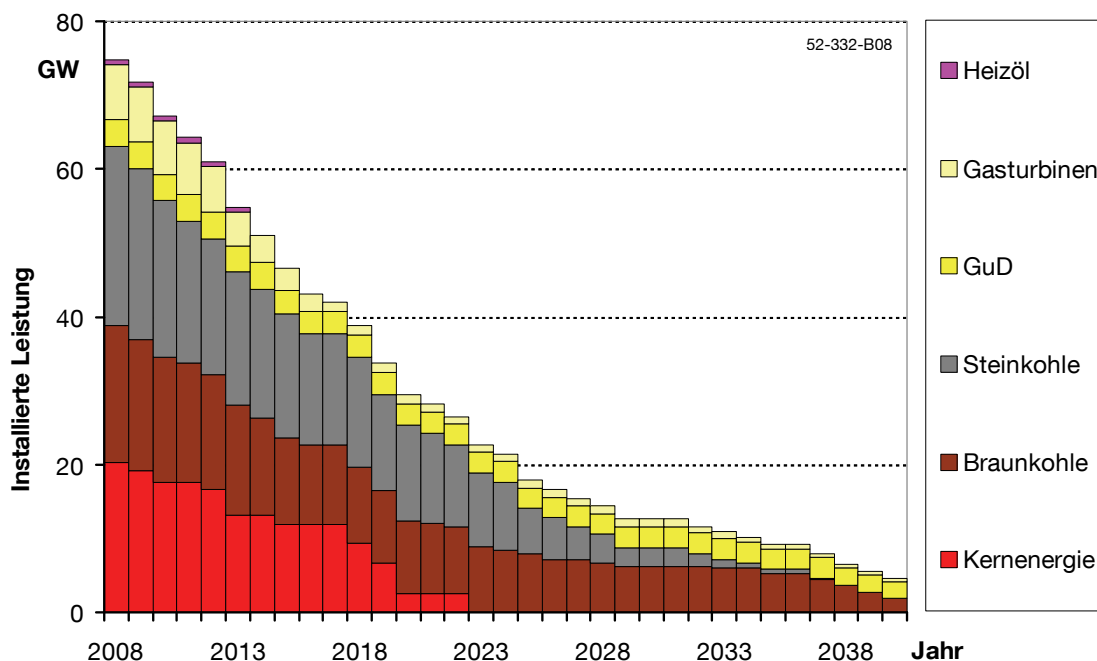


Bild 8-1 Entwicklung des Bestands an thermischen Kraftwerken bis zum Jahr 2040 in den hier berechneten Szenarien

8.1.2 Kernenergieausstieg

Als Basis für die Berechnungen werden die Ausstiegsvereinbarung zwischen Bundesregierung und den Energieversorgern vom 14. Juni 2000 und die daraus resultierende Änderung des Atomgesetzes verwendet. Dabei wurde der Beendigung der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland beschlossen. Das Ende der Regellaufzeit der Kernkraftwerke wurde dabei auf etwa 33 Jahre nach Inbetriebnahme festgelegt. Aufgrund der Übertragungsmengen von älteren Kraftwerken auf neuere und die Aufteilung der Strommenge des Kraftwerks Mülheim-Kärlich ergeben sich zum Teil längere Laufzeiten.

Für das hier verwendete Modell wird die Abschaltung der einzelnen Kernkraftwerke auf Jahresbasis abgeschätzt (**Tabelle 8-2**). Dabei wird von einer jährlichen Stromproduktion ausgegangen, die aus dem Mittelwert der Jahre 2000 bis 2005 gebildet wurde.

Tabelle 8-2 Abschaltzeitpunkte der Kernkraftwerke

Kernkraftwerk	Letztes Betriebsjahr
Biblis A	2008
Neckarwestheim 1	2009
Brunsbüttel	2009
Isar 1	2011
Biblis B	2012
Philippsburg 1	2012
Unterweser	2012
Grafenrheinfeld	2014
Krümmel	2017
Grohnde	2017
Gundremmingen B	2018
Philippsburg 2	2018
Brokdorf	2019
Gundremmingen C	2019
Isar 2	2019
Neckarwestheim 2	2022
Emsland	2022

8.1.3 Technologische Entwicklung der Kraftwerkstechnik

In den letzten Jahrzehnten lag der Fokus bei der technischen Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnologien hauptsächlich auf der Verbesserung des Wirkungsgrades. Die treibende Kraft hinter dieser Entwicklung ist die dadurch realisierbare Einsparung an Primärenergie und den damit verbundenen Kosten und die Kompensation des Energieverbrauchs von zusätzlich notwendigen Nebenaggregaten für die Rauchgasbehandlung. Durch die Einführung des Zertifikatehandels ist die Reduktion der CO₂-Emissionen als zusätzliche Zielvorgabe in den Vordergrund gerückt. Neben der Wirkungsgradsteigerung wurde deshalb auch die Forschung und Entwicklung im Bereich CO₂-Abtrennung und Speicherung forciert (siehe hierzu z. B.: [6], [26]).

Nachstehend werden die möglichen Entwicklungsperspektiven der einzelnen Kraftwerkstechnologien dargestellt und die Annahmen zu technischen und ökonomischen Parametern der Kraftwerke, welche im Rahmen der Simulationen verwendet werden, festgelegt.

Gasturbinen-Kraftwerke

Gasturbinen werden auch in Zukunft eine wichtige Rolle im Bereich der oberen Spitzenlast und der schnellstartbaren Reserve spielen. Bei dieser Einsatzcharakteristik spielt der Wirkungsgrad eine eher untergeordnete Rolle. Es sind daher nur noch geringe Verbesserungspotentiale zu erwarten. Einen wichtigeren Punkt stellen die Investitionskosten und die Lebensdauer für diesen Anlagentyp dar. Unter Umständen sind dabei durch Materialforschung noch Entwicklungen denkbar.

GuD-Kraftwerke

GuD-Kraftwerke sind derzeit die fossil befeuerten Kraftwerke mit den höchsten Wirkungsgraden und den geringsten spezifischen Emissionen. Nach aktuellem Stand der Technik wären diese demnach zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes die erste Wahl. Allerdings wird als Primärenergieträger das im Vergleich zu anderen Energieträgern teure Erdgas benötigt, was diesen Kraftwerkstyp für die Grundlast noch nicht wirtschaftlich macht. Die Investitionskosten liegen zwischen denen von Gasturbinen und Kohlekraftwerken und der Wirkungsgrad beträgt nach heutigem Stand etwa 58 %. Durch weitere anlagentechnische Optimierung könnte der Wirkungsgrad in den nächsten Jahrzehnten noch auf 60 bis 62 % steigen.

Steinkohle-Kraftwerke

Bei den Steinkohle-Kraftwerken wird in Zukunft auf die Erhöhung der Dampfparameter von derzeit etwa 620°C auf 700°C gesetzt. Der Nettowirkungsgrad steigt dadurch um ca. vier %-Punkte. Der Forschungsschwerpunkt liegt in diesem Bereich auf den verwendeten Materialien, da diese trotz der höheren thermischen Beanspruchung eine typübliche Lebensdauer gewährleisten sollen. Im hier verwendeten Modell ist ab dem Jahr 2018 das 700°C-Steinkohlekraftwerk Stand der Technik, so dass danach kein Steinkohlekraftwerk mit niedrigeren Dampfparametern mehr zugebaut werden kann.

Braunkohle-Kraftwerke

Auch bei Braunkohle-Kraftwerken ist analog zur Steinkohle mit einer Erhöhung der Dampfparameter auf 700°C zu rechnen. Ein weiterer Schwerpunkt liegt im Bereich Braunkohlevortrocknung. Ohne Trocknung wird ein Teil des Energieinhalts zum Verdampfen des in der Kohle enthaltenen Wassers benötigt. Mittels neuer Verfahren soll die Braunkohle vor der Verbrennung im Kessel getrocknet werden und die Trocknungswärme durch Kondensation des ausgedampften Kohlewassers zurück gewonnen werden. Die durch Vortrocknung erwartete Steigerung des Wirkungsgrades beträgt etwa vier %-Punkte. Wie bei Steinkohlekraftwerken ist ab 2018 ein 700°C-Braunkohlekraftwerk im Modell verfügbar.

Heizöl-Kraftwerke

Aufgrund der stark gestiegenen Ölpreise und durch den auch in Zukunft nicht zu erwartenden Nachfragerückgang, werden Öl-Kraftwerke aller Voraussicht nach in den nächsten

Jahrzehnten keine wirtschaftliche Variante darstellen. Somit wird im Modell keine Zubau-möglichkeit von Heizöl-Kraftwerken erlaubt.

Kernenergie

Trotz zahlreicher internationaler Neubauprojekte werden für die hier berechneten Beispiele keine Neubauten von Kernkraftwerken in Deutschland zugelassen. Dies spiegelt die gesetzliche Lage in Deutschland wider. Darüber hinaus kann das Modell Kernkraftwerke wie andere Kraftwerke behandeln, sofern die entsprechenden Parameter vorgegeben werden.

CCS-Kraftwerke (Carbon Dioxide Capture and Storage)

Ziel von CCS-Kraftwerken ist es, das bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehende CO₂ so weit wie möglich abzuscheiden und nicht in die Umgebungsluft zu entlassen. Allen denkbaren Technologien ist dabei zu Eigen, dass der Nettowirkungsgrad aufgrund des Zusatzaufwands geringer als bei der entsprechenden Technologie ohne CCS ist, und dass diese Kraftwerke höhere Investitionskosten aufweisen. Bei der Abscheidung von CO₂ in fossilen Kraftwerken werden hauptsächlich drei Technologierichtungen unterschieden:

Abtrennung vor der Verbrennung (Pre-Cumbustion) mit IGCC-Kraftwerken

Die Abtrennung von CO₂ vor der Verbrennung kann bei IGCC-Kraftwerken realisiert werden. Die Kohle wird dabei durch partielle Oxidation in ein Gemisch aus CO₂ und Wasserstoff umgewandelt. Das CO₂ wird vor dem Verbrennen mit Hilfe einer Synthesegaswäsche abgetrennt. Dem GuD-Prozess wird anschließend der Wasserstoff zugeführt, wodurch als Abgas lediglich Wasserdampf anfällt. Der Wirkungsgrad eines IGCC-Kraftwerks mit CO₂-Abscheidung sinkt durch den Energieaufwand für die Synthesegaserzeugung, die CO₂-Wäsche und die Konfektionierung um etwa sieben %-Punkte. Von Vorteil ist in diesem Zusammenhang der hohe Ausgangswirkungsgrad eines GuD-Systems. Die Investitionskosten steigen für die Abscheidetechnologie nochmals um etwa 20 % gegenüber einem IGCC-Kraftwerk an. Der Forschungsschwerpunkt liegt auf dem Gastrennverfahren, bei der Optimierung der Gasturbine für den Einsatz von Wasserstoff und einer Verbesserung der Verfügbarkeit [43].

Abtrennung nach der Verbrennung (Post-Cumbustion)

Eine Abtrennung nach der Verbrennung stellt keine besonderen Anforderungen an den Kraftwerkstyp. Mit Hilfe einer Waschlösung wird das CO₂ aus dem Rauchgas ausgewaschen und anschließend die Flüssigkeit wieder regeneriert. Für die Wäsche muss in erster Linie Wärme aufgewendet werden, die zu einer Verminderung des Wirkungsgrades - etwa bei einem Steinkohlekraftwerk - von ca. neun %-Punkte führt. Die Investitionskosten für ein Kohlekraftwerk mit Abscheidung sind um etwa 30 % höher anzusetzen als für das Kraftwerk ohne diese Technologie. Mit dem Abtrennverfahren nach der Verbrennung könnten auch Kraftwerke ohne CO₂-Abscheidung nachgerüstet werden, was die zukünftigen Marktchancen erhöhen könnte [43].

Oxyfuel-Verfahren

Bei der Oxyfuel-Technologie wird der Brennstoff nicht mit Luft sondern mit reinem Sauerstoff verbrannt. Der Stickstoff wird mittels einer Luftzerlegung vorher abgetrennt. Dadurch verringert sich der Rohgasmassenstrom um 75 %. Das Abgas aus dem Dampferzeuger besteht zu etwa 70 % aus CO₂. Der restliche Teil ist größtenteils Wasserdampf. Nach der Abscheidung des Dampfes kann das CO₂ direkt aufgefangen werden. Dieses Verfahren wird hauptsächlich im Zusammenhang mit der IGCC-Technologie dargestellt. Der zusätzliche Aufwand und die daraus resultierende Wirkungsgradeinbuße entstehen durch die notwendige Luftzerlegung. Entwicklungsbedarf besteht überwiegend im Bereich der Verbrennungsoptimierung und dem Temperaturmanagement. Der Wirkungsgrad und die Investitionskosten dürften sich im Bereich der IGCC-Technologie mit Abscheidung vor der Verbrennung bewegen [43].

Aufgrund der Unsicherheiten bei den Parametern aller CCS-Technologien wird bei den hier vorgestellten Berechnungen jeweils nur ein Typ CCS-Kraftwerk für Steinkohle und Braunkohle verwendet, ohne diesen Typ genauer zu spezifizieren. Bei ausführlicheren Untersuchungen ist jedoch eine Diversifizierung der Kraftwerkstypen möglich [35].

Im hier verwendeten Modell wird für alle CCS-Technologien angenommen, dass 85 % der CO₂-Emissionen zurückgehalten werden. In der Realität wird dieser Wert je nach verwendeter Technologie schwanken.

Für die Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung bei fossilen Kraftwerken sind kostengünstige Möglichkeiten von Transport und anschließender Speicherung von essentieller Bedeutung. Die Technologien für die Abtrennung sind mittlerweile gut entwickelt und innerhalb des nächsten Jahrzehnts großtechnisch umsetzbar. Die Erkenntnisse im Bereich Transport und Speicherung und die damit verbundenen Konzepte sind dagegen noch recht neu. Viele offene Fragen auf technischer und wirtschaftlicher Seite müssen dabei noch beantwortet werden. Auch die genehmigungsrechtlichen Anforderungen und die etwaigen Risiken müssen gezielt betrachtet werden.

Im hier verwendeten Modell werden pauschal pro abgetrennte Tonne CO₂ Kosten von 10 €/t für den Transport und die Speicherung berechnet. Diese Kosten werden wie zusätzliche Brennstoffkosten für die entsprechende Technologie behandelt. Für eine weitergehende Betrachtung sei auf entsprechende Literatur verwiesen, z. B. [9], [23], [25], [44].

8.1.4 Zusammenfassung der technischen und ökonomischen Parameter von Kraftwerksneubauten

Im Folgenden werden die verwendeten Parameter der Kraftwerksneubauten, welche im Modell verwendet werden können, vorgestellt. **Tabelle 8-3** zeigt die Nennwirkungsgrade der einzelnen Kraftwerkstechnologien. Zwischen den angegebenen Stützjahren wird jeweils ein linearer Verlauf der Wirkungsgrade angenommen. Dahinter steht die Annahme, dass sich die Wirkungsgrade der Kraftwerke aufgrund von Materialverbesserungen auch weiterhin erhö-

hen. Zusätzlich zeigt auch **Bild 8-2** den zu Grunde gelegten Verlauf innerhalb des Simulationszeitraums.

Tabelle 8-3 Nennwirkungsgrade der neu gebauten Kraftwerke

Kraftwerkstechnologie	Wirkungsgrad im Jahr			
	2008			2040
Gasturbine	42 %			43 %
GuD	59 %	2010: 60 %		63 %
Steinkohle	45 %	2017: 46 %	2018: 50 %	52 %
Braunkohle	43 %	2017: 45,5 %	2018: 48 %	50 %
Steinkohle CCS	Ab 2020: Wirkungsgrad von Steinkohle-KW – 8 %-Pkt.			
Braunkohle CCS	Ab 2020: Wirkungsgrad von Braunkohle-KW – 8 %-Pkt.			

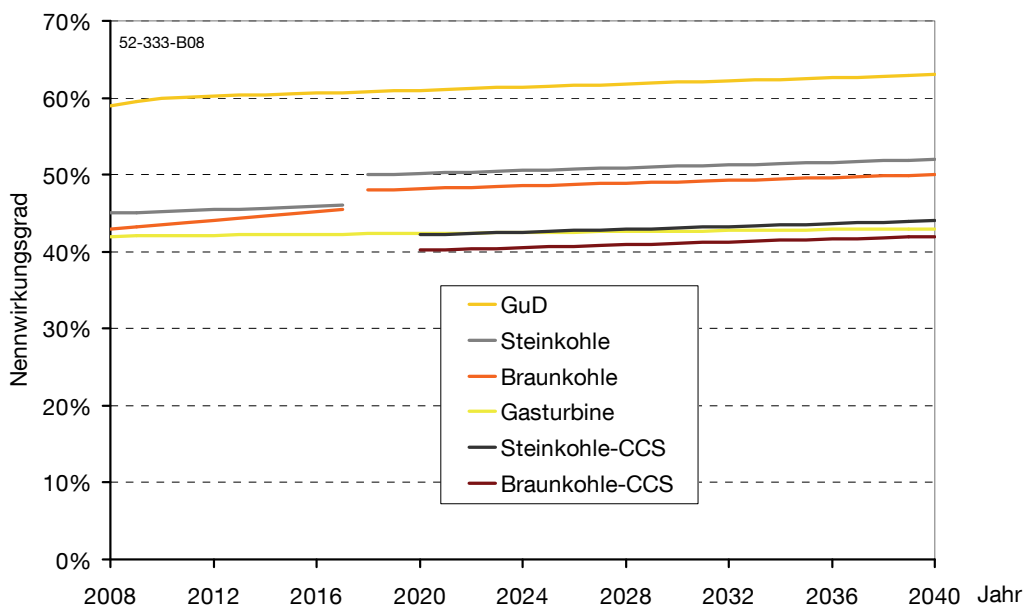


Bild 8-2 Angenommene Entwicklung der Nennwirkungsgrade der zur Verfügung stehenden Kraftwerkstechnologien

Für die Investitions- und jährlichen Fixkosten werden konstante Werte während der gesamten Lebensdauer angenommen. Die Investitionskosten verstehen sich als Kosten für die schlüsselfertige Anlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Die Abrisskosten fallen im Jahr des Rückbaus an und werden in die Planung miteinbezogen. Unter den jährlichen Fixkosten sind sämtliche weiteren betriebsunabhängigen Kosten zusammengefasst. Diese sind im Wesentlichen Personal- und Wartungskosten, Steuern und Versicherungen. Unter Brennstoffnebenkosten sind alle über die Brennstoffkosten hinaus gehenden betriebsabhängigen Kosten zu verstehen. Dies sind vor allem Aufwendungen für Hilfs- und Schmierstoffe, aber auch Kosten des erhöhten Verschleißes durch den Betrieb. Die Investitions-, Abriss- und Brennstoffnebenkosten für CCS-Kraftwerke betragen jeweils 150 % der entsprechenden Kosten des vergleichbaren Kraftwerkstyps ohne CCS. **Tabelle 8-4** zeigt die entsprechenden

Werte für die Standardszenarien. Die Parameter verstehen sich als Rechengrößen, welche v. a. die Verhältnisse der Kosten unterschiedlicher Technologien untereinander widerspiegeln sollen.

Tabelle 8-4 **Ökonomische Parameter der Kraftwerksneubauten (Standardszenarien)**

Kraftwerkstechnologie	Invest- kosten	Lebens- dauer	Jährliche Fixkosten	Abriss- kosten	Brennstoff- Nebenkosten
	€/kW	a	€/kW	€/kW	€/MWh _{el}
Gasturbine	350	50	7	1,75	0
GuD	450	25	20	8	2,5
Steinkohle <i>ab 2018</i>	1200 <i>1320</i>	40	25	10	1,2
Braunkohle <i>ab 2018</i>	1400 <i>1540</i>	45	30	11,5	2,5
Steinkohle CCS (ab 2020)	1980	40	45	15	1,8
Braunkohle CCS (ab 2020)	2310	40	50	17,25	3,75

In einigen hier gerechneten Szenarien werden die Auswirkungen von deutlich erhöhten Investitionskosten gezeigt. In diesen Szenarien werden die Investitionskosten der schlüsselfertigen Anlagen um 50 % gegenüber den Standardszenarien erhöht. **Tabelle 8-5** zeigt die entsprechenden Werte. Alle anderen Parameter bleiben unverändert,

Tabelle 8-5 **Ökonomische Parameter der Kraftwerksneubauten (Szenarien mit erhöhten Investitionskosten)**

Kraftwerkstechnologie	Invest- kosten
	€/kW
Gasturbine	525
GuD	675
Steinkohle <i>ab 2018</i>	1800 <i>1980</i>
Braunkohle <i>ab 2018</i>	2100 <i>2310</i>
Steinkohle CCS (ab 2020)	2970
Braunkohle CCS (ab 2020)	3465

Die Zuverlässigkeitskenngrößen und jährlichen Revisionszeiten sind auch für neu gebaute Kraftwerke analog zum Kraftwerksbestand angenommen worden (siehe Kapitel 8.1.1). Diese Parameter unterliegen einer großen Unsicherheit, vor allem bei heute noch nicht verfügbaren Kraftwerkstechnologien. Da hier nur die grundsätzliche Arbeitsweise des Modells gezeigt

werden soll, wird auf eine detaillierte Betrachtung zukünftiger Kraftwerkszuverlässigkeiten verzichtet.

8.2 Prognosen

Für Beispielrechnungen benötigen die Modelle als Eingangsdaten Angaben zur Entwicklung der Brennstoffpreise, des Strombedarfs, der Einspeisung aus EEG und KWK-Anlagen, der Kraftwerkstechnologien und anderer Rahmenbedingungen. Diese Angaben werden in Form von Prognosen vorgegeben. Dabei werden hier keine eigenständigen Prognosen entwickelt, da vielfältige Einflussmöglichkeiten zu berücksichtigen wären, sondern es wird auf Prognosen und Einschätzungen unterschiedlicher Studien und Institute zurückgegriffen (z. B.: [1], [40]). Die Prognosen zeigen ein realistisches Bild möglicher Entwicklungen, wobei durch nicht vorhersehbare Ereignisse auch deutliche Abweichungen entstehen können. Zweck der hier vorgestellten Beispielrechnungen ist es, die Möglichkeiten des vorgestellten Modells zu zeigen. Daher verstehen sich die Szenarien nicht als Vorhersagen der zukünftigen Entwicklung sondern sollen das Verständnis für die Zusammenhänge und die Arbeitsweise des Optimierungsmodells ermöglichen.

8.2.1 Prognose der Brennstoffkosten

In den Beispielrechnungen werden zwei Pfade für die Entwicklung der Brennstoffpreise verwendet. Das Szenario LOW [40] (**Tabelle 8-6**) kennzeichnet einen moderaten Anstieg der Brennstoffpreise bis 2040, im Szenario HIGH [22] (**Tabelle 8-7**) steigen die Preise stärker an. In beiden Varianten werden die Kosten für die Brennstoffe frei Kraftwerk, also inklusive Steuern und Transport angegeben. Als Preisbasis ist das Jahr 2005 gewählt. Für die Braunkohle sind die Preise in beiden Szenarien gleich.

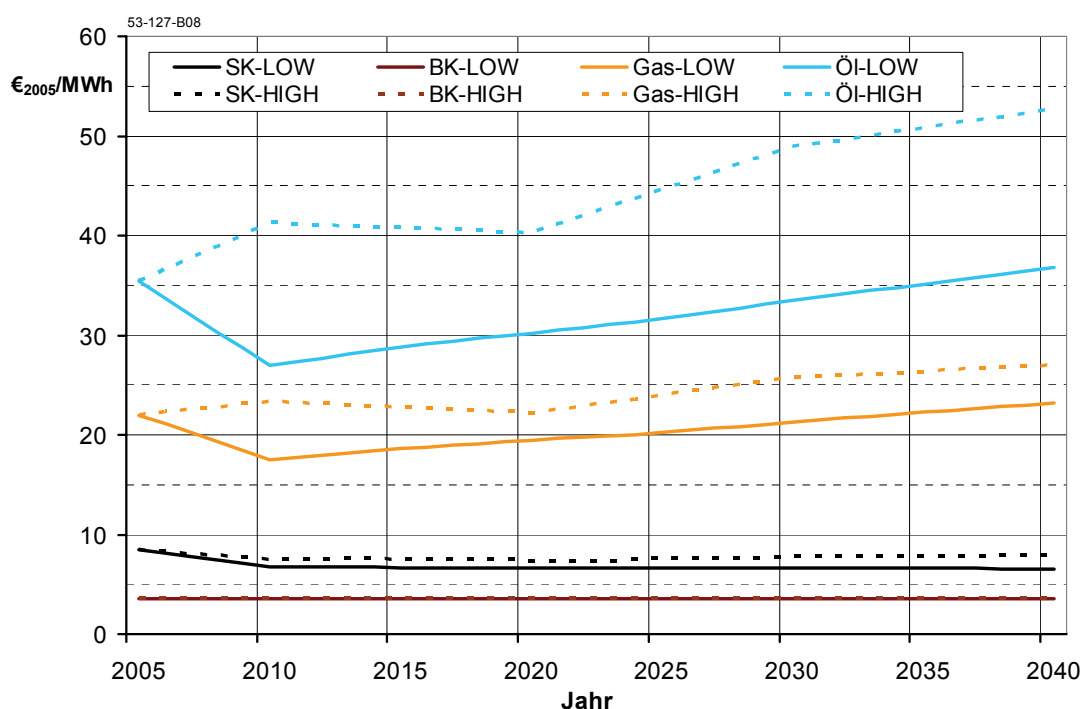
Tabelle 8-6 Energieträgerpreise frei Kraftwerk für den Preispfad *Low*

Energieträger	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}
Steinkohle	7,40	6,74	6,68	6,62	6,62	6,62	6,59	6,56
Braunkohle	3,51	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Erdgas	19,26	17,43	18,63	19,48	20,20	21,28	22,24	23,21
Heizöl	30,32	26,95	28,82	30,22	31,61	33,48	35,11	36,75

Tabelle 8-7 Energieträgerpreise frei Kraftwerk für den Preisfad *High*

Energieträger	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}	€/MWh _{th}
Steinkohle	7,84	7,46	7,40	7,33	7,53	7,73	7,79	7,86
Braunkohle	3,51	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Erdgas	22,80	23,33	22,73	22,13	23,93	25,74	26,34	26,95
Heizöl	38,88	41,21	40,75	40,28	44,57	48,86	50,77	52,69

Bild 8-3 zeigt die graphische Darstellung der unterschiedlichen Preisfade:

**Bild 8-3** In den Szenarien verwendete Brennstoffpreisentwicklungen

8.2.2 Prognose des Strombedarfs

Für die Entwicklung des Nettostromverbrauchs in Deutschland wird von einem geringen Wachstum bis zum Jahr 2040 ausgegangen. Zwar könnte eine steigende Effizienz auf der Anwenderseite zu einem Rückgang des Strombedarfs führen, jedoch ist auch in Zukunft eine weiter fortschreitende Durchdringung verschiedener Lebensbereiche mit elektrischen Geräten zu erwarten. In **Tabelle 8-8** ist die jeweilige Jahressumme der Netto-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung aufgeführt. Diese umfasst die gesamte Strombereitstellung in Deutschland mit Ausnahme der industriellen Eigenerzeugung und dem Bahnstrom. Da im hier vorgestellten Modell ohne Pumpspeicherung gerechnet wird, ist der Pumpstrom ebenfalls nicht enthalten.

Tabelle 8-8 Entwicklung der Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung (Netto)

	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Stromerzeugung	511	516	524	532	539	545	548	551

Wie **Bild 8-4** zeigt, geht in den hier vorgestellten Szenarien das jährliche Wachstum der Stromerzeugung zurück. Es beträgt im Jahr 2008 0,5 % pro Jahr und sinkt sukzessive auf 0,1 % pro Jahr ab 2030.

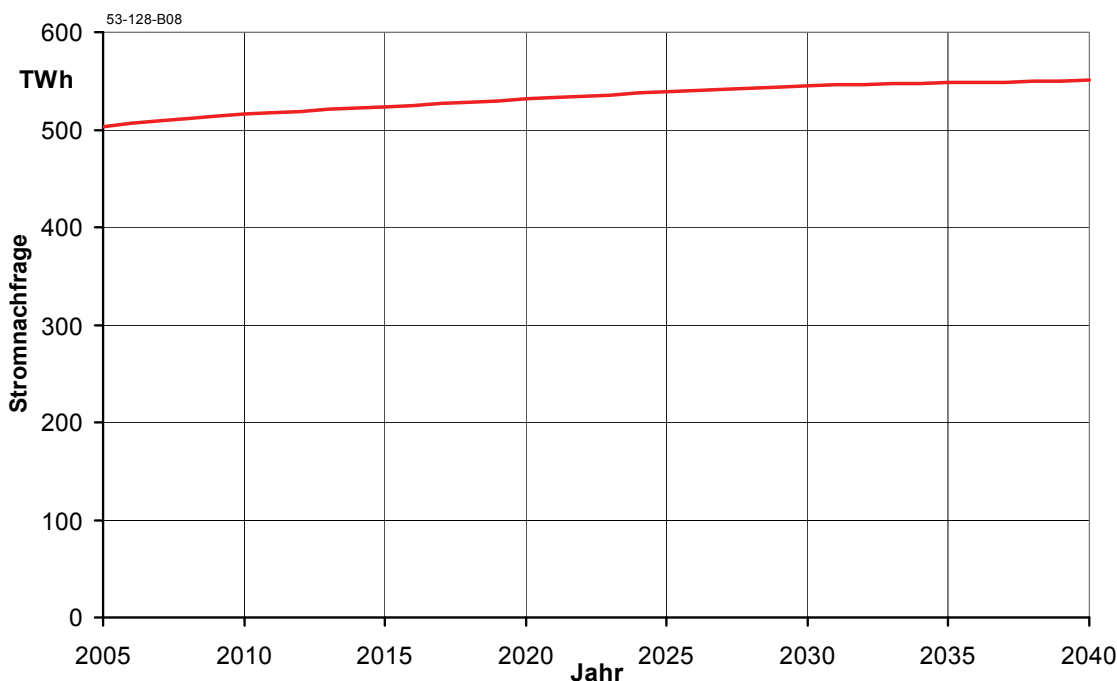


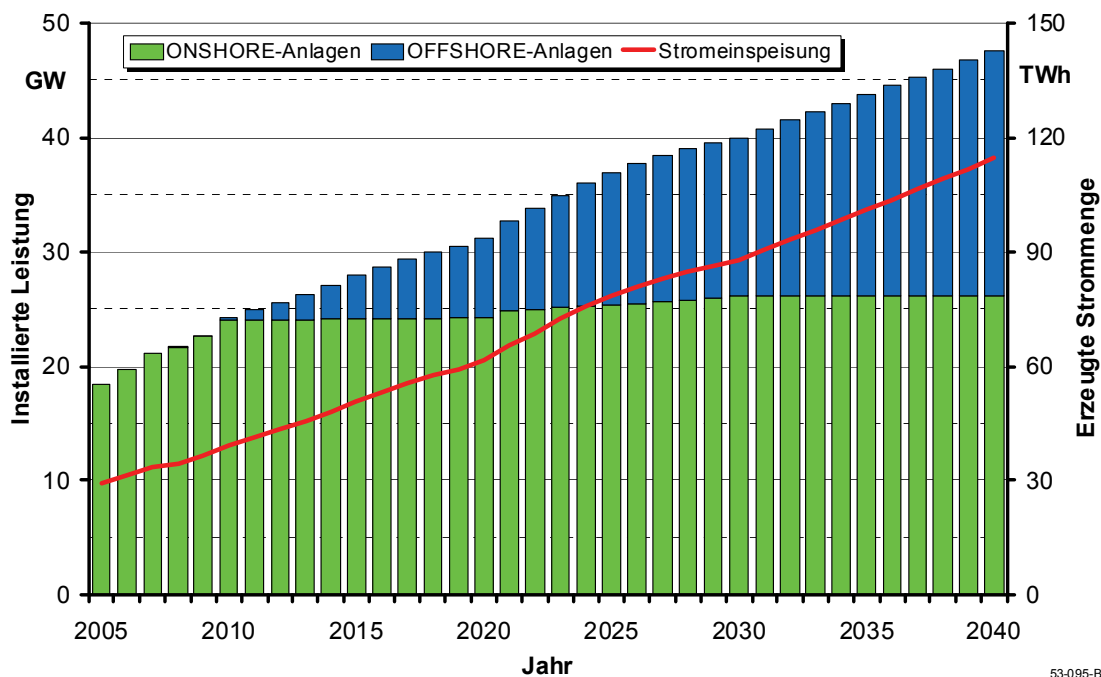
Bild 8-4 Entwicklung der Stromnachfrage als Eingangsgröße der Szenarien

8.2.3 Prognostizierte Entwicklung der nicht disponiblen Einspeisung

Die nicht disponierbare Stromeinspeisung, welche aus der über das EEG geförderte regenerativen Erzeugung und der KWK-Einspeisung besteht, wird auch zukünftig weiter zunehmen. Die knapper werdenden fossilen Ressourcen und die Einsparziele im Bereich der CO₂-Emissionen lassen keine andere Entwicklung erwarten. Vereinfachend wird im hier vorgestellten Modell davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2040 der Strom aus diesen Erzeugungseinheiten weiterhin vorrangig ins Netz aufgenommen wird. Da diese Anlagen sehr geringe betriebsabhängige Kosten aufweisen, ist eine vollständige Integration der Stromproduktion auch nach Ablauf der garantierten Einspeisevergütung sinnvoll.

Die Windenergie wird auch in Zukunft die wichtigste Rolle im Bereich der regenerativen Stromerzeugung spielen. Für die folgenden Szenarienberechnungen wird ein Windenergieausbau bis 47,5 GW im Jahr 2040 mit einer Jahresproduktion von etwa 114 TWh angenommen. **Bild 8-5** zeigt die dazugehörige installierte Leistung an On- und Offshore-Windenergieanlagen für die einzelnen Jahre. Der Offshore-Ausbau beginnt im Jahr 2008. Die

resultierende Windstromeinspeisung entspricht dem zu erwartenden langjährigen mittleren Ertrag basierend auf meteorologischen Messdaten [35].

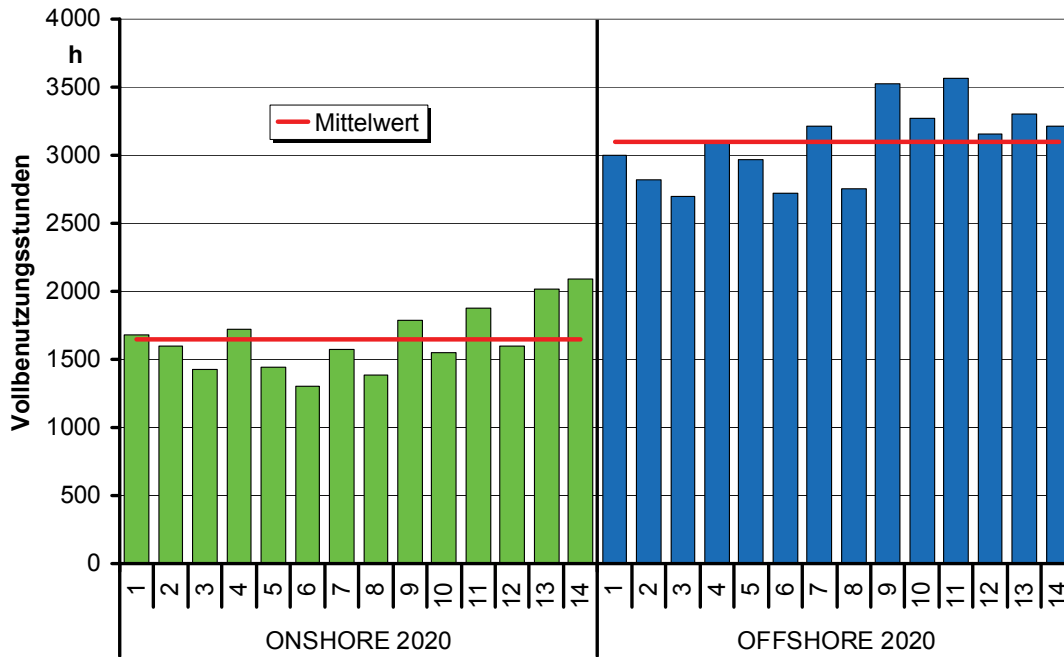


53-095-B08

Bild 8-5 Szenario des Windenergieausbaus und der Windstromeinspeisung bis zum Jahr 2040

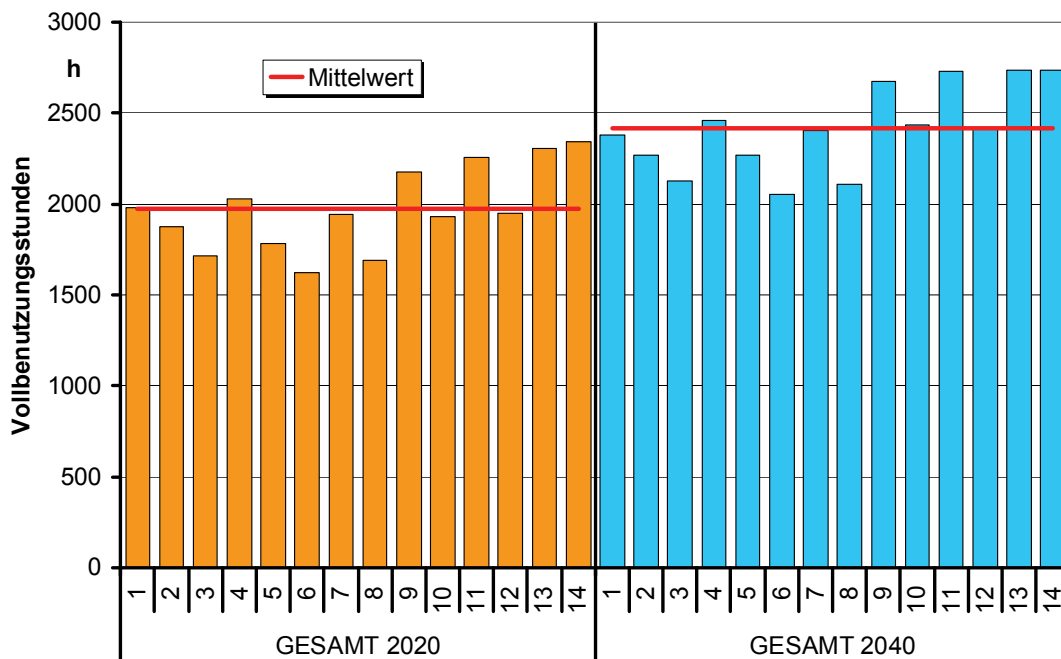
Ab 2010 sind an Land die wirtschaftlichen Standorte weitgehend besetzt und so ist kaum noch ein Wachstum zu erwarten. Ab 2020 erreichen viele Anlagen das prognostizierte Ende ihrer Nutzungsdauer. An gleicher Stelle könnten dann modernere und größere Anlagen installiert werden. Bis 2030 steigt die Leistung der Onshore-Anlagen deshalb wieder leicht an. Ab 2030 wurde vereinfachend ein konstanter Verlauf angenommen.

Großteils wird aus wirtschaftlichen Gründen der Zubau weiterer Windenergiekapazitäten im Offshore-Bereich stattfinden müssen. Bei Anlagen dieses Typs resultiert aufgrund der Windverhältnisse auf dem offenen Meer eine höheren Anzahl an Vollbenutzungsstunden (**Bild 8-6**), allerdings sind die Investitionskosten deutlich höher. Da der Offshore-Anteil bis 2040 die Windstromeinspeisung dominiert, steigt die durchschnittliche Ausnutzungsdauer des gesamten Windparks an (**Bild 8-7**).



53-096-B08

Bild 8-6 Vergleich der Ausnutzungsdauern von Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen auf Basis der 14 Windjahre für das Jahr 2020



53-097-B08

Bild 8-7 Vergleich der Ausnutzungsdauern des gesamten Windparks in Deutschland auf Basis der 14 Windjahre für die Jahre 2020 und 2040

Die Potentiale in der Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken sind nahezu ausgeschöpft. Ein größerer Zuwachs ist nicht zu erwarten, wodurch bis zum Jahr 2040 ein Ausbau auf 25 TWh gegenüber 20,1 TWh im Jahr 2005 angenommen wird [29]. Der Zuwachs resultiert hauptsächlich aus der Modernisierung bestehender Anlagen und nicht aus Neubauprojekten. Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen wird in stündlich unterschiedlichen Werten model-

liert [35]. Die Leistung der Solaranlagen (0 bis 100 %) variieren in der zeitlichen Abfolge. Für die Umrechnung in Leistungswerte werden die prognostizierten Jahrerzeugungsmengen bis zum Jahr 2040 verwendet und entsprechend gewichtet. Für die Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen wird ein Anstieg von 1,0 TWh im Jahr 2005 auf 5,8 TWh im Jahr 2040 prognostiziert [29], [42]. Analog wird die Stromproduktion aus Biomasse modelliert. Dabei wird eine Entwicklung der jährlichen Nettostromerzeugung von 10 TWh im Jahr 2005 bis zu 34 TWh im Jahr 2040 unterstellt [40], [42]. Auch die Geothermie könnte durch weitere Entwicklungen einen nennenswerten Beitrag zur Stromerzeugung leisten. Bis zum Jahr 2040 wird ein Beitrag von 7,4 TWh aus Geothermie angenommen [40], [42]. Deren Einspeisung erfolgt kontinuierlich. Ein Ausbau der Stromproduktion aus KWK-Anlagen ist aufgrund der Forderung nach mehr Energieeffizienz und der damit verbundenen Emissionsreduktion zu erwarten. Dabei ist sowohl im Bereich größerer Anlagen für Fernwärmeauskopplung als auch bei kleinen Blockheizkraftwerken mit einem Wachstum zu rechnen. Insgesamt wird in Anlehnung an [1] von einem Anstieg der eingespeisten jährlichen Nettostrommenge von 50 TWh im Jahr 2005 auf ca. 92 TWh im Jahr 2040 ausgegangen.

In **Bild 8-8** ist die Entwicklung der jährlich eingespeisten Strommenge der einzelnen Posten nicht disponibler Erzeugung dargestellt. **Bild 8-9** zeigt die resultierende jährliche Gesamtstrommenge aus regenerativen Quellen und KWK-Anlagen.

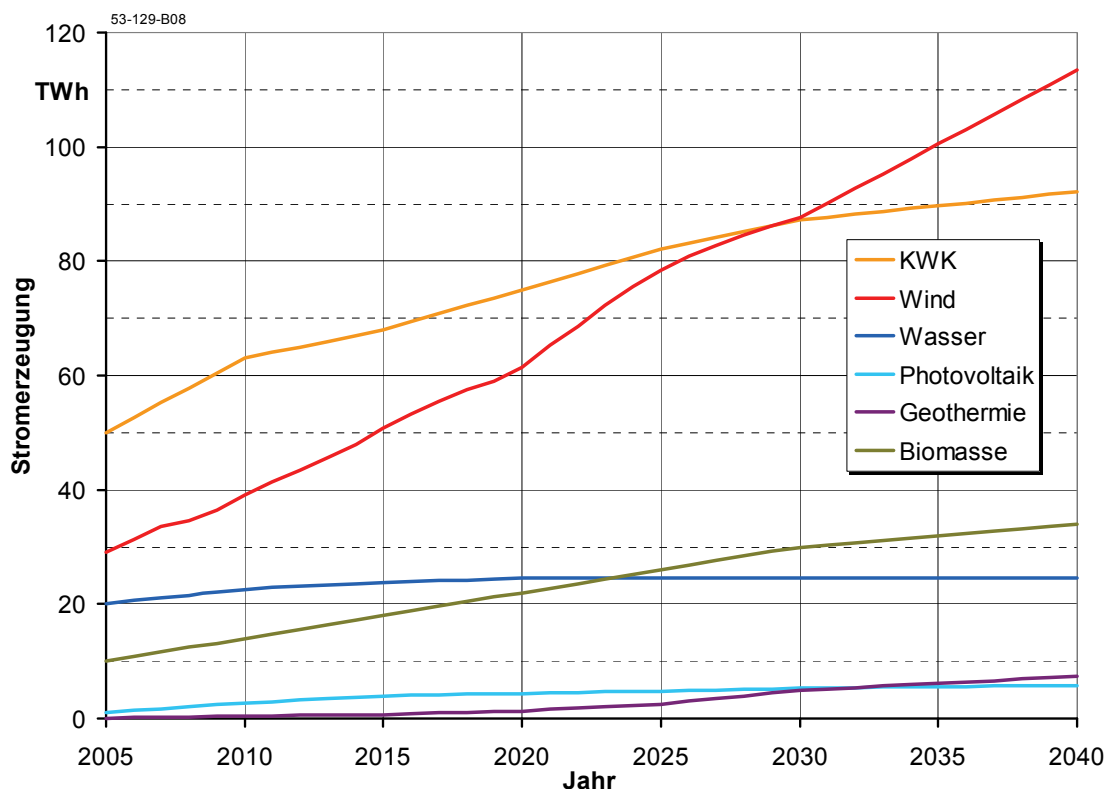


Bild 8-8 Stromerzeugung aus Regenerativen Energien und KWK bis zum Jahr 2040

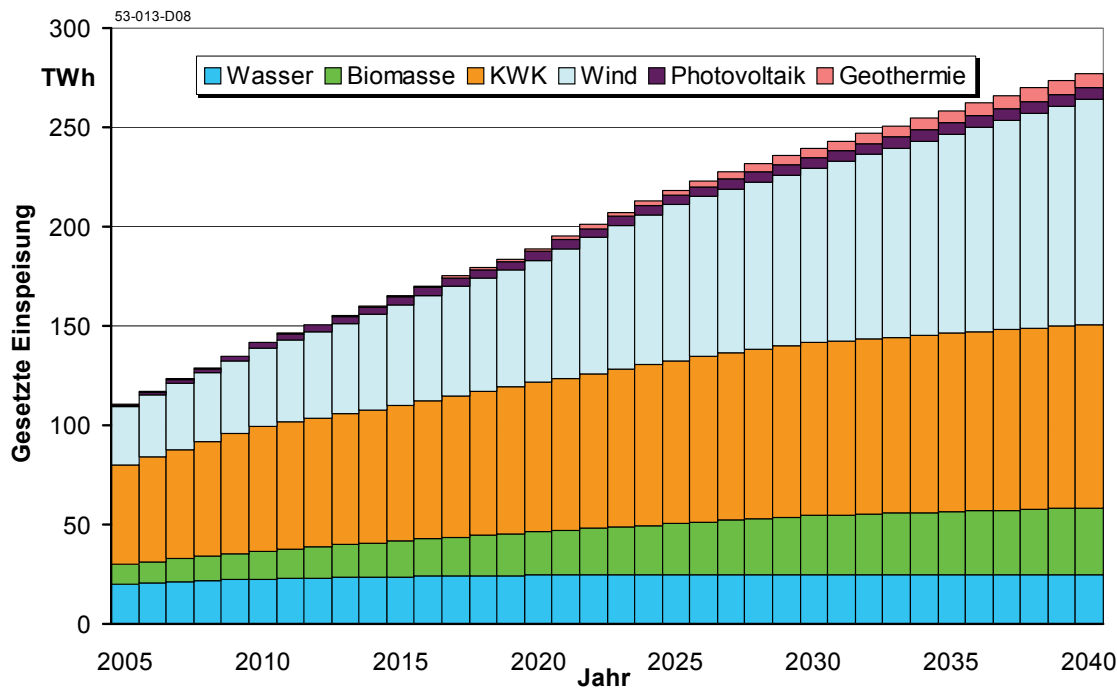


Bild 8-9 Summeneinspeisung aus Regenerativen Energien und KWK bis zum Jahr 2040

In Summe steigt der Beitrag aus der vorrangig ins Stromnetz aufzunehmenden Erzeugung von 110 TWh im Jahr 2005 auf etwa 277 TWh im Jahr 2040. Da in diesem Zeitraum die Nachfrage nur in geringem Maße zunimmt, wird der Anteil nicht disponibler Stromproduktion an der Gesamterzeugung von 22 % auf 50 % deutlich ansteigen (**Bild 8-10**).

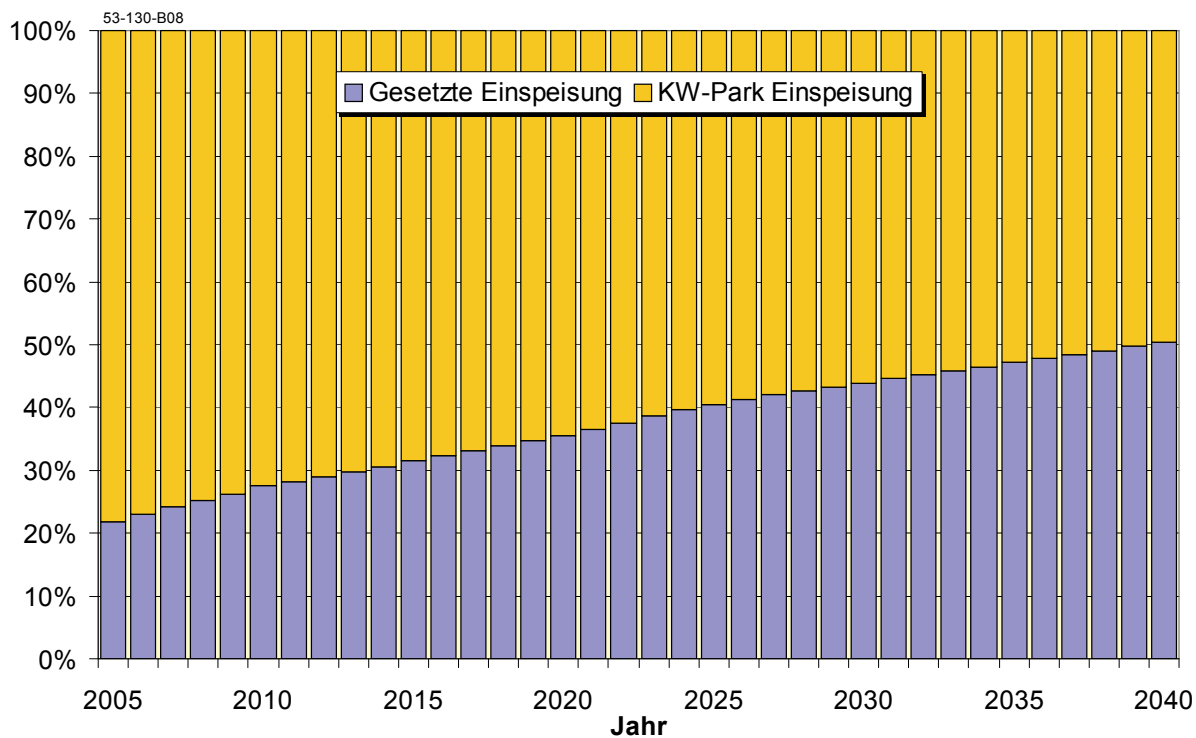


Bild 8-10 Anteil der Regenerativen Stromerzeugung und der KWK an der Gesamtstromerzeugung bis zum Jahr 2040

Die entsprechende installierte Leistung der EEG- und KWK-Anlagen zeigt **Bild 8-11**. Aufgrund der vergleichsweise geringen Ausnutzungsdauern von Windkraft- und Photovoltaikanlagen ergibt sich im Vergleich zur Darstellung der erzeugten Strommengen (Bild 8-9) eine andere Aufteilung innerhalb der unterschiedlichen Technologien.

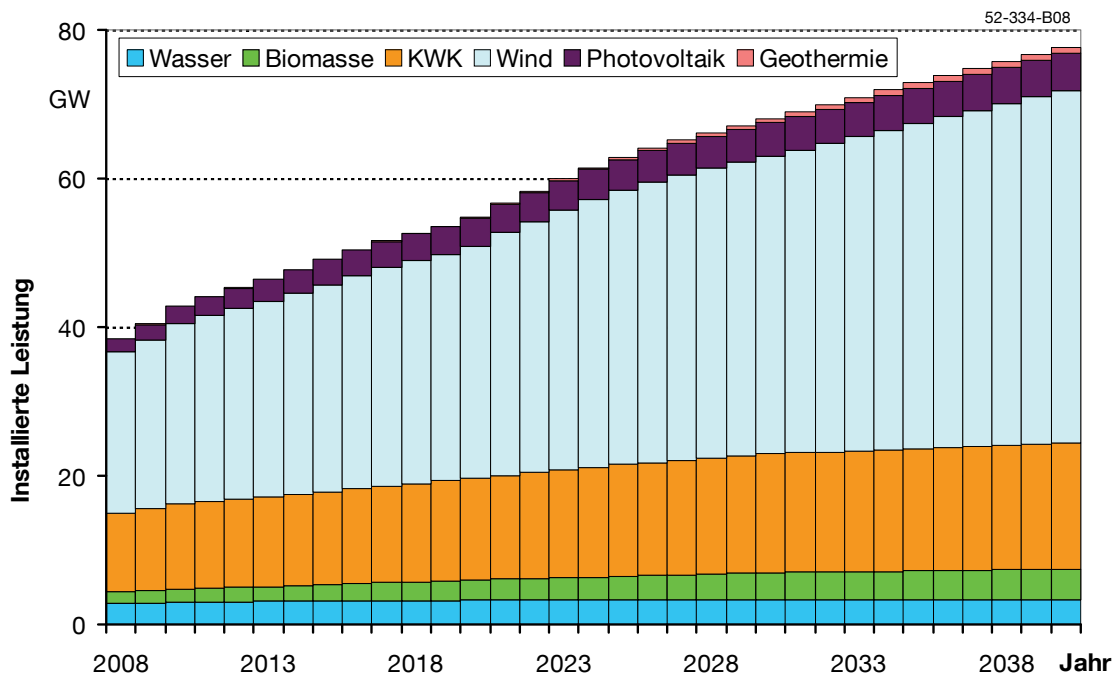


Bild 8-11 Entwicklung der installierten Leistung aus EEG- und KWK-Anlagen

8.2.4 Prognostizierte Entwicklung der Zertifikatspreise

In einer Beispielrechnung werden Annahmen über den Handelspreis von Emissionszertifikaten getroffen. Dieser Preis wird im Sinne von Opportunitätskosten emissionsabhängig dem Brennstoffpreis zugeschlagen. Dabei wird jede emittierte Tonne CO₂ mit einem Preis bewertet, der entweder zu zahlen ist, wenn der Emittent nicht genügend Zertifikate (Emissionsrechte) besitzt, oder der erzielt werden kann, falls die entsprechenden Zertifikate verkauft werden (siehe auch Kapitel 2.4). In der Realität ist dies bei der Investitionsentscheidung durch kostenlose Zuteilungen von Zertifikaten jedoch nicht immer gegeben. Da keine Annahmen über zukünftige Zuteilungsmechanismen gemacht werden können, ist die volle Anrechnung des Handelspreises als Opportunitätskosten im Optimierungsmodell sinnvoll. Das verhindert auch Verzerrungen, die durch Zuteilungen hervorgerufen werden, die einzelnen Technologien bevorzugen. **Bild 8-12** zeigt die in angenommene Entwicklung des Zertifikatspreises. Nach einem linearen Anstieg von 23 €/t CO₂ im Jahr 2008 erreicht dieser im Jahr 2010 25 €/t. Es erfolgt ein weiterer, abgeschwächter linearer Anstieg auf 28 €/t im Jahr 2025. Bis 2030 steigt der Zertifikatspreis auf 30 €/t. Der weitere Anstieg bis zum Jahr 2040 erfolgt wiederum verlangsamt auf 32,5 €/t.

Die Schwierigkeit bei der Vorgabe von Zertifikatspreisen liegt darin, dass dieser Preis in der Realität von den anderen Rahmenbedingungen abhängt. So beeinflussen die Energieträger-

preise über die Möglichkeit der Brennstoffsubstitution den sich einstellenden Zertifikatspreis. Ebenso wird die Laufzeit der Kernkraftwerke deutlichen Einfluss auf den Zertifikatspreis haben. Den größten Einfluss auf die Zertifikatspreise hat jedoch das angestrebte Minderungsziel. Aus diesen Gründen sollen die hier getroffenen Annahmen nur den prinzipiellen Einfluss des Zertifikatspreises auf die Investitionsentscheidungen und die Stromerzeugung zeigen.

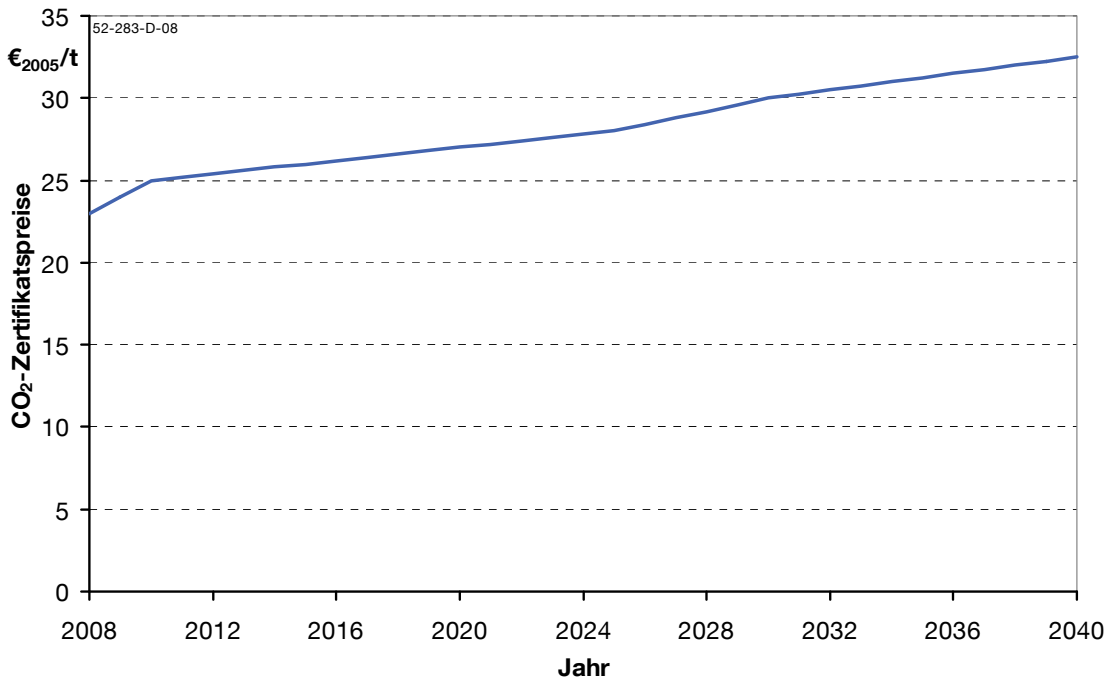


Bild 8-12 Angenommene Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise in den Szenarien mit externer Vorgabe

8.3 Grundlegende Rahmenbedingungen für die Simulation

8.3.1 Jährliche Zubaugrenzen

Die maximale Zubauemenge kann für jeden Kraftwerkstyp und jedes Jahr festgelegt werden. Mit dieser Stellschraube sollen die Investitionsentscheidungen im Rahmen der Simulation gleichmäßiger ausfallen. Wird der weltweite Markt betrachtet, spielt die Nachfrage in Deutschland zwar eine eher untergeordnete Rolle, allerdings wird sich aufgrund vergleichbarer Rahmenbedingungen in anderen Ländern dort ein ähnliches Nachfrageprofil ergeben. Der Markt an Kraftwerksanbietern ist überschaubar, wodurch in einem bestimmten Jahr nicht eine beliebige Menge an neuer Kraftwerkskapazität nachgefragt werden kann. Die Angebotssituation erfordert deshalb zwangsläufig ein ausgeglichenes Investitionsverhalten, was eine Begrenzung der jährlichen Zubauemenge realistisch erscheinen lässt.

Für die Berechnungen mit dem hier vorgestellten Modell wird bei allen Kraftwerkstypen die jährliche Zubaukapazität auf 4000 MW begrenzt. Bei beiden ab 2020 zur Verfügung stehen-

den Technologien mit CO₂-Abscheidung steigen die jährlich installierbaren Leistungen linear über fünf Jahre auf diesen Wert an.

8.3.2 Begrenzung der Verstromung aus Braunkohle

Die Braunkohle wird in Deutschland nahezu vollständig zur Stromerzeugung eingesetzt. Sie besitzt im Vergleich zur Steinkohle einen deutlich geringeren Heizwert, weswegen ein Transport über weite Strecken nicht wirtschaftlich durchführbar ist. Als Konsequenz sind nahezu alle Braunkohlekraftwerke in Deutschland in unmittelbarer Nähe zur Tagebau-Förderstätte angesiedelt. Eine Ausweitung der Stromerzeugung aus dem Primärenergieträger Braunkohle setzt folglich aufgrund des nicht wirtschaftlichen Transportaufwands und des daraus resultierenden nicht vorhandenen Weltmarkts eine Erhöhung der einheimischen Förderung voraus. Die Erschließung neuer Abbaugelände ist genehmigungsrechtlich schwierig und der Investitionsaufwand für die Förderanlagen ist immens. Eine Erhöhung der Fördermenge ist deshalb nicht oder nur über einen langen Zeitraum zu erwarten. Aus diesen Gründen wird für die Berechnungen die für die Verstromung zur Verfügung stehende Menge an Braunkohle auf 50 Mio. tSKE pro Jahr beschränkt.

8.3.3 Versorgungssicherheit

Die Langzeitverfügbarkeit des Kraftwerksparks in Deutschland soll auch in Zukunft auf dem heutigen Niveau bleiben. Wie in Kapitel 3 beschrieben, ist dazu die Vorhaltung einer bestimmten installierten Leistung notwendig. Als Auslegungskriterium wird im Rahmen der hier untersuchten Szenarien festgelegt, dass die auftretende Jahreshöchstlast mit einer Zuverlässigkeit von 99,5 % gedeckt werden kann. Da die Jahreshöchstlast u. a. temperaturabhängig ist, kann sie nicht sicher vorhergesagt werden. Daher wird hier grundsätzlich ein Sicherheitszuschlag von 4 % zur modellierten Jahreshöchstlast addiert. Zur Versorgungszuverlässigkeit tragen auch Windenergieanlagen anteilig bei.

9 Beispielrechnungen

In diesem Kapitel werden unterschiedliche Beispielrechnungen vorgestellt. Dabei liegt der Fokus zum einen darauf, die Arbeitsweise der Evolutionsstrategie zu erläutern (Kapitel 9.1). Zum anderen sollen realitätsnahe Ergebnisse und der Einfluss von Veränderungen der Parameter gezeigt werden (Kapitel 9.2, 9.3 und 9.4). Hier soll keine Prognose über die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks gemacht werden, sondern mögliche Entwicklungen und Tendenzen aufgezeigt werden. Zum Teil reagiert das Ergebnis einer Optimierungsrechnung sehr empfindlich auf Veränderungen einzelner Parameter. Daher werden hier Variationen gezeigt, welche es erlauben, auch den Einfluss weiterer Parametervariationen abzuschätzen.

In allen Beispielrechnungen bleiben die Anteile sowohl der installierten Leistung als auch der produzierten Strommenge der EEG- und KWK-Anlagen unverändert (siehe Bild 8-9 und Bild 8-11). Um die Darstellung der Ergebnisse der Beispielrechnungen übersichtlicher zu gestalten, werden hier nur jeweils die installierte Leistung und die erzeugte Strommenge aus dem vom Modell veränderbaren thermischen Kraftwerkspark dargestellt.

9.1 Vergleich unterschiedlicher Startlösungen

Zunächst soll gezeigt werden, welche Auswirkungen unterschiedliche Startlösungen auf den Verlauf der Evolutionsstrategie haben. Dazu werden jeweils dieselben Rahmenbedingungen vorgegeben, so dass das resultierende Optimum identisch ist. Wie grundsätzlich bei Evolutionsstrategien, kann dieses Optimum jedoch nicht mit Sicherheit bestimmt werden. Die Vorgabe unterschiedlicher Startlösungen führt zu einem unterschiedlichen Optimierungspfad. Liegt die Startlösung bereits in der Nähe des Optimums, wird dieses voraussichtlich nach einer geringeren Zahl von Generationsschritten gefunden. Umgekehrt ist der Evolutionsfortschritt zu Beginn der Simulation bei einer Startlösung, welche weit weg vom Optimum liegt, eher groß. In diesem Kapitel dienen die eigentlichen Optimierungsergebnisse lediglich der Veranschaulichung der Entwicklung innerhalb der Evolution und werden daher nicht explizit diskutiert. Eine Diskussion der Optimierungsergebnisse folgt in den Kapiteln 9.2 und 9.3.

In einer der beiden hier gezeigten Rechnungen werden als Startlösung 50 % des notwendigen Kraftwerkszubaues mit Gasturbinen, 50 % mit GuD-Anlagen bereitgestellt (Rechnung „Gas“). In der zweiten Simulation besteht die Startlösung aus 80 % Steinkohlekraftwerken und 20 % Braunkohlekraftwerken (Rechnung „Kohle“). In beiden Fällen wird die notwendige Zubauleistung nicht variiert und die Kraftwerksleistung in den einzelnen Jahren wird so gewählt, dass jeder Kraftwerkstyp der Startlösung mindestens mit seiner Minimallast gebaut wird.

Einstellbare Modellparameter für die Evolutionsstrategie sind:

Tabelle 9-1 Parameter für die Evolution

Parameter	
Simulationszeitraum	2008-2040
Anzahl der Eltern	4
Anzahl der Kinder	8
Strategie	Plus-Strategie
Schrittweite	200 MW
Vorgezogene Kraftwerkserneuerung	nein
Emissionshandel	nein
Strafkosten	4000 €

Alle übrigen Parameter sind wie in Kapitel 8 vorgegeben. Als Brennstoffpreise wird der Pfad „Low“ gewählt. Die Angabe einer möglichen Rechenzeit pro Generation ist meist wenig hilfreich, da diese von der eingesetzten Rechnertechnologie abhängt. Die hier gewählten Simulationsparameter erlauben jedoch einen verhältnismäßig schnellen Berechnungsfortschritt. Dieser bewegt sich im Bereich von mehreren Generationen pro Sekunde Rechenzeit.

Zunächst wird die Aufteilung der Kraftwerksleistung bei der jeweiligen Startlösung gezeigt, danach die Entwicklung nach 100 Generationen und nach 3000 Generationen. Zu Beginn der Evolution sind die größten Veränderungen zu erwarten, während bei fortschreitender Evolution die Verbesserung in immer kleineren Schritten stattfindet.

9.1.1 Startlösungen

Die Startlösungen der Rechnungen „Gas“ und „Kohle“ unterscheiden sich sehr stark. In beiden Startlösungen wird ungeachtet einer sinnvollen Investitionsstrategie zunächst der gesamte notwendige Zubau mit Hilfe von zwei Kraftwerkstypen bewerkstelligt. **Bild 9-1** zeigt für diese beiden Startlösungen jeweils die im Simulationszeitraum installierte Leistung an thermischen Kraftwerken. Erkennbar ist auf beiden Diagrammen der zum Startzeitpunkt vorhandene Kraftwerksbestand, welcher im Laufe des Simulationszeitraums abnimmt.

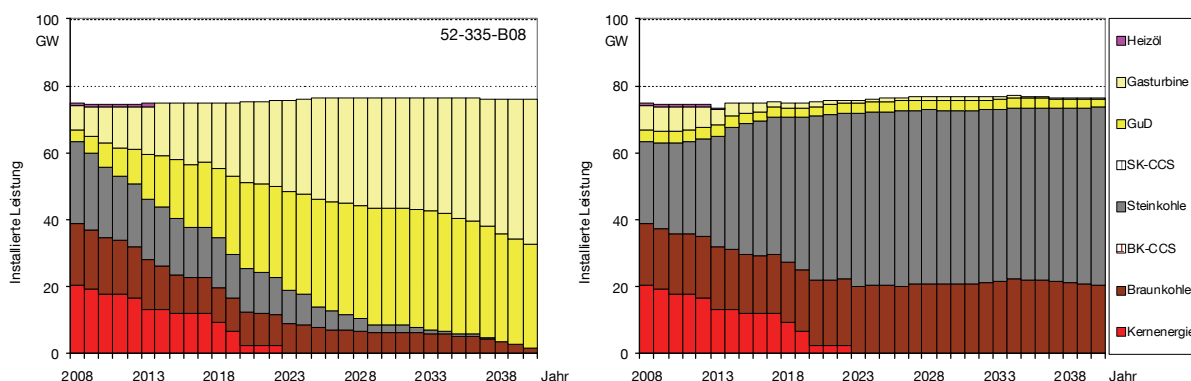


Bild 9-1 Startlösungen der Rechnungen „Gas“ links und „Kohle“ rechts

Ausgehend von diesen Zubauplänen werden die einzelnen Zubauleistungen mutiert, so dass der Barwert der Kosten der Gesamtlösung abnimmt.

9.1.2 Entwicklung nach 100 Generationen

Nach 100 Generationsschritten hat sich der Kraftwerkspark in beiden Beispielrechnungen deutlich verändert. **Bild 9-2** zeigt die nach 100 Generationen installierte Kraftwerksleistung. Im linken Bildteil ist das Zwischenergebnis des Entwicklungspfades mit der Erdgasstartlösung zu sehen. Auffällig ist die deutliche Zunahme der installierten Kraftwerksleistung gegen Ende des Simulationszeitraums. Die Leistung der GuD-Anlagen hat gegenüber der Startlösung bereits deutliche abgenommen, während Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke hinzugekommen sind. Einige wenige CCS-Kraftwerke werden gebaut, was darauf hindeutet, dass die Evolution noch nicht in der Nähe eines Optimums angekommen ist. Die Leistung der Gasturbinenkraftwerke übersteigt die notwendige installierte Kraftwerksleistung erheblich. Zunächst reagiert die Evolution auf die vorgegeben Startlösung so, dass Grundlastkraftwerke zugebaut werden, welche die Betriebskosten der Stromerzeugung verringern. Dadurch ergeben sich v. a. später große Überkapazitäten. Dennoch ist diese Lösung bereits deutlich kostengünstiger als die Startlösung, wie später zu sehen ist. Der im rechten Bildteil von **Bild 9-2** dargestellte Kraftwerkspark zeigt im Vergleich zur Startlösung (Bild 9-1, rechts, Rechnung „Kohle“) eine Abnahme an Kohlekraftwerken und ein Zunahme bei Gasturbinen und GuD-Anlagen. Hier werden deutlich weniger Überkapazitäten aufgebaut als bei der Startlösung „Gas“. Eine Optimierung findet dadurch statt, dass gering ausgelastete Kapazitäten in Steinkohlekraftwerken durch Spitzenlastkraftwerke ersetzt werden.

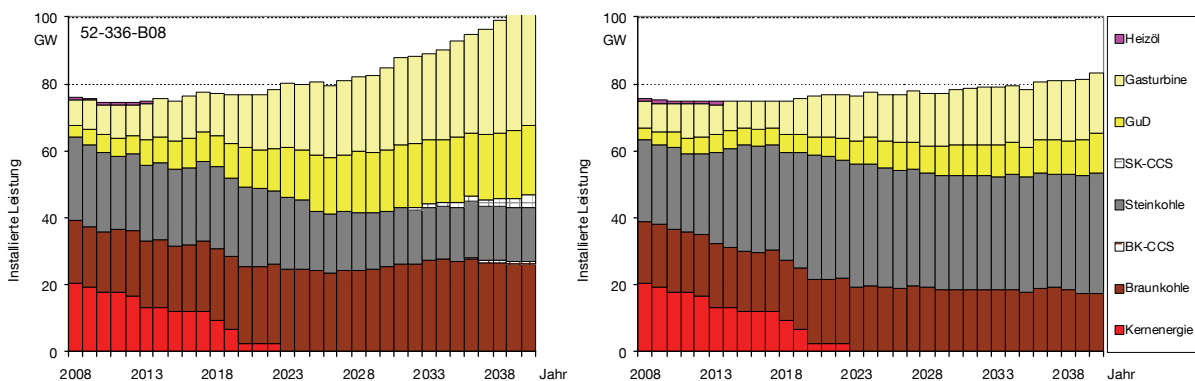


Bild 9-2 Kraftwerkspark der Rechnungen „Gas“ links und „Kohle“ rechts nach jeweils 100 Generationen

Die Annäherung an ein mögliches Optimum erfolgt hier durch unterschiedliche Änderungen und damit verschiedene Wege innerhalb des Lösungsraums.

9.1.3 Entwicklung nach 3 000 und 30 000 Generationen

Nach 3000 Generationen haben sich beide Beispielrechnungen, trotz unterschiedlicher Startlösungen, deutlich angenähert. **Bild 9-3** zeigt zu Vergleich beide Lösungen. Im linken Bildteil (Rechnung „Gas“) ist die installierte Leistung an GuD-Anlagen geringer, die an Gas-

turbinen höher als im anderen gezeigten Pfad. Bei den Kohlekraftwerken sind die Unterschiede geringer. Die Rechnungen zeigen also nach 3000 Generationen noch Unterschiede, sind jedoch schon sehr ähnlich.

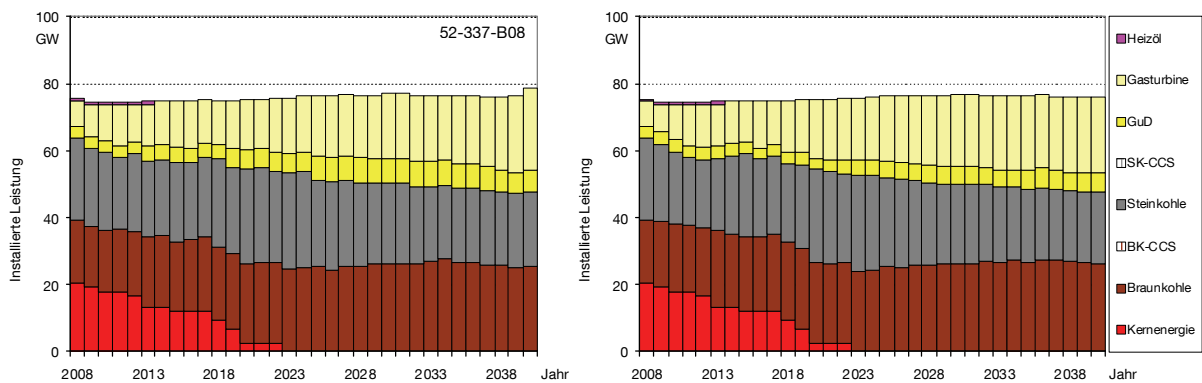


Bild 9-3 Kraftwerkspark der Rechnungen „Gas“ links und „Kohle“ rechts nach jeweils 3000 Generationen

Eine weitergehende Simulation über 30 000 Generationen führt zu einer stetigen Annäherung und Verbesserung der Lösungen, wie **Bild 9-4** zeigt. Die Unterschiede in der installierten Leistung aus GuD-Anlagen sind kaum mehr zu erkennen.

Eine vollständige Übereinstimmung der Lösungen aus beiden Entwicklungspfaden ist kaum zu erwarten, da hierfür der mögliche Lösungsraum zu komplex ist.

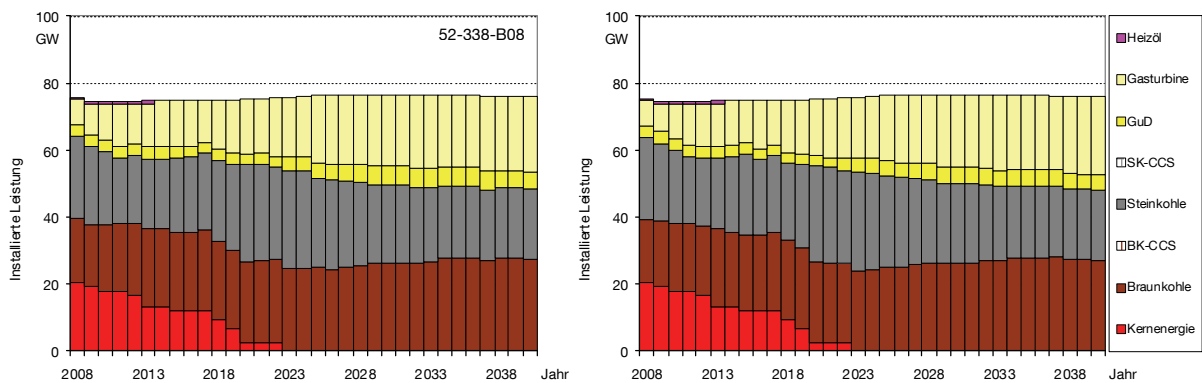


Bild 9-4 Kraftwerkspark der Rechnungen „Gas“ links und „Kohle“ rechts nach jeweils 30 000 Generationen

Aufschluss über den Evolutionsfortschritt gibt die Entwicklung des Barwerts der Kosten der aktuellen Lösung, welche das Optimierungskriterium darstellt. **Bild 9-5** zeigt den Verlauf dieser bei beiden Entwicklungspfade, beginnend bei der jeweiligen Startlösung. Der Barwert der Startlösung in der Rechnung „Kohle“ ist bereits geringer als derjenige in der Rechnung „Gas“. In beiden Rechnungen ist der Evolutionsfortschritt innerhalb der ersten 500 Generationen groß. Danach folgt nur noch eine langsame Verbesserung der Lösung. Während der ersten ca. 17 000 Generationen bleibt die Rechnung mit der Startlösung „Kohle“ günstiger als die Rechnung „Gas“. Der Abstand zwischen beiden wird aber zunehmend geringer. Danach beginnt der Entwicklungspfad „Gas“ eine günstigere Lösung hervorzubringen. Hieran ist zu erkennen, dass die Wahl der Startlösung v. a. zu Beginn der Simulation einen großen

Einfluss auf den Verlauf hat. Nach einer großen Zahl von Generationen kann es hingegen vorkommen, dass der ursprünglich schlechtere Entwicklungspfad doch das bessere Resultat liefert.

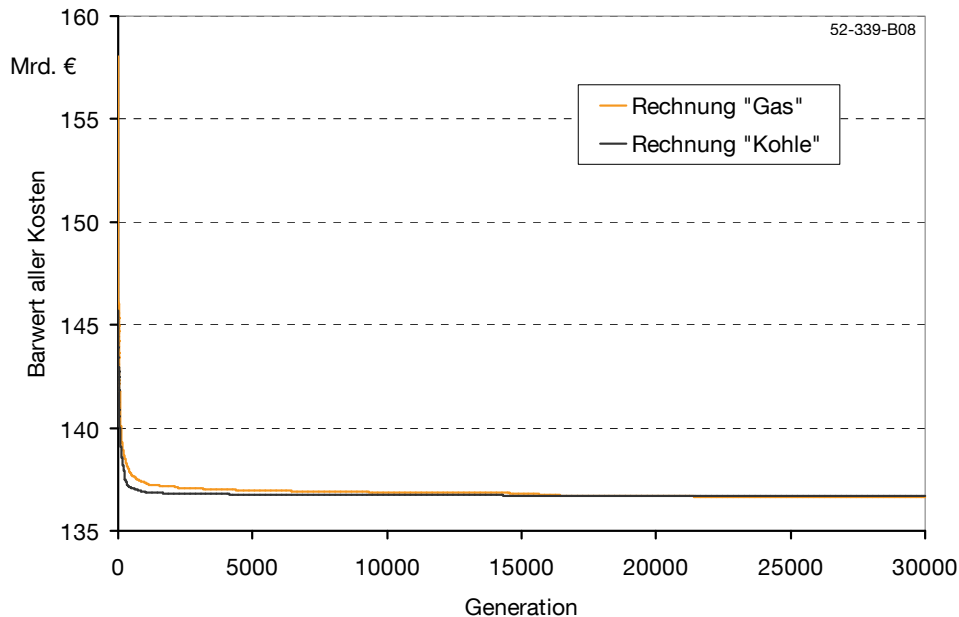


Bild 9-5 Entwicklung des Barwerts der Kosten der jeweils besten Lösung innerhalb von 30 000 Generationen

Um einen weiteren Fortschritt und eine weitere Annäherung der Lösungen zum globalen Optimum zu erreichen, wären unterschiedliche Maßnahmen denkbar. So könnte die Zahl der Kinder vergrößert werden oder die Schrittweite verkleinert. In dem hier gezeigten Beispiel ist jedoch ein für die meisten Fragestellungen ausreichend genaues Ergebnis erreicht.

9.2 Szenarien mit Vorgabe des Zertifikatspreises

In den hier vorgestellten Szenarien wird der Preis für CO₂-Zertifikate extern vorgegeben, wie in Kapitel 8.2.4 beschrieben. Daher sind die CO₂-Emissionen der thermischen Kraftwerke sowohl von der Höhe des Zertifikatspreises als auch von den übrigen Rahmenbedingungen abhängig und können nur durch die Simulation ermittelt werden. Von besonderer Bedeutung sind die Brennstoffkosten und die Investitionskosten, da diese im Verhältnis zu den Zertifikatskosten mehr oder weniger ins Gewicht fallen. Zunächst wird das Ergebnis bei Vorgabe von Standardbedingungen gezeigt. Zwei weitere Vergleichsrechnungen zeigen die Auswirkungen erhöhter Brennstoffpreise und erhöhter Investitionskosten. Die entsprechenden Parameter finden sich in Kapitel 8.1.4 und 8.2.1.

Es folgt die Darstellung der Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke der einzelnen Szenarien. Die Stromgestehungskosten und die CO₂-Emissionen werden nach den drei Szenarien zusammenfassend gezeigt.

9.2.1 Standardszenario

Das erste hier vorgestellte Szenario berechnet die optimalen Neubauten im deutschen Kraftwerkspark unter den vorgestellten Standardbedingungen und unter Vorgabe des Zertifikatspreises. **Bild 9-6** zeigt die Entwicklung der installierten Leistung der thermischen Kraftwerke bis zum Jahr 2040. Sowohl die Leistung der Gaskraftwerke (Gasturbinen und GuD-Anlagen) als auch die Leistung der Steinkohlekraftwerke nimmt deutlich zu. Unter den hier gewählten Rahmenbedingungen ist der Zubau von weiteren Braunkohlekraftwerken unwirtschaftlich. Die wegfallende Leistung der Kernkraftwerke wird im Wesentlichen von Steinkohlekraftwerken übernommen.

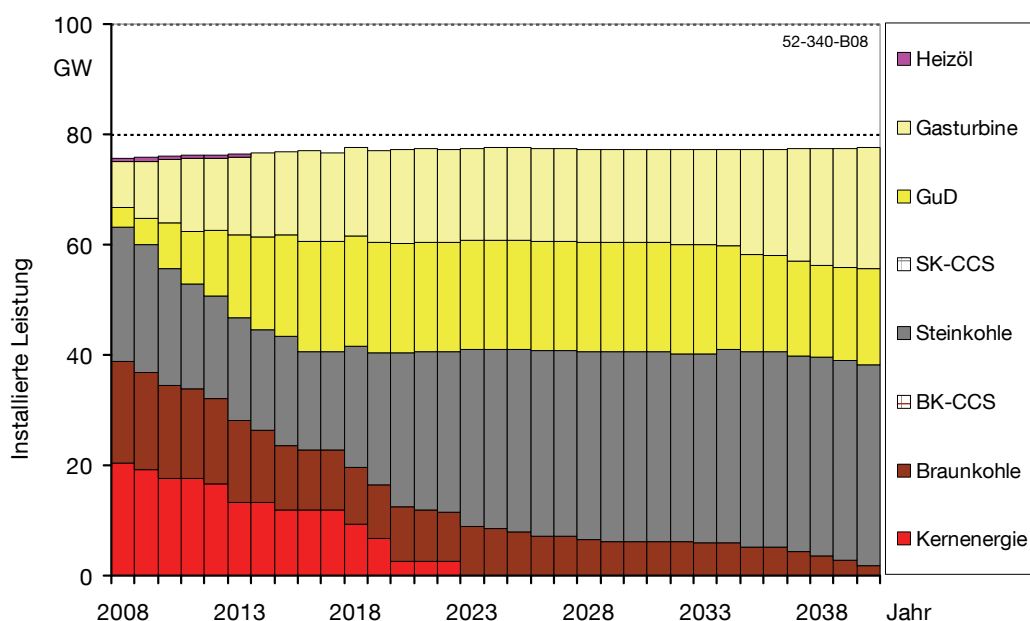


Bild 9-6 Entwicklung der installierten Leistung der thermischen Kraftwerke (Standardszenario bei Vorgabe der Zertifikatspreise)

Im Gegensatz zur installierten Leistung nimmt die Stromerzeugung aus Gasturbinen nur unwesentlich zu, wie **Bild 9-7** zeigt. Diese Anlagen dienen, wie in allen übrigen gezeigten Szenarien, hauptsächlich der Bereitstellung von Spitzenleistung. Einen bedeutenden Zuwachs erfährt die Stromerzeugung aus GuD-Anlagen und v. a. aus Steinkohlekraftwerken. Auffallend ist, dass keine CCS-Kraftwerke zum Zuge kommen, obwohl diese Anlagen ab dem Jahr 2020 gebaut werden könnten. Insgesamt nimmt die Strommenge aus thermischen Kraftwerken, wie in allen Szenarien, deutlich ab, da der Zuwachs aus Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung größer als der Zuwachs des Stromverbrauchs ist. Die hier gewählte Verbindung aus Zertifikats-, Brennstoff- und Investitionskosten bevorzugt besonders Steinkohlekraftwerke, so dass diese den größten Anteil an der Stromerzeugung erhalten.

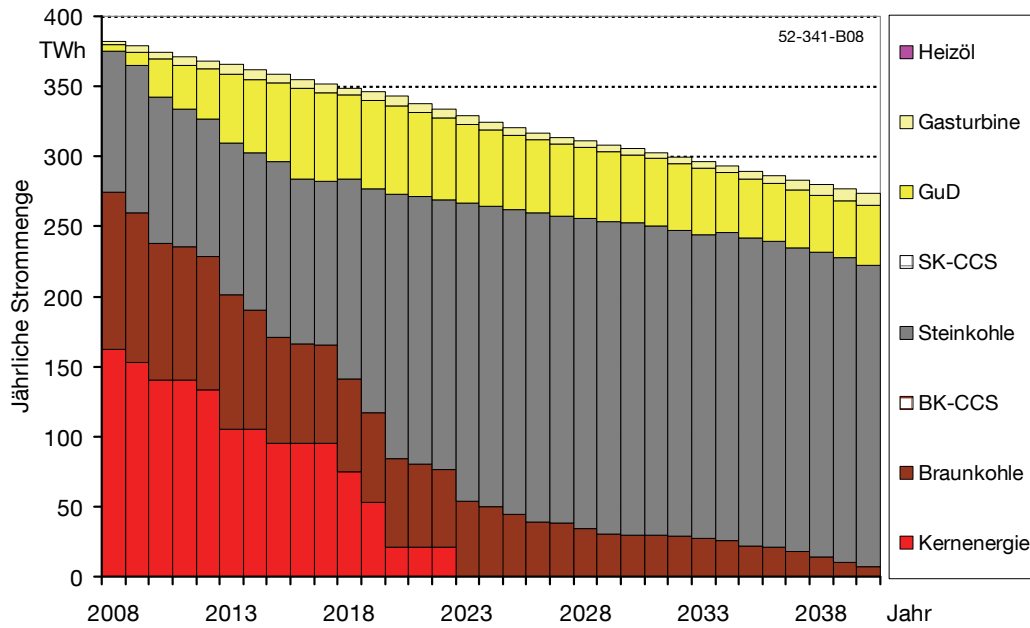


Bild 9-7 **Jährliche Strommenge der thermischen Kraftwerke (Standardszenario bei Vorgabe der Zertifikatspreise)**

9.2.2 Höhere Brennstoffpreise

Im Vergleich zu dem im Kapitel 9.2.1 gezeigten Szenario wird hier der höhere Brennstoffpreisfad unterstellt. Das bedeutet, dass Erdgas und Steinkohle teurer sind, während alle anderen Parameter unverändert bleiben. In **Bild 9-8** ist die Folge davon zu erkennen: Zunächst erfolgt ein Zubau von Braunkohle- und Gaskraftwerken, erst ab dem Jahr 2018 werden Steinkohlekraftwerke installiert. Im Vergleich mit obigem Szenario werden deutlich weniger GuD-Anlagen zugebaut, da der Preis des Energieträgers Erdgas nur einen geringeren Einsatz zulässt.

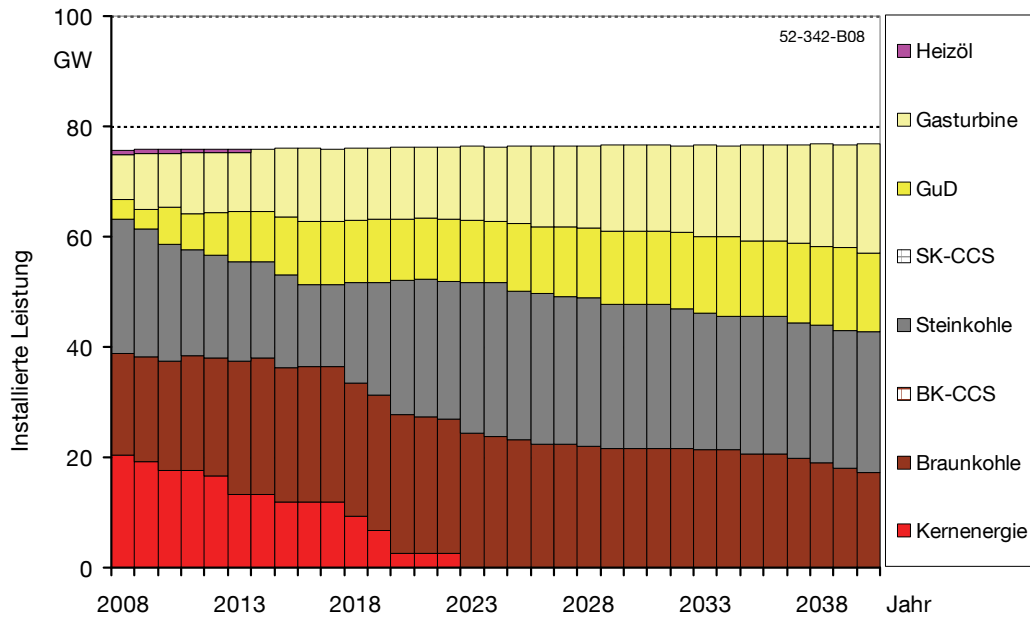


Bild 9-8 Entwicklung der installierten Leistung der thermischen Kraftwerke (Szenario mit höheren Brennstoffpreisen bei Vorgabe der Zertifikatspreise)

Wie zu erwarten ist, verändert sich dementsprechend auch die Stromerzeugung, wie **Bild 9-9** zeigt. GuD-Anlagen erhalten einen deutlich geringeren Anteil als im Standardszenario, während die Stromerzeugung aus Braunkohle nur langsam abnimmt. Auch bei diesen Randbedingungen spielen CCS-Kraftwerke noch keine Rolle.

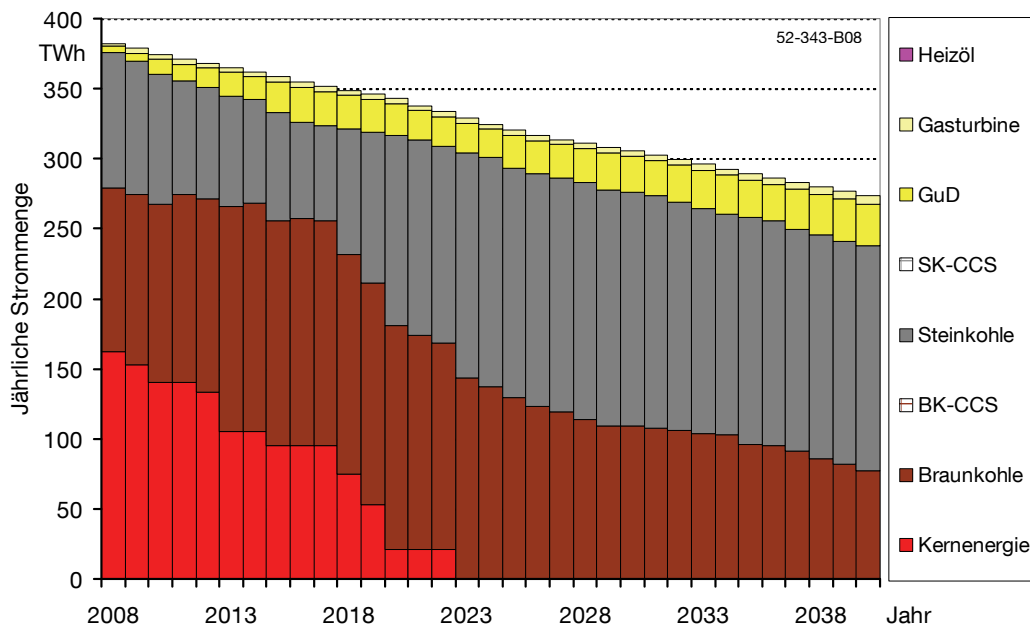


Bild 9-9 Jährliche Strommenge der thermischen Kraftwerke (Szenario mit höheren Brennstoffpreisen bei Vorgabe der Zertifikatspreise)

Im Vergleich zum Standardszenario fallen die Brennstoffkosten bei der Investitionsentscheidung stärker ins Gewicht. Dies wird noch zusätzlich verstärkt, da die Kosten für Braunkohle

unverändert bleiben. Daher spielen die an sich höheren Investitionskosten der Kohlekraftwerke eine geringere Rolle als im Standardszenario.

9.2.3 Höhere Investitionskosten

Als weitere Variante werden die Investitionskosten aller möglichen Kraftwerkstypen gegenüber dem Standardszenario erhöht. Im Vergleich zum Standardszenario nehmen die spezifischen Investitionskosten jeder Kraftwerkstechnologie um 50 % zu. Daher nehmen die absolute Kostendifferenz zwischen den Technologien und der Absolutwert der Investitionskosten bei der Investitionsentscheidung zu. Da gleichzeitig die Brennstoffkosten denen im Standardszenario entsprechen, werden deutlich mehr GuD-Anlagen und weniger Steinkohlekraftwerke gebaut, wie **Bild 9-10** zeigt. Wie schon im Standardszenario werden auch hier keine neuen Braunkohlekraftwerke mehr gebaut. Der Anteil der installierten Leistung der Gaskraftwerke an allen thermischen Kraftwerken nimmt von knapp 20 % im Jahr 2009 auf über 70 % im Jahr 2040 zu.

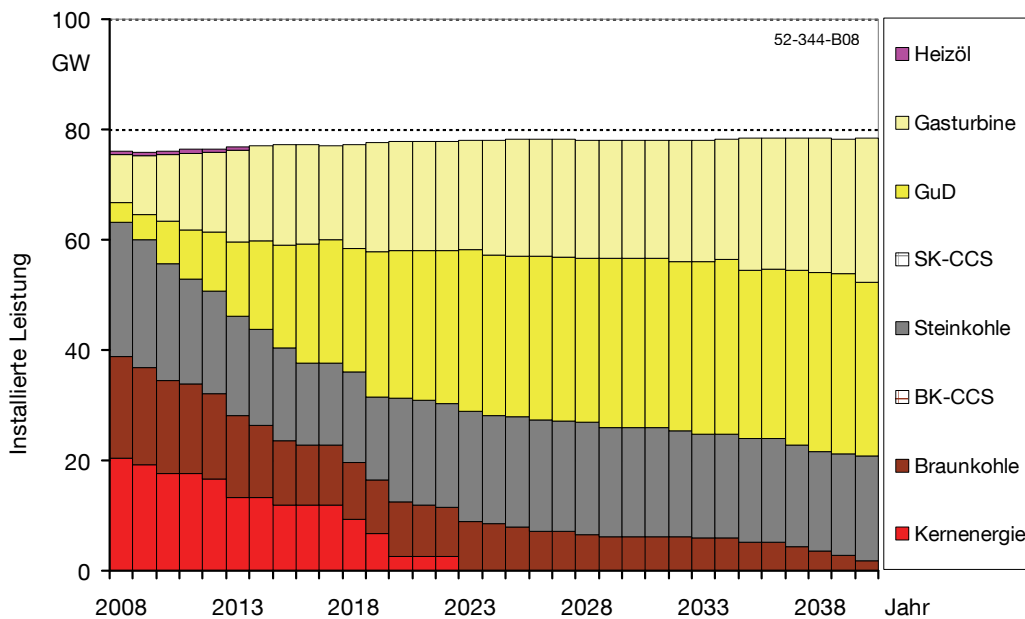


Bild 9-10 Entwicklung der installierten Leistung der thermischen Kraftwerke (Szenario mit höheren Investitionskosten bei Vorgabe der Zertifikatspreise)

Bild 9-11 zeigt die Entwicklung der produzierten Strommenge aus den thermischen Kraftwerken. Wie in allen übrigen Szenarien spielt auch hier die Stromerzeugung aus Gasturbinen eine untergeordnete Rolle. Sowohl der Anteil an Steinkohleverstromung als auch der Strom aus GuD-Anlagen nehmen zu, während die Braunkohle sukzessive zurückgeht. Nach 2020 nimmt die Stromerzeugung aus Gas und Steinkohle nahezu denselben Anteil ein. Im Vergleich mit der installierten Leistung (Bild 9-10) ist zu erkennen, dass die Steinkohlekraftwerke mit höherer Ausnutzungsdauer betrieben werden als die GuD-Anlagen.

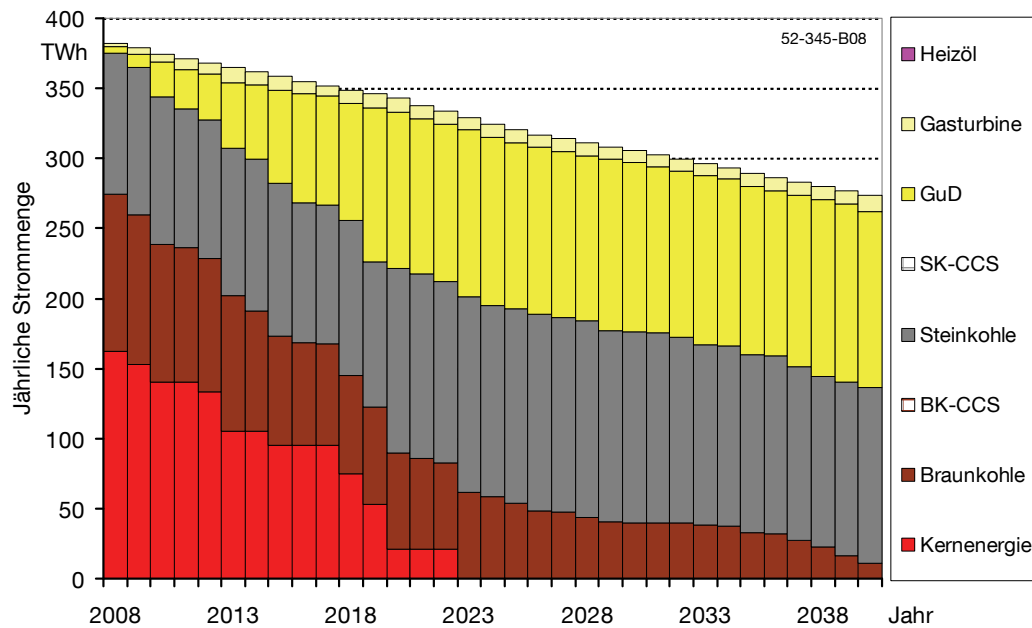


Bild 9-11 **Jährliche Strommenge der thermischen Kraftwerke (Szenario mit höheren Investitionskosten bei Vorgabe der Zertifikatspreise)**

9.2.4 Zusammenfassender Vergleich der Szenarien mit Vorgabe des Zertifikatspreises

Die Entwicklung der Stromgestehungskosten und der CO₂-Emissionen aller drei Szenarien wird in **Bild 9-12** und **Bild 9-13** gegenübergestellt. Die Kosten für CO₂-Zertifikate sind nicht dargestellt, da es sich hierbei nur um Rechengrößen handelt. In allen Szenarien steigen die Stromgestehungskosten an. Diese enthalten neben den Kosten der thermischen Kraftwerke auch diejenigen der Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung, wie sie sich aufgrund der Annahmen aus Kapitel 8.2.3 ergeben. Der Anstieg der Stromgestehungskosten ist auf unterschiedliche Ursachen zurückzuführen [37]:

- Anstieg der Brennstoffpreise

In allen hier untersuchten Szenarien steigen die Preise für fossile Brennstoffe, mit Ausnahme der Braunkohle, an. Der dadurch ausgelöste Anstieg der Stromgestehungskosten kann durch die Verbesserung der Wirkungsgrade neuer Kraftwerke gedämpft werden.

- Einschränkung der CO₂-Emissionen

Fossile Energieträger mit hohen spezifischen Emissionen sind kostengünstiger als solche mit niedrigeren spezifischen Emissionen. Werden emissionsreiche Brennstoffe durch emissionsärmere ersetzt, führt dies zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten.

- Ausbau der Erneuerbaren Energien

Die meisten Erneuerbare Energien, v. a. die Windenergie und Photovoltaik, werden bei den hier angenommenen Brennstoffpreisen auch in Zukunft höhere Kosten aufweisen als der restliche Strommix. Daher führt ihr Ausbau zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten.

- Ausstieg aus der Kernenergie

Da Kernkraftwerke die z. Z. günstigste Möglichkeit darstellen, Grundlast bereitzustellen, wird deren Ersatz ebenfalls die Stromgestehungskosten erhöhen.

Die Stromgestehungskosten des Szenarios mit höheren Brennstoffkosten liegen in Summe nur geringfügig über denen des Standardszenarios, in einigen Jahren liegen sie sogar darunter, obwohl die Kosten für Steinkohle und Erdgas höher sind. Durch die Verschiebung der Kraftwerksinvestitionen hin zu Braunkohlekraftwerken werden gegenüber dem Standardszenario Brennstoffkosten eingespart, was jedoch zu Lasten der CO₂-Emissionen geht, wie Bild 9-13 zeigt. Die Erhöhung der Emissionen geht mit einer höheren Kostenbelastung durch CO₂-Zertifikate einher, welche dennoch den Brennstoffwechsel rentabel macht.

Im Szenario mit höheren Investitionskosten sind deutlich höhere Stromgestehungskosten zu sehen als im Standardszenario. Dies liegt zum einen daran, dass eine Erhöhung der spezifischen Kosten pro Kraftwerkstyp um 50 % einen erheblichen Mehraufwand bedeutet. Zum anderen kann in diesen Fall nicht auf Kraftwerkstypen ausgewichen werden, welche einen entlastenden Effekt bringen würden.

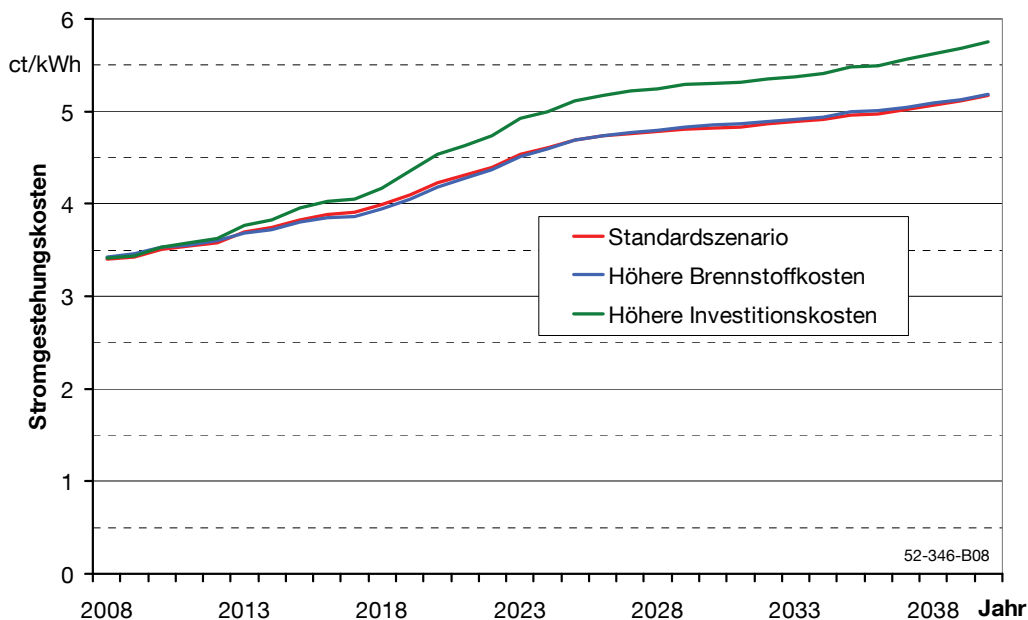


Bild 9-12 Entwicklung der Stromgestehungskosten in den Szenarien mit Vorgabe der Zertifikatspreise

Die CO₂-Emissionen der thermischen Kraftwerke nehmen zunächst in allen Szenarien zu bzw. bleiben auf dem heutigen Niveau (Bild 9-13). Dies ist auf den Rückgang der Stromer-

zeugung aus Kernkraftwerken zurückzuführen, der unter den gegebenen Randbedingungen und Zertifikatspreisen kaum CO₂-neutral aufgefangen werden kann. Besonders im Szenario mit höheren Brennstoffpreisen wirken sich die Zertifikatspreise vergleichsweise geringer aus. Die niedrigsten Emissionen resultieren im Szenario mit höheren Investitionskosten, da hier eine noch stärkere Nutzung von Gaskraftwerken erfolgt.

Nach dem Wegfall der Kernkraftwerke kann durch den weiteren Zubau von Kraftwerken mit höheren Wirkungsgraden und durch die Abnahme der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken ein kontinuierlicher Rückgang der Emissionen erreicht werden. Dennoch ist der Unterschied zwischen den einzelnen Szenarien nicht unerheblich, obwohl dieselben Zertifikatskosten unterstellt wurden. Dies zeigt die unterschiedliche Wertigkeit der Zertifikate bei veränderten Rahmenbedingungen. Daher sollten bei einer Prognose der Zertifikatspreise zusätzlich die übrigen Randbedingungen angegeben werden.

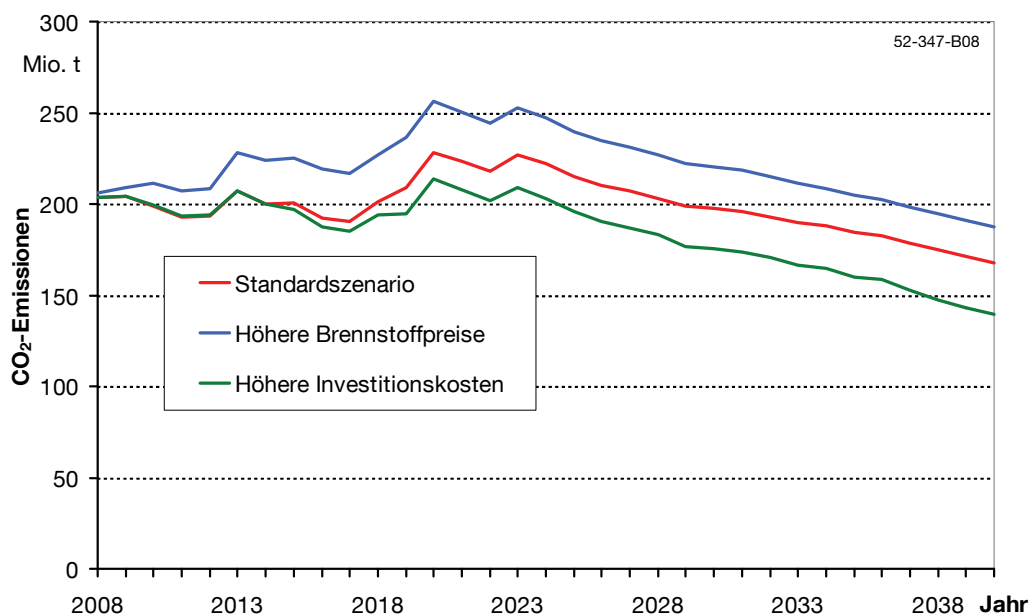


Bild 9-13 Entwicklung der jährlichen CO₂-Emissionen in den Szenarien mit Vorgabe der Zertifikatspreise

9.3 Szenarien mit Begrenzung der jährlichen Emissionen

Abweichend von den oben vorgestellten Szenarien wird hier die Obergrenze der jährlichen CO₂-Emissionen der thermischen Kraftwerke fest vorgegeben. Diese sinkt von ca. 210 Mio. t CO₂/a im Jahr 2008 auf 88 Mio. t/a im Jahr 2040 (**Bild 9-14**). Die Kraftwerke werden in der Weise zugebaut und eingesetzt, dass die jährliche Obergrenze nicht verletzt wird. Die Reduktion lehnt sich an die im Rahmen der Klimaschutzpolitik der Bundesregierung angestrebten Ziele für Deutschland an [7], [28]. Für die im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten Ergebnisse und die Aussagen daraus ist allerdings die genaue Quantifizierung der angestrebten Einsparung von geringerem Belang. Wesentlich ist hierbei, dass eine deutliche Re-

duktion der CO₂-Emissionen gefordert wird, damit Auswirkungen im Kraftwerkszubau erkennbar sind.

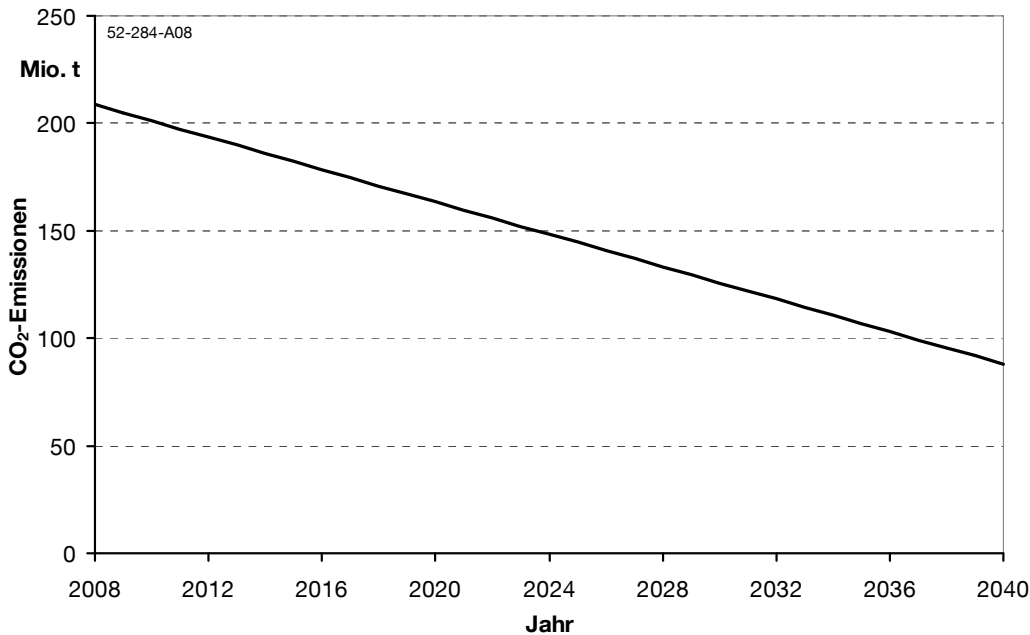


Bild 9-14 Obergrenze der jährlichen CO₂-Emissionen der thermischen Kraftwerke

Entsprechend der in Kapitel 2.4 beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Emissionsgrenze ein jährlicher Zertifikatspreis. Neben der Vorgabe der Standardparameter werden, wie in den bereits vorgestellten Szenarien, sowohl die Brennstoffkosten als auch die Investitionskosten variiert. Dies hat neben einer unterschiedlichen Kraftwerksparkstruktur auch Auswirkungen auf den resultierenden Zertifikatspreis, jedoch nicht auf die maximalen jährlichen Emissionen.

9.3.1 Standardszenario

Im Szenario mit Standardbedingungen wird die wegfallende Kraftwerksleistung zunächst ausschließlich durch Gasturbinen und GuD-Anlagen ersetzt, wie **Bild 9-15** zeigt. Die höheren Wirkungsgrade der ab dem Jahr 2018 verfügbaren 700°C-Steinkohlekraftwerk erlauben einen Zubau dieser Kraftwerke ab 2018. Durch den CO₂-Reduktionszwang werden ab 2020 Steinkohle-CCS und in geringerem Maße Braunkohle-CCS Kraftwerke gebaut, während in den Szenarien mit Vorgabe des Zertifikatspreises (Kapitel 9.2) diese Kraftwerkstypen unwirtschaftlich sind. Der Anteil an GuD-Anlagen geht in Folge wieder leicht zurück. Die Braunkohle-CCS Kraftwerke weisen zwar geringere Brennstoffkosten als die Steinkohle-CCS Kraftwerke auf, jedoch sind sie aufgrund der höheren Investitionskosten nur in einem schmalen Lastbereich wirtschaftlich.

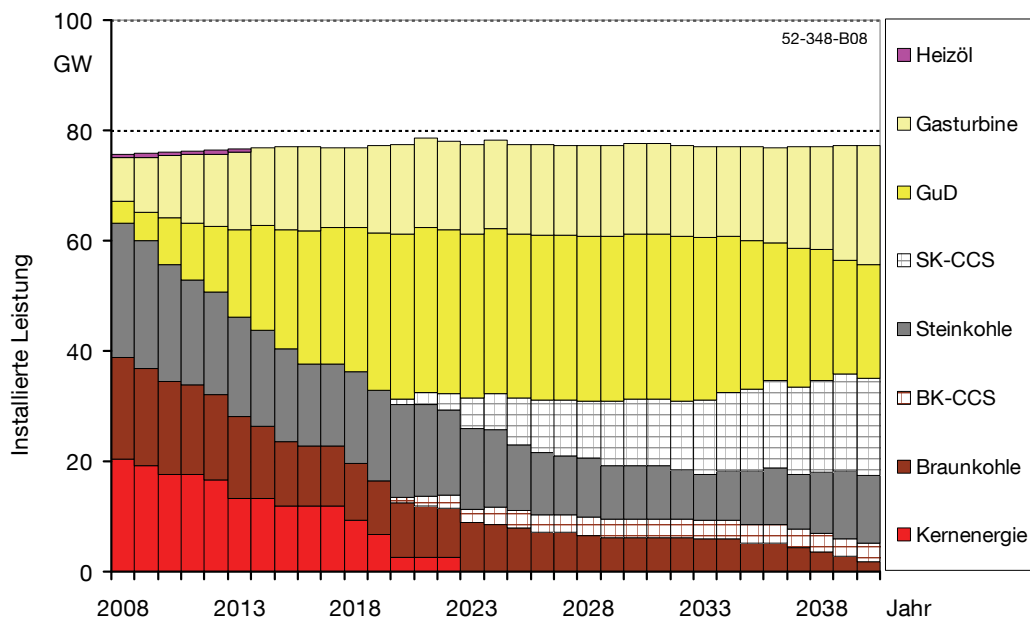


Bild 9-15 Entwicklung der installierten Leistung der thermischen Kraftwerke (Standardszenario bei Begrenzung der Emissionen)

Mit dem Rückgang der CO₂-freien Stromerzeugung aus Kernkraftwerken ist der starke Anstieg der Stromerzeugung aus GuD-Anlagen und damit eine weitere Brennstoffverschiebung von der Kohle zum Erdgas zunächst die einzige Möglichkeit einer weiteren CO₂-Einsparung, wie **Bild 9-16** zeigt. Erst der Einsatz von CCS-Kraftwerken ab dem Jahr 2020 ermöglicht wieder einen Rückgang der Erdgasverstromung, was zeigt, dass bei den hier gewählten Rahmenbedingungen CCS-Kraftwerke im Grundlastbereich wirtschaftlich einsetzbar sind. Der dadurch ausgelöste Rückgang der spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung ermöglicht zwischen den Jahren 2024 und 2033 eine geringe Ausweitung der konventionellen Braunkohleverstromung in Bestandsanlagen.

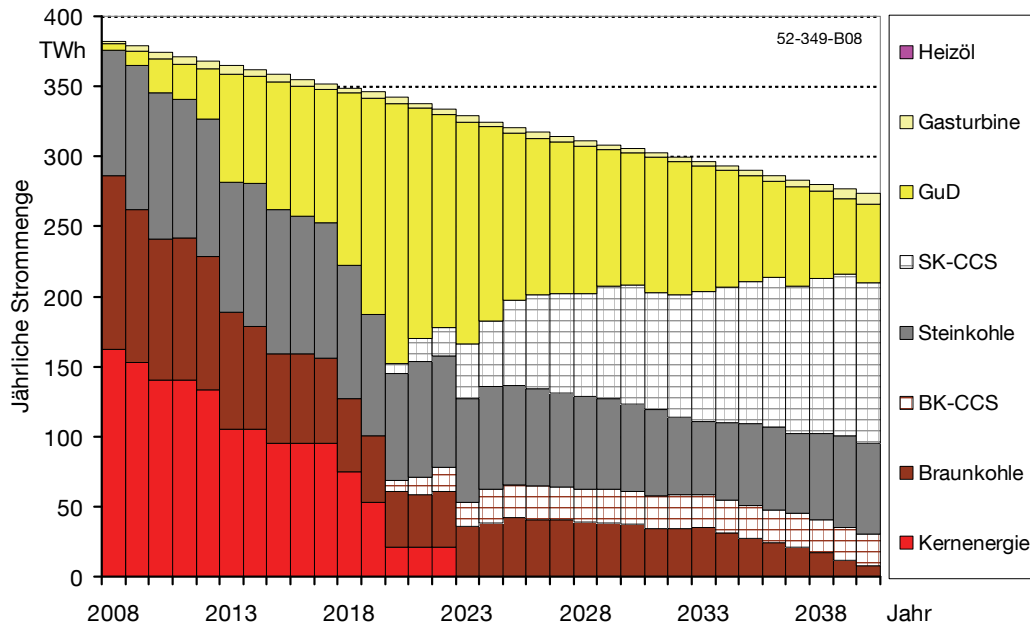


Bild 9-16 **Jährliche Strommenge der thermischen Kraftwerke (Standardszenario bei Begrenzung der Emissionen)**

9.3.2 Höhere Brennstoffpreise

Im Vergleich zum Standardszenario wird bei Vorgabe höherer Brennstoffkosten eine höhere Leistung an Kohlekraftwerken installiert. Wie **Bild 9-17** zeigt, werden ab 2020 CCS-Kraftwerke hauptsächlich auf Basis von Braunkohle zugebaut. Der im Vergleich zum Standardszenario höhere Preis für Steinkohle und Erdgas bewirkt eine Verschiebung der Investitionen hin zu Braunkohle-CCS Kraftwerken. Da CCS-Kraftwerke erst ab 2020 gebaut werden können, diese aber die kostengünstigere Variante der Stromerzeugung in der Grundlast darstellen, existieren zwischen 2020 und 2030 Überkapazitäten an vorher gebauten Erdgaskraftwerken.

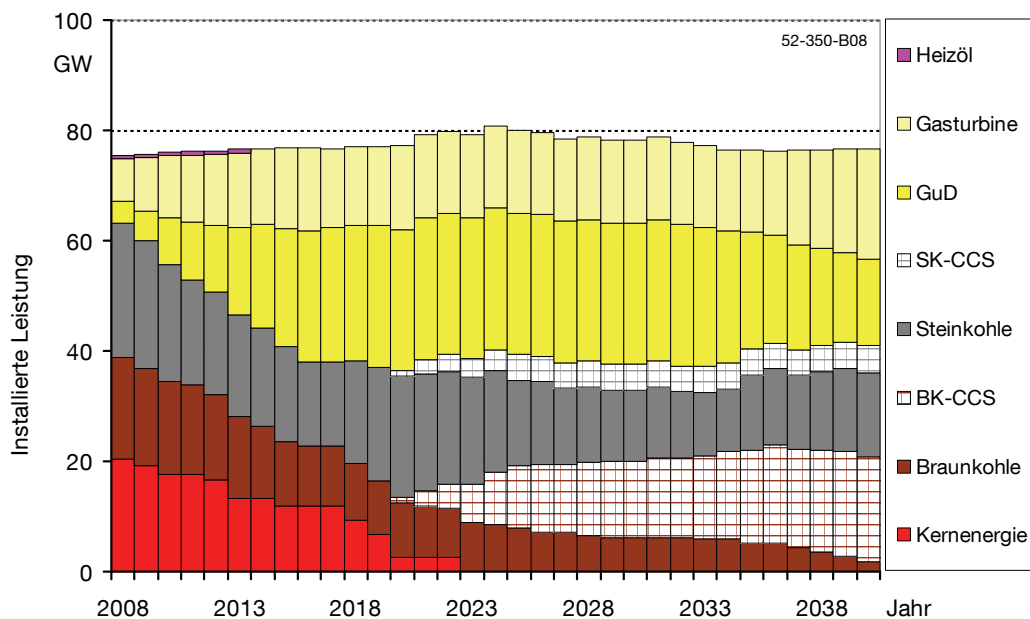


Bild 9-17 Entwicklung der installierten Leistung der thermischen Kraftwerke (Szenario mit höheren Brennstoffpreisen bei Begrenzung der Emissionen)

Bis zum Jahr 2020 unterscheidet sich der Kraftwerkseinsatz im Szenario mit höheren Brennstoffkosten kaum vom dem des Standardszenarios (**Bild 9-18**). Es kommt nur zu geringen Verschiebungen zwischen Stein- und Braunkohle. Bis zu diesem Zeitpunkt gibt es keine andere Möglichkeit der Reduktion von CO₂-Emissionen als die Zunahme der Erdgasverstromung.

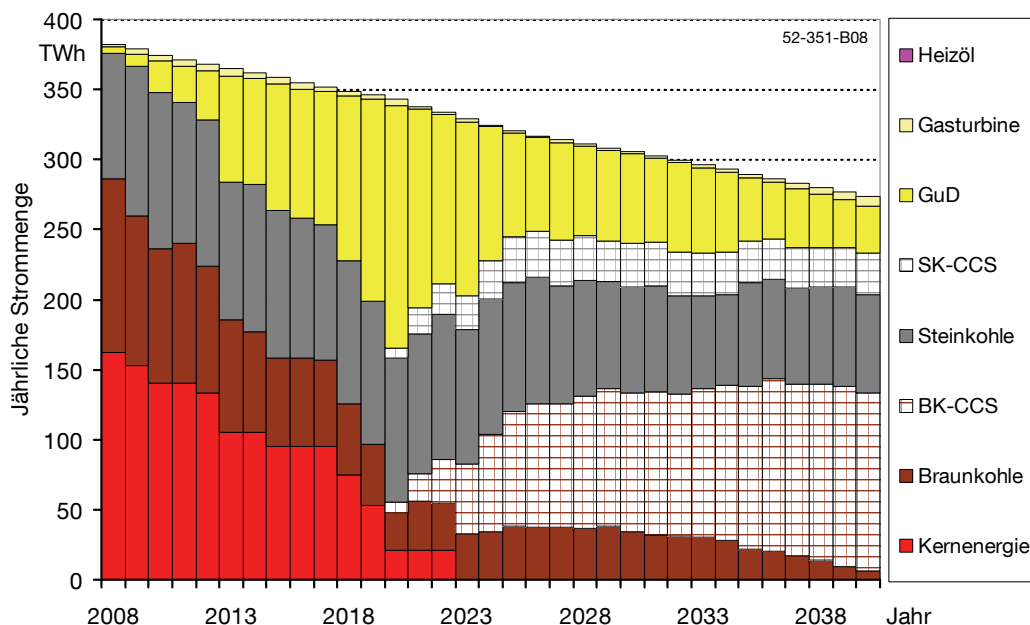


Bild 9-18 Jährliche Strommenge der thermischen Kraftwerke (Szenario mit höheren Brennstoffpreisen bei Begrenzung der Emissionen)

Nach 2020 wird die Nutzung der Braunkohle in CCS-Kraftwerken deutlich ausgebaut, während die Erdgasverstromung wieder zurückgeht. Im Gegensatz zum Standardszenario fin-

den hier die Braunkohle-CCS Kraftwerke einen deutlich größeren Bereich des wirtschaftlichen Einsatzes. Hieran ist zu erkennen, dass die Wirtschaftlichkeit der CCS-Technologien stark von den tatsächlichen Brennstoffpreisen abhängt.

9.3.3 Höhere Investitionskosten

Wie bereits in den Szenarien mit Vorgabe des Zertifikatspreises gezeigt, wird bei einer Erhöhung der Investitionskosten die wegfallende Kraftwerksleistung nahezu ausschließlich durch die spezifisch günstigeren Erdgaskraftwerke ersetzt. Ab dem Jahr 2023 werden in geringem Umfang Steinkohle-CCS Kraftwerke zugebaut, andere Kohlekraftwerke finden keine wirtschaftliche Einsatzmöglichkeit mehr (**Bild 9-19**).

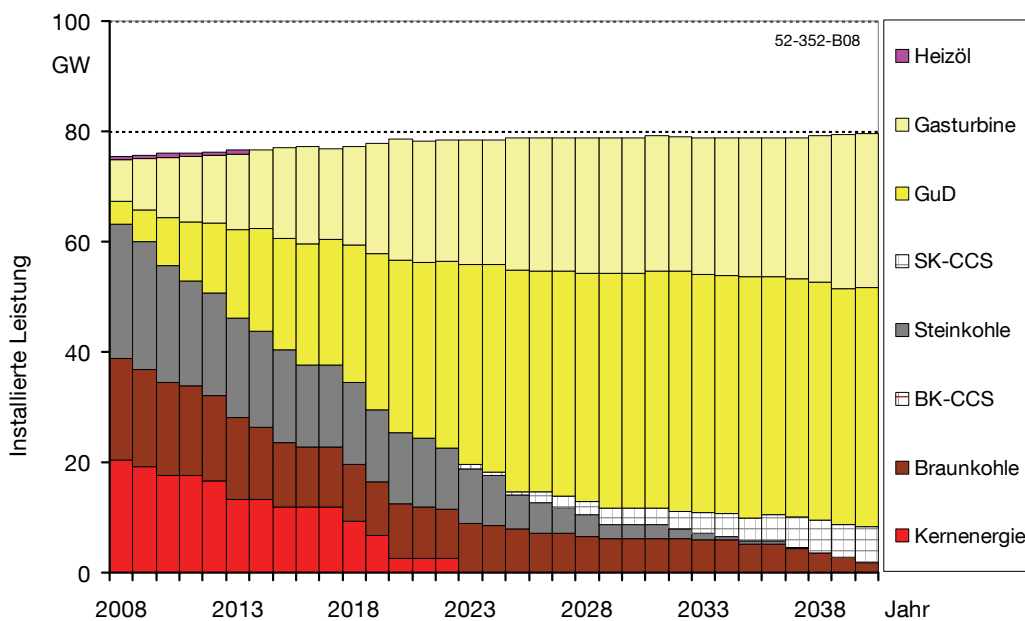


Bild 9-19 Entwicklung der installierten Leistung der thermischen Kraftwerke (Szenario mit höheren Investitionskosten bei Begrenzung der Emissionen)

Bild 9-20 zeigt die jährliche Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke. Die GuD-Kraftwerke übernehmen von Jahr zu Jahr einen größeren Teil der Stromerzeugung und decken z. T. Grundlast ab. Ein kleiner Teil der Stromerzeugung findet in Steinkohle-CCS Anlagen statt. Durch die deutlich erhöhten Investitionskosten sind Braunkohle-CCS Kraftwerke trotz der niedrigeren Brennstoffkosten unwirtschaftlich.

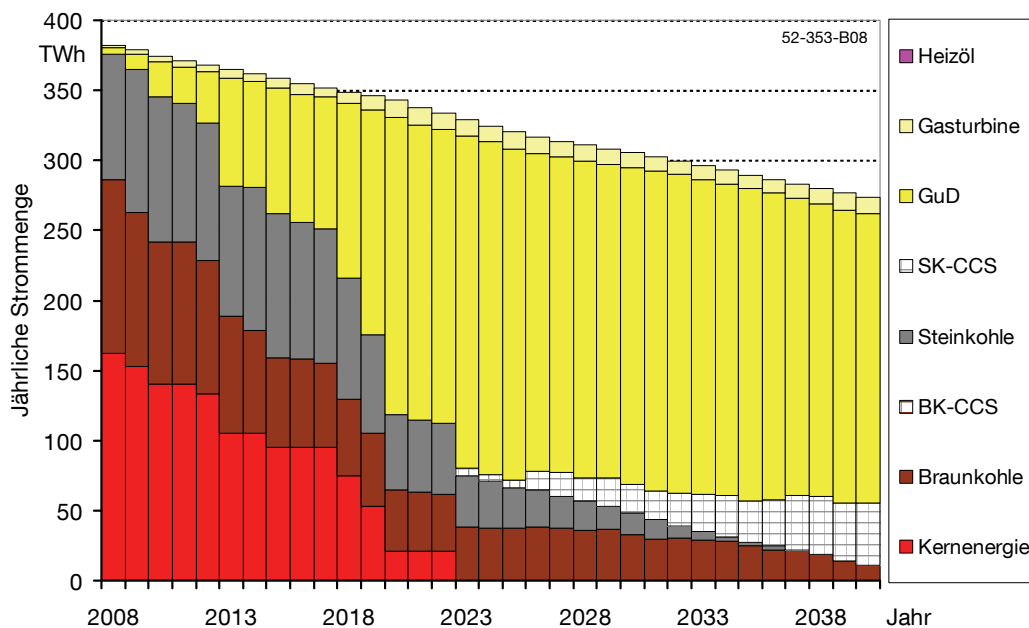


Bild 9-20 **Jährliche Strommenge der thermischen Kraftwerke (Szenario mit höheren Investitionskosten bei Begrenzung der Emissionen)**

Wie bei allen anderen Szenarien wird auch hier keine mögliche Rückkopplung des verstärkten Erdgaseinsatzes auf den Brennstoffpreis berücksichtigt. In der Realität ist dies jedoch zu erwarten, was einen dämpfenden Effekt auf den Ausbau der Erdgaskraftwerke hätte.

9.3.4 Zusammenfassender Vergleich der Szenarien mit Emissionsbegrenzung

Da in allen drei Szenarien die Menge der CO₂-Emissionen nach oben begrenzt ist, ergeben sich jeweils die CO₂-Emissionen wie in Bild 9-14. Die Entwicklung der Stromgestehungskosten zeigt **Bild 9-21**. In allen Szenarien steigen die Stromgestehungskosten aus denselben Gründen wie in Kapitel 9.2.4 gezeigt. Insgesamt bewegen sie sich auf einem höheren Niveau als in den Szenarien mit Vorgabe der Zertifikatspreise, da noch mehr CO₂ eingespart wird. Am deutlichsten steigen die Kosten im Szenario mit erhöhten Investitionskosten nach dem Jahr 2024. Hier macht sich bemerkbar, dass ein Großteil der Emissionsreduktion nur durch den teuren Brennstoff Erdgas erreicht werden kann und dass CCS-Kraftwerke zu hohe Investitionskosten aufweisen.

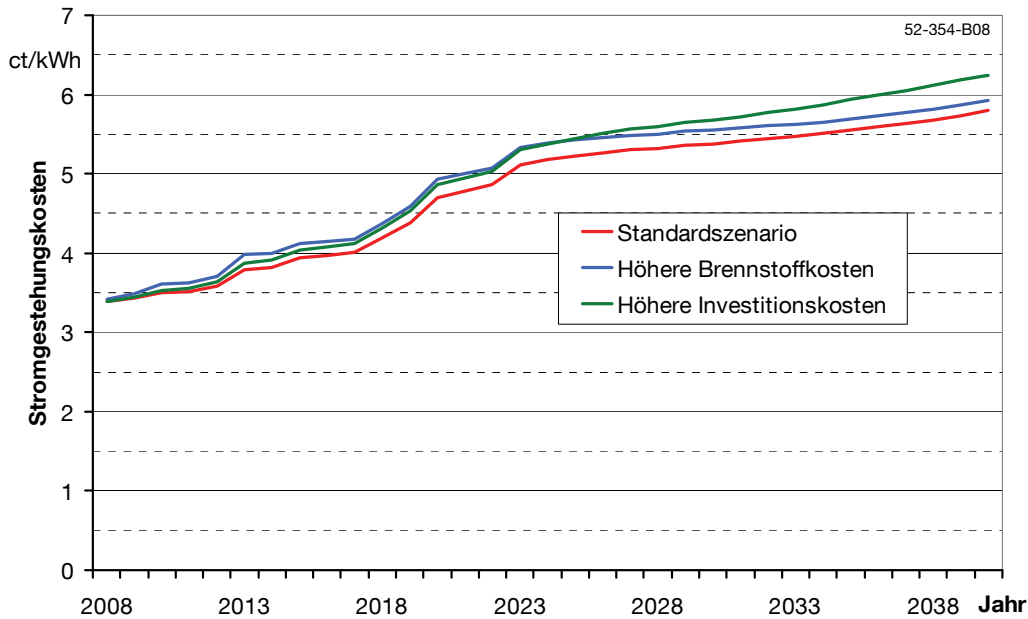


Bild 9-21 Entwicklung der Stromgestehungskosten in den Szenarien mit Begrenzung der Emissionen

In **Bild 9-22** ist der resultierende CO_2 -Preis der drei berechneten Szenarien aufgetragen. Dieser steigt in den Jahren bis 2020 an, wobei er beim Szenario mit höheren Brennstoffkosten ein höheres Niveau erreicht. Im Szenario mit höheren Investitionskosten ist der Zertifikatspreis bis zum Jahr 2030 auf demselben Niveau wie im Standardszenario. In beiden Szenarien werden bis dahin nur Erdgaskraftwerke gebaut. Danach steigt der Zertifikatspreis auf knapp unter 50 €/t, während er in den anderen beiden Szenarien um den Wert von 35 €/t pendelt. Die deutlich unterschiedlichen Werte in den Jahren nach 2028 liegen darin begründet, dass unterschiedliche ältere Kraftwerksblöcke vom Netz gehen, und in der Simulation für jedes Jahr CO_2 -neutral ersetzt werden müssen. In der Realität sind solche Sprünge ohne externe Vorgaben kaum zu erwarten, da die CO_2 -Bilanz nicht in jedem Jahr exakt eingehalten werden muss. Im Szenario mit höheren Investitionskosten muss der Zertifikatspreis hingegen jedes Jahr auf dem hohen Niveau bleiben, da nahezu nur durch GuD-Kraftwerke die Emissionsgrenze eingehalten werden kann.

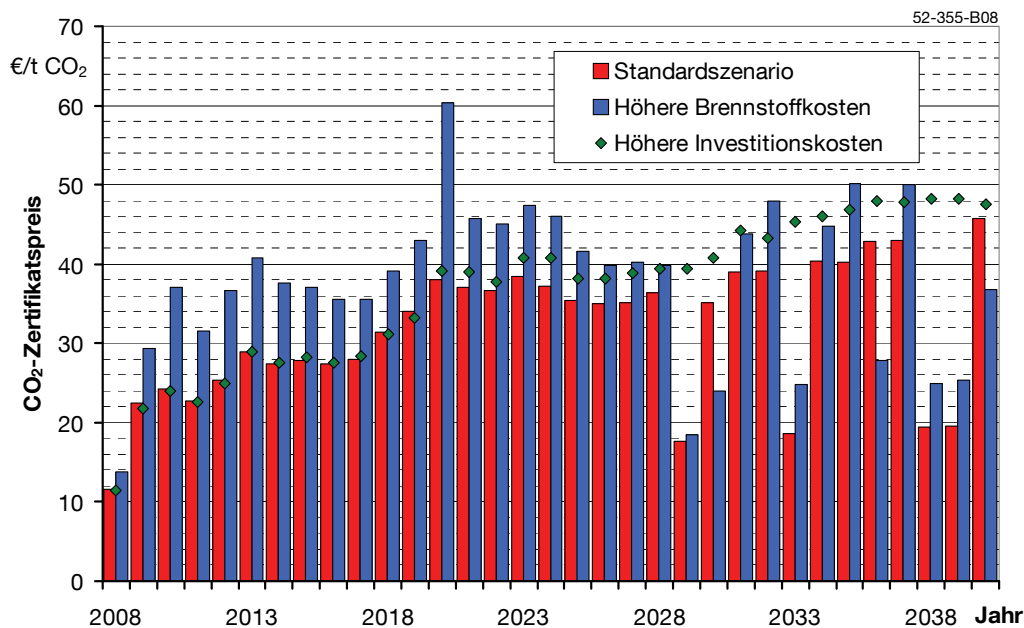


Bild 9-22 Resultierende Zertifikatspreise in den Szenarien mit Begrenzung der Emissionen

9.4 Auswirkungen vorgezogener Kraftwerkserneuerung

Bei den bisher gezeigten Szenarien wird ohne die Möglichkeit einer vorgezogenen Kraftwerkserneuerung, die in Kapitel 2.3 beschrieben wird, gerechnet. Im hier vorgestellten Szenario wird diese Option ermöglicht. Das Szenario basiert auf dem in Kapitel 9.2.1 beschriebenen Standardszenario mit Vorgabe der Zertifikatspreise, d. h. die Rahmenbedingungen und die zu installierende Leistung sind demgegenüber unverändert.

Die resultierende installierte Leistung und die Aufteilung der Stromerzeugung unterscheiden sich gegenüber dem Standardszenario nur geringfügig, daher wird hier auf die Darstellung verzichtet. **Bild 9-23** zeigt die Ausnutzungsdauern der Braunkohlekraftwerke während des Simulationszeitraums. Dabei sind die einzelnen Blöcke auf der Ordinate nach dem Wirkungsgrad aufsteigend aufgetragen. Bei den grau hinterlegten Feldern ist das Ende der Lebensdauer des entsprechenden Kraftwerksblocks erreicht, weiße Felder zeigen Kraftwerke in Langzeitkonservierung an. Man erkennt, dass insgesamt acht Blöcke vor Ende ihrer eigentlichen Lebensdauer in Langzeitkonservierung genommen werden. Dies geschieht aufgrund der sonst zu niedrigen Ausnutzungsdauer des entsprechenden Blocks. Die Stromerzeugungsanteile werden von Kraftwerken, welche sich in der Merit-Order darüber befinden, übernommen. In den Jahren nach 2012 nehmen die Ausnutzungsdauern einiger älterer Braunkohlekraftwerke zwischenzeitlich wieder zu, was auf die wegfallende Erzeugung aus Kernkraftwerken zurückzuführen ist. Aufgrund der zunehmenden CO₂-Zertifikatspreise nimmt die Ausnutzungsdauer der Braunkohlekraftwerke in den Jahren nach 2024 wieder ab.

Das Beispiel zeigt, dass zumindest bei den hier vorgegebenen Randbedingungen die Möglichkeit der vorzeitigen Langzeitkonservierung der Kraftwerke nur in geringem Umfang genutzt wird. Erst bei deutlich höheren Zertifikatspreisen oder höherem Reduktionsdruck wer-

den ältere Braunkohlekraftwerke in nennenswertem Umfang konserviert. Im Modell fallen durch die Langzeitkonservierung alle jährlichen Fixkosten außer den Kapitalkosten weg. In der Realität ist dies jedoch nicht immer gegeben, da z. B. das Betriebspersonal nicht ohne weiteres auf neue Kraftwerke aufgeteilt werden kann.

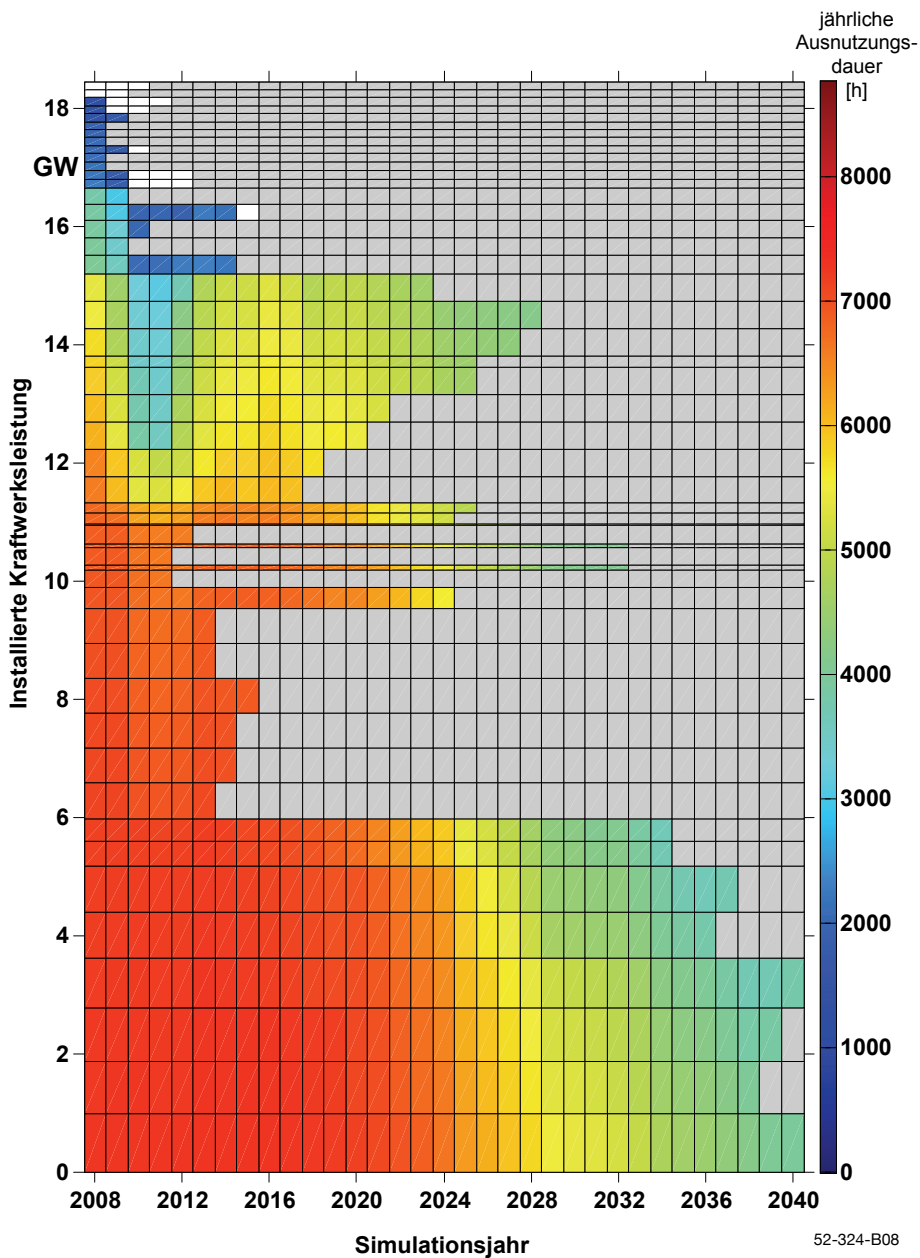


Bild 9-23 Ausnutzungsdauern der Braunkohlekraftwerke und vorgezogene Kraftwerkserneuerung

10 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wird ein auf Evolutionsstrategien basierendes Optimierungsmodell beschrieben, welches durch eine Kombination mit heuristischen Methoden den Kraftwerkszubau eines Versorgungsgebiets optimiert. Der Grundgedanke der Evolutionsstrategie des „survival of the fittest“ wird hier angewendet. Das heißt, die Evolutionsstrategie löst nicht die gesamte Optimierungsaufgabe, welche aus Zubau und Einsatz der Kraftwerke besteht, sondern stellt verschiedene Zubauoptionen her, welche sich in ihrer Umgebung bewähren müssen. Diese Umgebung ist durch die heuristische Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung des Kraftwerksbestandes, von Emissionsgrenzen und vorgezogener Kraftwerksstilllegung bestimmt.

Durch die Kombination der Evolutionsstrategie mit heuristischen Methoden werden die Stärken beider Ansätze genutzt. Evolutionär wird lediglich die installierte Leistung der einzelnen Kraftwerkstypen in jedem Simulationsjahr verändert. Daher ist die Anzahl der veränderbaren Parameter begrenzt, was einen raschen Evolutionsfortschritt ermöglicht. Gleichzeitig ist die Vorgabe von Randbedingungen und Einschränkungen durch die Evolutionsstrategie nicht an mathematische Restriktionen gebunden.

Die heuristische Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes erlaubt es, sowohl Veränderungen der Verbrauchscharakteristik als auch Änderungen der vorrangig ins Netz aufgenommenen Einspeisung zu modellieren. Führungsgröße für den Kraftwerkseinsatz ist hierbei die geordnete Jahresdauerlinie, die technische Verfügbarkeit der Kraftwerke und deren variable Betriebskosten. Hierbei wird zwischen dem Wettbewerbsmarkt der hydrothermischen Kraftwerke und dem regulierten Markt der Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung unterschieden. Da nicht mit einzelnen Typtagen gerechnet wird, kann der stochastische Charakter fluktuierender Einspeisung adäquat abgebildet werden. Dies geschieht über den erwarteten Einfluss der fluktuierenden Einspeisung auf die unterschiedlichen Lastbereiche. So zeigt sich, dass die geordnete Jahresdauerlinie der residualen Last durch die Windenergie steiler wird, d. h. die Spitzenlast geht in geringerem Maße zurück als die Grundlast. In dieser Vorgehensweise liegt der wesentliche Vorteil gegenüber der Modellierung einzelner Typtage. Die insgesamt vorzuhaltende Kraftwerksleistung wird dabei separat über ein Wahrscheinlichkeitstheoretisches Modell bestimmt.

Die Einführung eines verfügbarkeitsabhängigen Leistungsreduktionsfaktors bei den einzelnen Kraftwerksblöcken erweist sich in zweierlei Hinsicht als vorteilhaft: Auf diese Weise werden die Jahresvolllaststunden der einzelnen Kraftwerksblöcke realistisch abgeschätzt und gleichzeitig wird die zu erbringende Energiemenge durch Kraftwerksausfälle auf die übrigen Blöcke aufgeteilt. Die vorgestellte Methodik des Einordnens der mit einem Leistungsreduktionsfaktor bewerteten Kraftwerksblöcke unter die residuale Jahresdauerlinie stellt eine einfach umzusetzende Möglichkeit der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes jedes Blockes dar. Dabei handelt es sich um den Erwartungswert des Jahreseinsatzes, welcher keine stundengenaue Zuordnung ermöglicht.

Das primäre Optimierungsziel ist die Minimierung des Barwerts aller Kosten der Stromerzeugung durch gezielten Zubau und Einsatz thermischer Kraftwerksblöcke innerhalb des Betrachtungszeitraums. Eine Begrenzung der CO₂-Emissionen geschieht entweder durch Vorgabe eines Zertifikatspreises, welcher sich wie eine emissionsabhängige Erhöhung der Brennstoffkosten auswirkt, oder durch die Vorgabe einer einzuhaltenden Obergrenze. In diesem Fall wird der Kraftwerkseinsatz durch Umstellen der Merit-Order verändert, was einen Rückgang der Emissionen zur Folge hat. Der so gefundene Kraftwerkseinsatz stellt die kostenminimale Möglichkeit der Stromerzeugung unter Einhaltung der Emissionsgrenze bei einem gegebenen Kraftwerkspark dar. Der CO₂-Zertifikatspreis ergibt sich hier aus der Umstellung der Merit-Order gegenüber der ursprünglichen Rangfolge ohne CO₂-Beschränkung. Die Summe der CO₂-Vermeidungskosten ist dabei stets kleiner als die Summe der dafür notwendigen CO₂-Zertifikate.

Da die Evolutionsstrategie nur die installierte Leistung der einzelnen Kraftwerkstypen verändert, stehen sämtliche Rangfolgen der Kraftwerke und deren Zuordnung zum Zertifikatspreis zu Beginn der Simulation fest. Dies hat bei der rechnerischen Umsetzung entscheidende Geschwindigkeitsvorteile, da zeitaufwendige Sortieralgorithmen nur einmal zu Beginn der Simulation durchgeführt werden müssen.

Das Optimierungsmodell erlaubt es, den Einfluss unterschiedlicher Parametervariationen auf das Ergebnis abzuschätzen. So konnten die Auswirkungen von höheren Brennstoffpreisen und höheren Investitionskosten auf die CO₂-Emissionen bzw. auf den Zertifikatspreis gezeigt werden. Die hier getroffenen Annahmen zeigen, dass bei entsprechend hohem CO₂-Reduktionsdruck CCS-Kraftwerke in der Grundlast wirtschaftlich sind. Unbeachtet bleibt hierbei aber die Frage nach der technischen Speicherbarkeit von Kohlendioxid.

In den Jahren vor 2020, in denen noch keine CCS-Kraftwerke zur Verfügung stehen, besteht über den Ausbau Erneuerbarer Energien hinaus die einzige Möglichkeit der CO₂-Einsparung in der Verschiebung von Stromerzeugungsanteilen von der Kohle hin zu Erdgas. Vor allem der Wegfall der nahezu CO₂-freien Stromerzeugung aus Kernkraftwerken führt zu einer Benachteiligung von Kohlekraftwerken, da diese mit ihren spezifisch hohen Emissionen Kernenergie nicht CO₂-neutral ersetzen können.

In allen hier gezeigten Szenarien nimmt die installierte Leistung der Gasturbinenkraftwerke deutlich zu, obwohl diese nur mit sehr geringen Ausnutzungsdauern betrieben werden. Der Grund ist in der Veränderung der residualen Last zu sehen: Die Jahreshöchstlast bleibt nahezu unverändert, während die insgesamt von thermischen Kraftwerken zu erzeugende Strommenge abnimmt. Zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit sind weiterhin thermische Kraftwerke notwendig. Da Gasturbinen von allen thermischen Kraftwerken die mit Abstand günstigsten Investitionskosten aufweisen, werden diese zur Bereitstellung von Reserve installiert. Andernfalls würde das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit sinken. Von Seiten der Energieversorger wird in Zukunft versucht, auch das Potential an Demand-Side-Management auszuschöpfen, um Spitzenlastkraftwerke, welche für wenige Stunden des Jahres benötigt werden, einzusparen.

Die Beibehaltung der hohen Versorgungszuverlässigkeit der Stromerzeugung wird mit zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplung ein immer bedeutenderes Aufgabenfeld. Dabei ist zu untersuchen, ob die Bereitstellung ausreichender Kraftwerksleistung zum Jahreshöchstlasttag auch in Zukunft das primäre Auslegungskriterium bleibt, oder ob der Fokus mehr auf besondere Versorgungssituationen, wie Schwachlast kombiniert mit Starkwind fallen sollte.

Ziel der Arbeit ist es u. a. die entwickelten Methoden und Erkenntnisse in einem möglichen Anwendungsfeld darzustellen. Dabei sind verschiedene Weiterentwicklungen denkbar: Ein wichtiges Forschungsgebiet ist hierbei die Integration von Speichern in die Stromversorgung. Hier wäre es z. B. denkbar, den Einfluss von Speichern auf die residuale Last mit Hilfe der Merit-Order Kurve abzuschätzen. Auch eine Kombination mit den Methoden der linearen Programmierung könnte sich hier als sinnvoll erweisen. Die Möglichkeit einer Rückwirkung von Stromerzeugungskosten auf die residuale Last ist bei der verwendeten Methodik grundsätzlich durchführbar. Auf diese Weise könnte eine vorgegebene Nachfrageelastizität modelliert werden.

Bei dem im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten Modell werden nur die installierten Leistungen der thermischen Kraftwerke evolutionär verändert. Zusätzlich könnte der veränderbare Parametersatz auch um Anlagen der Erneuerbaren Energien erweitert werden. Deren Strombereitstellung und die Wirkung auf die residuale Last müssen jedoch in einem eigenen Teilmodell berechnet werden.

Die rechnertechnische Umsetzung der hier beschriebenen Verfahren stellt für heutige Rechnergenerationen keine großen Schwierigkeiten mehr dar. Dennoch ist mit jeder Erweiterung der Funktionen eine Verringerung der Rechengeschwindigkeit verbunden. Gerade die Struktur der Evolutionsstrategien mit einer großen Anzahl gleichzeitig existierender Individuen bietet die Möglichkeit des parallelen Rechnens auf verschiedenen Prozessoren zur Erhöhung der Rechengeschwindigkeit. Hier sind auch in den folgenden Jahren noch deutliche Verbesserungen zu erwarten.

Eine mögliche Erweiterung des Modells kann die Vernetzung unterschiedlicher Regionen mit eigenen Kraftwerksparks sein. Dabei kann der Stromaustausch zwischen den Regionen mit Hilfe vorgegebener Kuppelkapazitäten erfolgen, welche direkten Einfluss auf die residuale Last haben. Darüber hinaus würde eine Kombination mit einem Modell des Wärmemarktes eine adäquate Optimierung der Kraft-Wärme-Kopplung ermöglichen.

Die Arbeit zeigt die einfache Umsetzbarkeit von Evolutionsstrategien auf ingenieurwissenschaftliche Fragestellungen. Dabei wird jedoch nur ein Teil der in der Natur vorkommenden Mechanismen nachgeahmt. Besonders die direkte Mutation einzelner Merkmale entspricht nicht der realen evolutionären Entwicklung. Die Methode der Genetischen Algorithmen könnte hier zu noch einfacher umsetzbaren Modellen führen.

11 Literatur

- [1] Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW): Pluralistische Wärmeversorgung. Hauptstudie – Zweiter Bearbeitungsabschnitt, Band 3, Frankfurt 2004
- [2] Arndt, U.: Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung mittels prüfstandsgestützter Simulation. Dissertation TU München, 2008
- [3] Billinton, R., Allan, R.: Reliability Evaluation of Power Systems. Pitman Advanced Publishing Program, Boston, London, Melbourne, 1984
- [4] Brückl, O.: Die Integration von Windenergie in die allgemeine Stromversorgung – Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. In: Tagungsband zur Fachtagung Technologie der Zukunft – Stand der Technik Sicherheit der Energieversorgung. fE-Schriftenreihe Band 27, Herrsching 2005
- [5] Brückl, O.: Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft. IfE-Schriftenreihe Heft 53, Herrsching 2007
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Dokumentation Nr.: 527, Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen, Dezember 2003
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Energiedaten, Stand: 13.12.2007, Internet:<<http://www.bmwi.de/Navigation/Technologie-und-Energie/Energiepolitik/energiedaten.html>>
- [8] Cezanne, W.: Allgemeine Volkswirtschaftslehre. R. Oldenbourg Verlag, München 1994
- [9] Ecofys in cooperation with TNO: Global carbon dioxide storage potential and costs. 2004
- [10] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln: Internet: <http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user/PDFs/GEMS.pdf> (Abgerufen am 08.05.08)
- [11] Europäisches Zentrum für Mittelfristige Wettervorhersage (EZMW): ERA-15-Projekt. Internet: <http://www.ecmwf.int/research/era/ERA-15/>
- [12] Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Studie: „Ganzheitliche Bilanzierung der Energiebereitstellung, GaBiE“. Internet: <http://www.ffe.de>

-
- [13] Geiger, B.: Vermeidungskosten als Effizienzkriterium – Sicher die richtigen Entscheidungen treffen. In: Tagungsband zur Fachtagung Technologie der Zukunft – Stand der Technik Sicherheit in der Energieversorgung, FfE-Schriftenreihe Band 27, Herrsching 2005
- [14] Grohmann, J.: Lastanalyse und –synthese zur Optimierung leitungsgebundener Energiesysteme. Dissertation TU München, 2000
- [15] Haase, T.: Anforderungen an eine durch Erneuerbare Energien geprägte Energieversorgung – Untersuchung des Regelverhaltens von Kraftwerken und Verbundnetzen. Dissertation Universität Rostock, 2006
- [16] Heilek, C.: Entwicklung eines Modells zur Synthese der elektrischen Netzlast. Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München, 2006
- [17] Held, A.: Konzeption und Entwicklung eines Modells zur Bestimmung der substituierbaren Kraftwerksleistung durch Anlagen mit fluktuierender Erzeugung. Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München, 2004
- [18] Krämer, M.: Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Wind. VDI-Verlag, Düsseldorf, 2003
- [19] Kochs, H.-D.: Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen. Springer Verlag, Berlin, 1984
- [20] Kost, B.: Optimierung mit Evolutionsstrategien. Verlag Harri Deutsch, Frankfurt a. M., 2003
- [21] Kuhn, P.: Mathematische Optimierungsstrategien zur kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung. Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München, 2005
- [22] Lindenberger, D.: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage, Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Prognos AG, Köln, Basel, August 2006
- [23] Linßen, J., Markewitz, P., Martinsen, D., Walbeck, M.: Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und Speicherung. STE Arbeitsbericht, Forschungszentrum Jülich, Abschlussbericht des Forschungsvorhabens FKZ 0326889, April 2006

-
- [24] Machate, R.-D.: Wirtschaftliche Auswirkungen ungenauer Eingangsinformationen bei der kurzfristigen Einsatzplanung thermischer Kraftwerke. Dissertation RWTH Aachen, 1980
- [25] Metz, B., Davidson, O., Coninck, H., Loos, M., Meyer, L.: IPCC-Special Report, Carbon Dioxide Capture and Storage. Summary for Policymakers and Technical Summary. 2005
- [26] Meyer, B.: Fossile Kraftwerkstechnik – Technologische Entwicklungsperspektiven inkl. CO₂-Abtrennung und -Deponierung für die Verstromung von Braunkohle. Freiberg 2004
- [27] v. Miller, R. (Herausgeber): LUEGER Lexikon der Technik, Lexikon der Energietechnik und Kraftmaschinen. Deutsche Verlags-Anstalt Stuttgart, 1965
- [28] Nitsch, J.: Leitstudie 2007 Ausbaustrategie Erneuerbare Energien. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2007
- [29] Nitsch, J.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, Forschungsvorhaben FKZ 90141803, Februar 2004
- [30] Press, W., Teukolsky, S., Vetterling, W., Flannery, B.: Numerical Recipes in C – The Art of Scientific Computing. Chap. 3.4. Cambridge University Press, Cambridge, 1999
- [31] Remme, U.: Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Dissertation Universität Stuttgart, 2005
- [32] Roggenbau, M.: Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen. Dissertation RWTH Aachen, 1999
- [33] Rohde, T.: CO₂-Zertifikate und ihre Auswirkungen auf die deutsche Stromwirtschaft. Bachelorarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München, 2006
- [34] Roth, H., Kuhn, P., Wagner, U.: Effects of Wind Energy on Thermal Power Plants. Proceedings of the International Conference on Clean Electrical Power, IEEE, Capri May 2007

-
- [35] Roth, H., Kuhn, P.: Technik- und Kostenszenarien der Strombereitstellung in Deutschland bis 2040. In: IfE-Schriftenreihe Heft 55, Herrsching 2008
- [36] Roth, H., Brückl, O., Held, A.: Windenergiebedingte CO₂-Emissionen konventioneller Kraftwerke. In: IfE-Schriftenreihe, Heft 50, Herrsching 2005
- [37] Roth, H.: Zukünftiger Stromerzeugungsmix in Deutschland. In: Tagungsband zur Fachtagung Energiezukunft Deutschland, FFE-Schriftenreihe Band 28, Herrsching 2007
- [38] Sachs, L.: Angewandte Statistik – Anwendung statistischer Methoden. Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, 1999
- [39] Schneider, L.: Stromgestehungskosten von Großkraftwerken. Öko-Institut e.V., Freiburg, 1998
- [40] Schulz, W.: Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahre 2030. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Prognos AG, Köln, Basel 2005
- [41] Schwieger, H.-J.: Mutikriteria-Ansätze zur Planung von effizienten Ausbaustrategien eines Kraftwerksbestandes. VDI-Verlag, Düsseldorf 1982
- [42] Verband der Netzbetreiber – VDN e.V.: EEG-Mittelfristprognose 2000 bis 2011. Berlin, 2005
- [43] VGB Powertech: Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2006. Internet: <http://www.vgb.org/daten_stromerzeugung.html>
- [44] VGB Powertech: Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2007. Internet: <http://www.vgb.org/daten_stromerzeugung.html>
- [45] Werner, T. G.: Evolutionsstrategien zur kurzfristigen Einsatzoptimierung hydrothermischer Kraftwerkssysteme. Dissertation Bergische Universität - Gesamthochschule Wuppertal, 1998