

Forschungszentrum Jülich GmbH
Programmgruppe Systemforschung und
Technologische Entwicklung

Lebensdaueranalysen von Kraftwerken der deutschen Elektrizitätswirtschaft

Andreas Nollen

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Energietechnik / Energy Technology

Band 25

ISSN 1433-5522

ISBN 3-89336-322-X

Bibliografische Information Der Deutschen Bibliothek
Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen
Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten sind im Internet
über <<http://dnb.ddb.de>> abrufbar.

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
ZENTRALBIBLIOTHEK
D-52425 Jülich
Telefon (02461) 615368 · Telefax (02461) 61-6103
e-mail: zb-publikation@fz-juelich.de
Internet: <http://www.fz-juelich.de/zb>

Umschlaggestaltung: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2003

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energietechnik / Energy Technology Band / Volume 25

D 82 (Diss., Aachen, RWTH, 2002)

ISSN 1433-5522
ISBN 3-89336-322-X

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (Druck, Fotokopie oder in einem anderen Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Inhaltsverzeichnis

1. Problemstellung und Zielsetzung.....	1
2. Einführung in die Problematik der Lebensdauerbestimmung von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft	3
2.1. Ursachen für die Stilllegung von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft.....	5
2.2. Methodenwahl.....	10
2.3. Bewertung der Methoden und Schlußfolgerungen.....	12
3. Betriebsbedingte Alterung von Kraftwerken	13
3.1. Einführung und Abgrenzung	13
3.2. Ursachen für das Altern in Wärmekraftwerken (natürliche Alterung).....	14
3.2.1. Dampferzeuger und brennstoffbezogene Bereiche	16
3.2.2. Maschinenanlagen.....	23
3.2.3. Turbogenerator.....	26
3.2.4. Kondensationsanlagen	27
3.2.5. Gasturbinen	28
3.3. Lebensdauerberechnung von Komponenten im Kraftwerksbau	29
3.3.1. Zeitstandbeanspruchung und Wechselbeanspruchung.....	31
3.3.2. Verfahren zur Berechnung der technischen Lebensdauer von heißgehenden Bauteilen im Dampfkesselbereich	31
3.3.3. Lebensdaueranalyse am Beispiel einer Rohrleitung in einem fossil befeuerten Kraftwerk	36
3.4. Auswirkung der Alterung auf den Kraftwerksbetrieb	43
3.4.1. Einfluß der natürlichen Alterung auf die Verfügbarkeit von Kraftwerken.....	43
3.4.2. Der Einfluß der natürlichen Alterung auf die Instandhaltung von Kraftwerken.....	48
3.5. Zwischenbetrachtung und erste Schlußfolgerungen	51
4. Wirtschaftlichkeitsrechnung von Kraftwerken unter dem Gesichtspunkt technischer Alterung.....	53
4.1. Einführung in die Problematik.....	53

4.2.	<i>Methode der dynamischen Investitionsrechnung zur Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer von Kraftwerken.....</i>	54
4.3.	<i>Modellparameter (Input).....</i>	56
4.3.1.	Kalkulationszinssatz.....	56
4.3.2.	Berechnung des Investitionsbarwerts	57
4.3.3.	Kapitalgebundene Kosten.....	58
4.3.4.	Arbeitsabhängige Kosten	59
4.3.5.	Leistungsabhängige Kosten.....	61
4.3.6.	Abrißkosten	61
4.4.	<i>Modell der dynamischen Investitionsrechnung zur Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer auf Basis von Stromgestehungskosten</i>	62
4.5.	<i>Kriterien für die Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer</i>	63
4.6.	<i>Entwicklung altersbedingter Kosten</i>	68
4.7.	<i>Brennstoffpreisentwicklung.....</i>	71
4.8.	<i>Referenzkraftwerk.....</i>	77
4.9.	<i>Technische Einflußgrößen auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken.....</i>	79
4.9.1.	Steinkohlenkraftwerke.....	79
4.9.2.	Braunkohlenkraftwerke	87
4.9.3.	Kernkraftwerke.....	94
4.10.	<i>Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse zur Einzelwirtschaftlichkeitsbetrachtung ausgewählter Kraftwerke</i>	99
5.	Die Bestimmung der Lebensdauern von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft mit dem Optimierungsmodell LIMES.....	105
5.1.	<i>Lebensdauerberechnung von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft auf Basis quantitativer Methoden zur Vorbereitung optimaler Entscheidungen.....</i>	105
5.1.1.	Die Transformation des realen Kraftwerksparks (öffentliche Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik Deutschland) in einen Modellkraftwerkspark	106
5.1.2.	Modell LIMES zur Bestimmung der Lebensdauern von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft.....	119
5.2.	<i>Modellrechnungen.....</i>	127
5.2.1.	Szenariobeschreibungen.....	127

5.2.2. Kennzahlen des Kraftwerksparks.....	133
5.2.3. Referenzszenario und Szenario „Konstante Lebensdauer“	135
5.2.4. Preisszenarien	139
5.2.5. Instandhaltungsszenarien	142
5.3. Zusammenfassung der Optimierungsrechnungen.....	147
6. Zusammenfassung und Schlußfolgerungen.....	157
7. Literatur.....	161

Symbolverzeichnis

α	linearer thermischer Ausdehnungskoeffizient	1/K
v	Temperatur	K
$v(r)$	Wandtemperatur an der Stelle r	K
v_a	Temperatur an der Rohraußenwand	K
v_i	Temperatur an der Rohrrinnenwand	K
$\eta_{th,netto,i}$	thermischer Wirkungsgrad der Anlage im Jahr i	%
$\eta_{bet,i}$	Betriebswirkungsgrad im Jahr i	%
σ	Spannung	N/mm ²
$2\sigma_a$	zu vergleichende Spannungsschwingbreite	N/mm ²
$2\sigma_{av}$	zu vergleichende Spannungsschwingbreite bei v	N/mm ²
σ_{ai}	Achsialspannung an der Rohrrinnenwand	N/mm ²
σ_{ti}	Tangentialspannung an der Rohrrinnenwand	N/mm ²
σ_{gB}	Betriebsspannung	N/mm ²
σ_w	Wechselspannung	N/mm ²
v	Querkontraktionszahl	--
$\Delta_{Ab,i}$	Abbaurrate im Jahr i	kW/Jahr
$\Delta P_{,i}$	Leistungsentwicklung des Kraftwerksparks über den Betrachtungszeitraum	%
$\Delta_{E,i}$	Arbeitsentwicklung des Kraftwerksparks über den Betrachtungszeitraum	%
$\Delta_{Zu,i}$	Zubaurate im Jahr i	kW/Jahr
$\Delta_{Zu,ref,i}$	Zubaurate des Referenzszenarios im Jahr i	kW/Jahr
ϑ_i	Kostenentwicklung eines Kraftwerksparks im Jahr i	%
Φ	geometrischer Formfaktor	--
Φ_i	Umbaudynamik im Jahr i	%
a	Temperaturleitzahl	W/m ² K
a_{ij}	Matrixkoeffizient	--
b_{ij}	Matrixkoeffizient der Bilanzgleichung	1/h

$c_{1,ij}$	Zielfunktionskoeffizient variable Kosten	DM/kWh
$c_{2,j}$	Zielfunktionskoeffizient fixe Kosten	DM
e	rechnerische Gesamterschöpfung	%
e_i	Nachfrage elektrischer Energie im Nachfragesegment i	kWh
e_w	rechnerische Erschöpfung bei Wechselbeanspruchung	%
e_z	rechnerische Erschöpfung bei Zeitstandsbeanspruchung	%
j	Index laufendes Jahr	Jahr
$k_{inst,i}$	mittlere spez. Aufwendungen für Instandhaltung im Jahr i	DM/kW
k_j	Verfügbare Leistung eines Kraftwerkstyps	kW
$k_{p,i}$	spezifische Personal- und Personalnebenkosten im Jahr i	DM/Person
n	Anrißlastwechselzahl für einen Lastwechsel	--
n_v	Anrißlastwechselzahl für einen Lastwechsel bei v	--
$n_{B,j}$	Bau- und Inbetriebsetzungszeit	Jahre
n^*	Abschreibungsdauer	Jahre
$n_{KWP,i}$	Durchschnittsalter des Kraftwerksparks im Jahr i	Jahre
$n_{KW,i}$	Durchschnittsalter stillgelegte Kraftwerksblöcke im Jahr i	Jahre
p_i	Brennstoffpreis im Jahr i	DM/kWh
q	Wärmestrom	W
q_k	Kalkulationszinssatz (nominal)	%
$q_{k,real}$	Kalkulationszinssatz (real)	%
q^{-j}	Abzinsungsfaktor	-
r_i	Innenradius des Rohres	mm
r_a	Außenradius des Rohres	mm
s	Wanddicke	mm
s_i	spezifische sonstige Betriebskosten im Jahr i	DM/kWh
t	Zeit	h
t_{inv}	Teuerungsrate für Investitionen	%
v_v	Temperaturänderungsgeschwindigkeit	K/s
$x_{1,ij}$	Strukturvariable elektrischer Energie	kWh
v_i		

$x_{2,j}$	Strukturvariable Blockanzahl	--
z_B	Bauzinssatz	%
z_k	kalkulatorischer Zinssatz, nominal	%
z_f	Fremdkapitalzinssatz	%
z_e	Eigenkapitalzinssatz	%
$z_{k,real}$	realer kalkulatorischer Zinssatz	%
z_{inf}	Inflationsrate	%
A	Ausgaben	DM
AW_0	Anlagenbarwert	DM
E	Elastizitätsmodul	N/mm ²
E	Einnahmen	DM
$E_{k,i}$	Erzeugte elektrische Energie des Kraftwerksblockes	kWh
K_F	Fremdkapitalanteil	%
K_E	Eigenkapitalanteil	%
$K_{ANI.}$	Anlagekosten zum Preisbasisdatum	DM
K_{BE}	Bauherreneigenleistungen	DM
$K_{(Br)}$	Nivellierte Durchschnittsbrennstoffkosten pro Jahr	DM
$K_{j(Kap)}$	jährlicher Kapitaldienst	DM
$K_{p,i}$	mittlere Personalkosten im Jahr i	DM
$K_{s,i}$	mittlere sonstige Betriebskosten im Jahr i	DM
$KW_{r,i}$	Kosten eines Kraftwerksblocks im Jahr i	DM
$P_{brutto,i}$	installierte Bruttoleistung im Jahr i	kW
$P_{netto,i}$	Nettoleistung der Anlage im Jahr i	kW
P_{min}	die in einem Jahr auftretende Mindestlast	kW
P_{max}	die in einem Jahr auftretende Höchstlast	kW
$P(t)$	die zum Zeitpunkt t auftretende Last	kW
$P_{k,i}$	Leistung des Kraftwerksblocks im Jahr i	kW
$P_{k,bestand,i}$	Leistung des Kraftwerksblocks aus dem Bestand im Jahr i	kW
R	Radienverhältnis	--
R_n	Restwert der Anlage	DM

$R_{p0,2/v}$	Zeitstandfestigkeit bei Fließgrenze	N/mm ²
$R_{m/200000/v}$	Mittelwert der Zeitstandfestigkeit für 200000 Stunden bei der Betriebstemperatur v	N/mm ²
$R_{m/v}$	Mittelwert der Zeitstandfestigkeit bei der Betriebstemperatur v	N/mm ²
T_0	Betrachtungszeitraum	Jahre
T_i	Ausnutzungsdauer im Jahr i	h
W	elektrische Arbeit im Bezugszeitraum	kWh
Z	Zeit	h
Z_o	Betriebszeit bis zum Beginn besonderer Überwachungsmaßnahmen	h
Z_B	rechnerische Bauteillebensdauer	h
Z_v	Betriebszeit bei der Betriebstemperatur v	h
Z_{Bv}	rechnerische Bauteillebensdauer bei der Betriebstemperatur v	h

1. Problemstellung und Zielsetzung

Die Nachfrage nach elektrischer Energie wird derzeit vorwiegend durch thermische und nukleare Stromerzeugungstechnologien gedeckt. Mit dem Inkrafttreten des neuen deutschen Energiewirtschaftsgesetzes im April 1998 auf der Basis europäischer Richtlinien zur Liberalisierung der Energiemärkte sind die Kraftwerksbetreiber zu einem Denken in marktwirtschaftlichen und monopolfreien Strukturen gezwungen, so daß die geltenden Rahmenbedingungen wie Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz in einem anderen Licht gesehen werden müssen. Hierbei kommt der Optimierung der Kostenstruktur für Erzeugung und Verteilung von elektrischer Energie eine fundamentale Bedeutung zu. Die zukünftige Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks wird geprägt sein durch eine Wettbewerbssituation der Kraftwerksbetreiber bei gleichzeitiger stagnierender Stromnachfrage.

Durch die neue Wettbewerbssituation im liberalisierten Energiemarkt wird die Kostenführerschaft in der Stromerzeugung zu einem notwendigen Erfolgskriterium. Eine Möglichkeit ist das Aufdecken und Ausschöpfen von Kostensenkungspotentialen in den Einzelanlagen. Ein weiteres entscheidendes Erfolgskriterium wird das Wissen um die zu erwartende Lebensdauer von Kraftwerken sein. Gerade das Wissen um die zukünftige Entwicklung der Altersstruktur eines Kraftwerksparks ermöglicht den zeitlich optimalen Einsatz von Kapitalressourcen. Fragestellungen wie der optimale Zeitpunkt der Stilllegung, der Erweiterung oder der Ersatz von Kraftwerkskapazitäten sind daher von großer Wichtigkeit. Während über die Mechanismen technischer Alterung einzelner Bauteile aufgrund thermischer, mechanischer und chemischer Beanspruchung detaillierte Untersuchungen vorliegen, sind die langfristigen Folgen betriebsbedingter Alterung und exogener Einflüsse, wie beispielsweise der technischer Fortschritt, auf die Altersstruktur eines Kraftwerksparks und damit auf die Lebensdauer eines einzelnen Kraftwerks nahezu unbekannt.

Ziel dieser Arbeit ist die Bestimmung typenbezogener Lebensdauern von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland. Neben der systematischen Analyse der Alterungsmechanismen und der Analyse der Ursachen für die Stilllegung von Kraftwerken steht die Anpassung bekannter Methoden sowie deren Anwendung zur Beantwortung der Fragestellung „Wie alt werden Kraftwerke?“ im Mittelpunkt der Arbeit. Dadurch ergibt sich eine neue Sichtweise in der Diskussion um die künftige Struktur des deutschen Kraftwerksparks.

Die Arbeit ist folgendermaßen gegliedert. Nach einer allgemeinen Einführung in die Problematik werden die technischen Ursachen und Mechanismen der Alterung von Kraftwerken bestimmt. Anhand einer typenbezogenen Technikbetrachtung werden als Teilergebnis Schadensschwerpunkte von Bauteilen identifiziert und deren Auswirkungen auf die Alterung von Kraftwerken in Form von Parametern wie Verfügbarkeit und Instandhaltungskosten abgeleitet.

Weiterhin wird die Berechnung der technischen Lebensdauer von Komponenten des Kraftwerksbaus anhand eines Beispiels vertieft.

Im zweiten Teil steht eine Einzelwirtschaftlichkeitsbetrachtung im Vordergrund. Hier wird ein neu entwickeltes Rechenmodell vorgestellt, das die Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer von Kraftwerkstypen auf Basis der zuvor abgeleiteten endogenen Parameter ermöglicht. Besonderes Merkmal des auf Methoden der finanzmathematischen Investitionstheorie beruhenden Rechenmodells ist die dynamische Zielfunktion, bei der die Lebensdauer die bestimmende Zielvariable ist. Die Entwicklung und Definition von Kriterien, die möglicherweise die Unrentabilität von Kraftwerken nach sich ziehen und dadurch letztendlich die Lebensdauer bestimmen, sind dabei wesentliche Zwischenergebnisse. Weitere Ergebnisse sind die mit dem Modell errechneten Lebensdauer kennlinien, die die Lebensdauer verschiedener Kraftwerkstypen in Abhängigkeit von der Lasteinsatzart und betriebsbedingter Alterung angeben. Sie sind als Ergänzung zu den herkömmlichen Kennwerten wie Wirkungsgrad, installierte Leistung oder Investitionskosten, die ein Kraftwerk charakterisieren, zu verstehen.

Im dritten Teil findet das eigens für die Problematik der Lebensdauerbestimmung entwickelte Optimierungsmodell LINES (LINES: Lifetime Model for Electricity Systems) Anwendung. Dem Modell liegt die Methode der linearen Optimierung zugrunde. Besonderes Merkmal ist auch hier wieder die variable Lebensdauer als Zielgröße. Ziel ist es, eine nach Kostenkriterien ausgerichtete Lebensdaueranalyse eines Kraftwerksparks durchzuführen. Das Modell LINES simuliert den deutschen Kraftwerkspark für thermische Grund- und Mittellastblöcke im Betrachtungszeitraum von 1999 bis 2030. Dadurch können die Wechselwirkungen der Kraftwerke untereinander, die Folgen des technischen Fortschritts in der Kraftwerkstechnik und verschiedener Instandhaltungsstrategien sowie weiterer exogener Einflüsse auf die Lebensdauer einzelner Kraftwerkstypen bestimmt werden. Die technische Alterung und die jeweils aktuelle Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks finden hierbei Berücksichtigung.

2. Einführung in die Problematik der Lebensdauerbestimmung von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft

Die aktuelle Struktur des deutschen Kraftwerksparks ist auf eine Vielzahl unterschiedlichster Entwicklungen in der Vergangenheit zurückzuführen. Die Vergangenheit hat immer wieder gezeigt, daß der Kraftwerkspark von Ereignissen betroffen wurde, die zu einer nachhaltigen Veränderung alt bewährter Strukturen führte. Die wichtigsten Ereignisse waren erstens die Ölpreiskrisen, die eine Renaissance der Kohle als Energieträger und den Bau von Kernkraftwerken nach sich zogen. Betreiber von gas- und ölbefeuerten Kraftwerken wurden zeitweilig mit einem Verstromungsverbot belegt. Zweitens gerieten Betreiber von Kohlenkraftwerken durch Einführung der Großfeuerungsanlagenverordnung in den Zwang, ihre Anlagen mit teuren Investitionen wie Rauchgasentschwefelungs- und Entstickungsanlagen nachzurüsten. Zur Zeit steht ein weiterer Umbruch bevor, der die Kraftwerkslandschaft nachhaltig beeinflußt. Das neue deutsche Energiewirtschaftsgesetz auf Basis zweier europäischer Richtlinien ermöglicht den bis dahin nicht vorhandenen Wettbewerb in der Elektrizitätserzeugung und Verteilung. Wenn man die langfristige Bindung von Kapital im Kraftwerksbau den zeitlichen Abständen dieser drei Ereignisse, wie in Abbildung 2-1 dargestellt, gegenüberstellt, so wird die Wichtigkeit der Fragestellung nach der zukünftig zu erwartenden Lebensdauer von Kraftwerken in einem Kraftwerkspark deutlich.

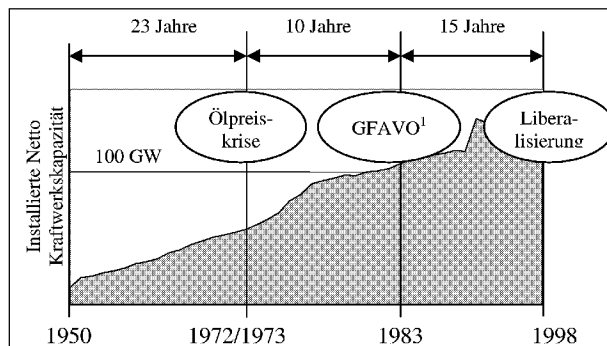


Abbildung 2-1: Wichtige auf den deutschen Kraftwerkspark wirkende historische exogene Einflüsse und ihre zeitlichen Abstände (¹ Großfeuerungsanlagenverordnung)

Die statistische Ableitung der historischen Lebensdauern von abgeschalteten Anlagen kann demnach nicht auf die zukünftige Lebensdauer von Kraftwerken übertragen werden. Trotzdem ist eine Analyse der Lebensdauern abgeschalteter Anlagen für einen späteren Vergleich wertvoll und ermöglicht eine erste Einordnung. Am Rande sei nur angemerkt, daß der Anlagenbau und die Anlagenstilllegung bis dato immer im Zusammenhang mit einer expandierenden Nachfrage nach elektrischer Energie gesehen werden mußte, während in der Zukunft eine stagnierende bis schwach steigende Nachfrage zu erwarten ist.

Das Durchschnittsalter stillgelegter Anlagenblöcke beträgt gemittelt über alle thermischen Anlagen 28 Jahre [1]. Abbildung 2-2 zeigt die Altersverteilung abgeschalteter brennstoffbezogener Anlagenblöcke nach installierter Leistung in den alten Bundesländern. Steinkohlenblöcke lagen im Mittel, Braunkohlenblöcke wurden mit über 32 Jahren etwas älter. Dagegen liegen öl- und gasbefeuerte Kraftwerke mit 27 Jahren und 20 Jahren unter dem Durchschnitt.

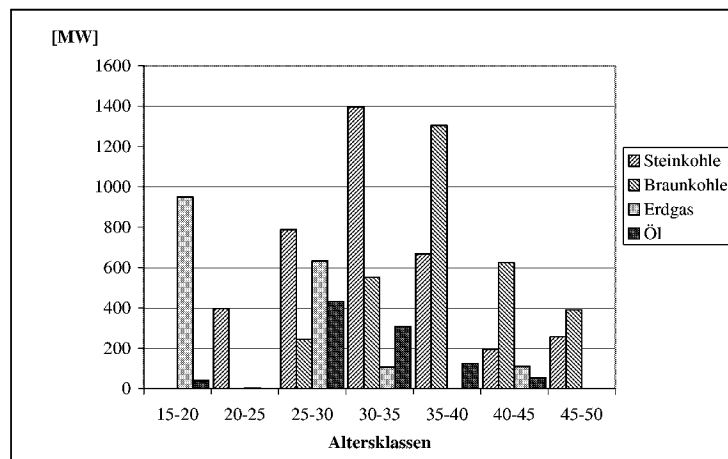


Abbildung 2-2: Altersverteilung abgeschalteter Anlagenblöcke der öffentlichen Versorgung (alte Bundesländer) nach Energieträgern [1]

Ein Blick auf die Altersverteilung der bestehenden Anlagenblöcke, wie in Abbildung 2-3 dargestellt, zeigt die breite Streuung der möglichen Lebensdauer von Kraftwerken. Bereits 35 % aller Anlagen sind älter als das Durchschnittsalter stillgelegter Blöcke.

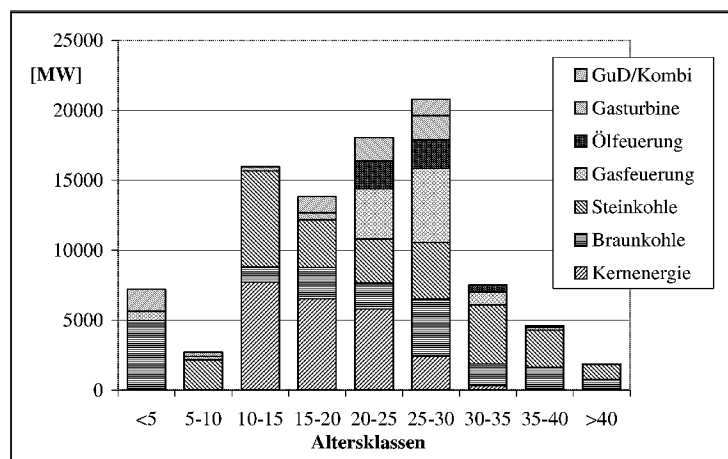


Abbildung 2-3: Altersverteilung bestehender Kraftwerksblöcke der öffentlichen Versorgung in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1999 [1]

Daher können die Lebensdauern aus den Stilllegungsstatistiken folglich nicht auf die zukünftig zu erwartenden Lebensdauern von Kraftwerken übertragen werden.

2.1. Ursachen für die Stilllegung von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft

Kraftwerke sind komplexe Anlagen, in denen verschiedenste Prozesse zur Erzeugung von Strom und Wärme ablaufen. Ein solcher Anlagenkomplex wird von drei originären Einflüssen bestimmt. Dies sind exogene, Betriebsweise bedingte und endogene Einflüsse. Endogene Einflüsse sind mechanische, thermische und chemische Vorgänge, die sich in erster Linie auf einzelne Bauteile oder Komponenten beziehen. Es sind die Einflüsse, die nur aufgrund des Betriebs auf die Anlage wirken, also eine natürliche Alterung darstellen. Beispiele derartiger Mechanismen sind Verschleiß, Werkstoffermüdung oder Korrosion. Demgegenüber stehen die Faktoren, die durch die Betriebsweise des Kraftwerks, nämlich Fahrweise, Lasteneinsatz, Revisionszyklen und Instandhaltungsstrategien, den gesamten Kraftwerksprozeß und folglich dadurch auch die endogenen Größen beeinflussen. Unter exogenen Einflüssen werden alle Größen verstanden, die indirekt auf den Kraftwerksprozeß wirken. Dies sind von außen kommende, häufig schwer kalkulierbare Ereignisse, wie beispielsweise politische Veränderungen, übergeordnete unternehmensstrategische Entscheidungen, Gesetzesvorschriften oder Preisschwankungen auf den Energiemärkten.

Während bei der wirtschaftlichen Auslegung eines Kraftwerks die exogenen Einflüsse besondere Berücksichtigung verdienen, stehen bei der technischen Auslegung und Konstruktion von Bauteilen und Komponenten endogene oder betriebsweise bedingte Einflüsse, auch bezeichnet als natürliche Einflüsse, im Vordergrund. Auslegungsberechnungen sind immer direkt mit der Frage nach der Zuverlässigkeit und Sicherheit verknüpft. Insbesondere spielt die Kenntnis über die Zuverlässigkeit bei Bauteilen, die im Falle des Versagens mitunter hohe Kosten, Betriebsausfälle und Folgeschäden verursachen können, eine große Rolle. Aufgrund unterschiedlichster Mechanismen nimmt die Zuverlässigkeit in der Regel solange mit der Zeit ab, bis Funktion und Sicherheit des Bauteils oder der Komponente nicht mehr gewährleistet sind. Die Berechnung der Lebensdauer ist somit von größter Wichtigkeit, ist aber aufgrund der Komplexität unterschiedlichster Einflüsse auf Bauteile und Anlagen schwer zu bestimmen und folglich mit vielen Unsicherheiten behaftet.

Viele der auf das Kraftwerk wirkenden Einflüsse sind, wie in Abbildung 2-4 verdeutlicht, voneinander abhängig. In der Abbildung sind die exogenen Einflüsse mit unternehmensstrategischen Entscheidungen verknüpft und wirken als Gesamtes auf das endogene Wirkungsgeflecht. Die Lebensdauer des Kraftwerks wird unter der Voraussetzung marktwirtschaftlicher Rahmenbedingungen direkt durch seine Wirtschaftlichkeit sowie durch seine natürlichen Alterungsprozesse bestimmt. Der Prozeß der natürlichen Alterung beeinflusst die Verfügbarkeit und diese wiederum die Wirtschaftlichkeit. Die Pflege und der Umgang der Anlagen während des Betriebs, nach Schadensvorfällen, aber auch unter Gesichtspunkten der

Schadenprophylaxe sind in dem Begriff Instandhaltungsstrategie verallgemeinert. Die Instandhaltungsstrategie ist daher für die Geschwindigkeit der natürlichen Alterung und in Folge dessen für die Rentabilität von großer Bedeutung. Ein weiterer wichtiger Einflußparameter ist die Art des Kraftwerksprozesses selbst. Beispielsweise erfährt ein in Grundlast betriebenes Kraftwerk eine wesentliche geringere Anzahl von Starts als ein Spitzenlastkraftwerk. Die beim An- und Abfahren auftretenden Temperaturgradienten führen zu Wechselbelastungen, die die Bauteillebensdauer gegenüber einer konstanten Belastung herabsetzen.

Dieses Wirkungsschema verdeutlicht, daß die Lebensdauer eines Kraftwerks nicht nur von seinen endogenen Parametern beeinflusst wird sondern im Spannungsfeld vieler verschiedener Faktoren steht.

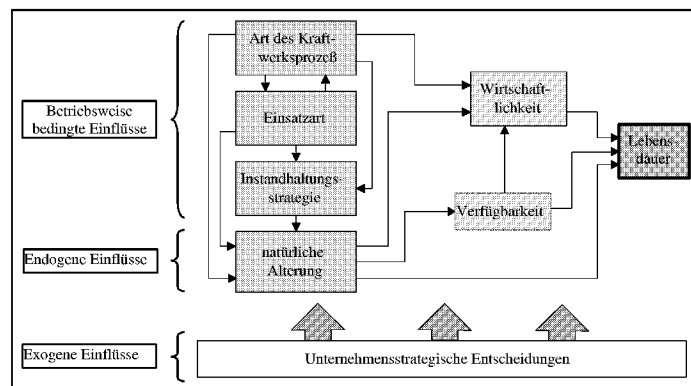


Abbildung 2-4: Beziehungsgeflecht der auf das Alter eines beliebigen Kraftwerks wirkenden Parameter

Während ein Teil von exogenen Einflußgrößen, wie beispielsweise neue Umweltvorschriften, schwer absehbar sind, lassen sich für technische Anlagen empirische Gesetzmäßigkeiten bezüglich der Zuverlässigkeit und des Ausfallverhaltens beobachten. So sind im allgemeinen drei Abschnitte des Lebensweges von Bauteilen oder Anlagen identifizierbar [2]. Sie sind schematisch in Abbildung 2-5 skizziert. Diese Gesetzmäßigkeiten lassen sich nicht nur an Bauteilen und Komponenten von Kraftwerken beobachten, sondern gelten in der Regel generell für technische Anlagen. Die drei Zeitabschnitte sind durch die Bereiche gekennzeichnet, in denen Ausfälle aufgrund von Früh-, Zufalls-, und Abnutzungsfehlern auftreten. Frühfehler treten in der ersten Periode der Lebensdauer, bei Großanlagen typischerweise 3 Jahre [2], bedingt durch Montage-, Projektierungs- und Materialfehler auf. Die zweite Phase ist gekennzeichnet durch eine geringe Anzahl an Störfällen, die meist auf Bedienungsfehler oder Überbeanspruchung zurückgeführt werden können. In der dritten Phase treten gehäuft Störungen und Stillstände von Anlagen aufgrund unterschiedlichster Mechanismen wie z. B. Korrosion, Werkstoffermüdung und Verschleiß auf. Diese Schäden sind nicht plötzlicher Natur, sondern

resultieren aus dem über die gesamte Lebensdauer anhaltenden Betrieb der Anlage. Ihr zeitliches gehäuftes Auftreten wird als die Phase der Abnutzung bezeichnet wird.

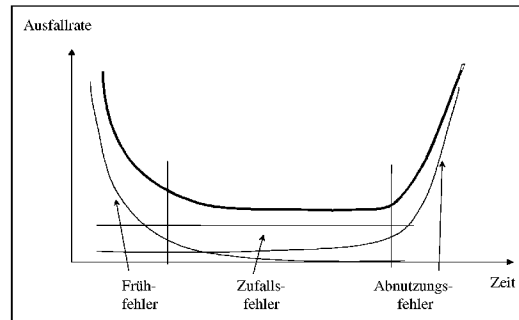


Abbildung 2-5: Prinzipielles Ausfallverhalten technischer Anlagen [2]

In der Regel kann angenommen werden, daß das Ende der Lebensdauer eines Kraftwerks in die dritte Phase fällt. Das genaue Ende der Betriebszeit ist schwer bestimmbar und stark abhängig von betriebswirtschaftlichen Größen. Der sehr selten auftretende Fall der Großhavarie, der das sofortige Betriebsende bedeutet, wird in den nachfolgenden Untersuchungen nicht berücksichtigt.

Kraftwerke unterliegen während ihrer ganzen Lebensdauer einem Prozeß ständiger Beanspruchung. Abbildung 2-6 zeigt einen idealisierten Lebensweg mit allen wesentlichen Begriffsbezeichnungen. Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit sind die entscheidenden Parameter, die die technische Qualität des Kraftwerksprozesses beschreiben. Der tatsächlichen Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit, die den momentanen Zustand der Anlage beschreiben, stehen deren theoretische Werte als Vergleichsmaßstab gegenüber. Diese theoretischen Werte beschreiben die von den Konstrukteuren errechneten Betriebsparameter. Sie können sich folglich aufgrund des technischen Fortschritts günstig entwickeln und spiegeln den technischen Stand wider. Technischer Fortschritt beinhaltet u. a. verbesserte Kraftwerkstechnik wie neue Werkstoffe oder optimierte Anlagenprozesse. Die Differenz zwischen den theoretischen und realen Werten ist ein Maß für ein relatives Alter, das eben nicht nur alleine die natürliche Alterung berücksichtigt. Die reale Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit nimmt sowohl während des Betriebs als auch bei Stillstand der Anlage stetig ab. Dieser natürliche Prozeß der Alterung verläuft selbständig. Er kann lediglich durch Maßnahmen der Instandhaltung wie Revisionen, Instandsetzung und Modernisierung aufgehalten und sogar in selten Fällen (Retrofitting) kurz- bis mittelfristig umgekehrt werden.

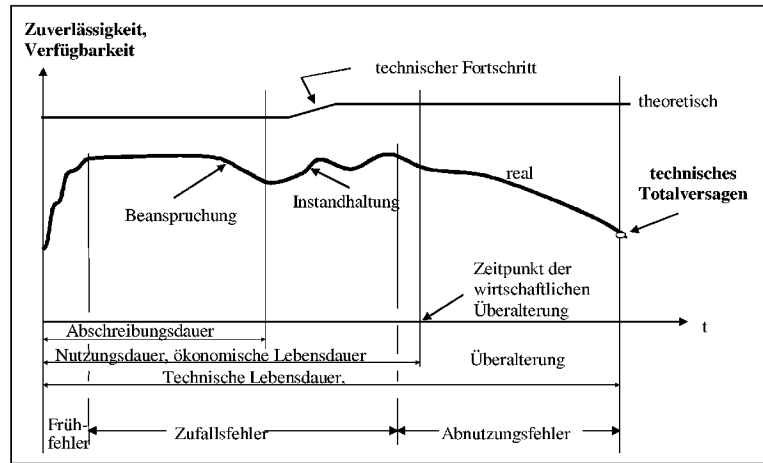


Abbildung 2-6: Idealisierter Lebensweg eines Kraftwerks

Eine Bestimmung charakteristischer zeitlicher Perioden des Lebensweges eines Kraftwerks kann aus mehreren Perspektiven erfolgen. Die eine ist eine empirische Sichtweise, bei der die Häufigkeit von auftretenden Fehlern drei typische Zeitbereiche erkennen läßt. Eine zweite Perspektive ist an ökonomische Begriffe angelehnt und ist ebenfalls in Abbildung 2-6 dargestellt. Dabei werden im wesentlichen drei Begriffe unterschieden. Die Abschreibungsdauer ist ein finanzmathematischer Begriff, der vom Steuergesetzgeber festgelegt ist. Die Nutzungsdauer ist die Dauer, die das Kraftwerk tatsächlich ab Inbetriebnahme zur Verfügung steht und wird häufig auch als ökonomische Lebensdauer bezeichnet. In diesem Zusammenhang ist der Begriff der technischen Lebensdauer von Kraftwerken eher als ein theoretischer Wert zu interpretieren. Unter marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen terminieren betriebswirtschaftliche Größen die Lebensdauer eines Kraftwerks, obwohl der technische Zustand den Weiterbetrieb erlauben würde. Die Alterung einer Kraftwerksanlage wird vorwiegend durch die Alterung ihrer Komponenten bestimmt. Bei den konventionellen Anlagen handelt es sich um:

- Werkstoffermüdung durch Zeitstandsbeanspruchung und Dehnungswechselbeanspruchung
- Materialabträge durch Korrosion (Lochfraß- oder Spannungsrißkorrosion) sowie durch Erosionskorrosion und durch
- mechanischen Reibverschleiß [3]

Bei den Kernkraftwerken findet keine Werkstoffermüdung durch Zeitstandsbeanspruchung aufgrund der im Vergleich zu den fossil befeuerten Anlagen niedrigeren thermischen Dampfparametern statt. Hier spielt aber die neutroneninduzierte Materialversprödung bei der Werkstoffalterung eine große Rolle. Die betriebsbedingte Alterung der Komponenten macht sich durch die Änderung seiner Werkstoffparameter bemerkbar. Sie hat meist eine Abnahme der Belastbarkeit zur Folge. Ist dies ein kontinuierlicher Prozeß, so spricht man von einem „kontinuierlichem Schaden“. Kommt es zu einer plötzlichen Herabsetzung der Betriebs-

tauglichkeit, so lautet der entsprechende Begriff „spontaner Schaden“. Abbildung 2-7 zeigt den Unterschied zwischen kontinuierlichem Schaden, auch Abnutzung genannt, und spontaner Schädigung bzw. Gewaltnutzung. Die wesentlichen Mechanismen, die zur Abnutzung führen, sind Verschleiß, Ermüdung, Korrosion, Werkstoffalterung und Verschmutzung. Verbrennung, Verformung, Explosion, Riß und Bruch gehören dagegen zur Kategorie der Gewaltnutzung. Diese Mechanismen treten meist in kombinierter Form auf. So geht beispielsweise einem Riß in einem Werkstoff erst eine Periode von kontinuierlichem Verschleiß voraus. Eine detaillierte Beschreibung unterschiedlichster Schadenmechanismen findet sich in [2, 4].

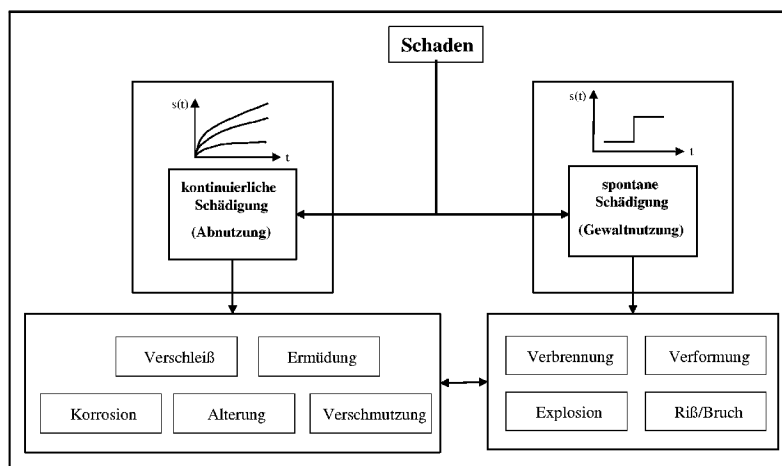


Abbildung 2-7: Kontinuierliche und spontane Schädigung technischer Bauteile

Der Prozeß der Alterung führt letztendlich zur Stilllegung einer Anlage. Dabei ist der Begriff „Alterung“ nicht nur auf betriebsbedingte Mechanismen zu beziehen. Der Begriff einer exogenen Alterung ist bei Betrachtung der Ursachen von Stilllegung von Kraftwerken genauso denkbar.

Bis zu dieser Stelle wurden die unterschiedlichen Mechanismen der technischen Alterung vorgestellt. Es folgen die vielfältigen Ursachen, die letztlich die Außerbetriebnahme eines Blockes oder eines Standorts nach sich ziehen. Einige Gründe für die Stilllegung sind - ohne Anspruch der Vollständigkeit - in Tabelle 2-1 zusammengestellt.

Tabelle 2-1: Beispiele für Ursachen von Kraftwerksstillegungen

Einflüsse	Ereignis/Ursache	Folge	Beispiel
exogen	Rechtliche Beschlüsse	Nachrüstung technisch unmöglich Nachrüstung unwirtschaftlich	Großfeuerungsanlagen- verordnung
	Brennstoffpreis- änderungen	Unrentabilität	Ölpreiskrise: Betrieb von gas- und ölbefeuerten Kraftwerke wurde unwirtschaftlich
	Politische Beschlüsse	Verbote, Verord- nungen	Verstromungsverbot von Erdgas
	Technischer Fortschritt	Unrentabilität von Altanlagen gegenüber Vollkosten neuer Anlagen	Höhere Wirkungsgrade aufgrund besserer Werkstoffe
endogen, Betriebswei- se bedingt	Kontinuierlicher Schaden	zu hohe Instand- haltungskosten, Betriebsausfälle	Verschleiß Ermüdung Werkstoffalterung Korrosion Verschmutzung
	Spontaner Schaden	zu hohe Instand- haltungskosten, Betriebsausfälle	Riß Bruch Explosion Verbrennung

Bei der Betrachtung der auf den Kraftwerksbetrieb exogen wirkenden Einflüsse scheint die Unsicherheit bezüglich Art und Weise sowie der Zeitpunkt des Eintretens von Ereignissen charakteristisch zu sein. Viele in der Vergangenheit prognostizierten Entwicklungen haben sich später als falsch herausgestellt. Diese mit starken Unsicherheiten behafteten Ereignisse können daher als „unnatürliche Alterung“ verstanden werden. Diesem Begriff steht der bereits erwähnte Begriff der „natürlichen Alterung“ gegenüber, d. h. die Alterung aufgrund des Anlagenbetriebs [3]. Bei der Bewertung der in Tabelle 2-1 dargestellten Folgen endogener und exogener Alterung wird deutlich, daß der Entschluß zur Stillegung einer Anlage meist aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen getroffen wird. Dies bedeutet, daß bei der Frage nach der Lebensdauer von Kraftwerksanlagen eine Wirtschaftlichkeitsbewertung von zentraler Bedeutung ist.

2.2. Methodenwahl

Die Frage nach der Lebensdauer von Kraftwerken läßt sich grundsätzlich aus zweierlei Perspektiven beantworten. Die beiden Methoden lassen sich in einer ersten Näherung gut mit den systemanalytischen Begriffen Top-Down- und Bottom-Up-Analyse erklären, die trotz der gemeinsamen Problembeschreibung - Bestimmung der Lebensdauer von Kraftwerken - unterschiedliche Ergebnisse erbringen. Im folgenden werden kurz die beiden Ansätze

beschrieben, Vor- und Nachteile ausgewiesen, die jeweilige Zielsetzung formuliert sowie Schlußfolgerungen für die Konzeption dieser Arbeit gezogen.

Bottom-Up Ansatz

Der Bottom-Up Ansatz basiert auf einer stochastischen Betrachtung von Schäden. Bei dieser Methode steht das technische Ausfallverhalten einzelner Bauteile eines Kraftwerks aufgrund von Beanspruchungen im Mittelpunkt der Analyse. Dazu wird der zu untersuchende Kraftwerksblock in sinnvolle Einheiten zergliedert. Aus einer detaillierten Analyse der Ausfallwahrscheinlichkeit einzelner Komponenten und Bauteile wird dann auf den Zustand der Gesamtanlage geschlossen. Dabei sind Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit zentrale Begriffe dieser Methode. Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit beschreiben den technischen Zustand einer Anlage. Unter Zuverlässigkeit ist die Wahrscheinlichkeit zu verstehen, unter einer bestimmten Beanspruchung und über eine bestimmte Zeit die Funktionsfähigkeit zu erhalten (Überlebenswahrscheinlichkeit) [5, 2]. Neben der Überlebenswahrscheinlichkeit haben sich weitere Parameter wie Ausfallwahrscheinlichkeit, Ausfallwahrscheinlichkeitsdichte und Fehlerratenfunktion bewährt, die mittels mathematischer Zuverlässigkeitsverteilungen beschrieben werden können. Die Gebräuchlichsten sind die Exponential-, die Gaußsche Normal-, und die Weibullverteilung. Bei Anwendung dieser Methoden zur Bestimmung der Gesamtzuverlässigkeit von Kraftwerken wird in einem ersten Schritt die Zuverlässigkeit einzelner Bauteile oder Komponenten bestimmt. Nach der Bildung von Zuverlässigkeitsschaubildern aus sogenannten Technologieschaubildern (bzw. Wärmeschaltbildern) kann unter Berücksichtigung von Redundanzen die Zuverlässigkeit des gesamten Systems abgeleitet werden. Problematisch ist die Bestimmung der Parameter, die in die Zuverlässigkeitsfunktionen eingehen. Hierbei ist man auf Schätzungen und empirische Beobachtung des Verhaltens von Bauteilen angewiesen. Detaillierte Beschreibungen von Zuverlässigkeitsfunktionen, deren Parameter, die Umwandlung von Wärmeschaltbildern in Technologie- und Zuverlässigkeitsschaubildern und methodisches Vorgehen sind in [2, 5, 6, 7, 8] ausführlich dargestellt.

Ziel der Bottom-Up Methode ist die Gewinnung detaillierter Kenntnisse über den technischen Zustand eines Kraftwerks, aus dem sich gegebenenfalls Handlungsbedarf für Instandhaltungsmaßnahmen oder betriebswirtschaftliche Entscheidungen ableiten läßt. Die Kenntnis des technischen Zustandes des Kraftwerks ermöglicht allerdings keine determinierte Aussage über den genauen Ausfallzeitpunkt. Aufgrund der Komplexität von Kraftwerken wird deutlich, daß sich die Ergebnisse einer mit der Bottom-Up Methode erstellten Expertise eines konkreten Kraftwerks in der Regel nicht auf ein anderes Kraftwerk, selbst wenn es von der technischen Ausstattung vergleichbar wäre, übertragen lassen. Aussagen über den Gesamtzustand eines Kraftwerksparks lassen sich nur mit großem Aufwand durchführen.

Top-Down Ansatz

Ziel der Top-Down Analyse hingegen ist, eine Aussage über die zu erwartende Lebensdauer eines Kraftwerkstyps aus aggregierten technischen und ökonomischen Parametern zu treffen.

Dabei wird das einzelne Kraftwerk als Teil eines Kraftwerksparks gesehen. Das zu erwartende Alter wird dann nicht nur durch den technischen Zustand beeinflusst, sondern ganz entscheidend von den anderen Teilnehmern des Kraftwerksparks und deren technischen und ökonomischen Zuständen. Dabei sind die ökonomischen Zustände monetarisierte Ableitungen der technischen Zustände. Exogene Einflüsse, wie Brennstoffpreise und technischer Fortschritt, spielen hier eine entscheidende Rolle bei der Entwicklung der Altersstruktur eines Kraftwerksparks und somit bei der Lebensdauer eines einzelnen Kraftwerkes. Je nach Annahmen exogener Parameter können sich unterschiedliche Lebensdauern für einen Kraftwerkstyp ergeben. Diese Methode liefert den Erwartungswert für die Lebensdauer eines Kraftwerkstyps in einem Kraftwerkspark unter bestimmten Rahmenbedingungen. Im Gegensatz zur Bottom-Up Methode kann diese Methode keine Handlungsempfehlungen für die technische Umsetzung des Erwartungswertes liefern. Sie kann nur den technischen und ökonomischen Zukunftshorizont aufzeigen.

2.3. *Bewertung der Methoden und Schlußfolgerungen*

Aus der Sichtweise eines Kraftwerksbetreibers hat sowohl die Top-Down Methode als auch die Bottom-Up Methode ihren gleichberechtigten Stellenwert. Allerdings ergibt sich aus den unterschiedlichen Ansätzen eine zwingende Reihenfolge bei der Anwendung. Bevor die Bottom-Up Methode zur Bewertung des Anlagenzustandes zum Zuge kommen kann, müssen Chancen und Risiken der Anlage in einem Kraftwerkspark bestimmt werden. Die Perspektive eines Kraftwerks im Kraftwerkspark, daß heißt konkret: „mit welcher Lebensdauer einer Einzelanlage ist zu rechnen“, kann nur mit einer Top-Down Analyse erreicht werden. Sollte sich daraus eine langfristige Perspektive für ein Kraftwerk ergeben, können entsprechende technische Handlungsschritte mit Hilfe der Bottom-Up Analyse bestimmt werden. Kostenintensive Maßnahmen an Kraftwerken, die im Kraftwerkspark keine langfristige Zukunft haben, wären verlorene Investitionen und können mit einem Top-Down Ansatz vermieden werden.

In der Arbeit wird vor allem der Top-Down Ansatz zur Lösung der Lebensdauerbestimmung herangezogen. Bei der Analyse der betriebsbedingten Alterung wird das Kraftwerk ebenfalls in Komponenten zergliedert und weist als Teilergebnis auf technische Unterschiede bezüglich Schadenhäufigkeit und Ausfallverhalten hin. Ziel dieser Analyse ist eine Übersetzung der betriebsbedingten Alterung in aggregierte technische und ökonomische Parameter wie Verfügbarkeit und Instandhaltungskosten. Diese Teilergebnisse sind wesentlicher Bestandteil des Datensatzes des in Kapitel 3 vorgestellten Einzelwirtschaftlichkeitsmodells. Dieses auf finanzmathematischen Methoden der Investitionstheorie basierende Modell ermöglicht die Bestimmung typenbezogener Lebensdauern. In diesem Kapitel werden einerseits Lebensdauerkennlinien als Ergänzung bekannter Anlagencharakteristika wie Wirkungsgrad und Nettoleistung entwickelt, andererseits wird dieses Modell als Teilmodul im Optimierungsmodell LIMES (Kapitel 5) eingesetzt.

3. Betriebsbedingte Alterung von Kraftwerken

3.1. Einführung und Abgrenzung

Die Erzeugung von elektrischer Energie wird durch eine Vielzahl unterschiedlichster Techniken realisiert. Zur Zeit werden weltweit überwiegend Verfahren, die die chemische Energie fossiler Brennstoffe, die Kernbindungsenergie aus der Spaltung von Uran oder die potentielle und kinetische Energie von Wasser in Strom umwandeln, eingesetzt. In Abbildung 3-1 ist eine Übersicht über die verschiedensten Möglichkeiten der Umwandlung von Primärenergien (regenerativ und nicht regenerativ) in elektrische Energie dargestellt. Die weiteren Ausführungen beschränken sich im folgenden auf Techniken, die fossile Brennstoffe und Kernbrennstoffe in einem Brennraum respektive Reaktor in Wärmeenergie umwandeln. Die Komponenten der fossil befeuerten Anlage werden explizit in den folgenden Kapiteln analysiert. Die genannten Techniken sind in der Abbildung durch eine grau hinterlegte Fläche gekennzeichnet.

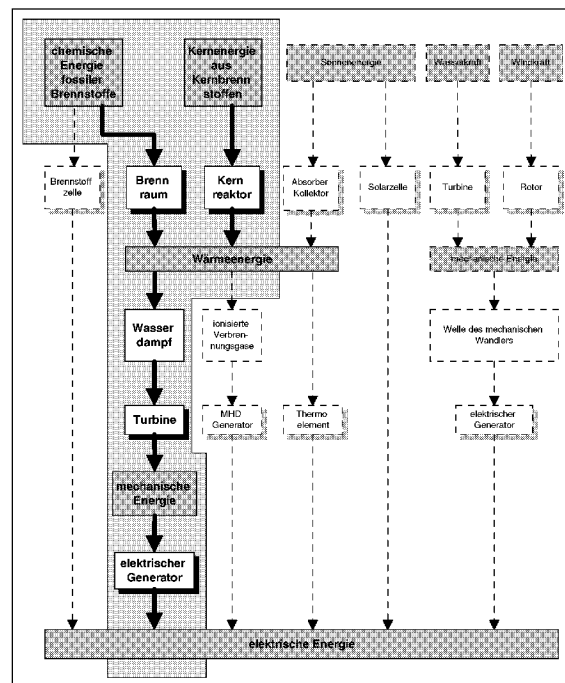


Abbildung 3-1: Techniken zur Stromerzeugung (von der Primärenergie zur elektrischen Energie)

Die unterschiedlichen Techniken erfordern einen großen apparativen Aufwand. Nuklear-technische Anlagen unterliegen im Vergleich zu fossilbefeuerten Anlagen sowohl in

physikalischer als auch in sicherheitstechnischer Sicht vielfach anderen Gesetzmäßigkeiten bezüglich des apparativen Aufbaus. Die fossilbefeuerten Anlagen zur Stromerzeugung werden nach der Art des Brennstoffs und nach dem thermodynamischen Kraftwerksprozeß unterschieden [9].

Die Mechanismen, die zur technischen Alterung von Kraftwerken führen, sind nahezu unabhängig von der Art des Kraftwerksprozesses. Vielmehr sind physikalische Größen wie die Temperaturbelastung, die Anzahl der Temperaturgradienten und dynamische Belastungen die entscheidenden lebensdauerbegrenzenden Parameter. Bei kerntechnischen Anlagen muß ergänzend die Alterung aufgrund von Neutronenstrahlung berücksichtigt werden. Dagegen entfallen hier Schäden aufgrund von Zeitstandbelastung. Die Unabhängigkeit des Anlagenprozesses ermöglicht daher eine komponentenspezifische Analyse von Alterungsmechanismen im Kraftwerk.

3.2. Ursachen für das Altern in Wärmekraftwerken (natürliche Alterung)

Das Altern von Anlagenteilen wird durch kontinuierliche und spontane Schäden sichtbar. Allgemein können Schäden durch Betriebs-, Produkt- und Bedienungsfehler entstehen [11]. Beispiele für Betriebsfehler sind Verschleiß und Korrosion. Diese Schadenmechanismen basieren auf Veränderungen der eingesetzten Werkstoffe auf der Gefügeebene. Produktfehler sind die herstellungsbedingten Schadenursachen, wogegen Bedienungsfehler Fehlhandlungen des Betriebspersonals umfassen. Diese sind aber aufgrund des hohen Automatisierungsgrads im Kraftwerksbetrieb selten, so daß Betriebsfehler und Produktfehler überwiegen. Beispiele sind in Tabelle 3-1 zusammengestellt. Eine Aufteilung der drei Fehlerarten bei einer Auswahl von vier Komponenten der Kraftwerkstechnik zeigt beispielhaft Abbildung 3-2.

Tabelle 3-1: Produktfehler und Betriebsfehler nach [11]

Produktfehler	Betriebsfehler
Planungsfehler	Lockerungen von Bauteilen
Konstruktionsfehler	Versagen oder Nichtansprechen von Schutz-
fehlerhafte Auslegung u. Berechnung	einrichtungen
falsche Werkstoffwahl	Folgeschäden von Korrosion, Verschleiß,
unzweckmäßige Gestaltung	Erosion, Alterung
falsche Wärmebehandlung	Wartungsfehler
Bearbeitungsfehler	
Fehler beim Zusammenbau	
Werkstofffehler	

Die Analyse der Betriebsfehler, insbesondere die Fehler aufgrund von Werkstoffschädigung, deuten dabei auf drei wesentliche Mechanismen hin. Zu 48 % sind mechanische, zu 27 % korrosionschemische und zu 25 % thermische Einflüsse die Ursache für einen Schaden [12]. Bei den mechanischen Einflüssen sind dies: zügige Beanspruchung, Schwingbeanspruchung, Zeitstandbeanspruchung, Verschleiß, Erosion und Kavitation. Beispiele für korrosionschemische Überbeanspruchungen sind: flächiger Abtrag, lokale Korrosion, Spannungs-

rißkorrosion, Schwingungsrißkorrosion und spannungsinduzierte Korrosion. Die thermischen Ursachen lassen sich einteilen in Thermoschock, Temperaturwechsel und Übertemperatur.

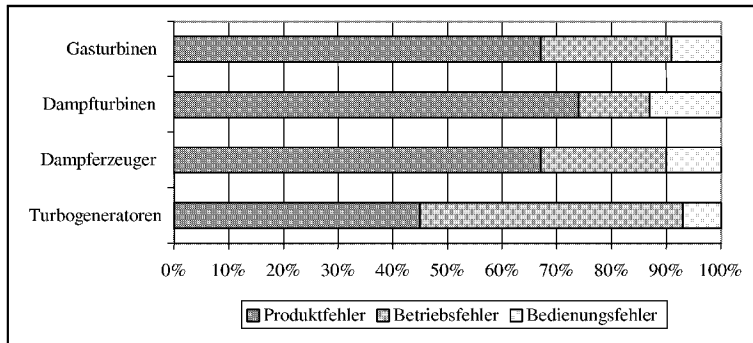


Abbildung 3-2: Prozentuale Anteile an Produkt-, Betriebs- und Bedienungsfehler bei einer Auswahl von vier Komponenten der Kraftwerkstechnik [11]

Die Schadenanalysen beschränken sich nachfolgend auf diejenigen Komponenten, die den Großteil der Investitionskosten in einem Kraftwerk ausmachen. Die folgende Analyse stützt sich im allgemeinen auf eine Schadensstatistik [11] aus dem Jahr 1984 und wird im speziellen durch neuere Literaturstellen erweitert. Im Zuge der Liberalisierung werden Schadensstatistiken als ausschließliche betriebsinterne Informationen verwandt, so dass eine umfassende Analyse auf aktuellstem technischen Stand nicht möglich war. Hinweise in den zusätzlich herangezogenen Literaturstellen untermauern allerdings die im folgenden genannten Größenordnungen von Häufigkeiten an Schadensfällen in der Basisstatik [11].

Bei den kohlenbefeuerten Kraftwerken vereinnahmen die Komponenten der Dampferzeugung etwa 27 % bis 30 % der Investitionskosten [13, 14]. Der Dampferzeuger ist die kostenintensivste Komponente gefolgt von den Anlagen zur Rauchgasreinigung, den Maschinenanlagen, der Bautechnik, der Elektrotechnik, der Leittechnik und den Rohrleitungen und Armaturen. Die zahlenmäßige Verteilung der Kosten ist in Tabelle 3-2 nach verschiedenen Quellen aufgelistet. In [13] wird die Kostenstruktur eines Steinkohlenblockes mit Stand der Technik aus dem Jahr 1988 beschrieben, in [14] eines Braunkohlenkraftwerks mit Stand der Technik aus dem Jahr 1998.

Tabelle 3-2: Prozentuale Kostenstruktur von Kohlenblöcken großer Leistung

	Quelle [13]	Quelle [14]	Quelle [14]
Dampferzeuger	27,5	28,0	30,0
Rauchgasreinigung	25,0	16,5	16,6
Maschinenanlage	18,5	25,0	17,9
Bautechnik	9,0	11,0	11,9
Elektrotechnik	7,5	6,5	9,4
Leittechnik	2,5	7,5	7,5
Rohrleitungen	10,0	5,5	6,6

Der Kessel ist die Komponente mit der höchsten Ausfallrate. Zusammen mit der Turbogruppe, d. h. Turbine, Kondensor und Generator, beträgt die Ausfallquote über 85 % (siehe dazu Abbildung 3-3).

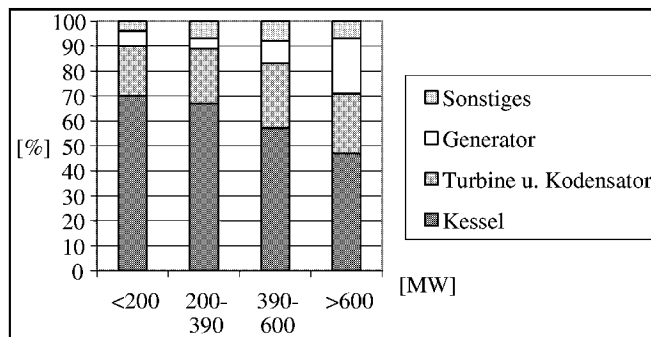


Abbildung 3-3: Verteilung von Ausfallquoten von Komponenten in Abhängigkeit von der Blockgröße [15]

3.2.1. Dampferzeuger und brennstoffbezogene Bereiche

Schadensensible Bereiche von Dampferzeugerkomponenten sind bei einer Auswertung von 1450 Schadenfalluntersuchungen der Allianz detailliert aufgeführt [16]. Die Untersuchungen erfolgten zum überwiegenden Teil (30,8 %) an Überhitzern gefolgt von Verdampfern (15,5 %), Vorwärmern (13,8 %) und Sammlern (8,6 %). In Abbildung 3-4 werden die Schadenstellen und Schadenursachen bei Dampferzeugern gezeigt [11, 15]. Auffallend ist die hohe Anzahl von Fehlern an Halterungen und Mauerwerk. Der Grund liegt in der zeitlichen Erfassung der statistischen Erhebung. In der dargestellten Untersuchung wurde eine Vielzahl von Kesseln berücksichtigt, deren Inbetriebnahmen vor 1960 lagen. Der Vollmauerwerkskessel wurde erst seit Beginn der 50er Jahre durch gasdichte, wärmeelastische Kesseldruckkörper abgelöst, so daß in der Statistik eine Vielzahl alter Kessel ausgewertet wurden. Gasdichte Kesseldruckkörper werden heute in Zweizug- oder bei größeren Dampfleistungen (>1000 t/h) in Turmanordnung gebaut. Das sehr lohnintensive und instandhaltungsaufwendige Mauerwerkskonzept spielt heute daher nur noch eine untergeordnete Rolle.

Die Problembereiche heutige Dampfkessel betreffen vor allem die Verdampferberohrung, die Überhitzer und Zwischenüberhitzer. Diese Bauteile sind Bestandteile des Wasserdampf-kreislaufs und sind im Kessel sowohl hohen Drücken als auch hohen Temperaturen ausgesetzt. Die wichtigsten Schadenursachen sind Werkstofffehler, Schweiß- und Montagefehler, mechanische Fehler, Erosion, Hochtemperaturkorrosion und Verzunderung, Korrosion auf der Rauchgas- sowie auf der Wasser-Dampfseite, Werkstoffüberhitzung, thermische Belastung und Lebensdauerermüdung [15].

In Abbildung 3-5 ist ein Dampferzeuger in Zweizugbauweise mit hängenden Heizflächen schematisch dargestellt. Im Feuerungsraum erreichen die Rauchgase Temperaturen zwischen 1000°C und 1200°C. Die Temperatur ist abhängig vom eingesetzten Brennstoff, der Brenneranordnung und der Brennerbetriebsfahrweise. Die Rauchgastemperatur nimmt über den Kesselkörper ab und liegt vor dem Luftvorwärmer (LUVO) bei ca. 350°C (Abbildung 3-5a). Die Rauchgastemperatur von steinkohlenbefeuerten Dampferzeugern mit flüssigem Ascheabzug liegt bei etwa 1400°C, um eine sichere Verschlackung der Asche zu gewährleisten. Der flüssige Ascheabzug stellte in den 60er Jahren die häufigste Form der Feuerung dar und wurde seitdem durch eine Feuerung mit trockenem Ascheabzug ersetzt [17]. Gründe hierfür sind neben der aufwendigeren Baukonstruktion des Dampferzeugers, den größeren Anfahr-, -Abfahr- und Stillstandsverlusten und der hohen thermischen Belastung der Rohre die um 2 % niedrigere Verfügbarkeit gegenüber der Trockenfeuerung.

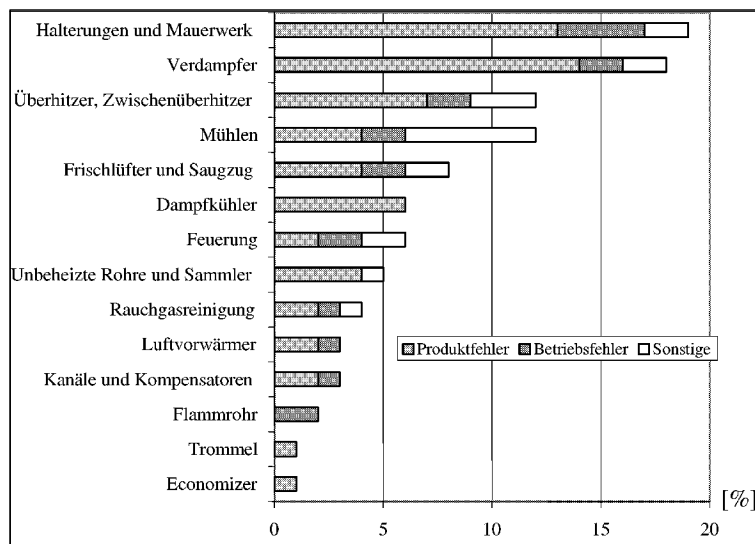


Abbildung 3-4: Prozentuale Verteilung der Schadenstellen an Komponenten in einem fossilbefeuerten Dampferzeugern [11]

Die aus den Feuerungstemperaturen resultierenden Mediumstemperaturen des Wasser/Dampf-kreislaufs liegen im Dampferzeugerbereich je nach Rohrabschnitt zwischen 250°C und 530°C

bis 600°C. Höhere Dampfparameter erzwingen den Einsatz hochwarmfester Stähle. Die durch die Anhebung der Dampftemperaturen gewonnene Wirkungsgraderhöhung wird meist durch die hohen Kosten sowie die schlechte Schweißbarkeit des Stahls überkompensiert. Hochwarmfeste Stähle kommen daher in den meisten heute existierenden Kraftwerken nicht zur Anwendung [20, 21, 22, 23, 24, 25].

Zeitstandschädigung, Wechselbeanspruchung, Verschmutzung

Die zulässige Rohrwandtemperatur ist entscheidend für die Lebensdauer der Berohrung. Abhängig vom Werkstoff (bis 600°C warmfeste ferritische Stähle, bis 650°C hochwarmfeste austenitische Stähle) und der mechanischen Beanspruchung ist bei temperaturbelasteten Werkstoffen mit Bauteilversagen aufgrund einer Minderung der Zeitstandfestigkeit zu rechnen. Zeitstandschäden werden durch Risse sichtbar. Sie entstehen aufgrund von Überschreitung einer bestimmten Kriechdehnung. Diese sind irreversibel und führen zum Bauteilversagen [15]. Die maximale rechnerische Betriebszeit ergibt sich aus den Zeitstandkurven [18, 19]. Wiederholte Temperatur- und Drucküberschreitungen, überhöhte Temperaturgradienten beim Anfahren und beim Lastwechsel sowie viele Lastwechselspiele bilden den Hauptgrund für Schäden aufgrund von Wechselbeanspruchung [15]. Besonders dickwandige Bauteile wie Sammler aber auch Formstücke, Rohrbögen, Schweißnähte und Abzweigungen sind gefährdet. Der Zeitpunkt des Versagens ist abhängig von der Häufigkeit der Lastwechsel sowie von der Temperaturänderungsgeschwindigkeit im Werkstoff. Die zulässige Anzahl der Lastwechsel ergibt sich aus den Anrißlastwechselkurven in [18, 19].

Die Überhitzung der Kesselberohrung über die zulässige Wandtemperatur beschleunigt den Prozeß der Zeitstandschädigung. Innere und äußere Belagbildung, Feuerungsschiefen und zu geringe Mediumsgeschwindigkeiten sind weitere Ursachen. Die äußere Belagbildung durch Aschepartikel im Rauchgasstrom erfolgt durch Verschmutzung und Verschlackung. Typische Gefahrenzonen sind in Abbildung 3-5b dargestellt. Die Folge ist die Absenkung des Wirkungsgrads aufgrund der erhöhten Rauchgastemperatur, die eine Minderung der Wirtschaftlichkeit nach sich zieht. Weiterhin wird die Lebensdauer des Bauteils durch die Minderung der Zeitstandbelastung verkürzt.

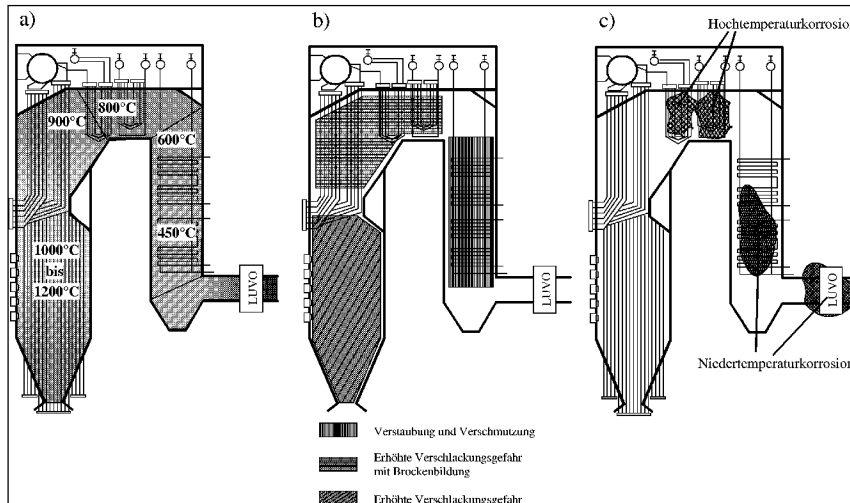


Abbildung 3-5: Schema eines kohlenbefeuerten Dampferzeugers größerer Leistung in Zweizugbauweise mit trockenem Ascheabzug mit Darstellung der Temperaturverteilung (a) und verschiedener Schadensschwerpunkte; Verstaubung und Verschmutzung (b), Korrosion (c)

Der Verschmutzungsgrad ist abhängig von der örtlichen Temperatur im Rauchgaskanal sowie vom eingesetzten Brennstoff. In steinkohlenbefeuerten Kesseln mit flüssigem Ascheabzug treten im Vergleich zu trockenentastchen und braunkohlenbefeuerten Kesseln gehäuft Verschlackungsphänomene auf. Bei den beiden letztgenannten ist dagegen die Staubverschmutzung aufgrund des hohen Ascheanteils im Rauchgas von wesentlicher Bedeutung. Die rechnerischen Lebensdauer, Methodik und Beispiele, von Anlagenteilen aufgrund von Zeitstandbelastung und Wechselbeanspruchung wird in Kapitel 3.3 ausführlich behandelt.

Hochtemperaturkorrosion, Erosion, Niedertemperaturkorrosion

Der Verschleißprozeß der Hochtemperaturkorrosion entsteht hauptsächlich an Überhitzerrohren des HD- und MD- Überhitzers in der Endstufe (siehe Abbildung 3-5c) [15]. Als Hochtemperaturkorrosion wird die chemische bzw. physikalisch-chemische Abzehrung der rauchgasseitigen Rohrwände bezeichnet [15, 26]. Dieses Phänomen tritt erst bei Frischdampftemperaturen oberhalb 560°C auf und ist abhängig vom Verschmutzungsgrad der Rohre. Die in der Kohleasche enthaltenen Alkalisalze lagern sich auf der Anströmseite der Rohre ab und bilden Oxidschichten, die sowohl schützen aber auch im ungünstigen Fall die Oberfläche zerstören. Hochtemperaturkorrosion ist stark von der Zusammensetzung der Kohle, sowie der Feuerungsraumtemperatur abhängig. Bei steinkohlenbefeuerten Dampferzeugern mit flüssigem Ascheabzug ist mit erhöhter Hochtemperaturkorrosion im Vergleich zu trockenentastchen Kesseln zu rechnen. Dagegen bereitet der hohe Anteil von CaO sowie der geringere Anteil an

Alkalielenenten in der Braunkohle bei dieser Brennerführung geringere Probleme. Abbildung 3-6 zeigt Hochtemperaturkorrosionsraten in Abhängigkeit der Rauchgas- und Wandtemperatur [27].

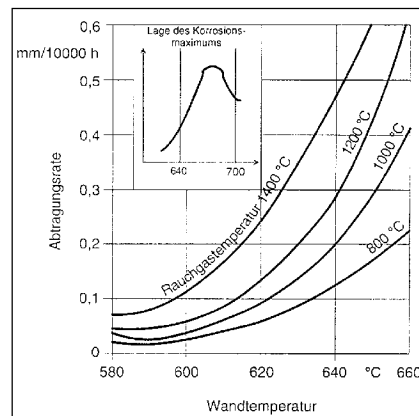


Abbildung 3-6: Zusammenhang zwischen Abtragsrate und Wandtemperatur aufgrund von Korrosion in Abhängigkeit der Rauchgastemperatur bei fossilbefeuerten Dampferzeugern [27]

Ein weiterer wesentlicher Faktor für die Beständigkeit der Rohre zum Schutz gegen Hochtemperaturkorrosion ist die Wahl des Werkstoffs und hier insbesondere der Chromanteil. Bei den gasbefeuerten Dampferzeugern spielt im Gegensatz zu den ölbefeuerten Kesseln die Hochtemperaturkorrosion keine Rolle. Der Brennstoff Erdöl, besonders das schwere Heizöl enthalten als kritische Bestandteile die Elemente Natrium, Vanadium in Verbindung mit Chlor und Schwefel. Die Abtragungsgeschwindigkeit durch Korrosion kann im Extremfall so groß sein, daß man von „Catastrophic Oxidation“ spricht. Hochtemperaturkorrosion war besonders bei steinkohlenbefeuerten Dampferzeugern mit flüssigem Ascheabzug aufgrund der hohen Wärmestromdichte in den 60er Jahren für bis zu 30 % aller Rohschäden verantwortlich.

Den Phänomenen der Verschlackung, Verschmutzung und Hochtemperaturkorrosion, die zu einer Volumenvergrößerung der Rohre durch Belagbildung mit der Folge eines veränderten Wärmeübergangs stehen Erosionsschäden bei den kohlenbefeuerten Dampferzeugern gegenüber. Je nach Zusammensetzung der Kohle können mechanischen Abrasionvorgänge, d. h. der Abtrag von Wandmaterial durch Rauchgaspartikel, die Rohrwandstärke derart vermindern, daß frühzeitige Rißbildungen und Schäden entstehen. Diese Phänomene sind hauptsächlich an den Rohrbündelheizflächen anzutreffen. Bei Feuerungen mit Braunkohle verstärkt der hohe Sandanteil im Brennstoff diesen Effekt.

Rauchgasseitige Korrosion tritt vor allem in Bereichen erhöhter Wärmestromdichte im Zusammenhang mit der Bildung von Schwefelwasserstoffverbindungen auf. Je nach Einstellung der Feuerung schwankt der Anteil des im Rauchgas enthaltenen Wasserstoffs. Eine reduzierte

Atmosphäre im Feuerungsraum begünstigt die Bildung von Schwefelwasserstoff, der nach Bildung von Eisensulfid in Verbindung mit der Freisetzung atomaren Sauerstoffs Gefügeänderungen und Versprödungen nach sich zieht [15, 28]. Diese äußern sich durch das Auftreten von Rissen.

Bei der rauchgasseitigen Niedertemperaturkorrosion reagiert im Temperaturbereich von 400°C das in den Rauchgasen enthaltene Schwefeloxid mit Wasser zu Schwefelsäure. Kommt es zu einer Absenkung der Rauchgastemperatur unter die Säuretautemperatur verursacht die kondensierende Schwefelsäure besonders im ECO und LUVVO starke Korrosionsschäden. Ölbefeuerte Dampfkessel waren aufgrund des hohen Schwefelanteils im Brennstoff in der Vergangenheit besonders anfällig. Häufiges Anfahren und Abfahren von Anlagen, bei dem die Säuretautemperatur wiederholt durchfahren wird, fördert zusätzlich das Auftreten von Korrosionsschäden.

Wasserchemie, Spannungsrißkorrosion

Die wasserchemische Fahrweise des Dampferzeugers hat Einfluß auf Korrosionsmechanismen in den dampf- und wasserberührten Anlagenteilen. Säurehaltige Fluide begünstigen im hohen Maß die Korrosion, so daß nur die alkalische oder neutrale Fahrweise in Frage kommt. Bei der alkalischen Fahrweise wird das Kondensat- und Speisewasser mit einem Alkalisierungsmittel, bei den Durchlaufkesseln meist Ammoniak, geimpft. Ein PH-Wert >9 reduziert das Auftreten von flächiger Korrosion. Aufgrund von im Fluid gelösten Sauerstoff kommt es zur Bildung von Magnetit, welches eine effektive Schutzschicht gegen weitere Korrosion bildet. Lediglich bei hohen mechanischen und thermischen Wechselbeanspruchungen (häufiges An- und Abfahren) wird die Schutzschicht beschädigt. An diesen Schadenstellen regeneriert sich die Schutzschicht mit der Folge von Materialabtrag aufgrund von Korrosion. Bei nahezu salzfreiem Speisewasser kann die Konditionierung des Betriebsmittels mit Oxidationsmitteln erfolgen (neutrale Fahrweise) [29]. Unter Zugabe von Sauerstoff oder Wasserstoffperoxid bildet sich durch Oxidation eine schützende Hämatit-Deckschicht über der Magnetitschicht [15]. Hämatit ist gegenüber Magnetit beständiger. Allerdings haben diese Deckschichten den negativen Effekt, daß sie zwingend zum Auftreten von Spannungsrißkorrosion führen. Voraussetzung hierfür ist das Vorliegen von kritischen Bedingungen bezüglich der mechanischen Belastung, der Fluideigenschaften und der eingesetzten Werkstoffe. Einige detaillierte Beispiele der Spannungsrißkorrosion sind in [12] nachzulesen. Auch die wasserstoffinduzierte Spannungsrißkorrosion wird in [12] ausführlich beschrieben. Spannungsrißkorrosion beschränkt sich nicht nur auf die wasser- und dampfführenden Kesselbauteile, sondern sind ein im gesamten Wasser-Dampf-Kreislauf auftretendes Phänomen.

Schäden am LUVVO, der Rauchgasreinigung und an der Feuerung (Brenner und Mühlen)

Der LUVVO liegt am Ende des Rauchgaskanals (siehe dazu auch Abbildung 3-5). Bei Dampferzeugern mit größerer Leistung (>100t/h) werden regenerative LUVVO's eingesetzt. Abgesehen von den mechanischen Schäden der Lager und der Verwerfungen der Rotorstruktur

bereiten besonders Korrosions- und Verschmutzungsvorgänge abhängig vom eingesetzten Brennstoff Probleme. Rauchgase mit einem hohen Ascheanteil begünstigen Verschmutzungen und Verzunderungen. Dadurch kommt es zur Verstopfung der Wärmeaustauscherbleche. Diese erhöhen den Strömungswiderstand und verschlechtern den Wärmeübergang. Als Folge dessen erhöht sich der Abgasverlust und die Gebläseleistung nimmt zu. Heizflächenschwund findet aufgrund von Niedertemperaturkorrosion vor allem auf der kalten Seite des LUVÖ's statt. Die niedrige Temperatur am Ende des Rauchgaskanals verursacht bei Unterschreitung der Säuretautemperatur starke Schäden. Besonders der LUVÖ von ölbefeuerten Kesseln ist stark gefährdet, da hier im Vergleich zu kohlenbefeuerten Kesseln die Tautemperatur relativ hoch liegt. Die mechanischen Schäden, aber auch der Heizflächenschwund haben eine Erhöhung der Falschluf t zur Folge, die den Gesamtwirkungsgrad der Anlage mindert.

Die Rauchgase durchlaufen nach Durchtritt des LUVÖ's einen vielschichtigen Prozeß der Rauchgasreinigung. Bei der High-Dust Schaltung durchströmen die Rauchgase zuerst die Entstickungsanlage (DENOX), dann die Entstauber und abschließend die Anlagen zur Rauchgasentschwefelung (REA). Bei der Low-Dust Schaltung erfolgt die Entstickung hinter der REA. Die Verfahren der Entschwefelung und Entstickung sind im Gegensatz zur Entstaubung relativ jung. Zur Entstaubung werden E-Filter eingesetzt. Diese sind seit über 50 Jahren fest in der Kraftwerkstechnik implementiert und haben entsprechend geringe Ausfallquoten. Im Gegensatz dazu mußten in einer für technische Großprojekte relativ kurzen Zeit DENOX und REA Anlagen projektiert, gebaut und betrieben werden. Ursache waren gesetzliche Beschlüsse, die den Kraftwerksbetreibern zu Beginn der 80er Jahre Emissionsgrenzwerte für Schwefeldioxid und Stickoxide vorschrieben. Die Schadenquoten dieser für die Kraftwerkswirtschaft relativ jungen Techniken schlägt sich in den entsprechenden Statistiken nieder. In [30] werden detailliert Schäden an Rauchgasentschwefelungsanlagen diskutiert. Wegen der hohen Schwefelsäurekonzentrationen mit der Folge von Flächen und Lochfraßkorrosionen im Bereich der REA bedarf es besonderer Beschichtungen. 19,6 % aller untersuchten Schadenfälle betreffen Gummierungen und Beschichtungen, gefolgt von Schäden an den Rauchgaskanälen und Isolierungen (18,8 %) sowie Schäden an Waschtürmen und Einbauten (12,9 %). Die Ursachen teilen sich zu fast zwei Dritteln auf Produktfehler und zu einem Drittel auf Betriebsfehler und Fremdeinwirkung auf. Insgesamt überwiegen die Anteile der Montagefehler (34 %) und Konstruktionsfehler (16 %) sowie der Bedienungsfehler (24 %). Diese Zahlen verdeutlichen, daß aufgrund der vorgeschriebenen gesetzlichen Implementierungszeiten eine sorgfältige Planung in der Konstruktionsphase, der Einsatz fachgerechter Montagegruppen, aber auch die Ausbildung des Bedienungspersonals vernachlässigt worden war. Diese drei Fehlerarten werden durch Erfahrung in Konstruktion und Betrieb in Zukunft stark reduziert.

Die Art der Schäden, die in den Bereichen der Feuerung entstehen, unterscheiden sich grundsätzlich von denen des Dampferzeugers. Es treten hauptsächlich Verschleißschäden durch die erosiven Eigenschaften der Kohle auf. Die Baugruppe der Kohlenfeuerung umfaßt den Bereich Lagerung der Kohle, Transportwege für Kohle und Brennluf t, Mühlenanlage und den

Verbrennungsbereich (Brenner). Bei den öl- und gasbefeuelten Dampferzeugern entfällt dagegen die Mühlenanlage und statt Lagerhalden und Silos werden Tanks eingesetzt. Mit über 55 % ist der Anteil der Bedienungsfehler bei der Kohlenfeuerung sehr hoch. Hier sind insbesondere Fehler aufgrund von Rückbrennungen und bei einer Umstellung des Brennstoffs zu nennen. Öl- und Gasfeuerung dagegen sind weit weniger stör anfällig, da eine Vielzahl an Komponenten wie z. B. Mühlen nicht benötigt werden. Im Falle der Gasfeuerung entfallen die Tanklager. Bei den kohlenbefeuelten Kesseln spielt die Mühlenanlage eine große Rolle. Hier sind der mechanische Verschleiß und Sichterbrände die Hauptursachen für Stillstände. Man unterscheidet in Ventilator- und Schlagmühlen, wie Schlagrad und Schlägermühle, und Fremdkraftmühlen, wie Walzen-, Schüssel-, Walzenring- und Kugelringmühle. Letztere verdrängen die Ventilator- und Schlagmühlen immer mehr. Aufgrund der hohen mechanischen Belastung erfordern Mühlen systeme einen hohen Instandhaltungsaufwand. Die Mahlsegmente der Fremdkraftmühlen haben Standzeiten von ca. 10.000 h - 18.000 h, die Mahlwalzen und Kugeln sogar unter 10.000 h [15, 31]. Bei den Schlägermühlen müssen die Schlägerköpfe alle 1.000 h ausgetauscht werden. Bei den Fremdkraftmühlen treten häufiger Fehler bei der Mahlwalze, der Mahlwalzenlagerung sowie am Antrieb auf [15].

3.2.2. Maschinenanlagen

Dampfturbinen

Die in der Turbogruppe auftretenden Schadenarten und deren Folgen unterscheiden sich in vielen Bereichen grundsätzlich von denen der Dampferzeugerschäden. Die hohe Drehzahl (3000 U/min) erzeugt eine dynamische Beanspruchung vieler Bauteile in der Turbine. Weitere ebenso wichtige Betriebseinflüsse sind neben Erosions- und Korrosionserscheinungen die thermischen Belastungen und die Alterung der Turbinenwerkstoffe [36, 37]. Die Schadenhäufigkeit der betroffenen Komponenten sind Tabelle 3-3 zu entnehmen. Mit über 26 % aller erfaßten Schäden an Turbinenbauteilen ist an erster Stelle die Beschau felung zu nennen. Davon sind mit 90 % die Laufschaufeln und mit 10 % das Leitzug betroffen. Schäden an Lagern (15 %) und Läufern (13 %) spielen neben solchen am Gehäuse (10 %) und an den Armaturen (7 %) ebenfalls eine große Rolle.

Die hohe Bedeutung der Laufschaufeln in der Lebensdauerplanung spiegelt sich auch bei der Gegenüberstellung der Reparaturkosten und Schadenstellen wider. In Abbildung 3-7 wird dieser Zusammenhang verdeutlicht [32]. 52 % der Gesamtkosten der erfolgten Reparaturen entfallen auf die Läufer und Laufschaufeln. Ein guter Überblick über die Schadenerkennung und Einordnung der auftretenden Fehler wird in [33] aufgezeigt. 82 % der Schäden an Laufschaufeln konnten frühzeitig während Revisionen oder Überwachungen erkannt und meist durch den Austausch fehlerbehafteter Schaufeln korrigiert werden. Daher ist der Anteil an den sogenannten Altersschäden nur gering. Die restlichen 18 % sind von plötzlicher Natur und bewirken meist große Folgeschäden. Im deutlichen Gegensatz dazu verhält sich die

Schadenbilanz an den Gehäuseteilen. Plötzliche auftretende Schäden an Gehäusen, deren Ursachen zu 48 % altersbedingt sind, geschehen äußerst selten. Eine nahezu vollständige Schadenerkennung erfolgt während der Überwachung (23 %) und Revision (77 %). In [34, 35] werden alle bereits erwähnten Problemstellen der Dampfturbinen ausführlich diskutiert.

Tabelle 3-3: Schadenstellen an Komponenten der Dampfturbinen [11]

Schadenstelle	Schadenhäufigkeit in [%]
Laufschaukeln	23
Wellendichtungen, Ausgleichskolben	14
Läufer mit Radscheiben	13
Radiallager	12
Gehäuse mit Grundplatten, Schrauben	10
Siebe, Armaturen	7
Regelungen	4
Axiallager	3
Leitschaukeln, Zwischenböden	3
Zahnräder, Getriebe	3
Rohrleitungen, Kompensatoren	2
Sonstige	6

Die dynamischen Belastungen an den Laufschaukeln haben ihre Ursachen einerseits in den Zentrifugalkräften aufgrund der hohen Drehzahl und andererseits in den instationären Strömungskräften, die die Schaukeln zu Biege- und Torsionsschwingungen anregen. Diese Dehnungswechselbeanspruchungen können zu Rissen und Brüchen an den Turbinenschaufeln, besonders an Kerben und den Schaufelfüßen führen. Zusätzlich wird die Festigkeit der Turbinenschaufeln durch Erosions- und Kondensationsmechanismen herabgesetzt. Mikropartikel oder kondensierte Dampftropfen treffen mit hoher Geschwindigkeit auf die Schaukeln. Die durch den Aufprall entstehenden sehr hohen Drücke führen zunächst zu einer örtlichen plastischen Verformung, anschließend zu einer Erhöhung der inneren Spannungsfelder im Material und letztendlich zu Rissen und Brüchen in den Schaukeln. Korrosionsmechanismen spielen in Dampfturbinen im Gegensatz zu Dampferzeugern wegen der hohen Wasserqualität kaum eine Rolle. Lediglich bei einer nicht korrekt durchgeführten chemischen Wasseraufbereitung kann es auch zu Korrosionsschäden in den durchfluteten Teilen der Turbine kommen. Die Alterung der Werkstoffe wird durch die hohe thermische Belastung verursacht. Insbesondere beim An- und Abfahren einer Anlage kommt es zu örtlichen Temperaturgradienten, die besonders bei dickwandigen Bauteilen, wie Welle, Schaukeln und Gehäuse, Wärmedehnungen verhindern. Die Amplituden dieser Spannungen können zu plastischen Verformungen mit hohen Schadenfolgen führen. Spitzenlastturbinen, die häufig an- und abgefahren werden, sind diesen Belastungen besonders ausgesetzt. Bei der Dimensionierung und Auslegung von Turbinen im Spitzenlastbereich hat folglich das Kriterium der Zeitstandfestigkeit gegenüber dem Kriterium der Dehnungswechselermüdung eine untergeordnete Bedeutung. Weitere Beanspruchungen von Stahlgußgehäusen von Dampfturbinen sowie Problembereiche von Turbinenwellen werden in [38, 39] vertieft.

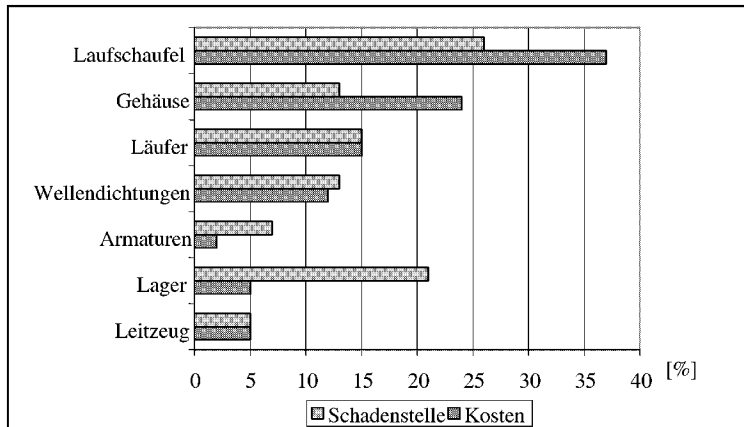


Abbildung 3-7: Gegenüberstellung von Schadenstellen und Reparaturkosten an Dampfturbinen [11]

Sämtliche Turbinenbauteile, bzw. die gesamte Turbogruppe wurde in der Vergangenheit nach dem Kriterium Zeitstandfestigkeit mit 10^5 h oder 2×10^5 h Betriebszeit ausgelegt. Bei einer mittleren jährlichen Auslastung von 4.000 bis 7.000 h wäre die rechnerische Lebensdauer nach 14 bis 25 Jahren erreicht. Die Praxis hat allerdings gezeigt, daß Turbinengruppen (Dampfturbinen) im Regelfall wesentlich länger in Betrieb sind. Eine Verdoppelung der Betriebsstunden ist bei ausreichender Zustandsüberwachung möglich. In Extremfällen werden 50 bis 60 Jahren Lebensdauer erreicht [40]. Erste Hinweise auf die mögliche Leistungsfähigkeit vergangener und zukünftiger Dampf- und Gasturbinen können Tabelle 3-4 entnommen werden. Ab 2002 gebaute Dampfturbinen werden erst nach 100.000 h einer ersten Revision unterzogen. Die Lebensdauer von Turbinenanlagen ist dementsprechend höher und kann auf mindestens 45 Jahren geschätzt werden. Zu bedenken bleibt, daß der technische Zustand immer von der Fahrweise der Turbine, d. h. beispielsweise von der Anzahl der Starts, die in die Berechnung des Lastkollektivs zur Bestimmung von Restlebensdauern mit eingeht, sowie von der Wartungs- und Instandhaltungsstrategie des Betreibers abhängt.

Tabelle 3-4: Entwicklungsschritte von Revisions- und Inspektionsintervallen als Hinweis auf die Lebensdauer[41]

DT: Dampfturbine GT: Gasturbine		Stand 1972		Stand 1982		Stand 1992		Stand 2002	
		DT	GT	DT	GT	DT	GT	DT	GT
Leistung bis	MW	500	50	1000	120	1000	150	1000	>300
Inspektion nach	h	8000	4000	8000	4000	8000	8000	8000	8000
Revision nach	h	32000	16000	50000	20000	50000	50000	100000	66000

3.2.3. Turbogenerator

Der Turbogenerator besteht aus dem Läufer und dem Ständer. Der Läufer beinhaltet die Bauteile Läuferwelle, Feldwicklung, Läuferkappen, Wellendichtstellen, Lagerstellen, Schleifringe und die Kupplung. Der Ständer besteht aus den elektrisch aktiven Teilen, nämlich Blechkörper und Wicklung sowie aus zahlreichen für die Funktion notwendigen Einrichtungen wie Wellendichtungen, Lagern und Kühlern [29]. Das Gehäuse nimmt die Bauelemente des Ständers auf. In Tabelle 3-5 werden die prozentualen Schadenstellen aufgelistet. Der überwiegende Anteil (>60 %) der Schäden tritt am Induktor auf [32]. Auch die Ständerwicklung ist mit 33 % Anteil an den Gesamtschäden ein schadenssensibles Bauteil.

Tabelle 3-5: Schadenstellen bei Turbogeneratoren [11]

Schadenstelle	Schadenzahl in %
Ständerwicklung	33
Ständerblechpaket	3
Gehäuse	3
Läuferwicklung	23
übrige Läuferbauteile	38

Besonders die Rotorkappen, die die Fliehkräfte der Erregerwicklungsenden aufnehmen, gehören zu den höchstbeanspruchten Bauteilen des Turbogenerators [42] und machen den überwiegenden Anteil des Fehlersektors „übrige Läuferbauteile“ aus. Ursache für die Schädenvorfälle im Bereich der Ständerwicklung ist die Alterung der Isolation.

Kesselspeisepumpe

Die Kesselspeisepumpen sind Höchstleistungsmaschinen, die das vom Kondensator abgegebene Wasser dem Dampferzeuger unter Druckerhöhung zurückführen. Die Kesselspeisepumpe ist bei Betrachtung sämtlicher Hauptkomponenten wie Dampferzeuger, Turbogruppe und Kondensator die einzige Hauptkomponente, die häufig redundant ausgelegt wird. Ein Grund dafür ist die hohe Bedeutung der Kesselspeisepumpe für die Verfügbarkeit der Gesamtanlage.

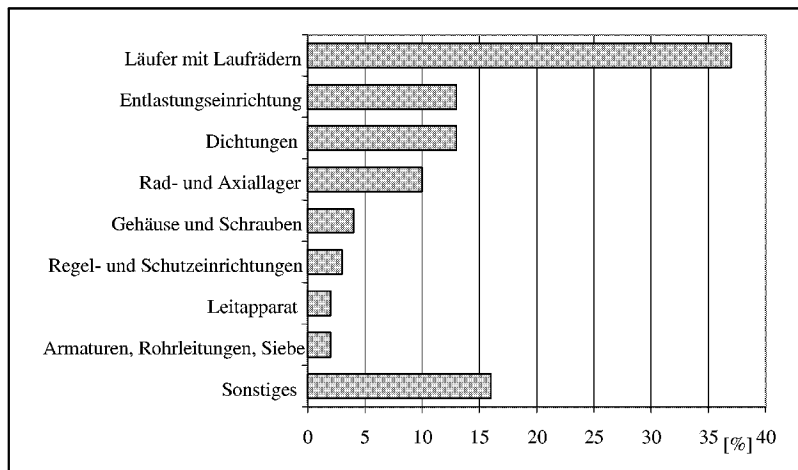


Abbildung 3-8: Schadenstellen an Kesselspeisepumpen [43]

Abbildung 3-8 zeigt nach einer Analyse in [43] die Verteilung der Schadenstellen. Auffallend ist die hohe Anzahl der Schäden der Läufer inkl. der Laufräder. Montagefehler, Produktfehler aber auch Bedienungsfehler sind die Ursachen. 32 % aller untersuchten Schäden sind auf die letztgenannten sowie Wartungsfehler zurückzuführen. Besonders während des An- und Abfahrvorganges, aber auch bei starken Laständerungen treten Bedienungsfehler des Betriebspersonals auf. Montage-, Planungs-, und Konstruktions- sowie Berechnungs- und Fertigungsfehler machen 30 % aus. Typische Altersschäden wie Verschleiß durch Erosion, Korrosion oder Kavitation spielen mit 7 % Anteil aller erfaßten Schäden nur eine untergeordnete Rolle. Berücksichtigt man den geringen Kostenanteil einer Kesselspeisepumpe an den Gesamtkosten eines Kraftwerks, so kann davon ausgegangen werden, daß dieses Bauteil geringe Auswirkungen auf die Gesamtlebensdauer eines Kraftwerks hat.

3.2.4. Kondensationsanlagen

Der Turbogruppe sind die Anlagen zur Rückkühlung nachgeschaltet. Ohne im Detail auf die verschiedenen Rückkühlvarianten einzugehen, kann vorab festgestellt werden, daß Schäden an Kondensationsanlagen Auswirkungen auf den gesamten Wasser-Dampf-Kreislauf haben. Lokale Undichtigkeiten führen dazu, daß je nach Rückkühlprinzip mehr oder weniger salz- und lufthaltiges Kühlwasser in den geschlossenen Wasser-Dampf-Kreislauf gelangt. Dies kann zu Korrosionsschäden im Dampferzeugerbereich und der Turbogruppe führen. Der Ort der Schäden an den Kondensatoren bleibt fast ausschließlich auf den Bereich der Rohre begrenzt. Eine detaillierte Aufschlüsselung über den Ort und Ursache von Rohrleckagen ist in Tabelle 3-6 aufgelistet. Das Spektrum der Schäden reicht von mechanischen Beschädigungen durch Bruchstücke von Turbinenbauteilen bis hin zu Rohr- bzw. Rohrbodenundichtigkeiten. Der

überwiegende Anteil aller Schäden läßt sich auf korrosionschemische und erosive Mechanismen zurückführen. Die in der Vergangenheit aufgetretenen Schwingungsbrüche von Rohreinbauten nehmen nach [11] ab. Hierbei regt die Dampfanströmung die Rohrbündeln zu Schwingungen an und führt zu Dauerbrüchen. Diese Probleme können bei Neubauten durch konstruktive Maßnahmen durch die Verringerung der Stützabstände vermieden werden. Weit wichtiger sind die Schäden, die durch Erosion und Korrosion induziert werden. Tropfenschlagerosion aufgrund zu hoher Geschwindigkeit von im Abdampf mitgeführten Tropfen führt zu einer stetigen Abrasion an den Kondensatorrohren und letztendlich zu Rissen.

Tabelle 3-6: Rohrleckagen an Kondensatorbündeln [11]

Ort und/oder Ursache der Rohrleckagen	Anteil in %
Rohr-/Rohrboden Undichtheit	22
Kühlwasserseitige Erosion am Rohreintritt	16
Dampfseitige Rohrerrosion oder mit Leitblechen	16
Korrosion im Luftkühlerbereich	12
Wanddickenschwächung an Rohrstützböden	9
Kühlwasserseitige Erosion über die ganze Rohrlänge	8
Strömungsverursachte Schwingungen	6
Mechanische Beschädigung	4
Kühlwasserseitige Korrosion oder nadelstichtartige Lochkorrosion	4
Spannungsrißkorrosion	1
Galvanische Korrosion zwischen Rohren und Rohrboden oder Wasserkammer	2

Als weiterer Schadenmechanismus ist das Entlegieren der im Kondensatorbau verwendeten Kupferlegierungen zu nennen. Dieser ist eine Sonderform der Korrosion. Ammoniakkorrosion im Luftabsaugebereich und in Toträumen sowie Spannungsrißkorrosion im Übergang von konischen Einwalzaufweitungen und Erosionskorrosion im Rohreinlauf in der kühlwasserseitigen freien Rohrlänge sind die wichtigsten Schadenarten. Die Analyse der Zeitpunkte des Schadeneintritts ergibt, daß 15 % aller Schäden bei Inbetriebnahme entstehen (Frühfehler). 44 % aller Schäden treten innerhalb von 10.000 Betriebsstunden und 83 % innerhalb von 100.000 Betriebsstunden auf. Dies deutet auf den hohen Instandhaltungsaufwand des Kondensators hin.

3.2.5. Gasturbinen

Die Bedeutung der Gasturbine in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung, besonders in Verbindung mit kombinierter Dampferzeugung, hat in den letzten Jahren stark zugenommen. In der Vergangenheit wurden Gasturbinen vielfach im industriellen Bereich oder im öffentlichen Sektor zu Spitzenlastzwecken eingesetzt. Die Leistungsgrößen reichten von einigen MW bis hin zu 260 MW. Heute werden Gasturbinen im GuD-Prozeß auch in der Grundlast gefahren. Daten über spezifische Schadensschwerpunkte von GuD-Kraftwerken liegen zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vor. Allerdings können erste vorsichtige Abschätzungen aus der langjährigen

Erfahrungen mit Industriegasturbinen auch auf zukünftige Gasturbinenkonzepte übertragen werden, da das GuD-Konzept aus herkömmlichen Komponenten besteht.

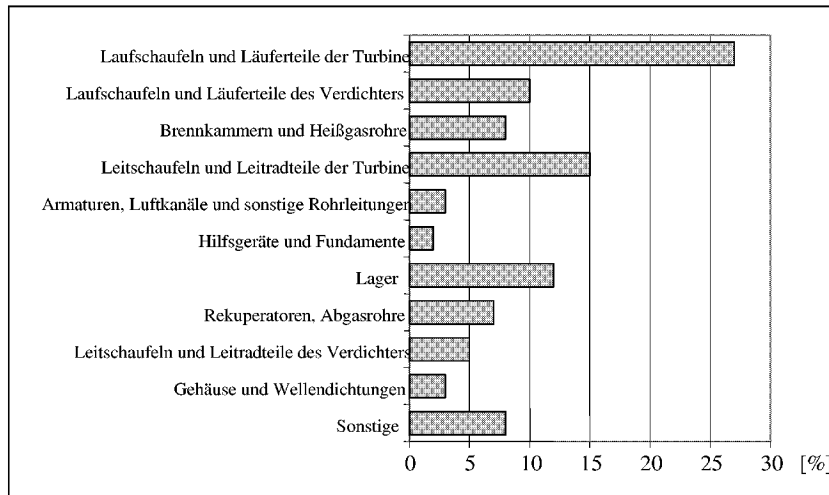


Abbildung 3-9: Verteilung der Schadenhäufigkeit an Industriegasturbinen [44, 45]

Die Schadenstellen von Gasturbinen werden in [11, 44, 45] aufgezeigt. 57 % aller erfassten Schäden entfallen auf die Beschaukelung der Gasturbinen, etwa 37 % auf Schaufelteile der Turbine und etwa 20 % auf die Schaufelteile des Verdichters. Die Problembereiche der Gasturbine ergeben sich automatisch aus ihrer Funktionsweise. Luft wird aus der Umgebung angesaugt, auf etwa 5 bis 25 bar verdichtet und anschließend der Brennkammer zugeführt. Zusammen mit dem Brennstoff wird das Gemisch verbrannt und in einer Turbine expandiert. Die Verbrennungsgase erreichen Temperaturen von 1500°C bis zu 1700°C. Aufgrund der hohen Temperatur der Abgase ist besonders die Turbinenbeschaukelung gefährdet. Treten noch Verunreinigungen der Luft oder des Brennstoffes auf, so erhöht sich die Gefahr von Schäden aufgrund von Erosion.

3.3. Lebensdauerberechnung von Komponenten im Kraftwerksbau

Die Top-Down-Analyse berücksichtigt die Alterung des Kraftwerks in Form von Instandhaltungskosten. Jeder Betrieb eines Bauteils verursacht durch Pflege, Reparatur oder Austausch Kosten, die in der Summe zur relativen Unrentabilität der gesamten Anlage führen kann. Die technische Alterung sämtlicher Komponenten wird dabei in einer Größe aggregiert. Unterschiedliche Alterungsgeschwindigkeiten der Bauteile bzw. deren individuelle Instandhaltungskosten können nicht berücksichtigt werden. Bei diesem Ansatz steht die ökonomische Lebensdauer im Vordergrund.

Im Gegensatz zur Top-Down-Analyse steht bei der Bottom-Up-Analyse die Lebensdauerberechnung bzw. die Restlebensdauervorhersage einzelner Bauteile oder Komponenten im Vordergrund. Durch die Verknüpfung sämtlicher relevanter Bauteile in Zuverlässigkeitsschaltungen kann die zu erwartende Lebensdauer der gesamten Anlage bestimmt werden. Dabei erhöhen redundant ausgelegte Systeme die Sicherheit und die Zuverlässigkeit der Gesamtanlage. Die technische Lebensdauer des Kraftwerks ist genau dann erreicht, wenn eine der Komponenten oder Bauteile, die zwingend für den Betrieb der Anlage notwendig sind, seine Funktion nicht mehr zu leisten vermag und infolge dessen nicht ersetzt wird oder ersetzt werden kann. Meist ist der Austausch einzelner Bauteile keine Frage der technischen Machbarkeit, sondern eine Kostenfrage. Der Weiterbetrieb wird besonders dann kritisch, wenn große kapitalintensive Komponenten oder Systeme erneuert werden müssen. Auch der Austausch von vielen kleineren Bauteile, die im Einzelfall ohne weiteres kostengünstig ersetzt werden, können in der Summe ein Ausschlußkriterium für die Fortsetzung des Weiterbetriebs sein.

Im Gegensatz zu den konventionellen thermischen Kraftwerken limitiert bei der nuklearen Energieerzeugung das zentrale Bauteil, der Reaktordruckbehälter, die Gesamtlebensdauer des Kraftwerks aufgrund der endlichen Lebensdauer dieser einen Komponente. Der Reaktordruckbehälter kann aus konstruktiven Gründen nicht ausgewechselt werden. Mit Ende der Lebensdauer des Reaktordruckbehälters endet folglich auch die Lebensdauer des gesamten Kernkraftwerks.

Letztendlich spielt bei der Auslegung einer Anlage das optimale Verhältnis zwischen Sicherheit, Zuverlässigkeit und Kosten unter Berücksichtigung der geforderten Lebensdauer die wesentliche Rolle. Beispielsweise macht es keinen Sinn eine Anlage für wesentlich mehr als 40 Jahre auszulegen, da eventuell der finanzielle und konstruktive Mehraufwand durch den in der Zwischenzeit stattfindende technischen Fortschritt kompensiert wird.

Bei der technischen Lebensdauerbestimmung einzelner Bauteile muß grundsätzlich zwischen der theoretischen berechneten und der tatsächlichen Lebensdauer unterschieden werden. Die rechnerische Lebensdauer ist eine konstruktive Vorgabe, nach der Bauteile unter Berücksichtigung des zu erwartenden Spannungszustands in Kombination mit der entsprechenden Werkstoffwahl dimensioniert werden. In der Praxis wird von einem Betrieb der Anlage von 40 Jahren ausgegangen. Dies gilt zumindest für die kohlenbefeuerten Anlagen. Die tatsächliche Lebensdauer kann dagegen sowohl im positiven als auch im negativen Sinne erheblich von der rechnerischen Lebensdauer abweichen. Belastungsänderungen, Werkstofffehler und Bedienungsfehler sind die wesentlichen Ursachen. Daher ist die wiederkehrende Bestimmung der Restlebensdauer über die gesamte Betriebszeit sowohl aus sicherheitstechnischen als auch aus betriebswirtschaftlichen Gründen von großem Stellenwert.

3.3.1. Zeitstandbeanspruchung und Wechselbeanspruchung

In Kraftwerken muß besonders der Lebensdauerverbrauch der sicherheitsrelevante Komponenten, die einer Zeitstandbeanspruchung, einer Wechselbeanspruchung oder einer Kombination beider Beanspruchungen unterliegen [103], regelmäßig ständig neu überprüft werden. Das Versagen dieser Bauteile kann hier besonders gravierende Folgen haben. Mehr als 40 % der in konventionellen Kraftwerken verwendeten Bauteile, wie Rohrleitungen und Sammler, sind zumindest einer Zeitstandbeanspruchung ausgesetzt. Zeitstandbeanspruchung führt durch Werkstoffkriechen zur Reißbildung im Material und schließlich zum Zeitstandbruch, der das Ende der technischen Lebensdauer dieses Bauteils bedeutet. Weitere Einflüsse sind neben dem Dauerbruch durch Wechselermüdung, Erscheinungen wie Korrosion und Erosion. Diese Mechanismen bewirken eine Veränderung der Bauteilgeometrie und somit eine Veränderung des Spannungszustands. Der veränderte Spannungszustand wirkt sich dann entsprechend auf Zeitstandbeanspruchung und Wechselbeanspruchung negativ aus.

3.3.2. Verfahren zur Berechnung der technischen Lebensdauer von heißgehenden Bauteilen im Dampfkesselbereich

Zeitstandbeanspruchung bzw. Kriechen tritt in Bauteilen erst ab einer bestimmten hohen Temperatur auf. Die Grenztemperatur ist abhängig vom Werkstoff und liegt für unlegierte Stähle im Bereich von ca. 400°C. Abbildung 3-10 veranschaulicht skizzenhaft den Übergang vom Warmstreckgrenzbereich in den Zeitstandbereich in Abhängigkeit von Temperatur und Spannung.

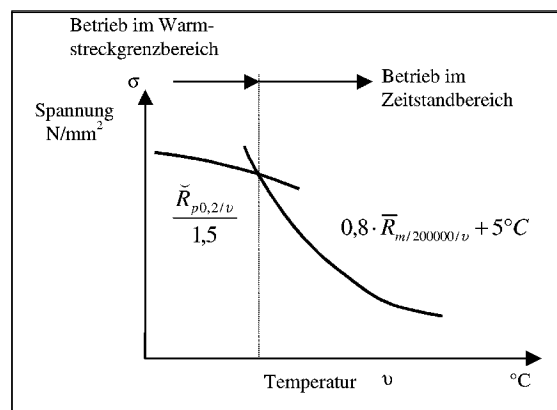


Abbildung 3-10: Betrieb im Warmstreckgrenzbereich und Zeitstandbereich [104]

In den technischen Richtlinien für Dampfkessel [105] (TRD) werden einerseits Methoden zu Festigkeitsberechnung vorgegeben, andererseits Vorgaben für die rechnerische Bestimmung der Restlebensdauer von bereits sich in Betrieb befindlichen Bauteilen gemacht. Dabei wird

zwischen vorwiegend ruhender Belastung, (TRD 508, Anlage 1, Abschnitt 2.3), vorwiegend wechselnd (TRD 508, Anlage 1, Abschnitt 2.4) und der Kombination beider Lastfälle unterschieden (TRD 508, Anlage 1, Abschnitt 2.5). Daraus ergibt sich das in Abbildung 3-11 dargestellte Schema zur Bestimmung der rechnerischen Erschöpfung von Heißdampfbauteilen in Kraftwerken. Das Verfahren zur Berechnung der einzelnen Beanspruchungsarten, Zeitstandsbeanspruchung oder Wechselbeanspruchung, wird in Abbildung 3-12 skizziert. Dieses hier dargestellte Verfahren gilt für die Bestimmung der Gesamterschöpfung warmfester Stähle nach TRD 508.

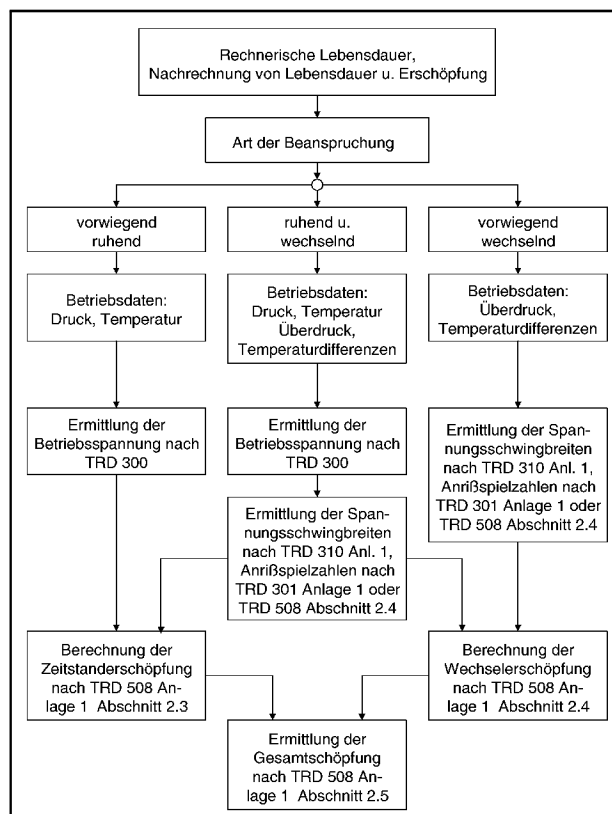


Abbildung 3-11: Ermittlung der rechnerischen Lebensdauer von Heißdampfbauteilen im Kraftwerk [105]

Erschöpfung bei Zeitstandsbeanspruchung

Heißgehende Bauteile werden gegen 100.000 h oder 200.000 h Zeitstandfestigkeit ausgelegt, d. h. nach 100.000 h bzw. 200.000 h Dauerbelastung ist mit einem Bruch des Werkstoffs zu rechnen. Werkstoffkennwerte für die Zeitstandfestigkeit in Abhängigkeit der zulässigen Spannung und Temperatur werden aus Experimenten gewonnen und sind mit Unsicherheiten

behaftet. Daher wird aus Sicherheitsgründen bei der Berechnung die Auslegung des Werkstoffes gegen die untere Grenzkurve des Zeitstreubandes gelegt. Als untere Streubandgrenze wurde nach Übereinkunft verschiedener Verbände von Werkstoffherstellern, Anlagenherstellern, Anlagenbetreiber und Überwacher der 0,8fache Wert der Zeitstandfestigkeit für $2 \cdot 10^5$ Stunden bei vorgegebener Temperatur genommen. Die Berechnung der zulässigen Waddicken erfolgt auf Basis der TRD 300 Festigkeitsberechnung von Dampfkesseln [105].

Während der Betriebszeit müssen die heißgehenden Bauteile ständig überprüft und die Restlebensdauer nach TRD 508 ermittelt werden. Je nach Historie des Kraftwerksbetriebs können sich sowohl längere als auch kürzere Lebensdauern ergeben. Die Berechnung der Erschöpfung bei Zeitstandsbeanspruchung ist ein Verfahren, das auf die Kraftwerkshistorie zurückschauend die bisherige Betriebsweise berücksichtigt. Es wird anhand der gemessenen Betriebstemperaturen und Betriebsüberdrücke durchgeführt. Mit diesem Verfahren wird eine Aussage darüber möglich, ob die bisherige Betriebsweise gegenüber den vorgegebenen Betriebsverhältnissen zu einer Erhöhung oder Verschlechterung der Lebensdauer führt und wann besondere Prüfungen oder ein Auswechseln des Bauteils erforderlich sind [TRD 508]. Nach diesem Verfahren ist mit den Prüfungen auf Zeitstands- und Wechselbeanspruchung spätestens zu beginnen, wenn die Gesamterschöpfung aus Zeitstands- und Wechselbeanspruchung einen Wert von 60 % oder die Erschöpfung aus Wechselbeanspruchung einen Wert von 50 % erreicht hat. Das Verfahren wird ausführlich in [A] beschrieben und ist Abbildung 3-12 graphisch verdeutlicht.

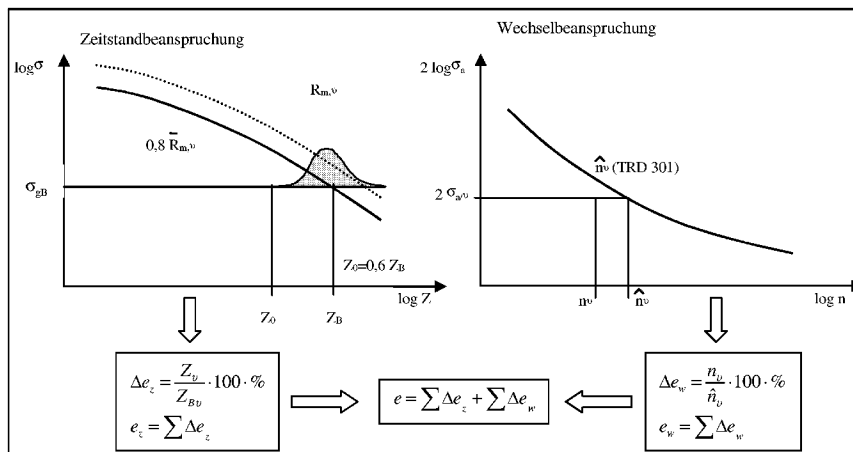


Abbildung 3-12: Berechnung der Restlebensdauer warmfester Stähle aufgrund von Zeitstandsbelastung und Wechselbeanspruchung[105]

Um die fortlaufende Erschöpfung eines Bauteils bei Zeitstandsbeanspruchung beurteilen zu können, sind die Dampftemperaturen am Bauteil in bestimmten Zeitabständen zu erfassen [A]. Das Verfahren basiert auf der Minerischen linearen Schadensakkumulationshypothese. Am Ende des Betrachtungszeitraums werden die gemessenen Temperaturen in Klassen eingeteilt

und den entsprechenden Betriebsstunden zugeordnet. Man ordnet nun jeder Temperaturklasse eine repräsentative Temperatur zu, beispielsweise den Klassenmittelwert. Temperaturschief lagen und Temperaturzuschläge müssen berücksichtigt und zu den repräsentativen Temperaturen addiert werden. Mit Hilfe der so ermittelten Wandtemperatur des Bauteils und der für das Bauteil charakteristischen Spannung kann der Erschöpfungsgrad ausgewertet werden. Der Erschöpfungsgrad entspricht der in Abbildung 3-12 dargestellten Summe. Der Quotient Z_v/Z_{Bv} gibt den während der Zeitspanne Z_v verbrauchten Bruchteil der Lebensdauer des Bauteils an.

Erschöpfung bei Wechselbeanspruchung

Wechselbeanspruchung an heißgehenden Bauteilen von Dampfkesseln werden durch behinderte Wärmedehnungen beim An- und Abfahren der Anlage hervorgerufen. Die Höhe dieser Wärmespannungen sind außer von Werkstoffeigenschaften der Wand und den Eigenschaften des Wärmeübergangs zwischen Medium und Wand entscheidend von der Geschwindigkeit abhängig, mit der sich die Mediumtemperatur ändert [103]. Die größten Wärmespannungen treten dabei an der dem Medium ausgesetzten Seite, also der Rohrrinnenseite, auf. Diese Wärmespannungen entstehen durch eine ungleichmäßige Temperaturverteilung in Rohrdickenrichtung und geschieht beispielsweise beim Anfahren des Kraftwerks. Während des Anfahrvorganges ist die mediumsberührte Seite des Rohres über einen gewissen Zeitraum wärmer als die Rohraußenwand. Diese Temperaturdifferenz induziert die Wärmespannung. Abbildung 3-13 verdeutlicht das Temperaturverhalten bei einem Anfahrvorgang in einem isolierten Rohr. Im quasistationären Verlauf entsteht die maximale Wärmespannung und ist proportional zur maximalen Temperaturdifferenz.

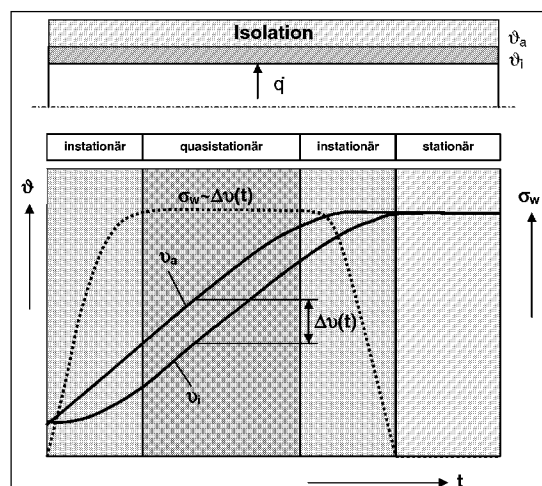


Abbildung 3-13: Temperaturänderung und Wärmespannungsverlauf beim Anfahren eines Kraftwerksblockes in einem isolierten Rohr [103]

Ein Lastzyklus entsteht bei einem Anfahrvorgang mit anschließenden Abfahrvorgang. Für die Erschöpfung des Bauteils infolge Wechselverformung ist nun gerade die Dehnungsschwingbreite maßgebend, d. h. die Differenz zwischen Maximalwert und Minimalwert der während eines Lastzyklus erreichten Dehnung. Ist die sich aus dem An- und Abfahrvorgang ergebene Spannungsschwingbreite bekannt, so läßt sich aus dem sogenannten Wöhler-Diagramm die Anrißlastwechselzahl ermitteln, deren Kehrwert die während eines Lastzyklus sich ergebende Zunahme an Erschöpfung liefert. Nach der linearen Schadensakkumulationshypothese ergibt die Summe aller Einzelererschöpfungen die Gesamterschöpfung, die das Bauteil während seiner bisherigen Lebenszeit erfahren hat.

Problematisch erweist sich die Bestimmung der Wärmespannungen. Bei geometrisch komplizierten Bauteilen können diese nur mit Hilfe numerischer Verfahren, beispielsweise der Methode der finiten Elemente, bestimmt werden. Ist das Material homogen und isotrop so kann für ein Hohlzylindervolumen folgende vereinfachte analytische Gleichung benutzt werden:

$$(3-1) \quad \sigma_{ai} = \sigma_{ti} = \frac{E}{1-\nu} \alpha \frac{2}{r_a^2 - r_i^2} \int_{r_i}^{r_a} (v(r) - v(r_i)) r dr$$

mit	α :	linearer thermischer Ausdehnungskoeffizient	[1/K]
	σ_{ai} :	Achsialspannung an der Rohrrinnenwand	[N/mm ²]
	σ_{ti} :	Tangentialspannung an der Rohrrinnenwand	[N/mm ²]
	E:	Elastizitätsmodul	[N/mm ²]
	ν :	Querkontraktionszahl	[-]
	r_i :	Innenradius des Rohres	[mm]
	r_a :	Außenradius des Rohres	[mm]
	$v(r)$:	Wandtemperatur an der Stelle r	[K]

In der Praxis ist eine Messung der notwendigen Wandtemperaturen häufig mit großem Aufwand verbunden. Da letztendlich die Mediumtemperaturen Ursache der Wandtemperaturen sind, kann unter der Annahme eines quasistationären Temperaturverlaufs folgende Vereinfachung angewandt werden. Für die an der Innenfaser auftretenden Wärmespannungen gilt [105]:

$$(3-2) \quad \sigma_{ti} = \frac{E}{1-\nu} \alpha \frac{\nu_v s^2}{a} \Phi$$

$$\text{mit} \quad \Phi = \frac{1}{8} \frac{(R^2 - 1)(3R^2 - 1) - 4R^4 \ln R}{(R^2 - 1)(R - 1)^2}$$

und	a:	Temperaturleitzahl	[W/m ² k]
	s:	Wanddicke	[mm]
	ν_v :	Temperaturänderungsgeschwindigkeit	[K/s]
	Φ :	geometrischer Formfaktor	[-]
	R:	Radienverhältnis r_a/r_i	[-]

Auf Basis des in der TRD 508 dargestellten Rechenschemas läßt sich mit Hilfe des Wöhler-Diagramms der Erschöpfungsgrad anhand des Verhältnisses zwischen der zulässigen Lastwechselzahl und den tatsächlichen Lastzyklen ermitteln. In dem Verfahren wird ebenfalls der Einfluß der Betriebsüberdrücke auf die Wechsellerschöpfung berücksichtigt, der an dieser Stelle allerdings nicht weiter vertieft wird. Die Gesamterschöpfung ergibt sich aus den Einzelsumme der Wechselbeanspruchungen und der Zeitstandbelastung.

Am Beispiel einer Heißdampfleitung wird das Verfahren sowie prägnante Ergebnisse vorgestellt. Der rechnerischen Lebensdauer wird dabei eine fiktive Fahrweise des Kraftwerks gegenüber gestellt. Aufgrund unterschiedlicher Fahrweisen des Kraftwerks können positive oder negative Auswirkungen auf die zu erwartende Gesamtlebensdauer dann in Relation zur errechneten Lebensdauer aufgezeigt werden.

3.3.3. Lebensdaueranalyse am Beispiel einer Rohrleitung in einem fossil befeuerten Kraftwerk

Die Analyse der technischen Lebensdauer einer Frischdampfleitung (FD) eines 720 MW Kohlekraftwerks soll die Thematik vertiefen. Zur Erzeugung der 720 MW Turbinenleistung wird Frischdampf von 594,4 kg/s, bei 190 bar und 530°C benötigt. Aus konstruktiven Gründen wird die Frischdampfleitung in vier Stränge aufgeteilt. Dabei müssen die Grenzwerte für die maximal und minimal zulässigen Strömungsgeschwindigkeiten beachtet werden. Aus diesen Randbedingungen ergeben sich die in Abbildung 3-14 dargestellten Abmessungen der Frischdampfleitung. Als Werkstoff wird der ferritische Stahl X20CrMoV12 1 eingesetzt.

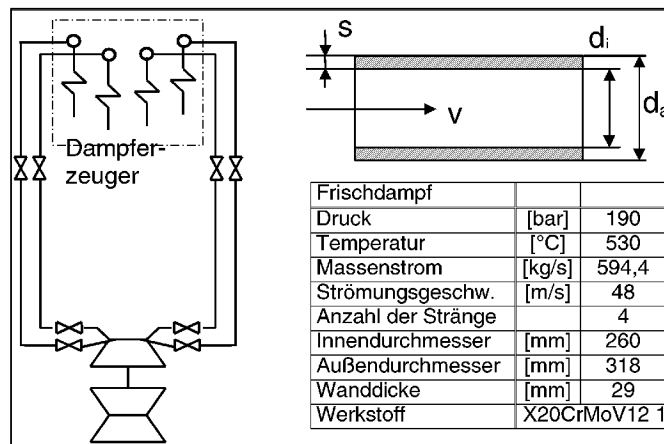


Abbildung 3-14: 4-strängige Schaltung der Frischdampfleitungen zwischen Dampferzeuger und Turbine, Dampfparameter und Rohrabmessungen [103]

Die Rohrleitung ist für 200.000 Betriebsstunden bei 530°C ausgelegt. Je nach durchschnittlicher jährlicher Auslastung der Gesamtanlage ergeben sich Betriebsjahre zwischen 25 und mehr als

50 Jahren. Dies ist die rechnerische Zeitspanne, die nur Zeitstandbelastung berücksichtigt. Der Zusammenhang zwischen durchschnittlicher jährlicher Auslastung und Betriebsjahre unter Zeitstandbelastung ist in Abbildung 3-15 dargestellt. Dabei wurde von einer idealen Zeitstandbelastung bei konstanter Temperatur ausgegangen. Der Einfluß der Wechselbeanspruchung durch das An- und Abfahren der Anlage wurde vorerst nicht berücksichtigt.

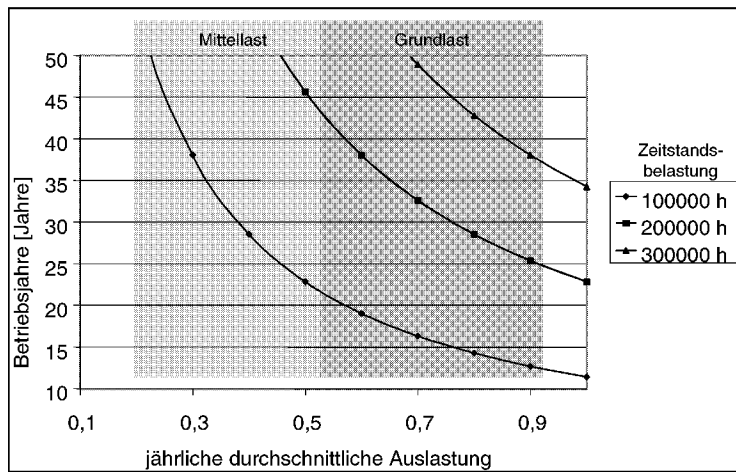


Abbildung 3-15: Rechnerische Betriebsjahre eines Bauteils bei konstanter Zeitstandbelastung und konstanten Randbedingungen über die jährliche durchschnittliche Auslastung

Im Gegensatz dazu wird in Abbildung 3-16 die maximal möglichen Lastwechsel dargestellt, die sich aus der rechnerischen Wechselbeanspruchung in Abhängigkeit der Anfahrsgeschwindigkeit ergeben. Diese Kennlinie gilt nur für die oben beschriebene Frischdampfleitung ($d_f=260\text{mm}$, $d_a=318\text{mm}$) bei den entsprechenden Dampfparametern. Bei Änderung der Bauteilgeometrie oder des Werkstoffeigenschaften verschiebt sich die Kennlinie.

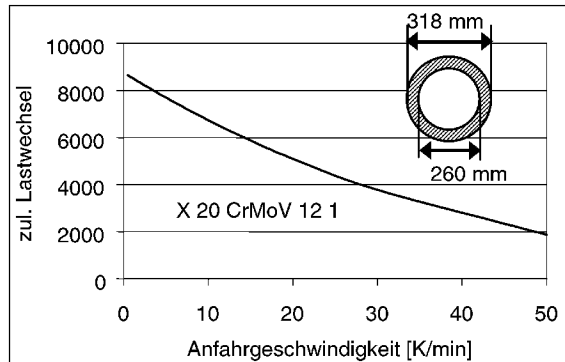


Abbildung 3-16: Rechnerische Lastwechsel einer Frischdampfleitung (X20 CrMoV 12 1) in Abhängigkeit der Anfahrgeschwindigkeit

Mit zunehmender Anfahrgeschwindigkeit sinkt die Anzahl der zulässigen Lastwechsel. Ein schonender An- und Abfahrbetrieb fördert daher eine lange Lebensdauer des Bauteils. Ein langsames Starten praktiziert man bei Grundlastkraftwerken. Der Zeitpunkt des Einsatzes kann im Gegensatz zum Spitzenlastkraftwerk lange vorausgeplant werden und der Anfahrvorgang zum entsprechenden Zeitpunkt eingeleitet werden. Die Wechselbeanspruchung verliert daher beim Fahrbetrieb in der Grundlast gegenüber der Zeitstandbelastung an Bedeutung. Dagegen steht das schnelle Starten von Spitzenlastkraftwerken, um Lastspitzen flexibel abzufangen. Hierbei wird die Wechselbeanspruchung gegenüber der Dauerbelastung zum kritischen Parameter [311].

In der Praxis kann die rechnerische Lebensdauer erheblich von der tatsächlichen abweichen. Die Ursachen sind beispielsweise Fehlbedienungen oder Änderungen der Fahrweise aufgrund von äußeren Einflüssen. Eine ständige Kontrolle des Lebensdauerverbrauchs durch sogenannte Lebensdauerzähler oder wiederkehrende Prüfungen (WKP) ist gängige Praxis. Dabei wird auf die Fahrweise rückschauend die zu erwartende Restlebensdauer im Verhältnis zur rechnerischen Lebensdauer neu bestimmt. Problematisch ist immer die ständige Messung der Temperatur im Bauteil sowie die Messung der Temperaturdifferenzen beim An- und Abfahren.

Oben wurde die rechnerische Lebensdauer bei reiner Zeitstandbelastung und reiner Wechselbeanspruchung getrennt berechnet. Im folgenden wird ein Modell vorgestellt, das den Betrieb einer Frischdampfleitung simuliert. Parameter sind An- und Abfahrgeschwindigkeit, Häufigkeit von Warm-, - und Kaltstarts und Schwankungsbreiten der Betriebstemperatur. Diese Einflußgrößen sind in Abbildung 3-17 dargestellt.

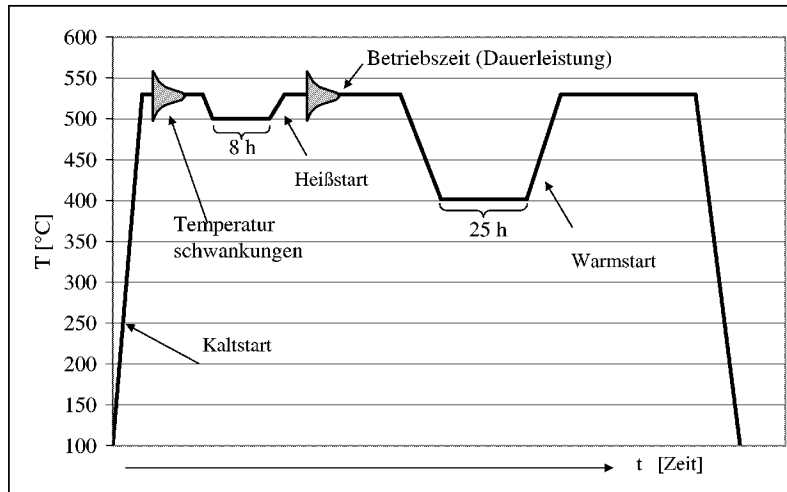


Abbildung 3-17: Idealisierter Temperaturverlauf einer Frischdampfleitung in Abhängigkeit der Zeit

Generell wird zwischen Kaltstart, Warm- und Heißstarts unterschieden. Belastungen durch Wechselbeanspruchungen bei Heißstarts sind im Vergleich zu Warm- und Kaltstarts sehr gering, so daß diese im folgenden vernachlässigt werden. Weiterhin werden die Temperaturänderungen beim An- und Abfahren konstant angenommen. In der Praxis ändern sich die Temperaturänderungsgeschwindigkeit mehrfach über den gesamten Anfahrzyklus. Zu Beginn des Anfahrvorganges steigt die Temperatur des Frischdampfes schneller als am Ende. Dieser Effekt wird in dem Modell nicht berücksichtigt. Mit Anzahl der Starts (Warm und Kalt), der Ausnutzungsdauer, der An- und Abfahrgeschwindigkeit, der Betriebstemperatur sowie der Haltetemperatur im Stand-By-Betrieb (Warmstart) läßt sich die in Abbildung 3-18 dargestellte kumulierte Temperaturverteilung darstellen. Diese ist hier für zwei Fahrweisen, Mittellast und Grundlast beispielhaft skizziert. Schwankungen um den Betriebspunkt werden im Modell durch Standardverteilungen simuliert.

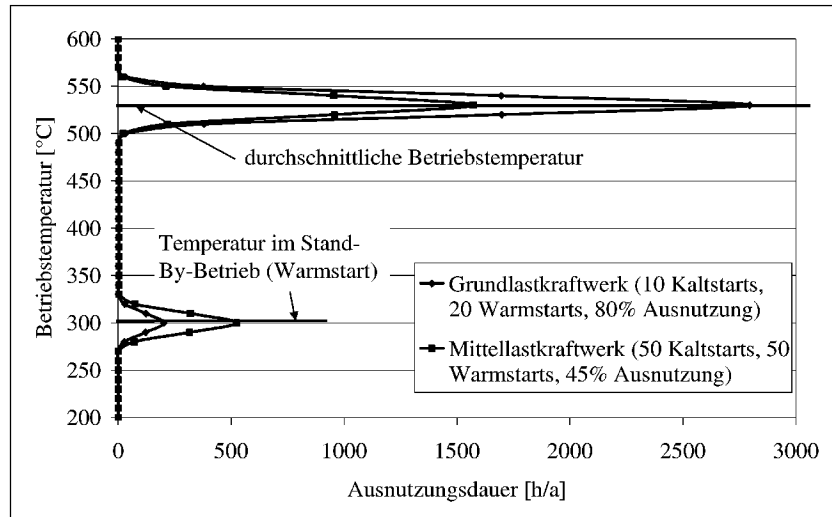


Abbildung 3-18: Jährliche Temperaturverteilung nach kumulierten Betriebsstunden für zwei Beispieldkraftwerke

In Tabelle 3-7 sind die wesentlichen Fahrparameter von fünf möglichen Einsatzarten zusammengestellt. Die Typen A und B, bzw. Typen C und D unterscheiden sich in der Anfahrgeschwindigkeit. Die qualitativen Angaben der Anfahrgeschwindigkeiten (langsam, mittel, schnell) entsprechen einem Berechnungsschema aus der Betriebspraxis. Dabei wird der Wechselbelastung durch jeden An- und Abfahrvorgang (Zyklus) ein äquivalenter Lebensdauerverbrauch der Zeitstandbelastung zugeordnet. Beispielsweise "verbraucht" ein langsamer Zyklus genau soviel Lebensdauerstunden wie 20 Stunden Zeitstandbelastung. Ein mittlerer 30 und ein schneller 50 Stunden.

Tabelle 3-7: Fahrparameter von fünf möglichen Betriebsführungen

		Grundlastkraftwerk		Mittellastkraftwerk		Spitzenlastkraftwerk
		TYP A	TYP B	TYP C	TYP D	TYPE
Kaltstarts	Anzahl/Jahr	10	10	50	50	200
Warmstarts	Anzahl/Jahr	20	20	50	50	0
Ausnutzung	%	80	80	40	40	10
Anfahrgeschwindigkeit		langsam	hoch	mittel	hoch	hoch

Mit Hilfe der in Tabelle 3-7 angegebenen Fahrparameter läßt sich auf Basis der TRD ein jährlicher durchschnittlicher Lebensdauerverbrauch errechnen. Dieser Lebensdauerverbrauch ist immer auf die zulässige Zeitstandbelastung, im Beispiel 200.000 Betriebsstunden, bezogen. Unter der Voraussetzung einer jährlichen gleichbleibenden Fahrweise ergeben sich die in Abbildung 3-19 dargestellten Betriebsjahre der fünf Typen (A-E).

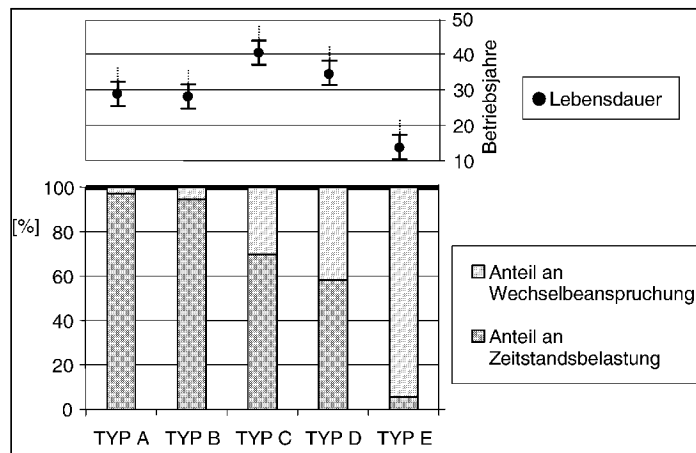


Abbildung 3-19: Rechnerische Betriebsjahre der fünf Fahrweisen (TYP A-E) und Aufteilung der Beanspruchung nach (Wechsel- und Zeitstandsbelastung)

Für die Grundlastkraftwerke ergibt sich eine rechnerische Lebensdauer von ca. 30 Jahren. Der Einfluß der Zeitstandsbelastung auf die gesamte Beanspruchung ist dabei überragend. Die Mittellastkraftwerke erreichen Betriebsjahre zwischen 35 und 40 Jahren. Der Einfluß der Wechselbeanspruchung an der Gesamtbelastung nimmt zu und erreicht 30 bis 40 %. Das Spitzenlastkraftwerk erzielt trotz sehr geringer Zeitstandsbelastung die kürzesten Betriebsjahre. Das häufige An- und Abfahren wirkt sich mit über 90 % am Gesamtlebensdauerverbrauch aus.

Diese rechnerisch ermittelten Betriebsjahre geben nicht zwangsläufig den Zeitpunkt der Außerbetriebnahme des Bauteils an, sondern gibt den Zeitpunkt verstärkter Prüfungen und Kontrollen an. Ein Weiterbetrieb dieser Bauteile (im Beispiel die Frischdampfleitung) über die rechnerische Lebensdauer hinaus ist unter bestimmten Voraussetzungen möglich [106]. Voraussetzungen sind beispielsweise verkürzte Prüfintervalle.

Die Verlängerung der Lebensdauer kann auch aber auch im Beispiel der Frischdampfleitung durch die Absenkung der Frischdampf Temperatur erreicht werden. Der Zusammenhang wird in Abbildung 3-20 verdeutlicht. Beispielsweise verlängert sich die rechnerische Lebensdauer des Grundlastkraftwerks TYP A bei einer Senkung der Frischdampf Temperatur um 10°C ab dem 20. Betriebsjahr um 8 Jahre (von 28 Betriebsjahre auf 36 Betriebsjahre). Dem Vorteil einer verlängerten Lebensdauer steht allerdings dann der Nachteil eines verminderten Wirkungsgrads gegenüber. Folge sind geringere Einnahmen durch die reduzierte Stromproduktion. Alternative wäre ein Austausch der Komponente oder in letzter Konsequenz die Außerbetriebnahme. Welche der Maßnahmen ergriffen wird, bleibt letztendlich dem Kraftwerksbetreiber und dessen Betriebskonzept überlassen.

Die rechnerische Lebensdauer kann die Prüfung vor Ort im Kraftwerk nicht ersetzen. Lebensdauerzähler, die im Prinzip auf Basis der oben angewandten Methode arbeiten, zeigen nur Näherungswerte der Restlebensdauer. Die Vielzahl der Einflüsse, wie Korrosionsraten, äußere Kräfte und Momente, Materialfehler und Störungen, erschweren eine zuverlässige permanente Diagnose. Auch muß der dazu notwendige meßtechnische Aufwand in Relation zu deren Kosten gesetzt werden.

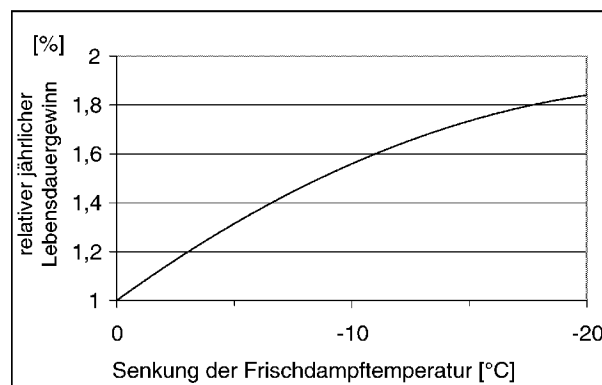


Abbildung 3-20: Jährliche relative Verlängerung der Lebensdauer bei Absenkung der Frischdampf Temperatur am Beispiel einer Frischdampfleitung

Zwischenbetrachtung

Heißdampfleitungen erreichen bei richtiger Werkstoffwahl und richtiger Betriebsweise eine rechnerische Lebensdauer von weit über 30 Jahren. 30 Betriebsjahre in der Grundlast sind dabei als unterer Grenzwert zu verstehen. Mit einer Erhöhung der Prüfintervalle oder reduzierter Fahrweise können deutlich höhere Betriebsstunden als ausgelegt erreicht werden. Die Lebensdauer ist abhängig von der Beanspruchung, aber auch von der Herstellung und der Widerstandsfähigkeit, d. h. vom Werkstoff. Diese Aussagen gelten zumindest für die im Beispiel vorgestellte Frischdampfleitung. Jedes Bauteil im Kraftwerk muß einer individuellen Lebensdaueranalyse unterzogen werden. Beispielsweise muß für die Rohrbündelheizflächen im Dampferzeuger noch zusätzlich der Einfluß der Rauchgase auf die Werkstoffkennwerte berücksichtigt werden.

Die Analyse verdeutlicht die Komplexität der Lebensdauerberechnung technischer Bauteile. Mag eine Analyse im Einzelfall gelingen, so erscheint eine Gesamtanalyse fast unmöglich. Daher ist für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Anlage eine effektive Instandhaltung notwendig, bei der die rechnerisch ermittelte Lebensdauer für ausgewählte Bauteile ein gutes Hilfsmittel für den Zeitpunkt verstärkter Prüfungen und Kontrollen darstellen kann.

3.4. *Auswirkung der Alterung auf den Kraftwerksbetrieb*

Die natürlichen Alterungsprozesse, die in den vorhergehenden Abschnitten detailliert beschrieben wurden, wirken sich auf den Alterszustand des Kraftwerks aus. Die natürliche Alterung wirkt in dreierlei Weise. Erstens über die direkte Auswirkung, zweitens über den indirekten Weg der Wirtschaftlichkeit und drittens über den ebenso indirekten Weg der Verfügbarkeit. Unter der direkten Auswirkung der natürlichen Alterung werden Schäden verstanden, die zu einer sofortigen und endgültigen Stilllegung eines Kraftwerksblocks führen. Da solche Großhavarien allerdings äußerst selten sind, bleiben diese in den nachfolgenden Betrachtungen unberücksichtigt. Weiterhin wird der Verlauf der natürlichen Alterung in einem Kraftwerksblock einerseits durch seine Einsatzart, andererseits durch die gewählte Instandhaltungsstrategie beeinflusst. Während die Verfügbarkeit eine Folge der natürlichen Alterung ist, existieren zwischen natürlicher Alterung und den beiden Einflüssen Instandhaltungsstrategie sowie Einsatzart gegenseitige Abhängigkeiten. Einsatzart und Instandhaltung nehmen Einfluß auf Art und Weise der natürlichen Alterung eines Kraftwerksblocks. Umgekehrt wirkt die natürliche Alterung auch auf Einsatzart und Instandhaltungsstrategie und bestimmt diese. Im folgenden werden Verfügbarkeit und Instandhaltungsmaßnahmen als Folge natürlicher Alterung betrachtet. Ein signifikanter Zusammenhang zwischen natürlicher Alterung und Einsatzart konnte in jüngerer Vergangenheit nicht festgestellt werden und findet somit keine weitere Beachtung. Die Vermutung, daß mit zunehmender Lebensdauer Kraftwerke in Lastbereiche niedrigerer Ordnung verschoben werden, um durch eine reduzierte Fahrweise die Betriebsjahre zu verlängern konnte statistisch nicht nachgewiesen werden.

3.4.1. Einfluß der natürlichen Alterung auf die Verfügbarkeit von Kraftwerken

Im Zeitraum von 1988-1996 betrug die Arbeitsnichtverfügbarkeit, d. h. die Nennzeit (hier immer ein Kalenderjahr) abzüglich der Arbeitsverfügbarkeit, sämtlicher fossilbefeuerten Blockanlagen der Kraftwerke der öffentlichen Elektrizitätsversorgung der BRD (alte Bundesländer) im Durchschnitt 16,4 % [46]. Über das Jahr gesehen steht somit durchschnittlich jede Anlage ca. 1.450 h nicht zur Verfügung. Die Arbeitsnichtverfügbarkeit läßt sich aufteilen in einen Plananteil und einen Außerplananteil. Der Plananteil der Nichtverfügbarkeitszeit ist die Zeitspanne, in der eine Anlage aufgrund langfristig geplanter Maßnahmen außer Betrieb ist [47]. Dagegen ist der Außerplananteil der Nichtverfügbarkeitszeit die Zeitspanne, in der eine Anlage außerplanmäßig aufgrund von Störungen und Schäden außer Betrieb ist [47]. Der Plananteil betrug im genannten Betrachtungszeitraum 11,2 %. Inspektionen und Revisionen machen hierbei den Großteil aus (7,2 %). Auf Maßnahmen zur Vorsorge entfielen lediglich 1,9 % und auf Umbau oder Änderungen der Anlage nur 1,5 %. Ein sehr kleiner Anteil, nämlich 0,3%, ist dem Bereich Schaden zuzuordnen. Diese während des Betriebs aufgetretenen Schäden sind für den fortlaufenden Betrieb der Anlage unbedeutend, d. h. sie führen nicht zu einem sofortigen Abschalten. Der Zeitpunkt der Reparaturen kann daher mittel- bis langfristig

(> 4 Wochen) geplant und während eines routinemäßigen Stillstands behoben werden. Dagegen wird der Außerplananteil der Arbeitsnichtverfügbarkeit maßgeblich durch plötzlich auftretende Schäden bestimmt. Er betrug im genannten Zeitraum bei den fossilbefeuerten Blockanlagen 5,2 %. Dies entspricht einem durchschnittlichen Ausfall der Anlagen von ca. 450 h pro Jahr. Der Anteil des disponiblen Außerplananteils der Nichtverfügbarkeit beträgt dabei 75 %.

An dieser Stelle erscheint es zweckdienlich, den Blick auch auf andere Kraftwerkstypen unter dem Gesichtspunkt der Verfügbarkeit zu lenken. So beträgt beispielsweise der Anteil der Arbeitsnichtverfügbarkeit bei den deutschen Kernkraftwerken in den letzten zehn Jahren 18,4 % und liegt damit über dem der fossilbefeuerten Blockanlagen. Bei genauer Betrachtung wird aber deutlich, daß der Plananteil (14,0 %) deutlich höher und der Außerplananteil (4,4 %) geringer ist. Ursachen für den erhöhten Plananteil ist der hohe Sicherheitsstandard bei der nuklearen Stromerzeugung aufgrund gesetzlicher Auflagen. Dementsprechend sind häufige Stillstände aufgrund von Revisionen und Sicherheitskontrollen zu berücksichtigen. Allerdings wirken sich der hohe Sicherheitsstandard, Kontrollen und Revisionen positiv auf die außerplanmäßige Nichtverfügbarkeit aus. Plötzliche Schäden sind folglich seltener. Eine Übersicht über die verschiedenen Kraftwerkstypen hinsichtlich der Arbeitsnichtverfügbarkeit, der Plananteile und disponiblen sowie der nicht disponiblen Außerplananteilen ist in Tabelle 3-8 dargestellt. Es werden die fossilbefeuerten Blockanlagen in Steinkohlenblöcke mit trockenem und flüssigen Ascheabzug (Schmelzfeuerung), sowie in Braunkohlenanlagen und gas- und ölbefeuerte Blöcke unterteilt.

Tabelle 3-8: Arbeitsnichtverfügbarkeit verschiedener Kraftwerkstypen von 1988 – 1996 in Prozent [46]

	Fossil befeue- rte	Blockanlagen					Kern- kraft- werke	Gas- tur- binen
		Stein- kohle	Trocken- feuerung	Schmelz- feuerung	Braun- kohle	Öl/Gas		
Arbeitsnicht- verfügbarkeit	16,4	16,6	16,3	17,2	16,2	16,1	18,4	10,3
Plananteil	11,2	10,9	10,6	11,2	11,8	11,1	14,0	6,6
Außerplananteil	5,2	5,7	5,7	6,0	4,4	5,0	4,4	3,7
disponibel	1,3	1,3	1,5	1,2	1,0	1,8	0,6	0,8
nicht disponibel	3,9	4,4	4,2	4,8	3,4	3,2	3,8	2,9

Die meisten außerplanmäßigen Nichtverfügbarkeiten sind durch Schäden bedingt. Bei den fossilbefeuerten Blockanlagen sind 75 %, bei den Kernkraftwerken 63 % und bei den gas- und ölbefeuerten Kraftwerken 54 % der außerplanmäßigen Nichtverfügbarkeiten auf Schäden zurückzuführen. Der übrige Prozentsatz setzt sich aus Störungen, Vorsorgemaßnahmen, Versuche oder aber aus Messungen zusammen.

Ein erster Überblick, welche Komponenten der verschiedenen Kraftwerkstypen die außerplanmäßigen Nichtverfügbarkeit verursachen, ist in Tabelle 3-9 dargestellt. Verglichen

werden fossilbefeuerte Blockanlagen, Gasturbinenanlagen und Kernkraftwerke. Bei den fossilbefeuerten Blockanlagen macht der Bereich der konventionellen Wärmeerzeugung den Hauptteil der außerplanmäßigen Nichtverfügbarkeiten aus. Diesem Anlagenteil sind 57 % aller außerplanmäßigen Stillstände zuzuordnen. Zweitwichtigster Verursacher mit 24 % sind die Hauptmaschinensätze. Bei den Gasturbinen ist der Anteil der außerplanmäßigen Nichtverfügbarkeit im Sektor Hauptmaschinensätze mit 76 % relativ hoch, vergleichbar mit den fossilbefeuerten Blockanlagen und Kernkraftwerken. Der Hauptmaschinensatz der Gasturbinenanlagen besteht aus den drei Hauptkomponenten Verdichter, Brennkammer und Turbine, so daß die Wärmeerzeugung in der Maschinenanlage stattfindet. Aufgrund der hohen Wärmebelastung ist dadurch die gesamte Turbine besonders gefährdet. Unter Berücksichtigung diese Tatsache wird verständlich warum die Wärmeerzeugung und die Maschinenanlagen aller drei Kraftwerkstypen für drei Viertel aller Stillstände verantwortlich sind. Bei den fossilbefeuerten Anlagen sind dies 81 %, den Gasturbinenanlagen 76 % und bei den Stromerzeugungsanlagen auf Basis von nuklearer Wärmeerzeugung 77 %. Erwähnenswert ist die niedrige Nichtverfügbarkeit der Maschinensätze der Kernkraftwerke (9 %) relativ zu denen der fossilbefeuerten Blockanlagen (24 %). Wesentliche Ursache für diese Relation sind die aus Sicherheitsgründen niedrigeren Dampfparameter in den Kernkraftwerken.

Tabelle 3-9: Prozentuale Anteile der außerplanmäßigen Nichtverfügbarkeiten von Blockanlagen (1988-1996) in Prozent [46]

	Fossilbefeuerte Blockanlagen	Gasturbinenanlagen	Kernkraftwerke
Konventionelle Wärmeerzeugung	57 %		
Hauptmaschinensätze	24 %	76 %	9 %
Dampf-Wasserkreislauf	9 %		
Konventionelle Brennstoffversorgung	2 %		
Sonstige	8 %	24 %	14 %
Nukleartechnische Hilfsanlagen			9 %
Nukleare Wärmeerzeugung			68 %

In Tabelle 3-10 wird im Detail auf die verschiedenen Bestandteile „konventionelle Wärmeerzeugung“ und deren Anteil an der außerplanmäßigen Nichtverfügbarkeit eingegangen. Sie ist nach unterschiedlichen Feuerungsarten, bzw. Brennstoffen aufgegliedert. Während bei den kohlenbefeuerten Anlagen wie der Steinkohlenfeuerung mit trockenem sowie flüssigem Ascheabzug und der Braunkohlefeuerung über 50 % der Nichtverfügbarkeiten auf das Drucksystem entfällt, sind bei den gas- und ölbefeuerten Dampferzeugern das Verbrennungsluftsystem und die Anlagen zur Brennstoffversorgung maßgeblich von Ausfällen betroffen.

Zweierlei Gründe sind für diese Diskrepanz zu nennen. Die erste Ursache ist in der Zusammensetzung des Brennstoffs begründet. Die Verbrennung von Stein- und Braunkohle bringt immer ein von der Brennstoffzusammensetzung abhängigen Aschepartikelstrom mit sich. Diese Partikel wirken abrasiv auf das Drucksystem, besonders auf die im Dampferzeuge-

rinnenraum angeordneten Rohrbündel. Die in der Braunkohle enthaltenen Sande verstärken diesen Effekt. Diese Mechanismen treten bei den gas- und ölbefeuerten Dampferzeugern so gut wie nicht auf. Als zweite Ursache ist die in den letzten 10 Jahren kaum veränderte Einsatzart der betrachteten Blöcke zu nennen. Während die Braunkohlenblöcke meist in Grundlast und die Steinkohlenblöcke in Mittellast gefahren wurden, lag der Einsatzbereich der gas- und ölbefeuerten Anlagen im Spitzenlastbereich. Folglich lag die zeitlich hohe thermische Belastung der Grund- und Mittellastkraftwerke, bei denen Korrosion, Erosion sowie Werkstoffermüdung begünstigt wurde, höher als die der Spitzenlastkraftwerke.

Tabelle 3-10: Verursacher des Außerplananteils brennstoffbezogener fossilbefueter Blockanlagen (Arbeitsnichtverfügbarkeit) in Prozent[46]

	SK (Trof.)	SK (Schmf.)	BK	OE/Gas
Drucksystem	52	63	64	6
Bunker, Zuteiler, Mahlanlage				
Chemische Rauchgasbehandlung (Absorptionsverfahren)	7	5	12	
Verbrennungsluftsystem	14			18
Rauchgasabführung		5		
Entaschung, Entschlackung	3			
Hauptfeuerung			3	
Chemische Rauchgasbehandlung (Katalytische Verfahren)		10		
Konventionelle Brennstoffversorgung und Rückstandsentsorgung				47
Sonstige	24	17	21	29

Die Verfügbarkeit von Kraftwerken hängt von den unterschiedlichsten Faktoren ab. Die wichtigsten Parameter wurden in den vorherigen Abschnitten erläutert. Die Verfügbarkeit ist offensichtlich abhängig vom Kraftwerkstyp. Kraftwerke mit einer hohen thermischen Belastung haben höhere Ausfallraten als solche mit niedrigeren Dampfparametern. Gesetzliche Einflüsse können, wie anhand des hohen Sicherheitsstandards von Kernkraftwerken gezeigt wurde, auch auf die Verfügbarkeit Einfluß nehmen. Eine direkte Wirkung des Betriebsalters auf die Verfügbarkeit konnte allerdings aus dieser Top-Down-Analyse nicht nachgewiesen werden. Die Vermutung, daß entsprechend der „Badewannenkurve“, (vergl. dazu Abbildung 2-5), die Verfügbarkeit aufgrund zunehmender technischer Mängel im wachsenden Alter abnimmt, hat sich nicht bestätigt. Dies bedeutet allerdings nicht, daß kein direkter Zusammenhang existiert. Wahrscheinlicher ist aber, daß die direkte Wirkung der Schäden auf die Verfügbarkeit durch indirekte Mechanismen wie Erhöhung des Instandhaltungsaufwands oder Austausch veralteter Bauteile mit der dadurch verbundenen Kostensteigerung kompensiert wird. Exogene Einflüsse dagegen beeinflussen die Verfügbarkeit von Kraftwerken signifikant wie Abbildung 3-21 demonstriert. Der starke Verfügbarkeitseinbruch ab dem Jahr 1985 ist auf die Auswirkungen der Großfeuerungsanlagenverordnung zurückzuführen. Umbaumaßnahmen und Nachrüstungen der kohlenbefeuerten Blöcke mit der Folge vermehrter Stillstände führten zu Verfügbarkeits-

einbußen von bis zu 8 %. In der Einführungsphase der neuen Technologie der chemischen Rauchgasreinigung traten Frühfehler auf, die sich, wie in Abbildung 3-21 zu sehen, negativ auf die Verfügbarkeit auswirkten [48].

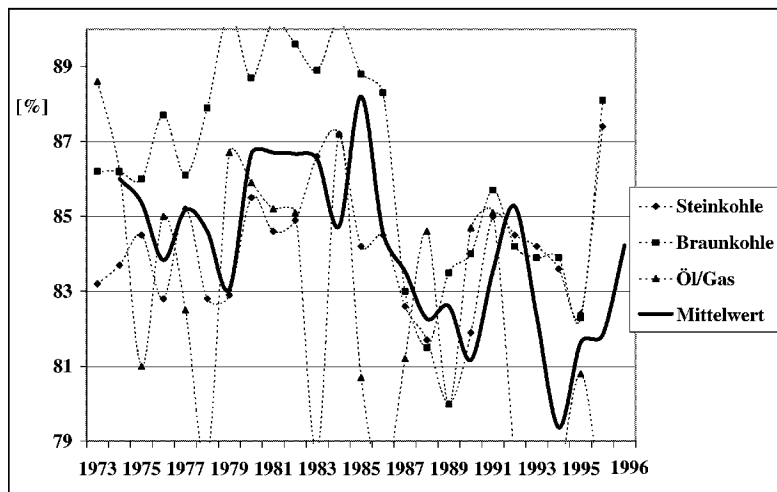


Abbildung 3-21: Arbeitsnichtverfügbarkeit brennstoffbezogener fossilbefuerter Blockanlagen in Deutschland (alte Bundesländer) im Zeitraum von 1973 bis 1996 [46]

Während sich kein direkter Zusammenhang zwischen Verfügbarkeit und Alter von Kraftwerken nachweisen läßt, ist allerdings ein Zusammenhang zwischen der Arbeitsverfügbarkeit und der Arbeitsausnutzung, wie in Abbildung 3-22 dargestellt, festzustellen. Die Abbildung zeigt deutlich die Abnahme der Arbeitsnichtverfügbarkeit mit zunehmender Arbeitsausnutzung. Dargestellt sind Blockanlagen mit Steinkohlen-, Braunkohlen-, Öl- und Gasfeuerung. Da in den Grenzbereichen der Arbeitsausnutzung ($n_A < 0,2$ und $n_A > 0,8$) nur geringes Datenmaterial vorhanden ist, ist ein lineares Verhalten in diesen Grenzbereichen zweifelhaft. Eine lineare Extrapolation in die Grenzbereiche wurde daher unterlassen.

Kernkraftwerke und Gasturbinen werden in der Abbildung 3-22 nicht dargestellt. Eine Regressionsanalyse dieser beiden Kraftwerkstypen ergibt keinen linearen Zusammenhang. Der Grund liegt in den geringen Schwankungen der Arbeitsausnutzung in den vergangenen Jahren, so daß keine Daten über das gesamte Spektrum der Arbeitsausnutzung existieren. Eine Tendenz der abnehmenden Arbeitsnichtverfügbarkeit bei gleichzeitiger zunehmender Ausnutzung kann aber auch für die Gasturbinen und die Kernkraftwerke nicht ausgeschlossen werden.

Die Abnahme der Arbeitsnichtverfügbarkeit bei gleichzeitig höherer Ausnutzungszeit kann durch die relativ verminderte Alterung aufgrund von vermehrten An- und Abfahren erklärt werden. Je geringer die Arbeitsausnutzung über das Jahr ist, desto größer sind die

Stillstandsintervalle. Die thermische Wechselbelastung aufgrund vermehrter Starts wirkt sich folglich stärker auf den Lebensdauerverbrauch aus als eine konstante Dauerbelastung. Dies bedeutet, daß die größte Arbeitsverfügbarkeit bei den Grundlastkraftwerken und die niedrigste bei den Spitzenlastkraftwerken zu erwarten ist.

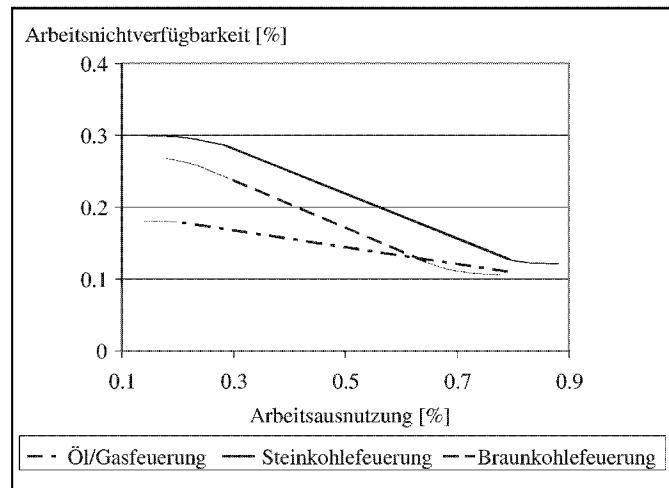


Abbildung 3-22: Zusammenhang zwischen der Arbeitsausnutzung und der Arbeitsnichtverfügbarkeit bei fossilbefeuterten Blockanlagen

3.4.2. Der Einfluß der natürlichen Alterung auf die Instandhaltung von Kraftwerken

Die natürliche Alterung aufgrund des Kraftwerksbetriebs zieht kontinuierliche und spontane Schädigungen nach sich, die generell gemäß der in Abbildung 2-5 gezeigten Ausfallkurve verlaufen. Der Schädigung von Anlagenteilen wird durch geeignete Instandhaltungsmaßnahmen entgegengewirkt. Die natürliche Alterung hat folglich eine Wirkung über die Kosten der Instandhaltung auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken. Wie bereits in Kapitel 3.4.1 nachgewiesen wurde, findet keine Minderung der Verfügbarkeit mit zunehmender Lebensdauer aufgrund des Anlagenbetriebes statt. Dieses Ergebnis korreliert mit der Instandhaltungsphilosophie, die bis zur Umsetzung des Gesetzes zur neuen Regulierung der Energiewirtschaft (Verabschiedung der Richtlinie für gemeinsame Vorschriften des Elektrizitätsbinnenmarkt am 19.12.1999) galt. Das Ziel der bis dato geltenden Instandhaltungsphilosophie war die Gewährleistung einer hohen Verfügbarkeit aller Anlagenbauteile mit möglichst niedrigem Instandhaltungsaufwand [49]. Folglich mußten sich altersbedingte Schäden bei konstant zu haltender Verfügbarkeit in den Instandhaltungskosten niederschlagen. Da Art und Häufigkeit der Schädigung ebenfalls vom Kraftwerkstyp abhängt, sind Unterschiede bezüglich der Instandhaltungskosten zu erwarten. Die Entwicklung der Instandhaltungskosten aufgrund des

Anlagenbetriebes ist folglich ein wesentlicher Faktor für die ökonomische Lebensdauer des Kraftwerks.

Die Instandhaltung setzt sich aus vier Bereichen zusammen, die miteinander in Wechselwirkung stehen. Die Instandhaltung beinhaltet Überwachungsfunktionen (Kontrolle von Betriebsparametern), Wartung (Nachstellen von Spanneinrichtungen, Schmierung, Öl- und Fettwechsel), Inspektion (meßtechnische Erfassung des Verschleißes) und Instandsetzung (Reparatur, Austausch). Ein ausgewogenes kostenoptimales Verhältnis zwischen den vier Teilgebieten zu finden, gestaltet sich äußerst schwierig, da die gewählte Instandsetzungsstrategie je nach Änderung des Anlagenzustands und der strategischen Ziele des Anlagenbetreibers angepaßt werden muß. Die gewählte Instandhaltungsstrategie kann zwischen zwei Extremen schwanken. Dies ist einerseits die totale Instandhaltung und andererseits das Fahren der Anlage bis zum Bruch [49]. Die totale Instandhaltung setzt auf vollständig vorbeugende Maßnahmen, die aber zusätzlich zu dem erhöhten Kostenaufwand zu häufigen Blockstillständen führen kann. Die Arbeitsverfügbarkeit ist folglich sehr niedrig und somit die Ausfallkosten aufgrund der überproportionalen Steigung der Stromgestehungskosten mit fallenden Vollaststunden sehr hoch. Die zweite Strategie, das Fahren der Anlage bis zum Bruch, wird auch als störungsbedingte Instandhaltung bezeichnet. Das Eingreifen der Instandhaltung findet erst bei Schadenseintritt statt. Der Nachteil dieser Strategie liegt auf der Hand. Obwohl in den ersten Lebensjahren mit dieser Strategie eine höhere jährliche Verfügbarkeit erzielt werden kann, sind die Schadenfälle, sowohl in ihrer Kostenhöhe als auch von der Dauer der Ausfallzeiten, im Alter nur sehr schwer kalkulierbar. Die richtige Instandhaltungsstrategie versucht das Minimum aus der Summe der Ausfall- und Instandhaltungskosten, wie in Abbildung 3-23 skizzenhaft verdeutlicht ist, zu erreichen.

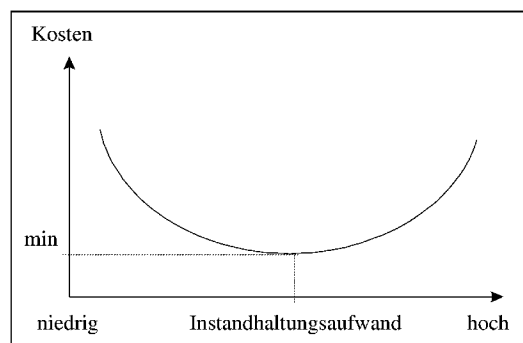


Abbildung 3-23: Zusammenhang zwischen Instandhaltungsstrategie und Kosten

Die fehlerabwartende bzw. störungsbedingte Instandhaltung ist die älteste und einfachste Form [2, 50]. Mangelnde Effizienz, eingeschränkte Zuverlässigkeit sowie hohe schadensbedingte Folgekosten führte zu einer vorbeugenden und intervallabhängigen Instandhaltung. Somit

konnte eine hohe Zuverlässigkeit, eine ausreichende Verfügbarkeit sowie eine erhebliche Verringerung der Folgeschäden erzielt werden, die jedoch höhere Kosten für die Instandhaltung sowie einer Erhöhung der planmäßigen Stillstände nach sich zogen. Zur Minimierung der Anlagenstillstände und Reduzierung der Instandhaltungskosten wurde in den letzten zehn Jahren die zustandsorientierte Instandhaltung entwickelt, die Bauteile in Abhängigkeit des technischen Zustands bewertet. Die Anwendung moderner Instandhaltungsstrategien sind für den Kraftwerksbetreiber in einem liberalisierten Energiebinnenmarkt, in dem die Kostenführerschaft ein überlebensnotwendiges Kriterium ist, zwingend notwendig. Vor der Liberalisierung wurde meist die vorbeugende Instandhaltungsstrategie angewandt, deren Prämisse die oben beschriebene hohe Verfügbarkeit ist. Die Prämisse der maximal zu erreichenden Verfügbarkeit kann mittlerweile in einem liberalisierten Markt in Frage gestellt werden.

In der Vergangenheit bestand die Instandhaltungsstrategie aus einer Mischung von störungsbedingter, zustandsorientierter und vorbeugender Instandhaltung. Die Anwendung der unterschiedlichen Strategien ergibt sich aus der Charakteristik der vielen unterschiedlichen Bauteile, die in einem Kraftwerk vorhanden sind. Der Schwerpunkt lag dabei auf der vorbeugenden Instandhaltung. Die Instandhaltung erfolgte nach festgelegten Zeitintervallen. Bei Störungen innerhalb dieser Intervalle erfolgte eine minimale Instandsetzung. Der Vorteil bei diesem Vorgehen ist die Planbarkeit von Instandhaltungsmaßnahmen, dem der Nachteil der hohen Kosten gegenüber steht. Die absolute Höhe der spezifischen Instandhaltungskosten brennstoffbezogener Kraftwerkstypen wird in Abbildung 3-24 demonstriert. Dargestellt sind Durchschnittswerte und deren Bandbreiten aus einer Vielzahl von Literaturstellen und Informationen von Kraftwerksbetreibern. Diese qualitative Abstufung korreliert einerseits mit der in Kapitel 3.2 beschriebenen betriebsbedingten Alterung und andererseits mit der durchschnittlichen Arbeitsverfügbarkeit.

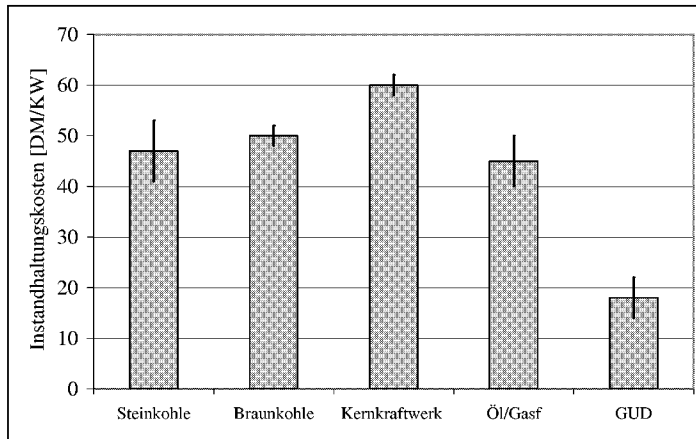


Abbildung 3-24: Durchschnittliche jährliche spezifische Instandhaltungskosten und deren Bandbreiten von brennstoffbezogenen Kraftwerkstypen in der Bundesrepublik Deutschland

Der hohe sicherheitstechnische Standard in deutschen Kernkraftwerken, der Bauteilredundanzen und kurze Prüfungsintervalle beinhaltet, bringt wie bereits erläutert gegenüber den fossilbefeuerten Kraftwerken hohe Instandhaltungskosten mit sich. Braunkohlenkraftwerke weisen in der Tendenz höhere Instandhaltungskosten als Steinkohlenkraftwerke auf. Ein Grund hierfür ist u. a. der größere apparative Aufwand wegen des hohen Rauchgasstroms sowie der abrasiven Wirkung der Braunkohlensande im Dampferzeuger. Die kompakte Bauweise des GuD-Kraftwerks führt zur niedrigen spezifischen Instandhaltungskosten. Das Fehlen einer Rauchgasreinigungsanlage und der Brennstoffaufbereitung begünstigen diesen Effekt. Die Angaben der in Abbildung 3-24 dargestellten spezifischen Instandhaltungskosten sind als Durchschnittswerte zu verstehen. Altersbezogene Instandhaltungskosten einzelner Kraftwerkstypen, die als Indiz für den Alterszustand dienen könnten, waren einerseits aufgrund mangelnden Datenmaterials nicht festzustellen. Andererseits wurden durch das regelmäßige, turnusmäßige vorbeugende Instandhaltungsprogramm das Kraftwerk im Sinne einer permanenten Runderneuerung am Leben gehalten, so daß betriebsbedingten Alterserscheinungen im Vorfeld begegnet wurde.

3.5. Zwischenbetrachtung und erste Schlußfolgerungen

Die betriebsbedingte Alterung beeinflußt nicht direkt die Lebensdauer eines Kraftwerks. Vielmehr bestimmen die mit der Alterung verbundenen Kosten, die sich in der Instandhaltung niederschlagen, den Zeitpunkt der Außerbetriebnahme. Die Hypothese, daß mit zunehmender Lebensdauer die Arbeitsverfügbarkeit, die als umfassender Kennwert zur Gesamtbeurteilung einer Anlage gilt, aufgrund betriebsbedingter Alterung abnimmt, konnte nicht bestätigt werden. Das bedeutet, daß aus dem zeitlichen Verlauf der Arbeitsverfügbarkeit eines einzelnen

Kraftwerks keine signifikanten Schlüsse über den Alterszustand - verursacht durch betriebsbedingte Einflüsse - und Folgerungen für die Lebensdauer gezogen werden konnten. Vielmehr nahmen exogene Ereignisse, wie z. B. die Großfeuerungsanlagenverordnung, einen meßbaren Einfluß auf die Verfügbarkeit von einzelnen Kraftwerken.

Die hohe Verfügbarkeit der in Deutschland betriebenen Anlagen kann auf die in der Vergangenheit angewandte vorbeugende Instandhaltungsmethode zurückgeführt werden. Unterschiede im spezifischen Instandhaltungsvolumen bei einzelnen Kraftwerkstypen lassen sich feststellen. Diese sind teilweise betriebs- , teilweise durch gesetzliche Gründen bedingt. Dagegen konnte aufgrund mangelnder Datenbasis kein Zusammenhang zwischen Instandhaltungskosten und zunehmender Lebensdauer, die ein Indiz für den Alterszustand darstellen könnte, festgestellt werden. Weiterhin verhindern die für die meisten Anlagen in der Vergangenheit geltenden vorbeugenden Instandhaltungsstrategien eine direkte Korrelation von Kosten und Alterszustand. Vorbeugende Instandhaltung entsprach der Prämisse der maximalen Verfügbarkeit. Im Zuge der Liberalisierung ist für den Kraftwerksbetreiber eine gänzlich neuartige Situation entstanden. Aufgrund des Wettbewerbs bedeutet dies für den einzelnen Kraftwerksbetreiber einen Betrieb der Anlage unter marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten. Die Lebensdauer des Kraftwerks wird folglich maßgeblich durch seine ökonomischen Parametern bestimmt. Die kostenintensive Strategie der vorbeugenden Instandhaltung, sowie die Prämisse der maximalen Verfügbarkeit muß damit in einem liberalisierten Markt in Frage gestellt werden.

Zur Beantwortung der Fragestellung, wie alt Kraftwerke werden können, lassen sich folgende Aspekte zusammenfassen. Die technische Lebensdauer einzelner Bauteile ist abhängig von der Betriebsweise. Schwerpunktanalysen von Schäden haben gezeigt, daß vor allem zeitstandbelastete und wechselbeanspruchte Bauteile betroffen sind. Dies Bauteile erreichen in der Regel eine rechnerische Lebensdauer von deutlich mehr als 30 Betriebsjahren. Ökonomische Gründe führen daher eher zu einer Außerbetriebnahme als technische. Allerdings führen die Schäden aufgrund der technischen Alterung zu erhöhten Kosten, die der Instandhaltung zugeschrieben werden. Diese altersbedingten Kosten können in ein ökonomisches Modell transformiert werden, daß die Bestimmung der ökonomische Lebensdauer aufgrund technischer Alterung ermöglicht. Die Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer einzelner Kraftwerkstypen ist Gegenstand des folgenden Kapitels.

4. Wirtschaftlichkeitsrechnung von Kraftwerken unter dem Gesichtspunkt technischer Alterung

4.1. Einführung in die Problematik

Das Alter von Kraftwerken wird, wie bereits in Kapitel 2 und 3 ausführlich dargestellt, von vielen Faktoren beeinflusst. Ein wesentlicher Einflußfaktor, der vor allem aus unternehmerischer Perspektive die zentrale Rolle spielt, sind die Kosten, die sowohl bei Neubau als auch beim Betrieb von Kraftwerken anfallen. Die hohe Kapitalintensität - sowohl die Höhe als auch die zeitliche Bindung - ist ein Kennzeichen der Kraftwerkswirtschaft. Sie reagiert daher besonders sensibel auf Veränderungen politischer und technischer Art. Die Frage nach den Kosten der Stromerzeugung hat in den letzten Jahren aufgrund der jüngsten Veränderungen der politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft - weg von einer monopolisierten Energiewirtschaft hin zu einem liberalisierten Energiebinnenmarkt - nochmals an Bedeutung gewonnen. Niedrige konkurrenzfähige Stromgestehungskosten von Kraftwerken werden im Wettbewerb zu einem überlebensnotwendigen Kriterium. Übertragen auf die Situation des einzelnen Kraftwerks in einem Kraftwerkspark kann folglich eine zu hohe Kostenstruktur die Außerbetriebnahme erzwingen. Die Kosten im Hinblick auf das Alter von Kraftwerken und besonders die Transformation der endogenen Einflußfaktoren, die im vorherigen Kapitel ausführlich beschrieben wurden, in ökonomische Parameter sind Gegenstand dieses Kapitels. Dabei ist das primäre Ziel die Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer von einzelnen Kraftwerkstypen. Das sekundäre Ziel ist die Vorbereitung und Schaffung einer belastbaren Datenbasis für das im dritten Teil verwendete Optimierungsmodell.

Die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken kann grundsätzlich aus zwei Perspektiven beleuchtet werden. Einerseits geht es um die Fragestellung nach der absoluten Wirtschaftlichkeit. Hier ist zu beantworten, ob das zu untersuchende Investitionsprojekt generell wirtschaftlich ist oder nicht. Aus der Perspektive des Investors geht es darum, ob ein Kraftwerk gebaut wird oder das vorhandene Kapital an anderer Stelle, zum Beispiel auf dem Kapitalmarkt, eingesetzt werden soll. In diesem Fall liegt eine Wirtschaftlichkeitsprüfung vor. Im zweiten Fall liegt ein Wirtschaftlichkeitsvergleich vor, d. h. die Fragestellung richtet sich nach der relativen Wirtschaftlichkeit zwischen verschiedenen Alternativen. In diesem Fall muß der Investor eine neue Kraftwerkskapazität errichten, wobei es dann nur noch um die Fragestellung nach der optimalen Alternative geht. Allerdings wäre es zu kurz gegriffen in einem liberalisierten Binnenmarkt lediglich bei Kapazitätsnachfrage die Möglichkeit eines Kraftwerksneubaus in Betracht zu ziehen. Im Zuge solcher grundsätzlichen Überlegungen spielen Stromeinkauf, Durchleitung, Least-Cost-Planning, aber auch Instandhaltungsstrategien und Ertüchtigungen bestehender Kraftwerke eine große Rolle.

Die Berechnung der ökonomischen Lebensdauer kann nur indirekt über Wirtschaftlichkeitsvergleiche ermittelt werden. Dazu ist es notwendig die Kriterien, die Unrentabilität nach sich

ziehen, klar zu definieren. Bei Wirtschaftlichkeitsvergleichen wird im allgemeinen die Kennzahl „Stromgestehungskosten“ ermittelt. Diese Kennzahl ist als Wirtschaftlichkeitgrenzwert anzusehen, bei deren Errechnung die Mindestverzinsung des Investitionskapitals zum kalkulatorischen Zinssatz unterstellt ist [51]. Üblicherweise wird bei der Berechnung der Stromgestehungskosten der Parameter „Anlagenlebensdauer“ über 20 oder 25 Jahre konstant gehalten. Die Auswirkung von Effekten auf die Wirtschaftlichkeit einer Stromerzeugungsanlage, wie direkte und indirekte Instandhaltungskosten, werden dabei nicht berücksichtigt. Direkte Instandhaltungskosten sind Kosten, die aufgrund betriebsbedingter Alterung entstehen, d. h. Kosten für Material- und Fremdleistungen, sowie die Kosten der Instandhaltungskostenstellen. Dagegen sind indirekte Instandhaltungskosten Ausgaben, die aufgrund von Stillstandsverlusten und Wertminderung anfallen.

Die im folgenden vorgestellte Methode rückt jedoch von der Annahme konstanter Anlagenlebensdauer ab und betrachtet die ökonomische Lebensdauer als Zielvariable. Zur Bearbeitung dieser Fragestellung wurde ein computergestütztes Modell entwickelt, das auf Basis finanzmathematischer Methoden die ökonomische Lebensdauer unter Annahme lebensdauerbegrenzender Kostenkriterien errechnet. Die finanzmathematischen Methoden werden in Kapitel 4.2, das Modell in Kapitel 4.4 und die lebensdauerbegrenzender Kostenkriterien in Kapitel 4.5 behandelt.

4.2. Methode der dynamischen Investitionsrechnung zur Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer von Kraftwerken

Das im folgenden vorgestellte Modell zur Bestimmung von dynamischen Stromgestehungskosten und der daraus abgeleiteten ökonomischen Lebensdauer basiert auf der finanzmathematischen Methode der Annuitätenrechnung als Ableitung der Kapitalwertmethode. Grundprinzip dieses dynamischen Verfahrens ist die Bildung einer einzigen investitionstheoretischen Kennzahl aus Zahlungsströmen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten als Einnahmen oder Ausgaben anfallen. Um die Zins- und Zinseszinsseffekte der zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallenden Ein- und Ausgaben vergleichbar zu machen, werden die Barwerte der Einnahmenreihe den Barwerten der Ausgabereihe gegenübergestellt. Vorteilhaftigkeit bzw. Wirtschaftlichkeit ergibt sich bei einem positiven Kapitalwert, also der Differenz aus dem Barwert aller Einnahmen und dem Barwert aller Investitions- und Betriebsausgaben. Das Kriterium der Wirtschaftlichkeit ist folglich nach Gleichung 4-1:

$$(4-1) \quad \sum_{j=1}^{j=n} (E_j \cdot q^{-j}) \geq AW_0 + \sum_{j=1}^{j=n} (A_j \cdot q^{-j})$$

mit	j:	laufendes Jahr	[Jahr]
	E_j :	laufende Einnahmen im betrachteten Jahr	[DM]
	A_j :	laufende Ausgaben im betrachteten Jahr	[DM]
	q^j :	Abzinsungsfaktor	[-]

AW ₀ :	Anlagebarwert	[DM]
n:	Ende Betrachtungszeitraum	[Jahr]

Üblicherweise werden bei dem Vergleich mehrerer Anlagen untereinander gleiche Betrachtungszeiträume angenommen. Das Ergebnis ist eine Kennzahl pro Kraftwerk. Diese ist ein Maß für seine relative Wirtschaftlichkeit. Von dieser Methode wird in dieser Arbeit Abstand genommen. Statt dessen wird zur Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer eine zeitabhängige Kennwertkurve errechnet. Diese wird im folgenden als Stromgestehungskostenkurve bezeichnet. Aus dem Verlauf dieser Kennwertkurve kann auf die ökonomische Lebensdauer geschlossen werden. Herleitung und Methodik wird in Kapitel 4.5 ausführlich diskutiert.

Alle Zahlungen fallen nur zu Beginn oder zu Ende eines Jahres an. Die Zinsen werden immer als jährlich nachschüssige Zahlungen berücksichtigt. Im Unterschied zur Kapitalwertmethode (stichtagsbezogene Vermögenskennzahl) liefert die Annuitätenrechnung eine Aussage über das zu erwartende Wirtschaftlichkeitsergebnis pro Jahr (zeitraumbezogene Zahlungsgröße). Um auch die Rentabilität von Kraftwerken unterschiedlicher Leistungsgrößen miteinander vergleichen zu können, werden die Annuitäten auf die jeweils produzierte Strommenge bezogen. Die Stromgestehungskosten, in Geldeinheit pro Mengeneinheit ausgedrückt, sind genau der Preis, der mindestens gefordert werden muß, damit eine Investition inklusive angestrebter Rendite rentabel wird. Die Stromgestehungskosten errechnen sich folglich aus den Annuitäten der Auszahlungsreihen bezogen auf die insgesamt über den Betrachtungszeitraum produzierte Strommenge. Die Grundgleichung, aus der im folgenden die Stromgestehungskosten abgeleitet werden, ist:

$$(4-2) \quad ANF(n, q) \cdot \left[AW_0 + \sum_{j=1}^{j=n} (A_j \cdot q^{-j}) \right] = 0 \quad \text{ANF: Annuitätenfaktor}$$

$$\text{mit} \quad ANF(n, q) := \sum_{j=1}^{j=n} (q^{-j}) = q^{-1} + q^{-2} + q^{-3} + \dots + q^{-n} = \frac{q-1}{1-q^{-n}}$$

Aus Gleichung (4-2) läßt sich ablesen, daß die Wirtschaftlichkeitsanalyse aus zwei Schritten besteht. Erstens muß der Anlagenbarwert der zu untersuchenden Investition vor Beginn der ersten kommerziellen Nutzungsdauer untersucht werden. Bauzins, Bauzeit und die unterschiedlichen Zeitpunkte von Fälligkeiten nehmen erheblichen Einfluß auf die Stromgestehungskosten. Zweitens müssen die Auszahlungsreihen nach Inbetriebnahme, also die jährlich anfallenden Auszahlungen für Lohn-, Material-, Anlage- und Kapitalkosten, zu einer Kennzahl zusammengefaßt werden. Üblicherweise werden die Kosten zur Energieumwandlung in fixe (leistungsabhängige) und variable (arbeitsabhängige) Kosten unterteilt [52]. Zu den fixen

Kosten zählen Aufwand für Personal, Abschreibung und Verzinsung des Kapitals sowie die Instandhaltungskosten. Arbeitsabhängige Kosten sind vor allem Aufwendungen für Brennstoffe sowie die betriebsabhängige Instandhaltung, für Hilfsstoffe und Entsorgung. Je nach Entwicklung der zukünftigen Betriebsausgaben kann auch zwischen dynamischen und statischen Kosten unterschieden werden. Das Kennzeichen dynamischer Kosten ist die Änderung der Kostenhöhe über die Zeit. Ein Beispiel hierfür sind schwankende Preise auf den Brennstoffmärkten. Ebenso werden in diesem Modell Instandhaltungskosten dynamisch betrachtet, da ihre Erhöhung aufgrund betriebsbedingter Alterung angenommen wird. Abbildung 4-1 verdeutlicht die zeitlich unterschiedlichen Fälligkeiten von Zahlungsreihen von Planung des Investitionsprojekts über die Zeit des Betriebs bis hin zur Stilllegung mit den entsprechenden Abrißkosten.

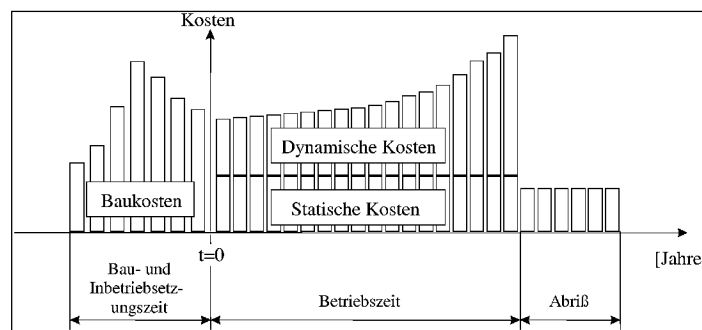


Abbildung 4-1: Zahlungsreihe über die Lebensdauer des Kraftwerksbetriebs

4.3. Modellparameter (Input)

4.3.1. Kalkulationszinssatz

Der kalkulatorische Zinssatz beeinflusst das Wirtschaftlichkeitsergebnis in hohem Maß. Bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse strebt ein Investor nicht nur eine Rückgewinnung, sondern auch eine entsprechende Verzinsung seiner eingesetzten finanziellen Mittel an. Für Fremdkapital entspricht der kalkulatorische Zinssatz der Höhe der langfristigen Schuldzinsen, der aus dem Zinssatz für langfristige Industrie- oder öffentliche Anleihen abgeleitet werden kann. Bei Einsatz von Eigenkapital entspricht der kalkulatorische Zinssatz der erhofften Kapitalverzinsung. Im folgenden gelten zwei Annahmen. Das zu untersuchende Kraftwerksprojekt ist eine Ersatz- oder Zusatzinvestition. Das bedeutet, daß das eingesetzte Eigenkapital nicht mit einer Investition auf dem Kapitalmarkt im Sinne eine Unterlassungsalternative konkurriert. Zweitens wird das Projekt durch einen kleiner Anteil der Eigenfinanzierung und einen größeren Teil der Fremdfinanzierung realisiert. Der Kalkulationszinssatz wird entsprechend den Anteilen des Fremdkapitals und des Eigenkapitals gemittelt.

$$(4-3) \quad K_E \cdot z_e + K_F \cdot z_f = (K_E + K_F) \cdot z_k$$

nach Umformung gilt für den kalkulatorischen Zinssatz

$$(4-4) \quad z_k = \frac{1}{1+v} (z_e + v \cdot z_f) \text{ mit } v = \frac{K_F}{K_E}$$

mit	z_k :	kalkulatorischer Zinssatz (nominal)	[%]
	v :	Kapitalverhältnis von Fremd- zu Eigenfinanzierung	[-]
	K_F :	Fremdkapitalanteil	[%]
	K_E :	Eigenkapitalanteil	[%]
	z_f :	Fremdkapitalzinssatz	[%]
	z_e :	Eigenkapitalzinssatz	[%]

Der in Gleichung 4-4 formulierte kalkulatorische Zinssatz ist nominal, d. h. jährliche Preissteigerungen werden nicht berücksichtigt. Zu Berechnung des realen kalkulatorischen Zinssatzes muß dieser inflationsbereinigt werden. Der reale kalkulatorische Zinssatz ergibt sich dann nach [53]:

$$(4-5) \quad z_{k,real} = \frac{z_k - z_{inf}}{1 + z_{inf} \cdot T_0}$$

mit	$z_{k,real}$:	realer kalkulatorischer Zinssatz	[%]
	z_{inf} :	Inflationsrate	[%]
	T_0 :	Betrachtungszeitraum	[Jahr]

Die Inflationsrate kann aus den Berechnungen des Lebenshaltungskosten-Index entnommen werden.

4.3.2. Berechnung des Investitionsbarwerts

Abhängig vom Kraftwerkstyp vergehen von der Auftragsvergabe bis zum ersten kommerziellen Betrieb mehrere Jahre. Zur Ermittlung des Investitionsbarwertes sind die Einzelausgaben zu den verschiedenen Zeitpunkten zu bestimmen. Die Zahlungen umfassen die Kosten der Anlage einschließlich Transport und Montage, Bauherreneigenleistungen, Zinsbelastungen während der Bauzeit, Zusatzkosten durch Teuerung, sowie Honorare, Gebühren, Abgaben, Versicherungen und Aufwendungen während der Planungs-, Errichtungs- und Inbetriebnahmezeit [51]. Weiterhin spielen Änderungen der Material- und Lohnkosten, Preisgleitformeln und die unterschiedlichen Zeitpunkte der Fälligkeiten eine große Rolle. Ist die Zeitreihe bekannt, so kann durch Aufzinsung der Einzelsumme auf den Bezugszeitpunkt der Anlagebarwert, bzw. der Investitionsbarwert bestimmt werden.

Da gewöhnlich detaillierte Angaben über die Zahlungsreihen in der einschlägigen Literatur nicht vorhanden sind, wird im Modell ein Näherungsverfahren eingesetzt, daß den Genauigkeitsanforderungen weiterer Berechnungen genügt. Hinreichend genau kann angenommen werden, daß der Schwerpunkt aller Auszahlung in der Mitte zwischen Bau- und Inbetriebnahmezeit liegt. Sind alle Auszahlungen bis zur halben Bauzeit fällig, müssen die Teuerungen für die Investition bis zu diesem Zeitpunkt berücksichtigt werden. Weiterhin sind zusätzliche Zinsbelastungen aus den Schuldzinsen für Fremdkapital, sowie Zinsverluste aus Eigenkapital bis zum Zeitpunkt der ersten Nutzungsdauer anzurechnen. Der Investitionsbarwert läßt sich dann aus Gleichung (4-6) wie folgt berechnen:

$$(4-6) \quad AW_0 = (K_{ANL} + K_{BE}) \cdot \left[1 + \frac{t_{INV}}{100} + \frac{z_B}{100} \right]^{0,5 \cdot n_{B,J}}$$

mit	K_{ANL} :	Anlagekosten zum Preisbasisdatum	[DM]
	K_{BE} :	Bauherreneigenleistung	[DM]
	t_{inv} :	Teuerungsrate für Investitionen	[%]
	z_B :	Bauzinssatz	[%]
	$n_{B,J}$:	Bau und Inbetriebsetzungszeit	[Jahre]

Die Anlagekosten zum Preisbasisdatum beinhalten alle direkten Ausgaben zur Erstellung einer betriebsbereiten Anlage. Dazu gehören bauliche, maschinentechnische und elektrische Anlagenteile. Zu den Bauherreneigenleistungen werden Grundstückserwerb, Grunderwerbsnebenkosten, Honorare, Steuerbelastungen, Genehmigungen, Gutachten, Begrünung, Sozialeinrichtungen etc. gezählt. Meist sind die Bauherreneigenleistungen nicht bekannt, so daß eine Abschätzung notwendig ist. Angaben in der Literatur [54, 55, 56] schwanken zwischen 5 % - 20 % des Angebotspreises. Falls die Bauherreneigenleistungen nicht explizit in den berechneten Beispielprojekten angegeben sind, werden diese pauschal mit 15 % der Anlagekosten angesetzt.

4.3.3. Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen jährlichen Kosten (Kapitaldienst) ergeben sich aus dem Investitionsbarwert vermindert um einen möglichen Restwert der Anlage und den gewählten Abschreibungsmodalitäten. Sie beinhalten Zinsen als Gegenwert für den Verzicht des Investitionskapitaleinsatzes auf Kapitalmärkten und berücksichtigen den Werteverlust der Anlage aufgrund von betriebsbedingter Alterung, Störungen und Unfällen (Abschreibungen). Die Kosten für das Kapital (Zinsen) und die Kosten für die Anlage (Abschreibungen) werden bei kalkulatorischen Betrachtungen meist als Kapitalkosten zusammengefaßt [57]. Die Abschreibungsmodalitäten werden von den Finanzverwaltungen klar vorgegeben, so daß willkürliche Gestaltung von Dauer und Höhe der Abschreibung nicht möglich ist. Wird die Abschreibung in jährlichen gleichen Beträgen vorgenommen, so spricht man von linearer

Abschreibung. Diese Art der Abschreibung ist im Modell implementiert. Die Sätze der einzelnen Komponenten und Dauern sind den sogenannten AfA-Tabellen (Absetzungen für Abnutzungen) zu entnehmen. Da je nach Bauteil sehr unterschiedliche Abschreibungszeiten vorgeschrieben werden, wird für die Modellrechnung eine einheitliche durchschnittliche kalkulatorische Abschreibungszeit gewählt. Bei linearer Abschreibung ist dann der jährliche Kapitaldienst als finanzmathematisches Äquivalent zu den effektiven Anlage- und Kapitalkosten:

$$(4-7) \quad K_{j(Kap)} = (AW_0 - R_n \cdot q_k^{-n^*}) \cdot ANF(q_k, n^*)$$

mit	$K_{j(Kap)}$:	jährlicher Kapitaldienst	[DM]
	R_n :	Restwert der Anlage am Ende der Abschreibungsdauer	[DM]
	q_k :	Kalkulationszinssatz	[%]
	n^* :	Abschreibungsdauer	[Jahre]

Üblicherweise werden 20 Jahre als Abschreibungszeitraum angenommen [51, 54, 58] und der Restwert der Anlage vernachlässigt. Fallen Abriß- und Entsorgungskosten am Ende der Lebensdauer an, wie das Beispiel der Kernkraftwerke zeigen wird, so können diese durch negative Restwerte im Modell mathematisch abgebildet werden.

4.3.4. Arbeitsabhängige Kosten

Die Brennstoffkosten und die Betriebsmittelkosten werden den arbeitsabhängigen oder variablen Kosten zugeordnet. Die Betriebsmittelkosten beinhalten Kosten für Schmiermittel, Chemikalien, Zusatzstoffe etc.. Sie sind direkt proportional zu der Bruttojahresarbeit und werden meist als mittlere sonstige jährliche Betriebsmittelkosten bezeichnet (Gleichung 4-8). Über ihre Höhe liegen Erfahrungswerte vor.

$$(4-8) \quad K_{s,i} = s_i \cdot P_{brutto,i} \cdot T_i$$

mit:	$K_{s,i}$:	mittlere sonstige Betriebskosten im Jahr i	[DM]
	s_i :	spezifische sonstige Betriebskosten im Jahr i	[DM/kWh]
	$P_{brutto,i}$:	installierte Bruttoleistung im Jahr i	[kW]
	T_i :	Ausnutzungsdauer im Jahr i	[h]

Die Brennstoffkosten spielen im Vergleich zu den Betriebsmittelkosten eine viel größere Rolle. Die arbeitsabhängigen Brennstoffkosten hängen von der mittleren Jahres-Nettoarbeit, vom spezifischen Nettowärmeverbrauch, dem Betriebswirkungsgrad und von den angenommenen Brennstoffpreisen im jeweiligen Jahr ab. Spezifischer Nettowärmeverbrauch und Betriebswirkungsgrad sind technische Parameter und somit Charakteristika der Anlage. Zeitlich sprunghafte Schwankungen dieser Parameter kommen nicht vor und unterliegen folglich keinen

kurzfristigen ökonomischen Gesetzmäßigkeiten. Vielmehr werden Wirkungsgrad- oder Leistungserhöhungen langfristig geplant, wobei Höhe und Zeitpunkte der Investitionen bekannt sind. Dagegen sind Wirkungsgrad- oder Leistungsminderungen altersbedingt und zeitlich nicht exakt vorhersehbar. Doch auch hier ist die Höhe der Minderung klar definiert. Problematischer gestaltet sich die Frage nach den Preisen für die einzusetzenden Brennstoffe. Zusätzlich zu der allgemeinen Teuerungsrate kommen noch starke Unsicherheiten bei der Abschätzung der Preisentwicklung. Dies gilt besonders für die auf den Weltmärkten gehandelten Primärenergieträger Steinkohle, Erdgas und Öl. Die Preisbildung entsteht hierbei durch Angebot und Nachfrage. Die Kosten für Braunkohle hängen von den jeweiligen Förderkosten in den Abbaubereichen ab.

Über die Entwicklung der Kosten gibt es eine Vielzahl von Studien. Trotz momentan sinkender Brennstoffpreise von Kohle, Öl und Gas wird in den meisten Studien von einer langfristigen Steigerung der Brennstoffkosten ausgegangen. Den unterschiedlichen möglichen Entwicklungen wird in der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung durch die Auswahl geeigneter Szenarien Rechnung getragen. Werte und Steigerungsraten werden im Kapitel 4.7 aufgelistet. Zur Bestimmung von nivellierten jährlichen Durchschnittskosten wird der jährlich ermittelte Brennstoffpreis auf den Bezugszeitpunkt abdiskontiert und über die Betriebszeit annuitätisch umgelegt.

Der jährliche nivellierte Durchschnittspreis ergibt sich nach Gleichung 4-9:

$$(4-9) \quad \bar{K}_{(Br)} = \left[\sum_{i=1}^n \left(p_i \cdot \bar{T}_i \cdot P_{\text{netto},i} \cdot \frac{3600}{\eta_{\text{th,netto},i}} \cdot \eta_{\text{betr},i} \right) \cdot q_{k,\text{real}}^{-i} \right] \cdot \frac{q_{k,\text{real}} - 1}{1 - q_{k,\text{real}}^{-n}}$$

mit:	$K_{(Br)}$:	Nivellierte Durchschnittsbrennstoffkosten pro Jahr	[DM]
	p_i :	Brennstoffpreis im Jahr i	[DM/kWh]
	$P_{\text{netto},i}$:	Nettoleistung der Anlage im Jahr i	[kW]
	$\eta_{\text{th,netto},i}$:	thermischer Wirkungsgrad im Jahr i	[%]
	$\eta_{\text{betr},i}$:	Betriebswirkungsgrad im Jahr i	[%]
	$q_{k,\text{real}}$:	kalkulatorischer Zinsfaktor (real)	[%]

Die jährliche mittlere Ausnutzungsdauer, Nettoleistung, thermischer Wirkungsgrad und der Betriebswirkungsgrad sind Funktionen in Abhängigkeit des Alters. Der Betriebswirkungsgrad entspricht dem Quotienten aus dem spezifischen Nettowärmeverbrauch bei Nennlast der Anlage und dem spezifischen Nettowärmeverbrauch während einer bestimmten Zeitspanne und ist folglich abhängig vom Ausnutzungsgrad. Der Betriebswirkungsgrad bildet An- und Abfahrverluste, unvermeidliche Wärmeverluste, Wärmeverluste durch Leckagen, Störungen, Bedienungsfehler und Rußblasen ab. Durch die zeitlich dynamische Gestaltung der technischen Parameter können sowohl Alterungs- als auch Rehabilitationseffekte simuliert werden.

4.3.5. Leistungsabhängige Kosten

Den leistungsabhängigen oder fixen Kosten werden einerseits die Personalkosten und andererseits die Instandhaltungskosten zugeordnet. Die Höhe des spezifischen Personalbedarfs hängt vor allem vom Kraftwerkstyp ab. Beispielsweise ist die spezifische Personalstärke in Kernkraftwerken wegen des hohen Sicherheitsstandards höher als in einem Kohlenkraftwerk. Mit zunehmendem Automatisierungsgrad nimmt die Personalstärke ab. Sofern keine Nachrüstungen bzgl. Automatisierungs- und Regelungstechnik bei Kraftwerken älterer Bauart getätigt wurden, spielt das Alter der Anlage bei Kraftwerken gleicher Blockgröße durchaus eine Rolle. Die jährlichen Personalkosten ergeben sich nach Gleichung 4-10:

$$(4-10) \quad K_{p,i} = k_{p,i} \cdot P_{brutto,i}$$

mit $K_{p,i}$: mittlere Personalkosten im Jahr i [DM]
 $k_{p,i}$: spezifische Personal- und Personalnebenkosten im Jahr i [DM/Person]

Die Aufwendungen für Instandhaltung werden meist pauschal in Abhängigkeit der Bruttoleistung angegeben. Größenordnungen der spezifischen Instandhaltungskosten in Abhängigkeit des Kraftwerkstyps wurden bereits in Kapitel 2 vorgestellt. Die Instandhaltungskosten beinhalten sämtliche anfallende Kosten aufgrund von Überwachung, Wartung, Inspektion und Instandsetzung. Sie werden im Modell in Abhängigkeit der Bruttoleistung vorgegeben (siehe Gleichung 4-11) und entsprechend der zu untersuchenden Instandhaltungsstrategie fortgeschrieben.

$$(4-11) \quad K_{Inst,i} = k_{Inst,i} \cdot P_{Brutto}$$

mit: $k_{Inst,i}$: mittlere spez. Aufwendungen für Instandhaltung im Jahr i [DM/kW]

Den unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien wird über eine Sensitivitätsanalyse Rechnung getragen. Im Modell wird von der Hypothese ausgegangen, daß ab dem Zeitraum, in dem vermehrt Abnutzungsfehler auftreten, die Instandhaltungskosten zunehmen (siehe dazu auch Kapitel 4.6).

4.3.6. Abrißkosten

Nach Ablauf der Lebensdauer eines Kraftwerks fallen Kosten für den Abriß der Anlage zum Zeitpunkt der Außerbetriebnahme bzw. einige Jahre danach an (siehe dazu auch Abbildung 4-1). Da in diesem Modell der Zeitpunkt der Außerbetriebnahme eine Zielvariable ist, werden die Abrißkosten über die kalkulatorische Abschreibungszeit auf das Jahr der Inbetriebnahme abdiskontiert und über diesen Zeitraum nivelliert. Dabei wird die Höhe der

Abrißkosten entweder vereinfacht in einem Prozentsatz der Anlagenkosten angegeben oder als Geldwert im Basisjahr. Im Modell werden diese Kosten als negativer Restwert der Anlage berücksichtigt (siehe Kapitel 4.3.3).

4.4. *Modell der dynamischen Investitionsrechnung zur Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer auf Basis von Stromgestehungskosten*

Zur Beantwortung der Fragestellung nach der ökonomischen Lebensdauer von Kraftwerken wurde ein computergestütztes Modell mit graphischer Bedieneroberfläche entwickelt. Das Modell arbeitet dynamisch, d. h. bei vorgegebenen dynamischen Input-Größen wird unter der zusätzlichen Restriktion „Grenzkriterien“ die ökonomische Lebensdauer bestimmt. Abbildung 4-2 zeigt den Programmablaufplan des Rechenmodells. Die Input-Parameter werden in sieben Kategorien unterteilt. Die ersten sechs beinhalten die Parameter, die die zu untersuchende Anlage charakterisieren und können innerhalb der Programmstruktur als Inputmaske mit integrierter Subroutine interpretiert werden. Jedes dieser Kategorien beinhaltet eine Vielzahl weiterer Variablen, deren Spezifizierungen bereits im Kapitel 4.3 „Modellparameter“ detailliert behandelt wurden. Im Prinzip arbeiten die Subroutinen Leistung, Brennstoff, Wirkungsgrad, Personal und Instandhaltung nach einem äquivalenten Muster. Die Eingangsdaten entsprechen dem Status quo der Anlage zum Inbetriebnahmezeitpunkt. Je nach Annahmen können im Sinne eines Planspiels zeitliche Änderungen der Eingangsparameter in zeitdiskreten Schritten auf Jahresbasis simuliert werden. Dabei ist es grundsätzlich möglich, kontinuierliche oder sprunghafte Änderungen der Parameter vorzugeben. Die Änderungen der Brennstoff-, Personal- und Instandhaltungskosten erfolgen auf Basis von Steigerungsraten. Dagegen geschehen Wirkungsgrad- und Leistungsverbesserungen oder Verschlechterungen sprunghaft in einem bestimmten Jahr. Diese fünf Input-Parameter werden daher, wie in Abbildung 4-2 dargestellt, als „dynamische“ Parameter bezeichnet. Der Parameter Kapital wird im Modell statisch betrachtet. Er wird aus Zahlungsströmen vor dem Inbetriebnahmezeitpunkt ermittelt und fällt über den Abschreibungszeitraum konstant an. Diese werden für das jeweilige Jahr im Programmteil "Zahlungsreihe" archiviert. Die zu bestimmende Zielgröße ist die ökonomische Lebensdauer. Zur ihrer Bestimmung sind Grenzkriterien notwendig, die als Restriktionsgleichung in die Modellrechnung eingehen. Es werden solange jährliche fortschreibenden Stromgestehungskosten ermittelt, bis die Abbruchbedingung, "Stromgestehungskosten kleiner Grenzkriterien", erfüllt ist. Die Definition der Grenzkriterien wird im folgenden Kapitel diskutiert.

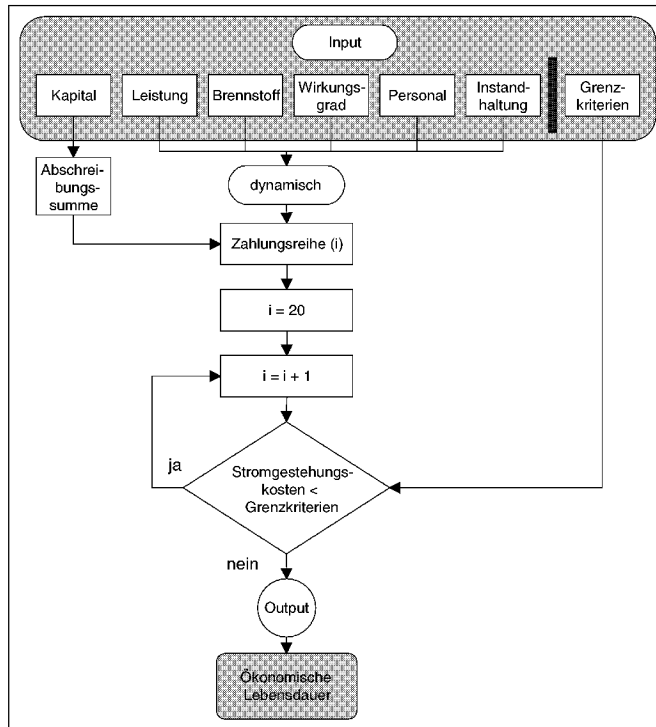


Abbildung 4-2: Programmablaufplan des computergestützten Modells zur Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer von Kraftwerken der Elektrizitätsversorgung

4.5. Kriterien für die Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer

Der entscheidende Parameter, der den ökonomischen Zustand eines Kraftwerks quantifiziert, sind die Stromgestehungskosten. Bei der Investitionsentscheidung für ein neues Kraftwerk muß weiterhin seine zukünftige Last Einsatzart berücksichtigt werden. Wie bei der Herleitung der Stromgestehungskosten (Kapitel 4.2) deutlich wurde, hängen diese nicht nur von den Investitions-, Brennstoff-, und Instandhaltungskosten ab, sondern ganz entscheidend von seiner jährlichen durchschnittlichen Auslastung. So werden Kraftwerke, die niedrige Stromgestehungskosten bei hoher Auslastung aufweisen, als Grundlastkraftwerke, Kraftwerke mit relativ niedrigen Stromgestehungskosten bei geringer Auslastung als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt. Sämtliche Anlagen sind durch sinkende Stromgestehungskosten mit zunehmender Ausnutzung gekennzeichnet. In einem Kraftwerkspark mit vorgegebener Lastverteilungskurve werden die Blöcke dann entsprechend der Reihenfolge der geringsten Grenzkosten eingesetzt. Bei der konventionellen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, d. h. bei Wahl zwischen verschiedenen Alternativen unter der Voraussetzung gleicher Lebensdauern, sind die niedrigsten Stromgestehungskosten in dem Lastbereich, in dem das Kraftwerk eingesetzt werden soll, das Kriterium für die Wirtschaftlichkeit.

Unabhängige Kriterien der Unrentabilität

Die ökonomische Lebensdauer ist die Zielgröße und sie ist folglich variabel. Zu der Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der jährlichen Auslastung tritt die Abhängigkeit von der möglichen Lebensdauer hinzu. Unter der Annahme einer unendlichen Lebensdauer ergibt sich der in Abbildung 4-3 dargestellte qualitative Verlauf der Stromgestehungskostenkurve.

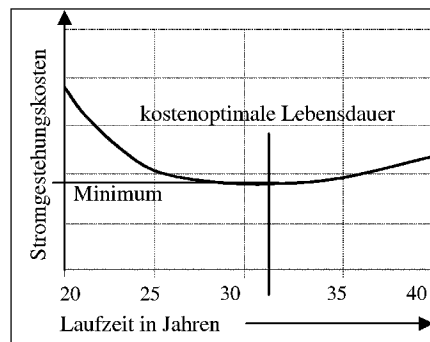


Abbildung 4-3: Qualitativer Verlauf der Stromgestehungskostenkurve nach Ende der Abschreibungszeit und Bestimmung der kostenoptimalen Lebensdauer

Die im jeweiligen Jahr i angegebenen Stromgestehungskosten entsprechen allen bis zu diesem Betrachtungszeitpunkt auf den Bezugszeitpunkt abdiskontierten und über die gesamte produzierte Strommenge nivellierten Zahlungsströmen. Der in Abbildung 4-3 dargestellt typische Verlauf der Kostenkurve sinkt zunächst ab Ende der Abschreibungszeit, durchläuft ein Minimum und steigt danach wieder an. Der Verlauf ergibt sich aus den jeweilig im Jahr anfallenden Ausgaben. Da unter Voraussetzung jährlicher konstanter Ausnutzungsdauer der Anlage die produzierte Strommenge linear wächst, jedoch der abdiskontierte Zahlungsstrom aufgrund des Wegfalls der Kapitalkosten nach Ende der Abschreibungsdauer eine deutlich geringere Steigerungsrate hat, sinken die Stromgestehungskosten. Würden keine Änderungen der jährlichen Zahlungsströme mit zunehmender Lebensdauer anfallen, würde die Stromgestehungskostenkurve asymptotisch gegen einen Grenzwert laufen. Aufgrund des zunehmenden Alters der Anlage ist jedoch mit einer Zunahme des jährlichen Zahlungsstromes aufgrund steigender Instandhaltungskosten zu rechnen. Auch können Lohnsteigerungen oder Änderungen der Brennstoffpreise den jährlichen Zahlungsstrom derart erhöhen, daß die jährlichen abdiskontierten Stromgestehungskosten ansteigen. Dieses Minimum wird im weiteren als kostenoptimale Lebensdauer bezeichnet. Die kostenoptimale Lebensdauer gibt den Zeitpunkt an, bei dem über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerks minimale Stromgestehungskosten erreicht werden. Wäre der Strompreis über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant, so wäre zu diesem Zeitpunkt der Gesamtgewinn maximal. Bei Weiterbetrieb der Anlage würde der Gesamtgewinn abnehmen.

Die Angabe der kostenoptimalen Lebensdauer ist ein Kennwert, der maßgeblich von den Annahmen der zukünftig zu erwartenden Zahlungsströmen abhängt. Mit zunehmendem Alter des Kraftwerks nimmt entsprechend der "Badewannenkurve" die Ausfallrate aufgrund steigender Abnutzungsfehler zu. Gleichzeitig wird aufgrund des asymptotischen Verlaufs der Stromgestehungskostenkurve bis zum kostenoptimalen Minimum der relative Nutzen mit zunehmender Lebensdauer immer kleiner. Das Risiko der Unrentabilität steigt. Um dem steigenden Risiko eines großen Schadens Rechnung zu tragen, wird die Grenznutzenlebensdauer definiert. Zusammen mit der kostenoptimalen Lebensdauer ergibt sich dann wie in Abbildung 4-4 dargestellt eine Lebensdauerbandbreite.

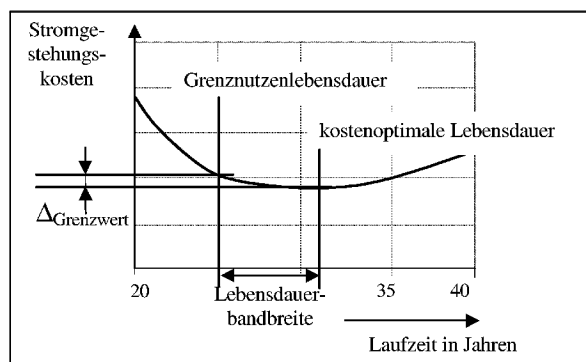


Abbildung 4-4: Bestimmung der relativen Lebensdauerbandbreite mittels Grenznutzenlebensdauer und kostenoptimaler Lebensdauer

Der angegebene Grenzwert $\Delta_{\text{Grenzwert}}$ wird für alle Szenarien auf $\Delta_{\text{Grenzwert}}=10\%$ gesetzt. Dies bedeutet, daß die Grenznutzenlebensdauer bei Abnahme der Stromgestehungskosten um 90 %, ausgehend vom Ende der Abschreibungszeit, erreicht ist. Die Lebensdauerbandbreite kann für einzelne Kraftwerkstypen spezifisch angegeben werden.

Abhängige Kriterien der Unrentabilität

Den unabhängigen Grenzkriterien, die sich allein aus der Charakteristik der Stromgestehungskostenkurve ergeben, stehen die abhängigen Grenzkriterien gegenüber. Unter abhängigen Grenzkriterien werden von außen vorgegebene Schwellenwerte verstanden, die bei Unter- oder Überschreiten der Stromgestehungskostenkurve Aussagen über die Lebensdauer zulassen. Abbildung 4-5 verdeutlicht diesen Sachverhalt. Durch die Einführung eines Grenzwertes, dessen Unterschreitung die Außerbetriebnahme einer Anlage nach sich ziehen könnte, werden marktwirtschaftliche Gesichtspunkte berücksichtigt. Der Grenzwert ergibt sich aus der Situation des gesamten Kraftwerksparks, dessen Teil das zu untersuchende Kraftwerk ist. Dabei sind zwei Ableitungen für den Grenzwertes denkbar:

1. Die Anlage, deren Lebensdauer bestimmt werden soll, muß sich gegenüber technischem Fortschritt, der in Form einer BAT-Anlage (Best Available Technique) dargestellt wird, behaupten.
2. Die Anlage muß gegen Stromgestehungskosten konkurrieren, die in einem liberalisierten Kraftwerkspark in den bestehenden Lastbereichen existieren.

zu 1.: Eine Anlage erreicht genau dann das Ende ihrer Lebensdauer, wenn eine Technik existiert, deren Stromgestehungskosten bei Vollkosten unter den Kosten einer abgeschriebenen Anlage liegen. In einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt, wie er zur Zeit in Deutschland existiert, ist das Erfolgskriterium im Erzeugungssektor die Kostenführerschaft [59]. Bereits installierte Kraftwerkskapazitäten müssen gegen die sogenannten BAT-Technologien konkurrieren. Unter dieser Technologie werden Anlagen verstanden, die in der Summe ihrer Eigenschaften als die zur Zeit beste verfügbare Stromerzeugungskapazität gelten. Unter besten Eigenschaften werden dabei folgende Punkte verstanden:

- niedrige spezifische Investitionskosten
- hoher Wirkungsgrad
- geringer Personalbedarf
- hohe Verfügbarkeit
- breites Einsatzspektrum
- kurze Bauzeiten
- geringe Umweltbelastung
- kurze Amortisationszeiten

Die zur Zeit am Markt existierende Technologie, die sämtliche Kriterien nicht nur kurzfristig, sondern auch in einem geeigneten Zukunftshorizont erfüllt, ist das GuD-Kraftwerk (Gas- und Dampfprozeß). Zusätzlich zu den oben aufgezählten BAT-Eigenschaften hat das GuD-Kraftwerk den Vorteil kurzer Startzeiten, geringer Anfahrverluste und hoher Teillastwirkungsgrade. Die Stromgestehungskosten von GuD-Kraftwerken werden daher als Grenzkriterium für die Wirtschaftlichkeitsrechnung eingesetzt und bilden den Grenzwert in Abbildung 4-5.

zu 2.: Ein wichtiges Kriterium für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage ist nicht nur der direkte Vergleich zu einer anderen Technik, sondern auch der Vergleich zu den Durchschnittskosten in einem Kraftwerkspark. Das Kraftwerk muß also gegen einen Marktpreis seine Wirtschaftlichkeit behaupten. Eine Vielzahl von Einflußfaktoren spielen bei der Bildung der durchschnittlichen Erzeugungskosten in einem liberalisierten Energiemarkt eine Rolle, so daß sich die Bestimmung dieser Kosten als äußerst schwierig gestaltet. Die Kosten, zu denen ein Betreiber Elektrizität erzeugen kann, hängen von der Größe, dem Alter und der Zusammensetzung seines Kraftwerksparks ab. Ferner spielt die Möglichkeit eines Fremdbezugs von Strom eine Rolle. In einem idealen Energieversorgungsunternehmen ist die Minimierung

der Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksparks das angestrebte Unternehmensziel bei gleichzeitiger Einhaltung verschiedenster Rahmenbedingungen wie Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit. Es gibt eine Vielzahl von Möglichkeiten, wie sich ein Kraftwerkspark zusammensetzt. Daher kann es vorkommen, daß die durchschnittlichen Stromgestehungskosten sogar unter einer BAT-Technologie liegen. In der Realität spielen diese theoretischen Überlegungen jedoch keine Rolle.

Die abhängigen Lebensdauern ergeben sich aus dem Schnittpunkt der Grenzwerte mit der Stromgestehungskostenkurve. Dabei sind zwei verschiedene Konstellationen denkbar, von denen die erste in Abbildung 4-5 dargestellt ist. Im ersten Fall schneidet die Stromgestehungskostenkurve den aus der BAT-Technik abgeleiteten Grenzwert.

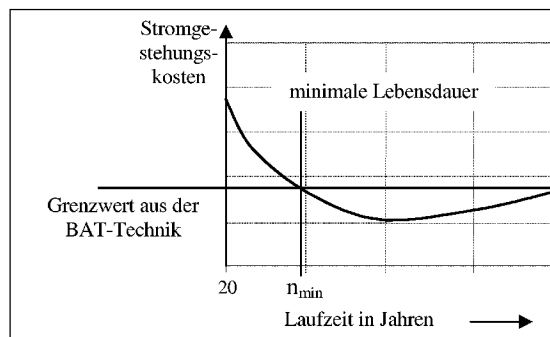


Abbildung 4-5: Bestimmung der minimalen Lebensdauer aus der Stromgestehungskostenkurve und dem BAT-Grenzwert

Der Schnittpunkt der Stromgestehungskostenkurve mit dem BAT-Grenzwert wird als minimale Lebensdauer definiert. Für den Betreiber der Anlage beschreibt dieser Zeitpunkt die minimale Betriebszeit bis die relativen Verluste gegenüber einer BAT-Anlage ausgeglichen sind.

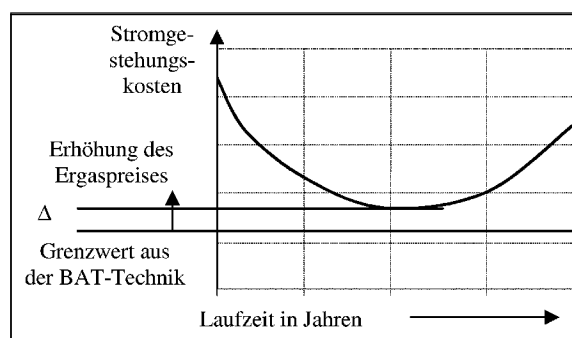


Abbildung 4-6: Bestimmung der Sensitivitäten der absoluten Lebensdauer gegenüber Schwankungen des Grenzwertes

Die zweite Konstellation, die sich aus der Betrachtung der absoluten Lebensdaueranalyse ergeben könnte, wird in Abbildung 4-6 dargestellt. In diesem Fall erreicht die Stromgestehungskostenkurve nicht den BAT-Grenzwert. Streng genommen müßte diese Anlage dann sofort nach Ende der Abschreibungszeit stillgelegt und durch eine BAT-Anlage substituiert werden, da zu keinem Zeitpunkt absoluter Gewinne möglich ist. Die ökonomische Lebensdauer wäre dann gleich der Abschreibungszeit. Allerdings soll der aus der GuD-Technik abgeleitete Grenzwert nur als Anhaltspunkt für eine absolute Wirtschaftlichkeit dienen. Die Stromgestehungskosten der GuD-Technologie reagieren äußerst sensitiv auf Schwankungen des Erdgaspreises. Beispielsweise könnte bei einer leichten Erhöhung des Erdgaspreises wieder die minimale Lebensdauer erreicht werden, die dann mit der kostenoptimalen Lebensdauer übereinstimmt. Ergebnis dieser Analyse ist eine absolute Sensitivitätsbetrachtung der minimalen Lebensdauer gegenüber Veränderungen des Grenzwertes.

Aus der Perspektive des Anlagenbetreibers spiegeln kostenoptimale und minimale Lebensdauer zwei unterschiedliche Gesichtspunkte wieder, die sich in den Schlußfolgerungen deutlich unterscheiden. Im Fall der kostenoptimalen Lebensdauer ist der Kraftwerksbetreiber in erster Linie an Gewinnmaximierung interessiert. Hier steht die Fragestellung im Mittelpunkt, **wie** mit den zur Verfügung stehenden Mitteln, Kapitalressourcen und technisches Know-how, das Ziel der kostenoptimalen Lebensdauer erreicht werden kann. Gewinn ist bereits mit Erreichen der Abschreibungszeit erreicht. Es geht folglich nur noch um die Gewinnmaximierung. Im zweiten Fall dagegen setzt der Anlagenbetreiber seine Anlage dem Wettbewerb einer realen Konkurrenz aus. Hier stellt sich die Frage, **ob** seine Anlage mit zunehmendem Alter gegenüber einer BAT-Technik eine Chance hat. Wird der Schluß gezogen, daß die Anlage wie in Abbildung 4-6 nie die minimale Lebensdauer erreicht, müßte aus betriebswirtschaftlicher Perspektive die bestehende Anlage nach Abschreibungszeit stillgelegt und, um den Gesamtgewinn zu maximieren, die Altanlage durch die BAT-Technologie ersetzt werden.

4.6. *Entwicklung altersbedingter Kosten*

In Kapitel 2 wurde gezeigt, daß aufgrund der bisher in Deutschland angewandten Instandhaltungsstrategie in Kraftwerken eine direkte Zusammenhang zwischen Alterszustand und Instandhaltungskosten nicht nachgewiesen werden konnte. Maximale Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit standen für die Grundlastkraftwerke im Vordergrund [41]. Erreicht wurde dieses Ziel durch die Anwendung einer zeitbezogenen bzw. vorbeugenden Instandhaltungsstrategie. Entscheidend für die Bestimmung der kostenoptimalen und minimalen Lebensdauer sind daher die Annahmen über die Entwicklung der Instandhaltungskosten ab dem Zeitpunkt, ab dem Abnutzungsfehler auftreten. Dies entspricht dem Ausfallverhalten technischer Anlagen (vergleiche dazu auch Abbildung 2-5). Gegenstand dieses Kapitels ist die Ableitung der betriebsbedingten Alterung in Instandhaltungskosten unter Berücksichtigung verschiedener Instandhaltungsstrategien.

Die spezifischen Instandhaltungskosten, abhängig vom Kraftwerkstyp, wurde bereits in Abbildung 3-24 dargestellt. Allerdings sind in diesem Betrag nicht die altersbedingten Instandhaltungskosten enthalten. Die Minimierung der Instandhaltungskosten, die bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen pauschal angegeben werden, ist Gegenstand vieler Instandhaltungsstrategien. In der Fachliteratur wird darüber ausführlich berichtet [2, 3, 7, 8, 41, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66]. Die Optimierung der Instandhaltung befindet sich dabei immer im Spannungsfeld der drei Randbedingungen Sicherheit, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit [2]. Die wichtigsten Methoden sind zusammen mit der bereits beschriebenen die vorbeugende und Schaden bezogene Instandhaltung [2, 61]:

LM: Lean Maintenance (schlanke Instandhaltung) LM strebt die Konzentration auf Kernkompetenzen und –prozesse der Instandhaltung an.

TPM: Total-Productive-Maintenance (integrierte produktive Instandhaltung)

TPM: zielt auf eine ganzheitliche Planung und Durchführung aller Instandhaltungsaktivitäten zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Instandhaltung ab.

RCM: Reliability-Centred-Maintenance (Zuverlässigkeit orientierte Instandhaltung)

RCM: konzentriert sich auf eine Erhöhung der Zuverlässigkeit.

KBM: Knowledge-Based-Maintenance (Wissensbasierte Instandhaltung)
(oder CBM: Condition based Maintenance)

KBM soll das Zustandswissen über Instandhaltungsobjekte verbessern und damit die Qualität der Entscheidungen erhöhen.

Die unterschiedlichen Kostenerwartungen bzgl. der gewählten Instandhaltungsstrategien lassen sich für die Betriebszeit, in der Zufallsfehler auftreten, im Verhältnis zur vorbeugenden Instandhaltung abschätzen. Allerdings existiert kein ausreichendes Datenmaterial, das die altersbedingte Kostenentwicklung, d.h. die Kostenentwicklung nach Ende der Abschreibungszeit, in einem Kraftwerk beschreibt. Weiterhin können über die Langzeitwirkung der unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien in der Phase der Abnutzungsfehler keine plausiblen Annahmen getroffen werden, da in jeder Anlage eine Kombination der unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien praktiziert wird. Daher werden die altersbedingten Kostenentwicklungen der Instandhaltung in sechs vereinfachte Modelle abstrahiert. Die sechs Modelle beschreiben unterschiedliche Entwicklungen, wobei für alle die folgenden Grundannahmen gelten:

- Die Abschreibungszeit entspricht der Zeit, in der lediglich Zufallsfehler auftreten. Es ist die Zeit, in der die spezifischen Instandhaltungskosten abhängig vom Kraftwerkstyp konstant gehalten werden. Die Höhe der spezifischen Instandhaltungskosten können der in Abbildung 3-24 dargestellten Werte entnommen werden.

- Mit dem Ende der Abschreibungszeit endet die Phase der Zufallsfehler und die Phase der Abnutzungsfehler beginnt. Die Entwicklung der Instandhaltungskosten aufgrund der Abnutzungsfehler wird entsprechend des Ausfallverhaltens technischer Anlagen steigend angenommen.
- Steigenden Ausgaben für die altersbedingte Instandhaltung ermöglichen gleichbleibende Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit. Die Variante, die Instandhaltungskosten mit der Verfügbarkeit zu verknüpfen, wird an dieser Stelle nicht aufgegriffen. Hierbei würde sich die Folge betriebsbedingter Alterung nicht in den Kosten niederschlagen, sondern würde sich durch eine verminderte Verfügbarkeit ausdrücken. Dieser Aspekt wird in Kapitel 5 näher beleuchtet.
- Die unterschiedlichen Entwicklungen der altersbedingten Instandhaltungskosten stellen eine Bandbreite dar. Sie sind nicht als Folge einer Instandhaltungsstrategie zu verstehen, sondern dienen in erster Linie der Bestimmung der Lebensdauer.

Die sechs Kostenentwicklungen entsprechen drei Basistypen mit jeweils einer Variante.

Basistyp A: Basistyp A geht von einer linearen Entwicklung der Instandhaltungskosten aus. Grundüberlegung ist die in vielen Kraftwerken angewandte Methode der vorbeugenden Instandhaltung. Durch vorbeugende Maßnahmen an Komponenten während der Phase der Zufallsfehler reduzieren sich die altersbedingten Fehler in der Phase der Abnutzung. Den Schäden aufgrund altersbedingter Fehler wird dann durch eine Steigerung der Instandhaltungskosten entgegengewirkt. In Variante A1 wird von einer linearen Steigerung von 10 % des spezifischen Instandhaltungssatzes pro Jahr während der Abschreibungszeit ausgegangen. Die zweite Variante (A2) geht von einer Steigerung von 20 % pro Jahr aus (siehe Abbildung 4-7).

Basistyp B: Basistyp B bildet eine progressive Steigerung der Instandhaltungskosten ab. Dabei wird angenommen, daß entsprechend dem technischen Ausfallverhalten von Anlagen, ebenfalls die Instandsetzungsmaßnahmen und damit die Instandhaltungskosten proportional steigen werden. Um den Unsicherheiten bzgl. der zukünftigen Entwicklung Rechnung zu tragen, wird die optimistische Variante mit 5 % progressiver jährlicher Steigerung (Variante B1) und eine pessimistischere Variante (Variante B2) mit 10 % jährlicher progressiver Steigerung angenommen (siehe Abbildung 4-7).

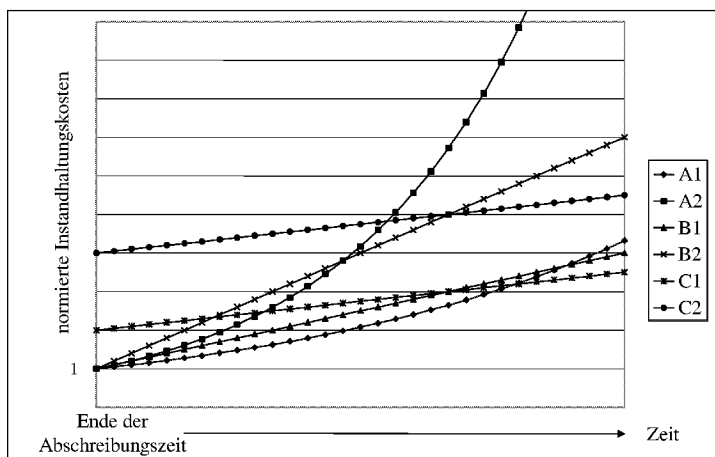


Abbildung 4-7: Qualitativer Verlauf der sechs unterschiedlichen Kostenentwicklungen der Instandhaltung aufgrund zunehmender Abnutzungsfehler nach Ende der Abschreibungszeit

Basistyp C: In allen drei Basistypen wird von dem Weiterbetrieb der Anlage nach Ende der Abschreibungszeit ausgegangen. Im Basistyp C allerdings wird am Ende der Abschreibungszeit eine Modernisierung durchgeführt. Diese wird durch eine einmalige Erhöhung der spezifischen Instandhaltungskosten umgesetzt. Durch die Modernisierung kann selbstverständlich nicht der Zustand eines neuen Kraftwerks erreicht werden, so daß weiterhin altersbedingte Schäden, allerdings mit geringerer Ausprägung, vorkommen. Die altersbedingte Kostenentwicklung wird daher nach der Modernisierung linear mit schwach steigendem jährlichem Prozentsatz von 5 % fortgeschrieben. In Variante C1 wird von einer Verdoppelung der spezifischen Instandhaltungskosten und in Variante C2 von einer Vervielfachung ausgegangen (siehe Abbildung 4-7).

4.7. Brennstoffpreisentwicklung

Bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Kraftwerks spielt die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise eine große Rolle. Der Anteil der Brennstoffkosten an den Stromgestehungskosten ist je nach Kraftwerkstyp sehr unterschiedlich. Bei Kernkraftwerken spielen die Brennstoffkosten im Verhältnis zu den Investitionskosten eine geringere Rolle als bei einem GuD-Kraftwerk. Bei diesem Typ nehmen die Brennstoffkosten einen großen Teil der gesamten Stromgestehungskosten ein. Da Kraftwerke eine lange Laufzeit haben, müssen bei der Investitionsrechnung voraussichtliche Veränderungen der Brennstoffpreise berücksichtigt werden. Allerdings ist die Vorhersage über einen sehr langen Zeitraum mit starken Unsicherheiten behaftet. Die hier getroffenen Annahmen über die zukünftigen Entwicklung der Brennstoffpreise von Stein-, Braunkohle, Erdgas und Kernenergie basieren auf diversen Studien [54, 55, 67, 68, 69]. Um den dort aufgeführten unterschiedlichen Prognosen Rechnung zu

tragen, wird neben einem Preisbasisszenario je ein Szenario mit hoher Preis- und mit niedriger Preisentwicklung diskutiert.

In Anlehnung an [55] gelten weitere folgende Annahmen:

- Die in den folgenden Kapiteln angegebenen Brennstoffpreise enthalten keine Mehrwertsteuer.
- Der langfristige Wechselkurs für den Dollar wird auf 1,75 DM/US\$ festgesetzt.
- Alle Preise enthalten die Transportkosten bis zum Kraftwerk.

Steinkohle

Bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung der Steinkohlenkraftwerke werden die Preise für Importkohle zugrunde gelegt. Zwar liegt der Anteil der heimischen Steinkohle derzeit bei 70 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs, jedoch zeigen alle Prognosen einen deutlichen Trend hin zum Einsatz von Importkohle bis zu 60 % im Jahr 2005 [70]. Die in Deutschland geförderte Steinkohle ist etwa dreimal so teuer wie die Importkohle. Für die Modellrechnung sind die Preise für Importkohle ausschlaggebend, da auf Basis von betriebswirtschaftlichen Methoden gerechnet wird.

In Abbildung 4-8 sind die drei unterschiedlichen Brennstoffpreisentwicklungen von Importsteinkohle abgebildet. Alle drei Szenarien unterscheiden sich erst ab dem Jahr 2001. 1995 bis 1999 ließen sich stark sinkende Preise von Kesselkohlen beobachten. Aufgrund steigender Nachfrage am Weltmarkt an Kesselkohlen wurden weitere Förderkapazitäten ausgebaut, die allerdings deutlich über dem Nachfragebedarf lagen. Das so entstandene Angebot an Überkapazitäten und folglich rückläufiger Kapazitätsauslastung wird nach aktuellem Datenstand zu weiteren Preissenkungen bis zum Jahr 2001 führen [71]. Aufgrund dieser Entwicklung ist abzusehen, daß im Zuge weltweiter Vernetzung des Kesselkohlenhandels die Steigerungsraten der Förderkapazitäten dem Nachfrageangebot angepaßt werden, so daß langfristig mit höheren Preisen zu rechnen ist. Aufgrund dieser Zusammenhänge werden für alle Preisszenarien Steigerungen der Kohlenpreise bis 2005 angenommen. Vom Tiefstand im Jahr 1999 steigen die Preise im Basisszenario und im Szenario „niedrige Preisentwicklung“ auf 2,6 DM/GJ (76 DM/t SKE) an und erreichen damit das Niveau von 1995. Während die Preissteigerung im Basisszenario ab dem Jahr 2005 1 % pro Jahr beträgt, steigen die Preise im Szenario „niedrige Preisentwicklung“ weiterhin moderat bis 2010 auf 2,8 DM/GJ (82 DM/t SKE) und bleiben dann konstant. In dem Hochpreisszenario verdoppeln sich dagegen die Importkohlenpreise innerhalb von fünfzehn Jahren vom Tiefstand 1999 auf 3,78 DM/GJ (111 DM/t SKE). Von diesem hohen Preisniveau (ab 2010) steigen die Importpreise wieder moderat mit 1 % pro Jahr an.

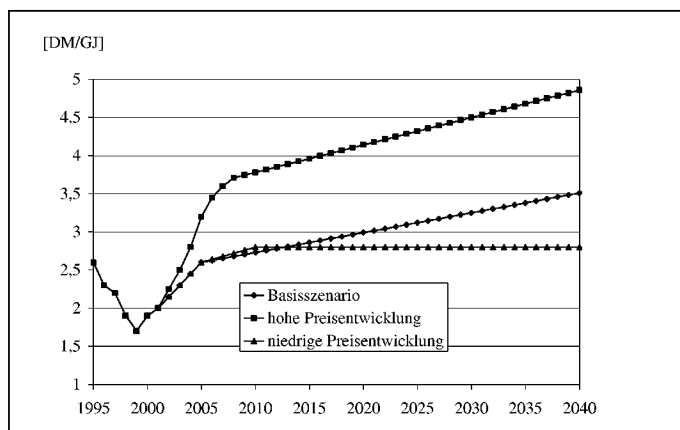


Abbildung 4-8: Preisentwicklung von Importsteinkohle

Erdgas

Die Erdgaspreisbildung richtet sich nach dem Prinzip der anlegbaren Kosten [57], d. h. die Erdgaspreise sind an die Entwicklung des Heizölpreises gekoppelt. Die für den Kraftwerkseinsatz relevanten Erdgaspreise setzen sich aus den Grenzübergangspreisen, den Transportkosten und den Verteilungskosten zusammen. Kraftwerke auf Erdgasbasis beziehen Erdgas aus dem Hochdrucknetz. Die Verteilungskosten sind marginal und somit im Vergleich zu Transport und Grenzübergangspreisen vernachlässigbar. Die Transportkosten können nach [54, 55, 72] mit 0,6 Pf/kWh abgeschätzt werden. Die Erdgaspreise enthalten den gültigen Energiesteuersatz von derzeit 0,36 Pf/kWh.

Die augenblickliche Situation auf den Weltenergiemärkten bietet günstige Bedingungen für den Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung. In Europa und den GUS-Staaten befindet sich etwa die Hälfte der sicher gewinnbaren Vorräte. Durch den forcierten Ausbau eines transeuropäischen Erdgasverbundnetzes in den letzten Jahren [73] ist eine langfristige Versorgung mit Erdgas für den Kraftwerkseinsatz gewährleistet. Preissteigerungen aufgrund von Ressourcenknappheit kann daher ausgeschlossen werden. Für die Situation in Deutschland werden folgende drei Preisszenarien zugrunde gelegt, die in einem Basisszenario, in einem Szenario „niedrige Preisentwicklung“ und in einem Szenario „hohe Preisentwicklung“ abgebildet sind (Abbildung 4-9).

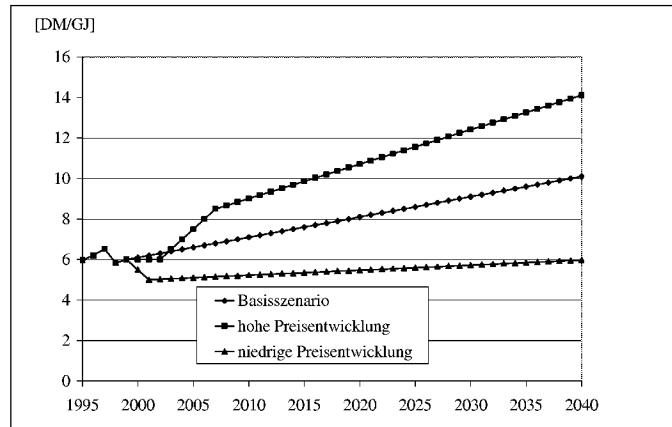


Abbildung 4-9: Preisentwicklung von Erdgas

Das Szenario „niedrige Preisentwicklung“ basiert auf der Annahme ausreichender Reserven und sinkender Preise aufgrund der Liberalisierung. Die Liberalisierung der Gasmärkte in der Europäischen Union bewirkt eine verschärfte Wettbewerbssituation zwischen den Erdgasunternehmen. Diese Entwicklung führt trotz steigender Nachfrage nach Erdgas, insbesondere im Wärmemarkt, zu einem Preisverfall bis zum Jahr 2001. Im Zuge der Errichtung ausreichender Transportkapazitäten und der Exploration weiterer Erdgasfelder in den GUS-Staaten, führt die weiter steigende Nachfrage nach Erdgas in Europa und der steigende Eigenverbrauch in Rußland lediglich zu einem moderaten Anstieg der Erdgaspreise ab 2002 von 0,5 % pro Jahr. Diesem Szenario steht das Szenario „hohe Preisentwicklung“ gegenüber. Die stark steigende Erdgasnachfrage in der EU wird nicht durch einen Preisverfall aufgrund der Liberalisierung kompensiert, sondern führt im Gegenteil zu einem starken Anstieg des Erdgaspreises von 6 DM/GJ im Jahr 1995 auf 8,5 DM/GJ im Jahr 2007. Zusätzlich zu der steigenden Erdgasnachfrage auf dem Wärmemarkt erhöht sich die Nachfrage durch die Kraftwerke. Aufgrund der Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks [1] ist mit einer Stilllegung vieler Kraftwerke aus Altersgründen ab dem Jahr 2007 zu rechnen. Der Wegfall dieser Kapazitäten wird durch den Neubau moderner GuD-Technik kompensiert. Der verstärkte Einsatz von GuD-Kraftwerken führt dann über das Jahr 2007 hinaus zu einem weiterhin stark steigenden Erdgaspreis von 2 % pro Jahr. Zwischen diesen beiden Szenarien liegt das Basisszenario. Die Entwicklung des Erdgaspreis verläuft hier moderat mit einer durchschnittlichen Steigerung von 1,5 % pro Jahr ab dem Jahr 2000. Die in diesem Szenario angenommenen Preise beruhen auf der Annahme, daß die steigende Nachfrage in der EU im Kraftwerkssektor und auf dem Wärmemarkt durch Erdgasimport leicht gedeckt werden kann [72]. Engpässe in der Gasversorgung können durch den Ausbau des europäischen Erdgasverbundnetzes sowie durch weitere Explorationstätigkeiten in den GUS-Staaten kompensiert werden.

Kernenergie

Die Brennstoffkosten für Kernenergie setzen sich einerseits aus der Brennstoffbeschaffung und andererseits aus der Brennstoffentsorgung zusammen. Die Brennstoffbeschaffung beinhaltet die Kosten für die Gewinnung und Aufbereitung der Uranerze, Konversion zu Uranhexafluorid, Anreicherung und letztlich die Brennelementefabrikation. Bei der Brennstoffentsorgung fallen Kosten für die Wiederaufbereitung oder die direkte Endlagerung an. Brennstoffentsorgungskosten haben in den vergangenen Jahren erheblich an Bedeutung gewonnen. Nach vorsichtiger Schätzung kann davon ausgegangen werden, daß die Kosten für die Entsorgung mittlerweile über den Kosten der Beschaffung liegen. An den gesamten Stromerzeugungskosten machen die Uranerzkosten bereits weniger als 5 % aus [74]. 90 % der Produktionsmenge werden auf Basis von Langfristverträgen gehandelt. Obwohl auf den Spotmärkten ein deutlicher Preisverfall [57,75] zu beobachten ist, sind die Preise für Natururan seit den 80er Jahren konstant geblieben. Während eine langfristige Abschätzung der Brennstoffbeschaffungskosten möglich ist, liegen die Angaben über die momentane Höhe der Entsorgungskosten sowie deren zukünftige Entwicklung in diversen Studien weit auseinander. Dieser Problematik wird mittels drei unterschiedlicher Szenarien Rechnung getragen.

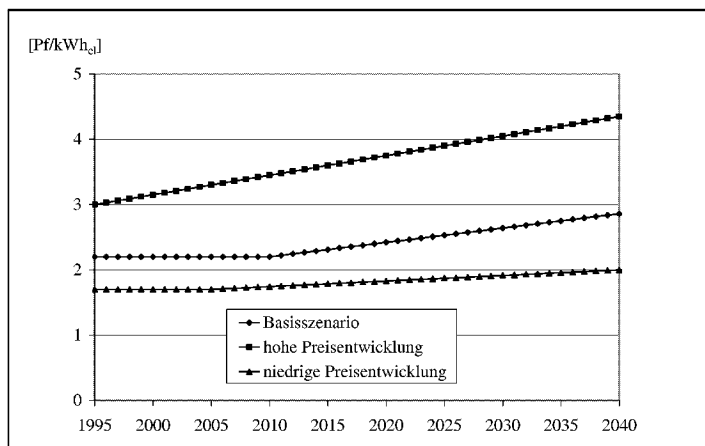


Abbildung 4-10: Preisentwicklung von Kernbrennstoffen

Das Basisszenario, sowie die Szenarien "niedrige" und "hohe Preisentwicklung" sind in Abbildung 4-10 skizziert. Die Preisangaben für das Basisszenario basieren auf Berechnungen in [76]. Steigenden Kosten, die bei der Entsorgung der Brennelemente anfallen, werden durch einen höheren Abbrand der Brennelemente kompensiert. Bis zum Jahr 2010 bleiben die Preise mit 2,2 Pf/kWh_{el} konstant und werden dann mit einer Steigerung um 1 % pro Jahr in Zukunft fortgeschrieben. Im Szenario „niedrige Preisentwicklung“ wird der verbesserte Ausbrand noch stärker bewertet als im Basisszenario [77]. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, daß in Zukunft die Entsorgung der abgebrannten Kernbrennstäbe über die Technik der Endlagerung

erfolgt. Insgesamt liegen die Kosten im Szenario „niedrige Preisentwicklung“ bei 1,7 Pf/kWh_{el} und werden ab dem Jahr 2005 mit einer Steigerungsrate von 0,5 % jährlich fortgeschrieben. Im Szenario „hohe Preisentwicklung“ wird die Einschätzung hoher und stark steigender Entsorgungskosten abgebildet. In den Preisen sind aufgrund der großen politischen Unsicherheiten bzgl. des zukünftigen Entsorgungsweges Risikozuschläge berücksichtigt. Dabei wird von einem Preis für die Brennstoffkreislaufkosten von 3 Pf/kWh_{el} im Jahr 2005 ausgegangen, der mit einer jährlichen Steigerungsrate von 3 % fortgeschrieben wird.

Braunkohle

Die Preisbildung der Braunkohle ist im Gegensatz zur Steinkohle keinen internationalen Marktkräften ausgesetzt, sondern wird maßgeblich durch ihre Förderkosten bestimmt. Die Bestimmung der Kosten von Braunkohle gestaltet sich daher problematisch. Drei mögliche Preisentwicklungen sind in Abbildung 4-11 abgebildet.

Die Förderkosten schwanken je nach Abbaurevier. Nach [78] liegen die Kosten im Schnitt bei etwa 3,8 DM/GJ. Dieser Wert wird als oberer Richtwert für das Szenario „hohe Preisentwicklung“ angenommen. In [77] werden die Kosten auf ca. 2,5 DM/GJ geschätzt und als Basiswert für das Szenario „niedrige Preisentwicklung“ übernommen. Im Basisszenario und Szenario „hohe Preisentwicklung“ wird von gleichbleibenden Kosten bis 2005 ausgegangen. Ab 2006 steigen die Preise in diesen beiden Szenarien mit einer Rate von 1 % jährlich an. Im Szenario „niedrige Preisentwicklung“ steigt der Anfangspreis ebenfalls erst ab 2006 an, allerdings mit einer moderateren Steigerungsrate von 0,5 % pro Jahr.

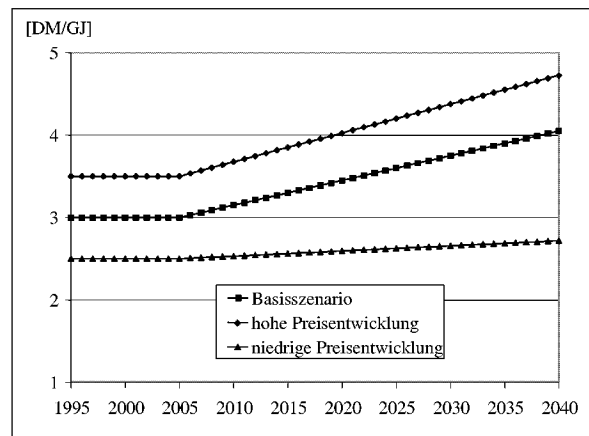


Abbildung 4-11: Preisentwicklung von Braunkohle

4.8. Referenzkraftwerk

Zur Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer von Kraftwerken wurden in den vorherigen Kapiteln die Begriffe der minimalen und absoluten Lebensdauer hergeleitet (Abbildung 4-5 und Abbildung 4-5). Weiterhin muß dazu der BAT-Grenzwert quantifiziert werden, der sich aus der Stromgestehungskostenkurve eines Referenzkraftwerkes (BAT-Technik) ableiten läßt. Als Referenzanlage wird, wie bereits ausführlich dargestellt, die GuD-Technologie gewählt. Dabei werden auch neuste Entwicklungslinien in der GuD-Technologie [79] berücksichtigt. Die wesentlichen ökonomischen und technischen Parameter sind in Tabelle 4-1 zusammengefaßt. In den letzten Jahren konnten technologische Fortschritte sowohl in der Gesamtkonzeption einer GuD-Anlage als auch in Detailfragen, wie z. B. technische Verbesserungen der Gasturbinenschaufelkühlung, erzielt werden. Besonders die Weiterentwicklung der Gesamtkonzeption sowie des modularen Aufbaus von GuD-Anlagen und der Standardisierung vieler Komponenten wirkten sich positiv auf den Anlagenpreis und die Bauzeit aus. Die in älteren Studien angegebenen Bauzeiten von bis zu 36 Monaten konnte auf 20 Monate reduziert werden. Ebenso konnten die spezifischen Investitionskosten von bis zu 1500 DM/kW auf ca. 700 DM/kW gesenkt werden. Allerdings sind Angaben über die Höhe der Anlagenkosten mit Vorsicht zu genießen, da häufig die Bauherreneigenleistungen nicht in den Angebotspreis einbezogen werden. Somit sind spezifische Investitionskosten von 700 DM/kW im Referenzkraftwerk ein Angebotspreis ohne Bauherreneigenleistungen. Aufgrund der genehmigungsrechtlichen Situation in Deutschland, z. B. Erfüllung hoher Umweltstandards, werden die Bauherreneigenleistungen mit 20 % des Angebotspreis angesetzt. Im weiteren gilt für das Referenzkraftwerk:

- kalkulatorischer Zinssatz von 8,9 %
- Bauzinssatz von 8,3 %

Tabelle 4-1: Technische und ökonomische Parameter der Referenz Anlage (GuD)

	Nettoleistung	Nettowirkungsgrad	spezifische Investitionskosten	Bauherreneigenleistungen	spez. Betriebsmittelkosten	spez. Personalbedarf	spez. Personalkosten	spezifische Instandhaltungskosten	Bauzeit
	[MW]	[%]	[DM/kW]	[%]	[DM/kWh]	[Pers/a/MW]	[DM/a/Pers]	[DM/kW/a]	[Monat]
Referenz	760	57,5	700	20	0,001	0,06	90.000	18	20

Die Stromgestehungskosten liegen für das Basis-Brennstoffpreisszenario zwischen 6,9 Pf/kWh und 8,7 Pf/kWh bei 4500 h Jahresauslastung. Der Großteil der Stromgestehungskosten entspricht den arbeitsabhängigen Kosten. Diese liegen im Basisszenario zwischen 48 % und 60 %, gefolgt von Kapitalkosten, die je nach GuD-Kraftwerk zwischen 30 % und 40 % liegen. Der Rest (leistungsabhängige Kosten) entfällt auf die Instandhaltungskosten. Diese liegen bei 0,53 Pf/kWh, entsprechend einem Anteil von durchschnittlich 7,1 % der Stromgestehungskosten. Im Szenario "hohe Brennstoffpreisentwicklung" erhöhen sich die Stromgestehungskosten um knapp 1 Pf/kWh. Der prozentuale Anteil der arbeitsabhängigen Kosten steigt im Durchschnitt auf 57 %. Legt man die Zahlen des Szenarios "niedrige Brennstoffpreisentwicklung" zugrunde, so sinken die Stromgestehungskosten auf 6,4 Pf/kWh im Referenzszenario. Es wird deutlich, daß die arbeitsabhängigen Kosten aufgrund ihres hohen Anteils an den Stromgestehungskosten besonders Preisschwankungen auf den Gasmärkten ausgesetzt sind.

Die Kostencharakteristik der Referenzanlage, besonders die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der jährlichen Auslastung, ist in Abbildung 4-12 entsprechend der Brennstoffpreisszenarien (siehe Kapitel 4.7) dargestellt.

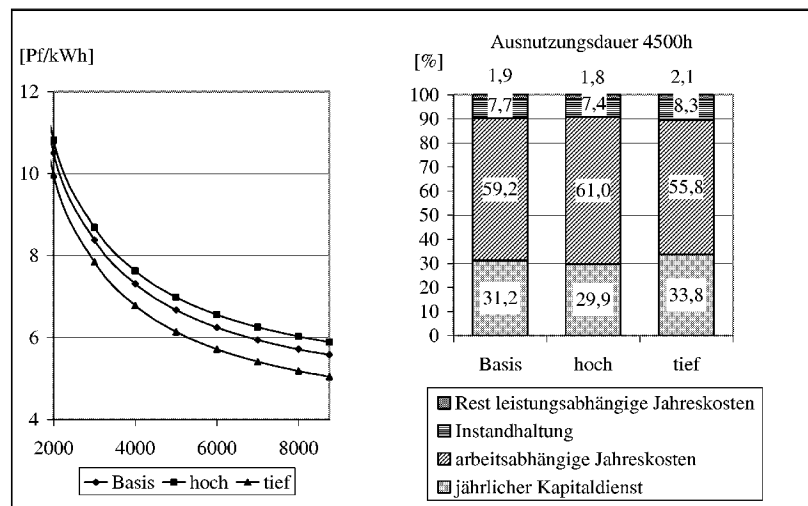


Abbildung 4-12: Kostencharakteristik des Referenzkraftwerks (Stromgestehungskostenkurve) bei durchschnittlicher Ausnutzung von 4500 h/pro Jahr für diverse Szenarien der Erdgaspreisentwicklung

Die Brennstoffpreisszenarien sind in Abbildung 4-12 mit den Kürzeln "Basis, Hoch und Tief" gekennzeichnet. Beim Szenario "niedrige Preisentwicklung" gehen die Stromgestehungskosten bei Einsatz des Kraftwerks in Grundlast (7000 h Vollaststundenzahl) auf 5,18 Pf/kWh zurück. Im Szenario "hohe Brennstoffpreisentwicklung" liegen die Kosten um 2 Pf/kWh höher als im

Szenario „niedrige Preisentwicklung“. Der Anteil der Brennstoffkosten ist, wie in Abbildung 4-12 dargestellt, an den Gesamtkosten nach wie vor mit 60 % sehr hoch.

4.9. Technische Einflußgrößen auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken

Im folgenden werden drei Kraftwerkstypen (Steinkohle, Braunkohle und Kernkraft) vorgestellt und hinsichtlich der kostenoptimalen Lebensdauer, der Grenznutzenlebensdauer und der minimalen Lebensdauer analysiert. Jeder Kraftwerkstyp wird nochmals in zwei Varianten unterschieden. Während die Variante A bestehende Kraftwerke repräsentiert, berücksichtigt die Variante B die neusten Entwicklungen in der Kraftwerkstechnik. Für jede Variante gelten drei unterschiedliche Brennstoffpreisentwicklungen sowie sechs unterschiedliche Kostenentwicklungen der Instandhaltung. Die Entwicklung der Brennstoffpreise und der altersbedingten Instandhaltungskosten sind in Kapitel 4.7 und 4.6 bereits diskutiert worden.

4.9.1. Steinkohlenkraftwerke

Bei der Verstromung von Steinkohle gibt es eine Vielzahl von unterschiedlichen technischen Realisationen. In den Modellrechnungen werden nur Kraftwerke mit Staubfeuerung betrachtet, da diese den Großteil der weltweit installierten auf Steinkohlen basierenden Kapazitäten ausmacht. Hier es viele Varianten, die sich z. B. in der Anzahl der Überhitzer, Anzahl der Vorwärmer oder im Kühlkonzept unterscheiden. Die beiden im folgenden vorgestellten Kraftwerkskonzepte unterscheiden sich in den Dampfparametern. Die erste Gruppe, die sogenannten unterkritischen Kraftwerke, repräsentiert den momentanen Stand der Technik und werden im folgenden als "SK-TYP-A" bezeichnet. Die andere Gruppe, die sogenannten "überkritischen Kraftwerke", repräsentiert eine Technik, die seit Ende der 90er Jahre in Kraftwerken verstärkt eingesetzt wird¹ (SK-TYP-B). Der Vorteil der überkritischen Kraftwerke liegt in der Erhöhung der Frischdampfparameter, die die technische Effizienz verbessert. Allerdings werden für die erhöhte Materialbeanspruchung aufgrund höher Drücke und Temperaturen auch verbesserte Werkstoffe benötigt, die deutlich über den Kosten standardisierter hochwarmfester Stähle liegen [80]. Zur Zeit erfordern diese neuen Werkstoffe noch einen hohen Instandhaltungsaufwand, der in den Analysen zur Lebensdauer berücksichtigt wird.

Die technischen und ökonomischen Daten der beiden Modellkraftwerke sind Tabelle 4-2 zu entnehmen. Sie wurden aus Vergleichen vieler in verschiedener Studien untersuchten Kraftwerke zusammengestellt und stellen einen repräsentativen Querschnitt dar. Die weiteren

¹Werkstoffe, die den Betrieb mit überkritischen Dampfparametern zulassen, wurden bereits in den 50er Jahren eingesetzt. Sie konnten damals aber aufgrund der hohen Kosten und der Probleme bei der Werkstoffverarbeitung bis heute nicht durchsetzen.

ökonomischen Parameter, wie Bauzins und kalkulatorischer Zinssatz entsprechen den bereits in Kapitel 4.8 diskutierten Werten. Die Abrißkosten betragen 4 % der Investitionskosten, die bis zum Ende der Abschreibungsdauer angespart werden müssen. Der Vergleich der ökonomischen und technischen Kennwerte von der GuD-Technik und einem Steinkohlenkraftwerk zeigt deutliche Unterschiede in Bezug auf Wirkungsgrad, Investitionskosten, Bauzeit und Personalbedarf. Auch werden die spezifischen Instandhaltungskosten des Steinkohlenkraftwerks, wie bereits in Kapitel 2 ausführlich dargestellt, deutlich höher eingeschätzt als die eines GuD-Kraftwerks. Dies wird bei der Betrachtung des höheren apparativen Aufbaus eines Steinkohlenkraftwerks gegenüber dem GuD-Kraftwerk deutlich. Viele Anlagenteile, wie die Brennstoffaufbereitung und die Komponenten der Rauchgasreinigung werden bei einer GuD-Anlage nicht benötigt.

Tabelle 4-2: Anlagedaten der Beispielpflichtwerke Steinkohle (SK-TYP-A, SK-TYP-B)

	Nettoleistung	Nettowirkungsgrad	spezifische Investitionskosten	Bauhereneigenleistungen	spez. Betriebsmittelkosten	spez. Personalbedarf	spez. Personalkosten	spezifische Instandhaltungskosten	Bauzeit
	[MW]	[%]	[DM/kW]	[%]	[DM/kWh]	[Pers/a/MW]	[DM/a/Pers]	[DM/kW/a]	[Monate]
SK-TYP-A	700	42	2000	15	0,0035	0,27	90.000	42	48
SK-TYP-B	800	47	2200	15	0,0035	0,29	90.000	50	48

Ergebnisse Steinkohlenkraftwerk SK-TYP-A

In Abbildung 4-13 ist die Kostencharakteristik des Steinkohlenkraftwerks SK-TYP-A in Abhängigkeit der jährlichen Auslastung, sowie die prozentuale Kostenstruktur bei 4500 h Vollaststunden für die unterschiedlichen Brennstoffpreisszenarien dargestellt. Im Vergleich zum GuD-Kraftwerk werden sofort folgende Punkte deutlich:

- Die prozentuale Kostenstruktur verschiebt sich zu Lasten des Kapitalsdienstes. Dieser Kostenanteil beläuft sich beim Steinkohlenkraftwerk auf 60 %, während er bei der GuD-Anlage ein Drittel der Gesamtkosten ausmacht.
- Der prozentuale Anteil der Instandhaltungskosten ist mit fast 10 % größer als bei dem GuD-Kraftwerk.
- Die Höhe der Brennstoffpreise für Steinkohlen spielen im Vergleich zu den Erdgaspreisen bei der GuD-Anlage eine geringere Rolle bei der Gesamtwirtschaftlichkeit. Die Unterschiede zwischen dem Preisszenario "niedrige Preisentwicklung" und dem Basisszenario sind sehr gering. Lediglich die Entwicklung des Steinkohlenpreises im

Szenario „hohe Preisentwicklung“ führt zu durchschnittlich höheren Stromgestehungskosten von 0,25 Pf/kWh gegenüber dem Basisszenario.

- Die Stromgestehungskosten liegen in allen Lastbereichen deutlich über denen des GuD-Kraftwerks. Dies bedeutet für die Steinkohlentechnologie einen operativen Nachteil gegenüber dem GuD-Kraftwerk.

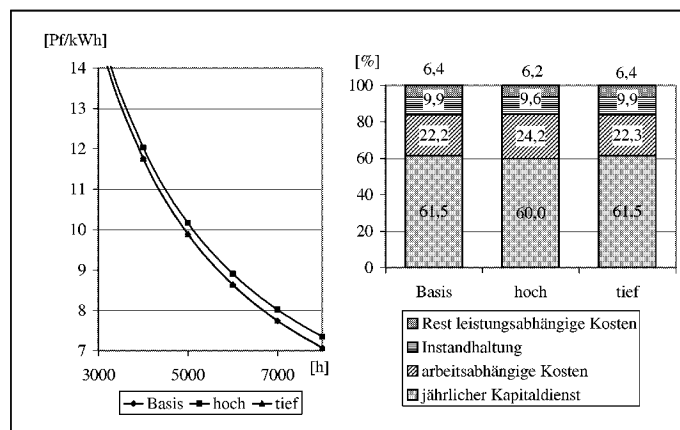


Abbildung 4-13: Kostencharakteristik des Steinkohlenkraftwerks SK-TYP-A und Kostenstruktur bei durchschnittlicher Ausnutzung von 4500 h/pro Jahr

Kostenoptimale Lebensdauer und Grenznutzenlebensdauer von Steinkohlenkraftwerken mit unterkritischen Dampfparametern SK-TYP-A:

Einen Vorteil gegenüber der BAT-Technik kann das Steinkohlenkraftwerk mit unterkritischen Dampfparametern nur bei Überschreitung der Abschreibungsdauer erzielen. Die Ergebnisse der unabhängigen Lebensdauer (kostenoptimale Lebensdauer und Grenznutzenlebensdauer, siehe dazu auch Abbildung 4-4) sind in Abbildung 4-14 in Abhängigkeit von der Ausnutzungsdauer für das BrennstoffszENARIO Basis dargestellt. Weiterhin werden die verschiedenen altersbedingten Kostenentwicklungen (A1 bis C2), die ausführlich in Kapitel 4.6 besprochen wurden, berücksichtigt. Folgende grundsätzliche Aussagen lassen sich der Abbildung 4-14 entnehmen.

- Die kostenoptimale Lebensdauer sinkt mit zunehmender durchschnittlichen Auslastung der Anlage. Bei niedrigeren Auslastungen verschiebt sich die kostenoptimale Lebensdauer über den Betrachtungszeitraum von 70 möglichen Lebensjahren hinaus. Dies gilt beispielsweise für die Kostenentwicklung C1 (siehe dazu Abbildung 4-7), falls die jährliche durchschnittliche Ausnutzungsdauer unter 6000 h liegt.

- Ein signifikanter Einfluß der Brennstoffpreisentwicklungen auf die unabhängige Lebensdauer konnte nicht festgestellt werden. Unter der Annahme einer hohen Preisentwicklung verkürzen sich die genannte Lebensdauer um 2 Jahre, während sie sich im Fall einer günstigen Brennstoffpreisentwicklung um 1 Jahr verlängert.

Die folgenden Erläuterungen beziehen sich auf die Auslegung eines Steinkohlkraftwerks für eine durchschnittlichen jährlichen Ausnutzungsdauer von 4500 h. Dies entspricht der durchschnittlichen Ausnutzung der Steinkohlkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland innerhalb der letzten 10 Jahre. Für Steinkohlkraftwerke des TYP's-SK-A ergibt sich hierbei je nach Szenario eine Lebensdauerspanne von 36 Jahren bis 61 Jahren. Die kürzeste kostenoptimale Lebensdauer ergibt sich aus dem Brennstoffsszenario "hohe Preisentwicklung" kombiniert mit der Entwicklung der Instandhaltungskosten nach Szenario B2. Diese liegt bei 34 Jahren. Unter Berücksichtigung der Grenznutzenlebensdauer, die den Verlauf der Stromgestehungskosten in der Umgebung der kostenoptimalen Lebensdauer beschreibt (siehe dazu auch Abbildung 4-4), ergibt sich eine Lebensdauerbandbreite von minimal 30 bis maximal 34 Betriebsjahren.

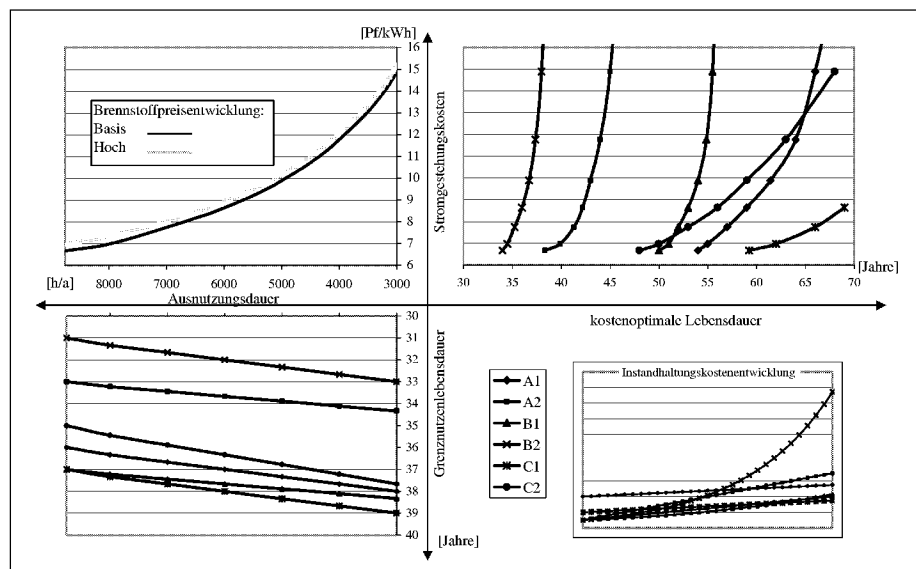


Abbildung 4-14: Kostenoptimale Lebensdauer und Grenznutzenlebensdauer des SK-TYP-A über die Ausnutzungsdauer im Brennstoffpreisszenario „Basis“ für verschiedene Instandhaltungsstrategien

Bei der moderateren Kostenentwicklung B1 vergrößert sich die Lebensdauerbandbreite um 20 Jahre. Die Entwicklungen der Instandhaltungskosten nach A1 und B2 sind nahezu von der Ausnutzungsdauer unabhängig. Im Fall B2 schwankt die kostenoptimale Lebensdauer zwischen 34 Jahren bei hoher jährlicher Auslastung (8000 h) und 37 Jahren bei niedriger Auslastung

(2500 h). Eine größere Abhängigkeit der kostenoptimalen Lebensdauer von der Ausnutzungsdauer liegt in den Szenarien A1, C1 und C2 vor.

Abbildung 4-15 stellt die minimale Lebensdauer für das Brennstoffsszenario „Basis“ in Abhängigkeit des BAT-Grenzwertes für vier ausgewählte Ausnutzungsdauern dar. Auf der Abszisse wird die minimale Lebensdauer, auf der Ordinate das Verhältnis der Stromgestehungskosten zum BAT-Grenzwert abgelesen. (Herleitung des BAT-Grenzwertes ist in Kapitel 4.8 beschrieben.) Das jeweilige Modellkraftwerk erreicht bei einem Verhältnis <1 wirtschaftlichen Vorteil gegenüber der BAT-Technologie. Im konkreten Beispiel wird für das Modellkraftwerk SK-TYP-A die minimale Lebensdauer nur für höhere Ausnutzungsdauern ab 6500 h erreicht. SK-TYP-A unterschreitet im 31. Betriebsjahr den BAT-Grenzwert (<1) in zwei Instandhaltungsszenarien (A1 und B1). Aus rein betriebswirtschaftlicher Perspektive würde sich für geringere Auslastungen der Weiterbetrieb nicht lohnen und das Kraftwerk vom SK-TYP-A müßte durch die BAT-Technologie ersetzt werden. Allerdings sind die Ergebnisse in dem Ausnutzungsbereich (5000 h-8000 h) sehr sensitiv. Bei geringfügigen Schwankungen des BAT-Grenzwertes, beispielsweise hervorgerufen durch Veränderungen auf den Brennstoffmärkten, können schon durchaus bei geringeren Ausnutzungsdauern minimale Lebensdauern erreicht werden.

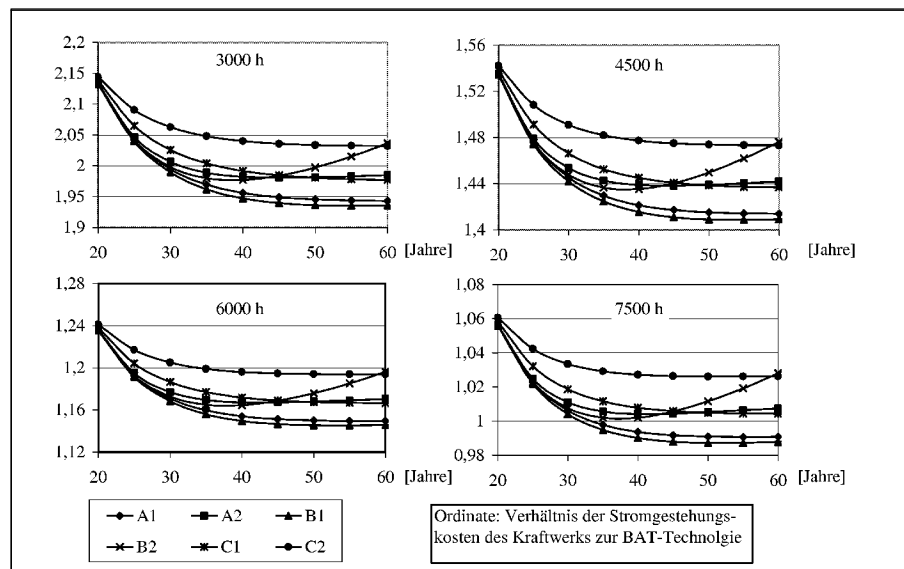


Abbildung 4-15: Bestimmung der minimalen Lebensdauer des Steinkohlenkraftwerks SK-TYP-A im Brennstoffsszenario „Basis“ für vier ausgewählten Ausnutzungsdauern sowie sechs möglichen Entwicklungen der Instandhaltungskosten

Festzuhalten bleibt, daß, vergleichbar mit den Analysen der kostenoptimalen Lebensdauer, die minimale Lebensdauer des Kraftwerkstyps SK-TYP-A bei hohen Ausnutzungsdauern unter Berücksichtigung der Sensitivität des BAT-Grenzwertes zwischen dem 30. und 35. Lebensjahr liegt.

Ergebnisse Steinkohlenkraftwerk SK-TYP-B

Die Kostencharakteristik des Steinkohlenkraftwerks mit überkritischen Dampfparametern (SK-TYP-B) ist in Abbildung 4-16 dargestellt. Die Kosten und Leistungsparameter wurden bereits in Tabelle 4-2 beschrieben. Im Vergleich zur GuD-Technik und zum Steinkohlenkraftwerk SK-TYP-A ergeben sich folgende besonders erwähnenswerte Ergebnisse:

- Trotz des um 5 Prozentpunkte höheren Wirkungsgrades gegenüber SK-TYP-A liegen die spezifischen Stromgestehungskosten um 0,25 Pf/kWh über denen des Standardkraftwerks. Die Kostenersparnis durch den verbesserten Wirkungsgrad wird durch die höheren Investitionskosten und den höheren Instandhaltungsaufwand überkompensiert. Die spezifischen Investitionskosten des Steinkohlenkraftwerks „überkritisch“ (SK-TYP-B) müßten um 85 DM/KW gesenkt werden, damit Parität erreicht wird.
- Der jährliche Kapitaldienst erreicht aufgrund der hohen Kapitalintensität einen Anteil von über 64 % an den Gesamtkosten in den Brennstoffpreisszenarien „Basis“ und „Niedrig“. Die Brennstoffkosten weisen in den einzelnen Brennstoffszszenarien nur noch geringe Differenzen auf, wodurch ihre Bedeutung für die zukünftige Preisentwicklung sinkt.
- Durch den Einsatz neuer Werkstoffe, der den Betrieb mit überkritischen Dampfparametern zuläßt, sind die Anteile der Instandhaltungskosten an den Gesamtkosten gegenüber dem Standardkraftwerk gestiegen. Bei einer durchschnittlichen Auslastung von 4500 h pro Jahr entspricht dies ca. 1 Prozentpunkt. Bei dieser Auslastung erreichen die Instandhaltungskosten je nach Szenario einen Anteil an den Gesamtkosten von ca. 10,5 %.

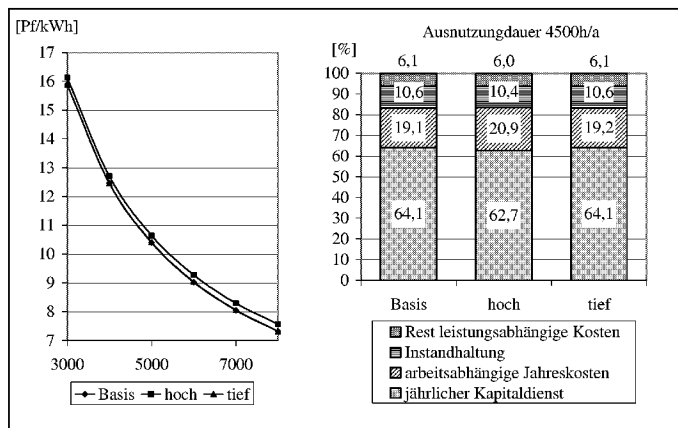


Abbildung 4-16: Kostencharakteristik des Steinkohlkraftwerks SK-TYP-B und Aufteilung der Kostenarten bei durchschnittlicher Ausnutzung von 4500 h/pro Jahr

Kostenoptimale Lebensdauer und Grenznutzenlebensdauer von Steinkohlkraftwerken mit überkritischen Dampfparametern SK-TYP-B:

Abbildung 4-17 zeigt die Analyse der kostenoptimalen Lebensdauer für den Kraftwerkstyp SK-TYP-B. Der Einfluß der verschiedenen Brennstoffsszenarien spielt im Vergleich zum SK-TYP-A nur eine untergeordnete Rolle. Das niedrige Brennstoffpreisszenario verlängert die kostenoptimale Lebensdauer um 1 Jahr, während das Brennstoffpreisszenario „Hoch“ die kostenoptimale Lebensdauer um durchschnittlich 2 Jahre verringert. Die Instandhaltungsszenarien A2, B1 und B2 sind nahezu unabhängig von der durchschnittlichen Ausnutzungsdauer. Für das Szenario B2 ergibt sich eine kostenoptimale Lebensdauer von ca. 36 bis 37 Jahren, die durch die Grenznutzenlebensdauer auf vier Jahre relativiert wird. Mittlere Lebensdauern, die deutlich von der jährlichen Ausnutzungsdauer abhängen, entstehen für die Instandhaltungsszenarien A1, B1 und C2 und liegen beispielsweise für ein Mittellastkraftwerk zwischen 50 und 65 Jahren.

Unter Berücksichtigung der Grenznutzenlebensdauer ergeben sich als untere Werte der Lebensdauerbandbreite ca. 37 Jahre, so daß die hohen kostenoptimalen Lebensdauern relativiert werden.

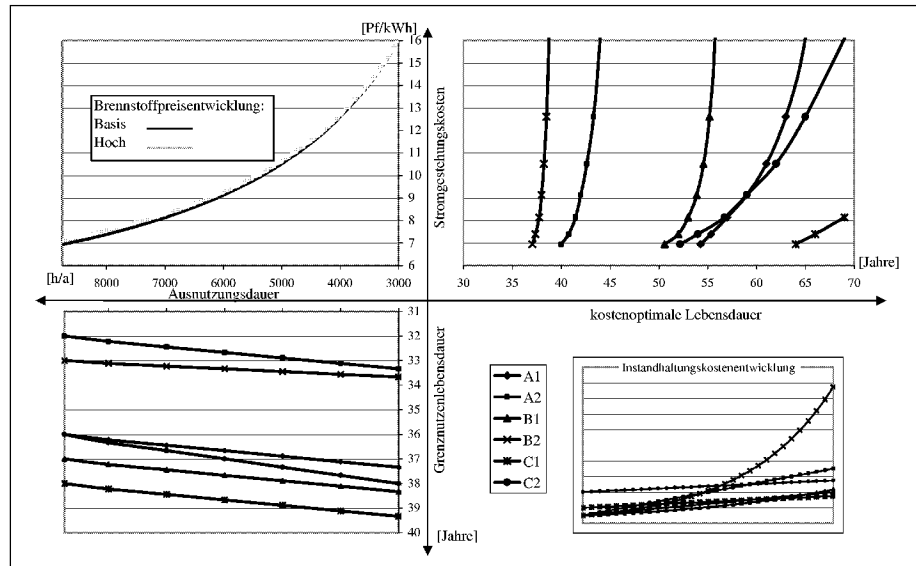


Abbildung 4-17: Kostenoptimale Lebensdauer und Grenznutzenlebensdauer des SK-TYP-B über die Ausnutzungsdauer im Brennstoffpreisszenario „Basis“ und Instandhaltungsstrategien ab dem 20. Lebensjahr

Das Modellkraftwerk SK-TYP-B weist gegenüber dem Kraftwerk SK-TYP-A bezüglich der kostenoptimalen Lebensdauer Vorteile auf. In den Szenarien der Instandhaltung ergeben sich durchschnittlich um fünf Jahre längere Lebensdauern. Dieser Vorteil wird bei Analyse der minimalen Lebensdauern, siehe dazu Abbildung 4-18, relativiert. Selbst bei einer hohen durchschnittlichen Auslastung von über 7500 h pro Jahr erreicht das Kraftwerk SK-TYP-B keinen absoluten Gewinn gegenüber dem BAT-Grenzwert. Allerdings ist auch hier wiederum die hohe Sensitivität des BAT-Grenzwertes zu beobachten. Beispielsweise erreichen die Modellkraftwerke in allen sechs Kostenszenarien bei einer Erhöhung des Grenzwertes um 10 % die absolute Gewinnzone bei gleichzeitiger hoher jährlicher Auslastung von 7500 h Jahr. Bei der für Steinkohlenkraftwerke typische durchschnittliche Auslastung von 4500 h müßte der Grenzwert um 50 % angehoben werden, damit minimale Lebensdauern für die Kostenszenarien A1 und B1 erreicht werden. Das bedeutet für eine GuD-Anlage eine Brennstoffpreiserhöhung von 65 %.

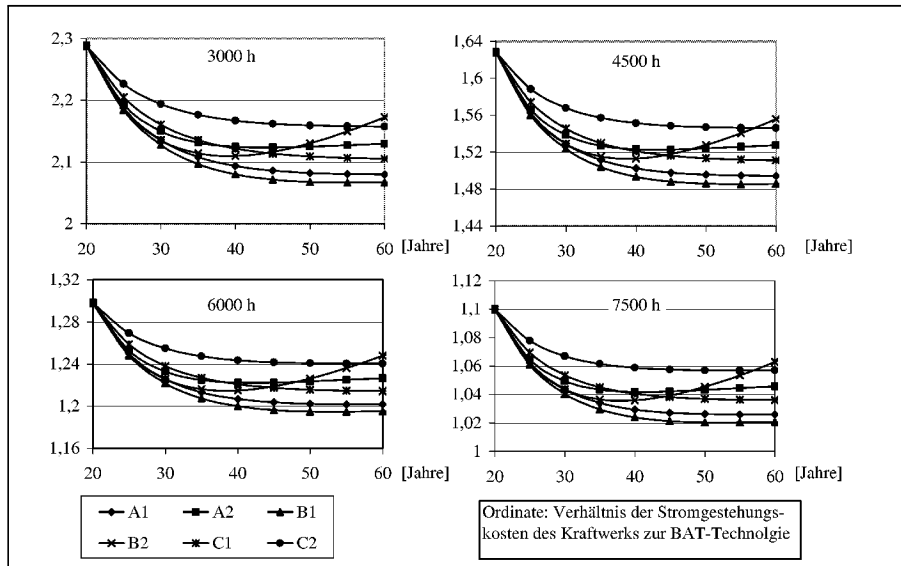


Abbildung 4-18: Bestimmung der minimalen Lebensdauern des Steinkohlenkraftwerks SK-TYP-B für das BrennstoffszENARIO „Basis“ bei vier ausgewählten Ausnutzungsdauern sowie sechs möglichen Entwicklungen der Instandhaltungskosten

4.9.2. Braunkohlenkraftwerke

Wie bei den Steinkohlenkraftwerken dominiert bei der Verstromung von Braunkohle die Staubfeuerung. Auch die Wirbelschichtfeuerung ist bei der Braunkohlenverstromung bereits technisch realisiert, wogegen das Projekt Braunkohlenvergasung nach anfänglicher Planungsphase bereits aus Kostengründen fallengelassen wurde. Braunkohlenkraftwerke der öffentlichen Versorgung waren in der Vergangenheit - im Vergleich zu Steinkohlenkraftwerken - durch höhere Investitionskosten, niedrigere Wirkungsgrade und eine aufwendigere Rauchgasreinigung gekennzeichnet. Diese relativen Nachteile konnten durch den kostengünstigen Brennstoff Braunkohle allerdings kompensiert werden. In den vergangenen Jahren wurden vor allem durch Anhebung des Frischdampfdrucks und der Frischdampf-temperatur eine Erhöhung der elektrischen Wirkungsgrade erreicht. Diese lagen in den 70er Jahren noch bei ca. 35 %. Die Ende der 90er Jahre in Ostdeutschland gebauten Braunkohlenkraftwerke haben bereits einen elektrischen Wirkungsgrad (brutto) von über 40 %. Auch hier wurden schon Werkstoffe eingesetzt, die fortschrittliche Dampfparameter zulassen [81]. Bei dem heutigen Stand der Technik sind mittlerweile Wirkungsgrade von 45 % möglich. Diese Wirkungsgrade werden durch die konsequente Nutzung aller am Markt verfügbaren optimalen Technologien (Werkstoffe und Anlagenbau) erzielt. Durch Optimierung des Eigenverbrauchs, Anhebung der Dampfzustände, 3-D Turbinenbeschaukelung, Abgaswärmenutzung und die Senkung des Kondensatordrucks werden diese hohen Wirkungsgrade erreicht

[82]. Durch den vermehrten Einsatz von Standardprodukten und die durch den liberalisierten Markt angestoßenen Marktkräfte ist mit einer Zunahme der spezifischen Investitionskosten für ein fortschrittliches Braunkohlenkraftwerk nicht zu rechnen. Im folgenden werden zwei Kraftwerkstypen betrachtet. Zunächst ist hier das Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (kurz BoA [82]) zu nennen. Dieser Anlagentyp entspricht dem Stand der Technik ab dem Jahr 2002 (TYP-BK-B). Das andere bildet eine Braunkohlentechnik mit dem Entwicklungsstand von Anfang bis Ende der 90er Jahre ab (TYP-BK-A). Während diese Anlagen bereits realisiert sind, befindet sich die BoA noch im Bau. Ein neues Konzept, bei dem aufgrund einer vorgeschalteten Kohlentrocknung Wirkungsgrade bis 50 % erreicht werden sollen, ist der nächste Entwicklungsschritt bei der Braunkohlentechnik.

In Tabelle 4-3 werden die wesentlichen technischen und ökonomischen Parameter der im folgenden zu untersuchenden Braunkohlenkraftwerke vorgestellt. Es gelten die in den vorangegangenen Analysen festgesetzten Zinssätze (Bauzins, kalkulatorischer Zins, Steuern und Versicherungen).

Tabelle 4-3: Anlagendaten Beispielkraftwerke Braunkohle (TYP-BK-A, TYP-BK-B)

	Nettoleistung	Nettowirkungsgrad	spezifische Investitionskosten	Bauherreneigenleistungen	spez. Betriebsmittelkosten	spez. Personalbedarf	spez. Personalkosten	spezifische Instandhaltungskosten	Bauzeit
	[MW]	[%]	[DM/kW]	[%]	[DM/kWh]	[Pers/a/MW]	[DM/a/Pers]	[DM/kW/a]	[Mona]
BK-TYP-A	800	41	2400	15	0,0055	0,3	90.000	50	60
BK-TYP-B	950	45	2400	15	0,0055	0,27	90.000	50	60

Der technische Fortschritt von nur zehn Jahren Kraftwerkstechnik wird im Vergleich der beiden Braunkohlenkraftwerke deutlich. Dieser spiegelt sich nicht zuletzt in der Abnahme des spezifischen Personalbedarfs wieder, der durch verstärkte Automatisierungsprozesse begründet wird. Die durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke in den vergangenen 10 Jahren betrug 74 %. Dies entspricht einer Vollaststundenzahl von gut 6500 h pro Jahr. Die Lebensdaueranalysen werden daher an diesem Betriebspunkt vorgenommen.

Ergebnis Braunkohlenkraftwerk BK-TYP-A

Die Kostencharakteristik nach Ende der Abschreibungsdauer von 20 Jahren und die Kostenstruktur bei der durchschnittlichen Ausnutzungsdauer von 6500 h/a wird in Abbildung 4-19 demonstriert. Braunkohlenkraftwerke zeichnen sich durch geringe Arbeits- und hohe Kapitalkosten aus. Dies wird deutlich am Verlauf der Stromgestehungskosten über die Ausnutzungszeit.

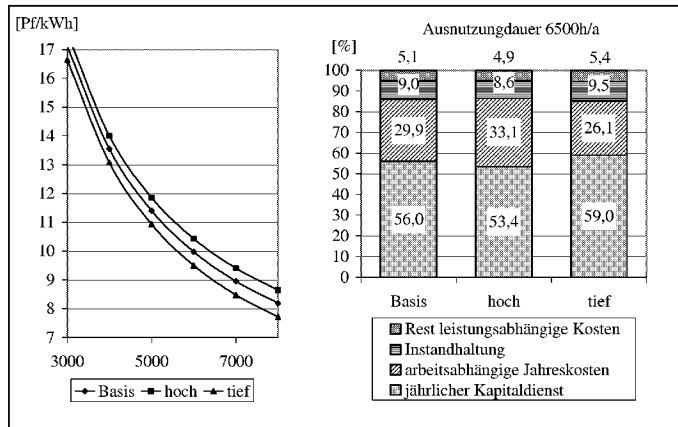


Abbildung 4-19: Kostencharakteristik Braunkohlenkraftwerk BK-TYP-A und Aufteilung der Kostenarten bei durchschnittlicher Ausnutzung von 6500 h/pro Jahr

Die wichtigsten Punkte sind im einzelnen:

- Die Stromgestehungskosten schwanken bei jährlicher Ausnutzung von 6500 h je nach Brennstoffpreisszenario zwischen 8,5 Pf/kWh und 9,5 Pf/kWh.
- Der Anteil der Kapitalkosten an den Gesamtkosten macht selbst bei einer sehr hohen Auslastung (6500 h/a) einen Anteil von bis zu 59 % im Szenario „niedrige Preisentwicklung“ aus, im Szenario „hohe Preisentwicklung“ immerhin noch 53,4 %.
- Die Instandhaltungskosten liegen zwischen 8,6 % und 9,5 %.

Kostenoptimale Lebensdauer und Grenznutzenlebensdauer des Braunkohlenkraftwerks mit Standardtechnik BK-TYP-A:

Die Analysen zur kostenoptimalen Lebensdauer für das Braunkohlenkraftwerk BK-TYP-A zeigt Abbildung 4-20. Die unterschiedlichen Brennstoffpreisszenarien spielen für die Entwicklung der kostenoptimalen Lebensdauern nur eine untergeordnete Rolle. Je nach Brennstoffpreisszenario treten Schwankungen zwischen 1 und 3 Jahren auf. Unter der Annahme einer durchschnittlichen jährlichen Auslastung von 6500 h ergeben sich kostenoptimale Lebensdauern zwischen 38 und 59 Jahren. Im ungünstigen Fall (38 Jahre) wurde die zukünftige Kostenentwicklung B2 (altersbedingte Instandhaltungskosten) und im günstigen Fall die Kostenentwicklung A1 angenommen. Für diese beiden Extremfälle ergeben sich als Grenznutzenlebensdauer Werte zwischen 34 Jahren (B2) und 38 Jahren (A1). Das Ziel, das Kraftwerk bis zum kostenoptimalen Minimum unter Voraussetzung der angenommenen Instandhaltungskostenkurve A1 zu betreiben, ist mit einem hohen Risiko verbunden. Als mittlere durchschnittliche kostenoptimale Lebensdauern ergeben sich dann Bandbreiten

zwischen 34 Jahren und 50 Jahren. Es sei noch angemerkt, daß die Kostenentwicklung der Szenarien A1, B1 und B2, im Gegensatz zu den restlichen Szenarien weitestgehend unabhängig von der jährlichen Ausnutzungsdauer sind.

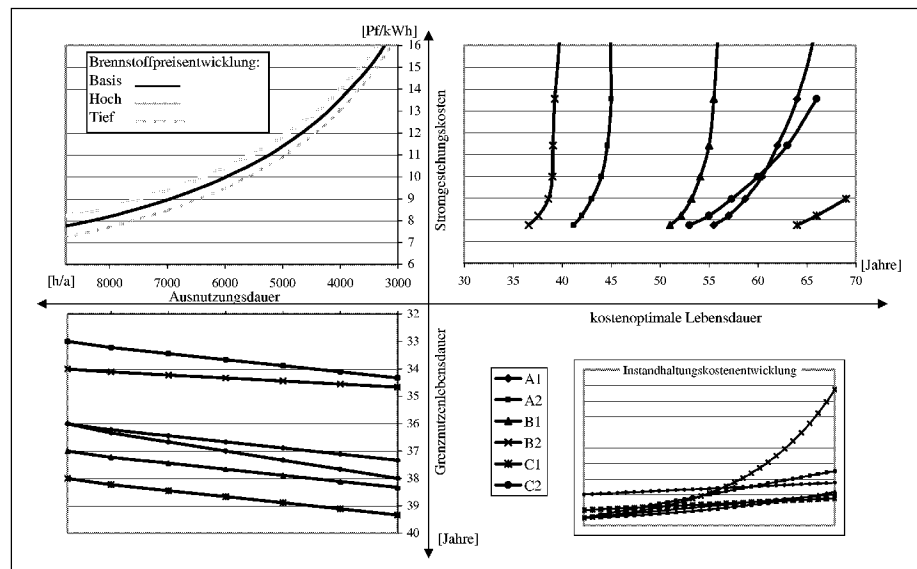


Abbildung 4-20: Kostenoptimale Lebensdauer und Grenznutzenlebensdauer des BK-TYP-A über die Ausnutzungsdauer im Brennstoffpreisszenario Basis und Instandhaltungsstrategien ab dem 20. Lebensjahr

Die Ergebnisse der Analyse der minimalen Lebensdauer sind in Abbildung 4-21 bei vier ausgewählten möglichen Betriebspunkten im Verhältnis zur BAT-Technologie ausführlich dargestellt. Zwar sind der Vollständigkeit halber die Ausnutzungsdauern 3000 h und 4500 h dargestellt, es ist allerdings anzunehmen, daß Braunkohlenkraftwerke aufgrund ihrer Kostencharakteristik (hohe Investitionskosten, niedrige Brennstoffkosten) in diesen Lastbereichen nicht gefahren werden, so daß vor allem Lastbereiche über 6000 h im Fokus stehen. Es bleibt festzuhalten, daß keine der angenommenen Kostenszenarien (A1-C2) die minimale Lebensdauer erreicht. Allerdings ist vergleichbar zu den Ergebnissen der minimalen Lebensdaueranalyse bei den Steinkohlenkraftwerken eine hohe Sensitivität gegenüber der Annahme zum BAT-Grenzwert festzustellen. Bei einer Erhöhung des Faktors (Verhältnis der Stromgestehungskosten des zu untersuchenden Kraftwerks zum BAT-Grenzwert) ergeben sich bei hohen Lastbereichen (7500 h) für die Kostenszenarien A1, B1 und B2 minimale Lebensdauern bei 35 Jahren. Bei einer Erhöhung um 20 % (7500 h) wird sogar die absolute Gewinnzone bereits nach Ende der Abschreibungszeit erreicht. Für einen niedrigeren Lastbereich (6000 h) muß der Faktor deutlich erhöht werden, damit die absolute Gewinnzone erreicht wird. Um ebenfalls eine minimale Lebensdauer von 35 Jahren zu erreichen, müßte der BAT-Grenzwert auf über 30 % angehoben werden. Mit den Strategien A1, B1, und B2 wird aufgrund der

Kurvencharakteristik (siehe Abbildung) unter Berücksichtigung der Grenzwertsensitivitäten eine minimale Lebensdauer wahrscheinlicher.

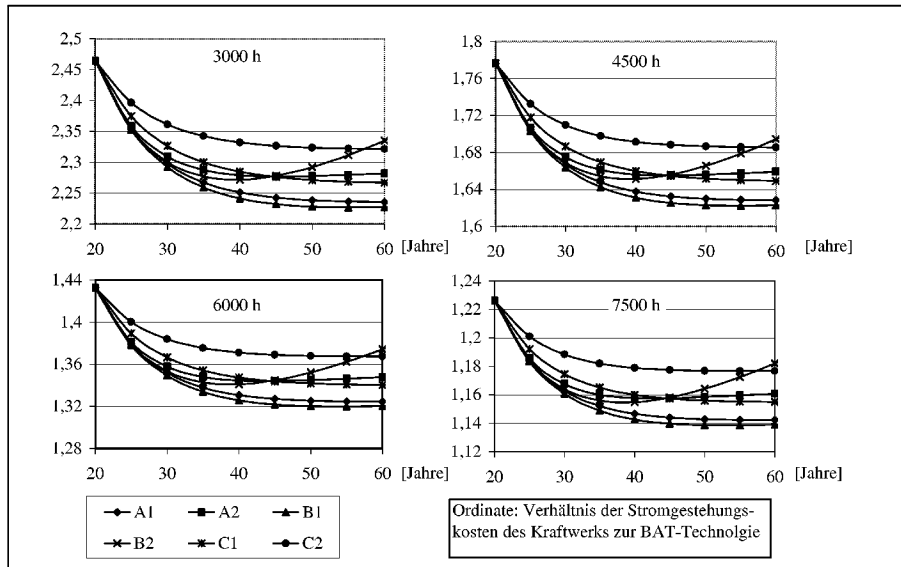


Abbildung 4-21: Bestimmung der minimalen Lebensdauer des Braunkohlenkraftwerks BK-TYP-A im Brennstoffscenario „Basis“ bei vier ausgewählten Ausnutzungsdauern sowie sechs möglichen Entwicklungen der Instandhaltungskosten

Ergebnis Braunkohlenkraftwerke TYP-BK-B

Die Kostencharakteristik des Kraftwerks auf Braunkohlenbasis (TYP-BK-B) ist in Abbildung 4-22 dargestellt.

Wichtige Ergebnisse, vor allem im Vergleich zu der Braunkohlentechnik BK-TYP-A, sind wie folgt:

- Aufgrund des hohen Wirkungsgrads und der im Vergleich zum Kraftwerkstyp BK-TYP-A konstanten Investitionskosten erreicht die BK-TYP-B Technik einen relativen Kostenvorteil von 1 Pf/kWh gegenüber der Braunkohlentechnik TYP-BK-A
- Der relative Kostenvorsprung wird gegenüber der BAT-Technologie deutlich kleiner.
- Die Instandhaltungskosten haben je nach Brennstoffscenario einen Anteil zwischen 9,4 % und 10,5 % an den Gesamtkosten.

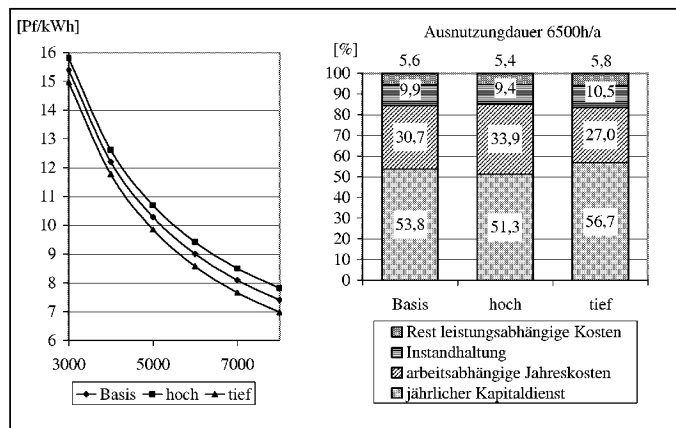


Abbildung 4-22: Kostencharakteristik Braunkohlenkraftwerk BK-TYP-B und Aufteilung der Kostenarten bei durchschnittlicher Ausnutzung von 6500 h/pro Jahr

Kostenoptimale Lebensdauer und Grenznutzenlebensdauer des Braunkohlenkraftwerks mit optimierter Anlagentechnik BK-TYP-B:

Die Stromgestehungskosten des Braunkohlenkraftwerks BK-TYP-B liegen unter denen des TYP-BK-A. Ein relativer Kostenvorteil ist somit beim direkten Wirtschaftlichkeitsvergleich der beiden Technologien vorhanden. Im Vergleich der kostenoptimalen Lebensdauern ergeben sich in den Kostenszenarien A2, B1, B2, und C1 nur geringfügige Änderungen (siehe dazu Abbildung 4-20 und Abbildung 4-23). Deutliche Veränderungen sind lediglich bei den Kostenszenarien A1 und C2 festzustellen. Beispielsweise ist das Kostenszenario B2 nahezu unabhängig von der jährlichen Ausnutzung. Die kostenoptimale Lebensdauer liegt bei 37 Jahren. Der Kostenverlauf C1 verschiebt die kostenoptimale Lebensdauer in Bereiche jenseits des Betrachtungshorizont von 70 Lebensjahren. Allerdings ist diese Zielgröße, wie die Analyse zur Grenznutzenlebensdauer zeigt, mit einem sehr hohen Risiko behaftet.

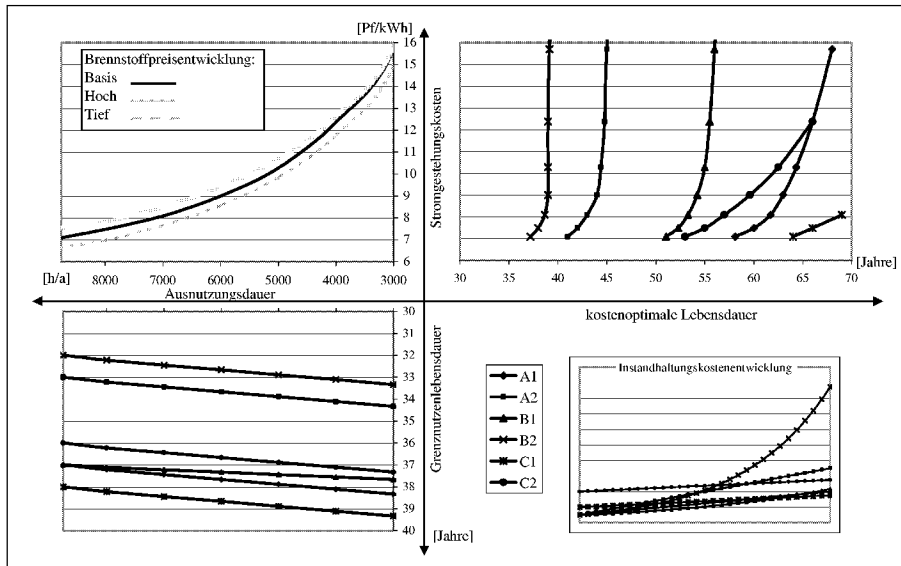


Abbildung 4-23: Kostenoptimale Lebensdauer und Grenznutzenlebensdauer des BK-TYP-B über die Ausnutzungsdauer im Brennstoffpreisszenario Basis und Instandhaltungsstrategien ab dem 20. Lebensjahr

Auf die einzelnen Brennstoffpreisszenarien wird nicht weiter eingegangen, da die unterschiedliche Höhe keine wesentlichen Veränderungen der Lebensdauerbandbreiten aufzeigen. Das Szenario „hohe Brennstoffpreisentwicklung“ verkürzt die minimale Lebensdauer um durchschnittlich 1 bis 3 Jahre, während das Szenario „niedrige Brennstoffpreisentwicklung“ die minimale Lebensdauer um bis zu 2 Jahren verlängert. Zusammenfassend kann festgehalten werden, daß die kostenoptimalen Lebensdauer für das Modellkraftwerk BK-TYP-B zwischen 35 und 50 Jahren liegt. Die längste minimale Lebensdauer ist für den zukünftigen Kostenverlauf gemäß Instandhaltungsszenario A1 zu verzeichnen. Die minimale Lebensdauer liegt in diesem Fall über 60 Jahre. Durch die Analyse der Grenznutzenlebensdauer wird die Höhe der minimale Lebensdauer auf 39 Jahre relativiert, so daß sich für das Kostenszenario A1 eine durchschnittliche Lebensdauer von ca. 50 Jahren ergibt.

Bei Betrachtung der minimalen Lebensdauern (Abbildung 4-24) lassen sich kaum Unterschiede zwischen dem Kraftwerk BK-TYP-A und BK-TYP-B feststellen. Das Modellkraftwerk BK-TYP-B erreicht erst bei einer Erhöhung des BAT-Grenzwertes um 20 % die minimale Lebensdauer. Diese liegen dann zwischen 23 und 26 Jahren.

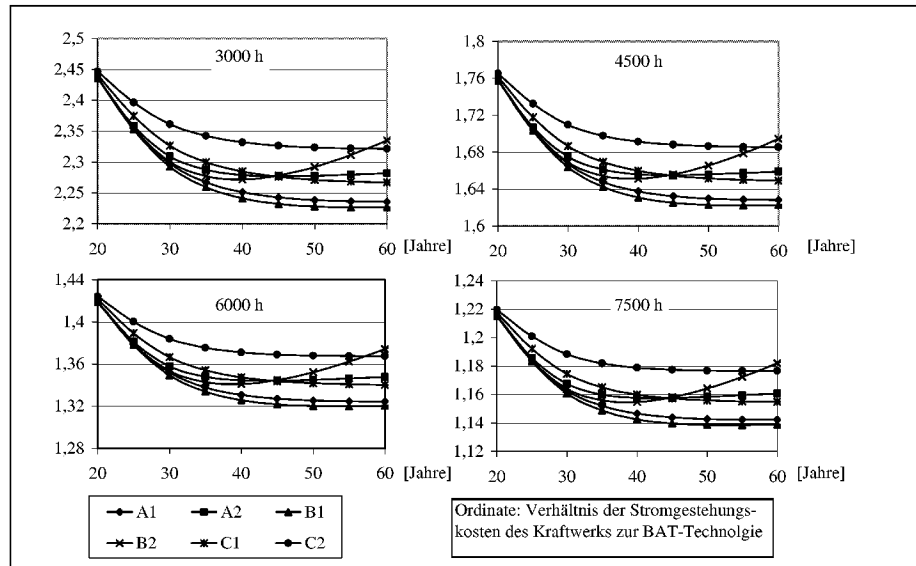


Abbildung 4-24: Bestimmung der minimalen Lebensdauer des Braunkohlkraftwerks BK-TYP-B für das BrennstoffszENARIO „Basis“ für vier ausgewählte Ausnutzungsdauern sowie für sechs mögliche Entwicklungen der Instandhaltungskosten

4.9.3. Kernkraftwerke

Neben den auf fossilen Brennstoffen basierenden Stromerzeugungsanlagen sind Kernkraftwerke ein fester Bestandteil des deutschen Kraftwerksparks. Ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung betrug 1999 über 30 %. Von den 19 Leistungsreaktoren in Deutschland sind 13 Druckwasserreaktoren und 6 Siedewasserreaktoren. Seit ca. 10 Jahren werden in Deutschland keine Kernkraftwerke mehr gebaut. Der letzte Reaktor wurde 1989 in Betrieb genommen. Obwohl neben dem Siedewasserreaktor und dem Druckwasserreaktor weitere Reaktorkonzepte, beispielsweise der Thorium-Hochtemperaturreaktor, entwickelt wurden, konnten sich diese nicht als Leistungsreaktoren etablieren. Die nächste Generation von Leistungsreaktoren ist unter dem Namen EPR (europäischer Druckwasserreaktor) und SWR 1000 (Siedewasserreaktor) bekannt [83]. Beide Konzepte erfüllen die Forderungen des Atomgesetzes (§7 Abs. 2a), die Auswirkungen eines hypothetischen Kernschmelzunfalls auf die Anlage zu begrenzen, so daß keine schwerwiegenden Katastrophenschutzmaßnahmen in der Anlagenumgebung notwendig werden [74]. Dies bedeutet einen enormen sicherheitstechnischen Aufwand, der sich vor allem in den Investitionskosten fortschrittlicher Leistungsreaktoren niederschlägt.

Der Stand der Entwicklung ist bei dem EPR weiter fortgeschritten als beim SWR 1000. Daher werden ökonomische und technische Daten des EPR als Maßstab für eine fortschrittliche Kerntechnik herangezogen. Da der EPR zwar projiziert, aber noch nicht realisiert worden ist,

existieren große Unsicherheiten bezüglich der Investitionskosten. Die Höhe der Rückbau- und Entsorgungskosten sind ebenfalls schwer zu schätzen. Aus diesen Gründen werden im folgenden zwei Kraftwerke präsentiert. Sie unterscheiden sich im wesentlichen in ihren Kostenstrukturen und weniger in ihren technischen Parametern. Die Daten sind Tabelle 4-4 zu entnehmen.

Das KKW-TYP-A repräsentiert eine günstige Entwicklung der Kosten [83]. Dies zeigt sich in den spezifischen Investitionskosten von 2750 DM/kW. Dem stehen spezifische Investitionskosten von 4000 DM/kW beim KKW-TYP-B entgegen. Der elektrische Wirkungsgrad liegt über dem der in Deutschland zuletzt gebauten Konvoianlagen. Die spezifischen Betriebsmittelkosten der Kernkraftwerke sind aufgrund fehlender Rauchgasreinigungsanlagen im Vergleich zu den kohlenbefeuerten Anlagen geringer. Dagegen schlägt sich der hohe sicherheitstechnische Standard in den Kernkraftanlagen in den Instandhaltungskosten nieder. Nicht nur die häufig wiederkehrenden Wartungen und Prüfungen sondern auch die drei bis vierfache Redundanz verschiedener Komponenten erhöhen den Instandhaltungsaufwand.

Ein Problem bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken ist die Abschätzung der Rückbaukosten bzw. der Stilllegungskosten. Diese Kosten spielen eine große Rolle. Während die Dauer des Abrisses bei Kohlenkraftwerken vereinfacht auf einen Zeitpunkt festgelegt werden kann, ist die Außerbetriebnahme von Kernkraftwerken von langer Dauer und kann aufgrund der Strahlenbelastung einzelner Bauteile und Komponenten bis zu 50 Jahren betragen. Aus rechentechnischen Gründen wird allerdings auch hier die gesamte Stilllegungszeit der Anlage auf einen Zeitpunkt zusammengefaßt. Die in den verschiedenen Literaturquellen genannten Angaben über die Kostenhöhe des Rückbaus schwanken erheblich. Für das KKW-TYP-A werden Rückbaukosten von 350 Mill. DM angenommen, für das KKW-TYP-B 800 Mill. DM.

Tabelle 4-4: Anlagedaten Kernkraftwerk KKW-TYP-A, KKW-TYP-B

	Nettoleistung	Nettowirkungsgrad	spezifische Investitionskosten	Bauherren-eigenleistungen	spez. Betriebsmittelkosten	spez. Personalbedarf	spez. Personalkosten	spezifische Instandhaltungskosten	Bauzeit
	[MW]	[%]	[DM/kW]	[%]	[DM/kWh]	[Pers/a /MW]	[DM/a/ Pers]	[DM/kW/a]	[Mona]
KKW-TYP-A	1440	36,0	2750	15	0,0012	0,22	100.000	60	60
KKW-TYP-B	1440	36,0	4000	15	0,0012	0,22	100.000	100	60

Ergebnisse Kernkraftwerk (KKW-TYP-A; KKW-TYP-B)

Die Kostencharakteristik der beiden Varianten (KKW TYP A und KKW TYP B) sind in Abbildung 4-25 dargestellt. In den nachfolgenden Untersuchungen wird von einem mittleren Ausnutzungsgrad von 85 % ausgegangen. Dies entspricht in etwa 7500 Vollaststunden. Die Stromgestehungskosten der Kernkraftwerke schwanken je nach den zugrunde gelegten Annahmen erheblich.

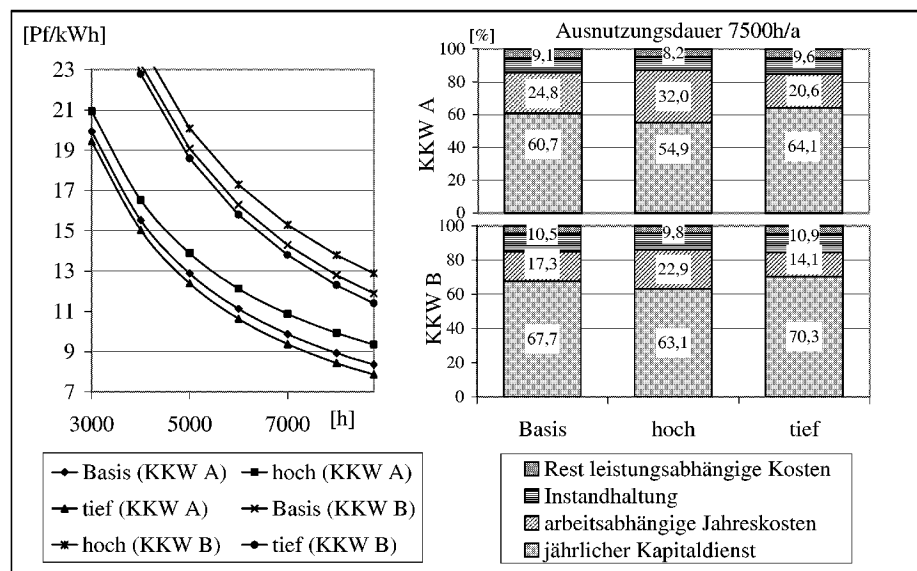


Abbildung 4-25: Kostencharakteristik der Kernkraftwerke KKW-TYP-A und KKW-TYP-B (Stromgestehungskostenkurve) und Aufteilung der Kostenarten bei durchschnittlicher Ausnutzung von 7500 h/pro Jahr

Da die Einschätzung der Kosten für die Investition und die Entsorgung der Brennstoffe sehr variieren, kommt es zu einer Differenz der Stromgestehungskosten von bis zu 2,5 Pf/kWh. Für geringere Ausnutzungszahlen vergrößert sich diese Differenz erheblich. Der Vergleich der beiden Modellkraftwerke im Hinblick auf maximale und minimale mögliche Stromgestehungskosten zeigt, daß sich bei einer höheren Auslastung Unterschiede bis zu 5 Pf/kWh und bei niedrigerer Auslastung, z. B. bei 5000 h pro Jahr, bis zu 8 Pf/kWh ergeben. Wie Abbildung 4-25 zeigt, können die Kapitalkostenanteile mehr als 70 % der Gesamtkosten einnehmen. Die Instandhaltungskosten nehmen je nach Szenario Anteile zwischen 8 und 11 % ein.

Kostenoptimale Lebensdauer und Grenznutzenlebensdauer Kernkraftwerke KKW-TYP-A und KKW-TYP-B:

In Abbildung 4-26 wird die kostenoptimale Lebensdauer in Verbindung mit der Grenznutzenlebensdauer des Kernkraftwerks KKW-TYP-A über die Ausnutzungsdauer in Abhängigkeit unterschiedlicher Entwicklungen der Instandhaltungskosten im Brennstoffpreisszenario „Basis“ gezeigt. Lediglich bei vier der sechs möglichen Kostenentwicklungen lassen sich kostenoptimale Lebensdauern feststellen. Die Kostenszenarien C1 und C2 fallen aus dem Betrachtungszeitraum heraus. Die für das Kraftwerk KKW-TYP-A in Abbildung 4-26 dargestellten kostenoptimalen Minima gelten in guter Annäherung ebenfalls für das Kraftwerk KKW-TYP-B. Aufgrund der sehr vergleichbaren Kostenstruktur werden fast identische kostenoptimale Lebensdauern berechnet. Bis auf das Kostenszenario A1 ist die kostenoptimale Lebensdauer nahezu unabhängig von der Ausnutzungsdauer.

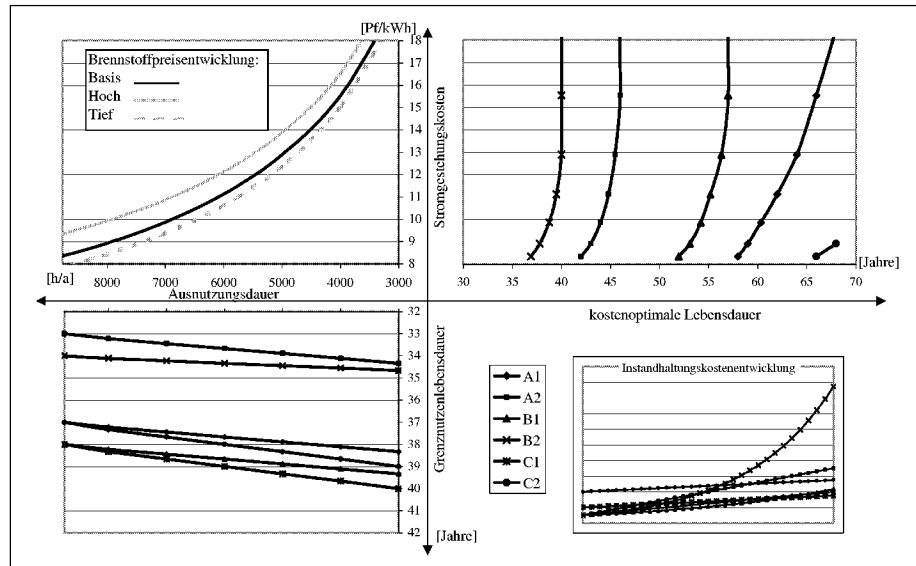


Abbildung 4-26: Kostenoptimale Lebensdauern und Grenznutzenlebensdauer des KKW-TYP-A über die Ausnutzungsdauer für das Brennstoffpreisszenario Basis und Instandhaltungsstrategien ab dem 20. Lebensjahr

Bei einer für Kernkraftwerke typische jährlichen Auslastung von 7500 h ergibt sich für das Kostenszenario B2 eine kostenoptimale Lebensdauer von 38 Jahren, die durch die Grenznutzenlebensdauer auf 34 Jahre relativiert wird. Bei optimistischeren Annahmen bezüglich der zukünftigen Kostenentwicklung aufgrund zunehmenden Alters können kostenoptimale Lebensdauern bis zu 60 Jahren beobachtet werden. Diese sehr hohen Lebensdauern werden bei Betrachtung der entsprechenden Grenznutzenlebensdauern auf unter 40 Jahre beschränkt.

Die Ergebnisse der minimalen Lebensdaueranalyse sind in Abbildung 4-27 dargestellt. Keine der aufgewiesenen Kostenentwicklungen erreichen im direkten Vergleich zum BAT-Grenzwert die absolute Gewinnzone. Der Faktor, der das Verhältnis zwischen Stromgestehungskosten des Kraftwerks zum BAT-Grenzwert ausdrückt, müßte bei einer durchschnittlichen Ausnutzungsdauer von 7500 h pro Jahr auf über 35 % angehoben werden, damit minimale Lebensdauern erreicht werden. Die dargestellten Ergebnisse gelten auch für die Analysen des Kraftwerks KKW-TYP-B. Dabei müssen lediglich die Ordinatenwerte mit dem Faktor 1,7 multipliziert werden. Beide Modellkraftwerke sind aus wirtschaftlicher Perspektive gegenüber der BAT-Technologie benachteiligt. Die hohen Investitionskosten können nicht durch die geringen Brennstoffkosten kompensiert werden.

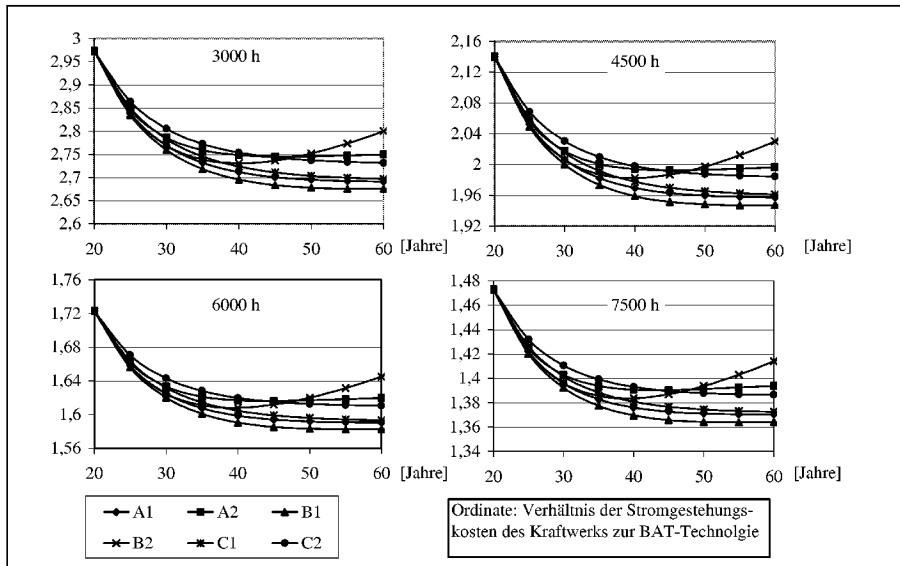


Abbildung 4-27: Bestimmung der minimalen Lebensdauern des Kernkraftwerks KKW-TYP-A für das Brennstoffsszenario „Basis“ bei vier ausgewählte Ausnutzungsdauern sowie für sechs mögliche Entwicklungen der Instandhaltungskosten

Der Bau neuer Stromerzeugungsanlagen auf Basis der Kerntechnik weist in der momentanen energiewirtschaftlichen Situation in Europa und besonders in Deutschland einen deutlichen betriebswirtschaftlichen Nachteil gegenüber dem Bau fortschrittlicher Kohlen- und Gaskraftwerken auf. Externe Kosten der Stromerzeugung, wie z. B. die CO₂-Problematik, oder energiepolitische Ziele wurden in den Analysen nicht berücksichtigt. Unter Berücksichtigung externe umweltbedingter Kosten könnte sich eine neue Darstellung der ökonomischen Lebensdauer ergeben.

4.10. Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse zur Einzelwirtschaftlichkeitsbetrachtung ausgewählter Kraftwerke

Im zweiten Teil der Untersuchung zur Bestimmung der Lebensdauern von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft stand vor allem eine Einzelwirtschaftlichkeitsbetrachtung ausgewählter Großkraftwerke im Vordergrund. Mit diesem Teil der Arbeit wurden folgende Ziele erreicht:

1. Erstes Ergebnis ist die Entwicklung eines Modells zur Berechnung dynamischer Stromgestehungskosten, das Kostenentwicklungen aufgrund technischer Alterung simuliert.
2. Auf Basis technischer Analysen (Kapitel 2) wurde die betriebsbedingte Alterung in Form von Instandhaltungskosten monetarisiert. Da die zukünftige Entwicklung der Instand-

haltungskosten mit großen Unsicherheiten behaftet ist, wurden sechs mögliche Kostenszenarien in die Zukunft fortgeschrieben.

3. Es wurden Kriterien zu Bestimmung der ökonomischen Lebensdauer entwickelt. Dazu wurden die Begriffe der unabhängigen und abhängigen Lebensdauer abgeleitet und definiert. Kostenoptimale und Grenznutzenlebensdauer sind unabhängige, minimale sind von definierten Kriterien abhängige Lebensdauern.
4. Weiterhin wurden technische und ökonomische Daten für konventionelle Großkraftwerke auf Basis von Steinkohlen, Braunkohlen und Kernenergie, sowie für kombinierte Gas und Dampfkraftwerke (GuD) erhoben. Auf Basis dieser Daten wurden typenspezifische Lebensdauer kennlinien in Abhängigkeit von unterschiedlichen Instandhaltungs- und Brennstoffsszenarien erstellt.

Auf die Unterpunkte 3 und 4 wird im folgenden besonders eingegangen. Die kostenoptimale Lebensdauer wurde als unabhängige Zielgröße definiert und ist somit ein Charakteristikum eines ganz bestimmten Anlagentyps. Unter unabhängiger Lebensdauer wird die Bestimmung der Lebensdauer eines Kraftwerkstyps verstanden, ohne daß andere Kraftwerkstypen das Ergebnis beeinflussen. Die Folgen von Wechselwirkungen der Kraftwerke untereinander werden bei der Einzelwirtschaftlichkeitsbetrachtung durch die Bestimmung der abhängigen Lebensdauern berücksichtigt. Durch diese Betrachtungsweise sind unterschiedliche Kraftwerkstypen bzgl. einer ökonomischen Lebensdauer direkt vergleichbar.

Die kostenoptimale Lebensdauer ist eine finanzmathematische Größe. Sie stellt den Zeitpunkt dar, bei dem das Minimum aller abdiskontierten und über die bis dahin produzierte Strommenge nivellierten Zahlungsströme erreicht ist. Falls keine Kostensteigerungen mit zunehmender Lebensdauer auftreten, ist eine kostenoptimale Lebensdauer nicht existent bzw. unendlich. In der Realität kann von einer Steigerung der Kosten mit zunehmender Lebensdauer entsprechend der Ausfallkurve technischer Anlagen ausgegangen werden. Unsicherheiten bezüglich dieser Entwicklungen wurden durch sechs Instandhaltungsszenarien abgedeckt. Weiterhin wurde durch die Einführung der Grenznutzenlebensdauer das Ergebnis der kostenoptimalen Lebensdauer im Sinne von Ausfallrisiken relativiert, so daß eine Lebensdauerbandbreite für einzelne Typen erstellt wurde. Eine zusammenfassende Darstellung der unabhängigen Lebensdaueranalysen für zwei ausgewählte Lastfälle der vier Kraftwerkstypen zeigt Abbildung 4-28 und Abbildung 4-29. Die Darstellungen gelten für das Brennstoffpreisszenario „Basis“. Die Brennstoffpreise haben bis auf die GuD-Anlagen nur geringe Auswirkungen auf die Lebensdauer der untersuchten Anlagen.

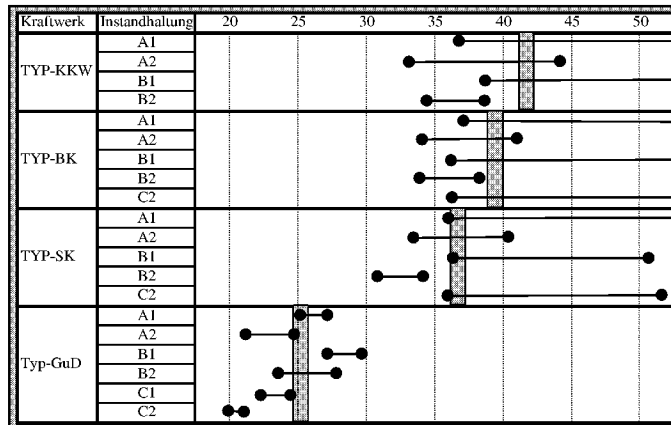


Abbildung 4-28: Unabhängige Lebensdauern von Kraftwerkstypen bei durchschnittlicher Vollaststundenzahl von 7500 h pro Jahr unter Berücksichtigung unterschiedlicher Instandhaltungsszenarien für das Brennstoffpreisszenario „Basis“

Abbildung 4-28 zeigt die Lebensdauerbandbreiten von vier ausgewählten Kraftwerkstypen bei durchschnittlicher Vollaststundenzahl von 7500 h pro Jahr. Im Trend steigt die kostenoptimale Lebensdauer mit zunehmendem Verhältnis der fixen gegenüber den variablen Kosten (Kostenverhältnis). Weiterhin ist festzustellen, daß mit zunehmender Auslastung die Schwankungen der unabhängigen Lebensdauerbandbreite geringer werden. Der Trend unabhängiger Lebensdauern ist in Abhängigkeit des oben beschriebenen Kostenverhältnis vereinfacht quantitativ in Abbildung 4-30 dargestellt. Er ist folglich unabhängig von den einzelnen Kraftwerkstypen.

Die Bedeutung der kostenoptimalen Lebensdauer aus der Perspektive eines Anlagenbetreibers muß an dieser Stelle näher beleuchtet werden, da sich je nach Sichtweise zwei konträre Aspekte ergeben. Der Anlagenbetreiber muß sich zwischen zwei Strategien entscheiden. Ziel der ersten Strategie ist die Gewinnmaximierung, also ein betriebswirtschaftliches Optimum über die gesamte Betriebszeit. Dabei ist der Anlagenbetreiber bestrebt das Kraftwerk möglichst lange bis zum kostenoptimalen Minimum unter Mitberücksichtigung technisch bedingter Ausfallrisiken, die durch die Grenznutzenlebensdauer abgedeckt ist, zu fahren. Die zweite Strategie (Strategie II) läuft auf eine möglichst schnelle Gewinnmaximierung hinaus. Der Anlagenbetreiber ist bemüht unter Minimierung des Ausfallrisikos ein Gewinnoptimum zu erreichen. Im Vergleich zur Strategie I stellt dieses Gewinnoptimum allerdings nur ein Suboptimum dar, das den Vorteil eines geringeren Ausfallrisikos mit den entsprechenden Folgekosten hat. Für den Einsatz der Strategie I empfehlen sich Kraftwerke mit einem Kostenverhältnis > 1 , für Strategie II Kraftwerke mit einem Kostenverhältnis < 1 .

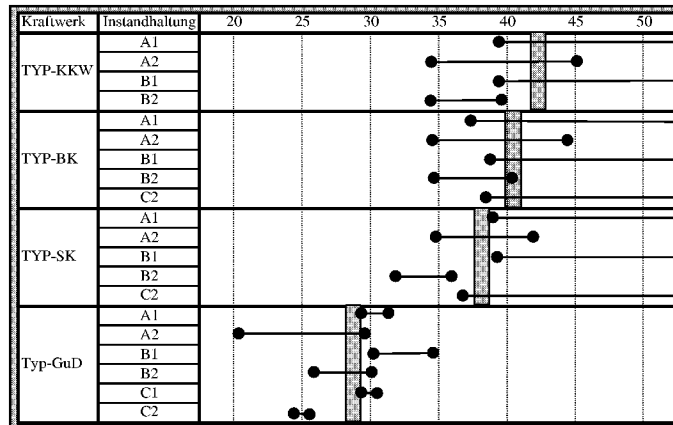


Abbildung 4-29: Unabhängige Lebensdauern von Kraftwerkstypen bei durchschnittlicher Vollaststundenzahl von 4500 h pro Jahr unter Berücksichtigung unterschiedlicher Instandhaltungsszenarien im Brennstoffpreisszenario „Basis“

Die in Abbildung 4-30 dargestellten unabhängigen Lebensdauern sind über die unterschiedlichen Instandhaltungsszenarien abgeschätzte Mittelwerte. Bei einer differenzierteren Betrachtung zeigen sich erhebliche Schwankungen. Allerdings ergibt sich für Kraftwerke mit einem Kostenverhältnis >1 eine qualitativ ähnliche Einstufung der Instandhaltungsszenarien. Die Instandhaltungsszenarien (A2, B2) mit hohen Kostensteigerungen haben kostenoptimale Lebensdauern mit geringen Lebensdauerbandbreiten, während die Strategien, die entsprechend Szenario C1 und C2 Modernisierungsmaßnahmen beinhalten, sehr breite Lebensdauerbandbreiten nach sich ziehen. Während die kostenoptimalen Lebensdauern der sechs untersuchten Instandhaltungskostenentwicklungen doch erhebliche Unterschiede aufweisen, so sind Schwankungen für die Grenznutzenlebensdauer weit weniger ausgeprägt. Die Strategien C1 und C2 ergeben für diese Kraftwerke sehr hohe kostenoptimale Lebensdauern. Für das untersuchte Kraftwerk TYP-GuD spielt gerade die Strategie C2 eine große Rolle. Aufgrund des niedrigen Kapitalkostenanteils an den Gesamtkosten fallen die Instandhaltungskosten besonders ins Gewicht. Bei 4500 h Ausnutzungsdauer würde sich eine unabhängige Lebensdauer von 25 Jahren ergeben. Diese Strategie, die einen Weiterbetrieb von nur 5 Jahren nach Modernisierung ergibt, ist in Frage zu stellen. Daraus lässt sich folgern: Für einen mittelfristigen Weiterbetrieb der Anlage sind Kostenentwicklungen nach der Grundstrategie B, in der Kosten entsprechend einer zunehmenden Ausfallrate anfallen, zu empfehlen. Für Anlagen mit einem Kostenfaktor >1 ist dagegen für einen langfristigen Betrieb Grundstrategie C, bei der nach Abschreibungsende hohe Modernisierungskosten mit geringeren altersbedingten Folgekosten geplant sind, anzuraten. Selbst bei einer Vervielfachung der Instandhaltungskosten, wie in den Einzeluntersuchungen gezeigt wurde, wird diese Strategie favorisiert.

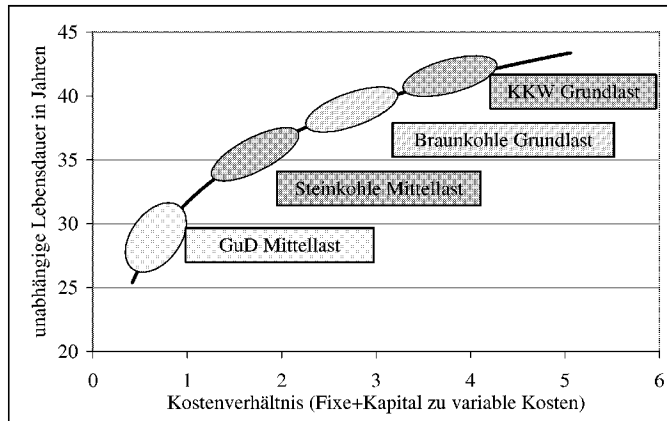


Abbildung 4-30: Trendskeizze zur Bestimmung unabhängiger Lebensdauern in Abhängigkeit des Kostenverhältnis fixe zu variablen Kosten

Neben der unabhängigen Lebensdauer, die ein Charakteristikum einer Anlage ist, wurde die minimale Lebensdauer entwickelt. Grundidee dieser Methode ist die Bewertung unterschiedlicher Kraftwerkstypen anhand eines objektiven exogenen Parameters. Hierfür wurde ein absoluter Grenzwert gewählt, der als Maß für die Wirtschaftlichkeit verschiedener Kraftwerkstypen gilt. Er wurde aus einer detaillierten Analyse einer BAT-Technologie abgeleitet. Die minimale Lebensdauer bezeichnet den Zeitpunkt, bei dem ein Kraftwerkstyp gegenüber der BAT-Technologie Kostenvorteile aufweist. Ziel des Anlagenbetreibers ist der Betrieb des Kraftwerks über die minimale Lebensdauer hinaus, weil ab diesem Zeitpunkt die absolute Kostenführerschaft gegenüber der BAT-Technologie erreicht ist. Falls das zu bewertende Kraftwerk nicht die minimale Lebensdauer erreicht, ist der Ersatz der Anlage durch die BAT-Technologie aus rein betriebswirtschaftlicher Perspektive geboten. Es hat sich gezeigt, daß bis auf das Kraftwerk SK-TYP-A keine der untersuchten Techniken minimale Lebensdauern erreichen. Abbildung 4-31 stellt die minimale Lebensdauer der analysierten Kraftwerke in Form von Altersklassen in Abhängigkeit des BAT-Sensitivitätsfaktors in zwei ausgewählten Lastbereichen (4500 h und 7500 h) für das Brennstoffpreisszenario „Basis“ dar.

Der BAT-Sensitivitätsfaktor ist ein Maß für die Empfindlichkeit des BAT-Grenzwertes gegenüber den Kosten des zu untersuchenden Kraftwerks. Ein Faktor <1 bedeutet das Erreichen der minimalen Lebensdauer in einem ganz bestimmten Jahr. In Abbildung 4-31 wird dieser Zeitpunkt für SK-TYP bei 7500 h Ausnutzungsdauer ab dem 30. Betriebsjahr erreicht. Die in der Abbildung dargestellten Bandbreiten entstehen durch Berücksichtigung der unterschiedlichen altersbedingten Instandhaltungskostenentwicklungen. Ein Faktor >1 bedeutet, daß keine minimale Lebensdauer erreicht wird. Dies gilt besonders für TYP-BK und TYP-KKW. Hier ist vor allem die Höhe des Faktors von Interesse. Der Faktor gibt dann in Verbindung mit dem minimalen Lebensdauerbereich eine Einschätzung der absoluten Wirtschaftlichkeit an. Im Falle des Kraftwerks TYP-BK können bei geringen Schwankungen

des BAT-Grenzwertes minimale Lebensdauern erreicht werden, während für das Kraftwerk TYP-KKW eine höherer Faktor erforderlich ist. Generell ist festzustellen, daß sowohl mit steigendem Kostenfaktor (Verhältnis der Fixkosten zu den variablen Kosten) als auch mit sinkender jährlicher Vollaststundenzahl der BAT-Sensitivitätsfaktor steigt. Die Entscheidung des Anlagenbetreibers für einen Neubau oder für den Weiterbetrieb bzw. die Stilllegung einer Anlage hängt folglich wesentlich von einer individuellen Risikoeinschätzung unter Berücksichtigung individueller unternehmensstrategischer Ziele ab.

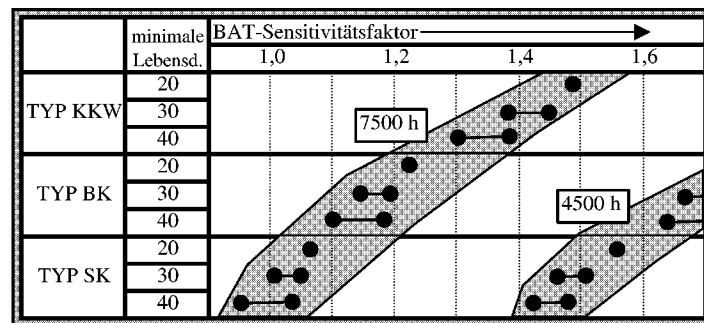


Abbildung 4-31: Minimale Lebensdauern ausgewählter Kraftwerkstypen unter Berücksichtigung des BAT-Sensitivitätsfaktors für zwei ausgewählte Lastfälle

Die Abschätzungen der abhängigen und unabhängigen Lebensdauern sind Ergebnisse einer Analyse, die von den momentanen Bedingungen der europäischen Energiewirtschaft geprägt sind. Sie sind Entscheidungshilfen für Fragen nach Neubau, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Anlagen. Dabei können die in diesem Kapitel beschriebenen Verfahren der Lebensdaueranalysen lediglich Entscheidungshilfen für Einzelanlagen liefern. Aufgrund der hohen Kapitalintensität im energietechnischen Anlagenbau muß die Einzellebensdauerbetrachtung durch Analysen, die Wechselwirkungen von Kraftwerkstypen in einem Kraftwerkspark berücksichtigen, ergänzt werden. Das im nächsten Kapitel vorgestellte Optimierungsmodell LIMES wurde zur Beantwortung dieser Fragestellungen entwickelt.

5. Die Bestimmung der Lebensdauern von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft mit dem Optimierungsmodell LIMES

Im ersten Teil standen bei der Untersuchung der Fragestellung „Wie alt werden Kraftwerke?“ besonders technische Aspekte im Vordergrund. Im zweiten Teil wurde dieser Gesichtspunkt um eine Lebensdaueranalyse auf Basis von finanzmathematischen Methoden der Investitionstheorie erweitert. Die Bestimmung der wirtschaftlichen Lebensdauer wurde für verschiedene Kraftwerkstypen durchgeführt. Im dritten und letzten Teil stehen die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Stromerzeugungstechnologien in einem Kraftwerkspark im Vordergrund.

Neben den technischen und wirtschaftlichen Kennzahlen aus der Einzelwirtschaftlichkeitsrechnung wird die Nachfrage nach Strom, die Zusammensetzung des Kraftwerksparks und die Verfügbarkeit in die folgenden Überlegungen mit einbezogen. Die Verfügbarkeit und die Preise der Brennstoffe bestimmen den Energiemix nach eingesetzten Energieträgern. Weiterhin ist für den Zubau oder Abbau von Kapazitäten auch die bestehende Altersstruktur des Kraftwerksparks von Bedeutung. Ein alter Kraftwerkspark erlaubt möglicherweise eine einfachere Markteindringung für neue Technologien als ein junger Kraftwerkspark. Der politische Wille zur Förderung oder Aufgabe bestimmter Technologien, rechtliche Grundlagen, Unternehmensstrategien, Umweltgesichtspunkte (lokal und global), Infrastruktur für den Primärenergietransport sowie mögliche zukünftige Technikkonzepte und die Kostenentwicklung der Bestandstechnologien nehmen alle Einfluß auf die Lebensdauer der Einzelanlage.

Aufgrund der Vielzahl der oben aufgezählten Einflüsse wird die Komplexität und die Vielschichtigkeit des Problems „Wie alt werden Kraftwerke?“ erneut deutlich. Dazu wurde eigens das computergestützte Modell LIMES (LIMES: Akronym für Lifetime Model for Electricity Systems) entwickelt. Mit Hilfe von LIMES kann eine Vielzahl der angesprochenen Einflüsse abgebildet und die Lebensdauer einzelner Kraftwerkstypen bzw. die zukünftige Entwicklung eines Kraftwerksparks errechnet werden.

5.1. *Lebensdauerberechnung von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft auf Basis quantitativer Methoden zur Vorbereitung optimaler Entscheidungen*

Das Modell LIMES basiert auf quantitativen Methoden zur Vorbereitung optimaler Entscheidungen (Operations Research, OR) [84]. Entsprechend dem Formalismus bei der Behandlung von OR-Aufgaben wurde bei der Problemdefinition und -lösung folgende vier Schritte durchgeführt.

- Formulierung des realen Problems: Ausgehend von der realen Situation müssen Vereinfachungen und Annahmen getroffen sowie entscheidende Einflußgrößen identifiziert und quantifiziert werden [85]. Aufgrund der getroffenen Vereinfachungen wird die reale

Situation (realer Kraftwerkspark) in eine Modellsituation (Modellkraftwerkspark) transformiert. Dieser Teil der Analyse wird im Kapitel 5.2.1 beschrieben.

- Mathematisches Modell: Nach Transformation der realen Problematik in eine Modellsituation erfolgt die Abstraktion der Modellparameter in ein mathematisches Modell. Die Zusammenhänge und Wechselbeziehungen der Parameter werden in einem mathematischen Gleichungssystem formuliert (Kapitel 5.2.2).
- Modellrechnung: In den Modellrechnungen wird der Einfluß wichtiger Parameter untersucht. Zielgröße ist dabei die Lebensdauer einzelner Kraftwerkstypen. Darauf aufbauend können durch anschließende Interpretation der Modelllösung Handlungsalternativen für Kraftwerksbetreiber angegeben werden. Die Modellrechnungen werden in Kapitel 5.2.3. dargestellt.
- Lösungsvorschlag für reales Problem: OR Methoden dienen dem Zweck der Entscheidungsfindung komplexer Probleme. Ziel der Arbeit ist die Bestimmung der Lebensdauer von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft, so daß Lösungsvorschläge für Fragestellungen auf der Ebene von Unternehmensstrategien nur von sekundärer Bedeutung sind. Direktiven für einzelne Kraftwerksbetreiber können allerdings auch aus den primären Ergebnisse gefolgert werden.

5.1.1. Die Transformation des realen Kraftwerksparks (öffentliche Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik Deutschland) in einen Modellkraftwerkspark

Der Einsatz eines Kraftwerks in einem Kraftwerkspark wird durch die wirtschaftliche Lastverteilung bestimmt [17]. Diese Grundannahme spiegelt meist, aber auch nicht immer die Realität wider. Beizeiten erhalten unternehmensstrategische Entscheidungen über den Einsatz eines Kraftwerks eine höhere Priorität als die wirtschaftliche Lastverteilung. Der ideale Einsatz der Kraftwerke (wirtschaftliche Lastverteilung) bei vorgegebener Nachfrage erfolgt in der Reihenfolge der geringsten Zuwachskosten. Dies bedeutet, daß bei vorgegebener Stromnachfrage der vorhandene Kraftwerksbestand so eingesetzt wird, daß die Kosten für die Stromnachfrage minimal sind. Einerseits können zur Deckung der Nachfrage Anlagen aus dem Kraftwerksbestand herangezogen werden. Andererseits kann durch die Außerbetriebnahme eines Kraftwerksblocks bei gleichzeitiger Kompensation durch Neubau oder höherer Auslastung der Altkraftwerke ebenfalls die Nachfrage gedeckt werden. Abbildung 5-1 zeigt skizzenhaft die mögliche Entwicklung eines Kraftwerksparks. Dargestellt ist die Bestandsabnahme des Kraftwerksparks über die Zeit. Bei vorgegebener wahrscheinlicher Nachfrage entsteht das zukünftige Zubaupotential an Kraftwerken. Aus der Perspektive des Kraftwerksbetreibers ergeben sich zur Deckung dieser Lücke grundsätzlich drei Basismöglichkeiten.

Die aus der Altersstruktur entstehende Sterbelinie kann vertikal (Richtung A) oder horizontal (Richtung B) verschoben werden. Weiterhin bleibt noch die Möglichkeit die Nachfrage zu

drosseln (Verschiebung der Nachfragelinie Richtung C). Die technische Realisation der Basismöglichkeit A erfolgt durch Zubau von Kraftwerken, durch Umbau der Anlage zu einer Anlage mit höherer Leistung (Topping), durch Ersatz alter Bauteile wie z. B. Turbinenschaufeln mit Folge von Leistungserhöhung (Repowering) oder durch Zukauf von Kapazität bzw. von Strom (Stromimport). Aufgrund des hohen Potentials von Topping und Repowering werden Modernisierungszyklen in einem gesonderten Kapitel behandelt. Unter Möglichkeit B sind alle lebensdauerverlängernde Maßnahmen zusammengefaßt. Schlagwörter sind Rehabilitation und Instandhaltung. Möglichkeit C spielt auf Stromeinsparung basierende Strategien an.

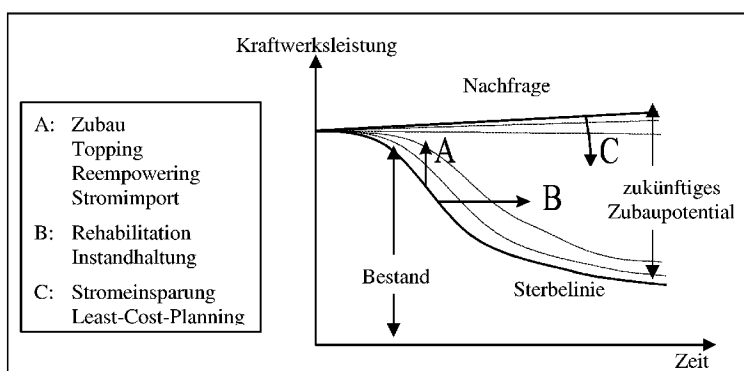


Abbildung 5-1: Möglichkeiten zur Deckung des Zubaupotentials eines Kraftwerksparks

Gegenstand der Untersuchung ist der öffentliche Kraftwerkspark der Bundesrepublik Deutschland. Insgesamt betrug die in Deutschland installierte Brutto-Engpaßleistung im Jahr 1995 ca. 120 GW [86]. Davon wurden 87 % den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung, 12 % den Industriekraftwerken und 1 % den Kraftwerken der Deutschen Bahn AG angerechnet. Aufgrund historischer Begebenheiten und nationaler Primärenergievorkommen ist die Brennstoffverteilung in den Kraftwerken breit gestreut. Tabelle 5-1 weist für das Jahr 1995 die Stromerzeugungskapazitäten (Brutto) und die Bruttostromerzeugung nach eingesetzten Energieträgern auf. Etwa 47 % der installierten Leistung wurde durch Kraftwerke auf Kohlenbasis gedeckt, 25 % auf Gas oder Heizölbasis, 20 % auf Basis von Kernkraftwerken und 8 % durch Wasserkraftwerke². Bei Betrachtung der Stromerzeugung verschiebt sich die prozentuale Verteilung des Brennstoffeinsatzes zu Gunsten der Kernenergie und der Kohle. Knapp 30 % der Stromerzeugung entfielen auf Kernkraftwerke und 56 % auf braunkohlen- und steinkohlenbefeuerte Kraftwerke. Zur Zeit werden in Deutschland Kernkraftwerke, Braunkohlenkraftwerke und Laufwasserkraftwerke in der Grundlast, Steinkohlenkraftwerke und zum Teil Gaskraftwerke, sowohl gasbefeuerte als auch im kombinierten Gas und Dampfkraft

² Sonstige regenerative Energiequellen spielen leistungsmäßig zur Zeit nur eine untergeordnete Rolle, so daß auf eine ausführliche Diskussion verzichtet wird.

gefahrne Anlagen, in der Mittellast, Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinen in der Spitzenlast eingesetzt.

Tabelle 5-1: Bruttostromerzeugung nach Arbeit und Leistung sowie durchschnittliche jährliche Auslastung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland 1995 [87]

	Kapazität [GW]	Erzeugung [TWh]	Auslastung [%]
Steinkohle inkl. Mischfeuerung	33,6	147,1	50,0
Braunkohle	24,0	142,6	67,8
Heizöl	9,8	7,8	9,1
Gas	20,5	41,1	22,9
Kernenergie	24,0	154,1	73,3
Wasser	8,9	24,2	31,0

5.1.1.1. Transformation der Kraftwerksstruktur nach elektrischer Nettoleistung in einen Modellkraftwerkspark

In Deutschland gilt seit dem 29.04.1998 das neue Energiewirtschaftsgesetz. Die bisherigen Versorgungsgebietsmonopole wurden abgeschafft. Aus der Perspektive eines Kraftwerksstandorts bedeutet dies eine ortsungebundene Verteilung der erzeugten Arbeit. Diese Gesetzeslage kommt der Modellierung von LIMES zugute. Das Kraftwerksmodell arbeitet als ein Zweipunkt-Modell. Eine räumliche Auflösung der Kraftwerksstandorte sowie der Stromabnehmer werden auf eine Quelle, der Kraftwerkspark, und eine Senke, die Nachfrage fokussiert. Netz-, und Umspannungsverluste werden somit nicht berücksichtigt und räumliche Distanzen zwischen Erzeuger und Abnehmer spielen im Modell keine Rolle. Weiterhin werden nur Stromerzeugungsanlagen betrachtet. Die Berücksichtigung von Anlagen auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung entfällt daher. Weiterhin wird lediglich die Stromnachfrage der öffentlichen Versorgung in der Bundesrepublik Deutschland angenommen. Die Möglichkeit von Stromimport wird im Modell zugelassen und kann über Restriktionsgleichungen gesteuert werden. Industriekraftwerke und die Kraftwerke der Deutschen Bahn AG entfallen. Die Untersuchung konzentriert sich weiterhin auf Wärmekraftwerke großer Leistung. Dies hat folgende zwei Konsequenzen. Erstens entfallen sämtliche regenerativen Erzeugungsanlagen wie Solar, Biomasse, Wind aber auch die Wasserkraft. Zweitens werden keine Spitzenlastkraftwerke berücksichtigt, so daß die Nachfrage durch eine geordnete Jahresdauerlinie für den Grund- und Mittellastbereich simuliert werden kann. Insgesamt werden in dem Modellkraftwerkspark 85 GW Nettokapazität abgebildet. Diese Zahl entspricht dem realen Kraftwerkspark der Bundesrepublik Deutschland abzüglich der Industriekraftwerke, der Kraftwerke der Deutschen Bahn AG, der Wind- und Wasserkraftwerke, sämtlicher Wärmekraftwerke mit einer Leistung kleiner als 100 MW und den Gasturbinen im Lasteninsatzbereich der Spitzenlast (Betriebszeit kleiner als 100 h pro Jahr). Abbildung 5-2 verdeutlicht die Transformation des realen

Kraftwerksparks im Basisjahr 1995 in einen Modellkraftwerkspark. 85,1 GW elektrische Nettoleistung werden auf die fünf angezeigten Primärenergieträger verteilt.

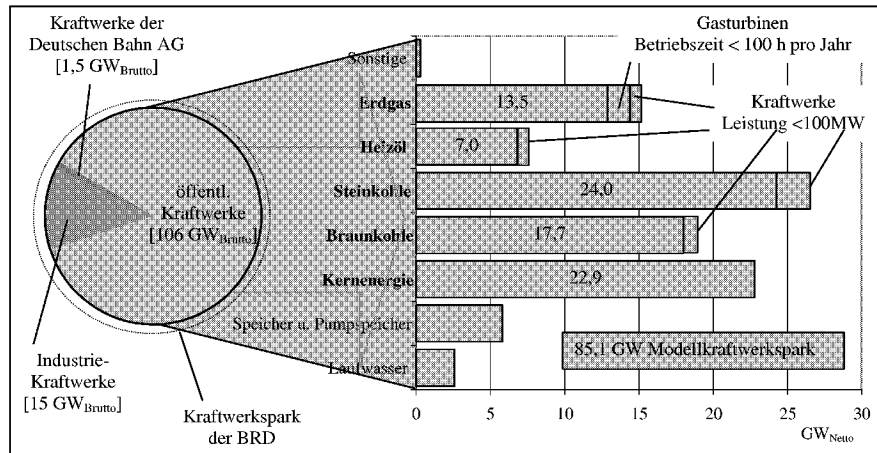


Abbildung 5-2: Transformation des realen Kraftwerksparks der Bundesrepublik Deutschland in einen Modellkraftwerkspark für Grundlast und Mittellast (Basisjahr 1995) [86,87]

5.1.1.2. Transformation der Altersstruktur in den Modellkraftwerkspark

Nach Transformation der Leistungsdaten des Kraftwerksparks muß die reale Altersstruktur in den Modellkraftwerkspark übertragen werden. Das Startjahr für das Optimierungsmodell ist das Jahr 1999. Die Altersstruktur nach Energieträgern und Größenklassen über Dekaden wird in Abbildung 5-3 dargestellt. Deutlich sind die unterschiedlichen Schwerpunkte im Kraftwerksbau in den vergangenen 5 Jahrzehnten zu erkennen. Dies hat sowohl technische, politische als auch ökonomische Ursachen. Vor dem Hintergrund steigender Stromnachfrage seit den 50er Jahren bis heute ist folgendes anzumerken. Aufgrund stark sinkender Erdölpreise in den 60er Jahren wurden forciert Erdgas- und Erdölkraftwerke bis Beginn der ersten Ölpreiskrise installiert. Trotz der sprunghaften Verteuerung des Erdölpreises wurden die meisten in Bau befindlichen Erdgas- und Ölkraftwerke zu Ende gebaut. U. a. wurde aufgrund dieser Entwicklung der Bau von Kernkraftwerken vorangetrieben, deren maximale Zubaurate in der Dekade 1980-1990 erfolgte. Danach wurde der Zubau gestoppt. Die mit Braunkohlen befeuerten Anlagen wurden vor allem in den 70er und 80er Jahren entsprechend der genehmigten Abbaugelände installiert. Erst mit der Wiedervereinigung der beiden deutschen Staaten wurden in den ostdeutschen Braunkohlenrevieren Anlagen neu gebaut. Diese ersetzen vor allem alte und unwirtschaftliche Kraftwerke, die den Umweltschutzauflagen nicht genügten. Die Leistung dieser installierten Kraftwerke beträgt ca. 5 GW. Die Stromerzeugung in den 50er und 60er Jahren basierte vor allem auf Kohle. Besonders die deutsche Steinkohle spielte dabei eine große Rolle. Aufgrund des bereits oben erwähnten Ölpreisverfalls in den 70er Jahren rückte der Bau neuer

Steinkohlekraftwerke in den Hintergrund. Erst in den 90er Jahren wurden wieder verstärkt Kraftwerke auf Steinkohlenbasis gebaut. Dies kann mit den niedrigen Kosten der Importsteinkohle begründet werden, die zunehmend auch in Deutschland verstromt wird. Generelles Merkmal des deutschen Kraftwerkspark ist eine Vergrößerung der Kraftwerksblöcke über die Zeit. Betrug die durchschnittliche Blockgröße in den 60er Jahren noch unter 300 MW Leistung pro Block, so werden heute bereits Braunkohlenkraftwerke mit 1000 MW und Kernkraftwerke bei ca. 1300 MW elektrische Nettoleistung gebaut.

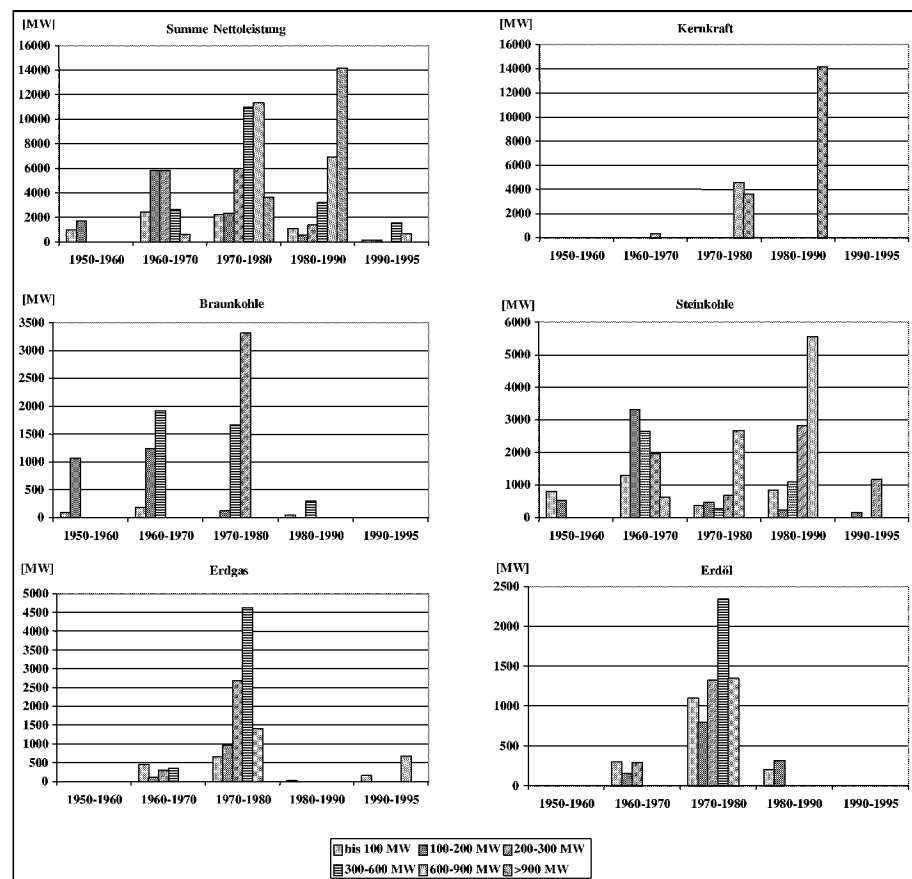


Abbildung 5-3: Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft über Dekaden aufgeteilt nach Größenklassen und Brennstoffen (ohne regenerative Stromerzeugungstechnologien) im Jahr 1995 [1]

Der reale Kraftwerkspark, bestehend aus ca. 300 einzelnen Blöcken mit unterschiedlicher Blockgrößen und Inbetriebnahmezeitpunkten wird in 12 Kraftwerkstypen mit 146 Blöcken transformiert. Die wesentlichen technischen Daten, wie Leistung, Wirkungsgrad, Verfügbarkeit, Inbetriebnahmejahr und Blockanzahl sind in Tabelle 5-2 aufgelistet. Die Inbetriebnahme-

zeitpunkte werden für die Bestandskraftwerke in Dekaden angenähert. So bedeutet beispielsweise BJ/75 die Inbetriebnahme des Blockes im Zeitraum zwischen 1970 und 1979.

Tabelle 5-2: Modellkraftwerke des Kraftwerksbestandes mit technischen Parametern abgeleitet aus dem öffentlichen deutschen Kraftwerkspark

Typ		BS-SK-TYP-700	BS-SK-TYP-600	BS-SK-TYP-600	BS-SK-TYP-300	BS-BK-TYP-800	BS-BK-TYP-600	BS-BK-TYP-300	BS-KKW TYP 1300	BS-KKW TYP-1100	BS-EG-TYP-600	BS-GUDTYP-300	BS-OE-TYP-500
Baujahr	BJ	95	85	75	65	95	75	65	85	75	75	95	75
Nettoleistung	[MW]	700	600	600	300	800	600	300	1285	1100	600	300	500
Wirkungsgrad	[%]	42	38	37	34	41	35	33	34	33	39	55	25
Verfügbarkeit	[%]	83	80	80	80	84	80	79	83	83	85	85	83
Anzahl	[St.]	3	15	7	29	9	11	13	10	9	19	7	14

BS: Bestandskraftwerk

Für ein einmal in den Bestandspool aufgenommenes Kraftwerk wird ein zeitlicher Bestandschutz von 20 Betriebsjahren gewährt. Dieses Kraftwerk bleibt bis zum Ende seiner Abschreibungszeit im bestehenden Kraftwerkspark bestehen, selbst wenn es aufgrund wirtschaftlicher Ursachen stillgelegt werden müßte. In den Optimierungsrechnungen bleiben daher die Kapitalkosten der Bestandskraftwerke unberücksichtigt.

5.1.1.3. Zubauoptionen

Die Annahmen der Investitionskosten für die zukünftigen einsetzbaren Kraftwerke sind von entscheidender Bedeutung für die Weiterentwicklung des Kraftwerksparks. Für das Zubaupotential werden 9 Kraftwerkstypen (Basiszubaupotential) angegeben, die ab einem bestimmten Zeitpunkt dem Modell zur Verfügung stehen. Diese Basistypen des Zubaupotentials sind in Tabelle 5-3 aufgelistet. Für das Zubaupotential gelten folgende Annahmen:

- Die Liberalisierung der Energiemärkte läßt nur wenig Spielraum für neue fortschrittliche Kohleverbrennungstechnologien (Kohlevergasung). Aufgrund des Kostendrucks und der Standardisierung von Kraftwerkskomponenten finden die wesentliche Entwicklungsschritte im Bereich der konventionellen Kohleverbrennung statt. Die Kohlevergasung, Wirbelschichtfeuerung, aber auch die Erzeugung von Strom in Brennstoffzellen werden zwar Marktanteile gewinnen, aber bis zum im Modell angenommen Zeithorizont (2000-2030) nur eine untergeordnete Rolle spielen. Der Kernfusion wird bis dahin keine kommerzielle Chance eingeräumt.
- Für regenerative Erzeugungstechniken liegt ein ähnlicher Sachverhalt vor. Zwar konnten Techniken wie Windkraftanlagen in den letzten Jahren einen enormen Zuwachs verbuchen, jedoch ist die Stromerzeugung im Verhältnis zur Gesamtstromerzeugung noch gering.

Allerdings wird auch hier davon ausgegangen, daß in mittlerer Zukunft keine nennenswerten Marktverschiebungen zu Gunsten der regenerativen Erzeugungstechniken stattfinden werden. Dies gilt zumindest für Grund- und Mittellastkraftwerke.

- Ein wichtiger Punkt ist die Frage nach der zukünftigen Nutzung der Kernenergie in Deutschland. Bei Betrachtung des momentanen politischen Umfelds ist ein Vorhersage der Zukunft der Kernenergie in Deutschland äußerst problematisch. Gewissen Fragestellungen kann mittels Szenariotechnik durch Setzen von Kapazitätslimits im Modell nachgegangen werden. Bleibt noch die Frage nach dem Kernkraftwerk der Zukunft für die Jahre ab 2015. Im Modell wird das Konzept eines Leichtwasserreaktors verfolgt, wie es bereits im EPR projektiert worden ist. Eine mögliche Renaissance des Hochtemperaturreaktors dagegen, da dieser aus sicherheitstechnischen Gründen eine Option bildet, wird nicht modelliert.
- Kraftwerke mit kombinierter Gas- und Dampfturbine (GuD) werden berücksichtigt. Zubauoption für Ölkraftwerke sind im Modell nicht implementiert.

Tabelle 5-3: Modellkraftwerke des Zubaupotentials mit technischen und ökonomischen Parametern

Typ		ZB-SK-TYP-800	ZB-SK-TYP-900	ZB-SK-TYP-900	ZB-BK-TYP-950	ZB-BK-TYP-1000	ZB-KKW-TYP-1400	ZB-GUD-TYP-800	ZB-GUD-TYP-900
Baujahr	BJ	2005	2015	2025	2005	2015	2005	2005	2015
Nettoleistung	[MW]	800	900	900	950	1000	1390	800	900
Wirkungsgrad	[%]	49	50	51	45	49	34	58	62
Verfügbarkeit	[%]	87	89	89	84	84	92	85	85
spez. Invest. – kosten	[DM/KW]	2100	2000	1900	2400	2400	3000	1000	1000

* ZB: Zubaukraftwerk

5.1.1.4. Nachfrage nach elektrischer Energie

Die Nachfrage sowie die zukünftige Entwicklung nach Elektrizität ist für den Einsatz der Kraftwerke ein entscheidender Parameter. Sie beeinflusst die Anzahl der in einem Kraftwerkspark agierenden Blöcke, sowie einen eventuellen Zubau oder Abbau an Leistung. Aufgrund der Nichtspeicherfähigkeit von Strom erfolgt die Erzeugung der elektrischen Energie in den Kraftwerken gleichzeitig mit der Nachfrage. Die Höhe der maximalen verfügbaren Kapazität zuzüglich gewisser Reserven in einem Betrachtungsraum hängt folglich von der maximalen Netzlast innerhalb eines Zeitraumes ab. Dies kann in einem Kraftwerks-

ausbaumodell³ abgebildet werden. LIMES arbeitet in zeitdiskreten Schritten auf Jahresbasis. Für die Nachfrage genügt folglich die geordnete Jahresdauerlinie für jedes Jahr. Da im Modell keine Spitzenlast abgebildet wird, genügt ferner eine Jahresdauerlinie für den Mittel- und Grundlastbereich. Für das Modell ist folgende mathematische Darstellung der Jahresdauerlinie, d. h. Leistung über Zeit, hinreichend genau [11,57]:

$$(5-1) \quad p(t) = \frac{P(t)}{P_{\max}} = 1 - (1 - m_0) \cdot \left(\frac{t}{T_n} \right)^{\frac{m-m_0}{1-m}}$$

mit $m_0 = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}$ (Lastverhältnis)

$m = \frac{W}{P_{\max} \cdot T_n}$ (Belastungsgrad)

und	$P_{\min}$:	die in einem Jahr auftretende Mindestlast	[kW]
	$P_{\max}$:	die in einem Jahr auftretende Höchstlast	[kW]
	$P(t)$:	die zum Zeitpunkt t auftretende Last	[kW]
	T_n :	Betrachtungszeitraum (hier 1 Jahr = 8760 h)	[h]
	W :	elektrische Arbeit im Bezugszeitraum	[kWh]

Abbildung 5-4 zeigt beispielhaft eine Jahresdauerlinie mit allen wesentlichen Parametern. Für die Modellierung wird die erzeugte Arbeit in sechs diskrete Zeitabschnitte unterteilt. Die Summe der Rechtecke entspricht genau der zu erzeugenden Arbeit.

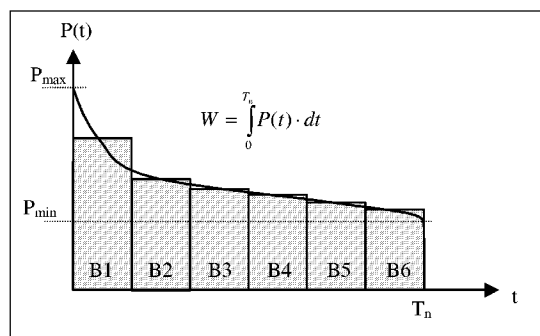


Abbildung 5-4: Theoretische Jahresdauerlinie

³ Bei dem hier vorgestellten Optimierungsproblem handelt es sich nicht um ein Kraftwerkeinsatzmodell, das auf Basis von Tagesganglinien den optimalen Einsatz von Anlagen bestimmt und mit dem vorhandenen Kraftwerkspark Lastspitzen nachfährt.

In der Bundesrepublik Deutschland wurden im Jahre 1995 ca. 535 TWh elektrische Energie erzeugt (Gesamte Bruttostromerzeugung 1995) [87]. Der Anteil der von Kraftwerken der öffentlichen Versorgung erzeugte Strom betrug dabei über 86 % (456 TWh). Abzüglich des Kraftwerkseigenverbrauchs (ca. 8 %) und der Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraftwerken sowie anderer regenerativer Energieerzeugungsanlagen verbleibt eine Nettostromerzeugung auf Basis der Wärmekraftwerke von 429 TWh [86]. Der Anteil der Stromerzeugung durch Spitzenlastkraftwerke und Kleinkraftwerke (BHKW) wird auf unter 5 % geschätzt, so daß der bilanzierte Kraftwerkspark (nur Wärmekraftwerke der öffentlichen Versorgung) 410 TWh erzeugen muß. Die zukünftige Entwicklung des Nettostromverbrauchs wird auf Basis der für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Berlin) verfaßten Studie „Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt“ [88] abgeschätzt. In der Studie wird von einer Steigerung des Bruttostromverbrauchs von 1997 bis 2020 um ca. 12% ausgegangen. Allerdings gestalten sich die Änderungsraten in den verschiedenen Verbrauchssektoren unterschiedlich. Die größte Zuwachsrate ist im Industriesektor und Kleinverbrauch zu erwarten, während Haushalte und Verkehr kleine Steigerungsraten und der Kraftwerkseigenverbrauch rückläufig ist. Im Modell wird davon ausgegangen, daß der öffentliche Kraftwerkspark den Haushaltssektor, den Kleinverbrauchssektor und einen Teil des Industriesektors bedient. Angelehnt an die Tendenzen und Prognosen der Studie [88] wird die zukünftige Entwicklung des Nettostromverbrauchs der öffentlichen Versorgung, Haushalte, Kleinverbrauch und ein Teil der Industrie mit einer jährlichen durchschnittlichen Steigerung des Stromverbrauchs von 0,5 % pro Jahr (bezogen auf den Basiswert 1995) ab 2000 bis 2010 und 0,3 % pro Jahr ab 2010 (bezogen auf den Wert 2010) angesetzt.

Die zur Bestimmung der Jahresdauerlinie benötigten Angaben zur Maximal- und Minimallast lassen sich aus den monatlichen Leistungsganglinien der Netto-Erzeugung und Netzbelastung der öffentlichen Versorgung [89] abschätzen. Die Minimallast ergibt sich aus der einmalig im Jahr auftretenden minimalen Netzbelastung. Das Lasttief tritt meist im Juli oder August zwischen 2 Uhr und 4 Uhr auf. Als Basiswert für das Jahr 1995 wird die Minimallast auf 32 GW angesetzt. Die Maximallast für Grund und Mittellast wird auf 65 GW gesetzt. Minimal- und Maximalwerte sind vereinfachte Abschätzungen und würden für eine Kraftwerkseinsatzmodell der Genauigkeit nicht genügen, da in diesem Fall Tagesgangkurven das Modellergebnis bestimmen. Entscheidend für die Ergebnisse des Kraftwerksausbaumodells ist die zu erzeugende elektrische Energie. In Tabelle 5-4 sind für ausgewählte Stützjahre die Annahmen für den Modellkraftwerkspark bzgl. der Entwicklung der Nettostromerzeugung und der Maximal- und Minimallasten dargestellt.

Tabelle 5-4: Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Nettostromerzeugung, der Maximallast und der Minimallast in ausgewählten Stützjahren bis 2030 im Modellkraftwerkspark [86, 87, 88]

		1995	2000	2005	2010	2020	2030
Elektrische Energie	[TWh]	410	412	422	433	446	459
Maximallast	[GW]	32	32	33	34	35	35
Minimallast	[GW]	65	65	63	61	60	60

Die Differenz zwischen Minimal und Maximallast wird über die Zeit geringer. Aufgrund des liberalisierten Binnenmarktes mit flexiblen Stromverträgen und gehandelten Strommargen an Strombörsen kann von einer Glättung der Leistungsganglinien ausgegangen werden. Dies bedeutet eine Erhöhung der Minimallast und eine Senkung der Maximallast.

5.1.1.5. Brennstoffpreise

Die Entwicklung der Brennstoffpreise wurde detailliert in Kapitel 3.6 erläutert. Die Szenarien der einzelnen Brennstoffe gelten ebenfalls für das Optimierungsmodell. Bzgl. der künftigen Entwicklung des Erdgaspreises wird allerdings eine Erweiterung vorgenommen, die im Modell optional als eine Sensitivitätsanalyse eingestellt werden kann. Durch einen eventuellen massiven Zubau von GuD-Anlagen und folglich der erhöhten Nachfrage nach Erdgas steigt der Erdgaspreis. Zeitpunkt und Auslöser der Erdgaspreiserhöhung wird im entsprechenden Szenario unter den Einstellungen der Szenarioparameter angegeben. Aufgrund der individuellen Zuordnungen von Preisentwicklungen der einzelnen Brennstoffe sind Kombinationen von Preisszenarien möglich. Dies ermöglicht beispielsweise die Analyse von Lebensdauern von Kraftwerken bei einer niedrigen Entwicklung der Kohlenpreise bei gleichzeitiger hoher Preisentwicklung von Erdgas.

5.1.1.6. Modernisierungszyklen

Die Erweiterung von Kraftwerksleistung, d. h. die vertikale Verschiebung der Sterbelinie, kann statt eines Neubaus durch Repowering oder Retrofitting erreicht werden (siehe dazu auch Abbildung 5-1). Ziel von Modernisierungsmaßnahmen ist auf der einen Seite eine im Vergleich zu einem Neubau kostengünstige Aufstockung von Leistung. Auf der anderen Seite kann durch Retrofitting oder Repowering an schadenssensiblen Bauteilen eine Lebensdauerverlängerung erreicht werden. Die Umsetzung geeigneter Maßnahmen wird häufig erst durch technischen Fortschritt in der Kraftwerkstechnik ermöglicht. Unter dem Begriff Modernisierungsmaßnahmen wird eine Erhöhung von Brutto- oder Nettoleistung, Wirkungsgrad oder Erhöhung der Verfügbarkeit durch verbesserte Revisionsstrategien verstanden. Wie die folgende Untersuchung zeigt, werden aber auch bewußt Leistungs- oder Wirkungsgradeinbußen in Kauf genommen, um die Lebensdauer der Gesamtanlage zu erhöhen.

Dazu wurde bei den Kraftwerksbetreibern in der BRD nach Art, Zeitpunkt und Umfang von Modernisierungsmaßnahmen in fossilbefeuerten Großkraftwerken nachgefragt. Die Umfrage

wurde nicht auf die neuen Bundesländer erweitert. Hier waren aufgrund des relativ jungen Kraftwerksparks im Zuge des Umbaus der ostdeutschen Energiewirtschaft keine repräsentativen Ergebnisse zu erwarten. Von den 81 untersuchten Blöcken werden 40 % Steinkohlenkraftwerke und Kraftwerke mit Mischfeuerung, 28 % Braunkohlenkraftwerke und 32 % gas- und ölbefeuerte Kraftwerke (keine Gasturbinen) zugeordnet. In der Summe entspricht dies ca. 25,3 GW elektrischer Nettoleistung. Die Blockverteilung entspricht in etwa der Leistungsverteilung (36 % Steinkohlekraftwerke inkl. Mischfeuerung, 30 % Braunkohlenkraftwerke und 34 % Öl- und Gaskraftwerke). Der Zeitpunkt der Leistungsmessung war das Jahr 1999. An 60 % der untersuchten Blöcken wurden Modernisierungsmaßnahmen durchgeführt. Der Anteil der Leistungserhöhungen betrug dabei 80 %, der der Leistungsminderungen 20 %. Beim Vergleich der gesamten ursprünglichen Leistung der 81 untersuchten Blöcke, d. h. die installierte Leistung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme, mit der aktuellen Leistung ist eine Differenz von 734 MW elektrische Nettoleistung festzustellen. Die entspricht einer durchschnittlichen Zunahme von 3 % der ursprünglichen Leistung. Bei Aufschlüsselung dieses Saldos können ca. 810 MW als Erhöhung und 76 MW als Minderung von Nettoleistung verbucht werden. Zum Zeitpunkt der Leistungsmessung hatten die Steinkohlenblöcke ein Durchschnittsalter von 25,4 Jahren, die Braunkohlenblöcke von 30,2 Jahren und die Öl- und Gaskraftwerke 27,0 Jahre. Abbildung 5-5 gibt Aufschluß über den Zeitpunkt von Modernisierungsmaßnahmen sowohl bzgl. einer Erhöhung als auch einer Minderung.

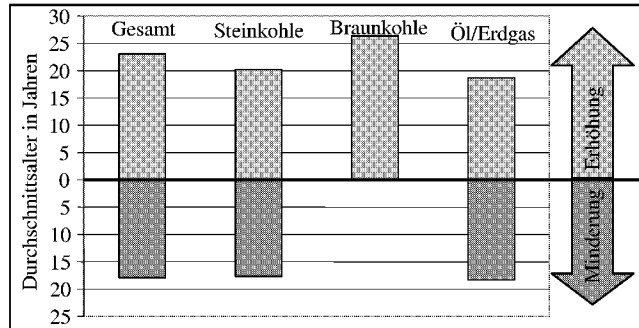


Abbildung 5-5: Durchschnittsalter von Modernisierungsmaßnahmen bei Leistungserhöhung oder -minderung in fossilbefeuerten Kraftwerken der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer)

Im Durchschnitt aller Anlagen wurde eine Leistungserhöhung nach 23,1 Jahren und eine Leistungsminderung nach 17,9 Jahren durchgeführt. Während Stein-, Gas- und Ölkraftwerke bei ca. 20 Jahren liegen, wurden Retrofitmaßnahmen bei Braunkohlenkraftwerken erst nach 26,4 Jahren durchgeführt. In den meisten untersuchten Fällen wurde gleichzeitig mit Erhöhung der Nettoleistung eine Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades erreicht. Diese Erhöhung lag durchschnittlich bei 1,3 % Prozentpunkten. Die einzelnen Maßnahmen, die zur Leistungssteigerung und Leistungsminderung geführt haben, sind in Tabelle 5-5 aufgelistet. Einzel-

maßnahmen kamen seltener vor als ein Bündel von Maßnahmen, die zu einer durchschnittlichen Leistungserhöhung von ca. 15 MW pro Block geführt haben. In einigen Fällen wurden Leistungsminderungen gleichzeitig durch Maßnahmen der Leistungserhöhung kompensiert (meist sogar überkompensiert). Bei den Maßnahmen zur Leistungserhöhung steht die Turbine im Vordergrund. 40 % aller Maßnahmen entfallen auf eine Turbinenoptimierung. In den meisten Fällen wurden alte Turbinenschaufeln durch neue fortschrittliche 3-D-Schaufeln ersetzt. In 23 % der Fälle wurde sogar die Hoch- oder Mitteldruckturbine komplett ausgetauscht. Neben dem Turbinenretrofit spielen die Optimierung und das Ausschöpfen von Leistungsreserven eine große Rolle. In der Spalte der Ursachen für die Leistungsminderung überwiegt der Posten „Nachrüstung mit einer REA“ (60 % aller Fälle). Diese Maßnahme liegt in der Großfeuerungsanlagenverordnung begründet. Vielen Anlagenbetreibern blieb nur die Wahl zwischen Stilllegung oder Nachrüstung mit einer Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) oder (und) Entstickungsanlage (DENOX). Im Falle der Nachrüstung erhöhte sich der Kraftwerkseigenverbrauch und die dem Netz zur Verfügung stehende Leistung nahm demzufolge ab. In einigen wenigen Fällen (10 %) konnte eine Leistungseinbuße aufgrund der Absenkung der Frischdampfparameter vermerkt werden. Die Strategie dieser Kraftwerksbetreiber zielte mit der Absenkung der thermischen Parameter (Minderung der Zeitstandbelastung) bei lebenswichtigen Komponenten auf lebensdauerverlängernde Maßnahmen hin.

Tabelle 5-5: Gründe und prozentuale Gewichtung von Modernisierungsmaßnahmen für fossil befeuerte Großkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer)

Leistungserhöhung	[%]	Leistungsminderung	[%]
Turbinenoptimierung	40	Nachrüstung REA	60
Erneuerung HD/MD	23	Absenkung der Dampfparameter	10
Optimierung und Ausschöpfen von Leistungsreserven	15	sonstige	30
Erneuerung der Kesselheizflächen	8		
sonstige	14		

Der Zeitpunkt der Leistungsminderung ist in der Kraftwerkshistorie klar festzumachen. Er fand zwischen den Jahren 1989 und 1993 statt. Die Ursache hierfür lag, wie bereits erwähnt, an der gesetzlichen Einführung der Großfeuerungsanlagenverordnung. Der Zeitpunkt für eine Leistungserhöhung fiel unabhängig vom Inbetriebnahmejahr in den Zeitraum zwischen 1993 bis 1995. Eindeutige Ursachen für dieses Phänomen sind hier nicht klar zu erkennen. Es mag aber zwei von einander unabhängige Gründe geben. Der eine Grund ist die wirtschaftliche Nachrüstung mit einer in diesem genannten Zeitraum entwickelten Turbinenschaufelgeneration, die Wirkungsgradsteigerung nicht im Zehntelprozentbereich nach sich zog, sondern im Bereich von 1,0 – 1,5 %. Die Verbesserung von Turbinenschaufeln wurde erst durch leistungsfähige Supercomputer zur Ermittlung von Strömungsvorgängen mit entsprechenden Rechen-

programmen ermöglicht [90]. Auf der anderen Seite kann vermutet werden, daß in diesem Zeitraum (1993 –1995) ein Teil der Anlagenbetreiber ihre Kraftwerke für den mit Einführung der Liberalisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes drohenden Wettbewerb modernisiert haben, um die Anlagen wettbewerbsfähig zu machen. Diese Aussage läßt sich allerdings nicht aus dem vorliegenden Datenmaterial eindeutig ableiten.

Es sei nur am Rande angemerkt, daß die Eigentumsverhältnisse der Kraftwerksblöcke mit Modernisierungsmaßnahmen korrelieren. Lediglich Energieversorgungsunternehmen, die einen eigenen Kraftwerkspark betreiben (Blockanzahl >3) führen Retrofitmaßnahmen durch. Kleinere EVU betreiben ihre Anlagen unverändert. Die Ursachen hierfür sind wohl bei der finanziellen Situation der unterschiedlichen EVU zu suchen.

Bei den in Deutschland zur Zeit betriebenen Kernkraftwerken liegt eine leicht höhere Modernisierungsquote vor als bei den fossil befeuerten Kraftwerken. 63 % der Kernkraftwerke wurden Retrofitmaßnahmen unterzogen, die zu einer durchschnittlichen Nettoleistungserhöhung von 46 MW führten. Insgesamt konnte dabei eine Leistungserhöhung von ca. 550 MW erzielt werden. Maßnahmen im Bereich der Turbinenmodernisierung, aber auch die Erhöhung der thermischen Reaktorleistung aufgrund der Ausnutzung von Leistungsreserven sind als Hauptgründe zu nennen [91]. Retrofitmaßnahmen wurden vor allem an den jüngeren Blöcken Baujahr 1979-1989 vorgenommen. Dies sind die Blöcke mit einer Leistung größer 1000 MW. Im Durchschnitt wurden solche Maßnahmen nach ca. 11 Jahren verwirklicht.

Im Kraftwerksmodell werden aus der im vorigen vorgestellten Analyse folgende Vereinfachungen abgeleitet:

- Es werden nur Modernisierungsmaßnahmen berücksichtigt, die zu einer Leistungs- oder Wirkungsgraderhöhung führen. Leistungsminderungen, da viel seltener, werden nicht modelliert.
- Der Zeitpunkt einer Modernisierung findet unabhängig vom Kraftwerkstyp (Ausnahme Kernkraftwerke, Annahmen dazu folgen weiter unten) nach 20 Jahren statt. Eine Abhängigkeit von der Fahrweise, d. h. Anzahl der Vollaststunden, wird nicht implementiert. Der Modernisierungszyklus beinhaltet neben der Kompensation von Verschleißerscheinung aufgrund des Anlagenbetriebs auch den technischen Fortschritt bei einzelnen Anlagenbauteilen.
- Obwohl die Analyse gezeigt hat, daß nur bei ca. 60 % der Anlagen Retrofitmaßnahmen durchgeführt wurden, findet im Modell eine Umlage auf sämtliche Anlagen statt. Für Anlagen mit einer elektrischen Nettoleistung bis zu 300 MW liegt der Leistungsbonus bei 5 MW. Für Anlagen mit einer elektrischen Nettoleistung größer 300 MW bei 10 MW. Gleichzeitig wird der elektrische Wirkungsgrad um 1,5 % erhöht.

- Die Modernisierungsmaßnahmen finden einmal im Leben eines fossil befeuerten Kraftwerks statt.
- Der Modernisierungszyklus für Kernkraftwerke wird auf 10 Jahre gesetzt. Es wird angenommen, daß für die Kernkraftwerksbetreiber eine Leistungserhöhung ihrer Anlagen einfacher durchzusetzen ist als ein Neubau. So wird für alle Kernkraftwerke eine pauschale Leistungserhöhung von 10 MW pro Block alle 10 Jahre angesetzt.

5.1.2. Modell LIMES zur Bestimmung der Lebensdauern von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft

5.1.2.1. Methode der linearen Optimierung mit ganzzahligen Variablen

Die Methode der linearen Optimierung ist ein geeignetes Instrument zur Lösung der dargestellten Problematik. Dabei wird die zu untersuchende Situation in einem mathematischen linearen Gleichungssystem abgebildet. Gesucht wird das Minimum oder Maximum einer linearen Zielfunktion endlicher Strukturvariablen bei endlich vielen Restriktionen [85, 92, 93]. Die Komplexität von Optimierungsproblemen erfordert eine computergestützte Vorgehensweise. Zur Lösung des linearen Gleichungssystems entsprechend der geforderten Zielfunktion wird meist das Simplexverfahren verwandt. Die mathematische Formulierung eines linearen Optimierungsproblems besteht aus den folgenden drei Teilen [93] (Gleichung 5-2, 5-3, 5-4):

(5-2) Lineare Zielfunktion

$$\sum_{i=1}^n c_i \cdot x_i \rightarrow \min$$

x_i : Strukturvariable

c_i : Zielfunktionskoeffizient

(5-3) Lineare Restriktionen

$$\sum_{i=1}^n a_{ji} \cdot x_i \geq b_j \quad (j = 1, 2, \dots, m)$$

a_{ji} : Matrixkoeffizient

b_j : Konstante auf der rechten Seite

(5-4) Nichtnegativitätsbedingungen bzw. Schranken

$$x_i \geq 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m)$$

oder

$$UL_i \geq x_i \geq LL_i \geq 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m)$$

UL: Upper Limit; LL: Lower Limit

Für Probleme der Kraftwerksausbauplanung muß die Bedingung teilweiser ganzzahliger Variablen hinzugefügt werden. Dies ergibt sich automatisch aus den Elementen des Kraftwerksparks. Die Elemente sind Kraftwerke, die nur ganz oder gar nicht eingesetzt werden. Die Modellierung von Kraftwerken als kontinuierliche Variable widerspricht der Realität. Aufgrund der Existenz von ganzzahligen und linearer Variablen werden Probleme dieser Art als „Gemischt Ganzzahlige Optimierungsprobleme (GGLP)“ oder als „Mixed Integer Problems“ benannt. Die Lösung von Gleichungssystemen mit der Bedingung ganzzahliger Variablen können nicht mit dem Simplexverfahren gelöst werden. Lösungen von GGLP erfordern einen hohen rechentechnischen Aufwand, so daß bei großen GGLP heuristische Verfahren eingesetzt werden, die allerdings keine Garantie für ein Optimum bieten. Ein exaktes Verfahren, das auch im Optimierungsmodul eingesetzt wird, ist die Branch-and-Bound Methode. Der Algorithmus der Branch-and-Bound Methode wird ausführlich in [84, 94, 95] beschrieben und soll hier nicht weiter vertieft werden.

5.1.2.2. Einordnung in die Modelllandschaft

Aufgrund der Vielzahl der Einflußgrößen, die auf ein energiewirtschaftliches System einwirken, sind auf Basis von OR-Methoden unterschiedliche Modelle zur Beschreibung, Simulation oder Prognose von Wirkungszusammenhängen entstanden. Eine Klassifizierung dieser Modelle kann nur sehr willkürlich erfolgen, da aufgrund der unterschiedlichsten Zielsetzungen und Fragestellungen, die mit Hilfe von Modellen beantwortet werden sollen, gemeinsame Kriterien zur Einordnung und Vergleichbarkeit schwer zu definieren sind. Eine erste grobe Einteilung für die Modelle, die Fragestellungen in bezug auf einen Kraftwerkspark beantworten sollen, liefert die Betrachtung des Zeithorizonts. Modelle mit einem Planungshorizont von wenigen Minuten bis ein Jahr werden im allgemeinen als Kraftwerkseinsatzmodelle bezeichnet. Ziel dieses Typus von Kraftwerksmodell ist die Optimierung des Kraftwerksparks zur Deckung von Lastgangkurven. Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung ist es, die verfügbaren Anlagen (Dampferzeuger, Turbinen, Sammelschienen, Reduzierstation, Wärmetauscher usw.) zur Erzeugung, Verteilung und Speicherung vom Strom, Fernwärme und Prozeßdampf nach bestimmten Kriterien optimal einzusetzen [92]. Dazu müssen die Betriebskosten minimiert und gleichzeitig alle technischen, energiewirtschaftlichen, ökologischen und vertraglichen Randbedingungen eingehalten werden. Dagegen ist es Aufgabe der Kraftwerksausbauplanung, die optimale Ausbaufolge von Kraftwerksblöcken so zu bestimmen, daß das Kraftwerkssystem in der Lage ist, den zukünftigen Last- und Energiebedarf mit ausreichender Versorgungssicherheit bei möglichst niedrigen Investitionskosten- und Betriebskosten und unter Berücksichtigung eines gegebenen Finanzierungsrahmens zu decken [92]. In diese Art von Modell fällt auch das Modell zur Bestimmung von Lebensdauern von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft LIMES (LIMES: Lifetime Model for Electricity Systems).

Während in den 70er Jahren die Kraftwerksmodelle auf die Fragestellungen nach optimalen Ausbaustrategien ausgerichtet wurden, standen in den 90er Jahren Fragen nach kostengünstigen

Klimagasreduktionsstrategien im Vordergrund. Ein Vertreter der ersten Kategorie ist das WASP Modell (WASP: Wien System Planning Package [92]), das vor dem Hintergrund steigender Energienachfrage und Ressourcenschonung entstand. Vertreter der zweiten Generation sind das Modellsystem PERSEUS (PERSEUS: Program Package for Emission Reduction Strategies in Energie Use and Supply) [96], das Modellsystem IKARUS-MARKAL (IKARUS: Instrumentarium für Klimagasreduktionsstrategien) [59, 96, 97], das Modellsystem TIMES (TIMES: The Integrated MARKAL EFOM System), E3NET, als Teil des Modellsystems MESAP (MESAP: Modulare EnergieSystemAnalyse und – Planung [98], und das Modellsystem EMS (EMS: Electricity Model for Sustainability). Die neuste Generation von Energiemodellen beschäftigen sich mit Fragestellungen, die sich aus der Liberalisierung von Energiemärkten (besonders des europäischen Binnenmarktes) ergeben. Ein Modell, das allerdings nur Strategien auf Unternehmensperspektive beleuchtet, wird in [99] beschrieben. Ein anderes ist das Modellsystem EIREM (European InterRegional Electricity Model), das die Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Strom auf Stromhandel und Erzeugungsstruktur untersucht [96, 100].

All diesen Systemansätzen, unabhängig davon ob diese mit linearer Programmierung (LP), gemischt ganzzahliger linearer Programmierung (GGLP), dynamischer Optimierung (DO) oder nichtlinearer Programmierung (NLP) modelliert wurden, liegt eine Datenbasis zur Beschreibung der Einzeltechniken zugrunde. Dies sind die technischen und ökonomischen Daten der Kraftwerksblöcke, die Nachfragedaten, allgemeine volkswirtschaftliche Rahmenbedingungen und Grenzbedingungen im Sinne von Restriktionen einzelner Parameter. In allen der erwähnten Modellansätze wird als Anfangswert eine Altersstruktur des zu untersuchenden Kraftwerksparks vorgegeben und Restlaufzeiten einzelner Typen definiert. Ebenfalls werden für die Zubauoptionen feste Lebensdauern vorgegeben. Weiterhin werden Änderungen von technischen und ökonomischen Parametern einer Einzeltechnik innerhalb seiner Lebensdauer nicht berücksichtigt. Dadurch ergeben sich aus einer betriebswirtschaftlichen Perspektive grobe Verzerrungen der Realität, da Kraftwerke erstens häufig über die projektierte Lebensdauer hinaus betrieben werden und zweitens aufgrund von technischem Fortschritt modernisiert oder aufgrund von Alterungsmechanismen Änderungen ihrer technischer Parameter erfahren. Die Zielfunktion des LIME Modells ist wie bei den vorgestellten Modelle die Minimierung der Gesamtkosten. Der wesentliche erste Unterschied besteht jedoch in der Modellierung der Lebensdauer als Variable. Der zweite Unterschied besteht in der Dynamisierung von technischen Parametern mit zunehmender Lebensdauer bezogen auf Einzeltechniken. Dadurch kann die Alterung von Anlagen durch Monetarisierung des steigenden Instandsetzungsaufwands mit zunehmender Lebensdauer simuliert werden.

5.1.2.3. Struktur und Funktionsweise des LIME Modells

Das lineare Gleichungssystem beschreibt das Netzwerk des Kraftwerksparks. In Abbildung 5-6 wird als Fließschema das Wirkungsgeflecht des Optimierungsmodells LIME veranschaulicht.

Ursprung aller Rechnungen ist die Nachfrage nach elektrischer Energie, die dem Modell exogen vorgegeben wird. Dabei steht die Strukturvariable x_i für die von den Einzeltechniken erzeugte elektrische Arbeit. Im Modell hat die Strukturvariable die physikalische Einheit [kWh]. Die Nachfrage wird als geordnete Jahresdauerlinie vorgegeben, die in sechs äquidistante diskrete Nachfrageeinheiten unterteilt wird. Daraus ergeben sich sechs Nachfragegleichungen, die als Bedarfsgleichungen einen Teil der Restriktionsgleichungen des Modells stellen. Bei diesen Gleichung ist der Matrixkoeffizient immer gleich 1 und „die Konstante auf der rechten Seite“ die Nachfrage nach elektrischer Energie in der physikalischen Einheit [kWh]. Die Nachfrage muß von den im Kraftwerkspark zur Verfügung stehenden Kapazitäten gedeckt werden. Jede Kapazität hat bestimmte Eigenschaften, wie Leistung, Verfügbarkeit, Wirkungsgrad und ganz wesentlich für die Zielfunktion, die Kosten.

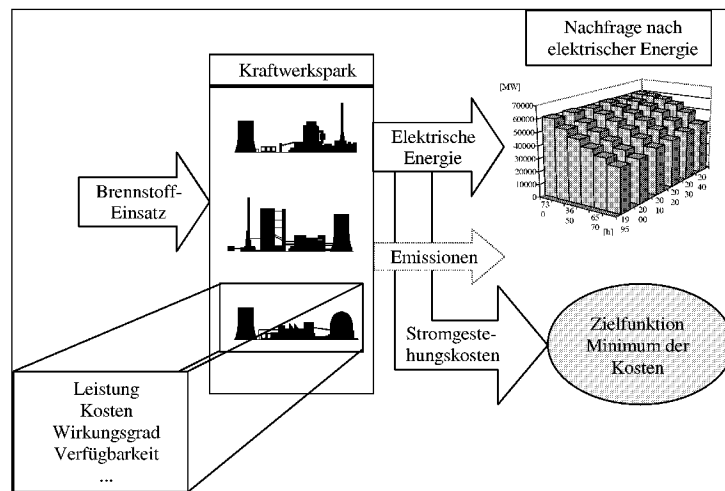


Abbildung 5-6: Vereinfachtes Fließbild des Kraftwerksparks mit Input- und Output-Parametern im Optimierungsmodells LP-Mixed-Integer

Jede Kapazität stellt einen Kraftwerkstyp dar. Das Produkt aus Leistung und Verfügbarkeit geht in das Modell als „die Konstanten auf der rechten Seite“ in den sogenannten Bilanzgleichungen ein und hat die physikalische Einheit [KW]. Diese Bilanzgleichungen sind die Kapazitäts-gleichungen im Sinne von Restriktionen. Sie heißen deswegen Bilanzgleichungen, da sie die Energiebilanz des Kraftwerks darstellen. Die Fixkosten des Blocks wird im Modell als Integervariable definiert. Die Integervariablen bewirken, daß die Summe der Leistungs-kapazitäten ein ganzzahliges Vielfaches des Basistyp ist solange keine Restriktionen vorliegen. Der Matrixkoeffizient begrenzt entsprechend den sechs zeitdiskreten Abschnitten der Lastganglinie die Strombilanz auf ihren Maximalwert und hat die physikalische Einheit [1/kWh].

In der linearen Zielfunktion werden die Kosten, die zur Deckung der geforderten Nachfrage erforderlich sind, formuliert. Jede Technik erzeugt bei Erzeugung von elektrischer Arbeit Kosten. Im Modell werden die Gesamtkosten einer Technik auf zwei Kostenträger aufgeteilt und durch den Zielfunktionskoeffizient, physikalische Einheit [DM/kWh], dargestellt. Dies sind einerseits die variablen Kosten wie Brennstoffkosten und sonstige variable Kosten, und andererseits die fixen Kosten, wie Kapital-, Personal- und Instandhaltungskosten. Entsprechend dieser Kostenaufteilung können den Einzeltechniken drei unterschiedlichen Kostentypen zugeordnet werden. Dies sind:

1. Bestandskraftwerke, bei denen nur noch variable Kosten und fixe Kosten ohne Kapitalsdienst auftreten. Diese Kraftwerke sind finanztechnisch abgeschriebene Kraftwerke, die bereits, entsprechend der Abschreibungsdauer, über 20 Jahre betrieben worden sind.
2. Zubaukraftwerke, die als Gruppe der Zubauoptionen formuliert wurden. Diese Kraftwerkstypen bringen sämtliche variablen und fixen Kosten mit sich. Wird dieser Typus vom Lastverteiler angewählt, so gehen die Kapitalkosten in die Gesamtkosten mit ein.
3. Bestandskraftwerke, bei denen variable Kosten und fixe Kosten inkl. Kapitalsdienst auftreten. Diese Gruppe der Kraftwerke werden allein durch ihre Lebensdauer charakterisiert. Hierbei handelt es sich um Kraftwerke, die noch nicht abgeschrieben sind und deren Lebensdauer liegt folglich unter 20 Jahren. Werden diese Kraftwerke innerhalb der Abschreibungszeit vom Lastverteiler nicht angefordert, so fallen sie aus dem Kraftwerkspark heraus und können als „Stranded Investments“ verstanden werden.

Aufgrund der Formulierung des Optimierungsproblems mit ganzzahligen Variablen können die unterschiedlichen Typen blockweise eingesetzt werden. Der Lastverteiler kann folglich nur einen Block mit seiner gesamten Kostenstruktur anwählen. Daraus wird die Schwierigkeit einer neuen Technologie deutlich, die mit ihrer hohen Gesamtkosten (Kapitalsdienst) gegen bereits abgeschrieben Kraftwerke in einem Kraftwerkspark konkurrieren muß. Andererseits verschlechtert sich die Kostenstruktur von Altkraftwerken aufgrund steigender Instandhaltungskosten mit zunehmender Lebensdauer.

Die Kalibrierung des Modells erfolgt durch die Nichtnegativitätsbedingungen. Unter Kalibrierung wird auch die Implementierung des Basisdatensatzes verstanden. Die Anzahl der Kraftwerke innerhalb eines Typs bzw. im gesamten Kraftwerkspark kann durch die Vorgabe von Upper und Lower Limits vorgegeben werden. Unabhängig davon, wieviel elektrische Energie ein einzelnes Kraftwerk produziert, wird durch die untere Schranke (Lower Limit) die Anzahl der mindestens in einem Kraftwerkspark zur Verfügung stehenden Kraftwerke eines bestimmten Typs vorgeschrieben. Entsprechend kann durch die obere Schranke (Upper Limit) die maximale Anzahl der zu Verfügung stehenden Kraftwerke gesetzt werden. Durch entsprechende Vorgabe der Schranken kann ein Abbild des realen Kraftwerksparks als Basisdatensatz simuliert werden. Eine weitere Möglichkeit der Kalibrierung, die aber ebenfalls

zur Steuerung verschiedener Energie-Szenarien eingesetzt werden, ist die Einführung linearer Restriktionen mit gleichzeitiger Limitierung. Im Modell sind Gleichungen im Sinne linearer Restriktionen eingeführt, die Brennstoffgleichungen genannt werden. Durch entsprechendes Setzen von Schranken kann die mengenmäßige Erzeugung von elektrischer Energie durch bestimmte Energieträger sowohl erzwungen als auch verhindert werden. Weitere Gleichungen können die bereits in Abbildung 5-6 angedeuteten Emissionen abbilden, um Emissionsbilanzen zu berechnen, bzw. Emissionsreduktionsstrategien zu simulieren. Weitere Restriktionsgleichungen lassen sich leicht nachträglich in das Modell implementieren, so daß ein hohes Maß an Flexibilität für weitere Fragestellungen realisiert wurde. Angelehnt an die in Kapitel 5.1.2.1 beschriebene mathematische Syntax linearer Optimierungsmodelle gestaltet sich für LIMES das Gleichungssystem in seinen wichtigsten Elementen wie folgt:

(5-5) Zielfunktionsgleichung: Minimierung der Gesamtkosten

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m c_{1,ij} \cdot x_{1,ij} + \sum_{j=1}^m c_{2,j} \cdot x_{2,j} \rightarrow \min$$

mit

i: Index Nachfragesegmente

j: Index Kraftwerkstypen

n: Anzahl der diskreten Nachfragesegmente (n=6)

m: Anzahl der Kraftwerkstypen (m=21)

$x_{1,ij}$: Strukturvariable elektrischer Energie [kWh]

$x_{2,j}$: Strukturvariable Blockanzahl

$c_{1,ij}$: Zielfunktionskoeffizient variable Kosten [DM/kWh]

$c_{2,j}$: Zielfunktionskoeffizient fixe Kosten [DM]

(5-6) Bedarfsgleichung:

$$\sum_{j=1}^m a_{ij} \cdot x_{1,ij} \geq e_i \quad (i = 1..n) \quad a_{ij} = 1$$

a_{ij} : Matrixkoeffizient

e_i : Nachfrage elektrischer Energie im Nachfragesegment i [kWh]

(5-7) Bilanzgleichung der Kapazitäten:

$$\sum_{i=1}^n b_{ij} \cdot x_{1,ij} + k_j \cdot x_{2,j} = 0 \quad b_{ij} = (-1) \cdot \frac{m}{T_N}$$

b_{ij} : Matrixkoeffizient der Bilanzgleichung [1/h]

k_j : Verfügbare Leistung eines Kraftwerkstyps [kW]

T_n : Betrachtungszeitraum

(5-8) Nichtnegativitätsbedingungen:

$x_{1,ij} \geq 0$ Variablentyp : kontinuierlich

$x_{2,j} \geq 0$ Variablentyp : integer

Weiter Gleichungen wie Emissionsgleichungen, oder Brennstoffgleichungen sind Zusatzmodule und werden an dieser Stelle nicht explizit aufgeführt. Die Formulierung entspricht den oben dargestellten Gleichungssystem, bei denen lediglich neue Matrixkoeffizienten definiert werden.

5.1.2.4. Modellstruktur und Programmablauf

Der Programmablauf des LIMES Modells zur Bestimmung der Lebensdauer in Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft ist in Abbildung 5-7 schematisch und vereinfacht dargestellt. Kernstück des Modells ist das Softwaresystem MOPS® zur Lösung großer linearer (LP), ganzzahliger und gemischt ganzzahliger Optimierungsmodelle (IP) [101]. MOPS® ist das Akronym für **M**athematical **O**ptimization **S**ystem. Dieser Optimizer basiert auf hocheffizienten, numerischen Kernen, die in der wissenschaftlichen Literatur beschrieben sind [101]. Die Fixierung und Verdichtung sämtlicher relevanter Daten erfolgt im Kraftwerkstableau (Datenbanktabelle in Microsoft Excel). Der Matrixgenerator generiert das sogenannte MPS-File aus der Datenbasis zur weiteren Verwendung im Optimizer. MPS-Generierung und Datenaufbereitung aus den Lösungsfiles erfolgen mit dem Softwaretool ClipMops Professional [101], ein an der Universität Berlin (Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik) entwickeltes Interface für das Softwarepaket MOPS®. Die Maximale Modellgröße besteht aus 250 Spalten (limitiert durch Excel), 400 Reihen und 10000 Non-Zeros und ist somit ausreichend für ein Kraftwerksausbaumodell.

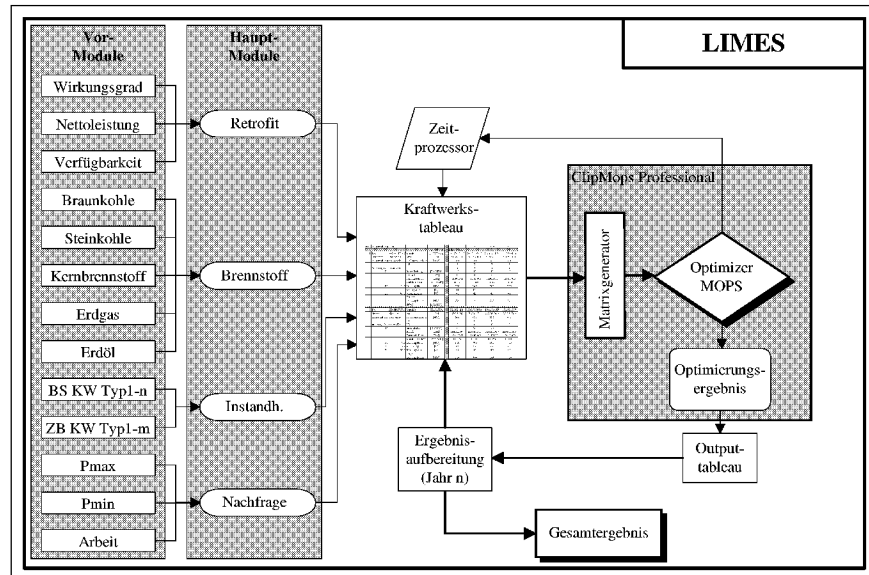


Abbildung 5-7: Modellstruktur und Programmablauf von LINES

Im Kraftwerkstableau werden die technischen und ökonomischen Daten der Kraftwerke festgehalten. Die einzelnen Kraftwerkstypen der Bestandstechnologien und der Zubauoptionen sind in nicht veränderbaren Platzhaltern angelegt. Modellierung, bzw. Transformation eines realen Kraftwerksparks in einen Modellkraftwerkspark wurde bereits ausführlich in Kapitel 5.1.1 beschrieben. Durch die Hauptmodule, Retrofit, Brennstoff, Instandhaltung und Nachfrage können zur Untersuchung unterschiedlicher Fragestellung Veränderungen bzw. Dynamisierung des Kraftwerkstableaus vorgenommen werden. Das Kraftwerkstableau ist auf Jahresbasis angelegt. Für jedes Jahr, von 1999 bis 2030 (theoretisch ist das Ende des Betrachtungszeitraums nicht limitiert), können sämtliche ökonomische und technische Parameter abgelesen werden. Das Modul „Nachfrage“ steuert die dem Modell exogen vorzugebende Nachfrage. Dies wird nach einem vereinfachten Ansatz mit dem Nachfragegenerator durchgeführt. Das Modul „Brennstoff“ steuert die Brennstoffpreise der unterschiedlichen Technologien. Hier erfolgt die Auswahl der Szenarien, „Basisszenario Brennstoffpreis“, Szenario „hohe Preisentwicklung“, sowie „niedrige Preisentwicklung“, sowie Kombinationen unterschiedlicher Preisentwicklungen der einzelnen Energieträger. Ein Retrofit Modul ermöglicht Veränderungen von Wirkungsgrad, Nettoleistung und Verfügbarkeit. An dieser Stelle werden die in Kapitel 5.1.1.6 analysierten Modernisierungszyklen eingearbeitet. Im Hauptmodul „Instandhaltung“ werden für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen Instandhaltungsstrategien simuliert. Unterschiedliche Instandhaltungsstrategien werden durch Kostenentwicklung der Instandhaltung abgebildet und können mit der Verfügbarkeit gekoppelt werden. Hohe Instandhaltungskosten ermöglichen hohe Verfügbarkeiten, während niedrige Instandhaltungskosten die Verfügbarkeit mit zunehmender Lebensdauer vermindert.

Die Berechnung eines Optimierungsergebnis im LIMES Modell erfolgt in fünf Schritten:

1. Auswahl der zu untersuchenden Fragestellung und Szenariodefinition.
Die Annahmen für die einzelnen Szenarien, Brennstoffpreise, Instandhaltungsstrategien etc. werden in den Vormodulen eingegeben und über die Hauptmodule in das Kraftwerksmodul transformiert. Das Kraftwerkstableau liegt nun für den gesamten Berechnungszeitraum vor.
2. Optimierung
Die Optimierung (Zielgröße ist die Minimierung der Kosten in einem Jahr) erfolgt durch die Matrixgenerierung aus dem Kraftwerkstableau, Übergabe an den Optimizer, und Berechnung der Lösung (Optimierungsergebnis).
3. Ergebnisvisualisierung in einem Outputtableau
Die Ergebnisse werden visualisiert und aufbereitet. Ergebnis ist neben dem Minimum der Gesamtkosten, die Struktur des Kraftwerkseinsatzes der unterschiedlichen Kraftwerkstypen bei vorgegebener Nachfrage.
4. Datenübergabe an das kommende Untersuchungsjahr
Die aus dem Optimierungsergebnis im Jahr n gewonnenen Erkenntnisse, beispielsweise Zubau von Kraftwerken, werden im Jahr n+1 berücksichtigt. Der Zeitprozessor ist das Modul, das die jährliche Fortschreibung des Kraftwerkstableaus steuert. Diese Daten werden entsprechend Schritt 2 im Optimizer eingelesen, optimiert und ausgegeben. Diese Verfahrensschritte werden bis zum Ende des Betrachtungszeitraum durchgeführt.
5. Gesamtbetrachtung
Im letzten Schritt erfolgt eine Gesamtdarstellung der errechneten Zeitreihen bei vorgegebenen Rahmenbedingungen.

5.2. Modellrechnungen

5.2.1. Szenariobeschreibungen

Das Modells LIMES bestimmt die Lebensdauer einzelner Kraftwerkstypen in einem Kraftwerkspark unter Berücksichtigung verschiedener Einflußgrößen. Der Zeithorizont der Analyse erstreckt sich dabei vom Jahr 1999 bis 2030. Ausgehend von einem Referenzszenario werden drei unterschiedliche Gruppen von Einflußgrößen untersucht, die durch die Schlagwörter „Brennstoffpreise“, „Instandhaltung“ und „Verfügbarkeit“ charakterisiert werden. In den Szenarien der Gruppe „Brennstoffpreise“ wird der Einfluß der Brennstoffpreise auf die Lebensdauer entsprechend den in Kapitel 4 vorgestellten Entwicklungen untersucht. Diese Hauptgruppe (Analysegruppe I) fällt unter die Kategorie Einfluß „exogener Parameter auf die Lebensdauer von Kraftwerken“. In den Analysegruppen II und III werden vielmehr die endogenen Parameter untersucht. In II geht es um die Fragestellung der Auswirkungen

betriebsbedingter Alterung auf die Lebensdauer. Hier werden die bereits in Kapitel 3 vorgestellten Instandhaltungskostenentwicklungen im Modell implementiert und modifiziert. Die dritte Grundrichtung beantwortet die Frage nach dem Einfluß der Verfügbarkeit in einem Kraftwerkspark, die im Zuge der Liberalisierung an Bedeutung gewinnt. Aus der Vielzahl der gerechneten Szenarien werden die zwölf markantesten und wichtigsten detailliert behandelt. Eine Einordnung der einzelnen Szenarien in ihre Hauptgruppen wird in Abbildung 5-8 vorgestellt. Zusätzlich zu den Szenarien ist hier noch das Szenario „Konstante Lebensdauer“ ausgewiesen. In diesem Szenario wurde, wie in den meisten Energiemodellen praktiziert, die Lebensdauer der Kraftwerke auf ein festes Alter limitiert. Bei der Vorstellung der Ergebnisse zum Referenzszenario werden diese Unterschiede grob skizziert.

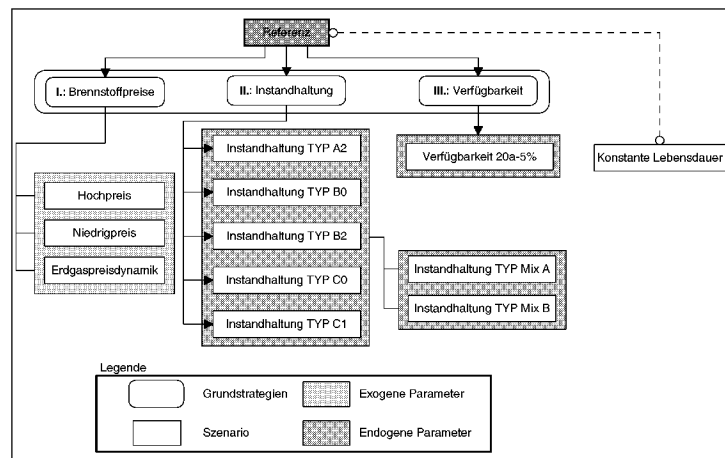


Abbildung 5-8: Szenarioablaufplan für das Modell LIMES zur Bestimmung der Lebensdauer von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland

Für die einzelnen Szenarien gelten folgende gemeinsamen Annahmen:

1. Kriterien für die Stilllegung und Inbetriebnahme von Kraftwerksblöcken
Aufgrund der im Modell implementierten Methode der ganzzahligen Programmierung ist es möglich, Kraftwerke blockweise zu- bzw. abzuschalten. Das Stilllegungsjahr eines Blockes ist genau dann erreicht, wenn der Block in diesem Jahr nicht mehr vom Modell zur Deckung der Nachfrage gewählt wird. Die Möglichkeit einen nicht wirtschaftlichen Block zeitweise in ein Kaltreserveservoir mit der Option einer späteren Aktivierung zu verschieben ist zwar denkbar, wurde aber im Modell nicht implementiert. Dies entspricht auch der Realität. Kraftwerke, die in die Kaltreserve verlegt wurden, sind allenfalls für die Deckung von Lastspitzen aktiviert worden. Dagegen werden Kraftwerksblöcke aus der Gruppe der Zubauoptionen in den gesamten Kraftwerksbestand aufgenommen, wenn ihr Fixkostenanteil (inkl. Kapitaldienst) in die Modelllösung eingeht.

2. Bestandsschutz

Ein zu einem bestimmten Zeitpunkt in Betrieb genommenes Kraftwerk genießt Bestandsschutz. Dies bedeutet, daß ein Neubau unabhängig von seinen variablen Kosten während der kalkulatorischen Abschreibungszeit zum Bestand des Kraftwerksparks zählt. Erst nach Ende der Abschreibungszeit ist eine Stilllegung möglich. Stranded Investments sind folglich in den Szenarien nicht zugelassen.

3. Zubau und Abbaurate

Die jährliche Aufnahme oder Abgabe von Kapazität wird im Kraftwerkspark limitiert. Das Limit wird auf maximal 2 GW Zubau und 3 GW Rückbau pro Jahr festgesetzt. Wie die Investitionszyklen der Elektrizitätswirtschaft in der Vergangenheit zeigten, ist dies ein realistischer Wert. Aufgrund der hohen Kapitalintensität von Kraftwerken ist davon auszugehen, daß nur begrenzt Fremdkapital für den jährlichen Neubau von Kraftwerken auf dem Finanzmarkt vorhanden ist.

4. Gleichzeitigkeit

Aufgrund des programmtechnischen Aufbaus des Modells LIMES kann die Bauzeit einzelner Kraftwerksblöcke nicht berücksichtigt werden. Bau und Inbetriebnahme fallen somit auf denselben Zeitpunkt.

5. Braunkohlenrestriktion

Die Braunkohlenverstromung ist zum Anfangszeitpunkt der Optimierungsrechnungen fester Bestandteil der deutschen Stromversorgung. Im Jahr 1999 wurde eine Gesamtfördermenge in Deutschland von 165 Mio. t Braunkohle angestrebt [406]. Aufgrund langfristiger bereits genehmigter Förderverträge werden im Modell Vorgaben über eine minimale Abbaumenge vorgegeben. Im Gegenzug wird auch eine maximale Fördermenge mit einer Obergrenze versehen. Tabelle 4-6 gibt Aufschluß über die im Modell LIMES implementierten maximalen und minimalen Fördermengen.

Tabelle 5-6: Minimale und maximale Fördermengen der Braunkohle

	2000	2010	2020	2030
Mindestförderung	155 Mio. t	115 Mio. t	85 Mio. t	75 Mio. t
Maximalförderung	175 Mio. t	175 Mio. t	175 Mio. t	175 Mio. t

6. Annahmen zu Kernkraftwerken

In den Modellrechnungen werden momentanen politischen Überlegungen zum Kernenergieausstieg nicht gefolgt. Ein möglicher Zubau von Kernkraftwerken (EPR) ab dem Jahr 2005 wird zugelassen.

Eine detaillierte Übersicht der einzelnen Beschreibungen bzgl. der Annahmen zu den Brennstoffpreisen und der Instandhaltung wird in Tabelle 5-7 aufgezeigt.

Referenzszenario

Für das Referenzszenario wird das Brennstoffpreisszenario „Basis“ sowie eine einheitliche betriebsbedingte Kostenentwicklung gemäß der in Kapitel 4 dargestellten Instandhaltungsstrategie B1 angenommen (siehe dazu auch Abbildung 4-7). Die Kostenentwicklung B1 gilt für alle Kraftwerke.

Konstante Lebensdauer

Im Szenario „Konstante Lebensdauer“ werden entsprechend der Energiemodelle der 1. und 2. Generation die Lebensdauern von Kraftwerken konstant gehalten. Jedem Kraftwerk werden 35 Betriebsjahre zugeschrieben. Sonstige Parameter basieren auf dem Referenzszenario. Dieses Szenario wird zusammen mit dem Referenzszenario vorgestellt. Dabei werden die fundamentalen Unterschiede der Modelle mit festen Lebensdauern zum Modell LIMEs demonstriert.

Hochpreis

Die Szenariorechnung „Hochpreis“ geht von der teuren Variante einer Energiepreisentwicklung aller Energieträger aus. Es gilt die altersbedingte Kostenentwicklung nach B1. In diesem Szenario wird der Einfluß hoher variabler Kosten auf die Lebensdauer untersucht.

Niedrigpreis

Im Gegensatz zum Szenario „Hochpreis“ nimmt der Einfluß der variablen Kosten im Szenario „Niedrigpreis“ an den Stromgestehungskosten ab. Im Szenario „Niedrigpreis“ werden unter der Annahme der altersbedingten Kostenentwicklung nach B1 die Effekte hoher Fixkostenanteile auf die Lebensdauer einzelner Kraftwerkstypen untersucht.

Erdgaspreisdynamik

Das Szenario „Erdgaspreisdynamik“ ist eine Variante des Referenzszenarios. In diesem Szenario wird besonders der Einfluß des Erdgaspreises auf die Dynamik des Kraftwerksparks untersucht. Zwar hat bis dato die Liberalisierung keinen Boom an Kraftwerksneubauten auf Basis von GuD-Kraftwerken wie z. B. in Großbritannien erbracht, allerdings ist für den Kraftwerksbetreiber die Sensitivität des Erdgaspreises für kommende Investitionsentscheidungen im Kraftwerksbau von entscheidender Bedeutung. Zur Beantwortung dieser Fragestellung wurde im Modell eine Abhängigkeit zwischen Erdgasnachfrage und Erdgaspreis integriert. Erreicht die Erdgasverstromung einen Schwellenwert von über 50 TWh pro Jahr, so gilt für alle neuen GuD-Kraftwerke ein höherer Erdgasbezugspreis gemäß dem Erdgaspreisszenario „Hoch“. In Tabelle 5-7 wird dieser Sachverhalt mit dem Kürzel „D“ gekennzeichnet.

Instandhaltung TYP A2

Im Szenario „Instandhaltung TYP A2“ werden die ökonomischen Lebensdauern der Kraftwerkstypen im Vergleich zum Referenzszenario, bei dem die betriebsbedingte Alterung anhand des Kostenverlaufs nach B1 simuliert wird, nach dem linearen Verlauf A2 bestimmt (vergl. Kapitel 4.6). Der Kostenverlauf A2 gilt für alle Kraftwerkstypen unabhängig von der Inbetriebnahme.

Instandhaltung TYP B0 und Instandhaltung TYP B2

Das Szenario „Instandhaltung TYP B2“ beinhaltet die progressive altersbedingte Kostenentwicklung nach Instandhaltungsszenario B2. Sie gilt für alle Kraftwerkstypen gleichermaßen. Hierbei geht es um die Untersuchung der Auswirkungen hoher Instandhaltungskosten auf die Lebensdauer. Als Variante wird das Szenario „Instandhaltung TYP B0“ berechnet. Im Prinzip ist dieses Szenario das Gegenstück zu allen Szenarien der Gruppe „Instandhaltung“. Hier wird der Einfluß der betriebsbedingten Alterung nahezu vernachlässigt und die Steigerungsrate der Instandhaltung nach 20 Jahren Inbetriebnahme auf 1 % pro Jahr festgesetzt. Mit diesem Szenario sollen weitere Einflußgrößen auf die Lebensdauer von Kraftwerken identifiziert werden.

Instandhaltung TYP C0 und Instandhaltung TYP C1b

Diese beiden Szenarien untersuchen die Auswirkungen der Kostenentwicklungen gemäß der Grundentwicklung C. Dazu werden die Instandhaltungskosten nach Ende der Abschreibungszeit um einen Sockelbetrag erhöht und aufgrund dessen der weitere Verlauf nur moderat fortgeschrieben. Szenario „Instandhaltung TYP C1“ entspricht C1. Das Szenario „Instandhaltung TYP C0“ stellt eine weitere Variante dar. Der Sockelbetrag wird in diesem Szenario nur um 50% erhöht und die Steigerung der Instandhaltungskosten auf 3 % pro Jahr limitiert. Diese Entwicklung entspricht einer moderaten Kostenentwicklung betriebsbedingter Alterung.

Tabelle 5-7: Kurzbeschreibungen der Szenarien für die Modellrechnungen

Nr.	Szenario	Brennstoffpreise					Instandhaltung				
		Steinkohle	Braunkohle	Kernenergie	Erdgas	Erdöl	Steinkohle	Braunkohle	Kernenergie	Erdgas	Erdöl
I	Referenz	B	B	B	B	B	B1	B1	B1	B1	B1
	Konstante Lebensdauer	B	B	B	B	B	B1	B1	B1	B1	B1
Ia	Hochpreis	H	H	H	H	H	B1	B1	B1	B1	B1
Ib	Niedrigpreis	N	N	N	N	N	B1	B1	B1	B1	B1
Ic	Erdgaspreisdynamik	B	B	B	D	B	B1	B1	B1	B1	B1
IIa	Instandhaltung TYP A2	B	B	B	B	B	A2	A2	A2	A2	A2
IIb	Instandhaltung TYP B0	B	B	B	B	B	B0	B0	B0	B0	B0
IIc	Instandhaltung TYP B2	B	B	B	B	B	B2	B2	B2	B2	B2
IId	Instandhaltung TYP C0	B	B	B	B	B	C0	C0	C0	C0	C0
IIf	Instandhaltung TYP C1	B	B	B	B	B	C1b	C1b	C1b	C1b	C1b
IIg	Instandhaltung TYP Mix A	B	B	B	B	B	B1	B1	A1	B2	B2
IIg	Instandhaltung TYP Mix B	B	B	B	B	B	B1	B1	B2	B2	B2
IIIa	Verfügbarkeit 20a-5%	B	B	B	B	B	A1	A1	A1	A1	A1

Legende: B Brennstoffpreisszenario "Basis"
H Brennstoffpreisszenario "Hoch"
T Brennstoffpreisszenario "Niedrig"
D Dynamisch
A.. Instandhaltungsszenario nach Basisentwicklung A
B.. Instandhaltungsszenario nach Basisentwicklung B
C.. Instandhaltungsszenario nach Basisentwicklung C

Instandhaltung TYP MIX A und Instandhaltung TYP MIX B

Bei den bisher vorgestellten Szenarien wurden keine Unterschiede in den Instandhaltungskostenentwicklungen bzgl. der Kraftwerkstypen angenommen. Vielmehr galten alle Entwicklungen für alle Kraftwerkstypen. In den Szenarien „Instandhaltung TYP MIX A“ und „Instandhaltung TYP MIX B“ werden Instandhaltungskostenentwicklungen typenspezifisch angenommen. In den beiden Szenarien wird die betriebsbedingte Alterung der Braunkohlen- und Steinkohlenkraftwerke nach Instandhaltungsszenario B1 simuliert. Aufgrund der langjährigen Erfahrungen der Anlagenbetreiber mit dieser Form der Stromerzeugung wurde dieses moderate Kostenszenario gewählt. Für alle gas- und ölbefeuerten Kraftwerken, sowie der GuD-Anlagen wird die betriebsbedingte Alterung mit dem Kostenszenario B2 berücksichtigt. Besonders bei GuD Anlagen kann aufgrund der hohen thermischen Belastung der Anlage mit erhöhten Ausfallraten nach Ende der Abschreibungszeit gerechnet werden. Die beiden Szenarien unterscheiden sich in den grundlegenden Annahmen zur altersbedingten Kostenentwicklung der Kernkraftwerke. Dabei stehen sich zwei Aspekte diametral gegenüber. Im Szenario „Instandhaltung TYP MIX A“ wird von einer geringen Steigerung der altersbedingten Instandhaltungskosten ausgegangen. Dies wird mit dem ohnehin hohen Instandhaltungsaufwand und den hohen Sicherheitsreserven, sowie der geringen thermischen Belastung begründet. Dem widerspricht eine statistische Auswertung ziviler und militärischer Kernkraftwerke [102]. Danach wurden ca. 90 Kernkraftwerke bis Ende 1997 stillgelegt. Das

Verfügbarkeit 20a-5%

5.2.2. Kennzahlen des Kraftwerksparks

Durchschnittsalter des Kraftwerksparks ist die über alle im Jahr i gemittelte Lebensdauer der bestehenden Kraftwerksblöcke:

(5-8)
$$n_{KWP,i} = \frac{1}{r_i} \cdot \sum_{k=1}^{r_i} n_{k,i}$$

mit: $n_{KWP,i}$: Durchschnittsalter des Kraftwerksparks im Jahr i [Jahre]
 r_i : Anzahl der Blöcke im Jahr i [-]
 $n_{k,i}$: Alter des Blockes k im Jahr i [Jahre]

$$(5-9) \quad n_{KW,i} = \frac{1}{r_{still}} \cdot \sum_{k=1}^{r_{still}} n_{k,still}$$

mit: $n_{KW,i}$: Durchschnittsalter stillgelegte Kraftwerksblöcke im Jahr i [Jahre]
 r_{still} : Anzahl der stillgelegten Blöcke bis zum Betrachtungszeitraum [-]
 $n_{k,still}$: Alter des stillgelegten Blockes k bis zum Betrachtungszeitraum [Jahre]

Abbaurrate ist der über den Betrachtungszeitraum durchschnittliche Abbau an Kraftwerksleistung:

$$(5-10) \quad \Delta_{Ab,i} = \frac{1}{N} \cdot \left(\sum_{k=1}^{n_i} p_{k,bestand,i} - \sum_{k=1}^{n_i} p_{k,bestand,1} \right) \quad i=1 \text{ bis } N$$

mit: $\Delta_{Ab,i}$: Abbaurrate im Jahr i [kW/Jahr]
 N : Betrachtungshorizont (im Modell 30 Jahre) [Jahre]
 r_1 : Anzahl der Blöcke zu Beginn des Betrachtungshorizonts
 $p_{k,bestand,1}$: Leistung des Kraftwerksblocks im Jahr 1 [kW]
 $p_{k,bestand,i}$: Leistung des Kraftwerksblocks im Jahr i aus dem Bestand im Jahr 1 [kW]

Zubaurate ist der über den Betrachtungszeitraum durchschnittliche Zuwachs an Kraftwerksleistung:

$$(5-11) \quad \Delta_{Zu,i} = \frac{1}{N} \cdot \left(\sum_{k=1}^{r_i} p_{k,i} - \sum_{k=1}^{r_i} p_{k,bestand,i} \right) \quad i=1 \text{ bis } N$$

mit: $\Delta_{Zu,i}$: Zubaurate im Jahr i [kW/Jahr]
 $p_{k,i}$: Leistung des Kraftwerksblocks im Jahr i [kW]

Leistungsentwicklung gibt die Veränderung der Kapazität von Anfang bis Ende des Betrachtungszeitraums an:

$$(5-12) \quad \Delta_{P,i} = \frac{\sum_{k=1}^{r_i} p_{k,i}}{\sum_{k=1}^{r_1} p_{k,1}}$$

mit: $\Delta_{P,i}$: Leistungsentwicklung des Kraftwerksparks über den Betrachtungszeitraum [%]
 $p_{k,1}$: Leistung des Kraftwerksblockes im Jahr 1 [kW]

Arbeitsentwicklung gibt die Veränderung der erzeugten elektrischen Energie von Anfang bis Ende des Betrachtungszeitraums an:

$$(5-13) \quad \Delta_{E,i} = \frac{\sum_{k=1}^n E_{k,i}}{\sum_{k=1}^n E_{k,1}}$$

mit: $\Delta_{E,i}$: Arbeitsentwicklung des Kraftwerksparks über den Betrachtungszeitraum [kWh]
 $E_{k,i}$: Erzeugte elektrische Energie des Kraftwerksblockes im Jahr i [kWh]
 $E_{k,1}$: Erzeugte elektrische Energie des Kraftwerksblockes im Jahr 1 [kWh]

Die Kennzahl Kostenentwicklung gibt die prozentualen Veränderungen der Gesamtkosten in einem Kraftwerkspark im Verhältnis zum Referenzfall an. Sie ist ein Maß für die wirtschaftliche Effizienz des Kraftwerksparks:

$$(5-14) \quad \vartheta_i = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{r_i} KW_{r,i}}{\sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{r_{ref,i}} KW_{r,ref,i}}$$

mit: ϑ_i : Kostenentwicklung im Jahr i [%]
 $KW_{r,i}$: Kosten eines Kraftwerksblockes im Jahr i [DM]
 $KW_{r,ref,i}$: Kosten eines Kraftwerksblockes im Referenzfall im Jahr i [DM]

Die Kennzahl Umbaudynamik ist ein Maß für die Veränderungen in bezug auf Zubau und Stilllegung von Kapazitäten, die in einem Kraftwerkspark über den Betrachtungszeitraum erfolgen. Sie wird in Relation zum Referenzfall für jedes Szenario angegeben:

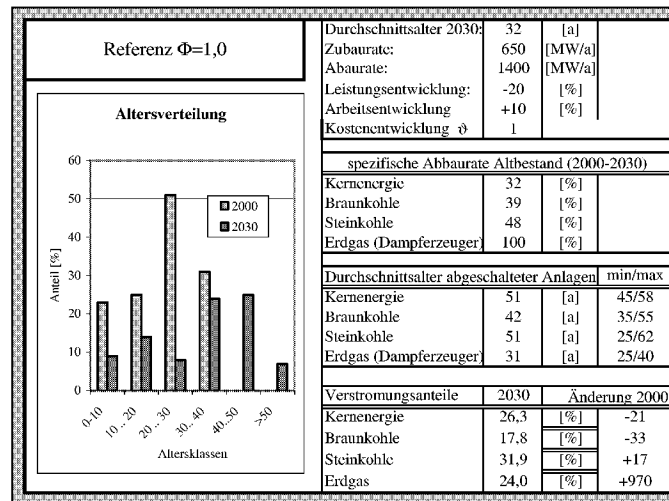
$$(5-15) \quad \Phi_i = \frac{\Delta_{Zu,i} + \Delta_{Ab,i}}{\Delta_{Zu,ref,i} + \Delta_{Ab,ref,i}}$$

mit: Φ_i : Umbaudynamik im Jahr i [%]
 $\Delta_{Zu,ref,i}$: Zubaurate des Referenzszenarios im Jahr i [kW/Jahr]
 $\Delta_{Ab,ref,i}$: Abbaurate des Referenzszenarios im Jahr i [kW/Jahr]

5.2.3. Referenzszenario und Szenario „Konstante Lebensdauer“

Im Referenzszenario wird für alle Kraftwerke eine moderate Energiepreisentwicklung nach dem Brennstoffpreisszenario „Basis“ und eine altersbedingte Kostenentwicklung gemäß dem Instandhaltungsszenario B1 gewählt. In Tabelle 5-8 sind die wichtigsten Kenndaten aufgelistet, die das Szenario charakterisieren.

Tabelle 5-8: Kenndaten Referenzszenario



Trotz steigender Nachfrage nach elektrischer Energie – die Nachfrage nimmt von 2000 bis 2030 um 10 % zu – verringert sich die installierte Leistung um 20 %. Wie die in Abbildung 5-9 dargestellte Leistungsentwicklung zeigt, ist in den ersten fünf Jahren ein deutlicher Kapazitätsrückgang zu verzeichnen, der vor allem durch den Abbau sogenannter Überkapazitäten verursacht wird. Vor allem die in den 70 und 80 Jahren gebauten ölbefeuerten Kraftwerke werden aus Kostengründen stillgelegt. Weiterhin werden zur Konsolidierung der Nachfrage ein Teil der erdgasbefeuerten Dampferzeuger, sowie ein Teil der älteren kohlenbefeuerten Blöcke der 300 MW-Klasse stillgelegt. Die Konsolidierungsphase, d. h. Abbau der Überkapazitäten ist in allen Szenarien gleichermaßen zu beobachten. Die ursprünglich für die Grundlast eingesetzten Dampferzeuger auf Öl- und Gasbasis kamen in den vergangenen Jahren meist nur als Ersatzkapazitäten für Kraftwerke, die sich in der Revision befanden, zum tragen. Die Zahl der Backup Kraftwerke verringert sich durch den weiträumigen Handel mit Elektrizität. Dies führt auch im Modell zu einem gemäß der vorgegebenen maximalen Abbauraten raschen Rückbau. Über den Betrachtungszeitraum werden im Durchschnitt 1,4 GW pro Jahr Kraftwerksleistung stillgelegt. Zur Deckung der vorgegebenen Nachfrage findet einerseits eine höhere Auslastung des bestehenden Kraftwerksbestandes, als auch ein Neubau neuer Anlagen statt. Über die betrachteten 30 Jahre werden im Durchschnitt 650 MW Kraftwerksleistung pro Jahr installiert.

Die Verstromungsanteile fallen zu Gunsten von Steinkohle und Erdgas, und zu Lasten der Kernenergie und Braunkohle aus (siehe Abbildung 5-10). Die Erzeugung elektrischer Energie auf Basis der Kernenergie nimmt um 32 % auf einen Gesamtanteil von 26 % im Jahr 2030 ab. Die Braunkohlenverstromung ist sogar um 40 % bezogen auf 2000 rückgängig. Während die Steinkohlenverstromung ihren Marktanteil leicht verbessern kann, wird der Anteil der

Erdgasverstromung verfünfacht. Wie Abbildung 5-10 zeigt wird vor allem ab dem Jahr 2015 verstärkt GuD-Kraftwerke zu Lasten älterer Braunkohlenblöcke eingesetzt.

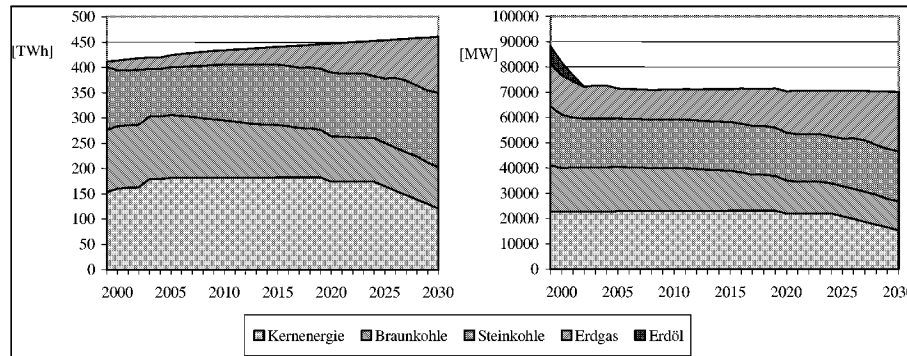


Abbildung 5-9: Leistungs- und Arbeitsentwicklung im Referenzszenario nach Brennstoffen von 2000 bis 2030

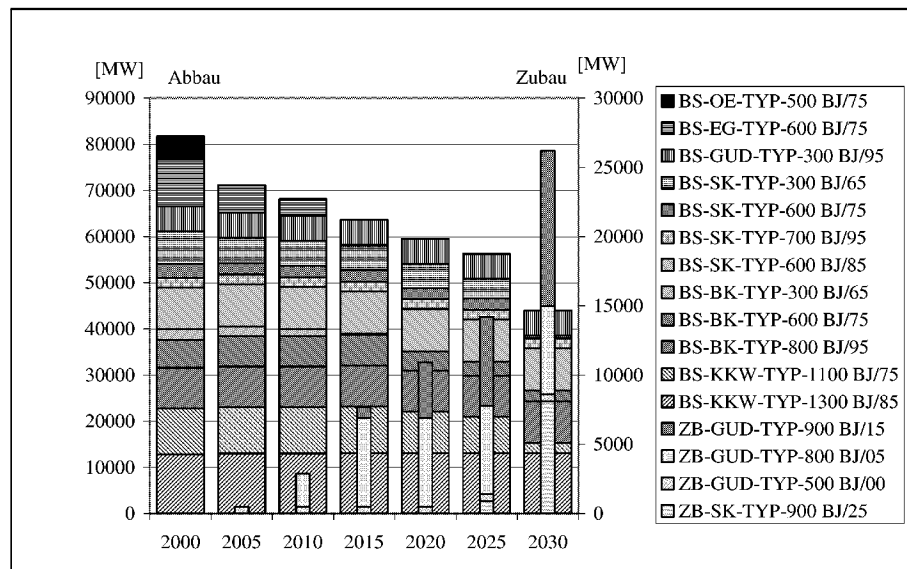


Abbildung 5-10: Typenspezifische Leistungsentwicklung (Zubau und Abbau an Kapazität) im Referenzszenario

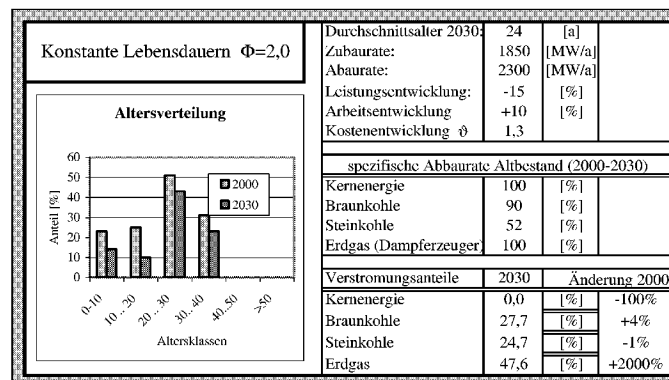
Die altersbedingten Kostenentwicklungen wirken sich bei den Kernkraftwerken ab dem Jahr 2020 auf die Rentabilität aus, so daß ab 2020 vereinzelt und ab 2025 verstärkt Kernkraftwerke stillgelegt werden. Eine Substitution findet durch Steinkohlenkraftwerke und GuD-Anlagen statt, die eine Affinität der relativen Wirtschaftlichkeit zwischen den beiden Substitutionskraftwerken vermuten läßt. Diese enge Verbundenheit wird im Szenario „Erdgaspreisdynamik“ untersucht. Über den Betrachtungszeitraum werden sämtliche erdgas-

befeuerten und ölbefeuerten Kraftwerke abgebaut. 32 % des Altbestandes an Kernkraftwerke, 39 % an Braunkohlenkraftwerken und 48 % an Steinkohlenkraftwerken werden stillgelegt. Dies führt zu der in Tabelle 5-8 aufgelisteten Altersverteilung des Kraftwerksbestandes. Im Vergleich zum relativ jungen Kraftwerksbestand im Jahr 2000, das Durchschnittsalter der bestehenden Kraftwerke beträgt 25 Jahre, erhöht sich das Durchschnittsalter bis 2030 um 7 Jahre auf 32 Jahre. Ebenfalls erhöht sich das Durchschnittsalter der abgeschalteten Anlagen. Kernkraftwerke und Steinkohlenkraftwerke erreichen dabei ein Durchschnittsalter von ca. 50 Jahren, Braunkohlenkraftwerke von 40 Jahren und die öl- und erdgasbefeuerten Dampferzeuger um die 30 Betriebsjahre.

Szenario „Konstante Lebensdauer“

In Tabelle 5-9 und Abbildung 5-11 sind die Ergebnisse der Variante „Konstante Lebensdauer“ dargestellt. Diese Modellrechnung verdeutlicht die Unterschiede zwischen dem LIMES-Modell und den bislang existierenden Kraftwerksmodellen der 2. Generation. Einziger und wesentlicher Unterschied zum Referenzszenario des LIMES-Modells ist die konstante Lebensdauer aller Kraftwerksblöcke über 35 Jahre und die Erweiterung der maximalen Abbaurate auf 3 GW pro Jahr.

Tabelle 5-9: Kenndaten Szenario „Konstante Lebensdauer“



Neben den Entwicklungen der elektrischen Arbeit und der installierten Kapazitäten (siehe Abbildung 5-11) sind die Kennzahlen Leistungsentwicklung, Kostenentwicklung und Durchschnittsalter auffällig. Im Vergleich zum Referenzszenario wird ein um 5 % geringerer Kapazitätsrückbau bei identischer Nachfrageentwicklung erreicht. Dies deutet auf Effizienzverluste gegenüber dem Referenzfall hin.

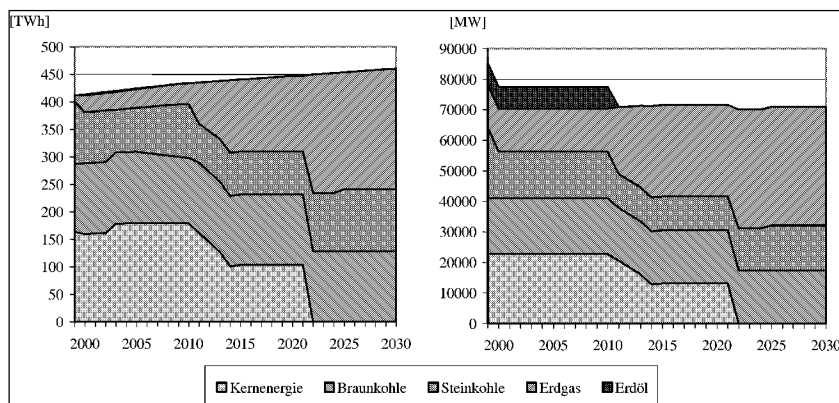


Abbildung 5-11: Leistungs- und Arbeitsentwicklung im Szenario „Konstante Lebensdauer“ nach Brennstoffen von 2000 bis 2030

Da die Prämisse eines liberalisierten Energiebinnenmarktes Kostenminimierung ist, können Modellrechnungen mit konstanten Lebensdauern keinen liberalisierten Markt simulieren. Das Modell LIMES dagegen beinhaltet die nötige Flexibilität und Dynamik, um Fragestellungen, wie die Lebensdauer von Kraftwerken, zu beantworten. Dies wird auch an dem um 30 % höheren Optimierungsergebnis (Gesamtkosten des Kraftwerksparks) gegenüber dem Referenzfall deutlich. Entsprechend hoch sind die jährlichen Zu- und Abbauraten der Kraftwerkskapazitäten durch die erzwungene Investitionsdynamik aufgrund fest vorgegebener Lebensdauern. Weiterhin ist eine nahezu konstante durchschnittliche Lebensdauer zum Ende des Betrachtungshorizonts festzustellen.

5.2.4. Preisszenarien

In den Preisszenarien wird der Einfluß unterschiedlicher Entwicklungen der Brennstoffkosten dem Modell exogen vorgegeben. Als Varianten zum Referenzszenario gelten das Szenario „Hochpreis“ und „Niedrigpreis“. Im Szenario „Erdgasdynamik“ wird einer möglichen Koppelung zwischen verstärkter Nachfrage nach Erdgas und dem Erdgaspreis Rechnung getragen. Die wichtigsten Ergebnisse der Preisszenarien sind in aggregierter Form in Tabelle 5-10 dargestellt.

In allen drei untersuchten Preisszenarien, inklusive des Referenzszenarios, ist ein nahezu identischer Leistungsrückgang von 20 % auf 70 GW im Jahr 2030 im Zeitraum von 2000-2030 bei gleichzeitiger steigender Nachfrage nach elektrischer Energie von 10% zu verzeichnen. Allerdings wird dieses Resultat in den einzelnen Szenarien auf unterschiedliche Weise und zu unterschiedlichen Kosten erreicht. Während im Szenario „Erdgasdynamik“ gleiche Kosten wie im Referenzfall auftreten, liegen die Kosten für Szenario „Hochpreis“ über dem Referenzszenario und den Kosten für das Szenario „Niedrigpreis“. Trotz höherer Kosten im

Szenario „Hochpreis“ als im Szenario „Niedrigpreis“ ist die Umbaudynamik geringer, wie die Werte der Zubauraten und der Umbaudynamik zeigen. Die variablen Kosten haben in den Preisszenarien folglich größeren Einfluß auf die Gesamtwirtschaftlichkeit als die der Investitionen.

Tabelle 5-10: Kenndaten Preisszenarien

	Rcf.	Niedrig	Hoch	EG-Dynamik	
Durchschnittsalter 2030:	32	35	38	36	[a]
Zubaurate:	650	680	560	725	[MW/a]
Abaurate:	1400	1260	1150	1300	[MW/a]
Leistungsentwicklung:	-20	-20	-21	-20	[%]
Arbeitsentwicklung	+10	+10	+10	+10	[%]
Umbaudynamik Φ	1,0	0,95	0,83	0,98	
Kostenentwicklung $\varnothing$	1,0	0,85	1,1	1,0	
spezifische Abbaurate Altbestand (2000-2030)					
Kernenergie	32	23	-	32	[%]
Braunkohle	39	39	39	39	[%]
Steinkohle	48	44	49	32	[%]
Erdgas (Dampferzeuger)	100	84	100	100	[%]
Durchschnittsalter abgeschalteter Anlagen bis 2030					
Kernenergie	51	52	-	51	[a]
Braunkohle	42	46	52	45	[a]
Steinkohle	51	44	46	45	[a]
Erdgas (Dampferzeuger)	31	31	31	29	[a]
Verstromungsanteile im Jahr 2030					
Kernenergie	26,3	30,1	39,6	26,3	[%]
Braunkohle	17,8	17,9	18,9	17,7	[%]
Steinkohle	31,9	28,9	32,3	40,9	[%]
Erdgas	24,0	23,1	10,2	15,1	[%]
Änderung der Verstromungsanteile von 2000 -2030					
Kernenergie	-21	-23	+19	-21	[%]
Braunkohle	-33	-33	-33	-34	[%]
Steinkohle	+17	+35	+18	+50	[%]
Erdgas	+970	+930	+350	+575	[%]

Der Verstromungsanteil nach Energieträgern weist nach 30 Jahren Betrachtungszeitraum erhebliche Unterschiede auf. In allen Szenarien verringert sich der Anteil der Braunkohlenverstromung. Diese ist nahezu vom Braunkohlenpreis entkoppelt und liegt bei 33 %. Der Abbau der Braunkohlenkraftwerke erfolgt allerdings zu Beginn des Betrachtungszeitraums, der bereits als Konsolidierungsphase im Sinne einer Marktbereinigung durch Stilllegung von Überkapazitäten erwähnt wurde. Der Bestand an Braunkohlenkraftwerken findet ein Art natürliches Gleichgewicht ohne die exogen vorgegeben minimalen und maximalen Abbaumengen in Anspruch zu nehmen. Das „Hochpreisszenario“ kommt vor allem den Betreibern von Kernkraftwerken zugute, da durch die relative Teuerung der fossilen Brennstoffe der hohe Fixkostenanteil der Kernkraftwerke weniger ins Gewicht fällt. Zwar begünstigt ein Hochpreisszenario Kraftwerke mit hohem Kapitalkostenanteil - die bestehenden Kernkraftwerke werden am oberen gesetzten Limit der Verfügbarkeit gefahren - aber für einen Neubau sind die Kapitalkosten noch zu hoch. Unwirtschaftliche Kraftwerke werden vor allem durch Steinkohlenkraftwerke und GuD-Anlagen ersetzt. Allerdings kann die Entwicklung der Kapazitäten im Sinne der Umbaudynamik im Verhältnis zum Szenario „Niedrigpreis“ als träge

eingestuft werden. In diesem Szenario werden vor allem Kraftwerke mit niedrigen Kapitalkosten bevorzugt. Die Substitution erfolgt zu Lasten älterer Kernkraftwerke, Steinkohlenkraftwerke und allen erdgasbefeueften Dampferzeugern.

Zwischen den Kraftwerkstypen GuD und modernen Steinkohlenkraftwerken existiert eine Konkurrenzsituation. Bei nur leichten Änderungen der Energiepreise oder der Investitionskosten kann das Ergebnis umschlagen. Sinken beispielsweise die Investitionskosten von Steinkohlenkraftwerken nur um 150 DM/KW so werden im Szenario „Niedrigpreis“ verstärkt Steinkohlenkraftwerke eingesetzt. Diese Tendenz ist in einer gemäßigten Weise im Szenario „Erdgasdynamik“ zu beobachten. Nach der Konsolidierungsphase werden ab 2010 verstärkt GuD-Anlagen gebaut. Durch die Kopplung des Erdgaspreises an die Nachfrage verteuert sich das Erdgas ab 2020, so daß als Substitutionskraftwerke verstärkt Steinkohlenblöcke eingesetzt werden. Der Marktanteil des Erdgases liegt mit 15 % unter dem des Referenzfalls, allerdings noch deutlich über dem des Hochpreisszenarios. Bemerkenswert ist, daß der Erdgasmarktanteil im Referenzszenario über dem im Szenario „Niedrigpreis“ liegt. Hieran wird wiederum die Sensitivität zwischen dem Erdgaspreises und dem Steinkohlenpreis deutlich.

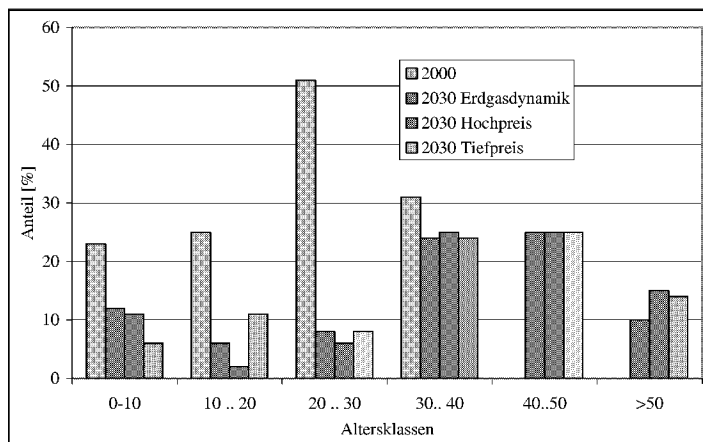


Abbildung 5-12: Altersverteilung in den Preisszenarien im Jahr 2030 und Basisverteilung im Jahr 2000

Aufgrund der niedrigen Umbaudynamik altert der Kraftwerkspark. Das Verhältnis von Zubau zu Abbau unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen in der Kraftwerkstechnik tendiert zu einer Alterung des Bestandes. In den Preisszenarien liegt das durchschnittliche Alter im Jahr 2030 zwischen 35 Jahren und 38 Jahren. Tendenziell nimmt die durchschnittliche Lebensdauer mit abnehmender Umbaudynamik ab. Die Verschiebung der Altersverteilung des jungen Kraftwerksparks aus dem Jahr 2000 zu einem im Schnitt über 10 Jahre älteren Kraftwerkspark zeigt die in Abbildung 5-12 dargestellte Altersstruktur.

5.2.5. Instandhaltungsszenarien

Die Kennzahlen der sieben ausgewählten Instandhaltungsszenarien (vergl. Kapitel 4.6 und 5.2.1) sind im Vergleich zum Referenzfall in Tabelle 5-11 aufgelistet. Im Vordergrund steht die Bewertung der betriebsbedingten Alterung von Einzelanlagen auf den Kraftwerkspark. Die betriebsbedingte Alterung wird durch die unterschiedlichen Instandhaltungskostenentwicklungen simuliert. Die Nachfrage nach elektrischer Energie und die Brennstoffpreisentwicklung „Basis“ sind in allen Instandhaltungsszenarien gleich vorgegeben. Trotz der über den gesamten Betrachtungszeitraum steigenden Nachfrage nach elektrischer Energie sinkt der Bedarf nach installierter Kraftwerksleistung. Zwei Entwicklungen treten in allen Szenarien gemeinsam auf. Erstens ist die bereits erwähnte Konsolidierungsphase, d. h. der Abbau von Überkapazitäten, zwischen den Jahren 2004 und 2006 abgeschlossen. Zweitens beträgt der Kapazitätsrückbau bis zum Ende des Betrachtungshorizonts (2030) im Durchschnitt 20 % (Toleranz ± 1 %) und entspricht dem Referenzszenario. Dieser gemeinsame Endzustand an Kapazität vollzieht sich auf sehr unterschiedliche Weise mit unterschiedlichen Auswirkungen auf die Kosten, auf die Altersstruktur des Kraftwerksparks, die durchschnittliche Lebensdauer der Einzelanlagen und die Verteilung der Kraftwerke nach Energieträgern. Das Instandhaltungsszenario TYP B0 ist streng genommen kein Instandhaltungsszenario, da hier keine Veränderung der Kostenentwicklung aufgrund betriebsbedingter Alterung angenommen wird; diese Variante dient aber ähnlich dem Referenzfall als Vergleichsmaßstab. Dieses Szenario erzeugt einen langfristigen Gleichgewichtszustand, der nicht von endogenen Einflußgrößen gestört wird. Diese Szenario wird über seine 30jährige Entwicklung durch die geringste Umbaudynamik ($\Phi=0,35$) und durch die geringsten Kosten ($\varphi=0,69$) charakterisiert. Kraftwerke mit einem hohen Kapitalkostenanteil werden favorisiert, wie am Beispiel der Kernenergie deutlich wird. Die relativ zu den anderen Typen niedrigen Brennstoffkosten führen zu einem Einsatz sämtlicher Kernkraftwerke mit maximaler Verfügbarkeit. In der Konsolidierungsphase werden einige ältere Steinkohlenblöcke und Braunkohlenblöcke, sowie die Hälfte der erdgasbefeuerten Dampferzeuger stillgelegt. Statt eines Neubaus von Kapazitäten werden bestehende Kraftwerksblöcke höher ausgelastet. Neue Anlagen haben aufgrund ihrer hohen Vollkosten klare ökonomische Nachteile gegenüber den abbeschriebenen Anlagen. Entsprechend dieser Entwicklung altert der Kraftwerkspark, da der Großteil der im Jahr 2000 bestehenden Anlagen auch im Jahr 2030 eingesetzt wird. Das Durchschnittsalter des Kraftwerksbestandes errechnet sich zu knapp 50 Jahren.

In den Szenarien TYP C0 und MIX A findet eine Dynamisierung des Kraftwerksbestandes aufgrund betriebsbedingter Alterung in einer gemäßigten Form statt. Die Faktoren der Umbaudynamik liegen bei $\Phi_{\text{TYP C0}}=0,5$ und $\Phi_{\text{TYP MIX A}}=0,9$. Der Umbau des Kraftwerksbestandes von 2000 bis 2030 vollzieht sich langsamer als im Referenzfall. In beiden Fällen wird der Kernenergieanteil mit der maximalen möglichen Verfügbarkeit eingesetzt. Dieser Ausbau der Stromproduktion um 19 % ist im Jahr 2012 abgeschlossen.

Aufgrund des niedrigen Steinkohlenpreises während der Konsolidierungsphase wird die Steinkohlenverstromung in dieser Periode begünstigt. Danach verschiebt sich der Energiemix aufgrund steigender Importkohlenpreise zu Gunsten der Kernenergie. Der Anteil an produzierter elektrischer Energie im Jahr 2030 steigt dann auf fast 40 %. Im Szenario TYP C0 werden Altanlagen vor allem durch GuD-Kraftwerke und Steinkohlenkraftwerke ersetzt. Allerdings fallen die Steigerungsraten der Erdgasverstromung im Vergleich zu den anderen Szenarien äußerst moderat aus. Dies deutet wiederum auf eine hohe Sensitivität der Instandhaltungskosten bei den GuD-Anlagen.

Tabelle 5-11: Kenndaten der Instandhaltungsszenarien

	Ref.	Instandhaltungsszenarien							
		B0	A2	B2	C0	C1	MIX A	MIX B	
Durchschnittsalter 2030:	32	49	28	22	47	27	36	34	[a]
Zubaurate:	650	80	1190	1860	200	1420	1220	1170	[MW/a]
Abaurate:	1400	640	1760	2450	760	1980	630	1710	[MW/a]
Leistungsentwicklung:	-20	-19	-20	-21	-20	-20	-21	-19	[%]
Arbeitsentwicklung	+10	+10	+10	+10	+10	+10	+10	+10	[%]
Umbaudynamik Φ	1,0	0,35	1,4	2,1	0,5	1,7	0,9	1,4	
Kostenentwicklung ϕ	1,0	0,69	1,09	1,35	0,86	1,14	0,94	1,08	
spezifische Abbaurate Altbestand (2000-2030)									
Kernenergie	32	-	54	100	-	88	-	94	[%]
Braunkohle	39	8	52	95	11	56	38	42	[%]
Steinkohle	48	25	62	60	15	51	54	24	[%]
Erdgas (Dampferzeuger)	100	45	100	100	100	100	100	100	[%]
Durchschnittsalter abgeschalteter Anlagen bis 2030									
Kernenergie	51	-	37	37	-	38	-	39	[a]
Braunkohle	42	44	41	41	42	41	48	44	[a]
Steinkohle	51	37	46	39	35	41	43	42	[a]
Erdgas (Dampferzeuger)	31	32	30	36	28	28	28	27	[a]
Verstromungsanteile im Jahr 2030									
Kernenergie	26,3	39,6	18,1	14,9	39,6	4,5	39,6	2,3	[%]
Braunkohle	17,8	23,0	20,6	19,6	23,5	20,9	17,9	26,6	[%]
Steinkohle	31,9	24,9	22,7	7,8	28,1	28,0	20,4	41,7	[%]
Erdgas	24,0	12,5	38,6	57,7	8,8	46,6	22,1	29,4	[%]
Änderung der Verstromungsanteile von 2000-2030									
Kernenergie	-21	+40	-46	-47	+19	-85	+19	-93	[%]
Braunkohle	-33	-14	-23	-27	-12	-22	-33	-1	[%]
Steinkohle	+17	-23	-17	-76	+3	+3	-25	+53	[%]
Erdgas	+970	+460	+1620	+2500	+290	+1970	+880	+1200	[%]

Bei nur geringfügigen Änderungen der Kostenstruktur werden als Substitutionskraftwerke des Altbestandes Steinkohlenkraftwerke bevorzugt. Eine ähnliche Entwicklung zeigte sich bereits bei den Brennstoffpreisszenarien. Der Anteil der elektrischen Energie im Jahr 2030 schwankt zwischen 17 % und 27 %. Zusätzlich zu der geringen Umbaudynamik begünstigt das Instandhaltungsszenario TYP C0 den Einsatz von Braunkohlenkraftwerken. Lediglich ältere kleine Blöcke werden in der Konsolidierungsphase stillgelegt. Der insgesamt niedrige Anteil der Instandhaltungskosten an den hohen Fixkosten ist hierfür der wesentliche Grund. Weiterhin spielt der im Vergleich zu anderen Kraftwerksgruppen junge Bestand an Braunkohlenkraftwerken aufgrund der Modernisierung der ostdeutschen Energiewirtschaft dahingehend eine Rolle, daß die Änderung der jährlichen kumulierten Instandhaltungskosten bei allen bestehenden Braunkohlenkraftwerken erst gegen Ende des Betrachtungszeitraums ins Gewicht fällt. Da in diesen beiden Szenarien keine Kernkraftwerke stillgelegt werden, entfallen die

Angaben des Durchschnittsalters abgeschalteter Anlagen. Insgesamt liegt das Durchschnittsalter des Szenarios TYP C0 bei 47 Jahren, die des TYP MIX A bei 36 Jahren.

Die Instandhaltungsszenarien TYP A2 und TYP MIX B ziehen eine vergleichbar zum Referenzszenario höhere Umbaudynamik nach sich. Der Φ -Faktor der Umbaudynamik ist in beiden Szenarien gleich und liegt bei 1,4. Daraus ergeben sich entsprechend ähnliche Kostenentwicklungen, die bei $\vartheta_{\text{TYP A2}}=1,09$ und $\vartheta_{\text{TYP MIX B}}=1,08$ liegen. Trotz dieser gemeinsamen Parameter ergeben sich zwei sehr unterschiedliche Entwicklungen des Kraftwerksparks, sowie deren Endzustand im Jahr 2030. Szenario TYP MIX B geht der Fragestellung besonders hoher betriebsbedingter Entwicklung der Instandhaltungskosten bei der nuklearen Stromerzeugung nach. Dies führt über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren zu einem Abbau des Altbestandes an Kernkraftwerken von über 90 %. Bis 2035 wären alle Kernkraftwerke abgebaut. Der Verstromungsanteil im Jahr 2030 liegt unter 3 %. Insgesamt ergibt sich ein Durchschnittsalter von 40 Betriebsjahren, dies entspricht bei einer durchschnittlichen jährlichen Auslastung von 85 % ca. 35 Vollastjahre. Der kräftige Rückgang der nuklearen Grundlastkraftwerke bei gleichzeitiger steigender Nachfrage nach elektrische Energie wird durch drei parallele Maßnahmen kompensiert. Die während der Konsolidierungsphase abgebauten kleinen Braunkohlenblöcke werden zwischen den Jahren 2020 und 2030 durch moderne Anlagen auf Braunkohlenbasis ersetzt. Diese Anlagen werden vor allem in der Grundlast eingesetzt. Der schnelle Rückgang der Kernkraftwerkskapazitäten kommt vor allem den Steinkohlenkraftwerken zu gute. Diese erreichen im Jahr 2030 einen Anteil an der Stromerzeugung von 42 % mit steigender Tendenz. Konkurrent ist wieder die Stromerzeugung mit GuD-Kraftwerken. GuD-Anlagen steigern zwar ihren Marktanteil um 1200 Prozent, dieser liegt aber unter den Entwicklungen, die in anderen Szenarien beobachtet werden konnte. Der relativ kurzfristig auftretende Mangel an Grundlastkapazität verschiebt die in der Mittellast gefahrenen Steinkohlenkraftwerke in den Grundlastbereich. Die entstandene Lücke an Mittellast wird gleichzeitig durch den Bau von GuD Kraftwerken kompensiert. Die Entwicklung der durchschnittlichen Auslastung und die Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträgern ist in Abbildung 5-13 für das Instandhaltungsszenario TYP MIX B dargestellt. Aufgrund der im Vergleich zu TYP MIX B moderateren Instandhaltungskostenentwicklung bei den Kernkraftwerken und der höheren Instandhaltungskosten bei den kohlenbefeuerten Anlagen ergibt sich für das Instandhaltungsszenario TYP A2 ein neues Bild. Die moderaten Instandhaltungskostenentwicklungen führen ebenfalls auch zu einem langsamen Rückbau an Kernkraftwerken. Über die 30 Jahre Betrachtungszeitraum verringert sich der Anteil an der Stromerzeugung lediglich um 46 %.

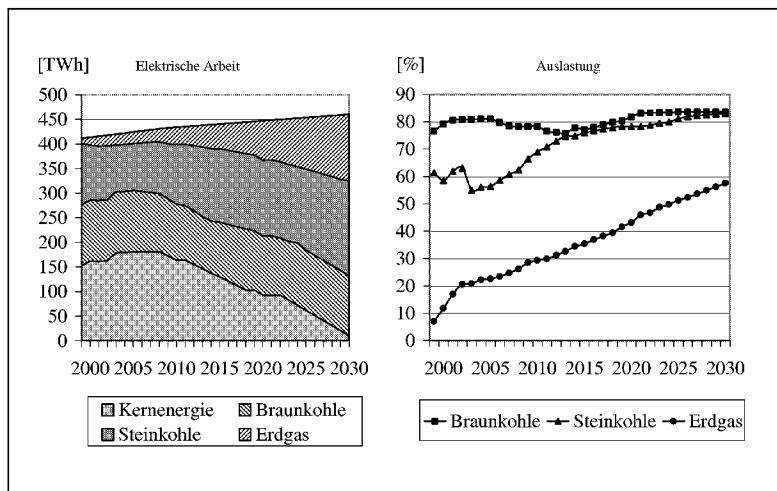


Abbildung 5-13: Entwicklung elektrischer Energie und der durchschnittlichen Arbeitsauslastung im Instandhaltungsszenario TYP MIX B

Der Anteil an der Stromerzeugung beträgt im Jahr 2030 noch 18 %. Während auch die kohlenbefeuerten Anlage Marktanteile verlieren (Braunkohlenkraftwerke –23 % und Steinkohlenkraftwerke –17 %) kann die Deckung der Nachfrage durch verstärkten GuD-Zubau gesichert werden. Die Kostenentwicklung nach Szenario A2 begünstigt Kraftwerke mit einem niedrigen Fixkostenanteil. Sogar die Vollkosten der GuD-Anlagen liegen unter den Kosten abgeschriebener Anlagen. Rückbau von Steinkohlen- und Braunkohlenkraftwerke sind nicht nur in der Konsolidierungsphase zu verzeichnen, sondern über den gesamten Betrachtungszeitraum. Teilweise entsteht noch ein Konkurrenzsituation zwischen GuD-Anlagen und Steinkohlenkraftwerke zur Kompensation wegfallender Kernkraftwerke. Je nach Annahmen der spezifischen Investitionskosten für Neubaukraftwerke und den Brennstoffpreisentwicklungen von Erdgas und Importsteinkohle entstehen Vorteilhaftigkeit für die eine oder andere Technik. Im Szenario TYP A2 hat die GuD-Technik leichte ökonomische Vorteile gegenüber modernen Steinkohlenkraftwerken. Bei einer Erhöhung des Erdgaspreises um 10 % wird der Rückbau an alten Steinkohlenblöcken in der Konsolidierungsphase sogar überkompensiert. Die Ergebnisse der Grundlastkraftwerke, Braunkohlenkraftwerke und Kernkraftwerke, sind von diesen Sensitivitäten nicht betroffen. Das Durchschnittsalter der Szenarien TYP A2 und TYP MIX B liegen bei 28 Jahren bzw. 34 Jahren und entspricht in etwa dem Durchschnittsalter des Referenzszenarios. Trotz erhöhter Umbaudynamik über einen Zeitraum von 31 Jahren ist der Kraftwerkspark in diesen beiden Szenarien um ca. 10 Jahre gealtert.

Bei einer weiteren Dynamisierung des Kraftwerksparks aufgrund steigender betriebsbedingter Alterung sinkt die am Ende des Betrachtungszeitraums gemessene durchschnittliche Lebensdauer gegenüber dem Referenzfall. Szenario TYP B2 und TYP C1 bringen Faktoren der Umbaudynamik von $\Phi_{\text{TYP C1}}=1,7$ und $\Phi_{\text{TYP B2}}=2,1$ mit sich. Die durchschnittliche Lebensdauer

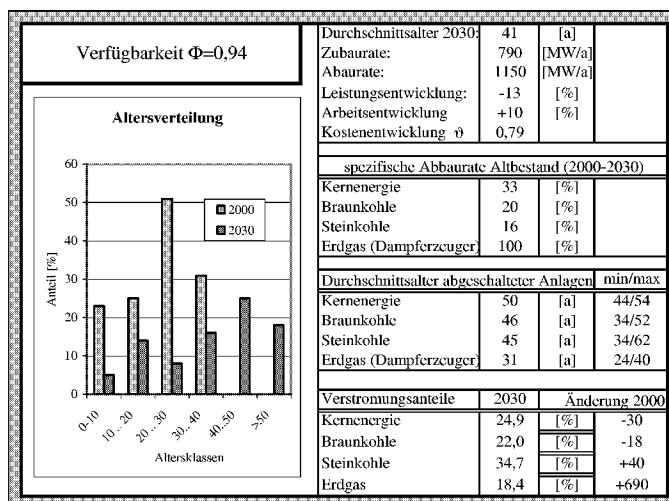
reduziert sich im Szenario TYP B2 auf 22 Jahre und im Szenario TYP C1 auf 27 Jahre. Im Szenario TYP B2 entsteht sogar eine leicht höhere Umbaudynamik als im Szenario „Konstante Lebensdauer“ bei gleicher Kostenentwicklung ($\vartheta_{\text{TYP B2}} = \vartheta_{\text{Konstant}} = 1,35$). Die Kostenentwicklung im Szenario TYP C1 liegt bei $\vartheta_{\text{TYP C1}} = 1,7$. Die unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der betriebsbedingten Alterung haben auch unterschiedliche Auswirkungen auf die einzelnen Stromerzeugungstechniken. Beiden Szenarien ist erstens die Konsolidierungsphase bis 2006 gleich und zweitens die Änderung der Anteile der Stromerzeugung auf Basis von Braunkohlenkraftwerke. Nach Abbau von Überkapazitäten im Sektor „ältere Braunkohlenblöcke“ bleibt der Anteil der Braunkohlenverstromung bei ca. 20 % über den Betrachtungshorizont konstant. Alte Braunkohlenkraftwerke werden durch neue Braunkohlenkraftwerke substituiert. Das Instandhaltungsszenario TYP C1 (Erhöhung der spezifischen Instandhaltungskosten und moderate Steigerung) benachteiligt die nukleare Energieerzeugung, so daß es zu einem Rückbau an der Stromerzeugung von 85 % kommt. Der Rückbau wird durch die ökonomisch günstigeren GuD-Kraftwerke und Steinkohlenblöcke induziert, die beide Marktanteile gewinnen. Auch hier herrscht wieder die Konkurrenzsituation zwischen moderner Steinkohlentechnologie und GuD-Anlagen. Höhe der Brennstoffpreise oder der spezifischen Investitionskosten favorisieren je nachdem die eine oder die andere Technik. Findet ein geringerer Abbau an Kernkraftwerken wie im Szenario TYP B2 statt, so wird das Leistungsdefizit durch GuD-Anlagen kompensiert. Der sukzessive Abbau an Grundlastkapazität verlangsamt ebenfalls die in Szenario TYP MIX B2 beschriebene Verschiebung der Mittellastkraftwerke „Steinkohle“ in die Grundlast. GuD-Kraftwerke substituieren aufgrund der leichten ökonomischer Vorteile die in die Mittellast betriebenen ältere Steinkohlenblöcke.

Szenario „Verfügbarkeit 20a-5%“

Im Szenario „Verfügbarkeit 20a-5%“ wird durch einen Paradigmenwechsel in der Instandhaltungsphilosophie einer möglichen Entwicklung in einem liberalisierten Energiebinnenmarkt Rechnung getragen. Statt der Prämisse „maximal mögliche Verfügbarkeit“ wird das neue Paradigma „minimale Kosten“ im Vordergrund stehen. Die Prämisse maximal mögliche Verfügbarkeit wird ersetzt durch die kostenoptimale Verfügbarkeit. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, daß die betriebsbedingte Alterung einen Verlust an Verfügbarkeit nach sich zieht, der nicht durch geeignete Instandhaltungsmaßnahmen ausgeglichen werden kann. Resultat ist die bereits genannte verminderte Verfügbarkeit und niedrigere Instandhaltungskosten sowie geringere altersbedingte Preissteigerungen. Die Kenndaten dieses Szenarios sind in Tabelle 5-12 dargestellt. Ein Teilergebnis ist besonders auffällig. Zwar nimmt die Leistung aufgrund steigender Effizienzen in der Kraftwerkstechnik trotz steigender Nachfrage nach elektrischer Energie ab, jedoch liegt die Leistungsentwicklung mit -13 % unter allen bis dahin betrachteten Szenarien. Dies erklärt sich vor allem durch die altersbedingte niedrigere Verfügbarkeit der in Grundlast gefahrenen Kraftwerke. Die Umbaudynamik liegt bei $\Phi_{\text{Verfügb.}} = 0,94$ und somit unter der Dynamik des Referenzkraftwerks. Ebenfalls fällt die zum Referenzfall vergleichende Kostenentwicklung mit $\vartheta_{\text{Verfügb.}} = 0,79$

moderat aus. Ursache ist vor allem die niedrige altersbedingte Instandhaltungskostensteigerung. Auch in diesem Szenario findet zu Beginn des Betrachtungszeitraums ein Abbau von Überkapazitäten statt. Hiervon sind besonders sämtliche erdgasbefeuerten Dampferzeuger und ältere kohlenbefeuerte Blöcke betroffen. Resultat der verminderten Nettokapazitäten in der Grundlast ist ein verstärkter Einsatz von Steinkohlenkraftwerke. Ein Teil der Steinkohlenkraftwerke wird am Ende des Zeithorizonts mit maximaler Verfügbarkeit eingesetzt. Neubaukraftwerke werden etwa zu gleichen Teile durch GuD-Anlagen und durch neue Steinkohlenblöcke erreicht. Aufgrund der niedrigen Umbaudynamik tendiert ein Kraftwerkspark mit betriebsbedingter sinkender Verfügbarkeit zu einem höheren Alter (hier 41 Jahre).

Tabelle 5-12: Kenndaten des Szenarios „Verfügbarkeit 20a-5%“



5.3. Zusammenfassung der Optimierungsrechnungen

Im dritten Teil der Arbeit stand die Frage nach der Lebensdauer von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft am konkreten Beispiel des Kraftwerksparks der Bundesrepublik Deutschland im Vordergrund. Zur Lösung der Fragestellung wurde das computergestützte Optimierungsmodell LIMES entwickelt, daß auf Basis der Methode der linearen Programmierung mit ganzzahligen Variablen einen Kraftwerkspark für den Mittellast und Grundlastbereich simuliert. Zielgröße ist die Bestimmung der Lebensdauern einzelner Kraftwerkstypen mit der Zielvariable der minimalen Kosten. Datenbasis ist der deutsche Kraftwerkspark in seiner Struktur von 1995-1999, deren technische und ökonomische Parameter in Form einzelner Kraftwerkstypen bereits in den Kapiteln 3 und 4 hergeleitet und vorgestellt wurden. Der Betrachtungszeitraum beginnt im Jahr 1999 und endet mit dem Jahr 2030. In allen

Szenarien wird von einer gleichbleibenden Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energie ausgegangen. Mit dem Modell wurden folgende spezielle Einflußgrößen auf die Lebensdauer von Kraftwerken analysiert:

- Einfluß von Brennstoffpreisen
- Einfluß der betriebsbedingten Alterung
- Einfluß der Verfügbarkeit

Der Einfluß und die Entwicklung der betriebsbedingten Alterung wurde in dem Parameter Instandhaltungskosten monetarisiert. Diesbezüglicher Unsicherheiten wurde mittels Szenariotechnik Rechnung getragen. Die Entwicklung des Kraftwerksparks wird durch zwei relative und eine absolute Kennzahl charakterisiert. Die absolute Kennzahl „Leistungs-entwicklung“ gibt die Veränderung der installierten Leistung von 1999 bis 2030 an. Die relativen Kennzahlen „Umbaudynamik Φ “ und „Kostenentwicklung ϑ “ beziehen sich auf die Basismodellrechnung bzw. auf das Referenzszenario ($\Phi=1$; $\vartheta=1$). Die Umbaudynamik ist ein Maß für den jährlichen Zu- und Abbau an Kapazität. Werte $\Phi>1$ sprechen für eine hohe Dynamik, $\Phi<1$ für einen trägen Umbau im Kraftwerkspark. Die Kennzahl „Kostenentwicklung“ ist ein Maß für die insgesamt über den Betrachtungszeitraum angefallenen Kosten in Bezug auf den Referenzfall. In Abbildung 5-14 sind für vier grundsätzlich verschiedene Faktoren der Umbaudynamik ($\Phi_1=1,0$; $\Phi_2=0,5$; $\Phi_3=1,4$; $\Phi_4=2,1$) die Entwicklung der erzeugten elektrischen Arbeit nach Brennstoffen sowie differenziert nach Altbestand und Neubaukraftwerken dargestellt. Je nach Annahmen der kraftwerksspezifischen Kostenentwicklungen, die entweder durch Brennstoffpreise oder betriebsbedingter Alterung induziert werden, ergeben sich sehr unterschiedliche Ergebnisse. Das Verhältnis von Altbestand zu Zubau, gemessen im Jahr 2030, ist im Referenzfall und im Instandhaltungsszenario TYP MIX A ausgewogen. Dagegen wird der Kraftwerkspark im Instandhaltungsszenario TYP C0 fast nur durch Altbestände gedeckt, während der Altbestand im Instandhaltungsszenario TYP B2 stark abgebaut wird. Allen Szenarien, Brennstoffsszenarien, Instandhaltungsszenarien und Verfügbarkeitszenarien, haben auch gemeinsame Ergebnisse. Die vier in Abbildung 5-14 dargestellten Szenarien gelten stellvertretend auch für die anderen.

- Ab Beginn des Betrachtungszeitraums (1999) bis zum Jahr 2006 ($\pm 2a$) findet eine Konsolidierungsphase statt. Nach der Modellphilosophie findet die Stilllegung von Kraftwerksblöcken genau dann statt, wenn der Block nicht in die Modellösung eingeht. Strategische oder taktische Verhaltensweisen des Kraftwerksbetreibers können dem Modell nicht vorgegeben werden. Aus streng betriebswirtschaftlicher Perspektive fallen diese Kraftwerke aus dem Kraftwerksbestand. In der Realität wurden unwirtschaftliche Kraftwerke in die Kaltreserve verschoben und wurden in der Regel nicht mehr für den Grundlastbetrieb eingesetzt.

- In der Konsolidierungsphase findet der Abbau der historisch bedingten Überkapazitäten statt. Sämtliche ölbefeuerte Kraftwerke, ein Teil der gasbefeuerten Kraftwerke und ein gewisser Teil älterer kohlenbefeuerten Kraftwerke werden in dieser Phase stillgelegt. Die frühe Stilllegung einiger kohlenbefeuerten Kraftwerke erklärt die niedrige untere Bandbreite der in den Szenariokenndatenblättern aufgewiesenen Durchschnittsalter abgeschalteter Anlagen.
- Während der Konsolidierungsphase (1999-2005) ergeben sich hohe Anteile der elektrischen Energieerzeugung auf Basis von Steinkohlen. Der Preisverfall der Importsteinkohle begünstigt den vermehrten Einsatz von Steinkohlenkraftwerke, der sich mit steigenden Preisen ab 2003 wieder relativiert. Danach fallen Änderungen gegenüber dem Vorjahr geringer aus.
- Aufgrund der in Kapitel 5.1.1.6 beschriebenen Modernisierungsmaßnahmen kommt es im Anschluß an die Konsolidierungsphase zu einer Harmonisierungsphase, gefolgt von einer Umbauphase des Kraftwerksparks. In der Harmonisierungsphase findet ein Optimierungsprozeß der Kraftwerkstypen untereinander statt, der durch exogene Einflüsse früher oder später gestört wird. Das Ende dieser Phase fällt in den Szenarien sehr unterschiedlich aus. Während im Szenario TYP C0 die Harmonisierungsphase bis zum Ende des Betrachtungszeitraums andauert, wird sie im anderen Extremfall (TYP B2) direkt durch die Umbauphase ersetzt. In den anderen Szenarien endet die Harmonisierungsphase etwa im Jahr 2010.

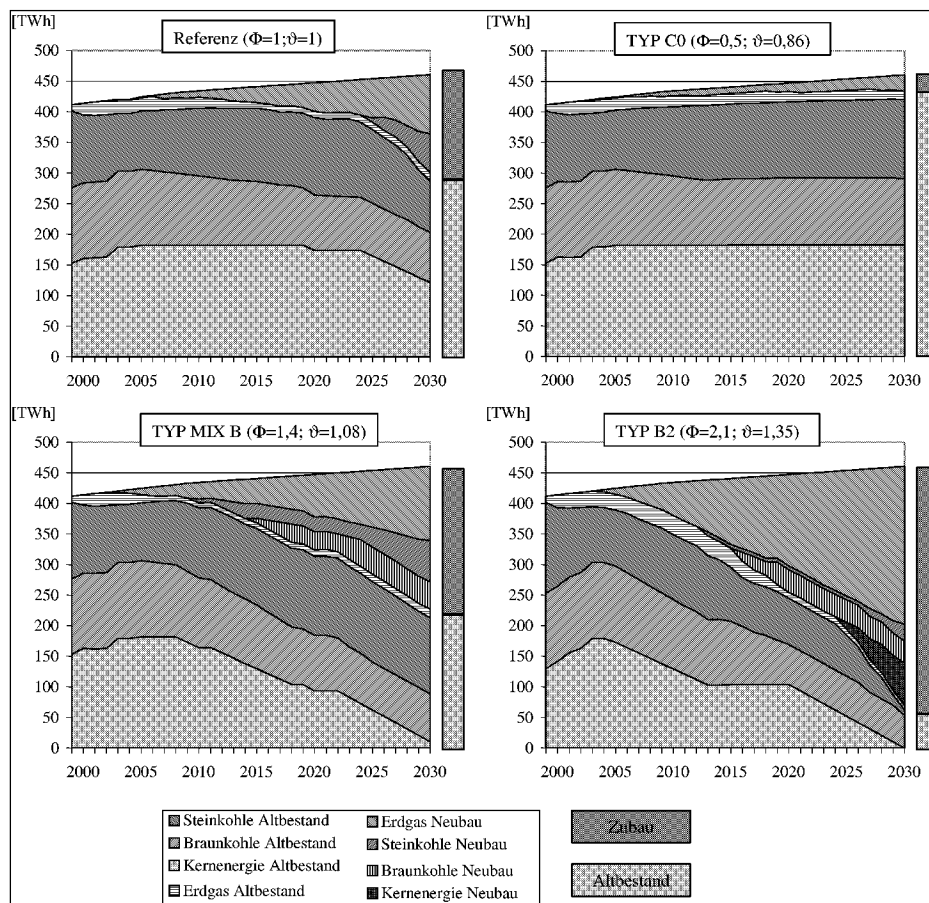


Abbildung 5-14: Entwicklung elektrischer Arbeit differenziert nach Brennstoffen sowie nach Bestandskraftwerken und Neubaukraftwerken im Referenzfall und drei Instandhaltungsszenarien.

- Die Stromerzeugung auf Basis von Braunkohlen bleibt in allen Szenarien fester Bestandteil des deutschen Kraftwerksparks. Obwohl durch die fest vorgegebenen Abbaugrenzen von Braunkohle einerseits eine Mindestverstromung erzwungen und andererseits eine maximale Zubaurate vorgegeben wird, werden die maximalen Restriktionen nur in kurzen Zeitabschnitten und nie über den gesamten Betrachtungszeitraum erreicht. Je nach Szenario pendelt die Braunkohlenverstromung zwischen 100 TWh und 150 TWh.
- Der Anteil der Kernkraftwerke an der Stromerzeugung schwankt je nach Szenario zwischen maximaler Auslastung und vollständigem Rückbau der Kapazitäten. Mit Ausnahme des Instandhaltungsszenario TYP B2 erfolgt kein Zubau auf Basis nuklearer Energieerzeugung. Die spezifischen Investitionskosten müßten bis zu 35 % gesenkt werden, damit neue

Kernkraftwerke in das Optimierungsergebnis eingehen. Dagegen hat der Altbestand aufgrund seiner günstigen Kostenstruktur durchaus Chancen langfristig in einem liberalisierten Energiemarkt zu bestehen. Dies hängt nicht zuletzt von den Annahmen der betriebsbedingten Alterung und den Entsorgungskosten ab.

- Den Szenarien mit geringer Umbaudynamik ($\Phi > 0,7$) ist ein verstärkter Einsatz von Erdgas bei der Stromerzeugung auf Basis von kombinierten Gas- und Dampfkraftprozessen gemeinsam. Trotz der hohen Sensitivität der Stromgestehungskosten aufgrund des hohen Anteils an den variablen Kosten können Kraftwerke auf Erdgasbasis Marktanteile zwischen 10 % und 50 % im Grund- und Mittellastbereich eines Kraftwerksparks erreichen.
- Zwischen den Zubauoptionen Steinkohlenkraftwerk und Erdgaskraftwerk besteht eine grundsätzliche Konkurrenzsituation. Bei den im Modell zugrunde gelegten Daten weisen GuD-Kraftwerke leichte ökonomische Vorteile auf. Bei nur geringen Änderungen der Brennstoffpreise, d. h. auf der einen Seite Erhöhung des Erdgaspreises um 10 % oder Verringerung der Importkohlenpreise oder auf der anderen Seite Verminderung der spezifischen Investitionskosten von Steinkohlenkraftwerken um 10 %, fallen Investitionsentscheidung zu Gunsten der Steinkohle aus. Die unterschiedlichen Substitutionswege der gerechneten Szenarien wird vereinfacht in Abbildung 5-15 dargestellt.

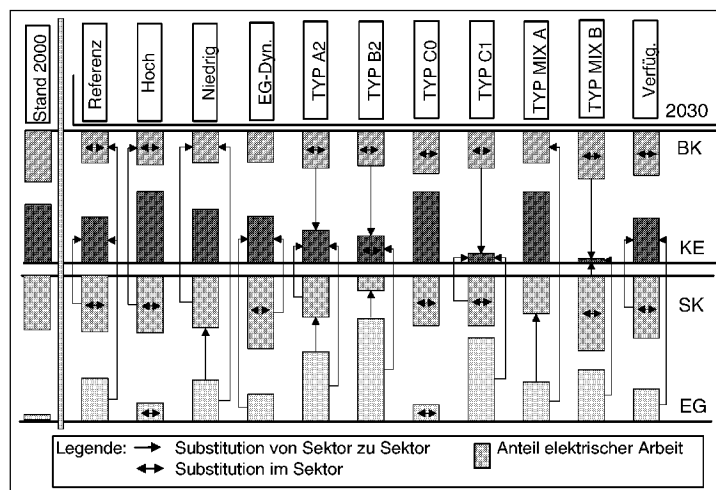


Abbildung 5-15: Verstromungsanteile der Kraftwerke nach eingesetzten Energieträgern zu Beginn und zum Ende des Betrachtungszeitraums in den einzelnen Szenarien sowie deren qualitative Substitutionsprozesse

Weiterhin werden in der Abbildung 5-15 die Verstromungsanteile nach Energieträgern im Jahr 2030 dem Anfangszustand der Modellrechnungen für die ausgewählten Szenarien gegen-

übergestellt. Weitere Kenngrößen eines Kraftwerksparks ist die Entwicklung seiner Altersstruktur. Wie in der Einleitung bereits dargestellt, handelt es sich beim deutschen Kraftwerkspark um einen im europäischen Vergleich relativ jungen Kraftwerkspark. Dies ist nicht zuletzt durch die speziell für Deutschland geltenden historischen Einflußgrößen der Großfeuerungsanlagenverordnung und der Umbau der ostdeutschen Energiewirtschaft im Zuge der Wiedervereinigung bedingt. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums beträgt das Durchschnittsalter des Kraftwerksparks (Thermische Grund und Mittellastkraftwerke) etwa 22 Jahre. Am Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2030 ist eine Alterung des Kraftwerksparks mit Ausnahme des Instandhaltungsszenario TYP B2 zu verzeichnen. Der Endzustand im Jahr 2030 ist dargestellt. Auch wenn die Bestimmung eines Mittelwertes über alle Szenarien fraglich ist, so dient die Darstellung lediglich zur Angabe eines Richtwertes, der bei 35 Jahren liegt.

Die in Abbildung 5-16 dargestellten Werte für das Durchschnittsalter des Kraftwerksparks gelten lediglich für das Jahr 2030. Diese Werte müssen im Zusammenhang mit der Entwicklung der Altersstruktur über den gesamten Betrachtungszeitraum gesehen werden. Die Entwicklung des Durchschnittsalters über den gesamten Betrachtungszeitraum zeigt Abbildung 5-17. In allen Szenarien findet eine gemeinsame Alterung der Kraftwerksbestandes während der Konsolidierungsphase statt. Abhängig von den Szenarioannahmen ergibt sich eine Fortsetzung dieses Trends oder sogar ein Rückgang. Werden die Kosten der betriebsbedingten Alterung als gering eingestuft (Szenario TYP C0; TYP B0) so steigt das Durchschnittsalter kontinuierlich. Bei den Brennstoffpreisszenarien und dem Referenzszenario, bei denen mittlere altersbedingte Kosten angenommen wurden, kehrt sich der Alterungstrend im Jahr 2024 um und der Kraftwerkspark verjüngt sich. Die Szenarien mit höheren Instandhaltungskosten aufgrund betriebsbedingter Alterung pendeln sich im Alterskorridor zwischen 25 und 35 Jahren ein.

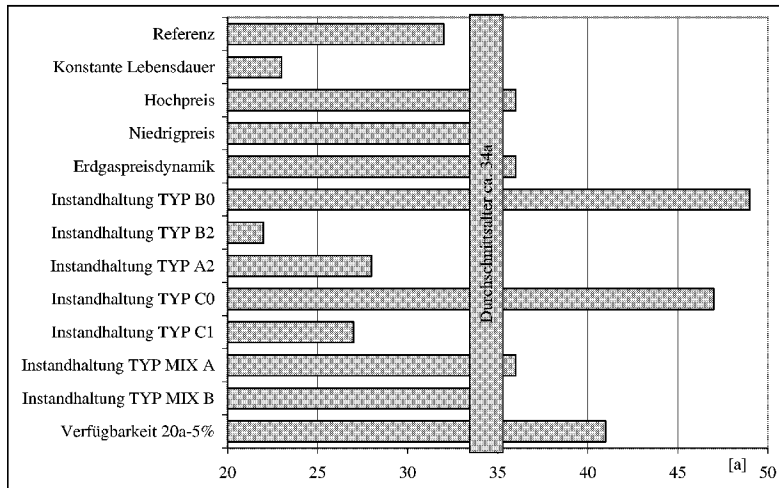


Abbildung 5-16: Durchschnittsalter des Kraftwerksparks im Jahr 2030 in den verschiedenen Szenarien

Die Entwicklung des Durchschnittsalters deutet insgesamt auf eine Alterung des Kraftwerksparks hin. Durch die Annahme einer konstanten Lebensdauer, wie sie im Vergleichsszenario „Konstante Lebensdauer“ zugrunde gelegt wurde, entstehen erhebliche Verzerrungen für das Durchschnittsalter des Kraftwerksparks wie in Abbildung 5-17 deutlich zu sehen ist.

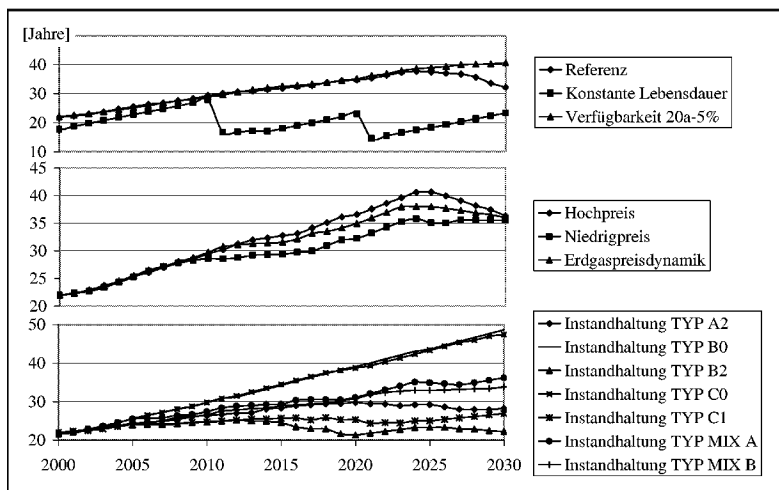


Abbildung 5-17: Entwicklung des Durchschnittsalters des Kraftwerksparks in den einzelnen Szenarien

In Tabelle 5-13 wird die Lebensdauer der stillgelegter Anlagen für ausgewählte Szenarien nach Kraftwerkstypen aufgelistet sind. In der Tabelle werden nur Kraftwerke berücksichtigt, die Bestandteil des Kraftwerksparks zu Beginn des Betrachtungszeitraums waren. Es hat sich in allen Szenarien gezeigt, daß ölbefeuerte Kraftwerke aufgrund ihrer Kostenstruktur keine Rolle im Grund und Mittellastbereich spielen. Sie werden in der Konsolidierungsphase stillgelegt. Das Durchschnittsalter errechnet sich folglich zu ca. 27 a. Das Alter der stillgelegten Kraftwerkstypen wie Kernkraftwerke, Steinkohlen-, Braunkohlenkraftwerke, und gasbefeuerte Dampferzeuger variieren je nach Szenarioannahmen. Bei der Bewertung des durchschnittlichen Stilllegungsalters muß aber immer die Stilllegungsquote berücksichtigt werden, da sonst der Eindruck entsteht, das Alter gelte für alle Kraftwerkstypen. In der letzten Zeile der Tabelle 5-13 sind die Bandbreiten der einzelnen Szenarien beschrieben.

Für Kernkraftwerke ergeben sich Altersangaben der stillgelegten Anlagen zwischen 37 und mehr als 50 Jahren. In den Szenarien „Hochpreis“, Instandhaltung TYP C0 und TYP MIX A kommt es zu keinen Stilllegungen. Die Bandbreite der Braunkohlenkraftwerke liegt zwischen 41 und 52 Jahren. Die Steinkohlenkraftwerke liegen zwar mit der oberen Grenze der Bandbreite im Bereich der Braunkohlenkraftwerke, jedoch ist die untere Grenze deutlich niedriger. Die Bandbreite des Durchschnittsalters stillgelegter Anlagen stellt sich zwischen 35 und 51 Jahren ein. Für die Gaskraftwerke reduziert sich die Bandbreite auf 31 Jahre als oberer Grenzwert und 27 Jahre als unterer Grenzwert.

Tabelle 5-13: Alter stillgelegter Anlagen nach Brennstofftypen in ausgewählten Szenarien in Jahren

	Kernkraft- werke	Braunkohle- kraftwerke	Steinkohle- kraftwerke	Gaskraft- werke
Referenz	51	42	51	31
Hochpreis		52	46	31
Niedrigpreis	52	46	44	31
Erdgaspreisdynamik	51	45	45	29
Instandhaltung TYP A2	37	41	46	30
Instandhaltung TYP B2	37	41	39	36
Instandhaltung TYP C0		42	35	28
Instandhaltung TYP C1	38	41	41	28
Instandhaltung TYP MIX A		48	43	28
Instandhaltung TYP MIX B	39	44	42	27
Verfügbarkeit 20a-5%	50	46	45	31
Bandbreiten	37->50	41-52	35-51	27-31

Abschlußbemerkung zu den Optimierungsrechnungen

Die Optimierungsrechnungen wurden vor dem Hintergrund langfristiger konstanter Rahmenbedingungen durchgeführt. Das Optimierungsmodell simuliert das Verhalten eines

Kraftwerksparks im Mittellast und Grundlastbereich in einem liberalisierten Elektrizitätsbinnenmarkt. Dieses Modell ergänzt die in Kapitel 4 vorgestellten Einzelwirtschaftlichkeitsbetrachtungen um die Wechselwirkungen der Kraftwerke untereinander. Im Modell spielen sich exogene Änderungen der Rahmenbedingungen nur auf der Ebene der Brennstoffmärkte ab, endogene Änderungen aufgrund betriebsbedingter Alterung werden durch verschiedene Instandhaltungsszenarien berücksichtigt. Diese zeitlich vordefinierten Einflußgrößen sind stetiger Natur. Kurzfristige unerwartete Ereignisse, wie z. B. in der Vergangenheit durch die Ölpreiskrise geschehen, wurden nicht simuliert, da die Annahmen über die Art eines solchen Ereignisses sehr spekulativ sind. Alle Szenarien sind also unter der Annahme langfristiger stabiler Verhältnisse gerechnet worden. Als Folge der Liberalisierung der Energiemärkte sind zwei mittel- bis langfristige Entwicklungen zu erwarten. Erstens ist nahezu unabhängig von Energiepreisteigerungen mit einer langfristigen Alterung des Kraftwerksbestandes zu rechnen. Zweitens kann sich der deutsche Kraftwerkspark auch weiterhin auf ein breites Spektrum an unterschiedlichen Technologien zur Stromerzeugung mit unterschiedlichen Brennstoffen stützen. Neben dem vermehrten Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung wird Steinkohle und Braunkohle aus wirtschaftlicher Perspektive langfristig eine Rolle in der deutschen Kraftwerkswirtschaft spielen. Ob dagegen die nukleare Stromerzeugung langfristiger Akteur im liberalisierten Binnenmarkt bleibt, hängt vor allem von den zukünftigen gesellschaftspolitischen Rahmenbedingungen ab.

Die Instandhaltung wird zukünftig neben den Brennstoffpreisen eine entscheidende Rolle spielen. Der durch den Wettbewerb ausgelöste Druck zur Kostensenkung in den einzelnen Kraftwerken wird sich auf die Verfügbarkeit und die Sicherheit der Anlagen auswirken. Personal und Instandhaltung sind daher im Gegensatz zu den variablen Kosten die Kostenstellen in den Altanlagen, auf die überhaupt direkter Einfluß seitens des Kraftwerksbetreibers ausgeübt werden kann. Sie stehen daher im Mittelpunkt von Kostensenkungsmaßnahmen. Die Modellergebnisse haben gezeigt, daß trotz sinkender Verfügbarkeit aufgrund minimaler Instandhaltung das Alter der Einzelanlagen zunimmt. Dies ist insofern klar, da das Modell nach minimalen Kosten optimiert. Die höhere Ausfallquote wird entweder durch den Verbleib vieler alter Kraftwerksanlagen kompensiert oder durch Zukauf von Strom gedeckt. Eine langfristige technische Optimierung findet dadurch nicht statt. Ebenfalls können die Folgen des Unterlassens von Instandhaltungsmaßnahmen sowie die Reduzierung des Betriebspersonal mittels dieses Modells nicht bestimmt werden. Folgen können beispielsweise schwere Unfälle mit Personenschäden sein. Daher werden neue Instandhaltungsmethoden, die sowohl mit geringen Kosten den zuverlässigen Betrieb der Anlage, als auch eine hohe Verfügbarkeit ermöglichen, langfristig den modernen Kraftwerksbetrieb sicherstellen.

6. Zusammenfassung und Schlußfolgerungen

In dieser Arbeit wurde die Alterung von Kraftwerken der Elektrizitätswirtschaft analysiert. Das Wissen um die zukünftige Lebensdauer von Kraftwerken ist ein entscheidendes Erfolgskriterium im liberalisierten Markt. Dies gilt sowohl für die Planung von neuen Kraftwerken als auch für den Betrieb bestehender Anlagen.

Im Mittelpunkt der ersten Untersuchungen standen die technischen Einflüsse auf die Alterung der Komponenten verschiedener Kraftwerkstypen. Dabei wurden zunächst die Problembereiche fossilbefuerter Kraftwerke anhand der Analyse von Schadenhäufigkeiten und der Ursachenanalyse von Nichtverfügbarkeiten identifiziert. Eine Vielzahl der Schäden von betroffenen Komponenten werden durch Zeitstand- und Wechselbeanspruchung verursacht. Dies sind die kritischen Einflüsse auf die Alterung der Werkstoffe bei fossilbefeuerten Kraftwerken. Beispielhaft wurde dazu die rechnerische Lebensdauer von Heißdampfleitungen ermittelt. Der Einfluß der An- und Abfahrgeschwindigkeiten sowie die Häufigkeit von Kalt- und Warmstarts wurden in einem Modell simuliert. Es konnte gezeigt werden, daß bei schonender Fahrweise die rechnerische technische Lebensdauer deutlich über dem durchschnittlichen Alter stillgelegter Kraftwerksblöcke liegt.

Diese ersten Ergebnisse gelten nur für Heißdampfleitungen, bei denen der Spannungszustand leicht zu bestimmen ist. Die technische Lebensdaueranalyse der meisten Komponenten im Kraftwerk ist um ein Vielfaches komplizierter, da die Spannungszustände der komplexen Bauteilgeometrien nur mit aufwendigen mathematischen Methoden (Finite Elemente) zu bestimmen sind. Daher ist eine Übertragung der Ergebnisse auf alle anderen Komponenten kritisch zu sehen. Sie sind trotzdem ein Indikator für die Langlebigkeit von hochbeanspruchten Bauteilen im Kraftwerksbau.

Die Alterung von Komponenten wird durch die auftretenden Schäden in ihren unterschiedlichen Formen wie Korrosion, Rissen etc. sichtbar. Die Schäden verursachen wiederum Ausfälle. Im Laufe der Untersuchungen konnte gezeigt werden, daß die betriebsbedingte Ausfallhäufigkeit einer Anlage kein Kriterium für ihren Alterszustand ist. Eine Zunahme der Nichtverfügbarkeit mit wachsendem Alter konnte ebenfalls nicht nachgewiesen werden. Sichtbare Zu- und Abnahmen der Verfügbarkeiten wurden allein durch allgemeine ökonomische und politische Rahmenbedingungen, wie das Beispiel der Großfeuerungsanlagenverordnung gezeigt hat, verursacht. Die Vermutung, daß sich die Alterung eines Kraftwerks statt durch Minderung der Verfügbarkeit durch eine Erhöhung der Instandhaltungskosten über die Zeit bemerkbar macht, konnte weder bestätigt noch widerlegt werden. Ursache hierfür ist die in der Vergangenheit angewandte Methode der vorbeugenden Instandhaltung, in deren Rahmen viele Bauteile lange vor dem Zeitpunkt des Bauteilversagens ersetzt wurden.

Bevor technische Ursachen zu einer Stilllegung eines Kraftwerks führen, erzwingen meist ökonomische und politische Randbedingungen die Außerbetriebnahme. Die technisch-

ökonomische Alterung einzelner Kraftwerkstypen wird daher im zweiten Teil dieser Arbeit behandelt. Dazu wurde ein auf finanzmathematischen Methoden der Investitionstheorie basierendes computergestütztes Rechenmodell entwickelt. Es unterscheidet sich von bereits vorhandenen Modellen durch seine dynamischen Elemente und seinen Betrachtungshorizont. Der betriebswirtschaftliche Zeithorizont ist variabel und nicht nur auf die Abschreibungszeit begrenzt. Dadurch war es möglich, dynamische Instandhaltungskosten, die jeweils Ausdruck verschiedener technischer Alterungsszenarien sind, zu berücksichtigen. Ergebnis sind charakteristische Lebensdauerkenmlinien für unterschiedliche Kraftwerkstypen in Abhängigkeit der jährlichen Ausnutzung. Anhand dieser Kennlinien kann die kostenoptimale Lebensdauer für in Deutschland eingesetzte Kraftwerkstypen abgelesen werden. Die kostenoptimale Lebensdauer beschreibt den Zeitpunkt, wann aus ökonomischer Perspektive die Anlage stillgelegt werden sollte. Kraftwerke mit einem hohen Kapitalkostenanteil an den Investitionskosten wie Kern- oder Braunkohlenkraftwerke erreichen dabei ökonomische Lebensdauern von 40 bis 45 Betriebsjahren. Steinkohlenkraftwerke erreichen 35 bis 40 und GuD-Anlagen 25 bis 35 Betriebsjahre.

Neben der unterschiedlichen Entwicklung von Brennstoff- und Instandhaltungskosten sind der technische Fortschritt im Anlagenbau und die aktuelle Altersstruktur weitere wesentliche Einflußgrößen auf die Lebensdauer von einzelnen Kraftwerksblöcken. Zur Bewertung dieser Einflüsse wurde ein Modell auf Basis linearer Optimierungsmethoden mit ganzzahligen Variablen entwickelt. Das Kraftwerksausbaumodell LIMES simuliert den deutschen thermischen Kraftwerkspark im Grund- und Mittellastbereich. LIMES ist ein Kraftwerksausbaumodell der dritten Generation. Im Gegensatz zu älteren Modellen ist hier die Lebensdauer jedes Kraftwerksblocks variabel. Je nach Szenario ergibt sich dann ein vielschichtiges Bild des deutschen Kraftwerksparks in der Zukunft. Die Zielfunktion im Modell ist immer das jährliche Minimum der Gesamtkosten im Kraftwerkspark. Dies entspricht den Folgen der Liberalisierung der Energiemärkte, durch die die Kraftwerksbetreiber zu marktwirtschaftlichem Handeln gezwungen sind. Mit Hilfe des Modells LIMES wurden insbesondere die Einflüsse der Brennstoffpreise, der Verfügbarkeit sowie der betriebsbedingten Alterung auf den Kraftwerkspark und auf die einzelnen Kraftwerkstypen untersucht.

Alle Modellrechnungen sind gekennzeichnet durch einen drastischen Abbau von Überkapazitäten in den kommenden 5 Jahren und eine generelle Alterung des Kraftwerksparks. Im Jahr 1999 betrug das durchschnittliche Alter stillgelegter Kraftwerksblöcke in der Bundesrepublik Deutschland 28 Jahre. Im Jahr 2030 werden stillgelegte Anlagen ein Durchschnittsalter von 40 Jahren erreichen. Parallel dazu wird sich das Durchschnittsalter von 22 Jahren pro Block im Jahr 1999 innerhalb von 30 Jahren auf 34 Betriebsjahre verlängern. In den Modellrechnungen hat sich die Braunkohlenverstromung als stabiler Faktor erwiesen. Zwar nimmt die Blockzahl ab, jedoch bleibt die produzierte Strommenge konstant. Viele kleine Kraftwerksblöcke werden sukzessive durch neue große Blöcke substituiert. Zwischen den GuD- und Steinkohlenkraftwerken liegt eine diffizile Konkurrenzsituation vor. Trotz niedrigerer Investitionskosten der GuD-Kraftwerke gegenüber Steinkohlenkraftwerken hängt ihr Einsatz

sehr stark von der Entwicklung des Gaspreises ab. Der Bau von GuD-Kraftwerken ist daher für den Zweck der reinen Stromerzeugung mit einem höheren Risiko behaftet als der Bau von Steinkohlenkraftwerken. Der politisch erzwungene Rückbau der Kernkraftwerke wird in den Modellrechnungen durch GuD-Kraftwerke und Steinkohlenkraftwerke in Abhängigkeit der Gaspreise kompensiert. Unter Berücksichtigung externer Kosten könnte jedoch ein anderes Bild auf die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks entstehen. Dieser Aspekt wurde in dieser Arbeit allerdings nicht verfolgt.

Abschließend kann festgestellt werden, daß für den Anlagenbetreiber die richtige Instandhaltungsstrategie entscheidend für den Fortbestand seines Kraftwerksparks ist. Hohe Sicherheit, Verfügbarkeit und Flexibilität sind die Erfolgskriterien in einem liberalisiertem Strommarkt und können nur durch eine optimale Instandhaltungsstrategie erreicht werden. Auch muß der Anlagenbauer aufgrund dieser Situation und aufgrund der Alterung der Kraftwerke seine Produktpalette umstellen. Der Anlagenbau in Deutschland wird sich von individuellen Großprojekten in Richtung von Standardisierungen von Kraftwerkskomponenten und innovativen Dienstleistungen bewegen.

7. Literatur

- [1] Markewitz, P.
Nollen, A. Die Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks, VDI Berichte 1495, 1999
- [2] Sturm, A. Zustandswissen für Betriebsführung und Instandhaltung, VGB Technische Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber e.V. ,Band 10 der Fachbuchreihe "Kraftwerkstechnik", VGB-B010, 1996
- [3] Hlubek, W. Lebensdauerverlängerung von Kraftwerksanlagen, VGB Kraftwerkstechnik 65 (1985) Heft 10, S. 912-916
- [4] Troost, A. Einführung in die allgemeine Werkstoffkunde metallischer Werkstoffe I, Mannheim, Wien, Zürich, Bibliographisches Institut, 1980
- [5] Bernstein, W. Zuverlässigkeit von Kraftwerksanlagen - ein Schwerpunkt der angewandten Hochschulforschung, VGB-Kraftwerkstechnik 76 (1996), Heft 8, S. 643-648
- [6] Otterloo v., R. W. Die Voraussage der Anlagenzuverlässigkeit, Der Maschinenschaden 58 (1985) Heft 3, S. 95-97
- [7] Beckmann, G.
et al. Optimale Instandhaltungsmethoden - ein praktischer Leitfaden, VEB Verlag Technik, Berlin, 1983
- [8] Beckmann, G.
Marx, D. Instandhaltung von Anlagen, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1994.
- [9] Lucas, K. Thermodynamik, Springer Verlag, Berlin Heidelberg New York, 1995
- [10] Anders, H.
Freymeyer, P.
Hotes, H. System zur Kennzeichnung von Geräten und Anlagen in Wärmekraftwerken, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 68 (1969), Heft 6, S.181-192
- [11] ALLIANZ Handbuch der Schadenverhütung, 3., neubearb. und erw. Aufl.; VDI-Verl., Düsseldorf, 1984
- [12] Effertz, P-H.
Forchhammer, P.
Hickling, J. Spannungsrißkorrosionsschäden an Bauteilen in Kraftwerken - Mechanismen und Beispiele, VGB Kraftwerkstechnik 62 Heft 5, 1982, S. 390-408
- [13] STEAG AG Strom aus Steinkohle/ Stand der Kraftwerkstechnik, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, New York, 1988

- [14] Brachhäuser, K. (Hrsg.) Braunkohlenkraftwerk Schkopau, Musteranlagen der Energiewirtschaft
Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft mbH, Essen, 1998
- [15] Lehmann, H. Handbuch der Dampferzeugerpraxis, 3. Aufl.: Resch Media Mail
Graefelfing, 1994
- [16] Hagn, L. Möglichkeiten und Grenzen der Lebensdauerberechnung von Dampf-
erzeugern und Dampfturbinen, Der Maschinenschaden 65 (1992)
Heft 4, S. 117-126
- [17] Kantner, A. Trocken- oder Schmelzfeuerung für Steinkohle?
VGB-Kraftwerkstechnik 60, Heft 2, S.98-105, 1980
- [18] VGB/FDBR Jahrbuch der Dampferzeugertechnik, 7. Ausg.; Vulkan-Verlag-Essen
1992
- [19] Technische Überwachungs- Technische Regeln für Dampfkessel, Taschenbuchausgabe 1994, Carl
vereine e.V. Heymanns Verlag KG, Essen, 1994
(Hrsg.)
- [20] Müsch, H.- Literaturoauswertung zu Austenit-Ferrit- Verbindungen im
Adamsky, F.-J. Zeitstandsbereich, VGB-Konferenz "Werkstoffe und Schweißtechnik
im Kraftwerk“, 1996
- [21] Wachter, O. Die Eigenschaften eines 95-1,8 W-V-Nb im Hinblick auf seine
Ennis, P. J. Verwendung als Rohrleitungs- und Kesselbaustahl, VGB
Kraftwerkstechnik 77 (1997) Heft 9 S.770-785
- [22] Müsch, H. Erprobung von Austenit-Ferrit-Verbindungen der Werkstoffe
Meyer, H. x3CrNiMoN 17 13 und X 10 CrMoVNb 9 1 für den Einsatz in
Remmert, H. modernen Hochtemperaturkraftwerken, VGB Kraftwerkstechnik 77
Schlüter, N. (1997) Heft 10, S.858-866
- [23] Husemann, R.U. Austenit-Martensit-Mischverbindungen im Bereich der
Huschauer, H. Heizflächenrohre bei Großdampferzeugern der neuen Generation, VGB
Lai, V. Kraftwerkstechnik 77 (1997) Heft 12 S.1072-1079
Owedyk, K.
- [24] Thiele, M. Korrosionsverhalten von ferritischen und austenitischen Stählen in
Teichmann, H. simulierten Rauchgasen von stein- und braunkohlebefeueren
Schwarz, W. Kraftwerken, VGB Kraftwerkstechnik 77 (1997) Heft 2, S.135-140
Quadackers, W.J.

- [25] Hahn, B. Einsatz des Stahls X 10 CrMoVNb 91 im Rahmen von
Baumhoff, V. Anlagenertüchtigungen, VGB Kraftwerkstechnik 77 (1997) Heft 3, S.
Peters, K. 214-220
Zschau, M.
- [26] Neumann, J. Auswertung der internationalen Literatur zur Hochtemperaturkorrosion
Kautz, H. in Kohle- und Müllkraftwerken, VGB Kraftwerkstechnik 77 (1997)
Heft 4, S. 329-334
- [27] Kautz, H. et al. Das neuzeitliche Kohlekraftwerk, (TAM-Kolleg-Praxis; 6), Expert
Verlag Renningen Malsheim, 1996
- [28] Schneider, A. Korrosion und Beschädigungen auf der Rauchgasseite von
Dampferzeugern, VGB Mitteilungen, Heft 109, 1967
- [29] Bohn, T. et.al. Handbuchreihe Energie Bd. 5, Konzeption und Aufbau von
Dampfkraftwerken, Technischer Verlag Resch, 1985
- [30] Muffert, K.-H. Schäden an Rauchgasentschwefelungsanlagen, Der Maschinenschaden
64 (1991) Heft 4, S. 141-144
- [31] Strauß, K. Kraftwerkstechnik, Springer Verlag, Berlin Heidelberg New York,
1998
- [32] Kugler, H. Schadenschwerpunkte an Turbogeneratoren
Der Maschinenschaden 61 (1988) Heft 5, S. 193-198
- [33] Kaspar, K. Ältere Dampfturbinen im Kraftwerksbetrieb aus der Sicht des
Maschinenversicherers, VGB Kraftwerkstechnik 62
Heft 4 April 1982, S. 249-256
- [34] Höxtermann, E. Ursachen für Störungen und Schäden an Dampfturbinen, VGB-
Kraftwerkstechnik 74 (1994) Heft 10, S.825-830
- [35] Elsner, W. Schäden an Gasturbinenschaufeln zur Ermittlung von deren Ursachen,
Der Maschinenschaden 55 (1982) Heft 2; S. 111-117
- [36] Bernstein, W. Einfluß der Gastemperaturen vor der Turbine auf die Lebensdauer und
Schadstoffemission, VGB Kraftwerkstechnik 10/98 S. 104-110

- [37] Bleselt, R. Gemeinsame Einsatz- und Ausbauplanung des Kraftwerksparks und Hochspannungsnetzes eines Versorgungsgebietes mit Hilfe modifizierter Optimierungsverfahren der Dynamischen Programmierung, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen der RWTH-Aachen

- [38] Mühle, E.-E.
Neuhaus, E.
Sadek, A.
Siegel, M. Beurteilung langzeitbeanspruchter Dampfturbinenbauteile für den Weiterbetrieb - 20 Jahre Erfahrungen Teil 1: Verfahren zur Bewertung von Dampfturbinenbauteilen nach Langzeitbetrieb, VGB Kraftwerkstechnik 74 (1994), Heft 1, S. 39-46

- [39] Mühle, E.-E.
Neuhaus, E.
Sadek, A.
Siegel, M. Beurteilung langzeitbeanspruchter Dampfturbinenbauteile für den Weiterbetrieb - 20 Jahre Erfahrungen Teil 1: Komponentenspezifische Prüfverfahren, Maßnahmenkatalog zur Lebensdauerverlängerung und Erfahrungen für langzeitbeanspruchte Dampfturbinenbauteile, VGB Kraftwerkstechnik 74 (1994), Heft 2, S. 128-135

- [40] Mandel, H.
Pohl, R.
Höhne, H.
Margenberg, Th. Ergebnisse der Lebensdauer- und Zustandsbewertung von Turbinen, die mehr als 100000 Betriebsstunden absolviert haben, Der Maschinenschaden 64 (1991), Heft 5, S. 183-188

- [41] Grauf, E. Neue Wege in der Instandhaltung von Kernkraftwerken, atw 42. Jg. (1998) Heft 6 Juni, S. 376-381

- [42] STEAG Strom aus Steinkohle, Stand der Kraftwerkstechnik, Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York, 1988

- [43] Weißer, H. Erfahrungen mit Kesselspeisepumpen - Analyse von Schadenfällen, Der Maschinenschaden 57 (1984) Heft 6; S. 217-223

- [44] Leopold, J. Die Gasturbine in der heutigen Kraftwerkstechnik aus der Sicht des Sachversicherers, VGB Kraftwerkstechnik 66, Heft 7, Juli 1986, S. 616-620

- [45] Leopold, J. Schäden an Industrie-Gasturbinen und ihr Einsatz in heutigen Versorgungskonzepten, Der Maschinenschaden 57 (1984) Heft 6, S. 209-216

- [46] Technische
Vereinigung der
Großkraftwerksbe-
treiber e.V. Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1988-1997, 27. Ausgabe, Technische-wissenschaftliche Berichte „Wärmekraftwerke“ TW 103, 1998

- [47] VDEW Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Teil 5 Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken, 5. Ausgabe, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H.-VVEW, 1992

- [48] Schenk, K.
Haaker, H.
Nitsch, D.
Placke, R.
Reese, C. Heutige Einflüsse und deren Auswirkungen auf die Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken, VGB Kraftwerkstechnik 74 (1994) Heft 3, S. 220 –224

- [49] Hlubek, W. Kraftwerksbetrieb, Systemsicherheit, Zuverlässigkeit und Instandhaltung, Stoffsammlung zur Vorlesung an der RWTH Aachen SS1997, Lehrstuhl und Institut für Dampf- und Gasturbinen, 1997

- [50] Kautz, H. R. Zustandsorientierte Instandhaltung, VGB-Kraftwerkstechnik 71 (1991), Heft 7, S. 653-657

- [51] Schüller, K.-H. Methodisches Vorgehen bei Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen von Kraftwerken , Verlag TÜV Rheinland, Köln 1985

- [52] Kugeler, K.
Phlippen, P. W. Energietechnik: technische, ökonomische und ökologische Grundlagen Springer-Lehrbuch, Heidelberg, 1993

- [53] Haubrich, H.- J. Elektrische Energieversorgungssysteme, Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge , Skriptum zur Vorlesung Elektrische Anlagen I, 1. Auflage, Verlag der Augustinus Buchhandlung, Aachen 1993

- [54] Forschungs-
zentrum Jülich IKARUS, Strom- und wärmeerzeugende Anlagen auf fossiler und nuklearer Grundlage (Teil 1) Teilprojekt 4 Umwandlungssektor, Jülich, 1994

- [55] Schneider, L. Stromgestehungskosten von Großkraftwerken, Öko-Institut e.V., 1998

- [56] Tsatsaronis, G.
Bejan, A.
Moran, M. Thermal Design and Optimization, John Wiley & Sons, 1995

- [57] Müller, L. Handbuch der Elektrizitätswirtschaft, Springer Verlag, 1998

- [58] VDEW Stromerzeugungskostenvergleich 1990 in Betrieb gehender großer Kern- und Steinkohle Kraftwerksblöcke, VDEW 1987

- [59] VDI VDI Berichte 1495 S.43,

- [60] Stöger, G. Instandhaltung im Wandel der Zeiten
BWK Bd. 49 (1997), Nr.9/10, S. 53-55
- [61] Röben, D. Rationalisierung der Instandhaltung durch neue Konzepte
BWK Bd. 50 (1998) Nr. 5/6, S. 12 - 19
- [62] Jäger, G. Wertschöpfungstiefe der EVU beim Bau und Betrieb von Kraftwerken,
Kallmeyer, D. VGB Kraftwerkstechnik 77 (1997), Heft 1, S. 9-13
Langeneke, B.
Petersen, K.
Otto, K.-W.
- [63] Girod, W. Gestaltungskriterien für eine innovative Instandhaltung im
Kraftwerksbetrieb, VGB KraftwerksTechnik 9/98 S. 65-70
- [64] Seibold, A. Maßnahmen zur Instandhaltung
Falk, A. atw 42. Jg. (1998)Heft 6 Juni S. 371-376
- [65] Billhardt, S. Kostencontrolling und Kostenprognose in der Instandhaltung,
Finn, H.-W. VGB Kraftwerkstechnik 10/98 S. 111-116
Fritzsche: J.
- [66] Staus, J. Optimierter Anlagenbetrieb mit rechnergestützter Instandhaltung,
BWK Bd. 49 (1997), Nr.9/10 S. 56-58
- [67] International World energy outlook, Paris, 1998
Energy Agency
- [68] International Energy prices and taxes, Paris, 1997
Energy Agency
- [69] Diekmann, J. Fossile Energieträger und erneuerbare Energiequellen
Monographie des Forschungszentrums Jülich Band 15, Jülich, 1995
- [70] Gesamtverband Steinkohle Essen, 1998.
des deutschen
Steinkohlenberg-
baus
- [71] Gruß, H. Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem
Steinkohlenweltmarkt (1998), Zeitschrift für Energiewirtschaft 23.
Jahrgang Heft 1/1999
- [72] Eckerle, K. Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa:
Perspektiven bis zum Jahr 2020; PROGROS 1995, Stuttgart : Schäffer
Poeschel, 1996

- [73] Markewitz, P. Energietransport, BWK Bd. 51 (1999), Nr. 4 – April S. 92 - 97
Kraft, A.
Nollen, A.
- [74] Kugeler, K. Zukünftige Kerntechnik - inhärent sicher und wirtschaftlich in
Phlippen, P.W. Liberalisierung des Energiemarktes, Vortragsmanuskripte
Forschungszentrum Jülich, 1999
- {75} Bauder, P. Uran, größte Energiereserve der Erde, Fachbericht 91.1 der Badenwerk
Roth, B.-F. AG, Karlsruhe, 1991
- [76] OECD Projected Costs of Generating Electricity, Update 1992, Paris, 1993
- [77] Energiewirtschaft- Untersuchung der Strompreisunterschiede zwischen Frankreich und
liches Institut an Deutschland Endbericht, 1997
der Universität
Köln
- [78] ÖKO-Institut GEMIS - Gesamt- Emissions-Modell integrierter Systeme 3.0, 1997
- [79] Jäger, B. Fossil befeuerte Kraftwerke in Liberalisierung des Energiemarktes,
Vortragsmanuskripte Forschungszentrum Jülich, 1999
- [80] Pruschek, R. Kohlekraftwerke der Zukunft
Oeljeklaus, G. BWK Bd. 49 (1997), Nr.9/10 S. 44-48
Haupt, G.
Zimmermann, G.
- [81] Mayer, K.H. Neue Werkstoffe zur Verbesserung des Wirkungsgrades von
Bendick, W. fossilbefeierten Dampfkraftwerken
Husemann, R.-U. VGB KraftwerksTechnik 1/98 S. 27-32
Kern, T.
Scarlin, R.B.
- [82] Kallmeyer, D. Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik,
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 48. Jg. (1998) Heft 8 S. 501-505
- [83] Kasper, K.J. Der europäische Druckwasserreaktor EPR, VGB Kraftwerkstechnik
2/98, S.29-34
- [84] Zimmermann; W. Operations Research , 8. verb. Auflage München, Wien:
Oldenbourg 1997
- [85] Dürr, W. Operations Research, Lineare Modelle und ihre Anwendung, 3.;
Kleibohm, K. durchgesehene Auflage, Carl Hanser Verlag München Wien, 1992

- [86] VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. Statistik der Energiewirtschaft 1997, 1998
- [87] BMWi Energie Daten 1999, Nationale und internationale Entwicklung, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Referat Öffentlichkeitsarbeit, 2000
- [88] PROGNOSt Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, PROGNOSt Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin, Basel, 1999
- [89] VDEW VDEW-Statistik Betriebsmittel, Frankfurt : Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, 1996
- [90] Nowi, A. Haller, B. R. Wirkungsgradentwicklung bei Dampfturbinen VGB Kraftwerkstechnik 77 (1997), Heft 7, S. 551-555
- [91] Christopher Wesselmann (Hrsg.) Jahrbuch der Atomwirtschaft, Nr. 11-30, 1999
- [92] Voß, A. Systemtechnische Planungsmethoden in der Energiewirtschaft, Script zur Vorlesung, SS98, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
- [93] Markewitz, P. et al. Modelle für die Analyse energiebedingter Klimagasreduktionstrategien, Schriften des Forschungszentrum Jülich Reihe Umwelt Band 7, Jülich, 1998
- [94] Domschke, W. Drexel; A. Einführung in Operations Research, 2., verb.- u. erw. Auflage Berlin, Springer, 1991
- [95] Nemhauser, G. Wolsey; L. Integer and combinatorial optimization, New York; NY: Wiley; 1999
- [96] Hake, J.-Fr. Markewitz, P. et al. Modellinstrumente für CO2-Minderungsstrategien Forschungszentrum Jülich, 1997
- [97] Gerster, J. Stein, G. Das IKARUS - Instrumentarium, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 44. Jg. (1994) Heft 8, S. 499 - 507

- [98] Schaumann, P. MESAP III - ein Werkzeug für Energie- und Umweltmanagement in
 Schlenzig, C. Energiemodelle der Bundesrepublik , Proceedings des IKARUS-
 Workshops am 24. und 25. Januar 1996, Stuttgart, Hrsg. von S. Molt,
 U. Fahl, Jülich 1997

- [99] Adams, J. Der ideale Kraftwerkspark, VGB KraftwerksTechnik 6/98 S. 27-33
 Flicke, H.-P.

- [100] Hoster, F. Auswirkungen des Europäischen Binnenmarktes für Strom auf Handel
 und Erzeugungsstruktur - Resultat eines Simulationsmodells des
 europäischen Kraftwerksparks, ZfE 4/96 S.303-318

- [101] Suhl, U. H. MOPS OR News, Nr. 8 (2000), S. 11-16, Zeitschrift der GOR
 www.mops.fu-berlin.de

- [102] IAEA IAEA yearbook1997 / International Atomic Energy Agency

- [103] Oude-Hengel, H. Rohrleitungen in Kraftwerken, Qualitätssicherung von der Planung
 zum Betrieb, Verlag TÜV Rheinland GmbH, Köln 1978

- [104] VGB VGB-Richtlinie R 509 L, Verlag Technische-wissenschaftliche
 Schriften Essen

- [105] Technische Über- Technische Regeln für Dampfkessel 1999, Heymanns Vlg., Köln
 wachungsvereine
 e.V.

Danksagung

Mein Dank gilt Herrn Prof. Dr. K. Kugeler für die Betreuung der Arbeit sowie Herrn Dipl.-Math. J.-Fr. Hake für die Möglichkeit, diese Arbeit in der Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung des Forschungszentrums Jülich durchführen zu können.

Für die Übernahme der Korreferate möchte ich Herrn Prof. Dr. U. Hansen sowie Herrn Prof. Dr. D. Bohn danken.

Herzlich danken möchte ich Herrn Dr. P. Markewitz für die fachliche Begleitung, seine ständige Diskussionsbereitschaft und die kritische Durchsicht der Arbeit.

Allen Mitarbeitern der Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben, sei an dieser Stelle gedankt.

Schließlich danke ich Birgit für Ihre Unterstützung und Geduld bei der Anfertigung dieser Arbeit.

1. **Fusion Theory**
Proceedings of the Seventh European Fusion Theory Conference
edited by A. Rogister (1998); x, 306 pages
ISBN 3-89336-219-3
2. **Radioactive Waste Products 1997**
Proceedings of the 3rd International Seminar on Radioactive Waste Products
held in Würzburg (Germany) from 23 to 26 June 1997
edited by R. Odoj, J. Baier, P. Brennecke et al. (1998), xxiv, 506 pages
ISBN 3-89336-225-8
3. **Energieforschung 1998**
Vorlesungsmanuskripte des 4. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 20. bis 26. September 1998 im Congressentrum Rolduc und
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, K. Kugeler u. a. (1998),
500 Seiten
ISBN 3-89336-226-6
4. **Materials for Advances Power Engineering 1998**
Abstracts of the 6th Liège Conference
edited by J. Lecomte-Beckers, F. Schubert, P. J. Ennis (1998), 184 pages
ISBN 3-89336-227-4
5. **Materials for Advances Power Engineering 1998**
Proceedings of the 6th Liège Conference
edited by J. Lecomte-Beckers, F. Schubert, P. J. Ennis (1998),
Part I xxiv, 646, X pages; Part II xxiv, 567, X pages; Part III xxiv, 623, X pages
ISBN 3-89336-228-2
6. **Schule und Energie**
1. Seminar Energiesparen, Solarenergie, Windenergie. Jülich, 03. und
04.06.1998
herausgegeben von P. Mann, W. Welz, D. Brandt, B. Holz (1998), 112 Seiten
ISBN 3-89336-231-2
7. **Energieforschung**
Vorlesungsmanuskripte des 3. Ferienkurses „Energieforschung“
vom 22. bis 30. September 1997 im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, K. Kugeler u. a. (1997),
505 Seiten
ISBN 3-89336-211-8

8. **Liberalisierung des Energiemarktes**
Vortragsmanuskripte des 5. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 27. September bis 1. Oktober 1999 im Congressentrum Rolduc und
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, A. Kraft, K. Kugeler u. a. (1999), 350 Seiten
ISBN 3-89336-248-7
9. **Models and Criteria for Prediction of Deflagration-to-Detonation Transition (DDT) in Hydrogen-Air-Steam-Systems under Severe Accident Conditions**
edited by R. Klein, W. Rehm (2000), 178 pages
ISBN 3-89336-258-4
10. **High Temperature Materials Chemistry**
Abstracts of the 10th International IUPAC Conference, April 10 - 14 2000, Jülich
edited by K. Hilpert, F. W. Froben, L. Singheiser (2000), 292 pages
ISBN 3-89336-259-2
11. **Investigation of the Effectiveness of Innovative Passive Safety Systems for Boiling Water Reactors**
edited by E. F. Hicken, K. Verfondern (2000), x, 287 pages
ISBN 3-89336-263-0
12. **Zukunft unserer Energieversorgung**
Vortragsmanuskripte des 6. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 18. September bis 22. September 2000 im Congressentrum Rolduc und
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, S. Vögele, K. Kugeler u. a. (2000),
IV, 298 Seiten
ISBN 3-89336-268-1
13. **Implementing Agreement 026**
For a programme of research, development and demonstration on advances fuel
cells
Fuel Cell Systems for Transportation
Annex X. Final Report 1997 - 1999
edited by B. Höhle; compiled by P. Biedermann (2000), 206 pages
ISBN 3-89336-275-4

14. **Vorgespannte Guß-Druckbehälter (VGD) als berst sichere Druckbehälter für innovative Anwendungen in der Kerntechnik**
Prestressed Cast Iron Pressure Vessels as Burst-Proof Pressure Vessels for Innovative Nuclear Applications
von W. Fröhling, D. Bounin, W. Steinwarz u. a. (2000) XIII, 223 Seiten
ISBN 3-89336-276-2

15. **High Temperature Materials Chemistry**
Proceedings of the 10th International IUPAC Conference
held from 10 to 14 April 2000 at the Forschungszentrum Jülich, Germany
Part I and II
edited by K. Hilpert, F. W. Froben, L. Singheiser (2000), xvi, 778, VII pages
ISBN 3-89336-259-2

16. **Technische Auslegungskriterien und Kostendeterminanten von SOFC- und PEMFC-Systemen in ausgewählten Wohn- und Hotelobjekten**
von S. König (2001), XII, 194 Seiten
ISBN 3-89336-284-3

17. **Systemvergleich: Einsatz von Brennstoffzellen in Straßenfahrzeugen**
von P. Biedermann, K. U. Birnbaum, Th. Grube u. a. (2001), 185 Seiten
ISBN 3-89336-285-1

18. **Energie und Mobilität**
Vorlesungsmanuskripte des 7. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 24. September bis 28. September 2001 im Congresszentrum Rolduc und
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, J. Linßen, W. Pfaffenberger u. a. (2001),
205 Seiten
ISBN 3-89336-291-6

19. **Brennstoffzellensysteme für mobile Anwendungen**
von P. Biedermann, K. U. Birnbaum, Th. Grube u. a. (2002)
PDF-Datei auf CD
ISBN 3-89336-310-6

20. **Materials for Advances Power Engineering 2002**
Abstracts of the 7th Liège Conference
edited by J. Lecomte-Beckers, M. Carton, F. Schubert, P. J. Ennis (2002),
c. 200 pages
ISBN 3-89336-311-4

21. **Materials for Advances Power Engineering 2002**
Proceedings of the 7th Liège Conference
Part I, II and III
edited by J. Lecomte-Beckers, M. Carton, F. Schubert, P. J. Ennis (2002),
xxiv, 1814, XII pages
ISBN 3-89336-312-2

22. **Erneuerbare Energien: Ein Weg zu einer Nachhaltigen Entwicklung?**
Vorlesungsmanuskripte des 8. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 23. bis 27. September 2002 in der Jakob-Kaiser-Stiftung, Königswinter
herausgegeben von J.-Fr. Hake, R. Eich, W. Pfaffenberger u. a. (2002),
IV, 230 Seiten
ISBN 3-89336-313-0

23. **Einsparpotenziale bei der Energieversorgung von Wohngebäuden durch Informationstechnologien**
von A. Kraft (2002), xii, 213 Seiten
ISBN 3-89336-315-7

24. **Energieforschung in Deutschland**
Aktueller Entwicklungsstand und Potentiale ausgewählter nichtnuklearer
Energietechniken
herausgegeben von M. Sachse, S. Semke u. a. (2002), II, 158 Seiten,
zahlreiche farb. Abb.
ISBN 3-89336-317-3

25. **Lebensdaueranalysen von Kraftwerken der deutschen Elektrizitäts-
wirtschaft**
von A. Nollen (2003), ca. 190 Seiten
ISBN 3-89336-322-X