

**Eine neue Methode zur Optimierung der Auslegungs-
parameter von Kraftwerksprozessen ohne und mit
Auskopplung von Energie- und Stoffströmen**

Von der Fakultät für Maschinenbau, Verfahrens- und Energietechnik
der TU Bergakademie Freiberg

angenommene
Habilitationsschrift

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor-Ingenieur habilitatus
Dr.-Ing. habil.

vorgelegt

von Dr.-Ing. Claudia Werner

geboren am 27.11.1977

in Potsdam/Babelsberg

eingereicht am 01.09.2010

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. Dr. h.c. Gerd Walter
Prof. Dr.-Ing. habil. Dagmar Hentschel
Prof. Dr.-Ing. habil. Ulrich Groß

Tag der Verleihung: 22.06.2011

Dieses Buch widme ich den Menschen, die mich während meiner Habilitation motiviert, unterstützt und gefördert haben, insbesondere:

Prof. Dr.-Ing. habil. Dr. h.c. Gerd Walter

Prof. Dr.-Ing. habil. Dagmar Hentschel

Prof. Dr.-Ing. habil. Ulrich Groß

Prof. Dr. rer. nat. Angelika Heinzel

Dr. sc. agr. Heinrich Macke

Michaela Müller-Klang

Frank Neuwirth

Prof. Dr.-Ing. Kirsten Pieplow

Dr. med. Juliane Werner

Silwia und Ernst Jürgen Werner

Prof. Dr. rer. nat. Claudia Wiegand

Für die kooperative Zusammenarbeit und die Bereitstellung von Datenmaterial danke ich:

Babcock Borsig Service GmbH

Empresa Mixta de Aguas de Las Palmas

Institut Teknologi Bandung

Siemens AG

Technische Universität Berlin

Universidad de Las Palmas de G.C.

Vattenfall Europe AG

VGB Kraftwerksschule e. V.

Mein Dank richtet sich ferner an die Senatsverwaltung für Wirtschaft, Technologie und Frauen Berlin für die finanzielle Förderung meiner Forschungsaktivitäten im Rahmen des Berliner Programms.

Für die Unterstützung bei der Veröffentlichung meiner Forschungsergebnisse danke ich dem Deutschen Akademischen Austauschdienst.

INHALTSVERZEICHNIS

Abkürzungen
Formelzeichen
Indizes

1	Einführung	10
1.1	Motivation.....	13
1.2	Aufgabenstellung	14
2	Stand der Technik und Wissenschaft	16
2.1	Kraftwerksprozesse und gekoppelte Anwendungen	16
2.1.1	Darstellung von Kraftwerksprozessen	17
2.1.2	Darstellung von (Meer-)Wasserentsalzungsanlagen	27
2.2	Grundlagen der Thermo- bzw. Exergoökonomie	36
2.2.1	Thermo- bzw. exergoökonomische Analyse	37
2.2.2	Thermo- bzw. exergoökonomische Bewertung.....	42
2.2.3	Verfügbare Software	43
2.3	Bekannte Optimierungsmethoden	43
2.3.1	Quadranten- bzw. Matrix-Methode	43
2.3.2	Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen-Methode	45
3	Optimierungsmethode OpuS	48
3.1	Auswahl der Parametervariationen von Komponenten	48
3.2	Richtung und Umfang der Parametervariationen.....	52
4	Simulation und Optimierung	54
4.1	Prozessbeschreibung.....	54
4.1.1	Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen.....	54
4.1.2	Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen	59
4.2	Modell und Modellannahmen	62
4.2.1	Modelle der Kraftwerkskomponenten	63
4.2.2	Verwendung von Stoffwertdaten.....	63
4.2.3	Definition der Referenzdaten.....	63
4.2.4	Verfahrensschritte der Simulation und Optimierung.....	64

5	Auswertung und Ergebnisdiskussion	69
5.1	Ergebnisse des Kraftwerksprozesses ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen	69
5.2	Ergebnisse des Kraftwerksprozesses mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen	83
5.3	Vergleichende Bewertung der Optimierungsmethoden.....	96
5.4	Parameterstudien und Sensitivitätsanalysen	102
6	Zusammenfassung und Ausblick	106
7	Tabellenverzeichnis	109
8	Abbildungsverzeichnis	112
9	Literatur- und Quellennachweis.....	116
10	Anhang.....	143

Abkürzungen⁰⁾

Abkürzung	Bezeichnung
C	Compressor
CBO	Cylindrical Burner Outlets
CDA	Controlled Diffusion Airfoils
CEV	Calculation of Exergoeconomic Variables
CMB	Combustion Chamber
CND	Condenser
DDGS	Distiller's Dried Grains and Solubles
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DT	Dampfturbine
EC/ECO	Economizer
EUA	EU Emission Allowance
EV	Environmental
EV/EVA	Evaporator
EX	Expander
FC	Fuel Cost
FLOX	Flammenlose Oxidation
GT	Gas turbine
GuD	Gas- und Dampfturbinenprozess
HAT	Humid Air Turbine
HP	High Pressure
HPEC/HPECO	High Pressure Economizer
HPEVA	High Pressure Evaporator
HPSH/HPSHT	High Pressure Superheater
HPA	High Performance Airfoils
HT	Hochtemperatur
HX	Heat Exchanger
IAPWS	International Association for the Properties of Water and Steam
IEA	International Energy Agency
IF97	Industrial Formulation 1997
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IP	Intermet-Phasen
ISO	International Organization for Standardization
ITX	Income Tax
JANAF	Joint Army-Navy-Air Force
KEZ	Kosten der Emissionszertifikate
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
LP	Low Pressure
LPEVA	Low Pressure Evaporator
LPSH/LPSHT	Low Pressure Superheater

⁰⁾ Die Bezeichnung der Abkürzungen und Formelzeichen erfolgt in Anlehnung an den verwendeten Sprachgebrauch der einschlägigen Fachliteratur und der Unternehmen (ABB AG, Degremont, Fisia Italimpianti, IDE Technologies Ltd., Siemens AG, u. a.).

Fortsetzung: Abkürzungen

Abkürzung	Bezeichnung
M	Mixer
MED	Multi Effect Distillation
MP	Medium Pressure
MPEC/MPECO	Medium Pressure Economizer
MPEVA	Medium Pressure Evaporator
MPSH/MPSHT	Medium Pressure Superheater
MPZH/MPZHT	Medium Pressure Reheater
MSF	Multi Stage Flash
NT	Niedertemperatur
ODS	Oxide-Dispersion-Strengthened
OM	Operation and Maintenance
OTXI	Other Taxes and Insurance
PEC	Purchased Equipment Cost
Pump	Pump
PWR	Power-to-Water-Ratio
RIW	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
RO	Reverse Osmosis
ROI	Return on Investment
SH/SHT	Superheater
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SP	Splitter
ST	Steam Turbine
STIG	Steam Injected Gas Turbine
TAESS	Thermoeconomic Analysis of Energy Systems Software
TBC	Thermal Barrier Coatings
TBT	Top Brine Temperature
TDS	Total Dissolved Solids
TEMP	ThermoEconomic Modular Program
TET	Turbineneintrittstemperatur
TRC	Total Capital Recovery
TRR	Total Revenue Requirement
UV	Ultraviolet
VC	Vapor Compression
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
WDS	Wärmedämmschichten
WHO	World Health Organization
ZH/ZHT	Reheater

Formelzeichen

Symbol	Einheit	Bezeichnung
Δ	-	Differenz
ε	%	Exergetischer Wirkungsgrad
φ	%	Relative Feuchtigkeit
η	%	Wirkungsgrad
Π	-	Verdichtungsverhältnis
τ	%	Anlagenkapazitätsfaktor
AAIW	(ct/kWh)/°C, (ct/kWh)/K, (ct/kWh)/bar, (ct/kWh)/(bar/bar), (ct/kWh)%	Anstieg der Ausgleichsfunktion im Istwert
BBY	EUR	Balance at the Beginning of a Year
c	ct/kWh, EUR/GJ, EUR/m ³	spezifische Kosten
C	EUR	Kosten
\dot{C}	EUR/h	Kostenstrom
CEAF	EUR	Common Equity Allowance for Funds used during Construction
CELF	1/a	Constant Escalation Levelisation Factor
CRF	1/a	Capital Recovery Factor
DQ	(ct/kWh)/°C, (ct/kWh)/K, (ct/kWh)/bar, (ct/kWh)/(bar/bar), (ct/kWh)%	Differentialquotient
e	kJ/kg	spezifische Exergie
\dot{E}	MW	Exergiestrom
f	%	exergoökonomischer Faktor
f	%	Finanzierungsanteil
F	EUR	Future Value
FC	EUR	Fuel Cost
i	1/a	Zinssatz
I	-	Kostenindex
ITX	EUR	Income Taxe
KEZ	EUR	Kosten der Emissionszertifikate
\dot{m}	kg/s	Massenstrom
n	a	Nutzungsdauer
OM	EUR	Operating and Maintenance
OTXI	EUR	Other Taxes and Insurances

Fortsetzung: Formelzeichen

Symbol	Einheit	Bezeichnung
p	bar	Druck
P	MW	Leistung
P	EUR	Present Value
PA	%	Produktanteil
PEC	EUR	Purchased Equipment Cost
\dot{Q}	MW	Wärmestrom
r	1/a	Steigerungsrate
r	%	Relative Kostendifferenz
r	kJ/kg	Verdampfungsenthalpie
ROI	EUR	Return on Investment
\dot{S}	kW/K	Entropiestrom
t	°C	Celsius-Temperatur
T	K	Thermodynamische Temperatur
TCR	EUR	Total Capital Recovery
TDI	EUR	Total Depreciable Investment
TNI	EUR	Total Net Investment
TRR	EUR	Total Revenue Requirement
\dot{Z}	EUR/h	Kostenstrom

Indizes

Indize	Bezeichnung
aus	Austritt
A	Oberfläche
BK	Brennkammer
CI	Capital Investment
D	Destruction
DT	Dampfturbine
eff	effektiv
ein	Eintritt
E	Economizer
F	Fuel
FD	Frischdampf
G	Gegenwart
GT	Gasturbinenprozess
GUD	Gas- und Dampfturbinenprozess
i	Inflation
irr	irreversibel
j	Strombezeichnung
k	Komponentenbezeichnung
K	Kondensator
KW	Kühlwasser
L	Loss
L	levelized
max	Maximum
n	nominal
OM	Operating and Maintenance
p	Druck
P	Product
P	Pumpe
r	real
s	isentrop
T	Turbine
T	Thermodynamische Temperatur
U	Umgebung
Ü	Überhitzer
V	Verdichter
VD	Verdampfer
WÜ	Wärmeübertrager
x	Finanzierungsart
Z	Zukunft

1 Einführung

Für die wirtschaftliche Situation der Energieversorgung waren in den vergangenen Jahrzehnten Kriterien wie die Versorgungssicherheit und die Versorgungsqualität sowie die Effizienz und die Verfügbarkeit von Energiesystemen maßgebend. Nach [1] werden in den nächsten Jahrzehnten zusätzlich die Kriterien Flexibilität und Nachhaltigkeit entscheidend zur Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung und zur Zukunftsfähigkeit von Energiesystemen beitragen.

Entsprechend [99] sind für die „Flexibilität“ eines Energiesystems Aspekte wie Anfahrprozesse, Lastverteilung und Frequenzregelung von Bedeutung.

Bestimmende Faktoren zur Definition der „Nachhaltigkeit“ eines Energiesystems sind neben wirtschaftlichen und sozialen Kriterien umwelttechnische Aspekte, wie Ressourcenschonung und Klimaschutz [88]. Die zukünftige Energieversorgung wird demnach stärker auf Maßnahmen zur Verringerung des Primärenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen ausgerichtet sein.

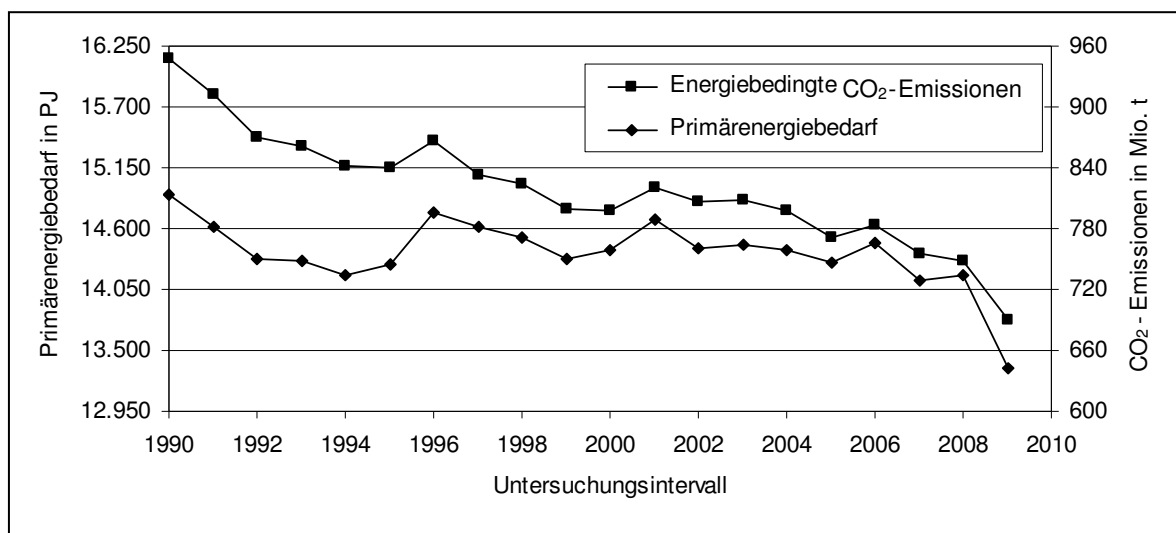


Abbildung 1: Entwicklung des Primärenergiebedarfs und der energiebedingten CO₂-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland 1990-2009 [129, 351].

Abbildung 1 zeigt zwischen 1990 und 2009 eine sinkende Tendenz des Primärenergiebedarfs der Bundesrepublik Deutschland. Die Entwicklung der CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland war bisher weitgehend an die Entwicklung des Primärenergiebedarfes gekoppelt, so dass im betrachteten Zeitraum auch eine tendenzielle Minderung der CO₂-Emissionen zu verzeichnen ist.

Zum Vergleich wird in Abbildung 2 eine Prognose zur zukünftigen Entwicklung des Primärenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland gezeigt. Danach wird bis 2030 gegenüber 2000 eine weitere Verringerung des Primärenergiebedarfs um 15,5 % und der CO₂-Emissionen um 28,3 % erwartet.

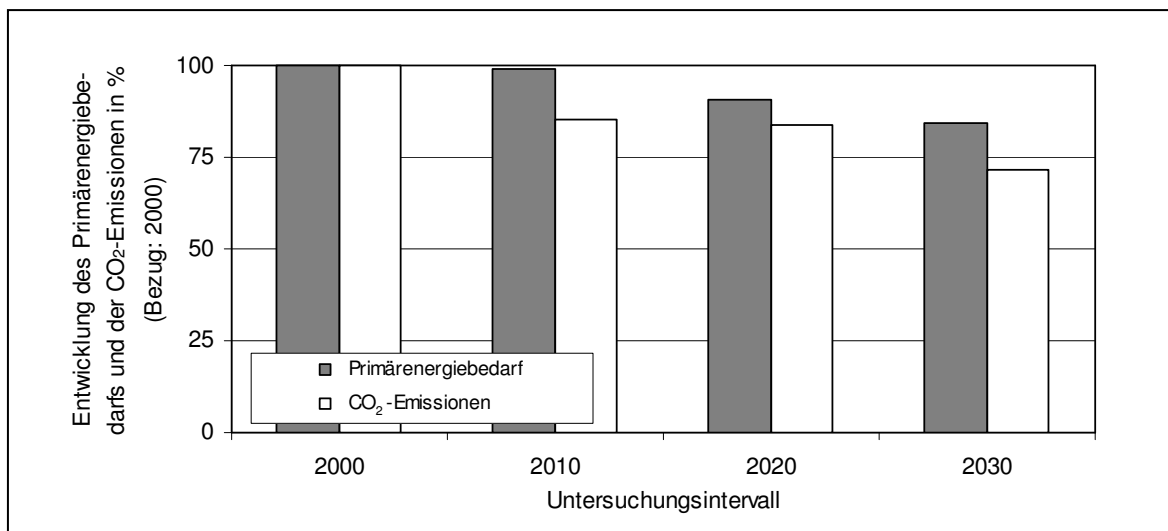


Abbildung 2: Entwicklung des Primärenergiebedarfs und der energiebedingten CO₂-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland 2000-2030 [90].

Die Entwicklungen zur Minderung des Primärenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland (Abbildung 1-2) werden durch politische und energiewirtschaftliche Maßnahmen gestützt.

So ist mit der Ratifizierung und dem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen der Ausstoß klimarelevanter Gase in der Bundesrepublik Deutschland im Zeitraum zwischen 1990 und der Periode 2008-2012 um 21 % zu verringern [93, 100]. Als marktorientierte Mechanismen im Kyoto-Protokoll sind der Handel mit Emissionsrechten, die Gemeinschaftsreduktion (Joint Implementation) sowie der Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism) zu nennen [14, 101].

Während das Kyoto-Protokoll auf Staatenebene ansetzt, handelt es sich bei dem EU-Emissionshandel nach EU-Richtlinie 2003/87/EG [6] um ein anlagenbezogenes System auf Unternehmensebene [14]. Auf der Grundlage dieser Richtlinie erfolgt innerhalb der EU seit 2005 der Handel mit Emissionszertifikaten für Kohlendioxid in den Bereichen Energieumwandlung und -umformung, Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung sowie mineralverarbeitende und sonstige Industrien [88, 102]. Die Marktpreisentwicklung der EU-Emissionszertifikate für Kohlendioxid in der Handelsperiode I-II dokumentiert Abbildung 3.

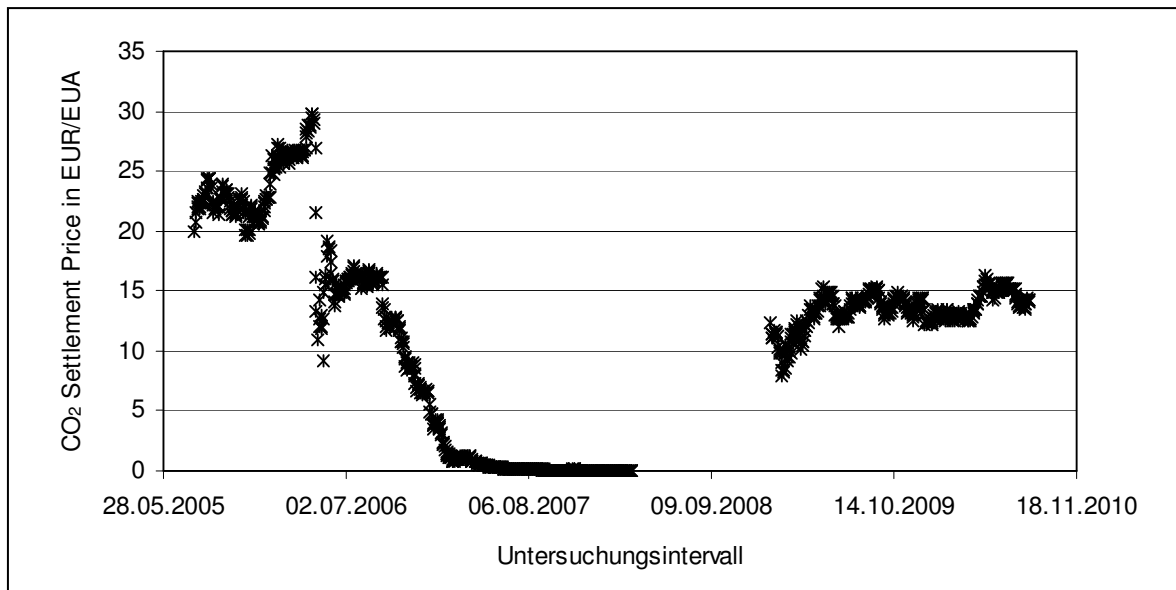


Abbildung 3: Entwicklung der EU-Emissionszertifikate in der Handelsperiode I-II [87].

Neben der Einführung des Emissionshandels existieren in der EU weitere Rahmenbedingungen, deren Ziel die Minderung von Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen ist. Exemplarisch sind die EU-Richtlinien 2006/32/EG [17] und 2004/8/EG [96] zu nennen.

In der Bundesrepublik Deutschland werden diese Rahmenbedingungen durch spezifische nationale Maßnahmen ergänzt, wie die Ökologische Steuerreform [106, 107, 127, 128], das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz [103], das Erneuerbare-Energien-Gesetz [104], die Energieeinsparverordnung [105] sowie die Handlungsempfehlungen von Enquetekommissionen [92].

Unterschiedliche technische Strategien - insbesondere zur Verringerung der CO₂-Emissionen - werden u. a. in [93, 108, 123-126] vorgestellt. Abbildung 4 gibt einen Überblick über Strategien zur CO₂-Minderung nach [108].

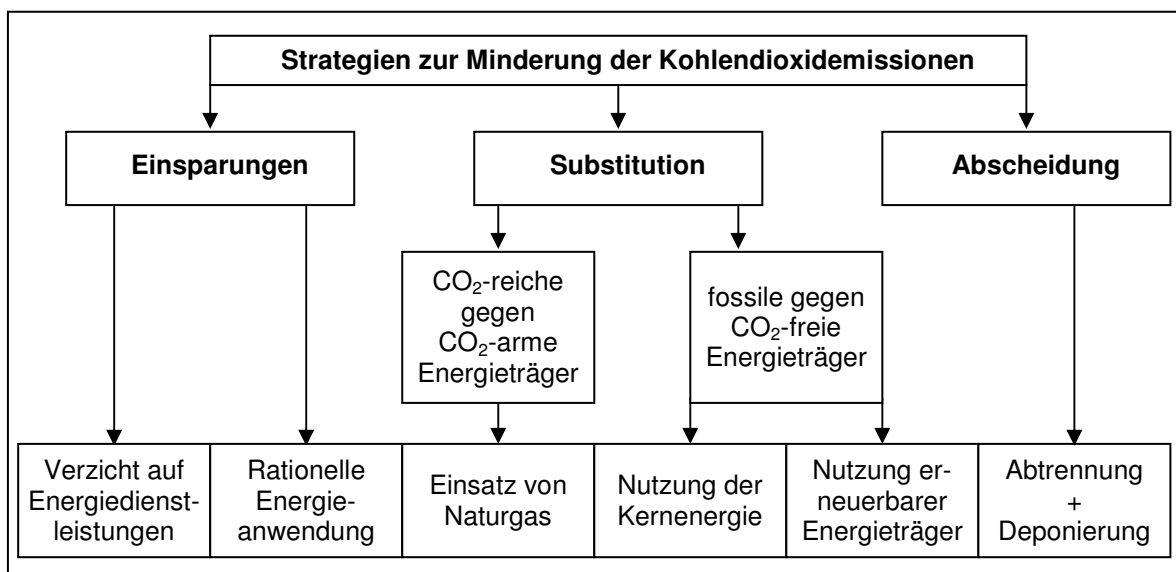


Abbildung 4: Strategien und Maßnahmen zur CO₂-Minderung nach [108].

1.1 Motivation

Mit der Diskussion über Strategien zur Minderung der Kohlendioxidemissionen (Abbildung 4) stellt sich die Frage nach der zukünftigen Gestaltung von Kraftwerksprozessen ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen. Dabei sind sowohl die kraftwerkstechnischen Entwicklungen als auch die Merkmale von gekoppelten Anwendungen zu beachten, die die Parameter der Auslegung beeinflussen.

In der Bundesrepublik Deutschland ist derzeit eine Kraftwerksleistung von 110 GW installiert. Aufgrund der Altersstruktur des Kraftwerksbestands errechnet sich bis 2020 ein Ersatz- und Neubedarf von 40 GW [97, 198, 268]. Damit ergeben sich Möglichkeiten zur Änderung der bestehenden Kraftwerksstruktur und zur Optimierung der Auslegungsparameter der Kraftwerksprozesse ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen.

Kraftwerksprozesse mit gekoppelten Anwendungen werden zunehmend eingesetzt und zeichnen sich durch die gleichzeitige Bereitstellung mehrerer Koppelprodukte aus. Unterschiedliche technische Entwürfe zur gekoppelten Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie und Ansätze zu deren wirtschaftlichen Bewertung werden in der Literatur vorgestellt [8, 61, 98, 109-122, 130-133]. In der Bundesrepublik Deutschland sind Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der elektrischen bzw. der thermischen Energieversorgung derzeit mit einem Anteil von 9,6 % (58,4 TWh/a) bzw. 15,1 % (155,0 TWh/a) beteiligt [18]¹⁾. Entsprechend [18] könnten mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen langfristig insgesamt 57,5 % (351 TWh/a) der Bruttostromerzeugung bereitgestellt und 32,0 % (328 TWh/a) des Nutzwärmebedarfs gedeckt werden, was eine Primärenergieeinsparung von 173 TWh/a und eine Verminderung der CO₂-Emissionen um 54 Mio. t/a bewirken würde. Daher ist die gekoppelte Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie für die zukünftige Energieversorgung prinzipiell von Interesse [7, 88, 92].

Neben den „klassischen“ Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden in der Literatur weitere Beispiele von Kopplungsanlagen beschrieben, wie Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungsanlagen [70-75, 78, 81-82, 84-85], Kraft-Wärme-Kohlendioxid-Kopplungsanlagen [58, 68], Kraft-Wärme-Chemikalien-Kopplungsanlagen [80], Kraft-Chemikalien-Brennstoff-Kopplungsanlagen [76, 77], Kraft-Wärme-Ethanol-DDGS-Kopplungsanlagen [59], Kraft-Wärme-Kälte-Wasserentsalzungs-Kopplungsanlagen [69, 83] sowie Kraft-Wärme-Kälte-Druckluft-Kopplungsanlagen [13].

Bei der Analyse und Bewertung von Kraftwerksprozessen ohne und mit gekoppelte(n) Anwendungen ist der Einsatz der thermo- bzw. exergoökonomischen Betrachtungsweise zweckmäßig. Das wird an Beispielen u. a. in [3-4, 10-11, 46] demonstriert. Zur Optimierung dieser Prozesse werden in der Literatur unterschiedliche thermo- bzw. exergoökonomische Methoden beschrieben. Exemplarisch sind die „Quadranten- bzw. Matrix-Methode“ und die „thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen-Methode“ zu nennen. Das Potenzial dieser Methoden als Optimierungswerkzeug ist aus folgenden Gründen begrenzt: Beide Methoden verwenden zur Festlegung der Auswahl und der Reihenfolge der zu optimierenden Komponente(n) sowie zur Bestimmung der Richtung der Optimie-

¹⁾ Die Werte beziehen sich auf KWK-Anlagen > 2 MW elektrischer Leistung - (Stand: 2004).

rung ausschließlich thermo- bzw. exergoökonomischen Werte. Diese Werte sind jedoch von der Art und den Auslegungsbedingungen der Komponente(n) und des Kraftwerksprozesses sowie den Randbedingungen der Kostenrechnung abhängig. Daher können diese Werte auch bei Komponenten mit vergleichbarem Technologie- und Kostenniveau stark streuen [10, 53]. Eine eindeutige bzw. umfassende Interpretation dieser Werte ist grundsätzlich nicht möglich, da keine eng begrenzten optimalen Wertebereiche bekannt sind [2, 10]. Auf der Basis der thermo- bzw. exergoökonomischen Werte kann der Umfang der Parametervariationen der ausgewählten Komponenten nicht im Voraus bestimmt werden.

1.2 Aufgabenstellung

Das Ergebnis dieser Arbeit soll eine neue Optimierungsmethode zur Minimierung der Produktkosten von Kraftwerksprozessen ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen sein. Diese Methode, die Planern und Projektanten als Werkzeug zur Auslegung dienen soll, ist zu erläutern und anzuwenden. Zur Bewertung ist die neue Optimierungsmethode mit den bekannten thermo- bzw. exergoökonomischen Optimierungsmethoden zu vergleichen. Empfehlungen für die zukünftige Gestaltung von Kraftwerksprozessen ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen sind für prägnante Beispiele zu formulieren.

Entsprechend der inhaltlichen Zielsetzung gliedert sich diese Arbeit in unterschiedliche Kapitel, denen eine Einführung zu den aktuellen Entwicklungstendenzen der Energieversorgung vorangestellt ist.

Das zweite Kapitel beschreibt den Stand der Technik und Wissenschaft soweit er zur Erläuterung der neuen Optimierungsmethode benötigt wird. Es werden technische und wirtschaftliche Merkmale erdgasbefeuertter GuD-Kraftwerke und gekoppelter Anwendungen aufgezeigt. Den Schwerpunkt der gekoppelten Anwendungen bilden Meerwasserentsalzungsanlagen. Zur Dokumentation werden Betriebsdaten weltweit realisierter Projekte berücksichtigt. Die Grundlagen der Thermo- bzw. Exergoökonomie werden veranschaulicht und bekannte thermo- bzw. exergoökonomische Methoden zur optimierten Gestaltung von Kraftwerksprozessen vorgestellt.

Im dritten Kapitel wird das Verfahren der neuen Methode zur Optimierung der Auslegungsparameter von Kraftwerksprozessen ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen beschrieben und an einem Beispiel veranschaulicht.

Das vierte Kapitel befasst sich beispielhaft mit einem zu optimierenden Kraftwerk und einer gekoppelten Meerwasserentsalzungsanlage. Dabei handelt es sich um ein typisches Modell-Kraftwerk/eine typische Modell-Meerwasserentsalzungsanlage, deren Merkmale detailliert behandelt werden. Danach wird das Simulationsmodell entwickelt, das Möglichkeiten zu Variantenrechnungen eröffnet. Die Rahmenbedingungen der Optimierung werden festgelegt.

Die Ergebnisse der Optimierung werden im fünften Kapitel zusammengefasst. Die abschließende Bewertung der „neuen“ Optimierungsergebnisse erfolgt durch einen Vergleich mit den Optimierungsergebnissen der bekannten thermo- bzw. exergoökonomischen Methoden. Im Rahmen der Ergebnisdiskussion werden Parameterstudien und Sensitivitätsanalysen erstellt und Schlussfolgerungen zur Gestaltung von Kraftwerksprozessen abgeleitet.

Im sechsten Kapitel werden abschließend unterschiedliche Ansätze für zukünftige Arbeiten präsentiert.

2 Stand der Technik und Wissenschaft

Dieses Kapitel behandelt den Stand der Technik und Wissenschaft von Kraftwerksprozessen ohne und mit gekoppelten Anwendungen sowie Ansätze zu deren Optimierung.

2.1 Kraftwerksprozesse und gekoppelte Anwendungen

Zur elektrischen Energieversorgung werden unterschiedliche Kraftwerksprozesse verwendet, darunter KWK-Prozesse (Abbildung 5).

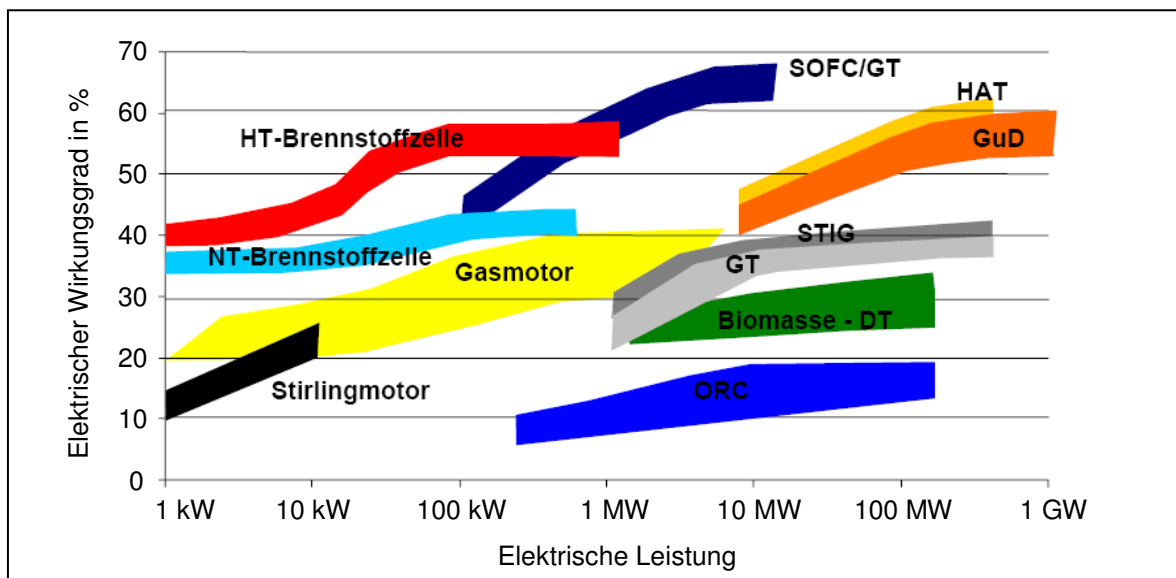


Abbildung 5: Elektrische Wirkungsgrade von KWK-Technologien [285].

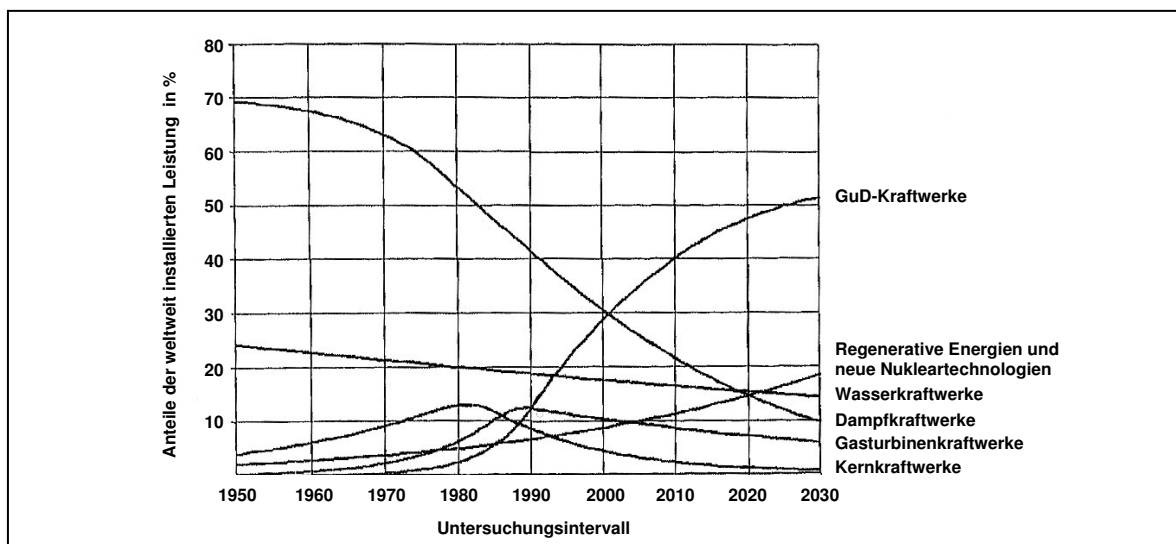


Abbildung 6: Anteile der Technologien am weltweiten Kraftwerkmarkt nach [140, 290].

Der Anteil von GuD-Kraftwerken an der weltweit installierten Kraftwerksleistung beträgt derzeit 40 %. Entsprechende Beispiele zum aktuellen GuD-Einsatz werden in [158, 163,

216, 218, 221, 222, 249] skizziert. Bis 2030 wird eine weitere Steigerung des GuD-Anteils erwartet (Abbildung 6). Daher konzentrieren sich die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit auf die Energieversorgung mit GuD-Kraftwerken (Abschnitt 2.1.1).

Kraftwerksprozesse können prinzipiell mit unterschiedlichen Anwendungen gekoppelt werden. Ausgewählte Anwendungen und deren typische Temperaturbereiche fasst Tabelle 1 zusammen. Den Schwerpunkt der nachfolgenden Untersuchungen zu gekoppelten Anwendungen sollen (Meer-)Wasserentsalzungsanlagen (Abschnitt 2.1.2) bilden.

Tabelle 1: Parameter gekoppelter Anwendungen (Auswahl) nach [267, 269].

Gekoppelte Anwendung	Typischer Temperaturbereich
(Meer-)Wasserentsalzung	55 - 120 °C
Gebäudeheizung und Fernwärme	100 - 170 °C
Vinylchloridherstellung	100 - 200 °C
Ureasythese	180 - 280 °C
Papier- und Zellstoffherstellung	200 - 400 °C
Ölraffination	200 - 600 °C
Petroleumraffination	450 - 550 °C
Eisen- und Stahlindustrie	500 - 1600 °C
Styrenherstellung mit Ethylbenzen	600 - 800 °C
Thermochemische Wasserstoffherstellung	600 - 1000 °C
Ethylenherstellung mit Naphtha oder Ethan	700 - 900 °C
Kohlevergasung	800 - 1000 °C

2.1.1 Darstellung von Kraftwerksprozessen

Die Entwicklungsstufen erdgasbefuerter GuD-Kraftwerke zwischen 1983/84 und 2000 veranschaulicht Abbildung 7.

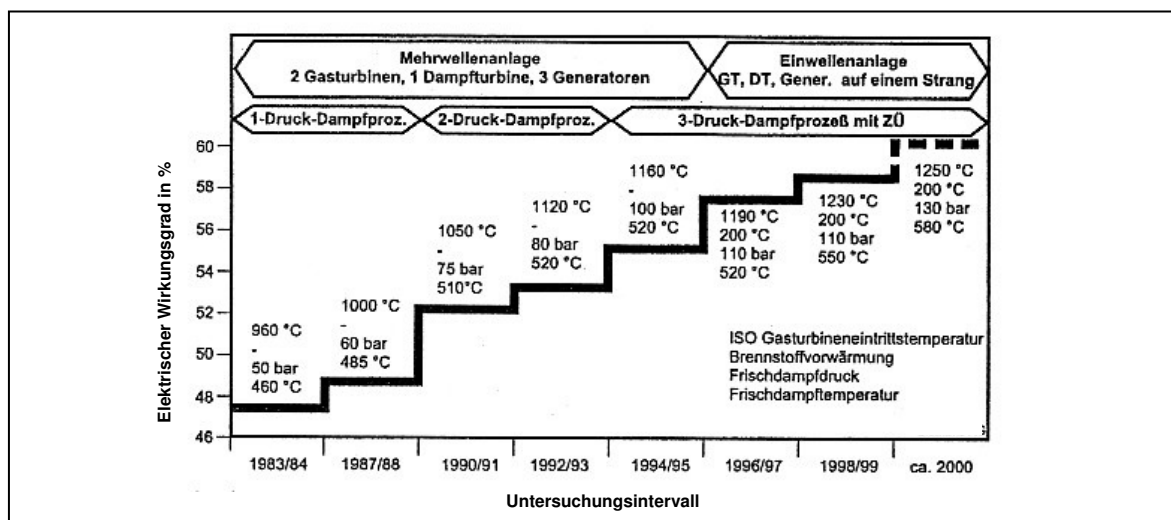


Abbildung 7: Entwicklungsstufen erdgasbefuerter GuD-Kraftwerke nach [146, 184]²⁾.

²⁾ Die Werte beziehen sich auf ISO-Bedingungen und einen Kondensatordruck von 40 mbar.

Erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke sind derzeit mit elektrischen Leistungen ≤ 1000 MW und elektrischen Wirkungsgraden ≤ 60 % kommerziell verfügbar [90, 170, 198, 199, 201]. Eine weitere Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades wird angestrebt. Aktuelle Entwicklungen zur Verbesserung von GuD-Kraftwerksprozessen richten sich vor allem an die Verbrennungs-, die Strömungs-, die Werkstoff-, die Kühl- sowie die Dichtungstechnik [159, 165, 168, 170, 173, 181, 187, 197, 202, 216, 217]. Im Folgenden sollen die Merkmale und Entwicklungstendenzen von Gasturbinen-, Dampfturbinenanlagen und Abhitze-kesseln skizziert werden.

Merkmale und Entwicklungen von Gasturbinenanlagen

Der Idealprozess einer offenen Gasturbinenanlage zeichnet sich durch eine isentrope Kompression mit nachfolgender isobarer Wärmezufuhr und isentroper Expansion aus. Für den Betrieb des Verdichters ist ca. 50 % der Turbinenleistung aufzuwenden [136]. Um eine bedarfsgerechte Kühlung von Brennkammer und Expander zu gewährleisten, werden dem Verdichter Luftmassenströme auf unterschiedlichen Druck-/Temperaturstufen entnommen [211]. Dazu werden etwa 20 % der vom Verdichter angesaugten Luftmenge verwendet [136, 197, 198]. Nach [175] stellt sich am Verdichteraustritt eine Fluidendtemperatur um 400 °C ein.

Die bisherigen Entwicklungen der Schaufelprofile führten zu Verdichterwirkungsgraden zwischen 85-90 % [151, 175]. Im Ergebnis dieser Entwicklungen werden heute aerodynamisch optimierte CDA-Profile („controlled diffusion airfoils“) in den vorderen Stufen und HPA-Profile („high performance airfoils“) in den hinteren Stufen der Gasturbinenverdichter eingesetzt [211, 212, 216, 344]. Zur Erweiterung des Betriebsbereiches werden die vorderen Verdichterstufen heute ferner mit verstellbaren Leitreihen ausgeführt [136, 143, 209]. Verbesserungen des Verdichterwirkungsgrades ergeben sich mit dem Einsatz von Duplex-Aluminium-Keramik-Beschichtungen. Diese Beschichtungen weisen geringere Rauigkeiten als das Trägermaterial auf und schützen den Verdichter vor Korrosion und Erosion [212]. Zur weiteren Wirkungsgradsteigerung der Verdichter wird der Einfluss mikroskopischer Längsrillen („Riblets“) auf Verdichterprofilen untersucht [190].

Zur Wärmezufuhr werden in modernen Gasturbinenanlagen überwiegend überstöchiometrische Vormischverbrennungssysteme verwendet [136, 227, 183]³⁾. Das Prinzip der Vormischverbrennung wird derzeit u. a. in Hybrid- und Vortex- bzw. EV-Brennern umgesetzt [173].

Hybridbrenner werden zur Flammenstabilisierung als Diffusionsbrenner mit einem unterstöchiometrischen Brennstoff-Luft-Gemisch angefahren. Im höheren Lastbereich erfolgt die Umschaltung auf den überstöchiometrischen Vormischbetrieb [142, 173]. Die Flammenstabilisierung erfolgt durch Drallströmung und zylindrische Brenneraustritte (cylindri-

³⁾ Zur „trockenen“ Emissionsminderung wird in Gasturbinenanlagen - neben der Vormischverbrennung - aktuell auch die gestufte bzw. sequentielle Verbrennung eingesetzt, bei der nach der ersten Teilentspannung der Verbrennungsgase in einer zweiten Brennkammer eine erneute Wärmezufuhr erfolgt, der sich die zweite Teilentspannung anschließt [149, 183, 260]. Ein Beispiel zur sequentiellen Verbrennung in Gasturbinenanlagen beschreibt [217].

cal burner outlets - CBO) [212, 229, 235]. Den Aufbau eines Erdgas-/Erdöl-Hybridbrenners mit zusätzlichem Ringkanal für den Kohlegaseinsatz zeigt Abbildung 8.

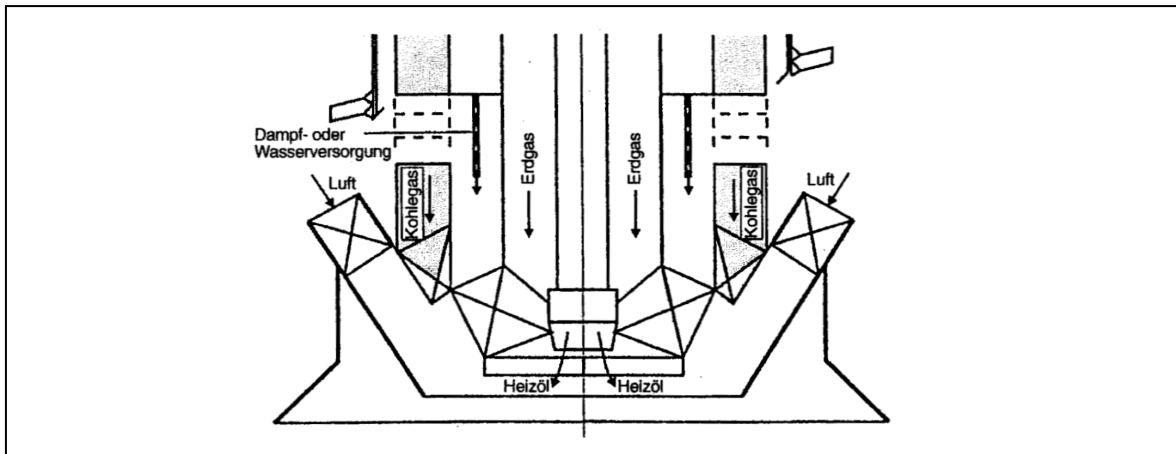


Abbildung 8: Erdgas-/Erdöl-Hybridbrenneraufbau nach [188, 192].

Vortex- bzw. EnVironmental-Brenner (EV) enthalten zwei gegeneinander versetzte Konen, wodurch die Zufuhr der Verbrennungsluft regelbar ist. Die Wirbelströmung der Verbrennungsluft dient zur Vormischung des an der Konenkante zugegebenen Brenngases und zur Flammenstabilisierung [135, 229, 260]. Abbildung 9 skizziert die Bauweise eines Vortex- bzw. EnVironmental-Brenners.

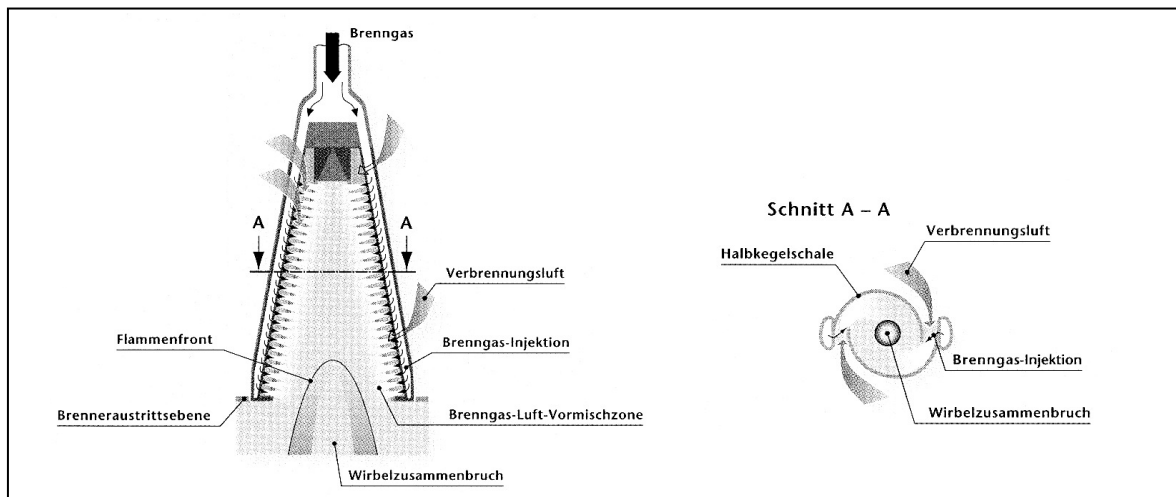


Abbildung 9: Aufbau des Vortex- bzw. EnVironmentalbrenners [260].

Die jeweiligen Vormischbrenner sind im Allgemeinen in Ringbrennkammer-Konfiguration angeordnet, so dass eine gleichmäßige Temperaturverteilung und Vermischung der Verbrennungsgase erreicht wird. Bezogen auf den Restsauerstoffgehalt von 15 % im trockenen Abgas sind im stationären Gasturbinenbetrieb Kohlenmonoxidemissionen < 10 ppm und Stickoxidemissionen < 25 ppm zu messen [138, 213, 215]. Möglichkeiten zur weiteren Minderung der Stickoxidemissionen liegen mit der „nassen“ Entstickung vor. Dabei erfolgt eine Dampf- bzw. Wassereindüsung in die Brennkammer, die mit thermodynamischen Verlusten und aufwändigen Verfahren zur Wasseraufbereitung verbunden ist [173, 219, 247].

Im Bereich der Verbrennungsforschung werden aktuell unterschiedliche Schwerpunkte gesetzt, zum Beispiel:

- Weiterentwicklung kompakter schadstoffarmer Brennkammern mit magerer Vormischverbrennung, gestufter Fett-Mager-Verbrennung bzw. katalytischer Verbrennung für den Einsatz von Gas, Öl bzw. niederkalorischen Brenngasen [156, 195, 196],
- Einsatz der flammenlosen Verbrennung (FLOX) in Gasturbinenanlagen [227, 259],
- Weiterentwicklung von Software zur Modellierung von Strömung und Verbrennung in Feuerräumen [193, 195].

Zum thermischen Schutz der Brennkammertragstrukturen werden Hitzeschilde aus $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{SiO}_2$ -Keramiken mit zulässigen Oberflächentemperaturen bis 1500 °C verwendet [143]. Nach [179] wird mit der Weiterentwicklung der Vollkeramiken zukünftig der Wechsel zu vollkeramischen Brennkammerauskleidungen erfolgen. Neben den keramisch beschichteten Hitzeschildern und den vollkeramischen Auskleidungen werden Gasturbinenbrennkammern zum thermischen Schutz zusätzlich konvektions-, prall-, film- und/oder effusionsgekühlt [160, 237].

Den Brennkammern schließen sich die Expander an. Bei der Expansion der Rauchgase werden Wirkungsgrade zwischen 85-90 % erreicht [175]. Zur Verbesserung der Expanderwirkungsgrade wurden/werden unterschiedliche Berechnungsverfahren zur optimierten Schaufel- und Schaufelgitterauslegung entwickelt, die die Profilierung, Krümmung, Verwindung und Randzonenkorrektur berücksichtigen [173, 194]. Weitere Entwicklungsschwerpunkte der Gasturbinenexpander beziehen sich auf werkstoff- und kühltechnische Aspekte, die im Folgenden skizziert werden sollen. Die Entwicklungsstufen der für Gasturbinenschaufeln verwendeten Hochtemperaturwerkstoffe verdeutlicht Abbildung 10.

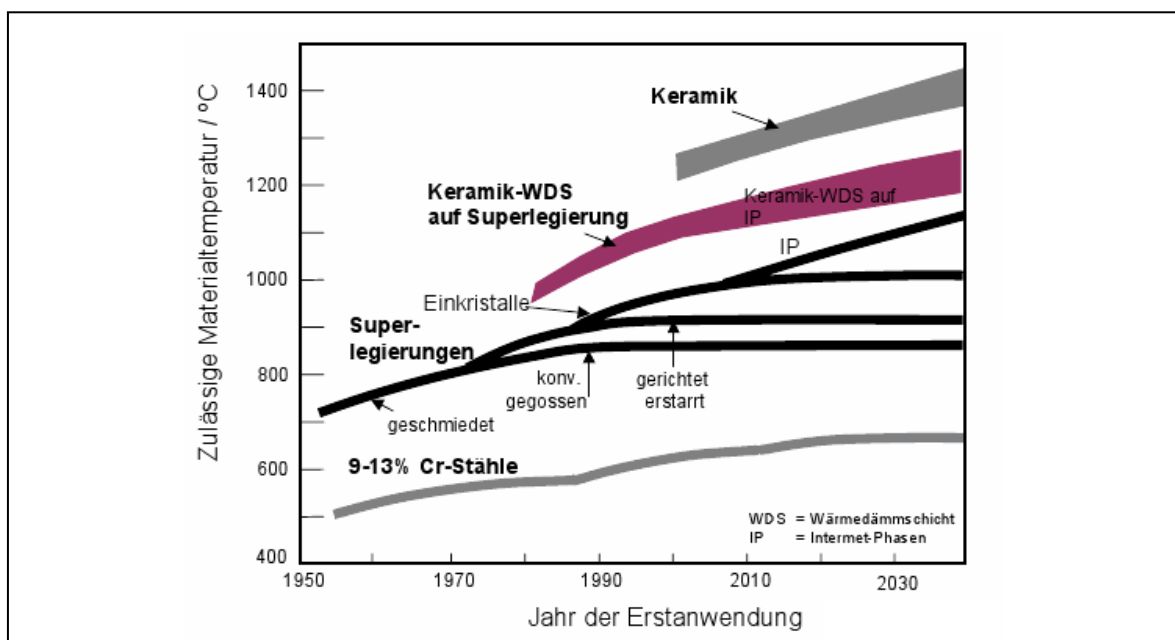


Abbildung 10: Hochtemperaturwerkstoffe für Gasturbinenschaufeln nach [172, 224].

Seit den 1950er Jahren werden hochfeste wärmebeständige Stähle (9-13 % Cr-Stähle) und Superlegierungen in industriellen Gasturbinen verwendet [173, 217, 265]. Die Entwicklung der gerichtet erstarrten und einkristallinen Bauteile (Abbildung 10) zielt auf die Verbesserung der Bauteileigenschaften [173]. Gerichtet erstarrte Turbinenschaufeln, ermöglichen im Vergleich zu konventionellen Gussschaufeln um 25 °C höhere Temperaturen [208, 215, 220]. Mit dem Einsatz von Einkristallschaufeln kann ein Anstieg der Gasturbineneintrittstemperatur um 50 °C gegenüber konventionellen Gussschaufeln realisiert werden [183, 206, 208]. Entsprechende Beispiele zum Einsatz von gerichtet erstarrten und einkristallinen Bauteilen werden in [209, 213, 223] benannt.

Weitere Entwicklungen zur Verbesserung der Legierungen liegen mit pulvermetallurgisch erzeugten ODS-Superlegierungen (Oxide-Dispersion-Strengthened) und intermetallischen Werkstoffen (IP: Intermet-Phasen) vor [173]. ODS-Superlegierungen zeigen bis 1000 °C keine signifikante Änderung der Festigkeit und erlauben damit eine weitere Steigerung der Expandereintrittstemperatur [208, 220]. Inconel MA 754 (Nickelbasis) und PM 2000 (Eisenbasis) sind Beispiele pulvermetallurgisch hergestellter ODS-Superlegierungen [251]. Alternativ wurden in den letzten zehn Jahren Refraktärmetallsilizidlegierungen entwickelt. Diese intermetallischen Silizidphasen (Kristallgemische mit metallischer Bindung) zeichnen sich durch ihre mechanischen Eigenschaften bei Temperaturen > 1000 °C aus [243].

Nach Abbildung 10 ermöglichen Wärmedämmschichten (WDS) eine weitere Erhöhung der Betriebstemperaturen in Gasturbinenanlagen. Gemäß [206, 208, 223] können mit thermischen Schutzschichten (TBC: Thermal Barrier Coatings) die Betriebstemperaturen um ≥ 100 °C gesteigert werden. Merkmale zur Herstellung und Zusammensetzung von TBCs werden in [143, 173, 198, 203, 206-208, 215, 228, 230] beschrieben. Der TBC-Einsatz ist aktuell aufgrund der thermischen Instabilität der Verbundwerkstoffe sowie der Interdiffusion, Oxidation und Sintereffekte begrenzt [148, 263]. Daher werden derzeit neue Keramikbeschichtungen auf Halit-, Fluorit-, Pyrochlor- und Granatbasis mit teilweise mehrschichtigem Aufbau sowie Perowskit- und Spinellanwendungen untersucht [143, 197, 198].

Keramische Materialien (Abbildung 10) ermöglichen schließlich den höchsten Anstieg der Betriebstemperaturen, da Keramiken im Temperaturbereich zwischen 1200-1300 °C eine hinreichende Festigkeit aufweisen [173, 208]. Daher ist der Einsatz keramischer Werkstoffe, wie Al_2O_3 , SiC, Si_3N_4 , insbesondere für Komponenten mit Temperaturen > 1000 °C avisiert [150]. Nach [153] sind mit keramischen Bauteilen um 110 °C höhere Temperaturen gegenüber konventionellen Gussteilen realisierbar.

Ein Gasturbinenbetrieb oberhalb der zulässigen Materialtemperaturen wird durch den Einsatz unterschiedlicher Kühlkonzepte möglich [175]. Für stationäre Gasturbinenanlagen werden derzeit Kombinationen der Konvektions-, Prall- und Filmkühlung verwendet [134, 189, 206, 207]. Nach [173] verringern sich dabei die Bauteiltemperaturen um 300-400 °C [173].

Bei der Konvektionskühlung passiert das Kühlmedium Kanäle und/oder Rippen an der Innenwand der Schaufel, die quer zur Strömungsrichtung des Expansionsgases angeordnet sind [136, 182]. Bei der Prallkühlung werden vor allem die thermisch hoch belasteten

Schaufelbereiche an der Innenwand mit Luft beaufschlagt, die zuvor durch Bohrungen in einem Prallblech ausgerichtet wurde [198]. Bei der Filmkühlung wird Luft durch Bohrungen aus dem Bauteilinneren zur Bauteiloberfläche geführt, an der sich ein isolierender Schutzfilm von 0,1 mm Dicke zwischen dem Heißgasstrom und der Bauteilwand ausbildet [198, 248]. Ein Kühlmitteltransport durch Bohrungsrastrer bzw. durch Lochfelder konturierter Bohrungen führt zur Effusionskühlung. Aktuelle Entwicklungen richten sich an die Umsetzung der Transpirationskühlung, bei der Kühlfilme an offenporigen metallischen Schäumen, an Sinter- oder an Fasermaterialien auf der Bauteiloberfläche ausgebildet werden [134, 180, 231-232, 263]. Mit dem Einsatz der Transpirationskühlung in industriellen Gasturbinen wird die Anhebung der Betriebstemperatur bis 1650 °C erwartet [207].

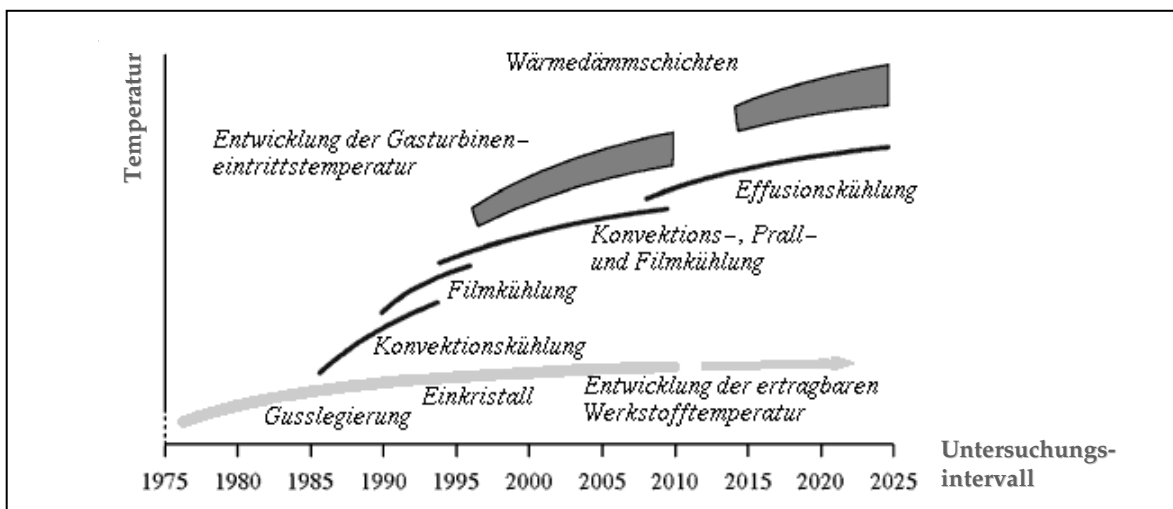


Abbildung 11: Entwicklungsstufen der Kühlung in Gasturbinenanlagen nach [250].

Abbildung 11 zeigt die Entwicklungsstufen der Gasturbinenanlagenkühlung. Weiterführende Angaben zur Klassifikation und zur Ausführung von Gasturbinenkühlsystemen liegen u. a. mit [134, 136, 173, 176, 186, 265] vor.

Für die Gasturbinenentwicklung ist auch die Dichtungstechnik von Bedeutung. Der Stand der Technik von berührungsfreien Dichtungen, Kontaktdichtungen und hydraulischen Dichtungen in Gasturbinenanlagen wird z. B. in [248, 252, 261] skizziert.

Der aktuelle Stand der Gasturbinenanlagen nach Abbildung 7 kann schließlich mit folgenden Betriebsparametern beschrieben werden: In Gasturbinenanlagen werden derzeit Eintrittstemperaturen um 1230 °C (ISO)⁴⁾ erreicht [161, 185, 263]. In den nächsten zehn Jahre wird eine weitere Steigerung der Gasturbineintrittstemperatur > 1500 °C (ISO) erwartet [152, 171]. Eine Steigerung der Gasturbineintrittstemperatur > 1700 °C ist vor allem durch die Bildung thermischer Stickoxide begrenzt [136]. Kommerzielle Gasturbinenanlagen, die mit Druckverhältnissen $\pi \leq 40$ betrieben werden, weisen Austrittstem-

⁴⁾ Die Turbineneintrittstemperatur nach ISO ist eine theoretische Temperatur, die sich errechnet, wenn der gesamte Verdichtermassenstrom einschließlich Kühlluft der Brennkammer zugeführt und erwärmt wird. Gegenüber der ISO-Gasturbineintrittstemperatur ist die reale Gasturbineintrittstemperatur - je nach Kühlluftbedarf - um 150-200 °C höher [168], [108].

peraturen bis 625 °C auf [201, 252]. Die Bedeutung dieser Parameter wird in Abbildung 12 am Beispiel einer Gasturbinen- und einer GuD-Anlage verglichen.

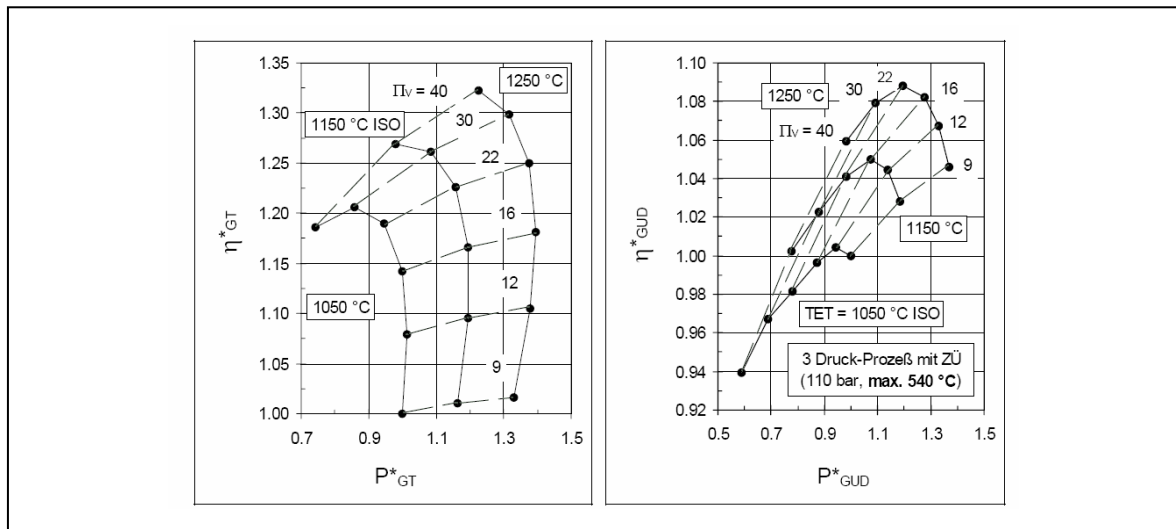


Abbildung 12: Vergleich einer Gasturbinen- (links) und GuD-Anlage (rechts) [246].

Danach stellt sich in der Gasturbinenanlage bei konstanter Gasturbineneintrittstemperatur und steigendem Druckverhältnis tendenziell ein höherer Wirkungsgrad ein. Die maximale Leistung der Gasturbinenanlage wird bei konstanter Gasturbineneintrittstemperatur bei einem Druckverhältnis $\pi = 12$ bzw. $\pi = 16$ realisiert. Zur Steigerung der Leistung der Gasturbinenanlage ist bei konstantem Druckverhältnis die Gasturbineneintrittstemperatur zu erhöhen.

Sofern die Gasturbinenanlage Teil eines GuD-Anlage ist, verschiebt sich das Optimum des Druckverhältnisses für die Leistung zu geringeren Werten (Abbildung 12) [163, 168]. Aus diesem Grund ist das größere Entwicklungspotenzial des GuD-Prozesses vor allem in der Steigerung der Gasturbineneintrittstemperatur zu sehen [191].

Merkmale und Entwicklungen von Dampfturbinenanlagen und Abhitzeesseln

Dampfkraftprozesse werden in unterschiedlichen Ausführungen gebaut (Abbildung 13). Eine zunehmende Anpassung des Wasser-Dampf-Kreislaufes an die „Rauchgaslinie“ ist prinzipiell durch eine Steigerung der Druckstufenanzahl möglich. Mit der Druckstufenanzahl ändert sich der Wirkungsgrad der Dampfkraftprozesse (Abbildung 13). Für den Dampfkraftprozess ist neben der Druckstufenanzahl, die Art der Zwischenüberhitzung von Bedeutung. Bei der „klassischen“ Zwischenüberhitzung wird Dampf nach der Entspannung in der Hochdruckturbine erneut in den Abhitzeessel geführt und überhitzt, bevor die weitere Entspannung in der Mittel- und Niederdruckdampfturbine erfolgt [149]. In Grundlastanwendungen werden derzeit vor allem Dreidruckprozesse mit einfacher Zwischenüberhitzung wirtschaftlich eingesetzt [149, 184, 258].

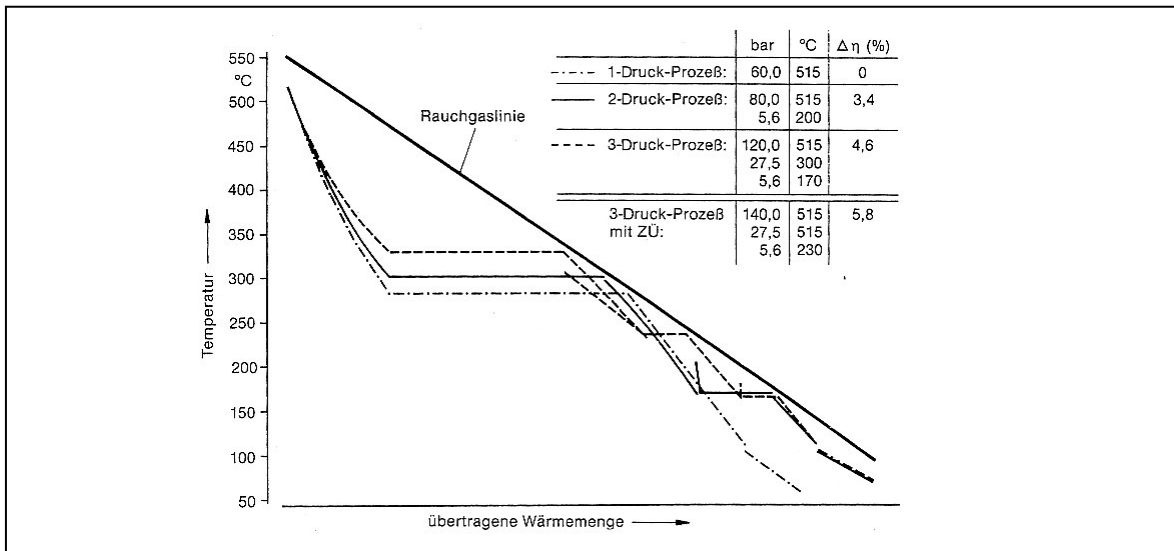


Abbildung 13: Vergleich von Ein-, Zwei- und Dreibdruckprozessen [175].

Die Wahl der Dampfparameter wird wesentlich durch werkstofftechnische Entwicklungen bestimmt. Diesen Zusammenhang verdeutlicht Abbildung 14 am Beispiel der Werkstoffe der Abhitzeessel kohlebefeuerter Dampfkraftwerke. Abhängig von den Dampfparametern werden für den Turbosatz Martensite und Austenite sowie Nickelbasis- und Titanlegierungen verwendet [225, 240, 256]. Für die Hochtemperaturbauteile wurden Beschichtungssysteme entwickelt und in Feldversuchen getestet [166, 174, 244]. Die werkstofftechnischen Entwicklungen kohlebefeuerter Dampfkraftwerke werden u. a. in [137, 139-140, 144-145, 147-148, 161-162, 164, 166-167, 169, 197, 225-226, 233, 236, 238, 242, 245, 257, 259] diskutiert. Erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke weisen aufgrund ihrer „konservativen“ Dampfparameter (Abbildung 15) prinzipiell geringere Anforderungen an die Werkstoffe im Abhitzeessel und an den Turbosatz auf [184, 201].

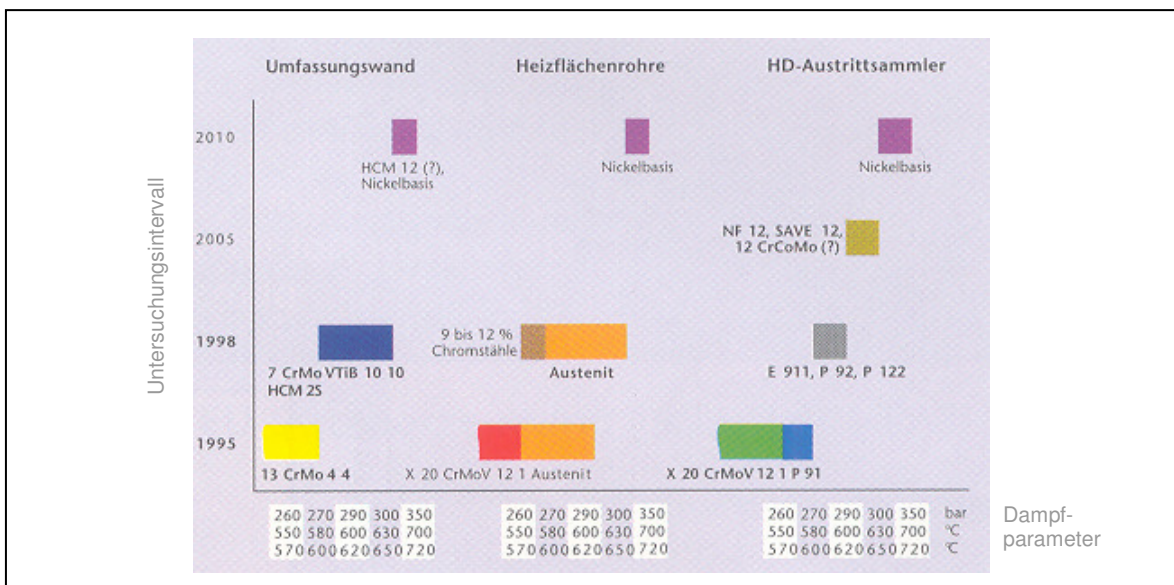


Abbildung 14: Abhitzeesselwerkstoffe kohlebefeuerter Dampfkraftwerke nach [262].

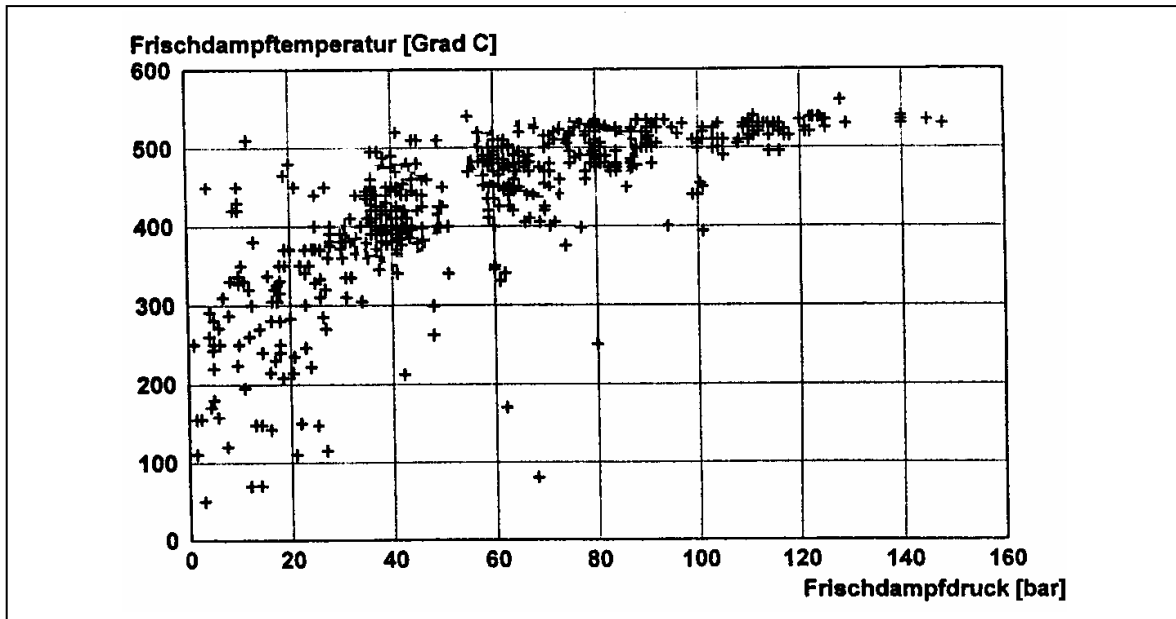


Abbildung 15: VDMA-Statistik zu Frischdampfparametern von Dampfturbinen ≤ 100 MW nach [342].

Der Schutz der Dampfturbinenwellen und -gehäusepartien vor thermischen Überlastungen erfolgt im Allgemeinen durch Dampfkühlung und ist insbesondere in kohlebefeuchten Dampfkraftwerken relevant [177, 178, 205, 263]. Ansätze zur Entwicklung erweiterter Kühlkonzepte nennt [197].

Merkmale der Dampfturbinenkonstruktion werden u. a. in [214, 241, 255] vorgestellt. Aktuelle Entwicklungen beziehen sich u. a. auf die weitere strömungstechnische Optimierung von Dampfturbinenschaufelblättern, schaufelfreien Kanäle und Komponenten (Rohrleitungen, Ein- und Abströmgehäuse, Ventile, etc.) [214, 241, 254].

Zur Verringerung der Spaltverluste von Dampfturbinen werden die Laufschaufelreihen mit integralen Deckbändern ausgestattet [254, 256]. Zusätzlich werden unterschiedliche Dichtungssysteme genutzt. Während in Hochdruck- und Mitteldruckturbinen vor allem Labyrinthdichtungen (e) verwendet werden, sind in Niederdruckturbinen - aufgrund der Relativdehnungen - Durchblickdichtungen (a-d) im Einsatz [254]. Abbildung 16 stellt die unterschiedlichen Dichtungssysteme gegenüber. Weiterentwicklungen dieser Dichtungssysteme stellen abrasive Oberflächenbeschichtungen und Bürstendichtungen dar, deren Merkmale in [253-255] diskutiert werden.

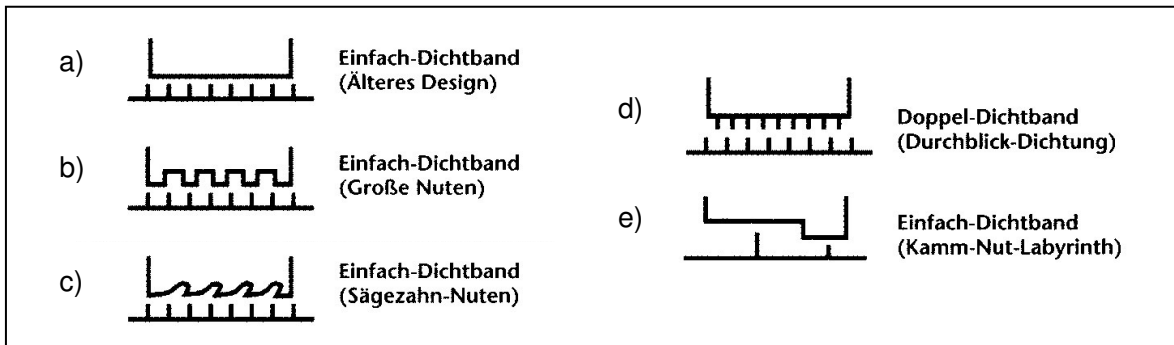


Abbildung 16: Dichtungssysteme in Dampfturbinenanlagen nach [254].

Der aktuelle Stand erdgasbefuerter Kraftwerksprozesse ist neben technischen Parametern durch wirtschaftliche Merkmale darstellbar. Die spezifischen Investitionskosten von Gasturbinen- und GuD-Anlagen werden in den Abbildungen 17-18 gezeigt. Die Angaben zu den Gasturbinenanlagen (Abbildung 17) schließen folgende Positionen ein: vormontierte Gasturbine mit Einstoffbrennern und einfacher Brennkammer, Generator, Luftansaugung einschließlich einfacher Filtereinrichtung und Schalldämpfer, Abgasschacht, Steuerungstechnik und Starteinrichtung. Die Angaben zu den GuD-Kraftwerken (Abbildung 18) beziehen sich auf einfache Kombikraftwerke mit Gasturbinen (i. d. R. mit trockener schadstoffarmer Verbrennung), Mehrdruck-Kondensationsturbine einschließlich ungefeuerten Abhitzeessel ohne Bypass, Generator, Aufspanntransformator, wassergekühlter Wärmeabfuhr, Steuerungstechnik, Starteinrichtung und Nebenaggregate [201].

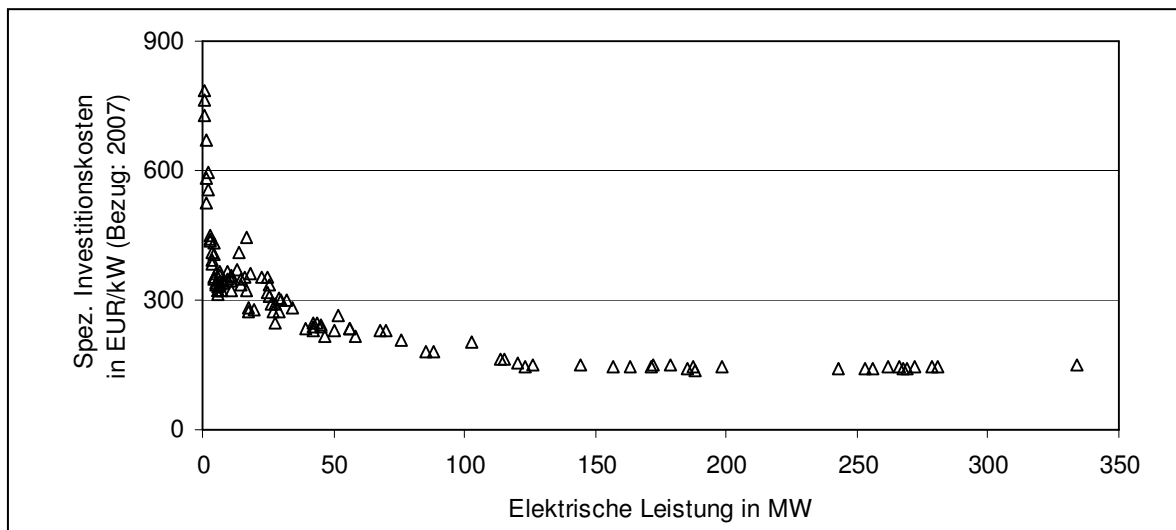


Abbildung 17: Spezifische Investitionskosten von Gasturbinenanlagen [15, 201].

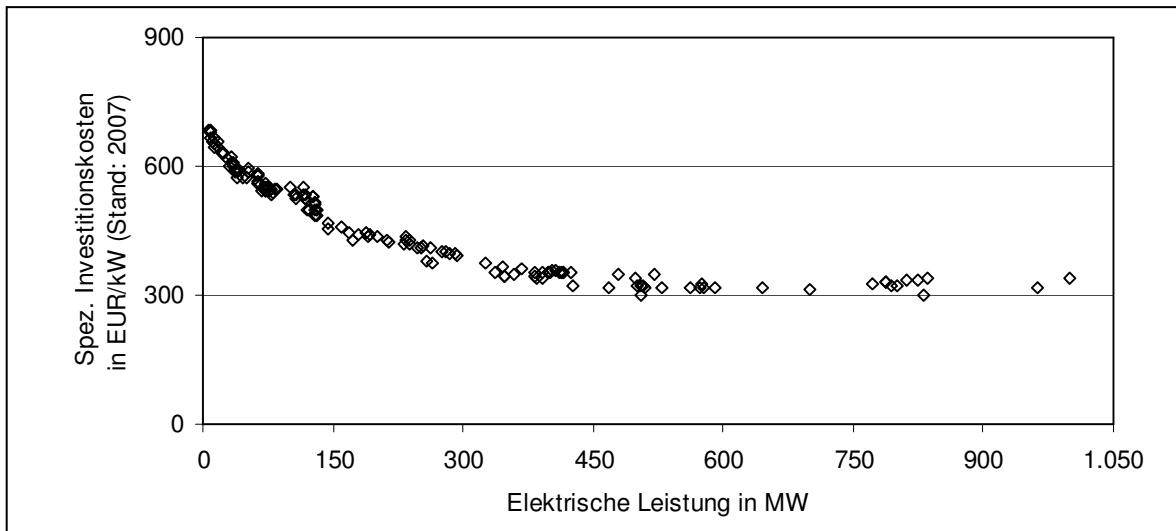


Abbildung 18: Spezifische Investitionskosten von GuD-Kraftwerken [15, 201].

2.1.2 Darstellung von (Meer-)Wasserentsalzungsanlagen

Dieser Abschnitt widmet sich der gekoppelten Anwendung des untersuchten Kraftwerksprozesses, der (Meer-)Wasserentsalzung. Einleitend wird die allgemeine Bedeutung der (Meer-)Wasserentsalzung erörtert. Dem schließen sich die technischen Merkmale und Entwicklungen im Bereich der Meerwasserentsalzung an. Abschließend werden die wirtschaftlichen Merkmale von Meerwasserentsalzungsanlagen skizziert.

Die Entsalzung ist heute ein anerkanntes und wirtschaftliches Behandlungsverfahren für Brack- und Meerwasser [271]. Die installierte Kapazität von Wasserentsalzungsanlagen beläuft sich auf insgesamt 39,7 Mio. m³/d (Stand 2005) [275]. Mit der weltweiten Entwicklung der Verfügbarkeit und des Bedarfes von Wasser, wird zukünftig eine signifikante Steigerung der installierten Kapazität von Wasserentsalzungsanlagen erwartet [273-275]. Nach [272] wird sich die Verfügbarkeit von Wasser bis 2025 entsprechend Abbildung 19 entwickeln.

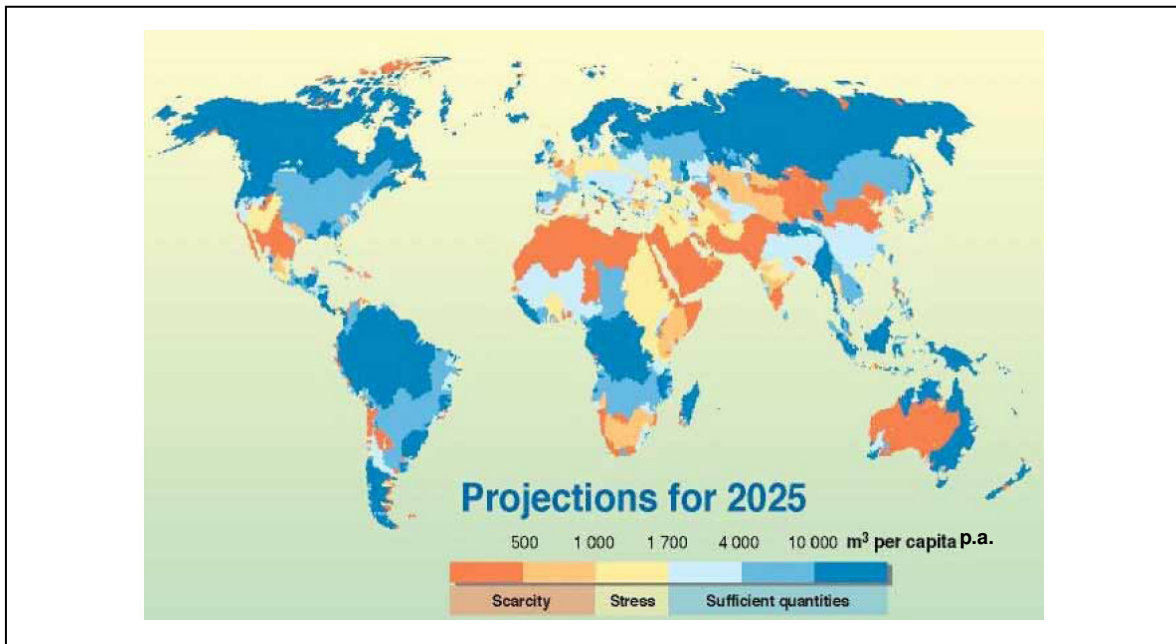


Abbildung 19: Trinkwassersituation 2025 - Prognose nach [272].

Danach werden Teile Mittelamerikas, Nord- und Südafrikas, Zentralasiens sowie West- und Zentralaustraliens als Regionen mit Wasserunterschuss ($\leq 500 \text{ m}^3/\text{Person}\cdot\text{a}$) eingestuft. Dagegen gelten Teile Nord- und Südamerikas, Zentralafrikas, Nordeuropas, Nordasiens sowie Ostaustraliens als Regionen mit Wasserüberschuss ($\geq 10.000 \text{ m}^3/\text{Person}\cdot\text{a}$).

Abbildung 20 zeigt die prognostizierte Entwicklung des weltweiten Wasserbedarfes bis 2025. In dieser Darstellung zur Wasserbedarfsentwicklung wird nach Kontinenten unterschieden.

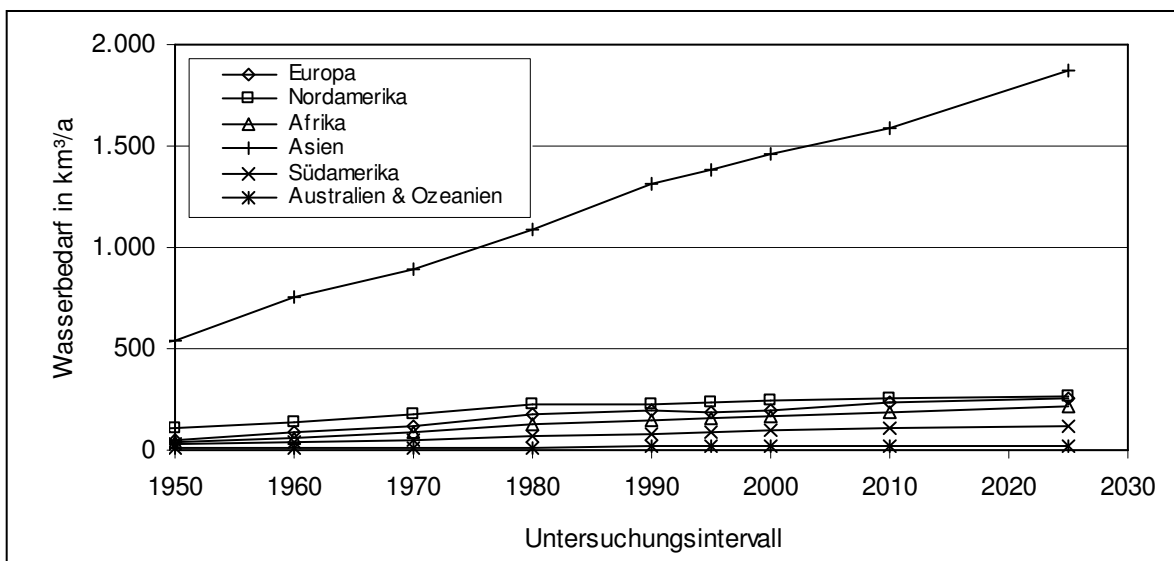


Abbildung 20: Wasserbedarfsentwicklung nach Kontinenten (Stand: 1995) [273].

An der weltweit installierten Kapazität von Wasserentsalzungsanlagen sind Meerwasserentsalzungsanlagen mit einem Anteil von 64,9 % (25,8 Mio. m³/d) beteiligt [275]. Der Ein-

satzschwerpunkt von Meerwasserentsalzungsanlagen ist nach Abbildung 21 im Mittleren Osten zu verzeichnen [271, 275].

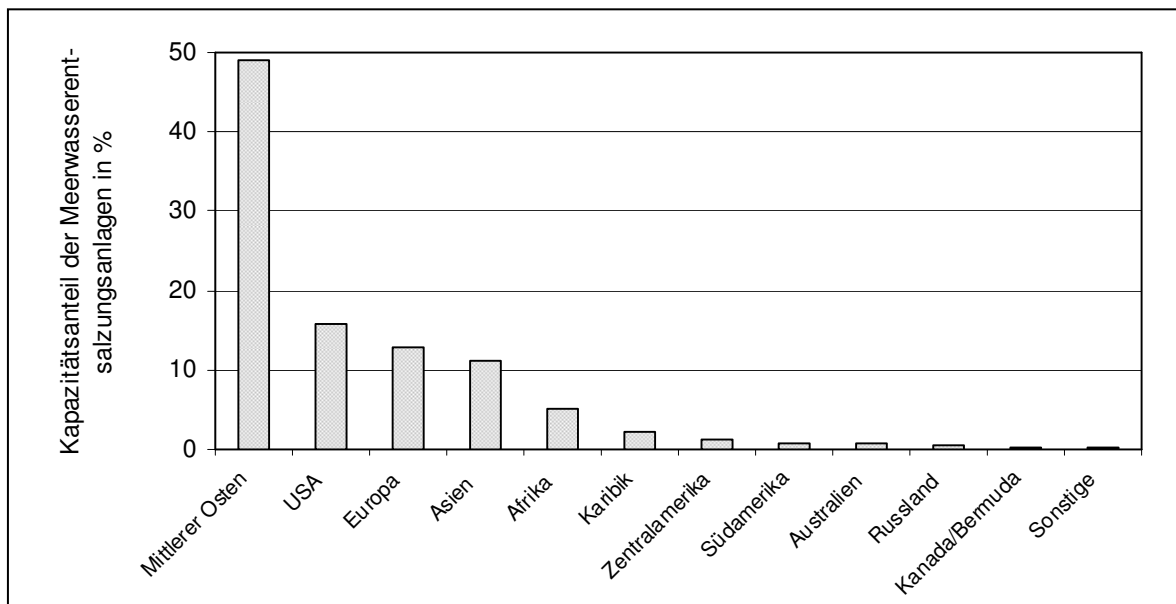


Abbildung 21: Anteile von Meerwasserentsalzungsanlagen nach Standort [271].

Merkmale und Entwicklungen von Meerwasserentsalzungsanlagen

Der Prozess der Meerwasserentsalzung setzt sich aus mehreren Verfahrensschritten zusammen. Abbildung 22 benennt diese Verfahrensschritte, die im Folgenden erläutert werden.

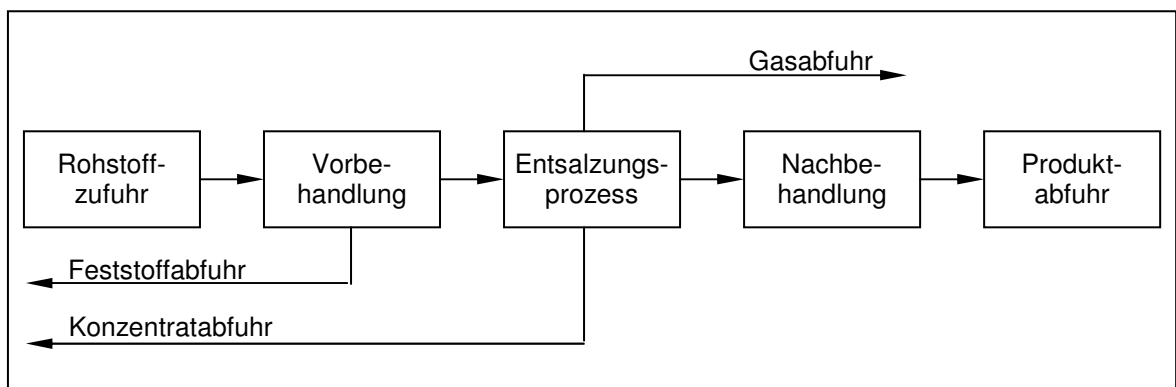


Abbildung 22: Verfahrensschritte der Meerwasserentsalzung nach [271].

Vorbehandlung: Durch die Vorbehandlung von Rohwässern sollen Effekte, wie Scaling, Fouling, Korrosion, Erosion und Plugging vermindert bzw. vermieden werden. Zu diesem Zweck werden verschiedene Maßnahmen nach Tabelle 2 angewendet.

Tabelle 2: Vorbehandlung von Rohwässern (Auswahl) nach [271, 296, 298, 318, 325].

Scaling (Anreicherung schwerlöslicher Salze)	Definition der Betriebstemperaturen Verwendung von „Antiscalants“ Einsatz kommerzieller „Inhibitoren“ Nanofiltration
Fouling (Anlagerung partikulärer, kolloidaler und biologischer oder organischer Materialien)	Desinfektionsmittel (Chlor)- und Biozideinsatz Ultraviolette bzw. Gamma-Bestrahlung Ölabscheidung
Korrosion (Oxidativer Zersetzungsprozess)	Nutzung von „Decarbonatoren“ und Entgasern Einsatz von „Opfer-Anoden“ (Ion Traps)
Erosion (Materialabtragung)	Verwendung von Filtern
Plugging (Verblockung von Poren)	Verwendung von Filtern Mikrofiltration/Ultrafiltration Nutzung der Sedimentationsbecken Einsatz von Zyklonabscheidern

Abbildung 23 zeigt ein Beispiel zur Vorbehandlung von Rohwässern für thermische Trennverfahren. Darin sind unterschiedliche Maßnahmen gemäß Tabelle 2 angeordnet.

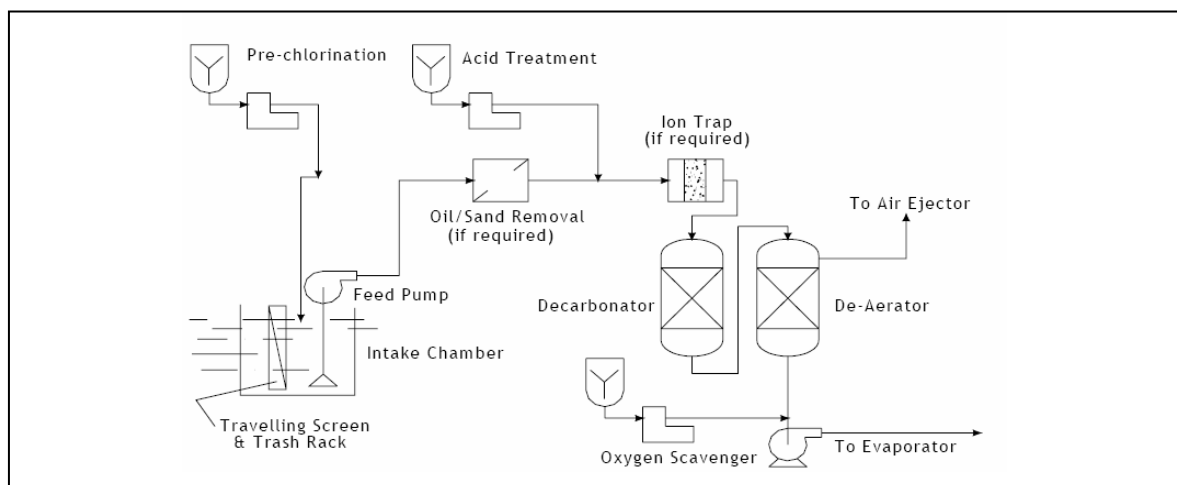


Abbildung 23: Beispiel zur Vorbehandlung von Rohwässern [271].

Entsalzungsprozess: Entsalzungsprozesse unterscheiden sich nach dem Verfahrensprinzip. Der Gruppe die thermischen Verfahren sind die mehrstufige Entspannungsverdampfung (MSF: Multi-Stage-Flash), die Mehrfacheffektdestillation (MED: Multi-Effect-Distillation) und die Dampfverdichtung (VC: Vapor Compression) zuzuordnen. Zur Gruppe der mechanischen Verfahren zählt die Umkehrosmose (RO: Reverse Osmosis). Ein Vergleich der weltweit installierten Anlagenkapazität verdeutlicht die Bedeutung der Verfahren MSF (77,3 %) und RO (13,3 %) [300]. Die Anteile der Verfahren MED und VC ergeben derzeit jeweils 4,6 % [300]. Die nachfolgenden Untersuchungen konzentrieren sich daher auf MSF- und RO-Anlagen.

MSF-Anlagen: Das Verfahren der mehrstufigen Entspannungsverdampfung wird seit den 1950er Jahren kommerziell angewendet und ist anhand der folgenden Merkmale zu beschreiben [277]: Nach der Vorbehandlung ist das Meerwasser stufenweise auf maximal 90-110 °C (Top Brine Temperature TBT) zu erwärmen [280, 322]. Anschließend wird das Meerwasser der ersten MSF-Stufe zugeführt (Abbildung 24-25). Durch den im Vergleich zum Dampfdruck geringeren Stufendruck erfolgt die teilweise Verdampfung des Meerwassers. Nach der Kondensation des Dampfes liegt Destillat mit einem Salzgehalt < 10 ppm TDS vor [320, 327]. Die Entspannungsverdampfung wird in den bis zu 30 folgenden Stufen fortgesetzt [299]. Heutige MSF-Anlagen - bestehend aus Werkstoffen, wie Messing-, Bronze- und Kupfer-Nickel-Legierungen sowie Stahl und Titan - weisen Kapazitäten zwischen 5.000 und 60.000 m³/d auf [271, 277, 299, 313-314, 317, 320, 332]. Sie werden im Allgemeinen für Rohwässer mit Salzgehalten zwischen 30.000 und 100.000 ppm TDS verwendet⁵⁾ [320]. Die mehrstufige Entspannungsverdampfung kann nach dem Durchlaufprinzip (Once-Through Design - Abbildung 24) oder nach dem Umwälzprinzip (Brine-Recirculation Design - Abbildung 25) gestaltet werden. Tabelle 3 benennt die Parameter beider Ausführungen. Aufgrund der Mischung von Sole/Meerwasser in der Brine-Recirculation Ausführung ergeben sich die im Vergleich zur Once-Through-Ausführung höheren Performance Ratios (Tabelle 3).

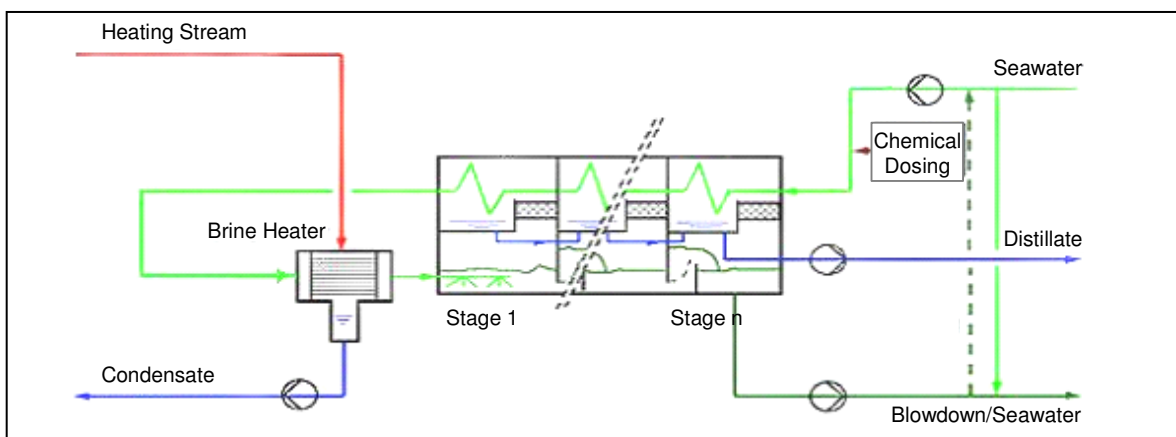


Abbildung 24: MSF-Anlage in Once-Through Design nach [279].

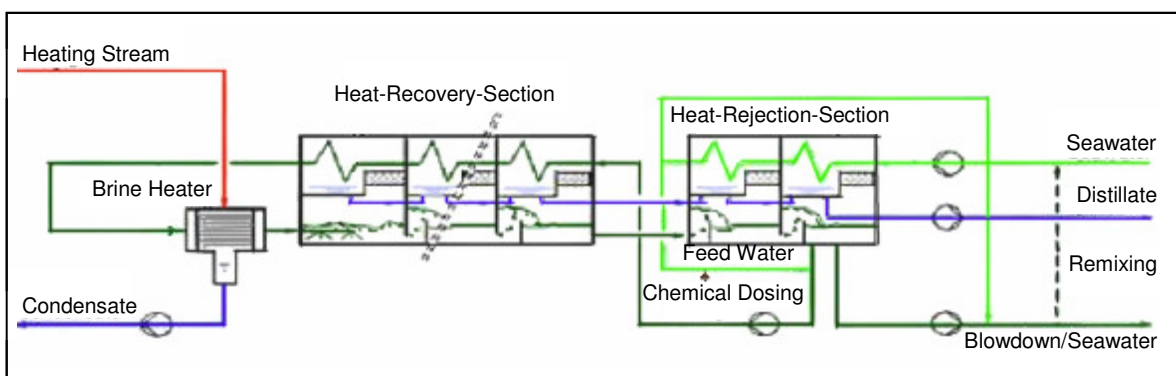


Abbildung 25: MSF-Anlage in Brine-Recirculation Design nach [279].

⁵⁾ Salzgehalte unterschiedlicher Wässer (Auswahl) im Vergleich [278]:

Ostsee:	7.000 ppm (TDS)	Mittelmeer:	38.000 ppm (TDS)
Rotes Meer:	41.000 ppm (TDS)	Arabischer Golf:	45.000 ppm (TDS)

Tabelle 3: Merkmale von MSF-Anlagen nach [267, 271, 276, 301, 303, 310, 323].

	Durchlaufprinzip (Once-Through Design)	Umwälzprinzip (Brine-Recirculation Design)
Betriebstemperatur	90 °C	110 °C
Performance Ratio ⁶⁾	3,44 - 4,30 kg/MJ	3,44 - 5,17 kg/MJ
Elektrischer Energiebedarf	3 - 5 kWh/m ³	3 - 5 kWh/m ³
Recovery Ratio ⁷⁾	10 - 15 %	10 - 20 %

RO-Anlagen: Das Verfahren der Umkehrosmose wurde zu Beginn der 1970er kommerziell eingeführt [280]. Es handelt sich um ein druckbetriebenes Trennverfahren (Abbildung 26). Der Betriebsdruck variiert mit dem Salzgehalt des Meerwassers zwischen 50-80 bar [267, 278, 307]. Die Trennung erfolgt an semipermeablen Celluloseacetat-, Polyamid- oder Komposit-Membranen [296, 326, 332]. Diese können nach den Abbildungen 27-28 unterschiedliche Schaltungsvarianten aufweisen. Heutige Umkehrosmoseanlagen sind mit einer Kapazität zwischen 1 und 10.900 m³/d verfügbar und für Wässer mit Salzgehalten zwischen 1.000 und 45.000 ppm (TDS) geeignet [320]. Das Produktwasser (Salzgehalt ≤ 500 ppm (TDS)) ist nach WHO-Klassifikation der „International Standards for Drinking Water“ als Trinkwasser verwendbar [267, 278, 320]. Weitere Merkmale dieser Anlagen fasst Tabelle 4 zusammen.

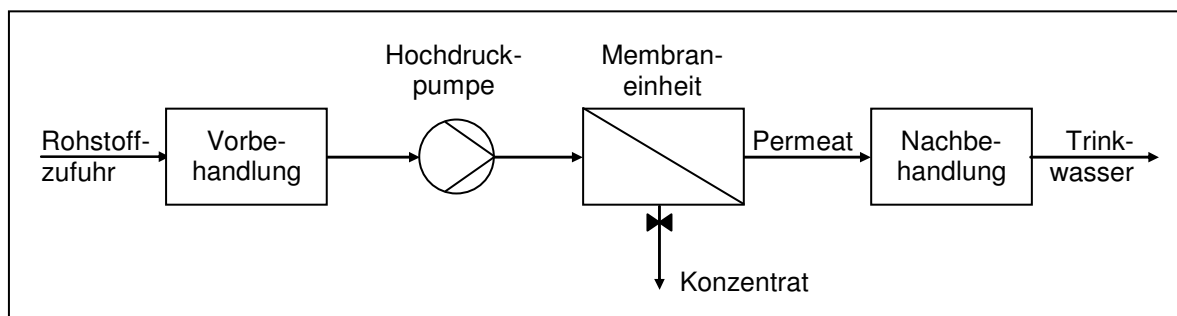


Abbildung 26: Reverse-Osmosis-Anlage (RO) nach [271, 286].

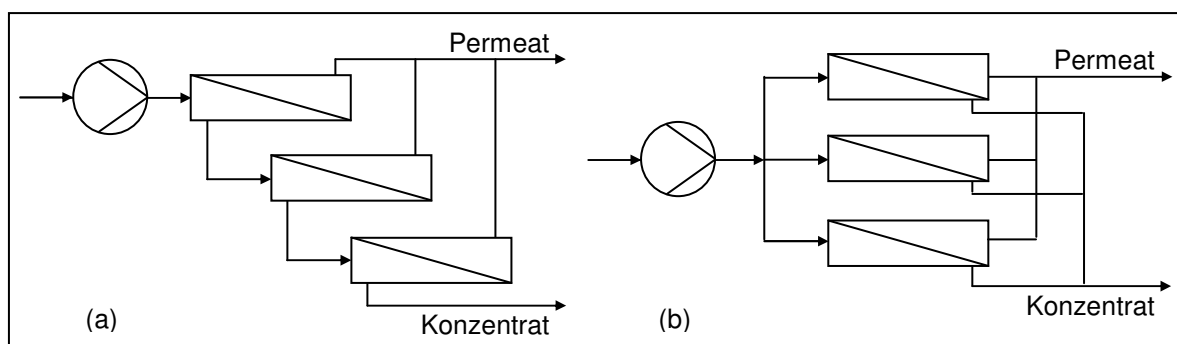


Abbildung 27: Membranen in Reihenschaltung (a) und Parallelschaltung (b) nach [281].

⁶⁾ Das „Performance Ratio“ ist die Produktmenge (Destillat) bezogen auf die Verdampfungsenthalpie $r = 2326$ kJ/kg eines Kilogramms Prozessdampf.

⁷⁾ Das Recovery Ratio errechnet sich aus dem Verhältnis von Produkt- und Rohstoffmenge.

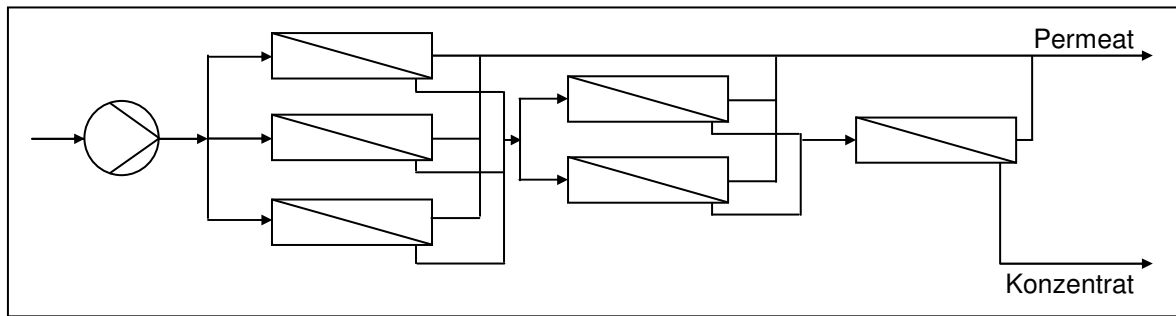


Abbildung 28: Tannenbaumschaltung von Membraneinheiten nach [281, 311].

Tabelle 4: Merkmale von RO-Anlagen nach [267, 271, 293-294, 300, 303].

Betriebstemperatur	< 45 °C
Thermischer Energiebedarf	0 MJ/m ³
Elektrischer Energiebedarf ⁸⁾	5 - 8 kWh/m ³
Recovery Ratio	20 - 60 %

MSF-RO-Kombinationen: Ein Schwerpunkt aktueller Untersuchungen ist die Kombination unterschiedlicher Entsalzungsprozesse [30, 276, 291, 297, 301-304, 308, 315, 316, 321, 332]. Die Motivation für die Verknüpfung von Entsalzungsprozessen ist in der bedarfsgerechten Anpassung des Power-to-Water-Ratios (PWR)⁹⁾ und den erzielbaren Kosteneinsparungen zu sehen. Die Kosteneinsparungen von $\leq 15\%$ ergeben sich nach [291, 295, 303-304] aus der gemeinsamen Nutzung der Anlageneinrichtungen und der Infrastruktur.

In [30, 276, 282-284, 289, 302-304, 321, 324] werden Parallel- und Reihenschaltung sowie die integrierte Schaltung von MSF- und RO-Anlage diskutiert. Danach ist vor allem die Parallelschaltung von MSF- und RO-Anlage (Abbildung 29) für den praktischen Einsatz relevant. Parallelgeschaltete MSF-RO-Anlagen sind derzeit u. a. in Jubail und Madina-Yanbu (Saudi Arabien) in Betrieb [303].

⁸⁾ Diese Werte beziehen sich auf RO-Anlagen ohne Energy-Recovery-Einheiten, wie Pelton-turbinen und Druckübertrager [278, 287, 292, 305, 306, 312, 329]. Nach [300, 307, 309] verringert sich der elektrische Energiebedarf mit dem Einsatz von Energy-Recovery-Einheiten bis zu 40 % (Pelton-turbine) bzw. 65 % (Druckübertrager).

⁹⁾ Kraftwerksprozesse mit gekoppelten Entsalzungsanlagen sind anhand des Power-to-Water-Ratios zu charakterisieren. Das Power-to-Water-Ratio ist das Verhältnis zwischen der bereitgestellten elektrischen Leistung und der Menge des Produktwassers. Das Power-to-Water-Ratio der Bereitstellung ist dem des Bedarfs anzupassen. Beispielhaft werden nachfolgend bedarfsseitige Power-to-Water-Ratios ausgewählter Standorte benannt [302]:

Abu Dhabi: 0,86E-03 - 3,13E-03 MW/(m³/d) Kuwait: 1,36E-03 - 7,04E-03 MW/(m³/d)
 Bahrain: 0,63E-03 - 2,86E-03 MW/(m³/d)

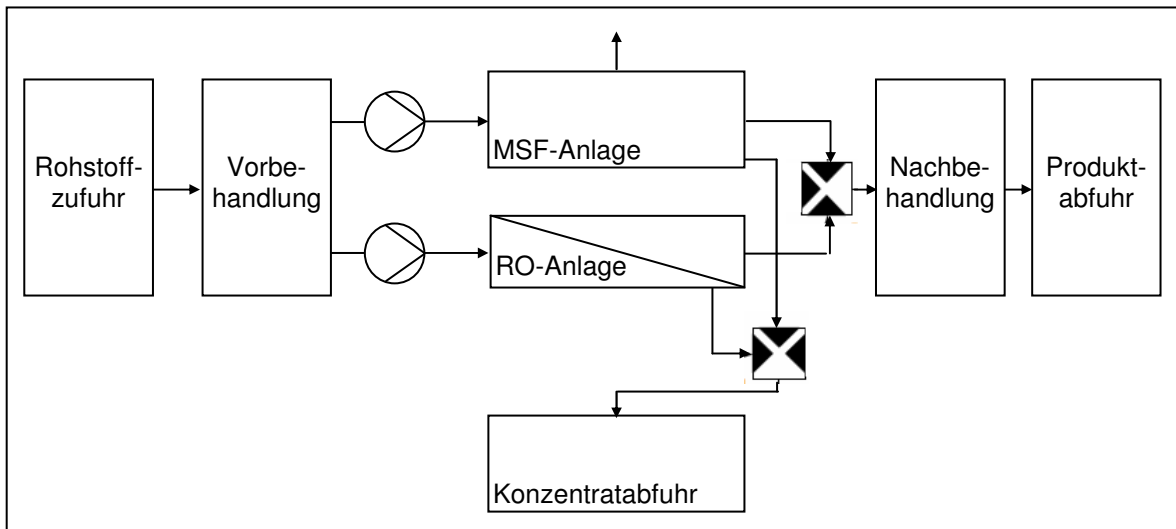


Abbildung 29: Parallelschaltung von MSF- und RO-Anlage nach [282-284].

Begrenzend für den Einsatz der Reihenschaltung sind Faktoren, wie die Kesselsteinbildung (MSF-Anlage) sowie der zulässige Rohstoffsalzgehalt (RO-Anlage) [303, 330, 334]. Die Verwendung integrierter Schaltungen ist aufgrund des Temperaturbereiches der RO-Membranen und deren Empfindlichkeit gegenüber Schwermetallen und Oxidationsmitteln beschränkt [303, 335].

Nachbehandlung: In Abhängigkeit vom Verwendungszweck ist das Produktwasser der mehrstufigen Entspannungsverdampfung gegebenenfalls zu remineralisieren. Weitere Maßnahmen zur Nachbehandlung der Produktwässer dienen vor allem der Desinfektion und Stabilisierung. Zur Desinfektion der Wässer werden im Allgemeinen UV-Strahlung, Ozon und Chlorverbindungen, wie Natrium- und Calciumhypochlorid, Monochloramin und Chlordioxid verwendet [271]. Die Stabilisierung der Wässer erfolgt durch den Eintrag von Calcium und Hydrogencarbonaten. Zu diesem Zweck kann das Produktwasser mit Chemikalien, wie Calciumoxid, Calciumhydroxid und Natriumhydrogencarbonat versetzt oder mit Brackwasser vermischt werden [271]. Die nachbehandelte Wässer sollten pH-Werte zwischen 8-9 und Härtegrade $\geq 2,24$ °dH aufweisen [271].

Aktuelle Entwicklungen: Neben den Untersuchungen zu hybriden Entsalzungsprozessen sind im Bereich der Forschung und Entwicklung weitere Schwerpunkte identifizierbar, wie [277-278, 296, 319, 332]:

- Weiterentwicklung von Entspannungsstufen/chemisch stabiler Membranen,
- Analysen von Kesselstein-, Korrosions-, Schaumbildungs- und Foulingprozessen,
- Optimierung der Betriebsstrategien, Prozesssteuerung und Messtechnik,
- Verringerung des Energiebedarfs zur Meerwasserentsalzung,
- Untersuchungen zur Soleaufbereitung/-entsorgung.

Nachfolgend werden die wirtschaftlichen Merkmale der beschriebenen Meerwasserentsalzungsanlagen exemplarisch dargestellt. Die spezifischen Investitionskosten von MSF- und RO-Anlagen werden in den Abbildungen 30 und 31 gezeigt.

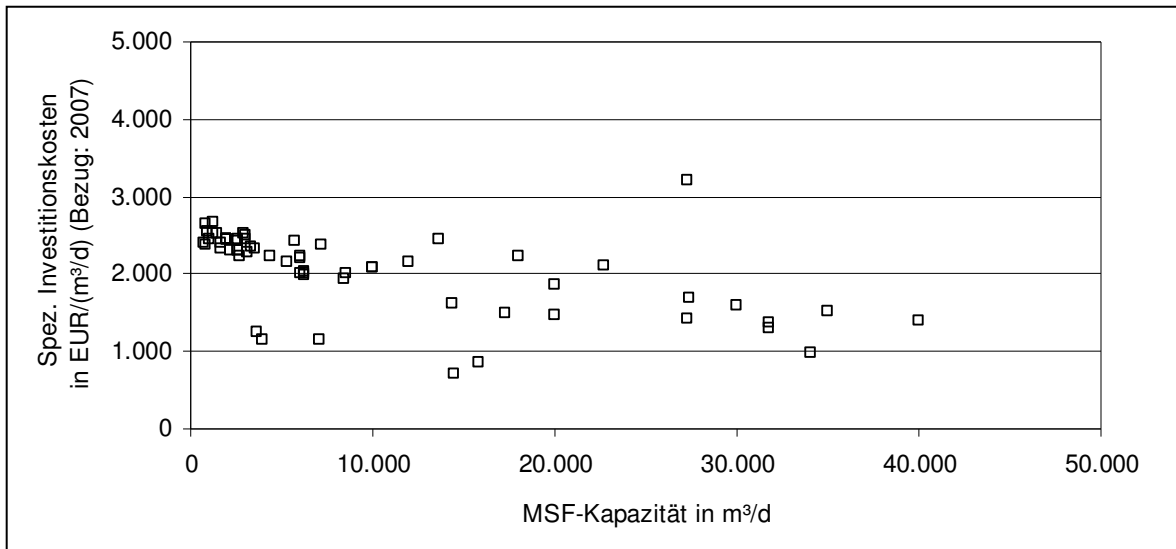


Abbildung 30: Spezifische Investitionskosten von MSF-Anlagen nach [15, 331].

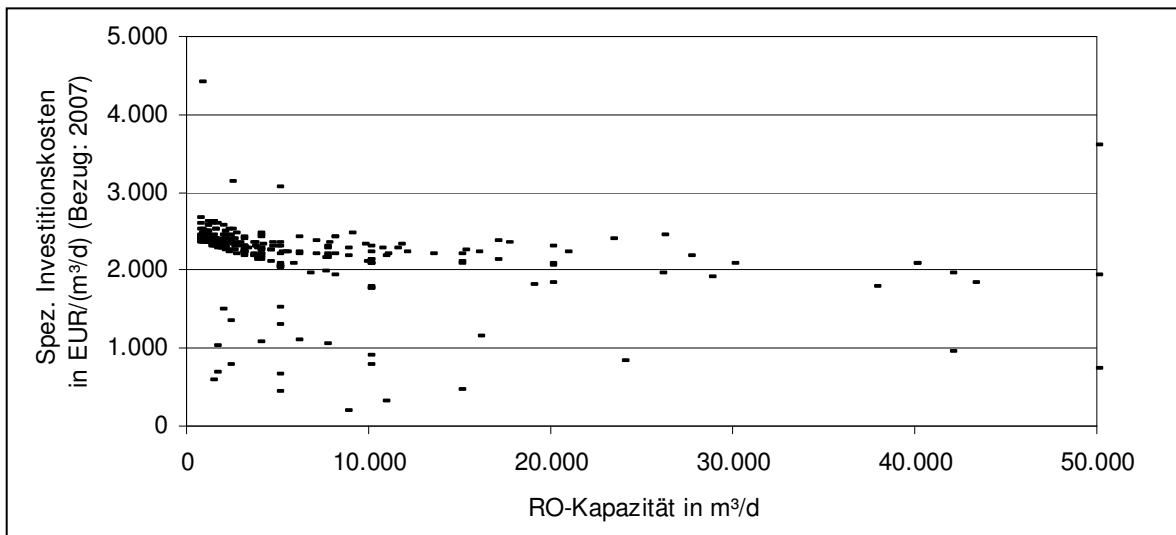
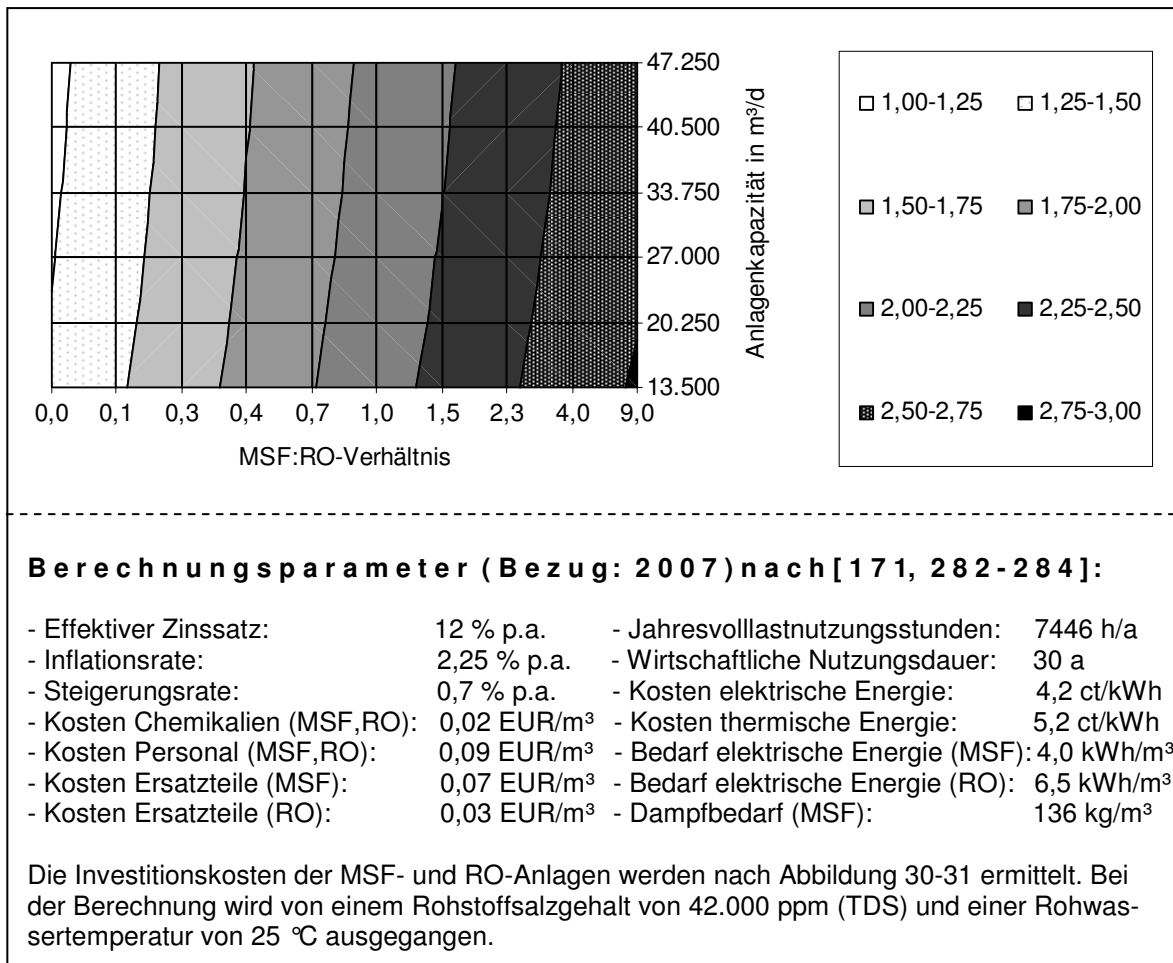


Abbildung 31: Spezifische Investitionskosten von RO-Anlagen nach [15, 331].

In den Abbildungen 30 und 31 ist der Zusammenhang zwischen der Anlagenkapazität und den spezifischen Investitionskosten zu ersehen. Inwieweit das MSF:RO-Verhältnis für die Produktkosten einer parallel geschalteter Entsalzungsanlage von Bedeutung ist, demonstriert Abbildung 32. Danach variieren die Produktkosten zwischen 1,00 und 3,00 EUR/m³.

Abbildung 32: Produktkosten in EUR/m³ nach MSF:RO-Verhältnis und Anlagenkapazität.

2.2 Grundlagen der Thermo- bzw. Exergoökonomie

Die thermo- bzw. exergoökonomische Betrachtungsweise zeichnet sich durch eine Kombination der Exergie- und Wirtschaftlichkeitsanalyse aus. Sie ermöglicht eine exergiebasierte Kostenzuordnung zu Koppelprodukten - unabhängig von deren Marktwert - und wird als Analyse- und Bewertungswerkzeug verwendet, u. a. für Kraftwerke und Wärmeübertragernetzwerke [2-4, 10-12, 20, 46], chemische sowie verfahrenstechnische Anlagen [21-24], Brennstoffzellen und Brennstoffzellen-Gasturbinen-Kombinationen [42-45], Bioenergie-Anlagen, Wärmepumpen und kältetechnische Anlagen [25-27, 37-41] sowie Meerwasserentsalzungsanlagen [28, 30-36, 55].

Erweiterungen bzw. Weiterentwicklungen der thermo- bzw. exergoökonomischen Betrachtungsweise sind die exergoökologischen und exergosozialen Verfahren, bei denen Umweltwirkungen und deren Sozialkosten berücksichtigt werden [9, 51, 60].

Den Gegenstand der nachfolgenden Darstellungen bildet die thermo- bzw. exergoökonomische Betrachtungsweise, deren Merkmale und Terminologie in Abschnitt 2.2.1 und Abschnitt 2.2.2 erläutert werden. Die Verfasserin stützt sich dabei im Wesentlichen auf die Ausführungen von [8, 29].

2.2.1 Thermo- bzw. exergoökonomische Analyse

Thermo- bzw. exergoökonomische Analysen dienen neben der Kostenzuordnung der Darstellung von Kostenformierungsprozessen, der finanziellen Bewertung der Exergievernichtung/-verluste sowie dem Vergleich technischer Alternativen [19, 48, 50, 53, 62-64, 67].

Thermo- bzw. exergoökonomische Analysen erfordern eine Exergie- und Wirtschaftlichkeitsanalyse auf Komponentenebene, deren Ergebnisse zu kombinieren sind.

Exergieanalyse auf Komponentenebene

Die thermodynamischen Verluste einer Anlage können durch Exergieanalysen nach Ort, Betrag und Ursache charakterisiert werden [48, 63, 65]. Sie ergeben sich anteilig aus der Exergievernichtung (Exergy Destruction) und dem Exergieverlust (Exergy Loss).

Die Exergievernichtung innerhalb einer Komponente/Anlage beruht auf Irreversibilitäten, u. a. infolge chemischer Reaktionen, Wärmeübertragung, Reibung oder Mischung von Stoffströmen unterschiedlicher Temperatur, Drücke oder chemischer Zusammensetzung. Die Berechnung des Exergievernichtungsstromes erfolgt nach Gleichung 1.

$$\dot{E}_D = T_U \cdot \dot{S}_{irr} \quad (\text{Gl. 1})$$

Der Exergieverluststrom einer Komponente/Anlage ist der Exergiestrom an die Umgebung. Er errechnet sich aus dem exergetischen Aufwand- und Nutzenstrom und dem Exergievernichtungsstrom.

$$\dot{E}_L = \dot{E}_F - \dot{E}_P - \dot{E}_D \quad (\text{Gl. 2})$$

Die Berechnungsgleichungen des exergetischen Aufwand- und Nutzenstroms ausgewählter Komponenten fasst Tabelle A-2 (Anhang) zusammen.

Festlegung: Die Systemgrenze der Komponenten/Anlage wird im Folgenden grundsätzlich so definiert, dass Wärmeströme die Systemgrenze stets bei Umgebungstemperatur überschreiten. Damit ist der Wert der Exergieverluste durch den thermischen Energietransport an die Umgebung Null.

Als zusätzliche Kenngröße zur Charakterisierung einer Komponente/Anlage wird der exergetische Wirkungsgrad nach Gleichung 3 verwendet.

$$\varepsilon = \frac{\dot{E}_P}{\dot{E}_F} = 1 - \frac{\dot{E}_D + \dot{E}_L}{\dot{E}_F} \quad (\text{Gl. 3})$$

Wirtschaftlichkeitsanalyse auf Komponentenebene

Zur Wirtschaftlichkeitsanalyse werden Ansätze des dynamischen TRR-Verfahrens (Total Revenue Requirement) verwendet. Das TRR-Verfahren zur Berechnung der Produktkosten veranschaulicht Abbildung 33.

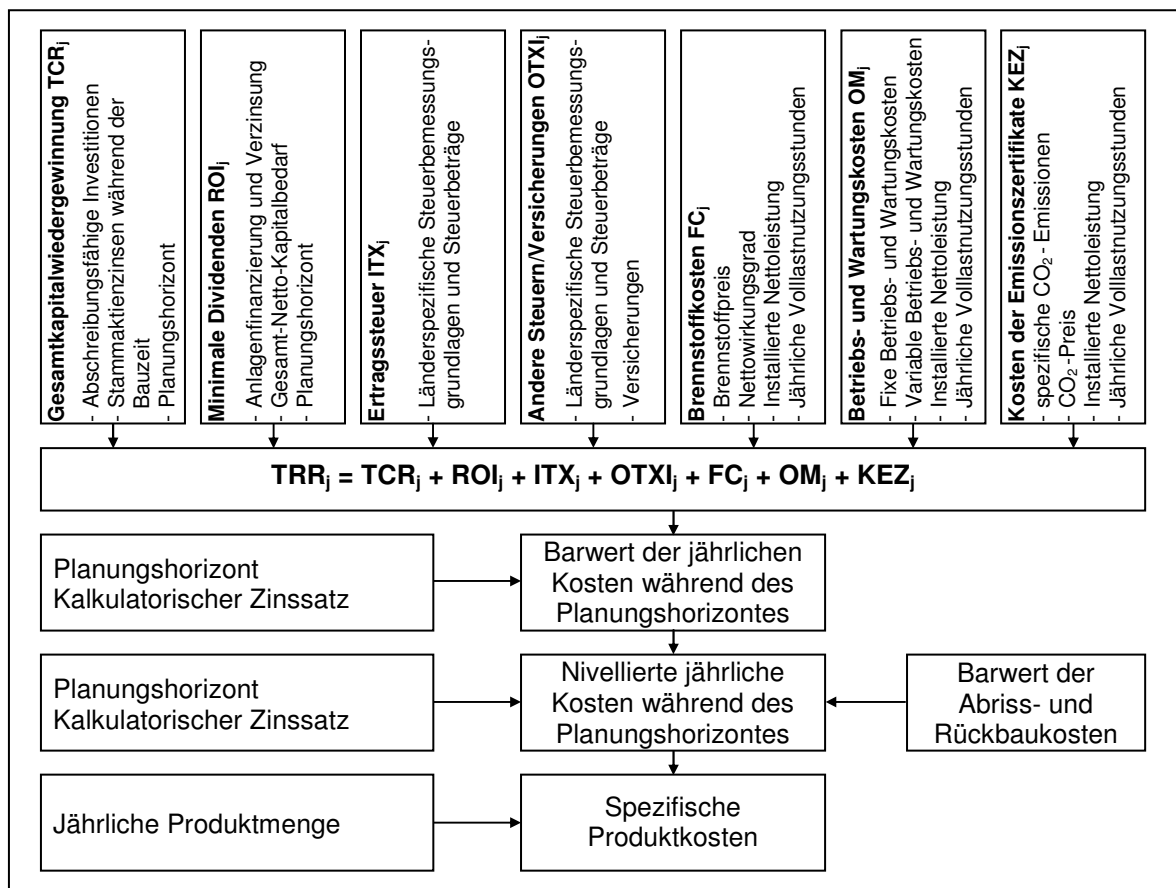


Abbildung 33: Berechnung der Produktkosten nach TRR-Verfahren nach [8, 76, 171].

Ausgehend von der Gesamtkapitalwiedergewinnung (TCR_j), den minimalen Dividenden (ROI_j), der Ertragssteuer (ITX_j), den anderen Steuern und Versicherungen (OTX_j), den Brennstoffkosten (FC_j), den Betriebs- und Wartungskosten (OM_j) sowie den Kosten der Emissionszertifikate (KEZ_j) sind nach Abbildung 33 die jährlichen erforderlichen Gesamteinnahmen (TRR_j) zu ermitteln. Auf dieser Basis sind der Barwert und die nivellierten Kosten während des Planungshorizontes sowie die durchschnittlichen exergiebezogenen Produktkosten berechenbar. Neben den Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsanalyse werden die genannten Positionen im Folgenden erläutert.

Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsanalyse: Zur Wirtschaftlichkeitsanalyse werden die finanzmathematischen Beziehungen des Barwerts P (Gleichung 4), des Annuitätsfaktors für kapitalgebundene Kosten CRF (Gleichung 5) und des Nivellierungsfaktors für bedarfs- und betriebsgebundene Kosten $CELLF$ (Gleichung 6) verwendet [53, 154]:

$$P = \frac{F}{(1 + i_{\text{eff}})^n} \quad (\text{Gl. 4})$$

$$CRF = \frac{i_{\text{eff}} \cdot (1 + i_{\text{eff}})^n}{(1 + i_{\text{eff}})^n - 1} \quad (\text{Gl. 5})$$

$$CELF = \frac{k \cdot (1 - k^n)}{(1 - k)} \cdot CRF \quad (\text{Gl. 6})$$

$$\text{mit } k = \frac{(1 + r_n)}{(1 + i_{\text{eff}})} = \frac{(1 + r_r) \cdot (1 + r_i)}{(1 + i_{\text{eff}})} \quad (\text{Gl. 7})$$

Gesamtkapitalwiedergewinnung: Während der Nutzungsdauer n einer Anlage errechnet sich die Gesamtkapitalwiedergewinnung (TCR) aus den abschreibungsfähigen Investitionen (TDI) und den Zinsen der Stammaktien während der Bauzeit (CEAF) nach [8]:

$$TCR_j = \frac{TDI_j}{n} + \frac{CEAF_j}{n} \quad (\text{Gl. 8})$$

Tabelle 5 zeigt eine Übersicht der abschreibungsfähigen Investitionen und typische Richtwerte, die in Abhängigkeit der Kosten der Anlagenkomponenten (PEC) angegeben sind. Die Kosten der Anlagenkomponenten sind anhand der Kostenfunktionen in Tabelle A-1 (Anhang) ermittelbar. Voraussetzung zur Anwendung dieser Kostenfunktionen ist ein einheitlicher zeitlicher Bezug. Gleichung 9 ermöglicht die Anpassung des zeitlichen Bezuges, wobei die Kosten der Anlagenkomponenten PEC und die Kostenindizes I zu den Zeitpunkten G und Z betrachtet werden [157, 204, 210]. Die Kostenindizes I der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte fasst [15] zusammen.

$$PEC_Z = PEC_G \cdot \left(\frac{I_Z}{I_G} \right) \quad (\text{Gl. 9})$$

Tabelle 5: Richtwerte abschreibungsfähiger Investitionen nach [8, 76, 95, 154, 157].

Abschreibungsfähige Investitionen	% der Kosten der Anlagenkomponenten
I: Fixe Kapitalkosten	
A: Direkte Kosten	
Kosten der Anlagenkomponenten	100 %
Installation der Anlagenkomponenten	20 - 90 %
Rohrleitungen	10 - 70 %
Mess- und Regelungstechnik	6 - 40 %
Elektrische Ausrüstung und Material	10 - 15 %
Bau und Architektur	15 - 90 %
Hilfseinrichtungen	30 - 100 %

Fortsetzung Tabelle 5: Richtwerte abschreibungsfähiger Investitionen nach [8, 76, 95, 154, 157].

Abschreibungsfähige Investitionen	% der Kosten der Anlagenkomponenten
I: Fixe Kapitalkosten B: Indirekte Kosten	
Ingenieurleistung und Überwachung	25 - 75 %
Baustelleneinrichtung, etc.	-
Unvorhergesehenes	-
II: Sonstige Kosten	
Erstinbetriebnahme	-
Lizenzgebühren, etc.	-
Zinsen während der Bauzeit (ohne Stammaktien)	-

Minimale Dividenden: Die Finanzierung von Anlagen ist über Darlehen, Vorzugsaktien, Stammaktien und/oder Eigenkapital möglich. Für jede Finanzierungsart sind innerhalb der Nutzungsdauer n Bilanzen (BBY) zu erstellen. Die Bilanzen des ersten und j -ten Jahres der Nutzungsdauer werden in Gleichung 10 und 11 beschrieben. Dabei stellt f_x den Anteil der x -ten Finanzierungsart am Gesamt-Netto-Kapitalbedarf (TNI) zu Beginn der Nutzungsdauer dar. Der Gesamt-Netto-Kapitalbedarf errechnet sich aus dem Gesamtkapitalbedarf - bestehend aus abschreibungsfähigen und nicht-abschreibungsfähigen Investitionen - abzüglich eventueller Steueranrechnungen für Investitionen nach [8]:

$$BBY_{1,x} = f_x \cdot TNI \quad (\text{Gl. 10})$$

$$BBY_{j,x} = BBY_{j-1,x} - \frac{BBY_{1,x}}{n} \quad (\text{Gl. 11})$$

Zur Berechnung der jährlichen minimalen Dividenden der x -ten Finanzierungsart werden die jeweiligen Bilanz $BBY_{j,x}$ und der nominale kalkulatorische Zinssatz $i_{n,x}$ berücksichtigt.

$$ROI_{j,x} = BBY_{j,x} \cdot i_{n,x} \quad (\text{Gl. 12})$$

Ertragssteuer: Zur Berechnung der Ertragssteuer ITX_j sind die länderspezifischen Bemessungsgrundlagen und Steuerbeträge entsprechend zu berücksichtigen. In der Literatur [171] wird die jährliche Steuerlast - unabhängig vom Kraftwerkstyp - mit 2,3 % der jeweiligen Investitionskosten angegeben.

Andere Steuern und Versicherungen: Die Position OTX_j umfasst andere Steuern und Versicherungen. Auch zur Berechnung dieser Steuern sind die spezifischen Merkmale zu beachten. Die jährlichen Versicherungskosten fossiler Kraftwerke werden in der Literatur [76, 171] mit 0,25 - 1,0 % der Investitionskosten angegeben.

Brennstoffkosten: Die Berechnung der Brennstoffkosten FC_j wird im Folgenden auf der Basis der spezifischen Brennstoffkosten, der Brennstoffleistung und der Jahresnutzungsdauer nach [61, 154, 155] berechnet.

Betriebs- und Wartungskosten: Im Rahmen der Untersuchungen werden die Betriebs- und Wartungskosten OM_j der Kraftwerksprozesse nach [171] bestimmt.

Kosten der Emissionszertifikate: Die Grundlage der nachfolgenden Untersuchungen sind Kosten der europäischen Emissionszertifikate nach [87].

Berechnung der Produktkosten: Zur Berechnung der Produktkosten sind zunächst die Barwerte der jährlichen erforderlichen Gesamteinnahmen zu nivellieren (Gleichung 13) [8].

$$TRR_L = CRF \sum_{z=1}^n \frac{TRR_j}{(1 + i_{\text{eff}})^z} \quad (\text{Gl. 13})$$

Zusätzlich ist der nivellierte Barwert der Abriss- und Rückbaukosten zu berücksichtigen. Nach [171] sind für den Abriss und Rückbau fossiler Kraftwerke bis zu 50 EUR/kW elektrischer Leistung zu veranschlagen. Ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb setzt voraus, dass mindestens die nivellierten jährlichen erforderlichen Gesamteinnahmen einschließlich der Abriss- und Rückbaukosten durch den Verkauf der Produkte erzielt werden. Die jeweiligen Produktkosten errechnen sich unter Berücksichtigung der entsprechenden Exergieanteile.

Kombination von Exergie- und Wirtschaftlichkeitsanalyse

Zur Berechnung der Kosten der Exergieströme werden die Ergebnisse der Exergie- und Wirtschaftlichkeitsanalyse gemäß Gleichung 14 kombiniert [29].

$$\dot{C}_j = c_j \cdot \dot{E}_j = c_j \cdot \dot{m}_j \cdot e_j \quad (\text{Gl. 14})$$

Abbildung 34 charakterisiert eine ausgewählte Komponente k anhand ihrer Kostenströme.

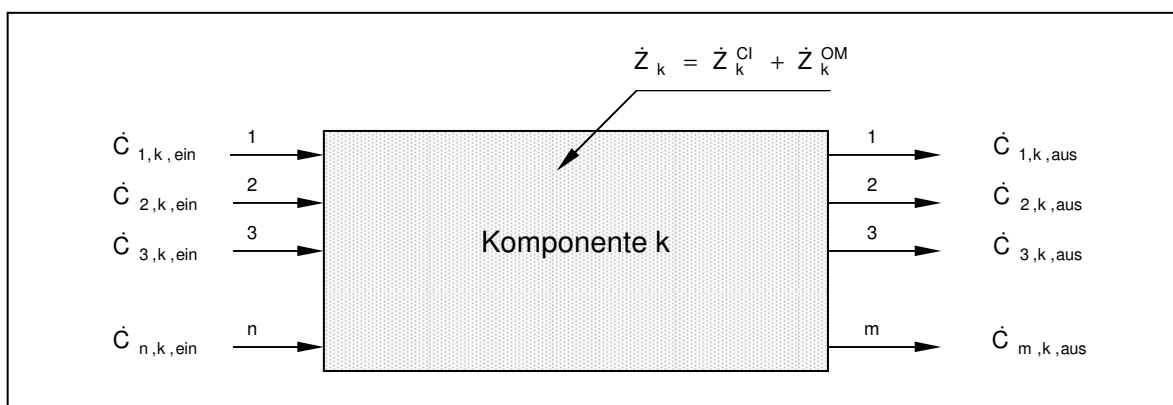


Abbildung 34: Kostenbilanz der k -ten Komponente nach [29].

Die Kostenbilanz dieser Komponente k wird in Gleichung 15 und 16 formuliert.

$$\sum_{j=1}^n \dot{C}_{j,k,\text{ein}} + \dot{Z}_k^{\text{Cl}} + \dot{Z}_k^{\text{OM}} = \sum_{j=1}^m \dot{C}_{j,k,\text{aus}} \quad (\text{Gl. 15})$$

$$\sum_{j=1}^n (c_j \cdot \dot{E}_j)_{k,\text{ein}} + \dot{Z}_k^{\text{Cl}} + \dot{Z}_k^{\text{OM}} = \sum_{j=1}^m (c_j \cdot \dot{E}_j)_{k,\text{aus}} \quad (\text{Gl. 16})$$

Die n eintretenden Kostenströme der Komponente k sind im Allgemeinen durch die Komponente $(k-1)$ bestimmt oder extern festgelegt, vgl. spezifische Brennstoffkosten. Bestandteil der Kostenbilanz der Komponente k sind ferner die nivellierten kapitalgebundenen Kosten (Gleichung 17) und die nivellierten Betriebs- und Wartungskosten (Gleichung 18) nach [29]:

$$\dot{Z}_k^{\text{Cl}} = \frac{(\text{TRR}_L - \text{FC}_L - \text{OM}_L)}{(\tau \cdot 8760)} \frac{\text{PEC}_k}{\sum_k \text{PEC}_k} \quad (\text{Gl. 17})$$

$$\dot{Z}_k^{\text{OM}} = \frac{\text{OM}_L}{(\tau \cdot 8760)} \frac{\text{PEC}_k}{\sum_k \text{PEC}_k} \quad (\text{Gl. 18})$$

Damit errechnen sich die Kosten der m austretenden Exergieströme entsprechend Gleichung 15 bzw. 16. Für Komponenten mit $m > 1$ austretenden Exergieströmen sind $(m-1)$ Hilfsbeziehungen zur Berechnung der Kostenströme zu erstellen [2, 8, 29]. Tabelle A-3 (Anhang) fasst die Hilfsbeziehungen ausgewählter Anlagenkomponenten zusammen. Weitere Hinweise zu Hilfsbeziehungen liegen in [49] vor.

2.2.2 Thermo- bzw. exergoökonomische Bewertung

Bei der thermo- bzw. exergoökonomischen Bewertung sind Ursache(n), Umfang und Art von Kostensteigerungen zu betrachten, um Ansätze zur Modifikation der Prozessparameter und/oder der Anlagenstruktur abzuleiten. Die Bewertung der Ursache(n) der Kostensteigerungen ist nach qualitativen und/oder quantitativen Kriterien möglich. Der Umfang und die Art der Kostensteigerungen sind nach quantitativen Kriterien zu bewerten.

Zur qualitativen Bewertung werden prinzipielle und prozessspezifische Richtlinien (heuristische Regeln) verwendet. In Anlehnung an [48] werden die nachfolgenden Beispiele genannt:

Prinzipielle Richtlinie: Komponenten und/oder Teilprozesse mit hohen thermodynamischen Verlusten bzw. hohen Investitionskosten sind zu identifizieren und bezüglich ihrer Entwicklungspotenziale zu bewerten.

Prozessspezifische Richtlinie: Chemische Reaktionen und Verbrennungsprozesse sind hinsichtlich Vorwärmung und Luftüberschuss zu bewerten.

Zur quantitativen Bewertung werden unterschiedliche Kenngrößen verwendet. Diese Kenngrößen setzen im Allgemeinen thermodynamische und wirtschaftliche Merkmale in Beziehung. Die entsprechenden Kenngrößen werden nachfolgend in Zusammenhang mit den jeweiligen Optimierungsmethoden diskutiert.

2.2.3 Verfügbare Software

Zur thermo- bzw. exergoökonomischen Analyse und Bewertung einer Energieumwandlungsanlage ist zunächst eine thermodynamische Simulation erforderlich. Nach [16] sind dazu unterschiedliche kommerzielle Softwares verfügbar, z. B. Aspen Plus, Cycle Tempo, Epsilon, GateCycle, GT PRO - GT MASTER - PEACE, IPSEpro, KPRO, MASSBAL, PEPSE - PEPSE GT, Proates, Prosim, STEAM PRO - STEAM MASTER, Thermoflex, Th-Excel oder WÄSCHERE. Diese Programme werden in [16] nach den Kriterien Anwendung, Eigenschaften, Handhabung, Dienstleistungen der Programmhersteller/Vertreiber, Systemvoraussetzungen, Programmier-, Daten-, Geometrie- und Grafikschnittstellen, allgemeine Produktinformationen, Preis der Software, Lizenzbedingungen, Laufzeitbegrenzung und Aufwärtskompatibilität verglichen.

Die thermo- bzw. exergoökonomische Analyse und Bewertung kann in Einzelschritten (Abschnitt 2.2.1-2.2.2) erfolgen. Zu diesem Zweck werden Programme, wie COSTS, EES, GATEX, MATLAB und MS EXCEL verwendet [2, 86, 89]. Komplette Programme/Module zur thermo- bzw. exergoökonomischen Analyse und Bewertung liegen, u. a. mit CEV (Calculation of Exergoeconomic Variables), TEMP (ThermoEconomic Modular Program) und TAESS (Thermoeconomic Analysis of Energy Systems Software) vor [2, 5, 47].

2.3 Bekannte Optimierungsmethoden

Im Folgenden werden zwei bekannte thermo- bzw. exergoökonomische Methoden zur iterativen Optimierung der Auslegungsparameter von Kraftwerksprozessen vorgestellt. Im Einzelnen handelt es sich um die Quadranten- bzw. Matrix-Methode (Abschnitt 2.3.1) und die thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen-Methode (Abschnitt 2.3.2). Bei der Darstellung wird insbesondere auf die Verfahrensweise zur Festlegung der Auswahl, der Reihenfolge, der Richtung und des Umfanges der Komponenten/Parametervariationen eingegangen. Die Zielfunktion der Optimierung ist in beiden Fällen die Minimierung der Produktkosten der entsprechenden Kraftwerksprozesse. Daher werden nachfolgend zur Bewertung der Optimierungsergebnisse die jeweiligen Produktkosten (Zielfunktionswert) betrachtet.

2.3.1 Quadranten- bzw. Matrix-Methode

Die Quadranten- bzw. Matrix-Methode geht im Wesentlichen auf Ogriseck und Meyer [341] zurück. Zur Minimierung der Produktkosten sind bei der Quadranten- bzw. Matrix-Methode die Anteile der Exergievernichtung $(\dot{E}_{D,k})/(\dot{E}_{D,k})_{\max}$ und der spezifischen Kosten $(\dot{Z}_k / \dot{E}_{D,k})/(\dot{Z}_k / \dot{E}_{D,k})_{\max}$ der Komponenten einer Anlage zu untersuchen. Entsprechend dieser Anteile sind die Komponenten den Quadranten einer Matrix zuzuordnen. Abbildung 35 zeigt eine Beispielmatrix mit vier Quadranten.

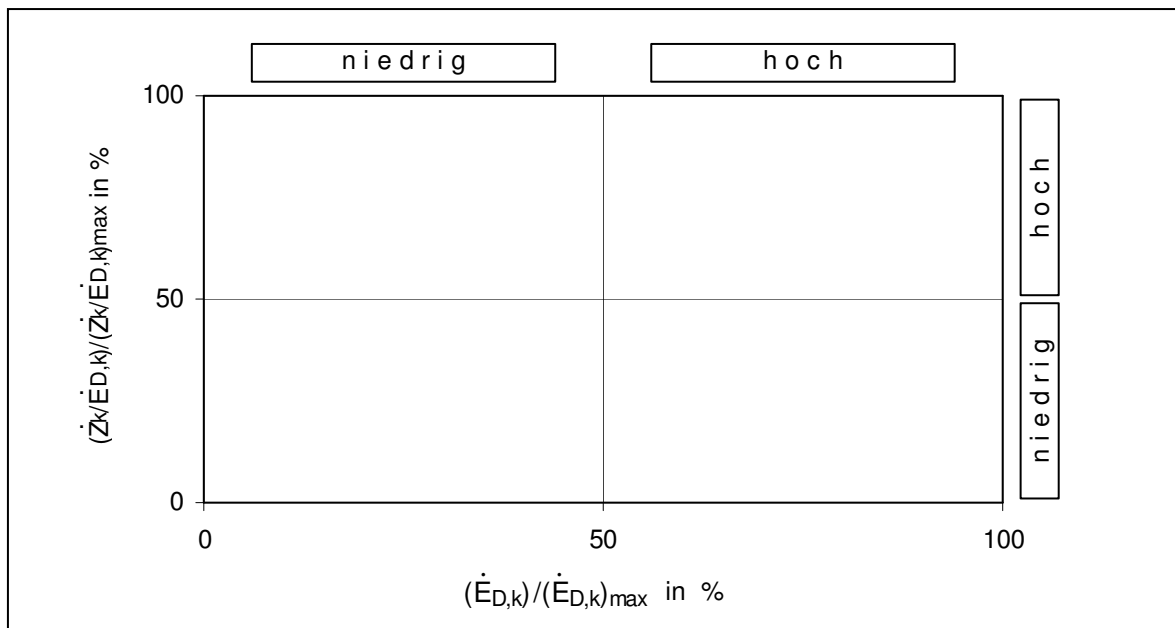


Abbildung 35: Matrix zur Bewertung der Komponenten einer Anlage.

Bei der Optimierung nach der Quadranten- bzw. Matrix-Methode wird davon ausgegangen, dass die Verringerung/Steigerung der Exergieverluste der Komponente k durch die Steigerung/Verringerung des Komponentenwirkungsgrades möglich ist. Es wird vorausgesetzt, dass für eine Steigerung/Verringerung des Komponentenwirkungsgrades eine Steigerung/Verringerung der Investitionskosten der Komponente k aufzuwenden ist. Nach [341] ist eine Wirkungsgradsteigerung zu Lasten der Investitionskosten einer Komponente k nur dann zweckmäßig, wenn deren Exergievernichtung $\dot{E}_{D,k}$ relativ hoch und deren spezifische Kosten $(\dot{Z}_k / \dot{E}_{D,k})$ relativ niedrig sind. Das ist zutreffend für die Komponenten des „gelben“ Quadranten (Abbildung 36). Für Komponenten mit relativ niedriger Exergievernichtung und relativ hohen spezifischen Kosten empfiehlt sich eine Senkung der Investitionskosten. Das ist der Fall für die Komponenten des „blauen“ Quadranten (Abbildung 36). Die Komponenten der „weißen“ Quadranten mit jeweils niedrigen/hohen Anteilen der Exergievernichtung und der spezifischen Kosten werden bei der Optimierung nach der Quadranten- bzw. Matrix-Methode nicht berücksichtigt. Für die Optimierung sind damit die zu untersuchenden Komponenten ohne Einschränkung der Parametervariationen ausgewählt und die Richtung der Parametervariationen definiert. Die Reihenfolge der Komponenten/Parametervariationen während der Optimierung richtet sich für die Komponenten des „gelben“ bzw. „blauen“ Quadranten nach den Anteilen der Exergievernichtung $(\dot{E}_{D,k}) / (\dot{E}_{D,k})_{\max}$ bzw. der spezifischen Kosten $(\dot{Z}_k / \dot{E}_{D,k}) / (\dot{Z}_k / \dot{E}_{D,k})_{\max}$. Auf der Basis dieser Methode kann der Umfang der Parametervariationen der Komponenten während der Optimierung nicht bestimmt werden.

In [341] wird die Quadranten- bzw. Matrix-Methode am Beispiel eines IGCC-Kraftwerkes mit Polygeneration und CO_2 -Abscheidung demonstriert.

Eine Erweiterung der Vier-Quadranten-Matrix (Abbildung 35-36) ist die Neun-Quadranten-Matrix. Beide Formen der Quadranten- bzw. Matrix-Methode sollen im Rahmen der Untersuchungen verwendet werden.

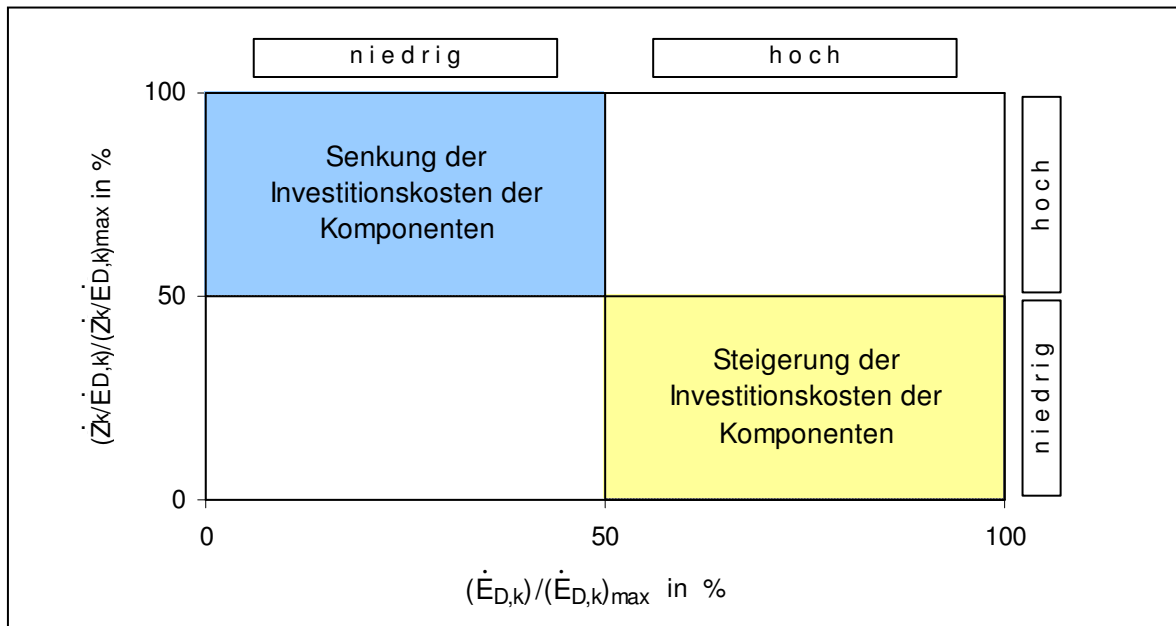


Abbildung 36: Maßnahmen zur Minimierung der Produktkosten (Zielfunktionswert) nach der Quadranten- bzw. Matrix-Methode.

2.3.2 Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen-Methode

Die Optimierungsmaßnahmen zur Minimierung der Produktkosten sind bei dieser Methode auf der Grundlage folgender thermo- bzw. exergoökonomischer Kennzahlen abzuleiten: Summe der Komponentenkosten, relative Kostendifferenz (Gleichung 20) und exergoökonomischer Faktor (Gleichung 23).

Summe der Komponentenkosten ($\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k}$): Die Kosten der Komponente k setzen sich aus dem Kostenstrom \dot{Z}_k (Abbildung 34) und dem Kostenstrom der Exergievernichtung $\dot{C}_{D,k}$ (Gleichung 19) zusammen.

$$\dot{C}_{D,k} = c_{F,k} \cdot \dot{E}_{D,k} \quad (\text{Gl. 19})$$

Gleichung 19 verwendet anstelle der spezifischen Kosten der Exergievernichtung $c_{D,k}$ die spezifischen Kosten des exergetischen Aufwands $c_{F,k}$. Damit wird die Exergievernichtung $\dot{E}_{D,k}$ bei konstantem exergetischen Nutzen $\dot{E}_{P,k}$ als zusätzlicher exergetischer Aufwand $\dot{E}_{F,k}$ interpretiert.

Die Bewertung der Komponenten erfolgt durch einen Vergleich der $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Werte. Nach [29] tragen Komponenten mit hohen $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Werten wesentlich zu den Produktkosten einer Anlage bei und sind folglich bei der Optimierung zu berücksichtigen.

Festlegung: Im Rahmen der nachfolgenden Optimierung werden prinzipiell alle Komponenten mit einem $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil $\geq 1\%$ berücksichtigt. Auf der Basis des $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteiles wird damit die Auswahl der zu optimierenden Komponenten - ohne Einschränkung der Parametervariationen - und die Reihenfolge der Komponenten/Parametervariationen während der Optimierung festgelegt.

Relative Kostendifferenz r_k : Die relative Kostendifferenz einer Komponente k (Gleichung 20) berücksichtigt die spezifischen Kosten des exergetischen Nutzens $c_{P,k}$ und Aufwands $c_{F,k}$ [10].

$$r_k = \frac{c_{P,k} - c_{F,k}}{c_{F,k}} \quad (\text{Gl. 20})$$

$$\text{mit } c_{P,k} = \frac{\dot{C}_{P,k}}{\dot{E}_{P,k}} \quad (\text{Gl. 21})$$

$$\text{und } c_{F,k} = \frac{\dot{C}_{F,k}}{\dot{E}_{F,k}} \quad (\text{Gl. 22})$$

Die Definitionen der spezifischen Kosten des exergetischen Nutzens und Aufwands ausgewählter Komponenten werden in Tabelle A-3 (Anhang) für die Komponenten des untersuchten Kraftwerksprozesses spezifiziert.

Zur Bewertung der Komponente k ist ein Vergleich der relativen Kostendifferenzen r_k aller Komponenten der Anlage erforderlich [2]. Die relative Kostendifferenz (Gleichung 20) ist nach oben unbeschränkt und kann Werte $\geq 100\%$ annehmen (Abbildung 37). Nach [10, 63] ergeben sich hohe relative Kostendifferenzen r_k infolge hoher Kostenströme \dot{Z}_k und/oder hoher thermodynamischer Verluste $(\dot{E}_{D,k} + \dot{E}_{L,k})$. Im Allgemeinen wird eine hohe relative Kostendifferenz als hoher Optimierungsbedarf einer Komponente interpretiert [10, 63].

Exergoökonomischer Faktor f_k : Der exergoökonomische Faktor f_k einer Komponente k ist allgemein nach Gleichung 23 berechenbar [2].

$$f_k = \frac{(\dot{Z}_k^{Cl} + \dot{Z}_k^{OM})}{(\dot{Z}_k^{Cl} + \dot{Z}_k^{OM}) + c_{F,k}(\dot{E}_{D,k} + \dot{E}_{L,k})} \quad (\text{Gl. 23})$$

Zur Bewertung einer Komponente sind die exergoökonomischen Faktoren von Komponenten gleichen Typs zu verwenden [2]. Abbildung 37 stellt die typischen Wertebereiche der exergoökonomischen Faktoren von Wärmeübertragern, Pumpen, Verdichtern und Turbinen graphisch dar. Spezifische Wertebereiche der exergoökonomischen Faktoren von Brennkammern und Kondensatoren werden in der Literatur [2, 29] nicht beschrieben.

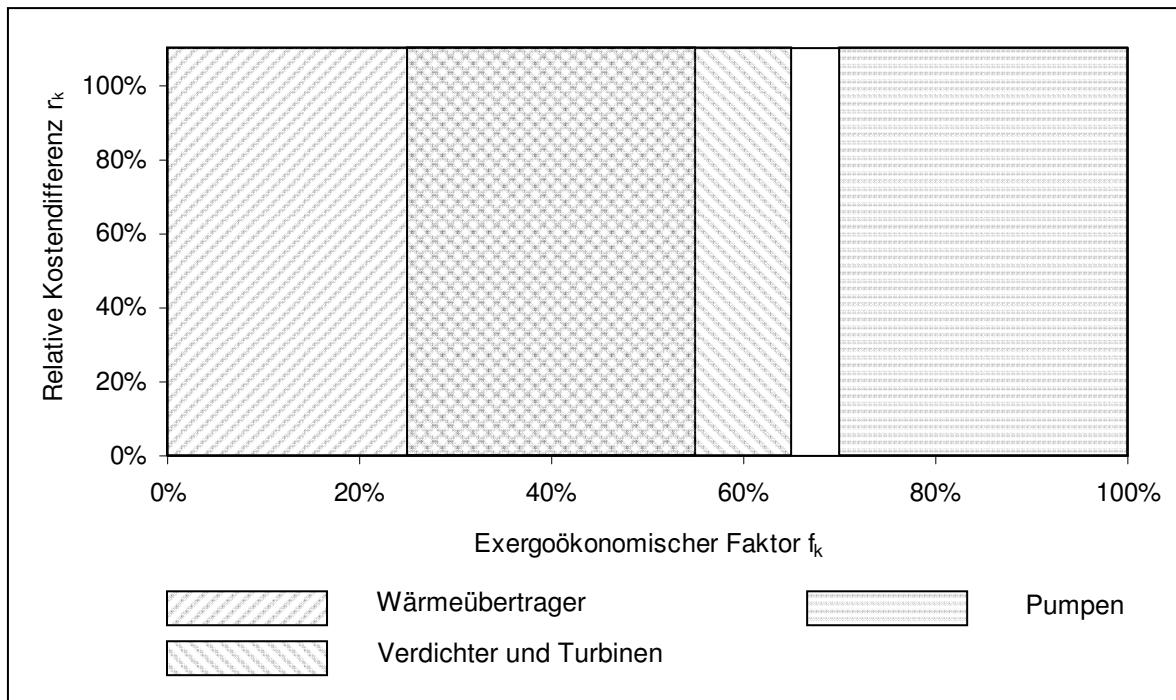


Abbildung 37: Relative Kostendifferenzen vs. exergoökonomische Faktoren nach [2, 29].

Mit den exergoökonomischen Faktoren ergeben sich Schlussfolgerungen für die Optimierung der Auslegungsparameter: Vergleichsweise hohe exergoökonomische Faktoren zeigen nach Gleichung 23 hohe Investitions-, Betriebs- und/oder Wartungskosten an [10], so dass eine Senkung der Investitionskosten zu Lasten des Wirkungsgrades empfohlen wird. Vergleichsweise niedrige exergoökonomische Faktoren weisen nach Gleichung 23 auf hohe Kosten infolge thermodynamischer Verluste hin. Daher sind die Investitionskosten dieser Komponenten zu Gunsten des Wirkungsgrades zu steigern. In diesem Punkt sind Übereinstimmungen mit der Quadranten- bzw. Matrix-Methode ersichtlich. Bei beiden Methoden wird davon ausgegangen, dass eine geringere/höhere Exergievernichtung durch einen höheren/geringeren Wirkungsgrad durch Einsatz höherer/geringerer Investitionskosten einer Komponente realisiert werden kann. Damit ist die Richtung der Parametervariationen der ausgewählten Komponenten festgelegt. Zum Umfang der Parametervariationen während der Optimierung lassen sich auf der Grundlage dieser Methode keine Aussagen treffen.

Kombinationen dieser Methode mit Verfahren der künstlichen Intelligenz und der stochastischen Optimierung werden in der Literatur [2, 52-54] an Beispielen veranschaulicht. Derartige Kombinationen werden im Rahmen dieser Untersuchungen jedoch nicht berücksichtigt.

3 Optimierungsmethode OpuS

Kennzeichnend für die in Abschnitt 2.3 diskutierten Methoden ist die Art der Verwendung der thermo- bzw. exergoökonomischen Werte bei der Optimierung. In [10, 53] wird gezeigt, dass diese Werte auch bei Komponenten mit vergleichbarem Technologie- und Kostenniveau stark streuen können. Das ist abhängig von der Art und den Auslegungsbedingungen der Komponente(n) und des Kraftwerksprozesses sowie den Randbedingungen der Kostenrechnung. Aufgrund der in der Literatur fehlenden Vergleichswerte ist keine eindeutige bzw. umfassende Interpretation der thermo- bzw. exergoökonomischen Werte möglich [2, 10]. Daher können mit diesen Methoden ausschließlich Festlegungen zur Auswahl und Reihenfolge der zu optimierenden Komponente(n) sowie zur Richtung der Optimierung abgeleitet werden. Die potenziell erzielbaren Änderungen der Produktkosten infolge der Parametervariationen jener Komponenten bleiben dabei unberücksichtigt. Auch der Umfang der Parametervariationen kann auf der Grundlage dieser Methoden nicht bestimmt werden.

Damit ergibt sich der Ansatz zur Einführung der neuen Methode (OpuS), die bei der Optimierung neben ausgewählten thermo- bzw. exergoökonomischen Werten weitere Kriterien berücksichtigt.

Die OpuS-Methode soll zur **O**ptimierung der Auslegungsparameter von Kraftwerks**p**rozessen ohne und mit **A**uskopplung von Energie- und **S**toffströmen geeignet sein. Daher ist es sinnvoll, Elemente der thermo- bzw. exergoökonomischen Analyse zu verwenden. Darüber hinaus ist es aus Sicht der Verfasserin zweckmäßig, Sensitivitätsanalysen mit Trendlinien und Ausgleichsfunktionen einzubeziehen. Darin unterscheidet sich die OpuS-Methode von den bekannten Optimierungsmethoden in Abschnitt 2.3. Die Zielfunktion der Optimierung soll weiterhin die Minimierung der Produktkosten sein. Diese sollen nachfolgend auch zur Bewertung der Optimierungsergebnisse verwendet werden.

Im Abschnitt 3.1 wird zunächst die Verfahrensweise zur Festlegung der Auswahl und der Reihenfolge der Parametervariationen der Komponenten erläutert und an einem Beispiel demonstriert. Die Definition von Richtung und Umfang der Parametervariationen behandelt Abschnitt 3.2.

3.1 Auswahl und Reihenfolge der Parametervariationen von Komponenten

Kennzeichnend für die OpuS-Methode ist die Auswahl der Parametervariationen von Komponenten und nicht die Auswahl der Komponenten. Die Auswahl der Parametervariationen von Komponenten erfolgt in mehreren Verfahrensschritten gemäß Abbildung 38.

Danach sind zunächst die jeweiligen technischen Parameter aller Komponenten hinsichtlich ihrer Bedeutung für die Produktkosten einer Anlage zu analysieren. Zu diesem Zweck sind entsprechende Sensitivitätsanalysen zu erstellen. Der Zusammenhang zwischen den jeweiligen technischen Parametern und den resultierenden Produktkosten ist mit Trendlinien und Ausgleichsfunktionen zu beschreiben. Die Differentialquotienten DQ_k der Aus-

gleichsfunktionen sind zu ermitteln. Für den Istwert der entsprechenden Komponentenparameter ist der Betrag des Anstieges der jeweiligen Ausgleichsfunktionen $|AAIW_k|$ zu bestimmen.

Unabhängig davon ist die Charakterisierung der Komponenten hinsichtlich ihrer $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile vorzunehmen. Dafür werden Teilergebnisse der thermo- bzw. exergoökonomischen Analyse benötigt.

Schließlich sind die jeweiligen Produktanteile PA_k der Beträge des Anstieges der Ausgleichsfunktionen im Istwert $|AAIW_k|$ und der $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile der Komponenten zu bilden. Danach ergeben sich die Auswahl und die Reihenfolge der Parametervariationen von Komponenten während der Optimierung.

Festlegung: Zur Optimierung werden im Folgenden ausschließlich Parametervariationen von Komponenten mit einem Produktanteil $PA_k \geq 0,1 \%$ berücksichtigt. Diese Festlegung ergibt sich aus den Voruntersuchungen zur Einführung der OpuS-Methode. Zur Bestimmung der Auswahl und der Reihenfolge der Parametervariationen wurden dabei unterschiedliche (Grenz-)Werte der Produktanteile bis zu $PA_k \geq 0,1 \%$ untersucht. Bei den Parametervariationen von Komponenten mit einem Produktanteil $PA_k \geq 0,1 \%$ lagen nach der Optimierung die jeweils geringsten Produktkosten vor.

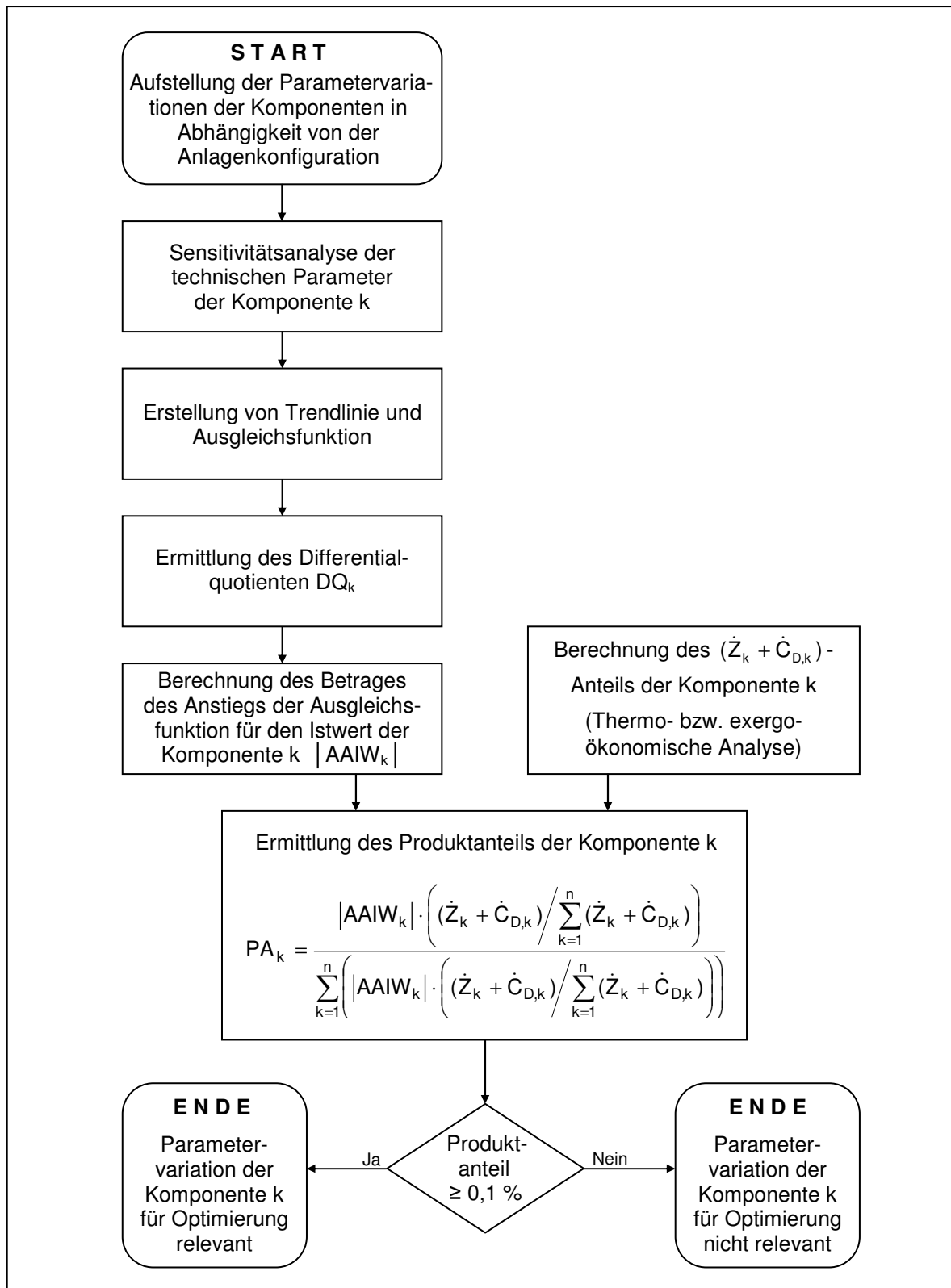


Abbildung 38: Verfahrensschritte zur Festlegung von Auswahl und Reihenfolge der Parametervariationen der Komponenten.

Das Verfahren zur Festlegung von Auswahl und Reihenfolge der Parametervariationen der Komponenten soll nachfolgend für den Parameter „Brennkammeraustrittstemperatur“ der Brennkammer CMB1 demonstriert werden. Diese Darstellung steht als Beispiel. Zur Berechnung der Produktkosten wird die Kostenfunktion der Brennkammer in Anhang

(Tabelle A-1) verwendet. Prinzipiell sind zur Darstellung der Brennkammerkosten auch andere funktionale Zusammenhänge zulässig. Die zur Berechnung der Produktkosten erforderlichen thermodynamischen Parameter werden durch Simulation des Kraftwerksprozesses (Kapitel 4) bestimmt. Das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse verdeutlicht Abbildung 39. Darin wird der Zusammenhang zwischen der Brennkammeraustrittstemperatur und den resultierenden Produktkosten (Zielfunktionswert) im gültigen Betriebsbereich dokumentiert.

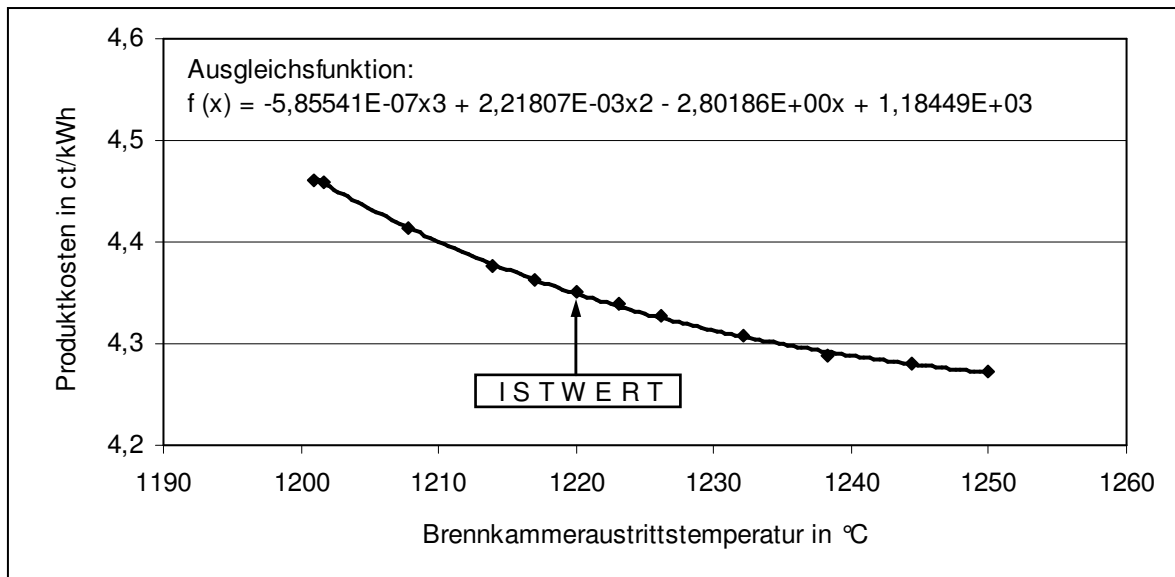


Abbildung 39: Brennkammeraustrittstemperatur vs. Produktkosten.

Die Ausgleichsfunktion der Trendlinie fasst Gleichung 24 zusammen. (x steht für die Brennkammeraustrittstemperatur in °C; $f(x)$ für die Produktkosten in ct/kWh):

$$f(x) = -5,85541E-07x^3 + 2,21807E-03x^2 - 2,80186E+00x + 1,18449E+03 \quad (\text{Gl. 24})$$

Gleichung 25 beschreibt den Differentialquotienten der Ausgleichsfunktion:

$$f'(x) = -5,85541E-07 \cdot 3x^2 + 2,21807E-03 \cdot 2x - 2,80186E+00 \quad (\text{Gl. 25})$$

In Abbildung 39 beträgt der Istwert der Brennkammeraustrittstemperatur 1220 °C. Der Betrag des Anstieges der Ausgleichsfunktion $|AAIW_k|$ errechnet sich für den Istwert zu $4,33E-03$ (ct/kWh)/°C. Der Wert des $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteiles der Brennkammer ($1,12E+01$ %) ist aus der thermo- bzw. exergoökonomischen Analyse bekannt. Das Produkt aus dem Betrag des Anstieges im Istwert und des $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteiles ergibt sich zu $4,86E-02$ (ct/kWh)/°C. Zur Berechnung des Produktanteiles der Parametervariation „Brennkammeraustrittstemperatur“ sind die Produkte der Parametervariationen aller Komponenten zu berücksichtigen. Es stellt sich ein Produktanteil PA_k von 0,76 % ein. Entsprechend der getroffenen Festlegung (Abbildung 38) ist die Parametervariation „Brennkammeraustrittstemperatur“ damit zur nachfolgenden Optimierung relevant. Bei der Optimierung wird die Reihenfolge der Parametervariationen der ausgewählten Komponenten in Abhängigkeit von den Werten der Produktanteile PA_k bestimmt.

3.2 Richtung und Umfang der Parametervariationen

Neben der Auswahl und der Reihenfolge sind die Richtung und der Umfang der Parametervariationen bei der Optimierung von Bedeutung. Zu deren Bestimmung wird das Koordinatenverfahren nach Gauß und Seidel verwendet, auch als „Achsenparallele Suche“, „Axial-Iteration“ oder „Einzelschrittverfahren“ bezeichnet [346-348]. Dabei handelt es sich um ein iteratives Optimierungsverfahren, bei dem mehrdimensionale Optimierungsprobleme durch aufeinander folgende eindimensionale Optimierungen gelöst werden [347-348, 352]. Das bedeutet, die Optimierung des Auslegungsparameters der Komponente k erfolgt unter Beibehaltung der Auslegungsparameter aller anderen Komponenten. Nach [350] ist jener Parameter dabei in positiver und negativer Richtung entlang der Koordinatenachse zu variieren. Entsprechend der Änderung der Zielfunktionswerte sind die Richtung und der Umfang der Parametervariation zu bestimmen und der (Eingangs-)Wert des Parameters zu aktualisieren. Bei der Optimierung des Auslegungsparameters der Komponente $k+1$ wird der aktualisierte (Eingangs-)Wert des Parameters der Komponente k berücksichtigt [352]. Diese Prozedur wird für alle ausgewählten Parameter der Komponenten in der vorgegebenen Reihenfolge (vgl. Abschnitt 3.1) sukzessive wiederholt, bis ein Abbruchkriterium erfüllt ist.

Für das Koordinatenverfahren ist der Iterationsverlauf mit der erforderlichen Anzahl an Iterationen „a priori“ nicht ermittelbar [352]. Er ist abhängig von der Festlegung der Schrittweite [346]. Der Begriff Schrittweite bezeichnet den Abstand zwischen den (Eingangs-)Werten einer Parametervariation. Je nach Festlegung kann die Schrittweite während der Optimierung angepasst werden oder unverändert/fest bleiben [349].

Das Koordinatenverfahren soll am nachfolgenden Beispiel veranschaulicht werden. Abbildung 40 stelle den Zusammenhang zwischen den (Eingangs-)Parametern x_1 , x_2 und dem (Ausgangs-)Parameter y dar. x_1 und x_2 sollen stellvertretend für die zur Optimierung ausgewählten Parameter zweier Komponente stehen. y beschreibt die resultierenden Zielfunktionswerte. Dargestellt ist eine nichtlineare Abhängigkeit, denn die Antwortfläche des (Ausgangs-)Parameters y hat die Form einer Kuppe, die als Isoliendarstellung eine Schar von Ellipsen ergibt. In Abbildung 40 werden mögliche Kombinationen der (Eingangs-)Parameter x_1 und x_2 durch gepunktete Flächen markiert. Diese Kombinationen können allgemein zu zulässigen (links) oder zu unzulässigen (rechts) Betriebsbereichen führen. Nur die zulässigen Betriebsbereiche sind für die iterative Optimierung von Interesse. Bei der Optimierung ist zunächst der x_1 -Wert - unter Beibehaltung des x_2 -Wertes - schrittweise zu variieren und der resultierende y -Wert zu ermitteln. Der Zusammenhang

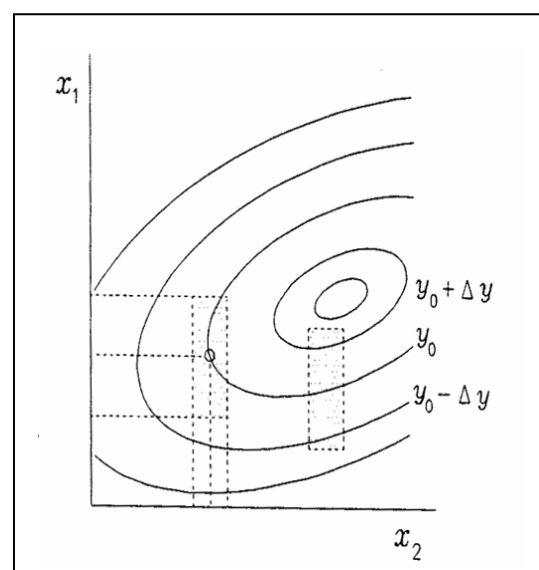


Abbildung 40: Darstellung von Parametervariationen [270].

zwischen den x_1 - und y -Werten ist anhand einer mathematischen Funktion darzustellen. Das Extremum der Funktion ist zu bestimmen und der x_1 -Wert dementsprechend anzupassen. Unter Beibehaltung des aktualisierten x_1 -Wertes ist die schrittweise Variation des x_2 -Wertes vorzunehmen. Der Zusammenhang zwischen den x_2 - und y -Werten ist entsprechend darzustellen, das Extremum zu ermitteln und der x_2 -Wert anzupassen. Im vorliegenden Beispiel wird die Variation der x_1 - und x_2 -Werte mit unveränderter/fester Schrittweite durchgeführt. Je Generation erfolgt je eine Variation der x_1 - und x_2 -Werte. Eine Optimierung kann bis zur n -ten Generation fortgesetzt werden. Ein Abbruchkriterium kann in Abhängigkeit von den erzielten Änderungen der y -Werte innerhalb einer Generation definiert werden.

Bei dieser Verfahrensweise ergeben sich Richtungs- und Umfangsvorgaben der Parametervariationen während einer Optimierung je nach Einstellung und Situation. Für eine Optimierung mit mehr als zwei Eingangsparametern ist die dargestellte Verfahrensweise entsprechend anzupassen.

Die Bewertung der Optimierungsergebnisse erfolgt anhand der Produktkosten (Zielfunktionswert). Zur Auswertung werden zusätzlich die methodenspezifischen Kenngrößen vor und nach der Optimierung verglichen. Zu diesem Zweck sind nach der Optimierung erneut Sensitivitätsanalysen, Trendlinien und Ausgleichsfunktionen der technischen Parameter zu erstellen und die Beträge der Anstiege für die angepassten Istwerte zu ermitteln. Unter Verwendung der angepassten $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile der entsprechenden Komponenten errechnen sich die neuen Produktanteile der Parametervariationen.

4 Simulation und Optimierung

Dieses Kapitel befasst sich mit der Erstellung des Simulationsmodells eines ausgewählten Kraftwerksprozesses ohne und mit gekoppelter Anwendung und Aspekten zu dessen Optimierung. Die detaillierte Beschreibung des Kraftwerksprozesses und der gekoppelten Anwendung erfolgt in Abschnitt 4.1. Das Simulations-/Optimierungsmodell einschließlich der Modellannahmen werden in Abschnitt 4.2 erläutert.

4.1 Prozessbeschreibung

In diesem Abschnitt wird ein ausgewählter Kraftwerksprozess anhand technischer und wirtschaftlicher Merkmale charakterisiert. Dabei werden zwei Fälle betrachtet: Der erste Fall beschreibt den Kraftwerksprozess ohne gekoppelte Anwendung, d. h. ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen. Im zweiten Fall ist selbiger Kraftwerksprozess mit einer nachgeschalteten Anwendung gekoppelt. Es handelt sich um eine hybride Meerwasserentsalzungsanlage. Zur Energieversorgung dieser Meerwasserentsalzungsanlage ist kraftwerksseitig eine Auskopplung von Energie- und Stoffströmen erforderlich. Die für den Aufbau des Simulationsmodells und die Optimierung relevanten Parameter werden im Folgenden für beide Fälle diskutiert.

4.1.1 Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen

Die nachfolgenden Darstellungen zum Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen orientieren sich an den technischen Daten des erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerks in Seabank/UK nach [172, 249, 266, 344]. Dieses Kraftwerk ist seit 2000 an der elektrischen Grund- und Mittellastversorgung beteiligt. Die Anlagenstruktur dieses Kraftwerks verdeutlicht Abbildung 41. Danach handelt es sich um eine 2:1-Konfiguration mit zwei Gasturbinenanlagen/Abhitzekesseln und einer Dampfturbinenanlage. Die elektrische Gesamtleistung von 730,8 MW setzt sich aus dem Anteil der Gasturbinenanlagen (495,8 MW) und dem Anteil der Dampfturbinenanlage (235,0 MW) zusammen.

Das GuD-Kraftwerk hat einen elektrischen Nettowirkungsgrad von 55,1 % und ist für den stromgeführten Betrieb ohne Ein-/Auskopplung von Energie- und Stoffströmen ausgelegt. Die Gasturbinenanlagen enthalten fünfzehnstufige Verdichter (CDA/HPA) und vierstufige Expander. Die ersten beiden Expanderstufen/-reihen sind mit Einkristalllaufschaufeln und keramischen Wärmedämmschichten ausgestattet. Beide Gasturbinenanlagen werden mit einem Verdichtungsverhältnis von $\pi = 17,6$ und einer Turbineneintrittstemperatur von 1220 °C betrieben. Prinzipiell besteht die Möglichkeit zur Erdgasvorwärmung auf Temperaturen ≤ 200 °C. Die Ringbrennkammern der Gasturbinenanlagen enthalten jeweils 24 Hybridbrenner und keramische Hitzeschilde. Im Betrieb der Gasturbinenanlagen sind Emissionen < 30 ppm (NO_x) bzw. < 80 ppm (CO) - bezogen auf 15 % Restsauerstoffgehalt im trockenen Abgas - messbar. Die Temperatur der Abgasmassenströme ($\dot{m}_{\text{GT},1} = \dot{m}_{\text{GT},2} = 662,6$ kg/s) beträgt am Eintritt der Abhitzekessel 575 °C. Bei den Abhitzekesseln handelt es sich um ungefeuerte Dreidruckkessel mit einfacher Zwischenüberhitzung. Tabelle 6 benennt die Dampfparameter der Abhitzekessel. Das Kondensat/Spei-

sewasser wird im Abhitzekessel auf $\leq 162 \text{ }^\circ\text{C}$ vorgewärmt. Nach der Kondensat-/Speisewasservorwärmung treten die Abgase aus dem Abhitzekessel mit einer Temperatur von $90 \text{ }^\circ\text{C}$ aus [249]. Diese Zusammenhänge sind in Abbildung 42 graphisch dargestellt. Der Kondensator CND1 wird mit einem Druck von $0,06 \text{ bar}$ betrieben.

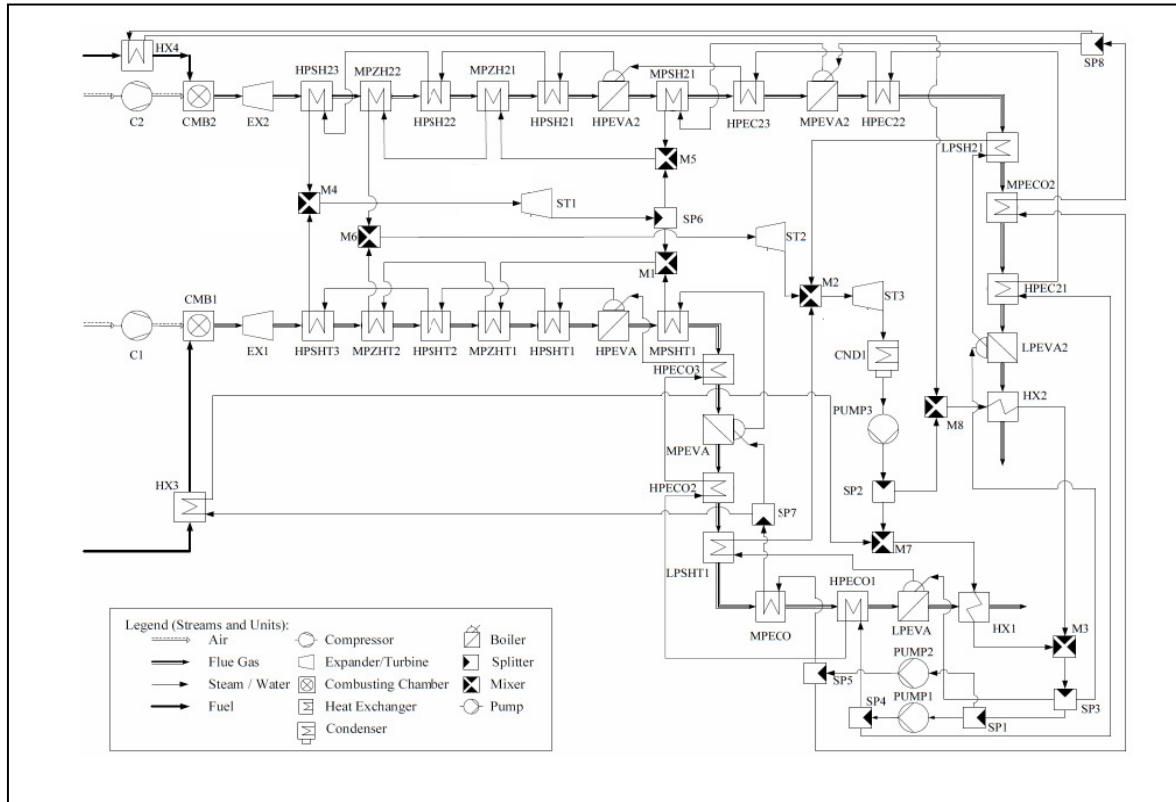


Abbildung 41: GuD-Kraftwerk ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen nach [266, 343].

Tabelle 6: Dampfparameter des GuD-Kraftwerkes ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen nach [266].

Hochdruckstufe (HP)	129,6 kg/s / 99,6 bar / 550 °C
Zwischenüberhitzung (ZH)	160,8 kg/s / 25,7 bar / 535 °C
Mitteldruckstufe (MP)	31,2 kg/s / 27,0 bar / 330 °C
Niederdruckstufe (LP)	185,4 kg/s / 3,7 bar / 240 °C

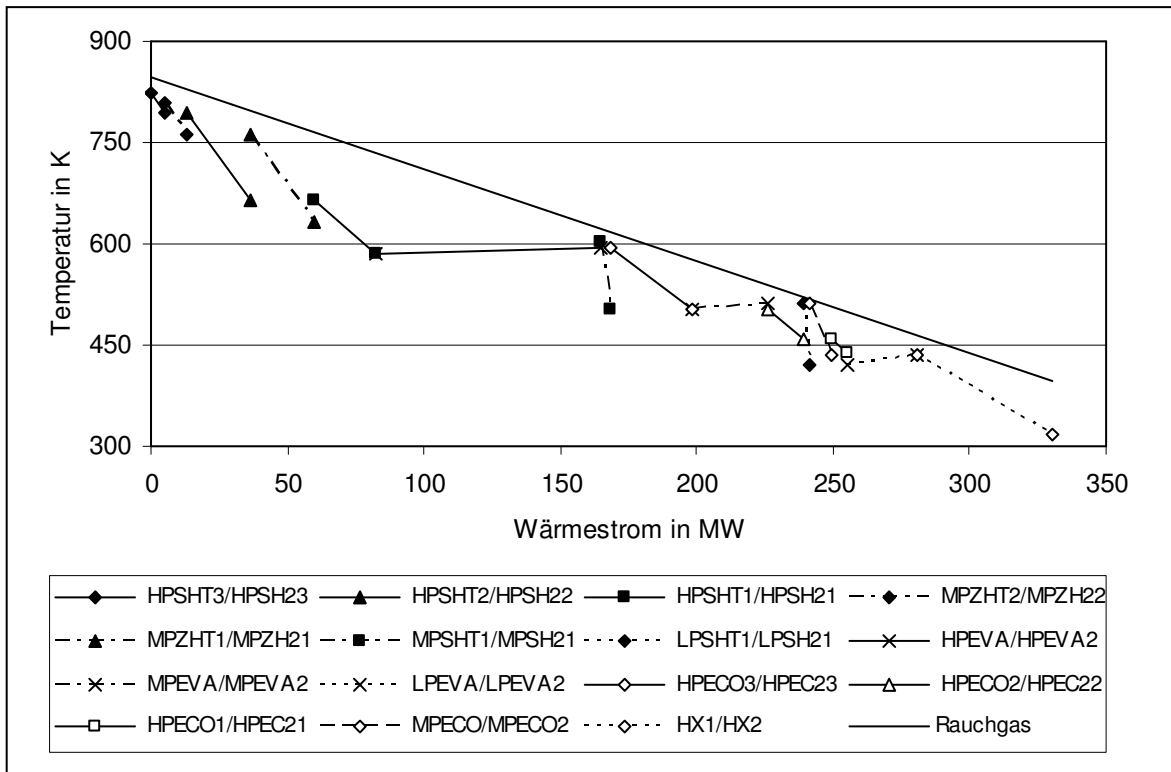


Abbildung 42: T-Q-Diagramm der Abhitzekeessel (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen) nach [266].

Zur Simulation und Optimierung des Kraftwerksprozesses sind die benannten Parameter der Gasturbinen- und Dampfturbinenanlage und des Abhitzekeessels zu spezifizieren. Tabelle 7 fasst zusätzliche technische Parameter zur Modellierung des Kraftwerks zusammen.

Tabelle 7: Parameter des Kraftwerksprozesses ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen nach [266].

Isentrope Komponentenwirkungsgrade	
Verdichter (C1/C2)	85 %
Expander (EX1/EX2)	89 %
Hochdruckdampfturbine (ST1)	85 %
Mitteldruckdampfturbine (ST2)	89 %
Niederdruckdampfturbine (ST3)	90 %
Hochdruckpumpe (PUMP1)	85 %
Mitteldruckpumpe (PUMP2)	85 %
Niederdruckpumpe (PUMP3)	85 %
Sonstige Parameter	
Vorwärmung Kondensat/Speisewasser	162 °C
Vorwärmung Brennstoff	100 °C
Brennstoffdruck	17,6 bar

Zur Beschreibung der wirtschaftlichen Merkmale des zu untersuchenden Kraftwerksprozesses werden allgemeine und spezielle Rahmenbedingungen exemplarisch festgelegt.

Diese Rahmenbedingungen bilden die Grundlage zur Berechnung der Produktkosten (Zielfunktionswert). Sie sind nicht auf andere Kraftwerksprozesse übertragbar. Bei veränderten Rahmenbedingungen sind die Wirtschaftlichkeitsrechnungen entsprechend anzupassen.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen im Rahmen der Arbeit erfolgen am Beispiel dieser allgemeinen Rahmenbedingungen:

Tabelle 8: Rahmenbedingungen zur Wirtschaftlichkeitsanalyse des Kraftwerksprozesses nach [171, 339].

Preisbasis und zeitlicher Rahmen bzgl. Planung/Bau/Betrieb	
Preisbasis	01.01.2007
Planungsbeginn	01.01.2007
Baubeginn	01.01.2009
Betriebsbeginn	01.07.2011
Inflations- und Steigerungsraten	
mittlere allgemeine Inflation	2,25 % p.a.
mittlere reale Steigerung (ohne Brennstoff)	0,7 % p.a.
mittlere reale Steigerung (Brennstoff)	1,0 % p.a.

Steuern bleiben bei den Untersuchungen prinzipiell unberücksichtigt. Daher wird anstelle der Abschreibungsdauer die technische Nutzungsdauer für die Berechnungen verwendet. Es wird von einer technischen Nutzungsdauer von insgesamt 30 Jahren ausgegangen [340]. Der mittlere Kapazitätsfaktor erdgasbefuerter Kraftwerke beträgt 85 % (310 Tage p.a.). Er errechnet sich aus den Verfügbarkeiten von 79 % im Sommer (92 Tage p.a.), 86 % in der Übergangszeit (122 Tage p.a.) und 87 % im Winter (151 Tage p.a.) [61, 155].

Die speziellen Rahmenbedingungen zur Darstellung der wirtschaftlichen Merkmale sind entsprechend Abschnitt 2.1.1 gegliedert und werden nachfolgend diskutiert.

Gesamtkapitalwiedergewinnung: Für die Bestimmung der Gesamtkapitalwiedergewinnung werden die abschreibungsfähigen Investitionen entsprechend Tabelle 9 verwendet.

Tabelle 9: Berechnungsgrundlage: Abschreibungsfähige Investitionen des Kraftwerksprozesses (Tabelle 5) nach [8, 76, 95, 154, 157].

Abschreibungsfähige Investitionen	% der Kosten der Anlagenkomponenten
I: Fixe Kapitalkosten	
A: Direkte Kosten	
Kosten der Anlagenkomponenten	100 %
Installation der Anlagenkomponenten	50 %
Rohrleitungen	68 %
Mess- und Regelungstechnik	20 %
Elektrische Ausrüstung und Material	11 %
Bau und Architektur	55 %
Hilfseinrichtungen	55 %

Fortsetzung Tabelle 9: Berechnungsgrundlage: Abschreibungsfähige Investitionen des Kraftwerksprozesses (Tabelle 5) nach [8, 76, 95, 154, 157].

Abschreibungsfähige Investitionen	% der Kosten der Anlagenkomponenten
B: Indirekte Kosten	
Ingenieurleistung und Überwachung	29 %
Baustelleneinrichtung, etc.	55 %
Unvorhergesehenes	50 %
II: Sonstige Kosten	
Erstinbetriebnahme	50 %
Lizenzgebühren, etc.	0 %
Zinsen während der Bauzeit (ohne Stammaktien)	46 %

Zur Berechnung der Stammaktienzinsen während der Bauzeit sind neben den abschreibungsfähigen Investitionen in Tabelle 9 die Grundstückskosten zu berücksichtigen. Nach [95] werden sie mit 6 % der Kosten der Anlagenkomponenten kalkuliert.

Die Stammaktienzinsen während der Bauzeit errechnen sich schließlich aus dem Stammaktienanteil und dessen Verzinsung (Tabelle 10) sowie der Verteilung der Zahlungen während der Bauzeit. Nach [171] erfolgt die Verteilung der Zahlungen während der Bauzeit von Erdgaskraftwerken zu 25 % zu Beginn des ersten Baujahres, zu 50 % zu Beginn des zweiten Baujahres und zu 25 % zu Beginn des Anlagenbetriebes.

Minimale Dividenden: Für die minimalen Dividenden werden nachfolgend die Werte zur Anlagenfinanzierung und Verzinsung entsprechend Tabelle 10 angerechnet.

Tabelle 10: Berechnungsgrundlage Kraftwerksprozess: Anlagenfinanzierung und Verzinsung.

Anlagenfinanzierung und Verzinsung	
Darlehenanteil	50 %
Stammaktienanteil	25 %
Vorzugsaktienanteil	25 %
Darlehenverzinsung	10 % p.a.
Stammaktienverzinsung	16 % p.a.
Vorzugsaktienverzinsung	12 % p.a.
Resultierender kalkulatorischer Zinssatz	12 % p.a.

Zur Berechnung des Gesamt-Netto-Kapitalbedarfs werden die abschreibungsfähigen Investitionen in Tabelle 9 und nicht-abschreibungsfähige Investitionen einbezogen. Die nicht-abschreibungsfähigen Investitionen schließen neben den Stammaktienzinsen während der Bauzeit und den Grundstückskosten auch das Umlaufkapital ein. Nach [8] wird das Umlaufkapital nachfolgend mit 75 % der Kosten der Anlagenkomponenten berücksichtigt. Bei den Berechnungen wird von einer linearen Abschreibung ausgegangen

(Gleichung 11). Ferner wird vorausgesetzt, dass die Bilanzen der Darlehen, Vorzugs- und Stammaktien nach Ende der Nutzungsdauer ausgeglichen sind.

Ertragssteuer sowie andere Steuern und Versicherungen: Im Rahmen dieser Untersuchungen werden Steuern prinzipiell nicht berücksichtigt. Die Summe der Versicherungen wird im Folgenden mit 0,25 % der Kosten der Anlagenkomponenten angesetzt [171].

Brennstoff-, Betriebs- und Wartungskosten: Zur Ermittlung der finanziellen Aufwendungen für Brennstoff, Betrieb und Wartung werden die Werte in Tabelle 11 verwendet.

Tabelle 11: Berechnungsgrundlage Kraftwerksprozess: Brennstoff-, Betriebs- und Wartungskosten nach [154, 171].

Brennstoff-, Betriebs- und Wartungskosten (Bezug: 2007)	
spezifische Brennstoffkosten	2,63 EUR/GJ
fixe Betriebs- und Wartungskosten	13,5 EUR/(kW·a)
variable Betriebs- und Wartungskosten	0,5 EUR/(MWh·a)

Kosten der Emissionszertifikate: Die Kosten der Emissionszertifikate werden nachfolgend mit 10,32 EUR/t berechnet. Dieser Wert entspricht den Durchschnittskosten europäischer Emissionszertifikate innerhalb der Handelsperiode I [87].

Abriss- und Rückbaukosten: Die Abriss- und Rückbaukosten werden im Folgenden prinzipiell nicht betrachtet. Es wird angenommen, dass der Netto-Restwert (Material) des Kraftwerkes nach Ende der Nutzungsdauer dem Wert der Abriss- und Rückbaukosten entspricht.

4.1.2 Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen

Dieser Abschnitt stellt den Kraftwerksbetrieb mit gekoppelter hybrider Meerwasserentsalzungsanlage vor. Zur Energieversorgung der Meerwasserentsalzungsanlage ist kraftwerksseitig eine Auskopplung von Energie- und Stoffströmen erforderlich. Abbildung 43 zeigt die Schnittstellen zwischen GuD-Kraftwerk und Meerwasserentsalzungsanlage, die in Tabelle 12 spezifiziert werden.

Schnittstelle A1: Zur thermischen Energieversorgung der MSF-Anlage wird Heizdampf der Niederdruckdampfturbine ST3 entnommen und dem „Brine Heater“ der MSF-Anlage (Abbildung 25) zugeführt. Die Entnahme des Heizdampfes erfolgt einstufig.

Schnittstelle A2: Die Wärmeübertragung zwischen Heizdampf und Meerwasser findet im „Brine Heater“ statt. Am kraftwerksseitigen Austritt des „Brine Heater“ liegt ein Wasser-/Dampfgemisch vor, das in den Abhitzekegel geleitet und dem Abdampf der Niederdruckdampfturbine zugesetzt wird.

Schnittstelle A3: Der elektrische Energiebedarf der MSF- und RO-Anlage wird direkt über das GuD-Kraftwerk gedeckt.

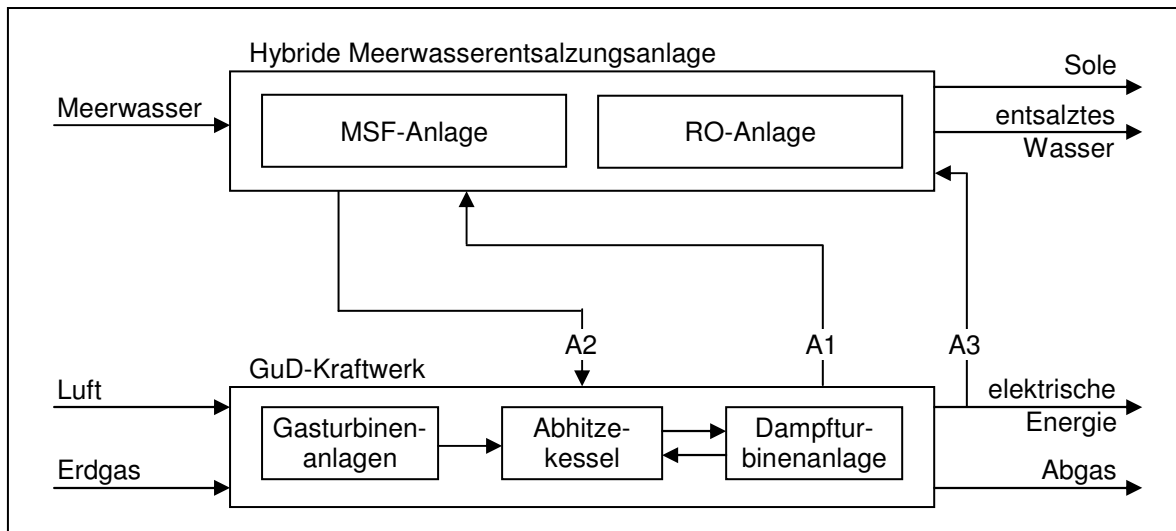


Abbildung 43: Schnittstellen: GuD-Kraftwerk - Meerwasserentsalzungsanlage.

Tabelle 12: Spezifikation der Schnittstellen in Abbildung 43.

Bezeichnung und Parameter der Schnittstellen	
Schnittstelle A1	42,5 kg/s / 1,6 bar / 114 °C
Schnittstelle A2	42,5 kg/s / 1,6 bar / 114 °C
Schnittstelle A3	283.500 kWh/d

Zur Energieversorgung der hybriden Meerwasserentsalzungsanlage sind damit im Kraftwerksprozess Seabank/UK Modifikationen vorzunehmen. Abbildung 44 verdeutlicht den neu gestalteten Bereich des Kraftwerksprozesses. Darin sind die Schnittstellen A1 und A2 bezeichnet und der Mischer M9 eingefügt. Infolge der Neugestaltung (Abbildung 44) sind Änderungen der elektrischen Leistung und des elektrischen Wirkungsgrades zu verzeichnen. Im Vergleich zum Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen errechnet sich eine verringerte elektrische Leistung von 711,0 MW und ein elektrischer Wirkungsgrad von 53,6 %. Weitere signifikante Änderungen der technischen Merkmale des Kraftwerksprozesses sind nach der Neugestaltung nicht nachweisbar, sofern unterstellt wird, dass der isentrope Wirkungsgrad der Niederdruckdampfturbine ST3 durch die Entnahme nicht beeinflusst wird. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bei der Neugestaltung des Kraftwerksprozesses nicht verändern.

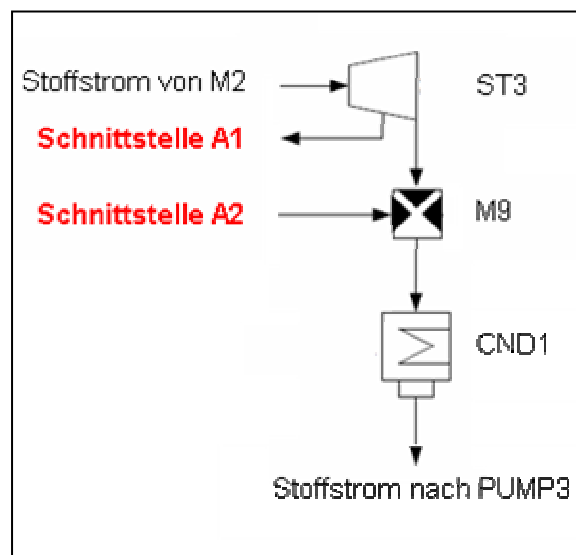


Abbildung 44: Ausschnitt des Kraftwerksprozesses mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen nach [266].

Nach der Darstellung des Kraftwerksprozesses werden an dieser Stelle die spezifischen Merkmale der hybriden Meerwasserentsalzungsanlage beschrieben. Diese hat eine Gesamtkapazität von 54.000 m³/d, die sich zu gleichen Anteilen aus einer MSF- und RO-Anlage in Parallelschaltung (Abbildung 29) zusammensetzt. Die nachfolgenden Angaben zur MSF- und RO-Anlage gelten für Meerwasser mit einer Eintrittstemperatur von 25 °C und einem Salzgehalt von 42.000 ppm TDS.

MSF-Anlage: Als Bestandteil der hybriden Meerwasserentsalzungsanlage (Abbildung 29) wird im Folgenden eine MSF-Anlage mit Brine-Recirculation Design (Umwälzprinzip) untersucht. Zur thermischen Energieversorgung wird Heizdampf des Kraftwerksprozesses genutzt (Tabelle 12). Die „Top Brine Temperature“ der untersuchten MSF-Anlage ist mit 110 °C festgelegt [283-284]. Nach Tabelle 3 wird mit einem elektrischen Energiebedarf von 4,0 kWh/m³ gerechnet. Tabelle 13 zeigt eine Übersicht zur Aufteilung des Meerwassers innerhalb der untersuchten MSF-Anlage. Der Destillat- bzw. Solesalzgehalt ist nach [283-284] mit 6 ppm TDS bzw. 70.178 ppm TDS anzugeben.

Tabelle 13: Wasseranteile der zu untersuchenden MSF-Anlage nach [283-284].

MSF-Anlage mit Brine-Recirculation Design	
Destillatbereitstellung/Meerwasserbedarf	11,4 %
Solebereitstellung/Meerwasserbedarf	17,1 %
Kühlwasserbedarf/Meerwasserbedarf	71,5 %

RO-Anlage: Weiterer Bestandteil der hybriden Meerwasserentsalzungsanlage (Abbildung 29) ist eine zweistufige RO-Anlage. Der elektrische Energiebedarf der RO-Anlage wird im Rahmen dieser Untersuchungen mit 6,5 kWh/m³ veranschlagt. Dieser Wert bezieht sich auf den RO-Betrieb ohne Energy-Recovery-Einheiten. Die Anteile der Permeat- und Solebereitstellung der RO-Anlage gibt Tabelle 14 wieder. Nach [283-284] wird von einem Permeatsalzgehalt von 395 ppm TDS und von einem Solesalzgehalt von 67.000 ppm TDS ausgegangen.

Tabelle 14: Wasseranteile der zu untersuchenden RO-Anlage nach [283-284].

Zweistufige RO-Anlage	
Permeatbereitstellung/Meerwasserbedarf	37,5 %
Solebereitstellung/Meerwasserbedarf	62,5 %

Da der Kraftwerksprozess zur Energieversorgung der Meerwasserentsalzungsanlagen den Schwerpunkt dieser Untersuchungen bildet, wird die Berechnung der Wasserkosten nur beispielhaft und aus Gründen der Vollständigkeit vorgenommen. Die Wasserkosten werden nachfolgend nach einem vereinfachten Verfahren in Anlehnung an das TRR-Verfahren berechnet. Bei diesem vereinfachten Verfahren erfolgt keine Differenzierung nach abschreibungsfähigen/nicht-abschreibungsfähigen Investitionen und nach Finanzierungsarten. Dementsprechend sind Positionen, wie Abschreibungen und Stammaktienzinsen während der Bauzeit prinzipiell nicht erfasst. Im Folgenden werden die allgemeinen und speziellen Rahmenbedingungen zur Berechnung der Produktkosten beider Meerwasserentsalzungsanlagen diskutiert.

Die allgemeinen Rahmenbedingungen (Preisbasis, Inflations-/Steigerungsraten, mittlerer Kapazitätsfaktor) werden entsprechend der Daten des zuvor beschriebenen Kraftwerksprozesses berücksichtigt (Tabelle 8). Die technische Nutzungsdauer beider Meerwasserentsalzungsanlagen wird mit 30 Jahren angesetzt.

Die speziellen Rahmenbedingungen der MSF- und RO-Anlage gestalten sich folgendermaßen: Die Investitionskosten der Meerwasserentsalzungsanlagen werden im Rahmen dieser Untersuchungen auf der Grundlage der Kostendaten in Abbildung 30 (MSF-Anlage) bzw. Abbildung 31 (RO-Anlage) ermittelt. Es wird vorausgesetzt, dass damit jegliche Kosten nach Tabelle 9 gedeckt sind. Der kalkulatorische Zinssatz wird mit 12 % p.a. berücksichtigt. Ertragssteuern und andere Steuern werden nicht angerechnet. Die Kosten der thermischen und elektrischen Energieversorgung ergeben sich in Abhängigkeit vom Kraftwerksprozess und dessen technischen und wirtschaftlichen Merkmalen. In den Kosten der thermischen und elektrischen Energieversorgung sind die Kosten für Emissionszertifikate anteilig enthalten. Die Kosten für Versicherung, Betrieb und Wartung der MSF- und RO-Anlage werden entsprechend Tabelle 15 einkalkuliert.

Tabelle 15: Berechnungsgrundlage Meerwasserentsalzungsanlagen: Versicherungs-, Betriebs- und Wartungskosten nach [282-284].

MSF-Anlage mit Brine-Recirculation Design (Bezug: 2007)	
Versicherungen	0,00 EUR/m ³
Personalkosten	0,09 EUR/m ³
Chemikalienkosten	0,02 EUR/m ³
Ersatzteilkosten	0,07 EUR/m ³
Zweistufige RO-Anlage (Bezug: 2007)	
Versicherungen	0,00 EUR/m ³
Personalkosten	0,09 EUR/m ³
Chemikalienkosten	0,02 EUR/m ³
Ersatzteilkosten	0,03 EUR/m ³

Die Abriss- und Rückbaukosten der Meerwasserentsalzungsanlagen werden grundsätzlich nicht berücksichtigt. Es wird unterstellt, dass der Netto-Restwert (Material) der jeweiligen Anlage nach Ende der Nutzungsdauer dem Wert der Abriss- und Rückbaukosten entspricht.

4.2 Modell und Modellannahmen

Dieser Abschnitt konzentriert sich inhaltlich auf das Modell und die Modellannahmen zur Simulation und Optimierung. Im Einzelnen werden dabei die Modelle der Kraftwerkskomponenten (Abschnitt 4.2.1), die Stoffwert- und Referenzdaten (Abschnitt 4.2.2-4.2.3) und die Verfahrensschritte der Simulation und Optimierung (Abschnitt 4.2.4) betrachtet.

4.2.1 Modelle der Kraftwerkskomponenten

Zur Simulation und Optimierung ist der Kraftwerksprozess in seine Anlagenkomponenten zu zerlegen. Für die Anlagenkomponenten sind Modelle und Bilanzen zu erstellen. Auf diese Weise sind der exergetische Nutzen/Aufwand und die spezifischen Kosten von Nutzen/Aufwand darstellbar. In Tabelle A-2 (Anhang) und Tabelle A-3 (Anhang) sind diese Zusammenhänge für die verwendeten Anlagenkomponenten formuliert.

Eine Zusammenfassung der Kostenfunktionen der Anlagenkomponenten enthält Tabelle A-1 (Anhang). Danach sind neben den Kosten der Anlagenkomponenten die direkten, indirekten und sonstigen Kosten des Kraftwerksprozesses in Tabelle 9 ermittelbar.

4.2.2 Verwendung von Stoffwertdaten

Zur Simulation und Optimierung werden die thermodynamischen Eigenschaften von Wasser, Wasserdampf und idealen Gasen den Stoffwertdaten der IAPWS- bzw. der JANAF-Tafeln entnommen.

IAPWS - Industrie Formulation 1997: Die IAPWS-IF 97 (International Association for the Properties of Water and Steam - Industrial Formulation 1997) beschreibt die thermodynamischen Zustandsgrößen von Wasser und Wasserdampf in den folgenden Bereichen:

$$\begin{array}{ll} 273,15 \text{ K} \leq T \leq 1073,15 \text{ K} & p \leq 100 \text{ MPa} \\ 1073,15 \text{ K} \leq T \leq 2273,15 \text{ K} & p \leq 10 \text{ MPa} \end{array}$$

und wird daher als Grundlage für Berechnungen von Kraftwerksprozessen und anderen Anwendungen der Energietechnik verwendet [56-57].

JANAF Thermochemical Tables: Die JANAF-Tafeln (Joint Army-Navy-Air Force) enthalten die temperaturabhängigen thermodynamischen Eigenschaften der Kristalle, der Flüssigkeiten sowie der idealen Gase organischer und anorganischer Substanzen bei einem Bezugsdruck $p = 0,1 \text{ MPa}$ [79].

4.2.3 Definition der Referenzdaten

Zur Simulation und Optimierung sind der Umgebungszustand sowie die Luft- und Brennstoffeigenschaften festzulegen.

Umgebungszustand: Für diese Untersuchungen wird der Umgebungszustand entsprechend VDI 3986 [91] bzw. ISO 2314 [94] (Tabelle 16) definiert.

Tabelle 16: Definition des Umgebungszustands nach [91, 94].

Temperatur T_U	15 °C
Druck p_U	1,013 bar
Relative Luftfeuchtigkeit φ_U	60 %

Luftzusammensetzung: Im Rahmen dieser Untersuchungen wird die Zusammensetzung der Verbrennungsluft entsprechend Tabelle 17 berücksichtigt.

Tabelle 17: Zusammensetzung der Verbrennungsluft in GateCycle (Version 5.52.0.r).

Argon Ar	0,00927 mol-%
Kohlendioxid CO ₂	0,00032 mol-%
Sauerstoff O ₂	0,20736 mol-%
Stickstoff N ₂	0,77295 mol-%
Wasserdampf H ₂ O	0,01010 mol-%

Brennstoffzusammensetzung: Innerhalb dieser Untersuchungen wird als Brennstoff Methan CH₄ verwendet. Zur Berechnung der chemischen Exergie von Methan werden die auf dem Modell von Ahrendts basierenden Werte genutzt. Danach beträgt die molare chemische Standardexergie von Methan 824,348 kJ/kmol [29, 345].

4.2.4 Verfahrensschritte der Simulation und Optimierung

Vor jeder Optimierung erfolgt die Simulation des zu untersuchenden Kraftwerksprozesses unter Nutzung der Software GateCycle (Version 5.52.0.r). Dabei werden thermodynamische Parameter der Stoffströme berechnet. Die Vorgehensweise während der Simulation beschreibt Abbildung 45.

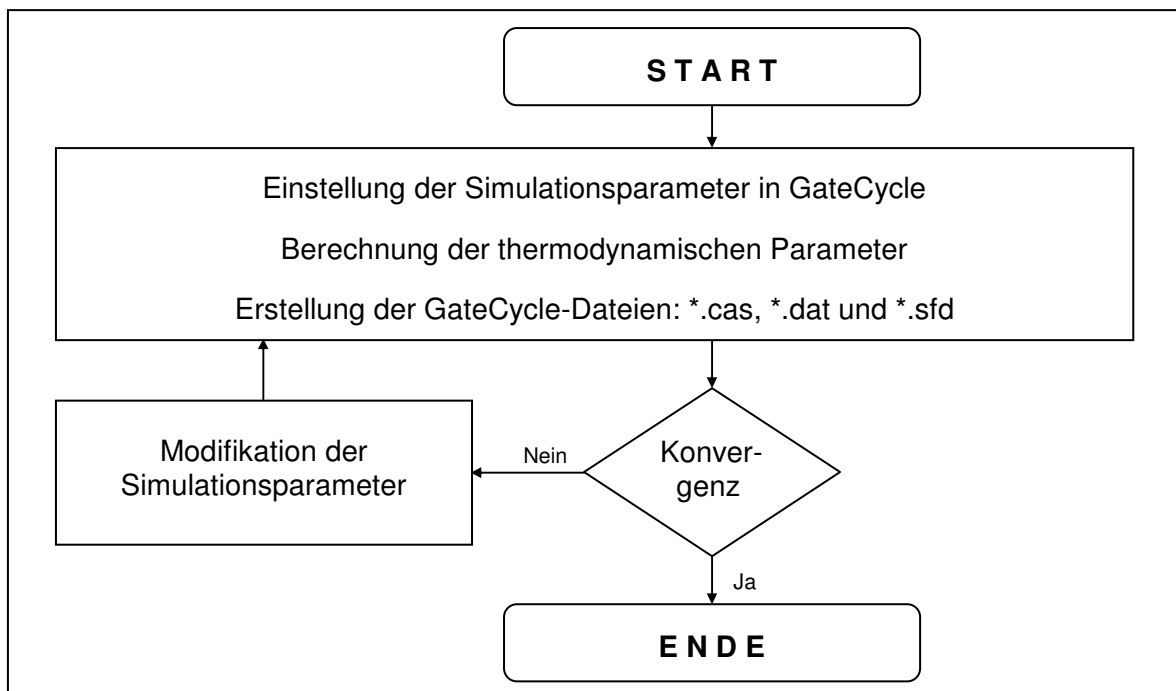


Abbildung 45: Vorgehensweise während der Simulation in GateCycle (Vers. 5.52.0.r).

Festlegung: Im Rahmen der Untersuchungen wird der stationäre Nennlastbetrieb des jeweiligen Kraftwerksprozesses beschrieben. Nicht berücksichtigt werden der instationäre Betrieb und der Teillastbetrieb des Kraftwerksprozesses.

Die Optimierung der Auslegungsparameter des Kraftwerksprozesses wird in mehreren Verfahrensschritten vorgenommen, die im Folgenden erläutert werden:

Exergieanalyse: Ausgehend von den berechneten thermodynamischen Parametern der Stoffströme ist die Exergieanalyse des Kraftwerksprozesses zu erstellen. Zu diesem Zweck wird die Software GATEX verwendet [86]. Unabhängig davon sind die elektrischen Leistungen der Komponenten zu erfassen. Abbildung 46 stellt die Details graphisch dar.

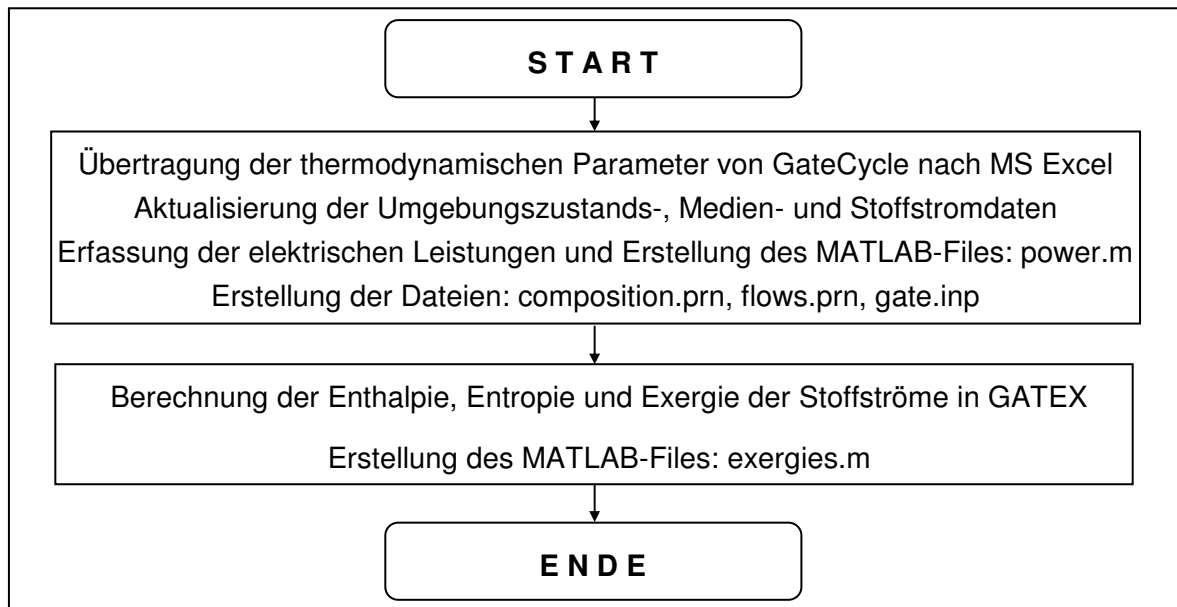


Abbildung 46: Vorgehensweise bei der Exergieanalyse.

Wirtschaftlichkeitsanalyse: Neben den berechneten thermodynamischen Parametern werden zur Wirtschaftlichkeitsanalyse in Microsoft Excel die Kostenfunktionen der Anlagenkomponenten sowie die definierten Rahmenbedingungen berücksichtigt. Abbildung 47 beschreibt diesen Zusammenhang.

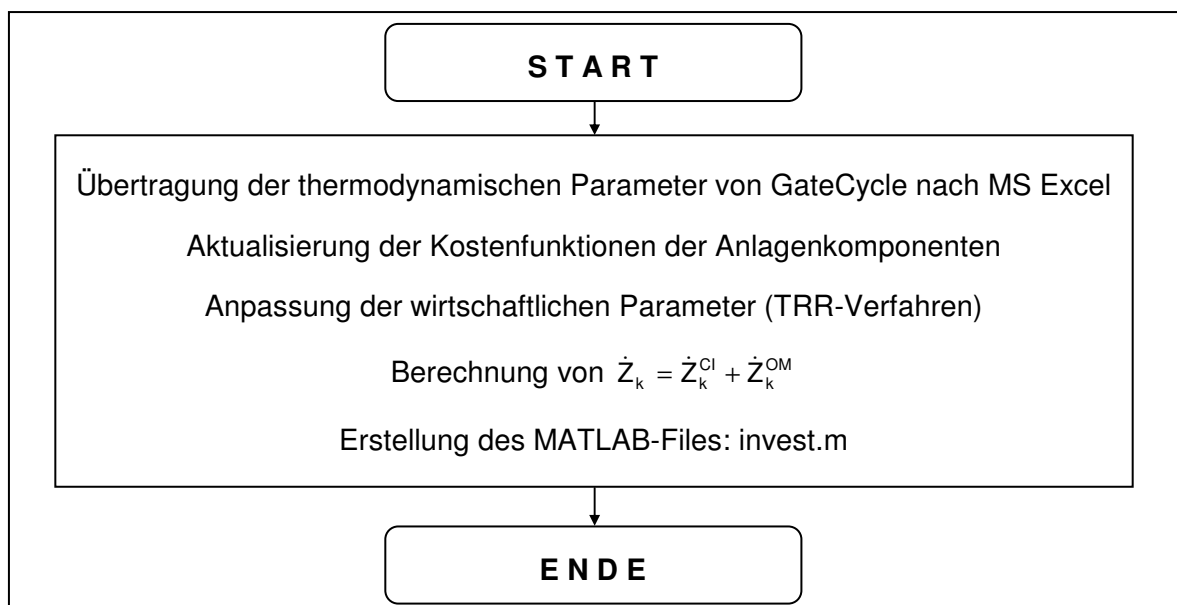


Abbildung 47: Vorgehensweise bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse.

Thermo- bzw. exergoökonomische Analyse: In diesem Verfahrensschritt sind die Ergebnisse der Exergie- und Wirtschaftlichkeitsanalyse zu verknüpfen, um die thermo- bzw. exergoökonomischen Kenngrößen und die spezifischen Produktkosten (Erst-/Zweitprodukt) zu berechnen. Zu diesem Zweck wird MATLAB (R2007a) verwendet. Abbildung 48 veranschaulicht den Verfahrensschritt der thermo- bzw. exergoökonomischen Analyse.

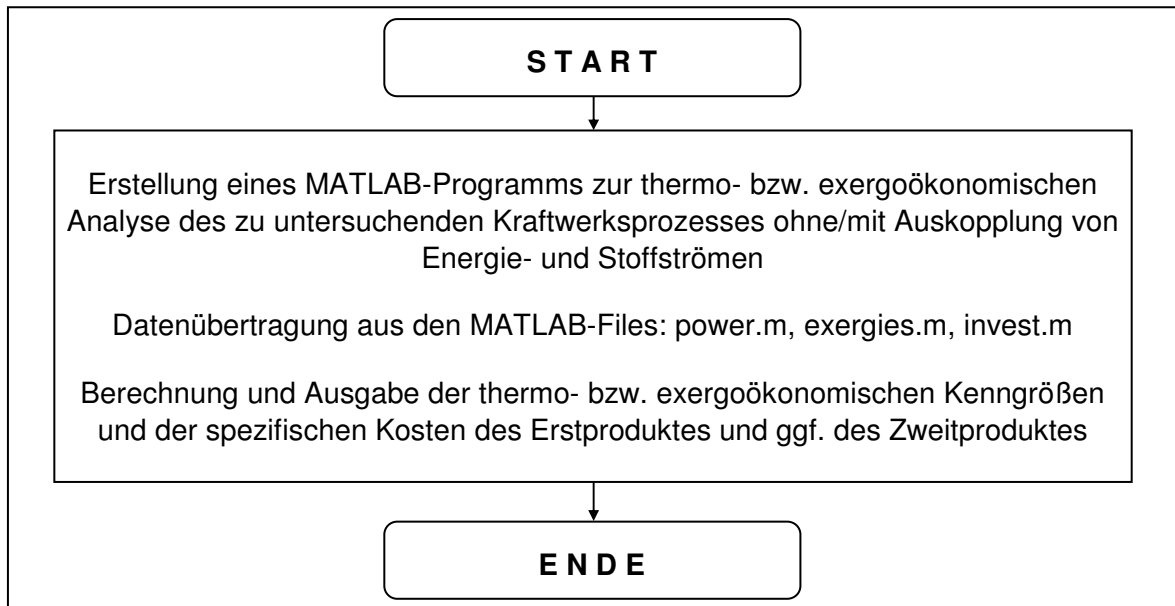


Abbildung 48: Vorgehensweise bei der thermo- bzw. exergoökonomischen Analyse.

Die thermo- bzw. exergoökonomische Bewertung erfolgt - abhängig von der Optimierungsmethode - auf der Basis unterschiedlicher Kenngrößen.

Optimierung: Im Rahmen der Optimierung werden Parameter der ausgewählten Komponenten variiert. Die Anlagenstruktur des Kraftwerksprozesses bleibt unverändert bestehen. Die Optimierung der Auslegungsparameter des Kraftwerksprozesses erfolgt jeweils iterativ nacheinander

- a) nach der Quadranten- bzw. Matrix-Methode,
- b) nach der thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen-Methode und
- c) nach der OpuS-Methode.

Die Festlegung von Auswahl und Reihenfolge der zu variierenden Komponenten/Parameter erfolgt methodenspezifisch. In gleicher Weise wird die Richtung der Parametervariationen bestimmt. Die OpuS-Methode gibt zusätzlich den Umfang der Parametervariationen während der Optimierung vor, was bei der Quadranten- bzw. Matrix-Methode und der thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen-Methode nicht der Fall ist. Um reproduzierbare und unabhängige Ergebnisse berechnen zu können, wird der Umfang der Parametervariationen während der Optimierung im Folgenden auch bei der Quadranten- bzw. Matrix-Methode und der thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen-Methode nach dem Koordinatenverfahren ermittelt. Die methodenspezifischen Vorgaben zur Auswahl und Reihenfolge der Komponenten sowie der Richtung der Optimierung bleiben dabei unverändert.

Unabhängig von der Optimierungsmethode werden die ausgewählten Parameter/Komponenten nachfolgend stets mit „angepasster Schrittweite“ variiert, da damit das Konvergenzverhalten während einer Optimierung verbessert werden kann [349].

Das bedeutet, dass die Schrittweite an den jeweiligen Suchraum der Parametervariationen anzupassen ist. Zu Beginn der Optimierung erfolgt die Variation der Parameter mit einer Startschrittweite (oberer Schwellenwert). Im Verlauf der Optimierung wird die Schrittweite der Parametervariation - insbesondere in Nähe des Optimums - bis zu einer Endschrittweite (unterer Schwellenwert) verringert. Tabelle 18 fasst die verwendeten Start- und Endschriftweiten aller untersuchten Parametervariationen der Komponenten zusammen.

Tabelle 18: Schrittweiten der Parametervariationen bei der Optimierung.

Komponente und Parametervariationen	Startschrittweite (obere Schwellenwert)	Endschrittweite (unterer Schwellenwert)
CMB1/CMB2 Brennstoffvorwärmung	10 K	1 K
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	10 K	5 K
C1/C2 Verdichtungsverhältnis	1,0	0,1
C1/C2, EX1/EX2, ST1-3 Isentroper Wirkungsgrad	1,0 %	0,5 %
Pump1-3 Isentroper Wirkungsgrad	5,0 %	0,5 %
HPEVA/HPEVA2, HPSHT3/HPSH23, HX1/ HX2, MPECO/MPECO2, MPZHT2/MPZH22 Temperaturdifferenz	10 K	1 K
HPEVA/HPEVA2, LPEVA/LPEVA2 Betriebsdruck	0,5 bar	0,1 bar
CND1 Kondensatordruck	0,01 bar	0,001 bar

Die Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der Kosten der elektrischen Energie (Erstprodukt). Damit verringern sich indirekt die Kosten des entsalzten Wassers (Zweitprodukt). Eine weiterführende direkte Optimierung der Kosten des entsalzten Wassers ist nicht Gegenstand der Untersuchungen. Der Iterationsprozess wird abgebrochen, sofern die Verringerung der Kosten des Erstproduktes (Zielfunktionswert) innerhalb einer Generation $< 0,5 \%$ ist. Diese Zusammenhänge sind in Abbildung 49 dargestellt.

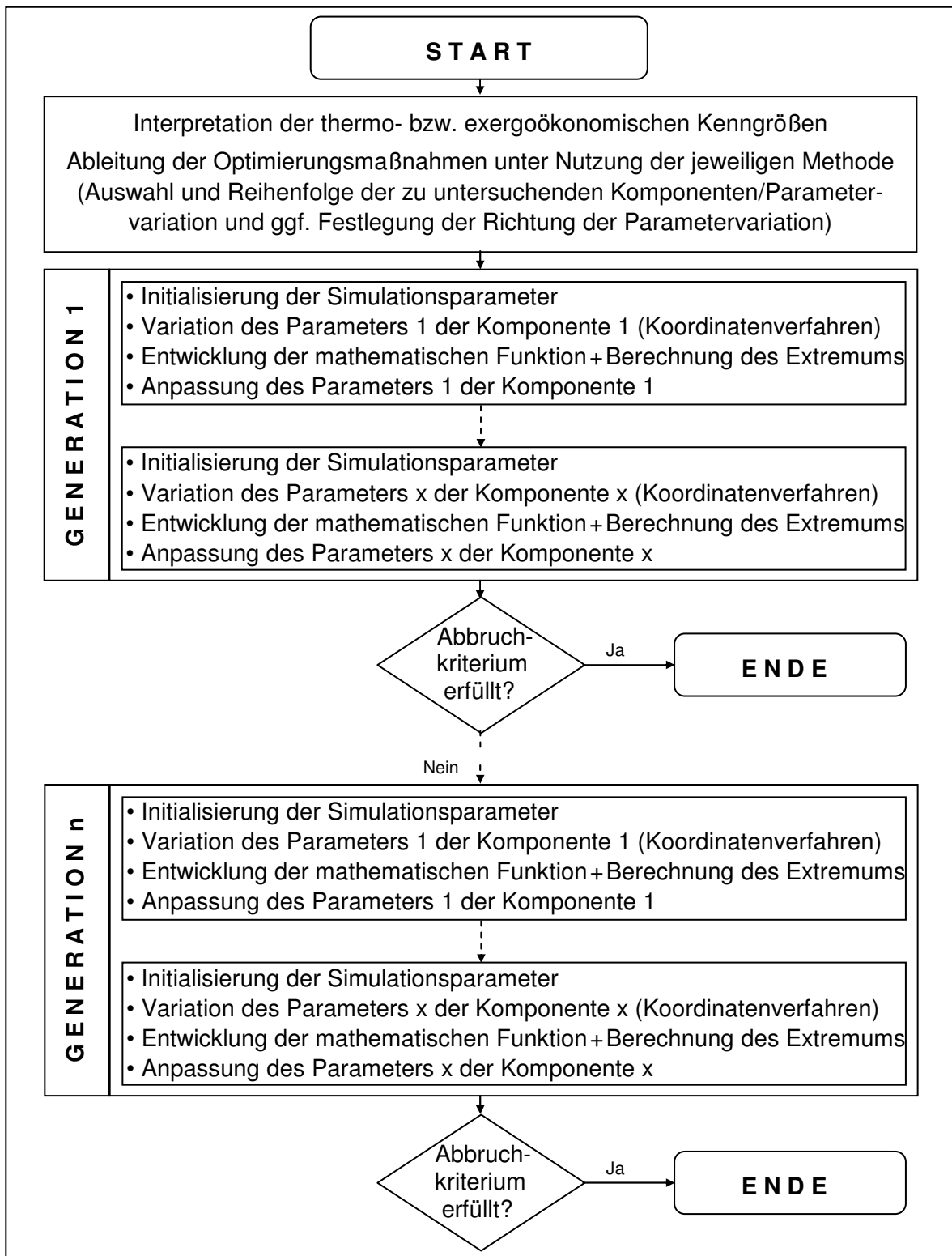


Abbildung 49: Vorgehensweise bei der Optimierung.

5 Auswertung und Ergebnisdiskussion

Kapitel 5 fasst die Ergebnisse der Simulation und Optimierung zusammen. Die Kraftwerksprozesse ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen werden zunächst unabhängig voneinander betrachtet. Abschnitt 5.1 erfasst den Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen. In Abschnitt 5.2 wird selbiger Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen dargestellt. Die Auskopplung der Energie- und Stoffströme dient der Energieversorgung einer hybriden Meerwasserentsalzungsanlage (Abschnitt 4.1.2). Zur Optimierung der Auslegungsparameter des Kraftwerksprozesses werden die beiden bekannten Methoden (Abschnitt 2.3) und die OpuS-Methode (Kapitel 3) genutzt. Im Abschnitt 5.3 werden diese Optimierungsmethoden miteinander verglichen. Zu diesem Zweck werden die Auswahl der Komponenten/Parametervariationen, deren Beiträge und der Rechenumfang zur Optimierung diskutiert. Die Bewertung der Beiträge erfolgt auf der Grundlage der Kosten der elektrischen Energie (Erstprodukt). Für den Kraftwerksprozess mit gekoppelter Meerwasserentsalzungsanlage werden die Kosten des entsalzten Wassers (Zweitprodukt) ergänzend aufgeführt. Zur Ergebnisdiskussion werden Parameterstudien verwendet. In dem Zusammenhang wird die Bedeutung wirtschaftlicher Parameter mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen bewertet. Abschließend werden Empfehlungen zur zukünftigen Gestaltung von Kraftwerksprozessen ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen abgeleitet.

5.1 Ergebnisse des Kraftwerksprozesses ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen

Im Folgenden werden die Optimierungsergebnisse des Kraftwerksprozesses ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen behandelt. Dabei wird jeweils - unabhängig von der verwendeten Optimierungsmethode - die Situation vor und nach der Optimierung diskutiert.

a1) Quadranten- bzw. Matrix-Methode - Variante: Vier-Feld-Matrix

Die Quadranten- bzw. Matrix-Methode geht von den Anteilen der Exergievernichtung $(\dot{E}_{D,k})/(\dot{E}_{D,k})_{\max}$ und der spezifischen Kosten $(\dot{Z}_k / \dot{E}_{D,k})/(\dot{Z}_k / \dot{E}_{D,k})_{\max}$ der Kraftwerkskomponenten aus. Abbildung 50 zeigt in der Vier-Feld-Matrix die Komponenten des untersuchten Kraftwerksprozesses vor der Optimierung. Auf dieser Grundlage werden die zu optimierenden Komponenten ausgewählt sowie die Reihenfolge und die Richtung der Optimierung festgelegt (Tabelle 19).

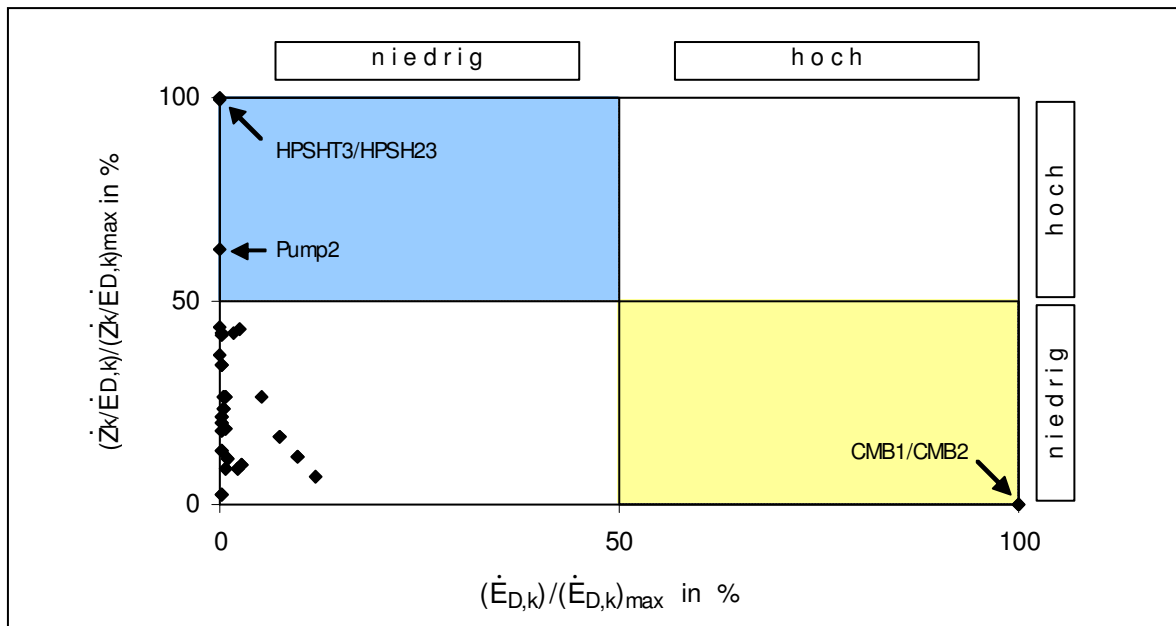


Abbildung 50: Vier-Feld-Matrix vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Tabelle 19: Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach Abbildung 50 - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Komponente(n)	Reihenfolge	Richtung
CMB1/CMB2	1	Verringerung der Exergievernichtung
HPSHT3/HPSH23	2	Verringerung der Investitionskosten
Pump2	3	

Während der Optimierung werden die Parameter Brennstoffvorwärmung und Brennkammeraustrittstemperatur (CMB1/CMB2) sowie die Temperaturdifferenz (HPSHT3/HPSH23) und der isentrope Wirkungsgrad (Pump2) nach dem Koordinatenverfahren variiert. Der Abbruch der iterativen Optimierung erfolgt nach der zweiten Generation (69. Iteration). Tabelle 20 vergleicht die Parameter der Komponenten vor und nach der Optimierung.

Tabelle 20: Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung (Vier-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

	vor der Optimierung	nach der Optimierung
CMB1/CMB2 Brennstoffvorwärmung	100 °C	150 °C
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1220 °C	1220 °C
HPSHT3/HPSH23 Temperaturdifferenz	25,3 K	54,3 K
Pump2 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	82,0 %

Die aktuellen Anteile der Exergievernichtung und der spezifischen Kosten der Kraftwerkskomponenten veranschaulicht Abbildung 51. Die Verschiebung der untersuchten Komponenten ist innerhalb der Vier-Feld-Matrix entsprechend gekennzeichnet. Auf der Basis der Anteile der Exergievernichtung und der spezifischen Kosten sind keine Rückschlüsse zum Umfang der erreichbaren Verringerungen der Produktkosten zu ziehen.

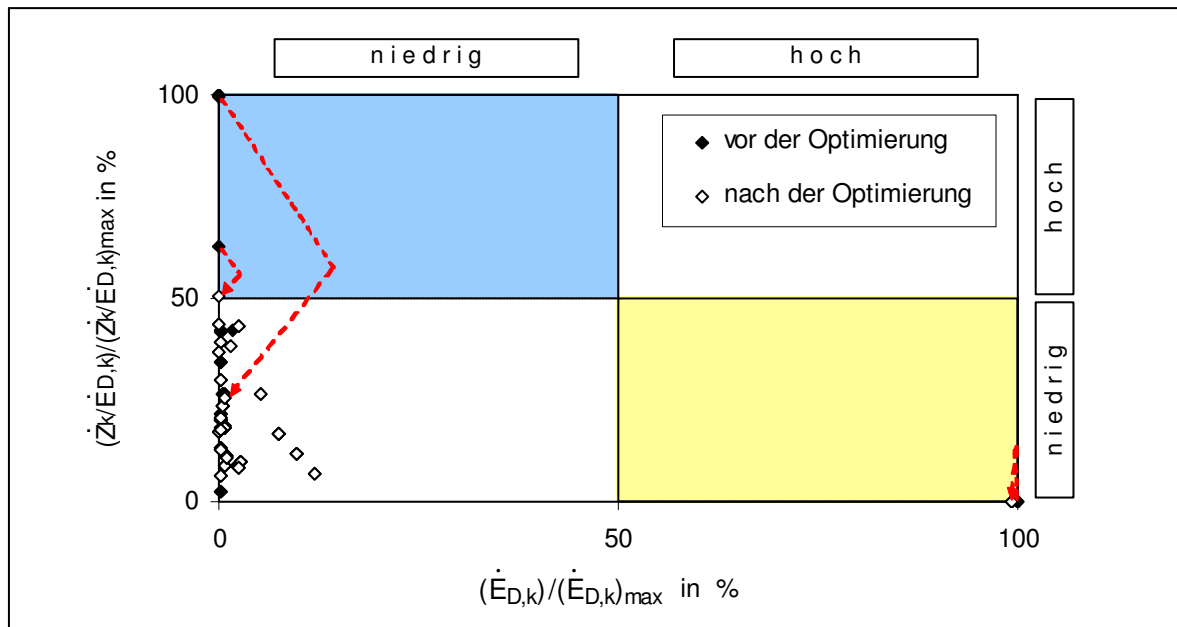


Abbildung 51: Vier-Feld-Matrix nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Infolge der Optimierung verringern sich die Kosten der elektrischen Energie um 0,81 %. Nach Abbildung 52 ist die Verringerung der Produktkosten vor allem auf die Änderung der Temperaturdifferenzen der Komponenten HPSHT3/HPSH23 zurückzuführen. Weitere Beiträge liegen mit der Parametervariation Brennstoffvorwärmung (CMB1/CMB2) vor.

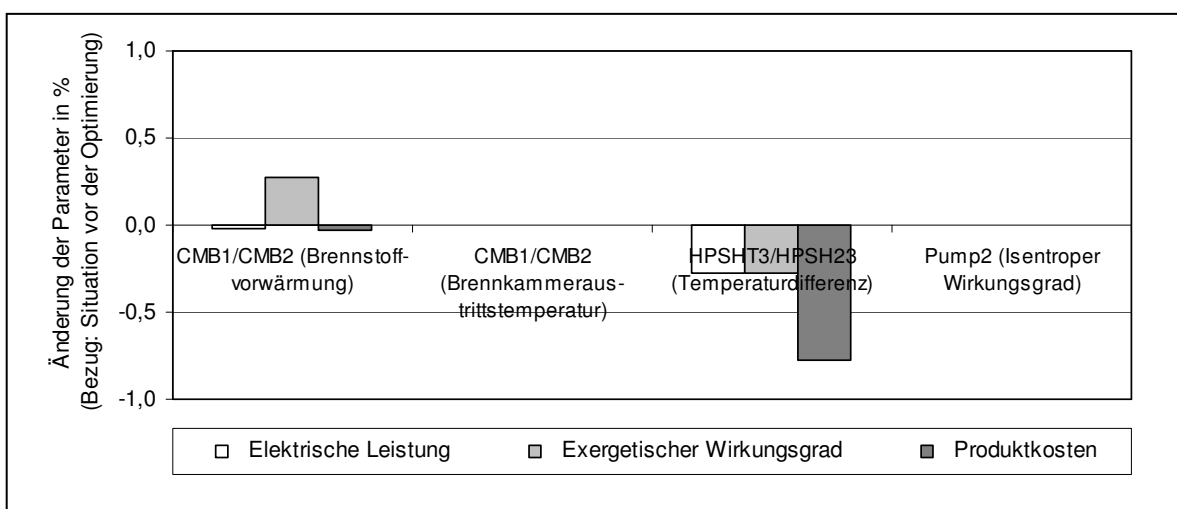


Abbildung 52: Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Vier-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

a2) Quadranten- bzw. Matrix-Methode - Variante: Neun-Feld-Matrix

Als Erweiterung der Vier-Feld-Matrix wird die Neun-Feld-Matrix des Kraftwerksprozesses ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen untersucht. Die Situation vor der Optimierung gibt Abbildung 53 wieder. Tabelle 21 benennt die ausgewählten Komponenten sowie die Reihenfolge und die Richtung der Optimierung.

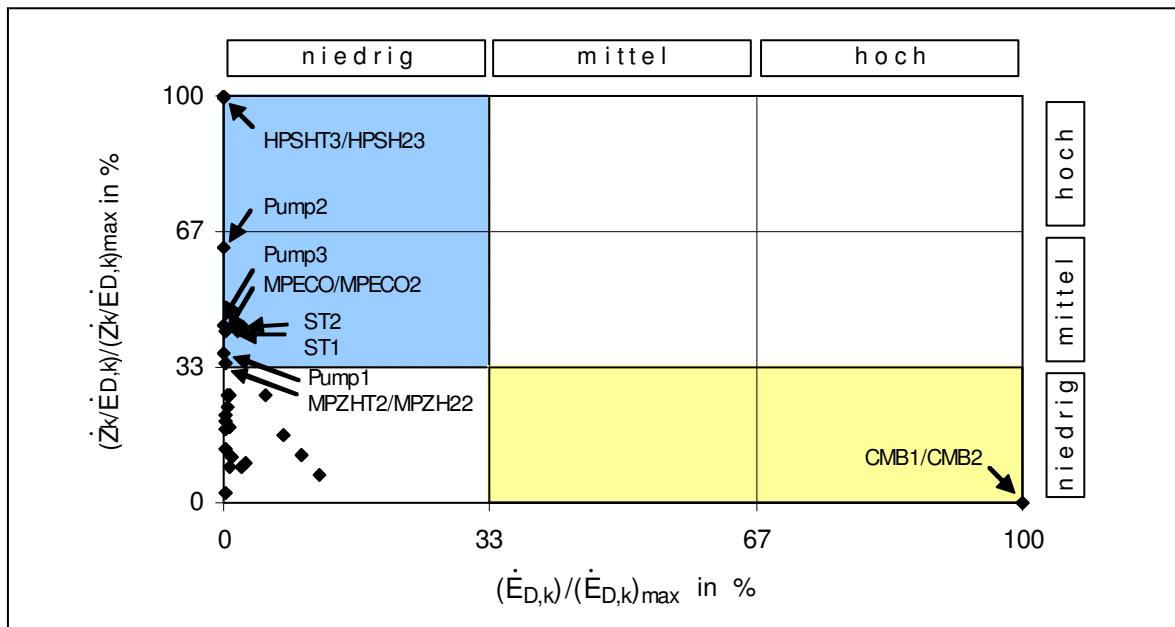


Abbildung 53: Neun-Feld-Matrix vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Tabelle 21: Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach Abbildung 53 (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Komponente(n)	Reihenfolge	Richtung
CMB1/CMB2	1	Verringerung der Exergievernichtung
HPSHT3/HPSH23	2	Verringerung der Investitionskosten
Pump2	3	
Pump3	4	
ST2	5	
MPECO/MPECO2	6	
ST1	7	
Pump1	8	
MPZHT2/MPZH22	9	

Bei der Optimierung nach der Neun-Feld-Matrix werden zusätzlich die Temperaturdifferenzen (MPECO/MPECO2, MPZHT2/MPZH22) und die isentropen Wirkungsgrade (Pump1, Pump3, ST1, ST2) berücksichtigt. Die iterative Optimierung erfolgt in zwei Generationen (128 Iterationen). Tabelle 22 fasst die Parameter der Komponenten vor und nach der Optimierung zusammen.

Tabelle 22: Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung (Neun-Feld-Matrix)
- (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

	vor der Optimierung	nach der Optimierung
CMB1/CMB2 Brennstoffvorwärmung	100 °C	140 °C
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1220 °C	1220 °C
HPSHT3/HPSH23 Temperaturdifferenz	25,3 K	54,3 K
Pump2 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	85,0 %
Pump3 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	85,0 %
ST2 Isentroper Wirkungsgrad	89,0 %	87,5 %
MPECO/MPECO2 Temperaturdifferenz	9,8 K	73,8 K
ST1 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	79,0 %
Pump1 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	83,5 %
MPZHT2/MPZH22 Temperaturdifferenz	33,9 K	80,9 K

Abbildung 54 zeigt, inwieweit die Parametervariationen (Tabelle 22), die Anteile der Exergievernichtung und der spezifischen Kosten der Komponenten beeinflussen.

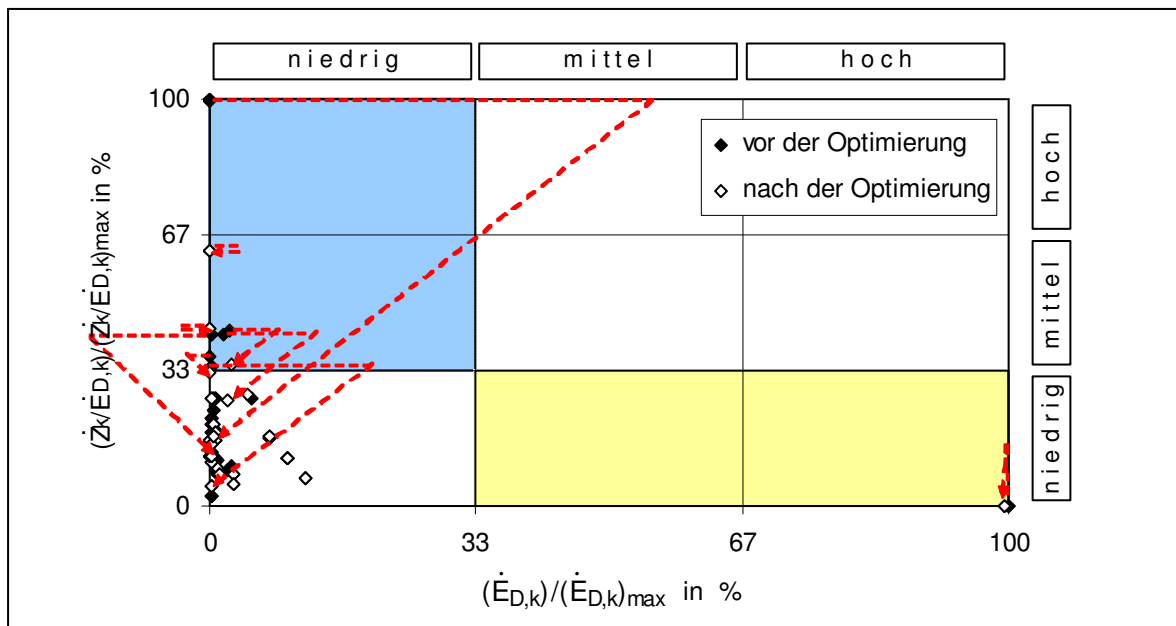


Abbildung 54: Neun-Feld-Matrix nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Nach der Optimierung der Auslegungsparameter ist eine Verringerung der Produktkosten um 2,11 % feststellbar. Diese ist nach Abbildung 55 wesentlich auf die Änderung der Temperaturdifferenzen der Komponenten HPSHT3/HPSH23, MPECO/MPECO2 und MPZHT2/MPZH22 zurückzuführen. Eine weitere Verringerung der Produktkosten wird nach Abbildung 55 mit der Variation der Brennstoffvorwärmung (CMB1/CMB2) und den isentropen Wirkungsgraden (ST1-2) erzielt.

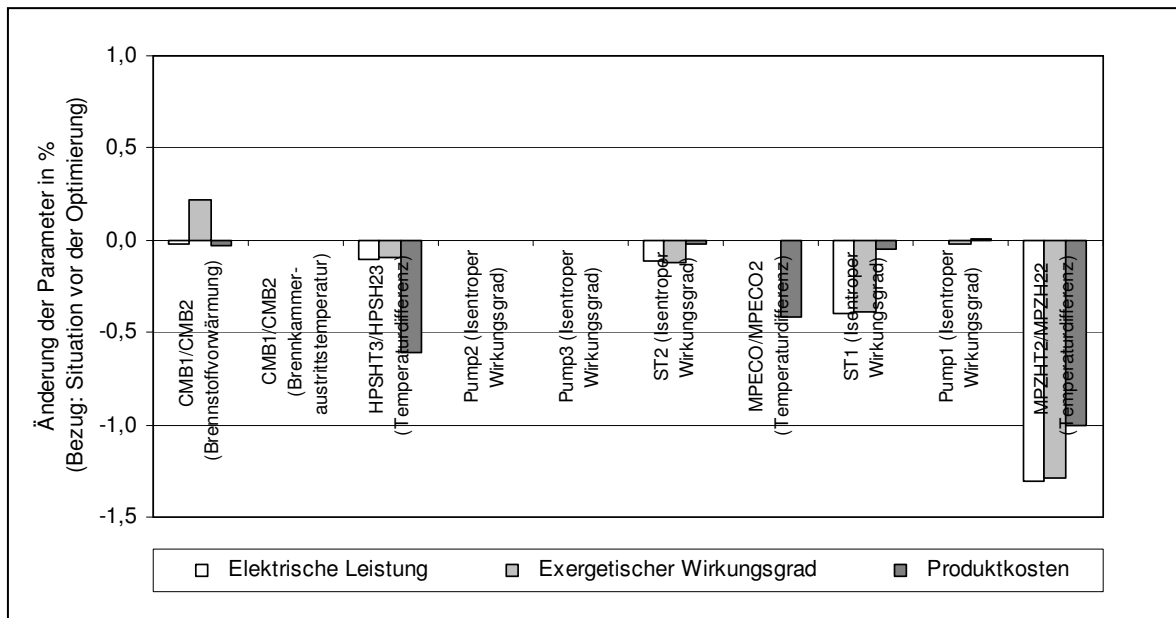


Abbildung 55: Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Neun-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

b) Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen-Methode

Ausgehend von den thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen in den Abbildungen 56-57 werden die zu optimierenden Komponenten ausgewählt sowie die Reihenfolge und die Richtung der Optimierung bestimmt. Zur Festlegung der Auswahl und der Reihenfolge der Komponenten dient der $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil. Abbildung 56 zeigt jene Komponenten des untersuchten Kraftwerksprozesses mit $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteilen ≥ 1 %. Zur Bestimmung der Richtung der Optimierung dienen die f- und r-Faktoren (Abbildung 57).

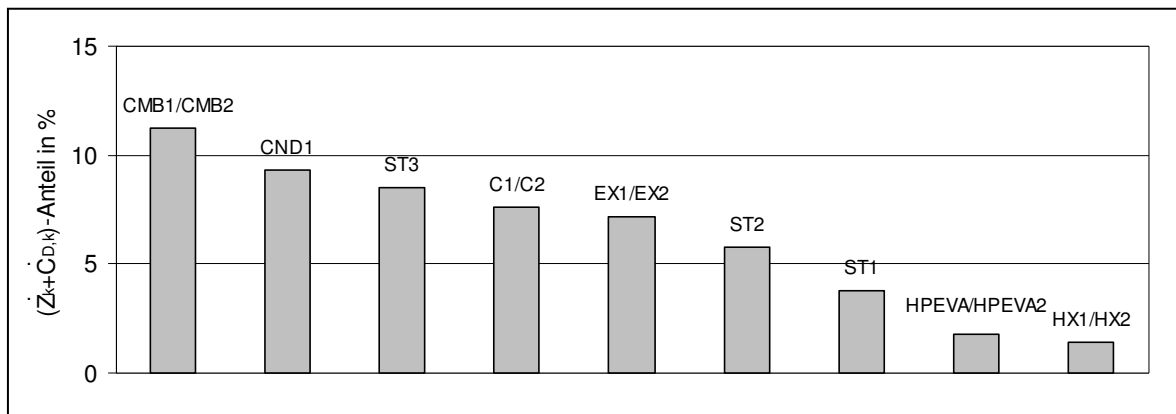


Abbildung 56: Komponenten nach $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil $\geq 1\%$ - vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

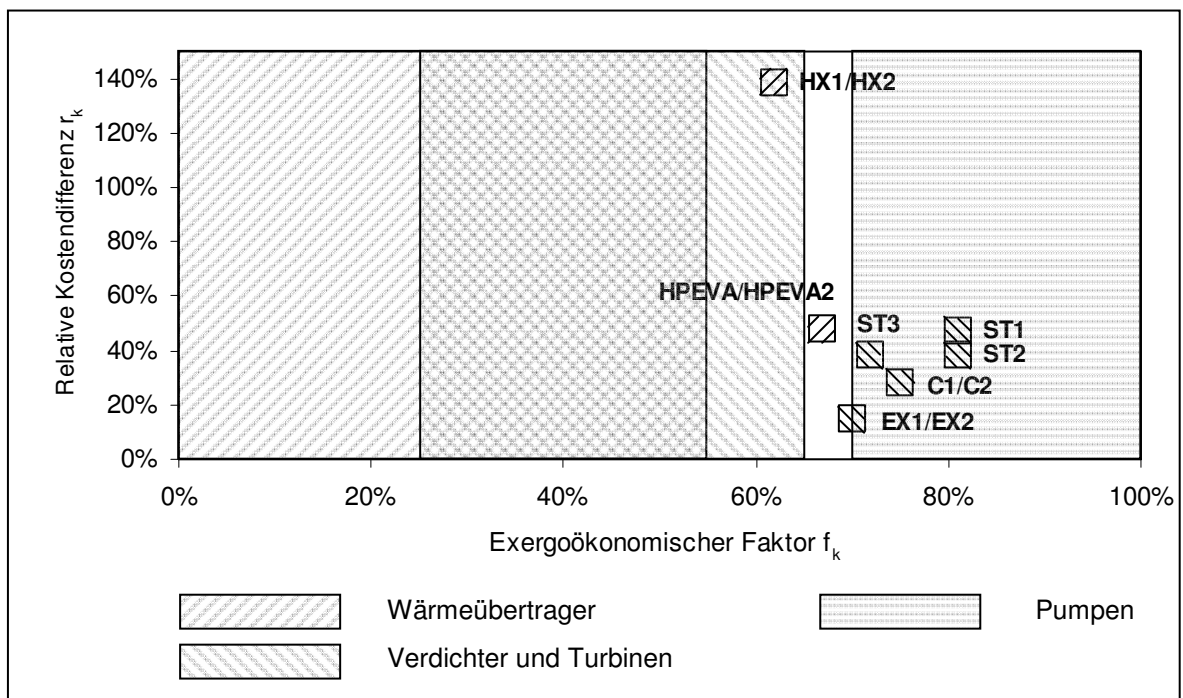


Abbildung 57: f-Faktor vs. r-Faktor der Komponenten - vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Die Bewertung der f-Faktoren erfolgt durch den Vergleich mit den jeweiligen komponentenspezifischen Literaturwerten. Da diese von den Komponenten C1/C2, EX1/EX2, ST1-3, HPEVA/HPEVA2 und HX1/HX2 überschritten werden (Abbildung 57), sind bei der Optimierung die Möglichkeiten zur Verringerung der Investitionskosten dieser Komponenten zu prüfen. Komponentenspezifische Literaturwerte liegen für Brennkammer und Kondensator nicht vor. Da beide Komponenten hohe $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile (und r-Faktoren) aufweisen, sind bei der Optimierung die Gesamtkosten $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ zu verringern (Tabelle 23).

Tabelle 23: Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach den Abbildungen 56-57 (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Komponente(n)	Reihenfolge	Richtung
CMB1/CMB2	1	Verringerung der Gesamtkosten
CND1	2	
ST3	3	Verringerung der Investitionskosten
C1/C2	4	
EX1/EX2	5	
ST2	6	
ST1	7	
HPEVA/HPEVA2	8	
HX1/HX2	9	

Bei der Optimierung werden folgende Parameter nach dem Koordinatenverfahren variiert: Brennstoffvorwärmung und Brennkammeraustrittstemperatur (CMB1/CMB2), Kondensatordruck (CND1), isentroper Wirkungsgrad (C1/C2, EX1/EX2, ST1-3), Verdichtungsverhältnis (C1/C2), Temperaturdifferenz (HPEVA/HPEVA2, HX1/HX2) und Betriebsdruck (HPEVA/HPEVA2). Im Rahmen der Optimierung werden drei Generationen (250 Iterationen) dieser Parametervariationen erstellt. Tabelle 24 gibt die Werte der untersuchten Parametervariationen vor und nach der Optimierung an.

Tabelle 24: Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung - (Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

	vor der Optimierung	nach der Optimierung
CMB1/CMB2 Brennstoffvorwärmung	100 °C	161 °C
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1220 °C	1220 °C
CND1 Kondensatordruck	0,060 bar	0,051 bar
ST3 Isentroper Wirkungsgrad	90,0 %	89,5 %
C1/C2 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	83,0 %
C1/C2 Verdichtungsverhältnis	17,6	13,9
EX1/EX2 Isentroper Wirkungsgrad	89,0 %	89,0 %
ST2 Isentroper Wirkungsgrad	89,0 %	87,0 %
ST1 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	84,0 %
HPEVA/HPEVA2 Temperaturdifferenz	43,6 K	74,6 K

Fortsetzung Tabelle 24: Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung - (Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

	vor der Optimierung	nach der Optimierung
HPEVA/HPEVA2 Betriebsdruck	102,6 bar	103,3 bar
HX1/HX2 Temperaturdifferenz	34,1 K	116,1 K

Die Situation nach der thermo- bzw. exergoökonomischen Optimierung fassen die Abbildungen 58 und 59 zusammen. Danach sind Änderungen der $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile sowie der r- und f-Faktoren der untersuchten Komponenten feststellbar. Während der $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil der Komponenten HX1/HX2 nach der Optimierung Werte $< 1\%$ aufweist, ist der $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil der Komponenten HPECO1/HPEC21 auf $> 1\%$ gestiegen. Steigende $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile sind ferner für die Komponenten CMB1/CMB2, ST1-3 und HPECO/HPECO2 zu verzeichnen. Eine Verringerung der $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile stellt sich bei den Komponenten CND1 und C1/C2 ein. Ein direkter Zusammenhang zwischen den $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteilen der Komponenten und den erreichbaren Verbesserungen ist nicht abzuleiten. Es zeigt sich jedoch, dass die Komponenten, die wesentlich zur Verringerung der Produktkosten beitragen nach der Optimierung keine gesteigerten $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile (und keine gesteigerten exergoökonomischen Faktoren f_k) aufweisen. Gemäß Abbildung 59 sind nach der Optimierung die relativen Kostendifferenzen r_k der Komponenten HX1/HX2 sowie ST1-3 gestiegen. Verringerte r_k -Werte liegen für C1/C2 sowie HPEVA/HPEVA2 vor. Wie bei den $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteilen ist keine direkte Korrelation zwischen dem Wert der relativen Kostendifferenz r_k und der/den erzielbaren Verbesserung(en) feststellbar. Nach Abbildung 59 entsprechen die exergoökonomischen Faktoren f_k der Komponenten HX1/HX2 und C1/C2 nach der Optimierung den typischen Literaturwerten. Keine Übereinstimmung hinsichtlich der f_k -Werte ist für die Komponenten HPEVA/HPEVA2, EX1/EX2 und ST1-3 erkennbar.

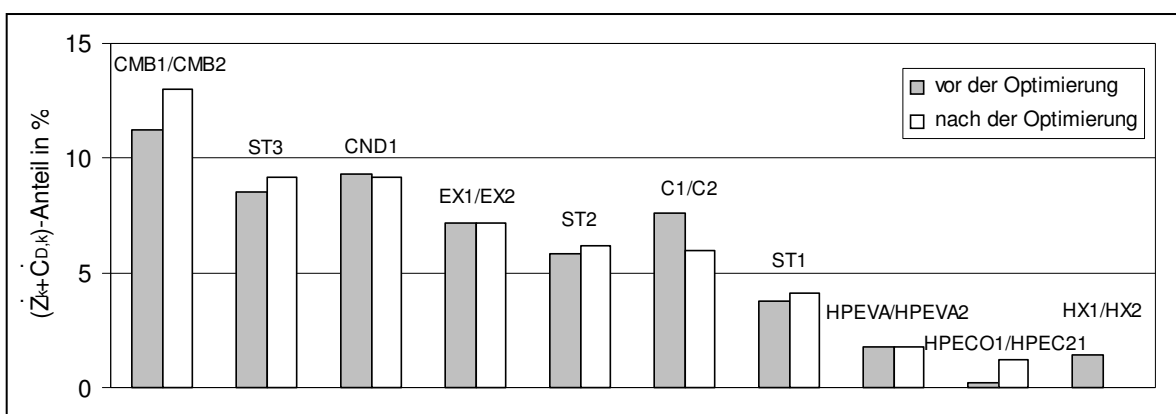


Abbildung 58: Komponenten nach $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil $\geq 1\%$ - vor/nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

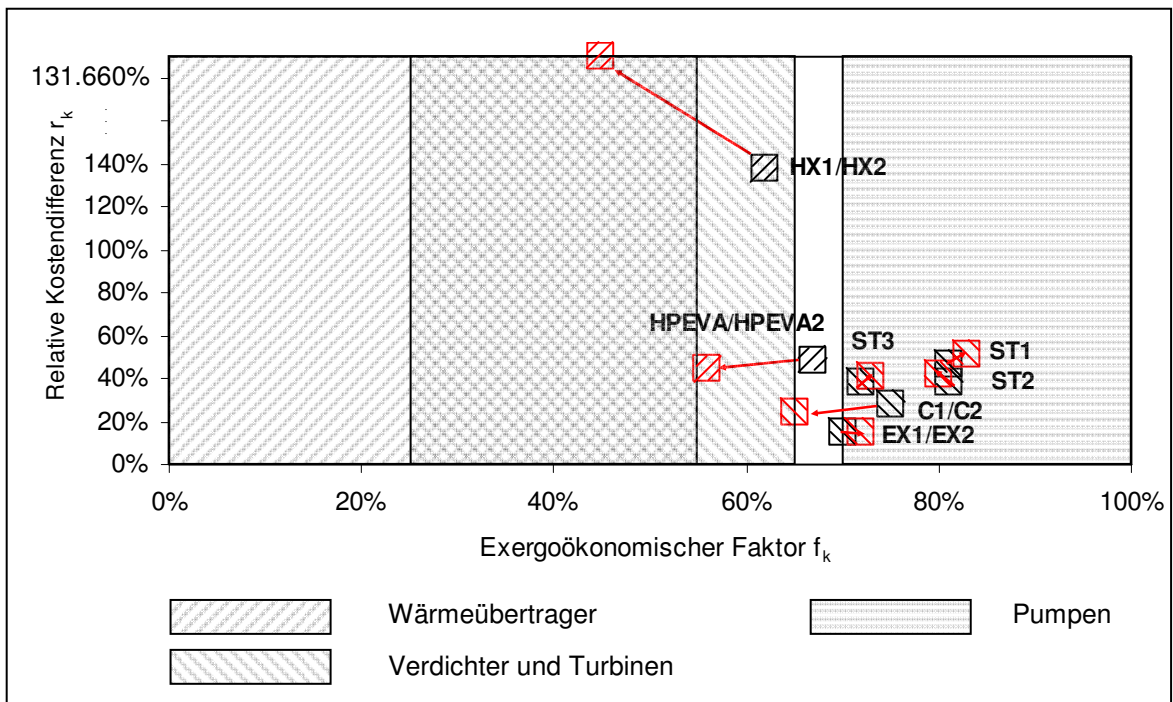


Abbildung 59: f-Faktor vs. r-Faktor der Komponenten - nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Die erzielte Verringerung der Produktkosten errechnet sich zu 5,29 %. Nach Abbildung 60 ist diese Verringerung der Produktkosten insbesondere auf die Parametervariationen von C1/C2 (Verdichtungsverhältnis) und HPEVA/HPEVA2 (Temperaturdifferenz) zurückzuführen. Weitere Verringerungen der Produktkosten ergeben sich nach Abbildung 60 mit den Parametervariationen CND1 (Kondensatordruck), C1/C2 (isentropen Wirkungsgrad) und HX1/HX2 (Temperaturdifferenz).

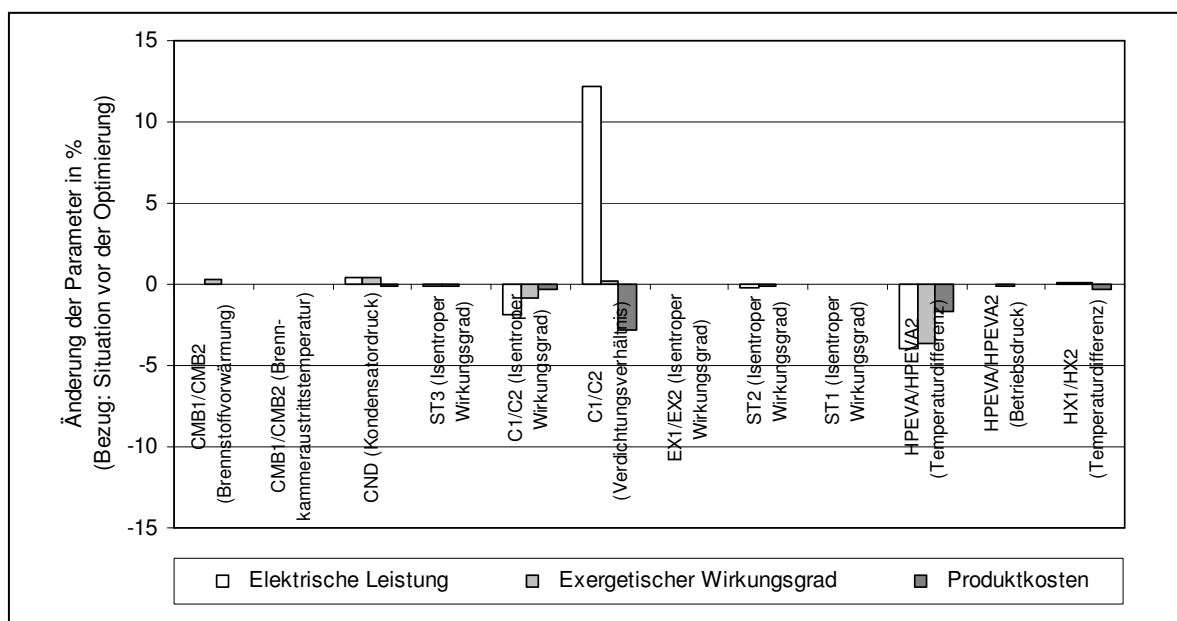


Abbildung 60: Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

c) OpuS-Methode

Bei dieser Optimierungsmethode erfolgt die Festlegung der Auswahl und der Reihenfolge der Parametervariationen auf der Grundlage von Sensitivitätsanalysen und deren Auswertung. Tabelle 25 zeigt die 30 untersuchten Parametervariationen des Kraftwerksprozesses ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen. Diese Parametervariationen der Komponenten sind in Tabelle 25 jeweils mit x gekennzeichnet. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse werden zu jeder Parametervariation jeweils zwölf Punkte innerhalb des zulässigen Betriebsbereiches berechnet.

Tabelle 25: Untersuchte Parametervariationen der OpuS-Methode - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

	Betriebsdruck	Brennkammer-austritts-temperatur	Brennstoff-vorwärmung	Isentroper Wirkungsgrad	Temperatur-differenz	Verdichtungs-verhältnis
C1/C2	-	-	-	x	-	x
CMB1/CMB2	-	x	x	-	-	-
CND1	x	-	-	-	-	-
EX1/EX2	-	-	-	x	-	-
HPECO1/HPEC21	-	-	-	-	x	-
HPECO2/HPEC22	-	-	-	-	x	-
HPECO3/HPEC23	-	-	-	-	x	-
HPEVA/HPEVA2	x	-	-	-	x	-
HPSHT1/HPSH21	-	-	-	-	x	-
HPSHT2/HPSH22	-	-	-	-	x	-
HPSHT3/HPSH23	-	-	-	-	x	-
HX1/HX2	-	-	-	-	x	-
LPEVA/LPEVA2	x	-	-	-	x	-
LPSHT1/LPSH21	-	-	-	-	x	-
MPECO/MPECO2	-	-	-	-	x	-
MPEVA/MPEVA2	x	-	-	-	x	-
MPSHT1/MPSH21	-	-	-	-	x	-
MPZHT1/MPZH21	-	-	-	-	x	-
MPZHT2/MPZH22	-	-	-	-	x	-
PUMP1	-	-	-	x	-	-
PUMP2	-	-	-	x	-	-
PUMP3	-	-	-	x	-	-
ST1	-	-	-	x	-	-
ST2	-	-	-	x	-	-
ST3	-	-	-	x	-	-

Nach Erstellung der entsprechenden Ausgleichsfunktionen sind die jeweiligen Differentialquotienten DQ_k zu ermitteln. Für den Istwert des Komponentenparameters wird der Betrag des Anstieges $|AAIW_k|$ bestimmt. Tabelle 26 benennt die $|AAIW_k|$ -Werte der Parametervariationen zusammen mit den $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteilen der ausgewählten Komponenten. Die Parametervariationen dieser Komponenten mit Produktanteilen $PA_k \geq 0,1 \%$ werden in Abbildung 61 dargestellt und im Rahmen der nachfolgenden Optimierung berücksichtigt.

Tabelle 26: $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile und $|AAIW_k|$ -Werte der Komponenten/Parametervariationen mit PA_k -Werten $\geq 0,1\%$ - vor der Optimierung - (OpuS-Methode).

	$(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil	$ AAIW_k $ -Wert
CND1 Betriebsdruck	9,27E+00 %	5,30E-01 (ct/kWh)/bar
C1/C2 Verdichtungsverhältnis	7,56E+00 %	1,17E-01 (ct/kWh)/(bar/bar)
EX1/EX2 Isentroper Wirkungsgrad	7,22E+00 %	5,16E-02 (ct/kWh)/%
C1/C2 Isentroper Wirkungsgrad	7,56E+00 %	1,73E-02 (ct/kWh)/%
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1,12E+01 %	4,33E-03 (ct/kWh)/°C
ST3 Isentroper Wirkungsgrad	8,46E+00 %	2,27E-03 (ct/kWh)/%
HPEVA/HPEVA2 Temperaturdifferenz	1,80E+00 %	5,54E-03 (ct/kWh)/K
LPEVA/LPEVA2 Betriebsdruck	7,60E-01 %	1,17E-02 (ct/kWh)/bar

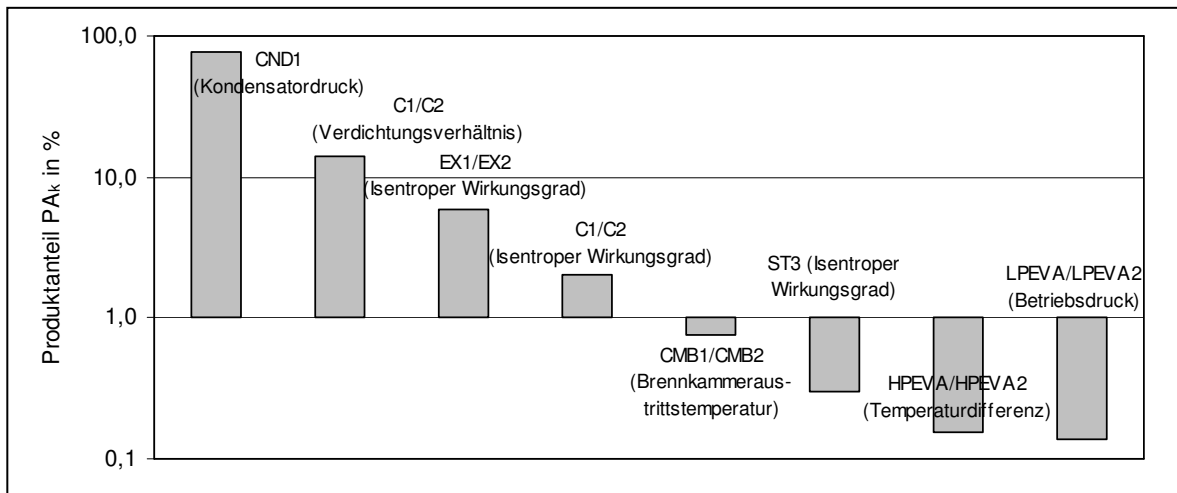


Abbildung 61: PA_k -Werte der Komponenten/Parametervariationen (Auszug) - vor der Optimierung - (OpuS-Methode).

Bei der Optimierung wird die Reihenfolge der ausgewählten Parametervariationen mit dem Produktanteil PA_k festgelegt. Die Richtung und der Umfang der Parametervariationen ergeben sich nach dem Koordinatenverfahren (Abschnitt 3.2). Der Optimierungsprozess umfasst insgesamt drei Generationen (162 Iterationen). Die Werte der Parametervariationen vor und nach der Optimierung fasst in Tabelle 27 zusammen.

Tabelle 27: Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung - (OpuS-Methode) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

	vor der Optimierung	nach der Optimierung
CND1 Kondensatordruck	0,06 bar	0,05 bar
C1/C2 Verdichtungsverhältnis	17,6	8,4
EX1/EX2 Isentroper Wirkungsgrad	89,0 %	89,0 %
C1/C2 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	85,5 %
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1220 °C	1245 °C
ST3 Isentroper Wirkungsgrad	90,0 %	90,0 %
HPEVA/HPEVA2 Temperaturdifferenz	43,6 K	95,6 K
LPEVA/LPEVA2 Betriebsdruck	4,3 bar	4,5 bar

Die Situation nach der Optimierung dokumentiert Tabelle 28 anhand der $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile der Komponenten und der $|AAIW_k|$ -Werte der Parametervariationen. Abbildung 62 vergleicht die resultierenden Produktanteile PA_k vor und nach dem Optimierungsprozess. Danach hat sich die Gesamtanzahl der Parametervariationen mit einem Produktanteil $PA_k \geq 0,1 \%$ nach der Optimierung verringert. Zusätzlich ist eine Verringerung der Produktanteile PA_k der Parametervariationen C1/C2 (Verdichtungsverhältnis), EX1/EX2 (isentropen Wirkungsgrad), C1/C2 (isentropen Wirkungsgrad), CMB1/CMB2 (Brennkammeraustrittstemperatur), HPEVA/HPEVA2 (Temperaturdifferenz) und LPEVA/LPEVA2 (Betriebsdruck) feststellbar. Ein Anstieg der Produktanteile PA_k ist bei den Parametervariationen CND1 (Kondensatordruck) und ST3 (isentropen Wirkungsgrad) zu verzeichnen.

Tabelle 28: $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile und $|AAIW_k|$ -Werte der Komponenten/Parametervariationen mit PA_k -Werten $\geq 0,1\%$ - nach Optimierung - (Opus-Methode).

	$(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil	$ AAIW_k $ -Wert
CND1 Betriebsdruck	1,08E+01 %	4,21E-01 (ct/kWh)/bar
C1/C2 Verdichtungsverhältnis	3,50E+00 %	1,59E-02 (ct/kWh)/(bar/bar)
EX1/EX2 Isentroper Wirkungsgrad	5,59E+00 %	2,38E-02 (ct/kWh)/%
C1/C2 Isentroper Wirkungsgrad	3,50E+00 %	4,19E-03 (ct/kWh)/%
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1,41E+01 %	1,81E-04 (ct/kWh)/°C
ST3 Isentroper Wirkungsgrad	1,01E+01 %	3,64E-03 (ct/kWh)/%
HPEVA/HPEVA2 Temperaturdifferenz	2,30E+00 %	2,61E-04 (ct/kWh)/K
LPEVA/LPEVA2 Betriebsdruck	5,33E-01 %	8,96E-03 (ct/kWh)/bar

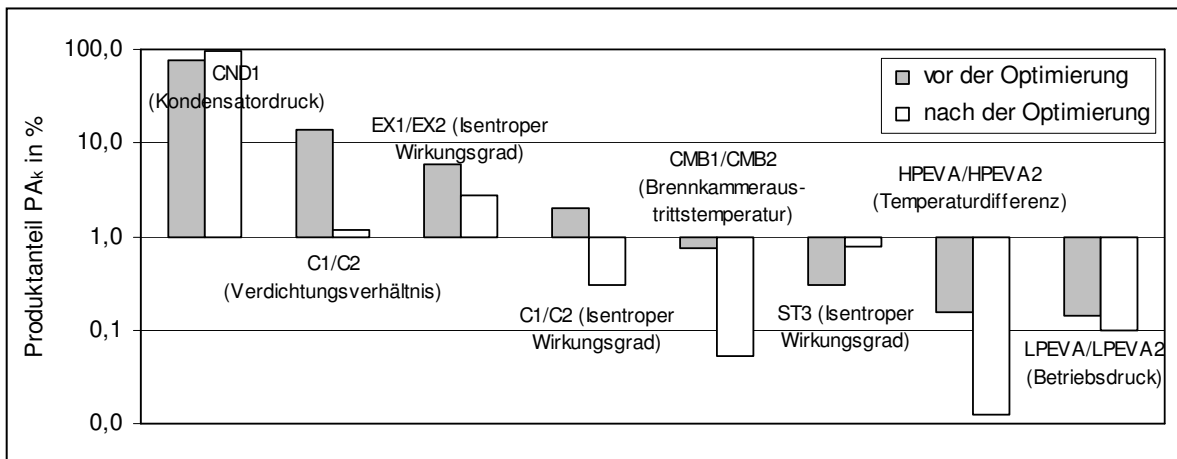


Abbildung 62: PA_k -Werte der Komponenten/Parametervariationen (Auszug) - nach der Optimierung - (Opus-Methode).

Mit der Optimierung der Auslegungsparameter stellt sich eine Verringerung der Produktkosten von 8,11 % ein. Nach Abbildung 63 ist diese Verringerung insbesondere auf die Parametervariationen C1/C2 (Verdichtungsverhältnis) und HPEVA/HPEVA2 (Temperaturdifferenz) zurückzuführen. Bei beiden Parametervariationen verringert sich der Produktanteil PA_k während der Optimierung signifikant. Ein genereller Zusammenhang zwischen den Produktanteilen PA_k und der Entwicklung der Produktkosten ist jedoch nicht darstellbar. Das wird anhand der Parametervariation CND1 (Kondensatordruck) belegt, die sich durch den dominierenden Produktanteil PA_k auszeichnet, jedoch nicht zur Verringerung der Produktkosten beiträgt.

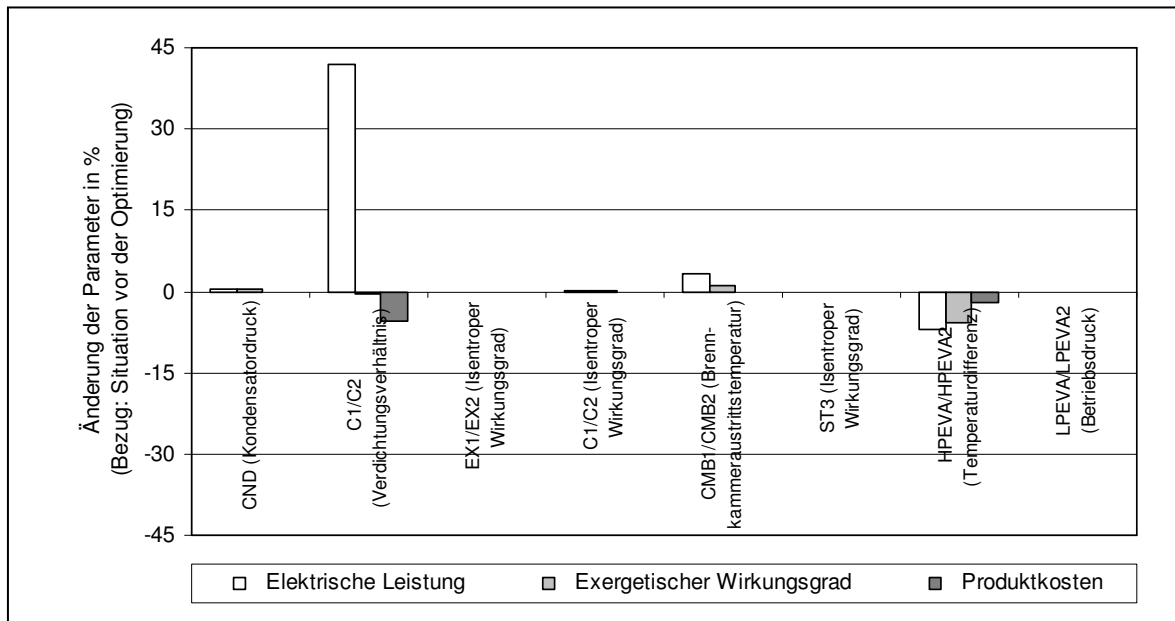


Abbildung 63: Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (OpuS-Methode) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

5.2 Ergebnisse des Kraftwerksprozesses mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen

Abschnitt 5.2 befasst sich mit den Optimierungsergebnissen des Kraftwerksprozesses mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen. Wie in Abschnitt 5.1 wird dabei - unabhängig von der Optimierungsmethode - die jeweilige Situation vor und nach der Optimierung dargestellt.

a1) Quadranten- bzw. Matrix-Methode - Variante: Vier-Feld-Matrix

Abbildung 64 charakterisiert die Komponenten des modifizierten Kraftwerksprozesses nach ihren Anteilen der Exergievernichtung $(\dot{E}_{D,k})/(\dot{E}_{D,k})_{\max}$ und der spezifischen Kosten $(\dot{Z}_k / \dot{E}_{D,k})/(\dot{Z}_k / \dot{E}_{D,k})_{\max}$. Die Auswertung der Vier-Feld-Matrix führt zur Auswahl der zu optimierenden Komponenten sowie zu Festlegung der Reihenfolge und der Richtung der Optimierung in Tabelle 29.

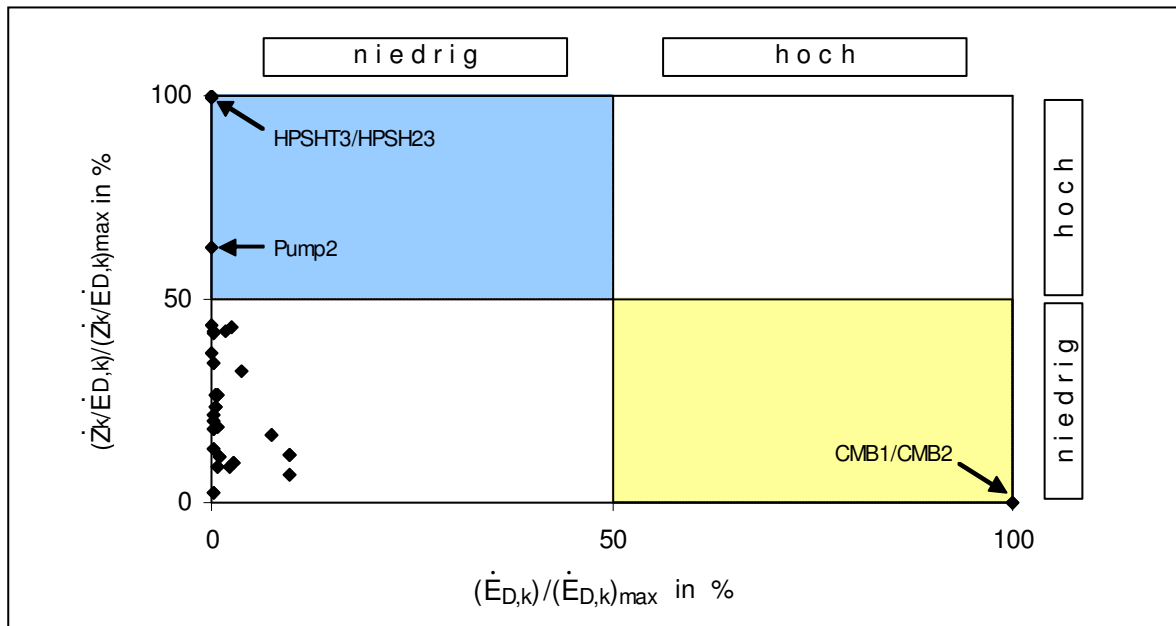


Abbildung 64: Vier-Feld-Matrix vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Tabelle 29: Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach Abbildung 64 (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Komponente(n)	Reihenfolge	Richtung
CMB1/CMB2	1	Verringerung der Exergievernichtung
HPSHT3/HPSH23	2	Verringerung der Investitionskosten
Pump2	3	

Zur Optimierung werden die Parameter Brennstoffvorwärmung und Brennkammeraustrittstemperatur (CMB1/CMB2) sowie Temperaturdifferenz (HPSHT3/HPSH23) und isentroper Wirkungsgrad (Pump2) nach dem Koordinatenverfahren variiert. Die Optimierung erfolgt in zwei Generationen (62 Iterationen). Tabelle 30 stellt die Werte der untersuchten Parametervariationen vor und nach der Optimierung gegenüber. Die resultierende Änderung der Komponentenpositionen in der Vier-Feld-Matrix ist Abbildung 65 zu entnehmen.

Tabelle 30: Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung (Vier-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

	vor der Optimierung	nach der Optimierung
CMB1/CMB2 Brennstoffvorwärmung	100 °C	130 °C
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1220 °C	1220 °C
HPSHT3/HPSH23 Temperaturdifferenz	25,3 K	54,3 K
Pump2 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	82,5 %

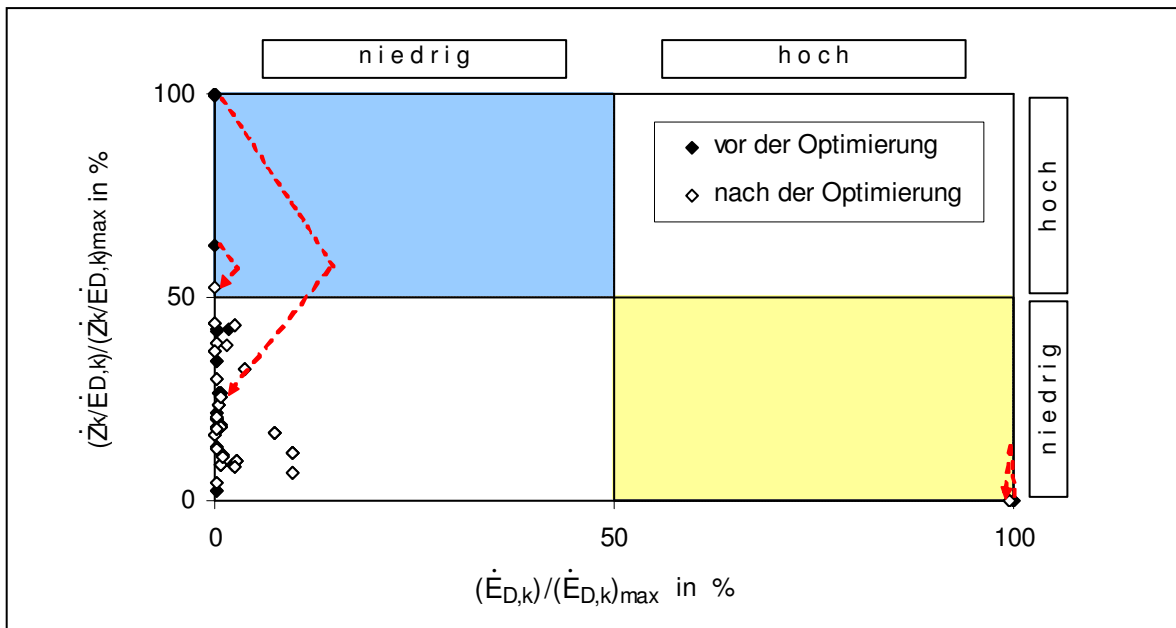


Abbildung 65: Vier-Feld-Matrix nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskoppelung von Energie- und Stoffströmen).

Nach der Optimierung der Auslegungsparameter sind die Produktkosten um 0,79 % (elektrische Energie) bzw. um 0,77 % (entsalztes Wasser) geringer. Nach Abbildung 66 tragen die Änderung der Temperaturdifferenzen (HPSHT3/HPSH23) und die Variation der Brennstoffvorwärmung (CMB1/CMB2) zur Verringerung beider Produktkosten bei. Ein direkter Zusammenhang zwischen den Anteilen der Exergievernichtung $(\dot{E}_{D,k}) / (\dot{E}_{D,k})_{\max}$ bzw. den spezifischen Kosten $(\dot{Z}_k / \dot{E}_{D,k}) / (\dot{Z}_k / \dot{E}_{D,k})_{\max}$ und der Änderung der Produktkosten ist nicht nachweisbar.

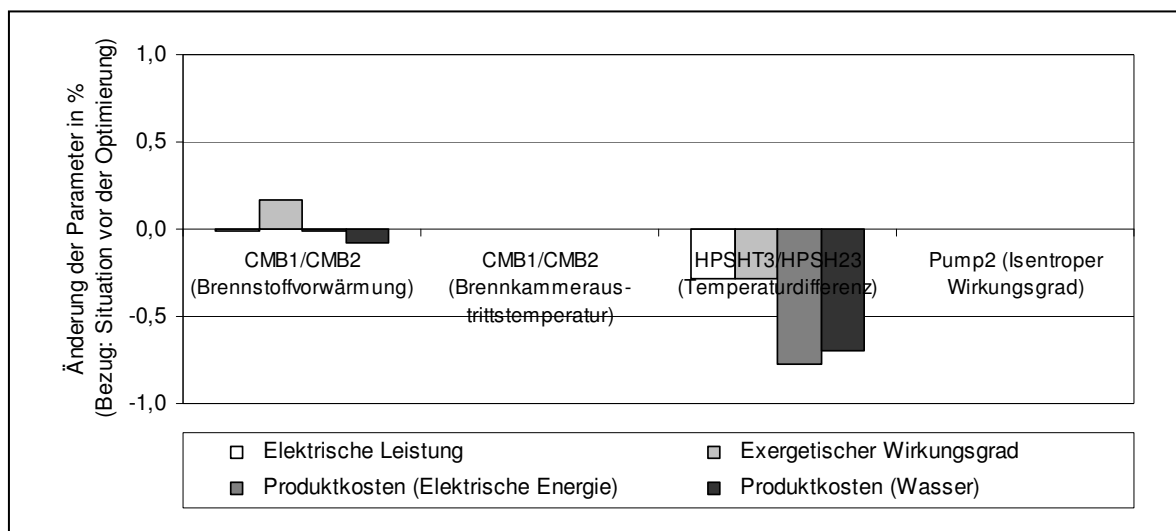


Abbildung 66: Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Vier-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess mit Auskoppelung von Energie- und Stoffströmen).

a2) Quadranten- bzw. Matrix-Methode - Variante: Neun-Feld-Matrix

Abbildung 67 zeigt die Neun-Feld-Matrix des selbigen Kraftwerksprozesses. Danach ergeben sich Auswahl, Reihenfolge und Richtung der Komponenten/Parametervariationen in Tabelle 31.

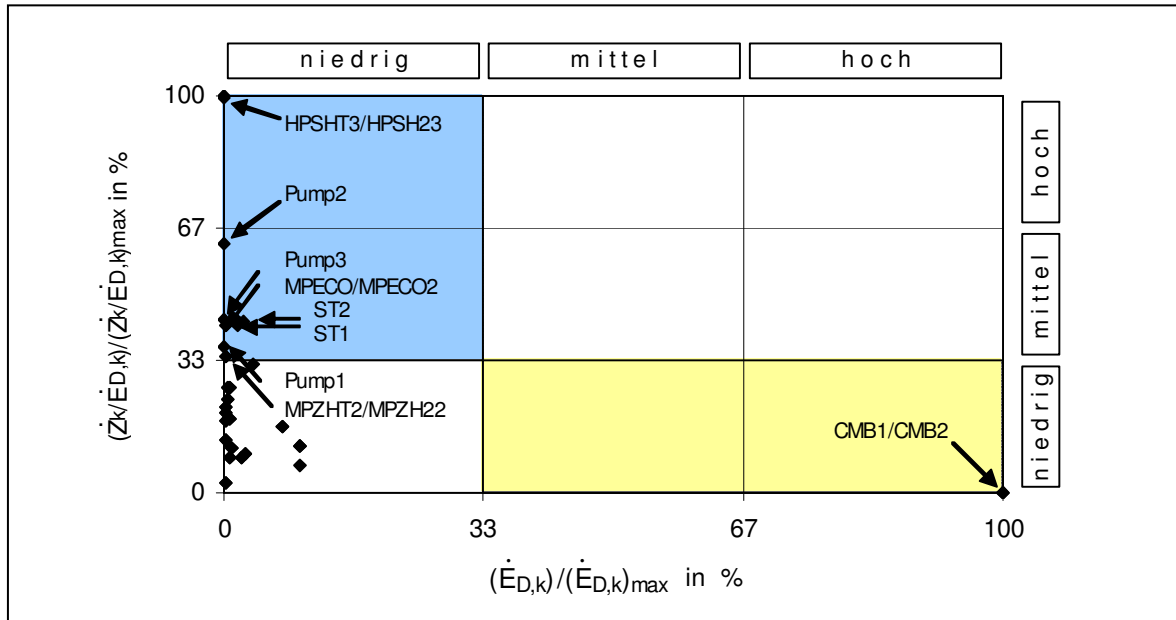


Abbildung 67: Neun-Feld-Matrix vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Tabelle 31: Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach Abbildung 67 (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Komponente(n)	Reihenfolge	Richtung
CMB1/CMB2	1	Verringerung der Exergievernichtung
HPSHT3/HPSH23	2	Verringerung der Investitionskosten
Pump2	3	
Pump3	4	
ST2	5	
MPECO/MPECO2	6	
ST1	7	
Pump1	8	
MPZHT2/MPZH22	9	

Neben den Parametervariationen der Vier-Feld-Matrix werden bei der Optimierung nach der Neun-Feld-Matrix die Temperaturdifferenzen (MPECO/MPECO2, MPZHT2/MPZH22) und die isentropen Wirkungsgrade (Pump1, Pump3, ST1, ST2) berücksichtigt. Zur Optimierung der Auslegungsparameter des Kraftwerksprozesses sind zwei Generationen (154 Iterationen) erforderlich. Tabelle 32 vergleicht die Parameterwerte der Komponenten vor und nach der Optimierung. Die resultierenden Änderungen innerhalb der Neun-Feld-Matrix verdeutlicht Abbildung 68.

Tabelle 32: Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung (Neun-Feld-Matrix)
- (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

	vor der Optimierung	nach der Optimierung
CMB1/CMB2 Brennstoffvorwärmung	100 °C	130 °C
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1220 °C	1220 °C
HPSHT3/HPSH23 Temperaturdifferenz	25,3 K	54,3 K
Pump2 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	82,5 %
Pump3 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	83,5 %
ST2 Isentroper Wirkungsgrad	89,0 %	87,0 %
MPECO/MPECO2 Temperaturdifferenz	9,8 K	71,8 K
ST1 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	80,5 %
Pump1 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	74,0 %
MPZHT2/MPZH22 Temperaturdifferenz	33,9 K	81,9 K

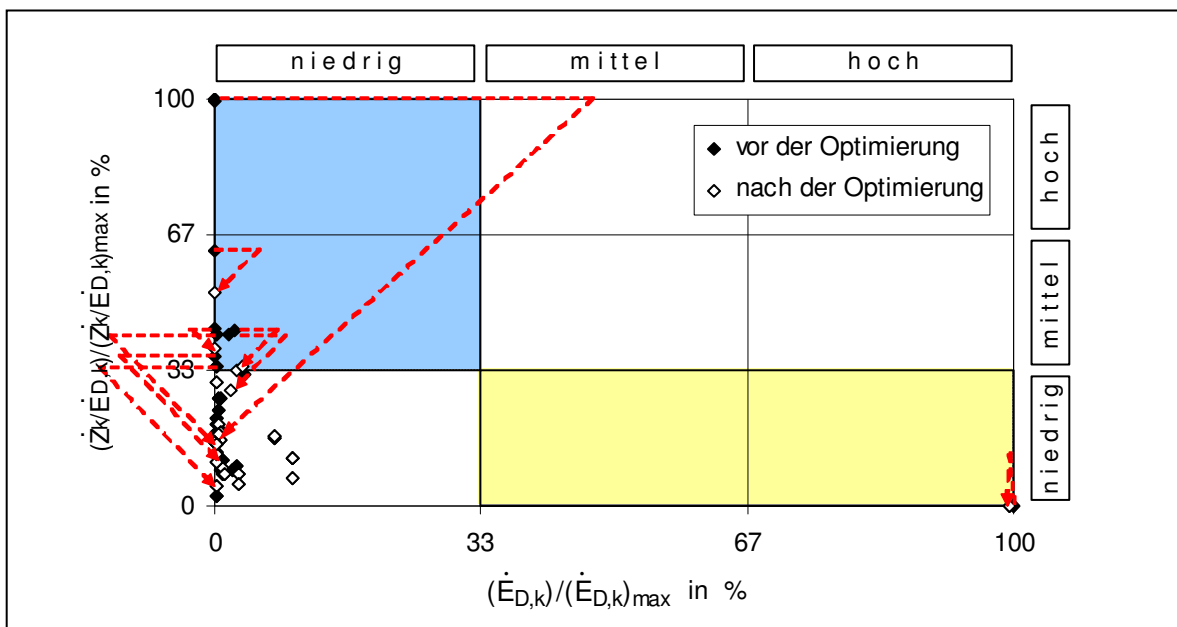


Abbildung 68: Neun-Feld-Matrix nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Mit der Optimierung nach der Neun-Feld-Matrix errechnet sich die Verringerung der Produktkosten um 2,07 % (elektrische Energie) bzw. 2,14 % (entsalztes Wasser). Die Variation der Temperaturdifferenzen der Komponenten HPSHT3/HPSH23, MPECO/

MPECO₂ und MPZHT₂/MPZH₂ sind an der Änderung der Kosten des Erst- und Zweitproduktes wesentlich beteiligt. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 69 graphisch dargestellt.

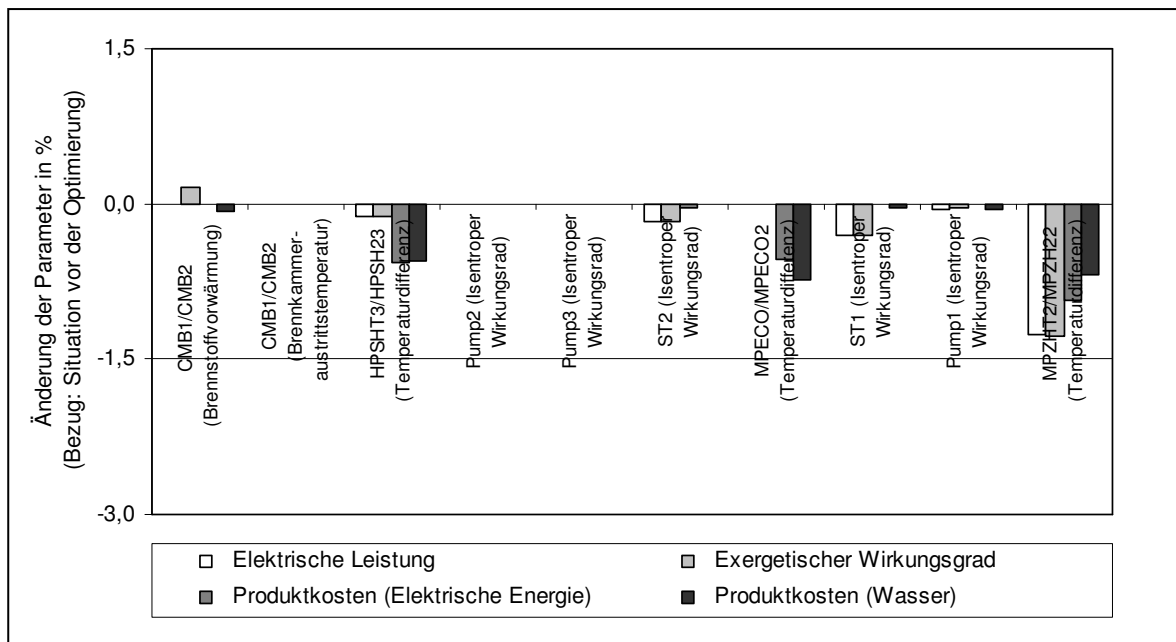


Abbildung 69: Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Neun-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

b) Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen-Methode

Zur Bestimmung der zu optimierenden Komponenten und deren Reihenfolge sowie der Richtung der Optimierung werden die Abbildungen 70-71 verwendet. Abbildung 70 stellt die für die Optimierung ausgewählten Komponenten mit $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteilen $\geq 1\%$ dar. Abbildung 71 vergleicht die r - und f -Faktoren dieser Komponenten mit den aus der Literatur bekannten typischen komponentenspezifischen Wertebereichen.

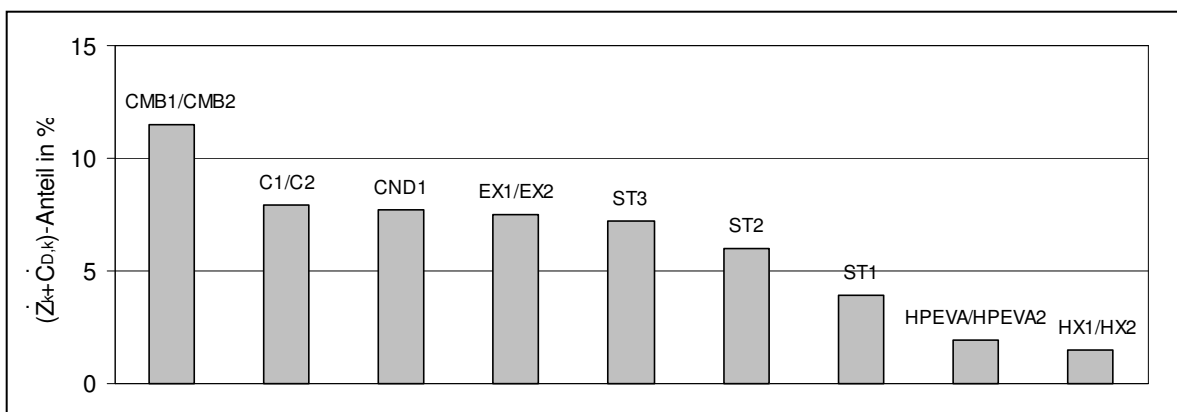


Abbildung 70: Komponenten nach $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil $\geq 1\%$ - vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

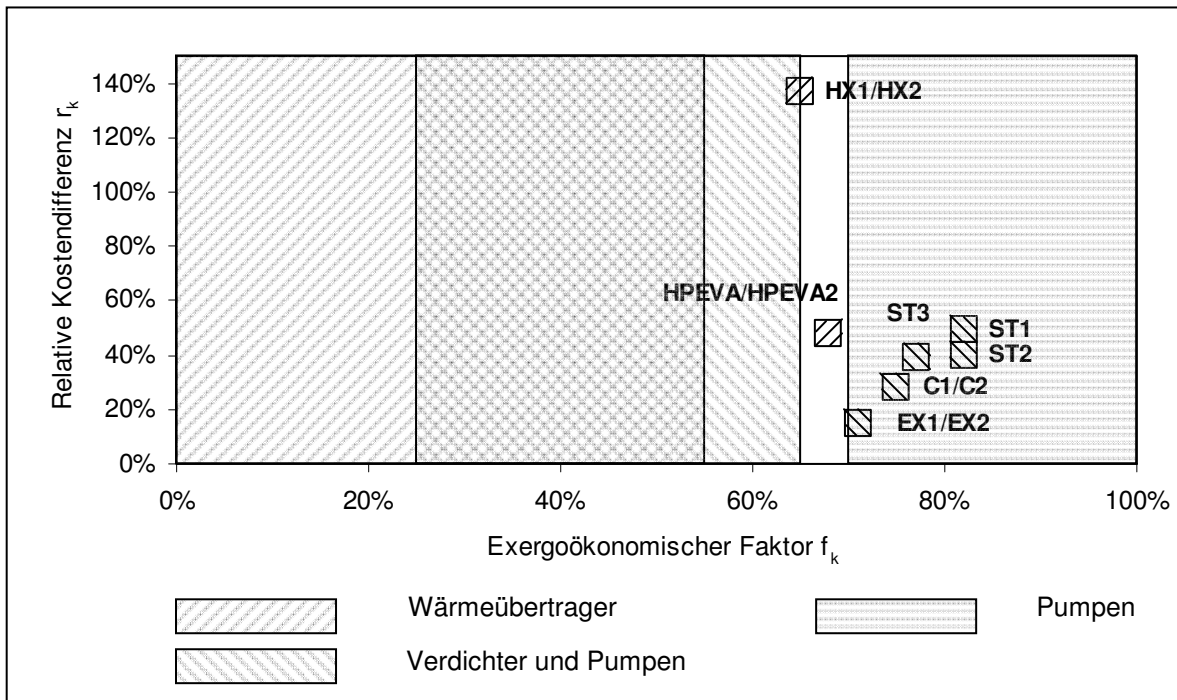


Abbildung 71: f-Faktor vs. r-Faktor der Komponenten - vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

In Abbildung 71 sind die exergoökonomischen Faktoren f_k der dargestellten Komponenten ohne Ausnahme oberhalb der jeweiligen komponententypischen Wertebereiche positioniert. Bei der Optimierung ist daher die Verringerung der Investitionskosten dieser Komponenten zu prüfen. Wie beim Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen wird mit den Parametervariationen von Brennkammer und Kondensator eine Verringerung der Gesamtkosten dieser Komponenten angestrebt (Tabelle 33).

Tabelle 33: Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach den Abbildungen 70-71 (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Komponente(n)	Reihenfolge	Richtung
CMB1/CMB2	1	Verringerung der Gesamtkosten
CND1	3	
C1/C2	2	
EX1/EX2	4	Verringerung der Investitionskosten
ST3	5	
ST2	6	
ST1	7	
HPEVA/HPEVA2	8	
HX1/HX2	9	

Im Rahmen der Optimierung werden nachfolgende Parametervariationen berücksichtigt: Brennstoffvorwärmung und Brennkammeraustrittstemperatur (CMB1/CMB2), Kondensatordruck (CND1), isentroper Wirkungsgrad (C1/C2, EX1/EX2, ST1-3), Verdichtungsver-

hältnis (C1/C2), Temperaturdifferenz (HPEVA/HPEVA2, HX1/HX2) sowie Betriebsdruck (HPEVA/HPEVA2) und nach dem Koordinatenverfahren untersucht. Zur Optimierung sind insgesamt drei Generationen (218 Iterationen) von Parametervariationen erforderlich. Tabelle 34 stellt die Start- und Endwerte der Parametervariationen gegenüber.

Tabelle 34: Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung - (Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

	vor der Optimierung	nach der Optimierung
CMB1/CMB2 Brennstoffvorwärmung	100 °C	155 °C
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1220 °C	1220 °C
C1/C2 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	83,0 %
C1/C2 Verdichtungsverhältnis	17,6	14,0
CND1 Kondensatordruck	0,060 bar	0,054 bar
EX1/EX2 Isentroper Wirkungsgrad	89,0 %	89,0 %
ST3 Isentroper Wirkungsgrad	90,0 %	89,0 %
ST2 Isentroper Wirkungsgrad	89,0 %	87,0 %
ST1 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	84,5 %
HPEVA/HPEVA2 Temperaturdifferenz	43,6 K	80,6 K
HPEVA/HPEVA2 Betriebsdruck	102,6 bar	102,6 bar
HX1/HX2 Temperaturdifferenz	32,9 K	124,9 K

Nach der thermo- bzw. exergoökonomischen Optimierung ergeben sich die $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile und die Werte der r- und f-Faktoren in den Abbildungen 72-73. Der $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil der Komponenten C1/C2, HX1/HX2 und EX1/EX2 verringert sich mit der Optimierung. Demgegenüber steigern sich die $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile der Komponenten CMB1/CMB2, CND1, ST1-3 und HPECO1/HPEC21.

Die Optimierung der Auslegungsparameter des Kraftwerksprozesses führt ebenso zu einer Verringerung (HPEVA/HPEVA2, C1/C2) bzw. Steigerung (HX1/HX2, ST1-3, EX1/EX2) der r-Faktoren der untersuchten Komponenten. Nach der Optimierung entsprechen die f-Faktoren der Komponenten HX1/HX2 (sowie HPECO1/HPEC21) und C1/C2 den jeweiligen Literaturwerten. Für die Komponenten ST1-3, HPEVA/HPEVA2 sowie EX1/EX2 trifft das nicht zu.

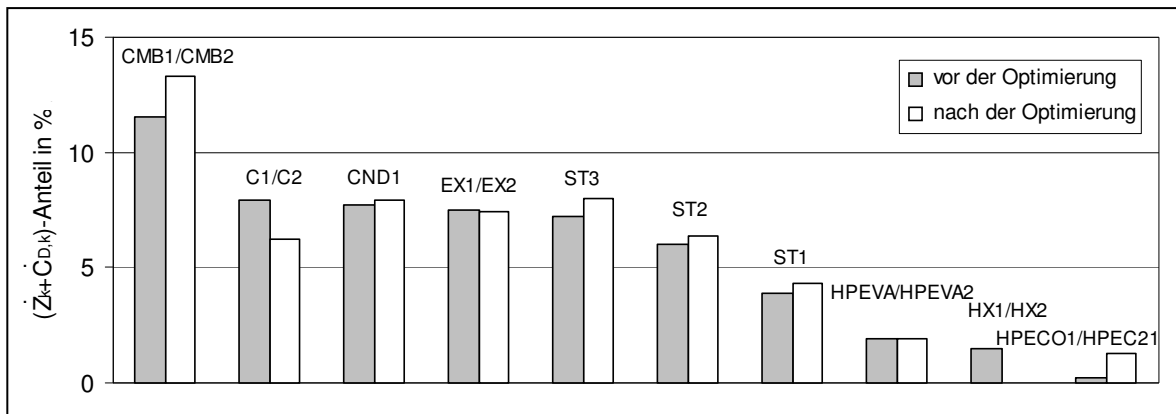


Abbildung 72: Komponenten nach $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil $\geq 1\%$ - vor/nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

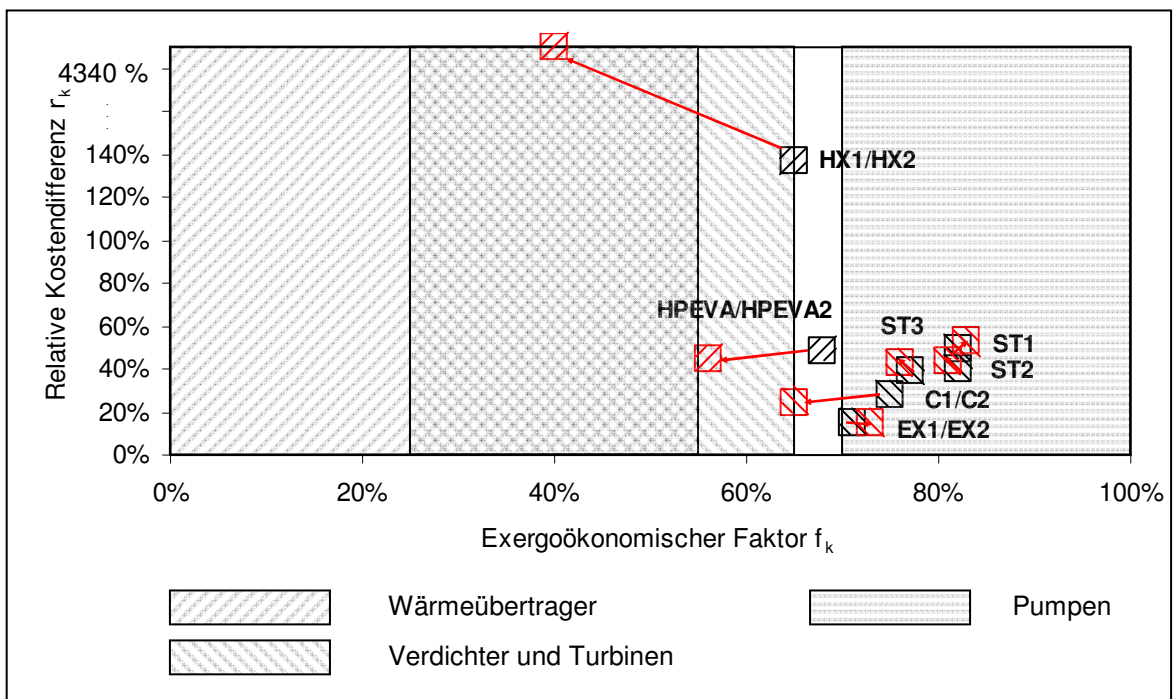


Abbildung 73: f-Faktor vs. r-Faktor der Komponenten - nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Mit der Optimierung verringern sich die Kosten der elektrischen Energie und des entsalzten Wassers um 4,84 % bzw. 5,08 %. Abbildung 74 verdeutlicht die Bedeutung der Parametervariationen C1/C2 (Verdichtungsverhältnis und isentroper Wirkungsgrad), HPEVA/HPEVA2 und HX1/HX2 (Temperaturdifferenz) sowie CND1 (Kondensatordruck) für die Änderung der Produktkosten. Mit Ausnahme des Kondensators sind die genannten Komponenten/Parametervariationen nach der Optimierung durch konstante/verringerte $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile (und exergoökonomische Faktoren f_k) gekennzeichnet. Mit der Auswertung der Optimierungsergebnisse bestätigt sich, dass auf der Grundlage der betrachteten thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen keine Abschätzung der Optimierungspotenziale möglich ist.

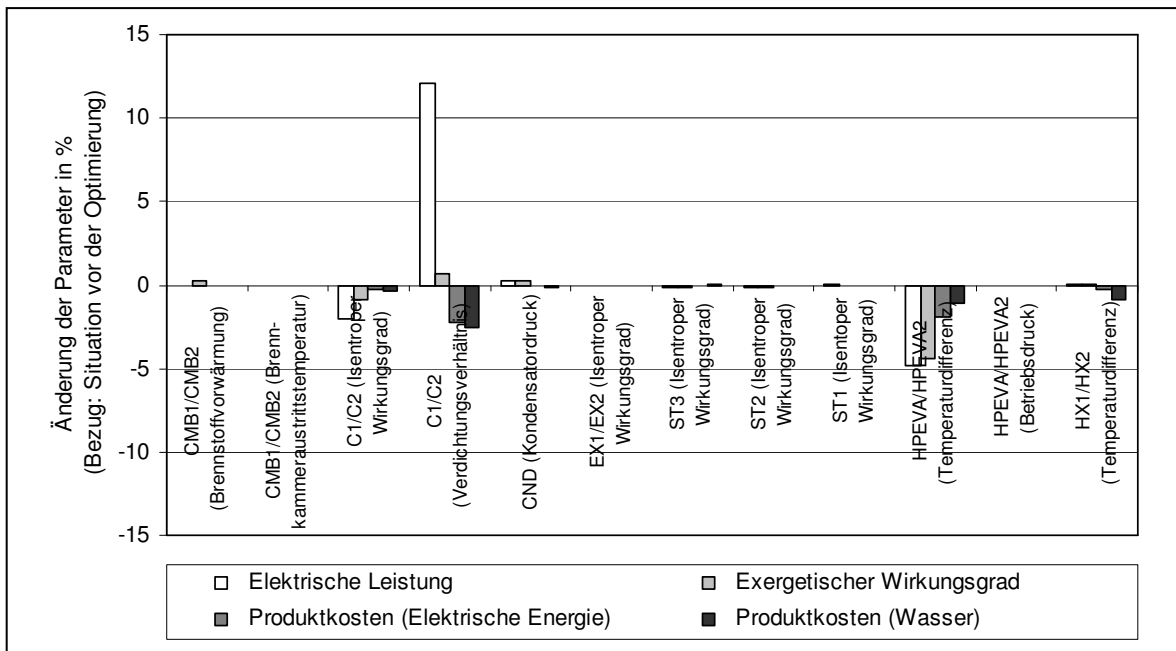


Abbildung 74: Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

c) OpuS-Methode

Da die Kraftwerksprozesse ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen in ihrer Struktur prinzipiell identisch sind, werden für die Sensitivitätsanalysen die Parametervariationen in Tabelle 25 berücksichtigt. Bei der Untersuchung werden erneut jeweils zwölf Punkte innerhalb des zulässigen Betriebsbereiches der entsprechenden Parametervariationen untersucht. Tabelle 35 charakterisiert ausgewählte Parametervariationen nach ihren $|AAIW_k|$ -Werten und die zugehörigen Komponenten nach dem $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil. Die entsprechenden Produktanteile PA_k jener Parametervariationen/Komponenten werden in Abbildung 75 dargestellt.

Tabelle 35: $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile und $|AAIW_k|$ -Werte der Komponenten/Parametervariationen mit PA_k -Werten $\geq 0,1$ % - vor der Optimierung - (OpuS-Methode).

	$(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil	$ AAIW_k $ -Wert
CND1 Betriebsdruck	7,70E+00 %	1,96E-01 (ct/kWh)/bar
C1/C2 Verdichtungsverhältnis	7,86E+00 %	1,17E-01 (ct/kWh)/(bar/bar)
EX1/EX2 Isentroper Wirkungsgrad	7,49E+00 %	6,23E-02 (ct/kWh)/%
C1/C2 Isentroper Wirkungsgrad	7,86E+00 %	2,11E-02 (ct/kWh)/%
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1,15E+01 %	3,90E-03 (ct/kWh)/°C
ST3 Isentroper Wirkungsgrad	7,24E+00 %	4,33E-03 (ct/kWh)/%

Fortsetzung Tabelle 35: $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile und $|AAIW_k|$ -Werte der Komponenten/Parametervariationen mit PA_k -Werten $\geq 0,1\%$ - vor der Optimierung - (OpUS-Methode).

	$(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil	$ AAIW_k $ -Wert
HPEVA/HPEVA2 Temperaturdifferenz	1,86E+00 %	5,06E-03 (ct/kWh)/K
LPEVA/LPEVA2 Betriebsdruck	7,81E-01 %	6,83E-03 (ct/kWh)/bar
ST1 Isentroper Wirkungsgrad	3,90E+00 %	1,10E-03 (ct/kWh)/%

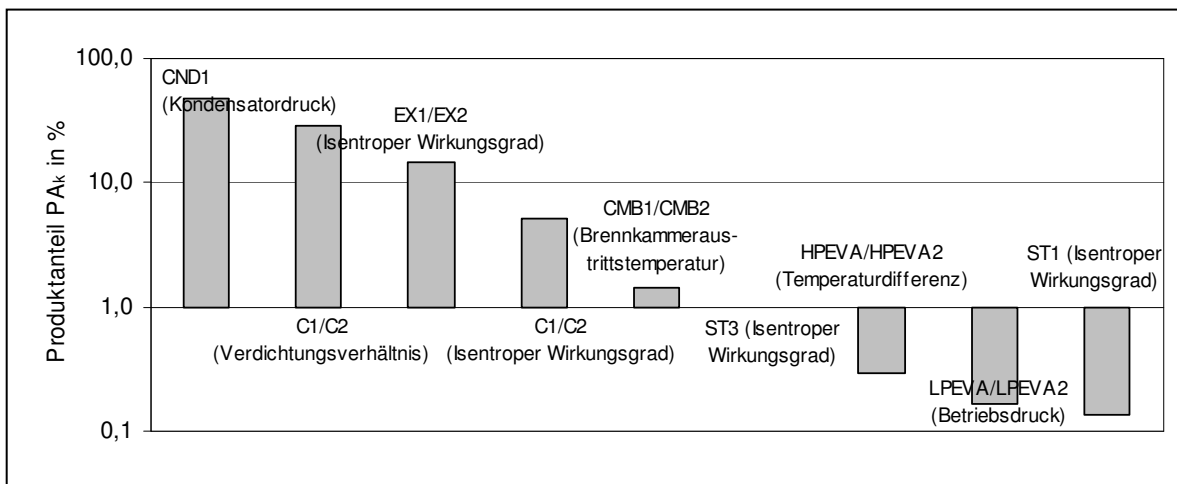


Abbildung 75: PA_k -Werte der Komponenten/Parametervariationen (Auszug) - vor der Optimierung - (OpUS-Methode).

Bei der Optimierung werden gemäß Festlegung die Parametervariationen mit Produktanteilen $\geq 0,1\%$ berücksichtigt. Die Reihenfolge der Parametervariationen der Optimierung erfolgt in Abhängigkeit der jeweiligen Produktanteile (Abbildung 75). Die Richtung und der Umfang der Parametervariationen sind nach dem Koordinatenverfahren zu bestimmen. Zur Optimierung werden insgesamt drei Generationen (246 Iterationen) von Parametervariationen erstellt. Tabelle 36 nennt die Parameterwerte der Komponenten vor und nach der Optimierung.

Tabelle 36: Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung - (OpUS-Methode) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

	vor der Optimierung	nach der Optimierung
CND1 Kondensatordruck	0,060 bar	0,051 bar
C1/C2 Verdichtungsverhältnis	17,6	8,6
EX1/EX2 Isentroper Wirkungsgrad	89,0 %	88,0 %
C1/C2 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	85,5 %

Fortsetzung Tabelle 36: Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung - (OpuS-Methode) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

	vor der Optimierung	nach der Optimierung
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1220 °C	1240 °C
ST3 Isentroper Wirkungsgrad	90,0 %	89,5 %
HPEVA/HPEVA2 Temperaturdifferenz	43,6 K	94,6 K
LPEVA/LPEVA2 Betriebsdruck	4,3 bar	4,5 bar
ST1 Isentroper Wirkungsgrad	85,0 %	87,0 %

Die Werte der Komponenten/Parametervariationen nach der Optimierung veranschaulicht Tabelle 37 und Abbildung 76. Die Anzahl der Komponenten mit einem Produktanteil $PA_k \geq 0,1$ % ist danach verringert. Eine Verringerung der Produktanteile PA_k errechnet sich nach Abbildung 76 für die Parametervariationen C1/C2 (Verdichtungsverhältnis), EX1/EX2 (isentropen Wirkungsgrad), C1/C2 (isentropen Wirkungsgrad), CMB1/CMB2 (Brennkammeraustrittstemperatur), HPEVA/HPEVA2 (Temperaturdifferenz) und ST1 (isentropen Wirkungsgrad). Demgegenüber ist eine Steigerung der Produktanteile PA_k der Parametervariationen CND1 (Kondensatordruck), ST3 (isentropen Wirkungsgrad) sowie LPEVA/LPEVA2 (Betriebsdruck) zu verzeichnen.

Tabelle 37: $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile und $|AAIW_k|$ -Werte der Komponenten/Parametervariationen mit PA_k -Werten $\geq 0,1$ % - nach Optimierung - (OpuS-Methode).

	$(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil	$ AAIW_k $ -Wert
CND1 Betriebsdruck	1,00E+01 %	2,03E-01 (ct/kWh)/bar
C1/C2 Verdichtungsverhältnis	3,72E+00 %	6,87E-03 (ct/kWh)/(bar/bar)
EX1/EX2 Isentroper Wirkungsgrad	5,18E+00 %	8,54E-03 (ct/kWh)/%
C1/C2 Isentroper Wirkungsgrad	3,72E+00 %	4,94E-03 (ct/kWh)/%
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	1,45E+01 %	7,54E-05 (ct/kWh)/°C
ST3 Isentroper Wirkungsgrad	9,25E+00 %	2,49E-03 (ct/kWh)/%
HPEVA/HPEVA2 Temperaturdifferenz	2,37E+00 %	4,78E-04 (ct/kWh)/K
LPEVA/LPEVA2 Betriebsdruck	5,53E-01 %	9,55E-03 (ct/kWh)/bar
ST1 Isentroper Wirkungsgrad	5,23E+00 %	2,36E-04 (ct/kWh)/%

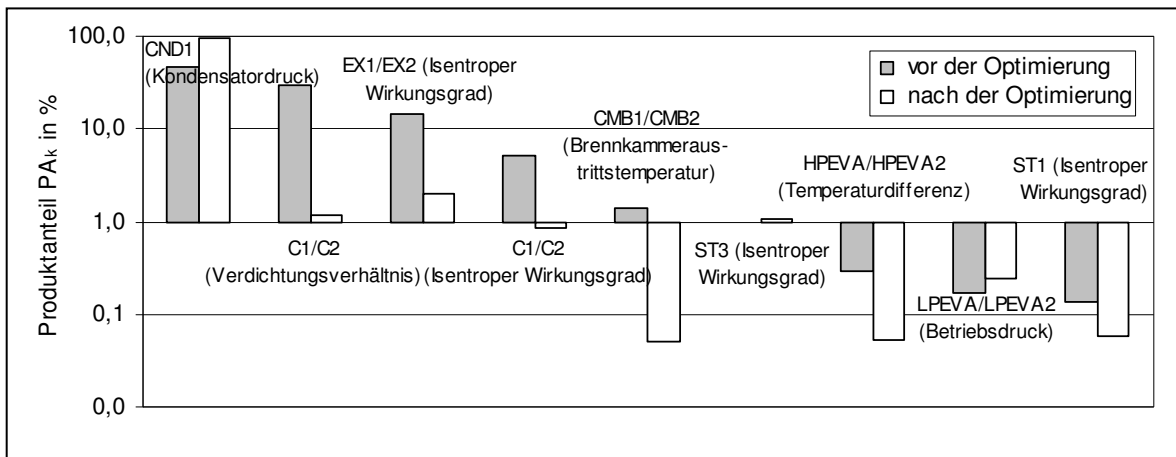


Abbildung 76: PA_k -Werte der Komponenten/Parametervariationen (Auszug) - nach der Optimierung - (OpuS-Methode).

Nach der Optimierung ist eine Verringerung der Produktkosten von 7,20 % (elektrische Energie) bzw. 8,75 % (entsalztes Wasser) berechenbar. Nach Abbildung 77 stellt sich die Verringerung der Produktkosten mit der Änderung der Parameter C1/C2 (Verdichtungsverhältnis) sowie HPEVA/HPEVA2 (Temperaturdifferenz) und in Anteilen mit der Änderung des Parameters CMB1/CMB2 (Brennkammeraustrittstemperatur) ein, deren Produktanteile PA_k sich bei der Optimierung signifikant verringern (Abbildung 76). Da das auch für die Parametervariationen EX1/EX2, C1/C2 sowie ST1 (isentropen Wirkungsgrad) zutrifft, sind die Produktanteile PA_k nicht zur Ableitung von Optimierungspotenzialen zu verwenden.

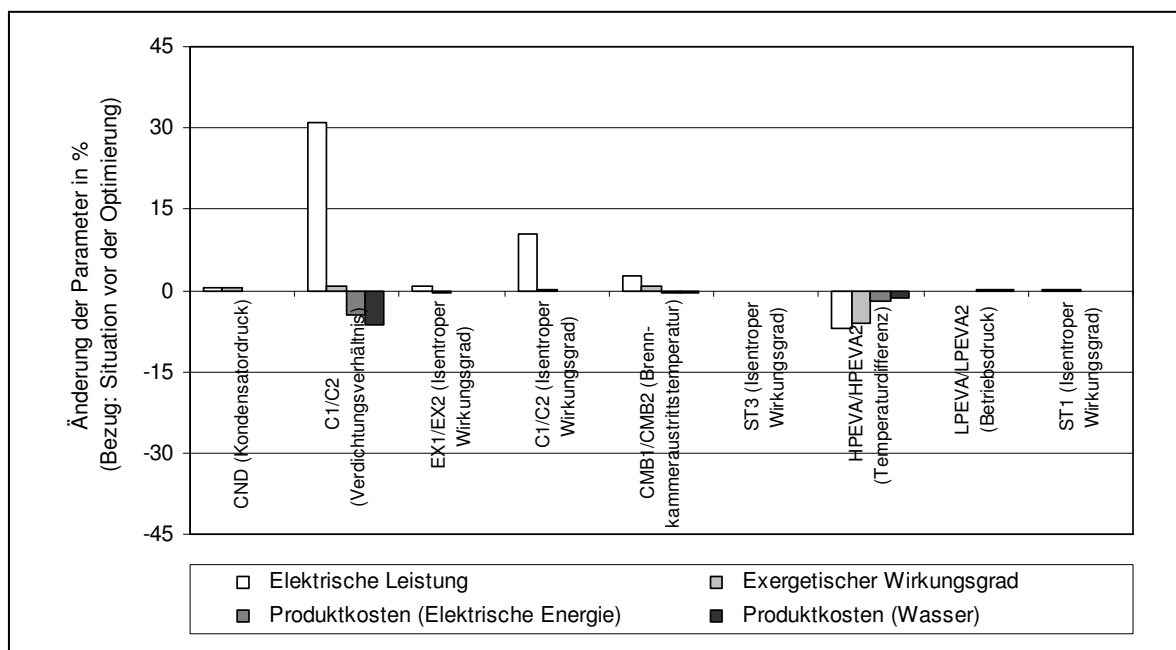


Abbildung 77: Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (OpuS-Methode) - (Kraftwerksprozess mit Auskoppelung von Energie- und Stoffströmen).

5.3 Vergleichende Bewertung der Optimierungsmethoden

Im Folgenden werden die Auswahl der zu optimierenden Komponenten/Parametervariationen, deren Beiträge zur Minimierung der Produktkosten und der Rechenumfang zur Optimierung dargestellt. Auf der Grundlage der (Gesamt-)Änderung der Produktkosten (Zielfunktionswert) erfolgen die abschließende Bewertung und die Ergebnisdiskussion der untersuchten Optimierungsmethoden.

Auswahl der zu optimierenden Komponenten/Parametervariationen: Tabelle 38 vergleicht die untersuchten Optimierungsmethoden in Hinblick auf die Auswahl der Komponenten/Parametervariationen. In den Tabellen 38-39 kennzeichnen die „unausgefüllten“ Dreiecke den Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen. Der Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen wird durch die „ausgefüllten“ Dreiecke dargestellt.

Tabelle 38: Vergleich der Optimierungsmethoden nach der Auswahl der Komponenten/Parametervariationen.

Komponenten und Parametervariationen	Quadranten- bzw. Matrix-Methode		Thermo- bzw. exer- goökonomische Kennzahlen-Methode	OpuS-Methode
	Vier-Feld	Neun-Feld		
CMB1/CMB2 Brennstoffvorwärmung	△ ▲	△ ▲	△ ▲	- -
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	△ ▲	△ ▲	△ ▲	△ ▲
HPSHT3/HPSH23 Temperaturdifferenz	△ ▲	△ ▲	- -	- -
Pump2 Isentroper Wirkungsgrad	△ ▲	△ ▲	- -	- -
Pump3 Isentroper Wirkungsgrad	- -	△ ▲	- -	- -
ST2 Isentroper Wirkungsgrad	- -	△ ▲	△ ▲	- -
MPECO/MPECO2 Temperaturdifferenz	- -	△ ▲	- -	- -
ST1 Isentroper Wirkungsgrad	- -	△ ▲	△ ▲	- ▲
Pump1 Isentroper Wirkungsgrad	- -	△ ▲	- -	- -
MPZHT2/MPZH22 Temperaturdifferenz	- -	△ ▲	- -	- -
CND1 Kondensatordruck	- -	- -	△ ▲	△ ▲
ST3 Isentroper Wirkungsgrad	- -	- -	△ ▲	△ ▲
C1/C2 Isentroper Wirkungsgrad	- -	- -	△ ▲	△ ▲
C1/C2 Verdichtungsverhältnis	- -	- -	△ ▲	△ ▲
EX1/EX2 Isentroper Wirkungsgrad	- -	- -	△ ▲	△ ▲

Fortsetzung Tabelle 38: Vergleich der Optimierungsmethoden nach der Auswahl der Komponenten/Parametervariationen.

Komponenten und Parametervariationen	Quadranten- bzw. Matrix-Methode		Thermo- bzw. exer- goökonomische Kennzahlen-Methode	OpuS-Methode
	Vier-Feld	Neun-Feld		
HPEVA/HPEVA2 Temperaturdifferenz	- -	- -	Δ ▲	Δ ▲
HPEVA/HPEVA2 Betriebsdruck	- -	- -	Δ ▲	- -
HX1/HX2 Temperaturdifferenz	- -	- -	Δ ▲	- -
LPEVA/LPEVA2 Betriebsdruck	- -	- -	- -	Δ ▲
Summe:	Δ : 4 ▲ : 4	Δ : 10 ▲ : 10	Δ : 12 ▲ : 12	Δ : 8 ▲ : 9

- Nach Tabelle 38 unterscheiden sich die Optimierungsmethoden hinsichtlich der Anzahl der ausgewählten Komponenten/Parametervariationen. Die geringste Anzahl an Komponenten/Parametervariationen wird danach unter Verwendung der Quadranten- bzw. Matrix-Methode (Vier-Feld-Variante) ausgewählt. Bei der thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen-Methode stellt sich die größte Anzahl an Komponenten/Parametervariationen ein (Tabelle 38).
- Die Optimierungsmethoden unterscheiden sich weiterhin nach der Art der ausgewählten Komponenten/Parametervariationen. Unabhängig von der Optimierungsmethode wird jedoch stets die Komponente/Parametervariation CMB1/CMB2 (Brennkammeraustrittstemperatur) ausgewählt. Weitere Übereinstimmungen liegen zwischen der Quadranten- bzw. Matrix-Methode und der thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen-Methode und zwischen der thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen-Methode und der OpuS-Methode vor.

Beitrag der Komponenten/Parametervariationen zur Minimierung der Produktkosten: Die ausgewählten Komponenten/Parametervariationen werden in Tabelle 39 bezüglich ihrer Beiträge zur Minimierung der Produktkosten charakterisiert. Dabei werden die Kosten des Erstproduktes (elektrische Energie) und ggf. die Kosten des Zweitproduktes (entsalztes Wasser) berücksichtigt. Zur Darstellung der Kosten des Zweitproduktes werden in Tabelle 39 „ausgefüllte“ farbige Dreiecke verwendet.

Tabelle 39: Vergleich der Optimierungsmethoden nach den Beiträgen der Komponenten/Parametervariationen zur Minimierung der Produktkosten.

Komponenten und Parametervariationen	Quadranten- bzw. Matrix-Methode		Thermo- bzw. exer- goökonomische Kennzahlen-Methode	OpuS-Methode
	Vier-Feld	Neun-Feld		
CMB1/CMB2 Brennstoffvorwärmung	Δ : -0,03 % \blacktriangle : -0,01 % \blacktriangle : -0,08 %	Δ : -0,03 % \blacktriangle : -0,01 % \blacktriangle : -0,08 %	Δ : -0,04 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,09 %	- -
CMB1/CMB2 Brennkammeraustrittstemperatur	Δ : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 %	Δ : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 %	Δ : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 %	Δ : -0,31 % \blacktriangle : -0,38 % \blacktriangle : -0,54 %
HPSHT3/HPSH23 Temperaturdifferenz	Δ : -0,78 % \blacktriangle : -0,78 % \blacktriangle : -0,69 %	Δ : -0,61 % \blacktriangle : -0,56 % \blacktriangle : -0,56 %	- -	- -
Pump2 Isentroper Wirkungsgrad	Δ : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 %	Δ : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 %	- -	- -
Pump3 Isentroper Wirkungsgrad	- -	Δ : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 %	- -	- -
ST2 Isentroper Wirkungsgrad	- -	Δ : -0,02 % \blacktriangle : -0,03 % \blacktriangle : -0,00 %	Δ : -0,00 % \blacktriangle : -0,04 % \blacktriangle : -0,00 %	- -
MPECO/MPECO2 Temperaturdifferenz	- -	Δ : -0,42 % \blacktriangle : -0,53 % \blacktriangle : -0,73 %	- -	- -
ST1 Isentroper Wirkungsgrad	- -	Δ : -0,05 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,04 %	Δ : -0,02 % \blacktriangle : -0,01 % \blacktriangle : -0,02 %	- \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,03 %
Pump1 Isentroper Wirkungsgrad	- -	Δ : -0,00 % \blacktriangle : -0,01 % \blacktriangle : -0,05 %	- -	- -
MPZHT2/MPZH22 Temperaturdifferenz	- -	Δ : -1,00 % \blacktriangle : -0,93 % \blacktriangle : -0,68 %	- -	- -
CND1 Kondensatordruck	- -	- -	Δ : -0,10 % \blacktriangle : -0,01 % \blacktriangle : -0,14 %	Δ : -0,10 % \blacktriangle : -0,02 % \blacktriangle : -0,21 %
ST3 Isentroper Wirkungsgrad	- -	- -	Δ : -0,01 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : 0,02 %	Δ : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 %
C1/C2 Isentroper Wirkungsgrad	- -	- -	Δ : -0,27 % \blacktriangle : -0,29 % \blacktriangle : -0,36 %	Δ : -0,24 % \blacktriangle : -0,28 % \blacktriangle : -0,17 %
C1/C2 Verdichtungsverhältnis	- -	- -	Δ : -2,83 % \blacktriangle : -2,26 % \blacktriangle : -2,52 %	Δ : -5,54 % \blacktriangle : -4,39 % \blacktriangle : -6,34 %
EX1/EX2 Isentroper Wirkungsgrad	- -	- -	Δ : 0,00 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 %	Δ : -0,00 % \blacktriangle : -0,17 % \blacktriangle : -0,20 %
HPEVA/HPEVA2 Temperaturdifferenz	- -	- -	Δ : -1,64 % \blacktriangle : -1,92 % \blacktriangle : -1,11 %	Δ : -1,93 % \blacktriangle : -1,97 % \blacktriangle : -1,29 %
HPEVA/HPEVA2 Betriebsdruck	- -	- -	Δ : -0,05 % \blacktriangle : -0,00 % \blacktriangle : -0,00 %	- -
HX1/HX2 Temperaturdifferenz	- -	- -	Δ : -0,33 % \blacktriangle : -0,31 % \blacktriangle : -0,86 %	- -
LPEVA/LPEVA2 Betriebsdruck	- -	- -	- -	Δ : 0,00 % \blacktriangle : 0,01 % \blacktriangle : 0,03 %

- Der maximale Beitrag der Komponenten/Parametervariationen zur Verringerung der Kosten des Erstproduktes errechnet sich in Abhängigkeit von der Optimierungsmethode zwischen -0,78 % und -5,54 % (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen) bzw. zwischen -0,78 % bzw. -4,39 % (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).
- Bei jeder Optimierungsmethode sind Komponenten/Parametervariationen identifizierbar, die nicht (direkt) zur Verringerung der Produktkosten führen. Beispielhaft sind die Parametervariation CMB1/CMB2 (Brennkammeraustrittstemperatur) oder ST3 (isentropen Wirkungsgrad) zu nennen.
- Zur Verringerung der Produktkosten ist die Variation der Temperaturdifferenzen bei der Quadranten- bzw. Matrix-Methode wesentlich. Bei der thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen-Methode und der OpuS-Methode sind neben den Temperaturdifferenzen Parametervariationen wie Kondensatordruck, isentropen Wirkungsgrad, Verdichtungsverhältnis bzw. Brennkammeraustrittstemperatur von Bedeutung.

Rechenumfang zur Optimierung: Der Rechenumfang während einer Optimierung wird u. a. von der Schrittweite der Parametervariationen beeinflusst. Die Parametervariationen zur Optimierung erfolgen im Rahmen dieser Untersuchungen in jedem Fall mit „angepasster Schrittweite“. Dennoch unterscheiden sich die Optimierungsmethoden in ihrem Iterationsverlauf und der Anzahl der Iterationen/Generations. Das ist unabhängig von der Auskopplung von Energie- und Stoffströmen im Kraftwerksprozess. Diese Aussage wird in den Abbildungen 78-80 veranschaulicht. Darin werden die Zielfunktionswerte (Erst- bzw. Zweitproduktkosten) jeder Iteration dargestellt.

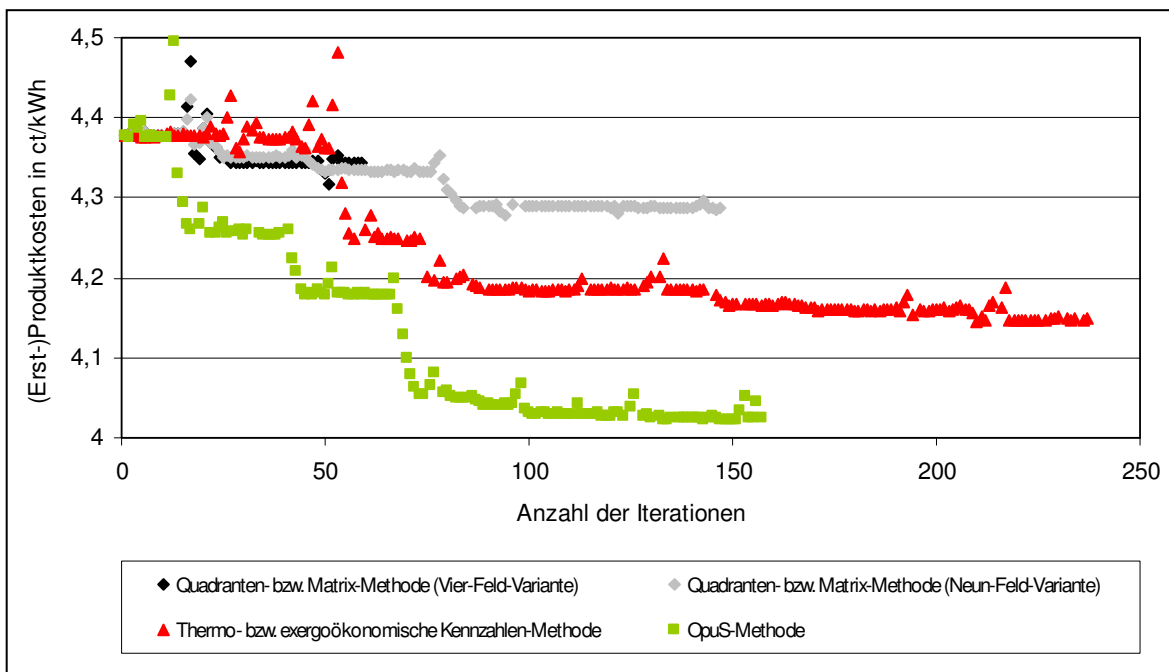


Abbildung 78: Iterationsverlauf der Optimierungsmethoden - (Erstprodukt: elektrische Energie) - Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen.

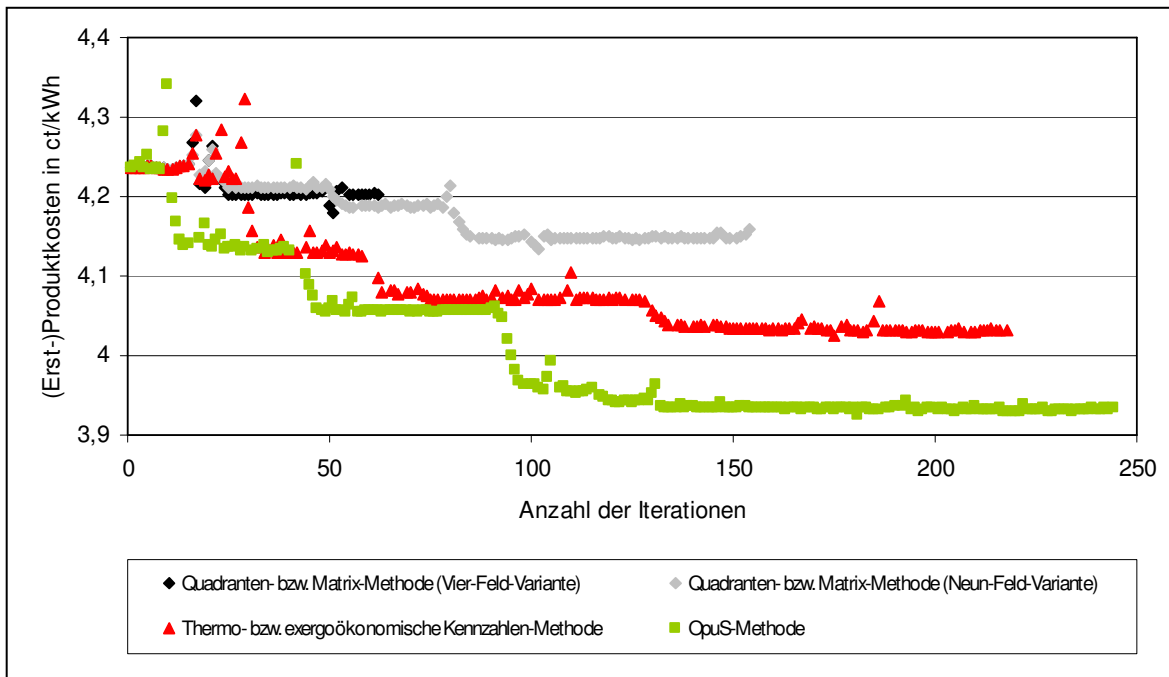


Abbildung 79: Iterationsverlauf der Optimierungsmethoden - (Erstprodukt: elektrische Energie) - Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen.

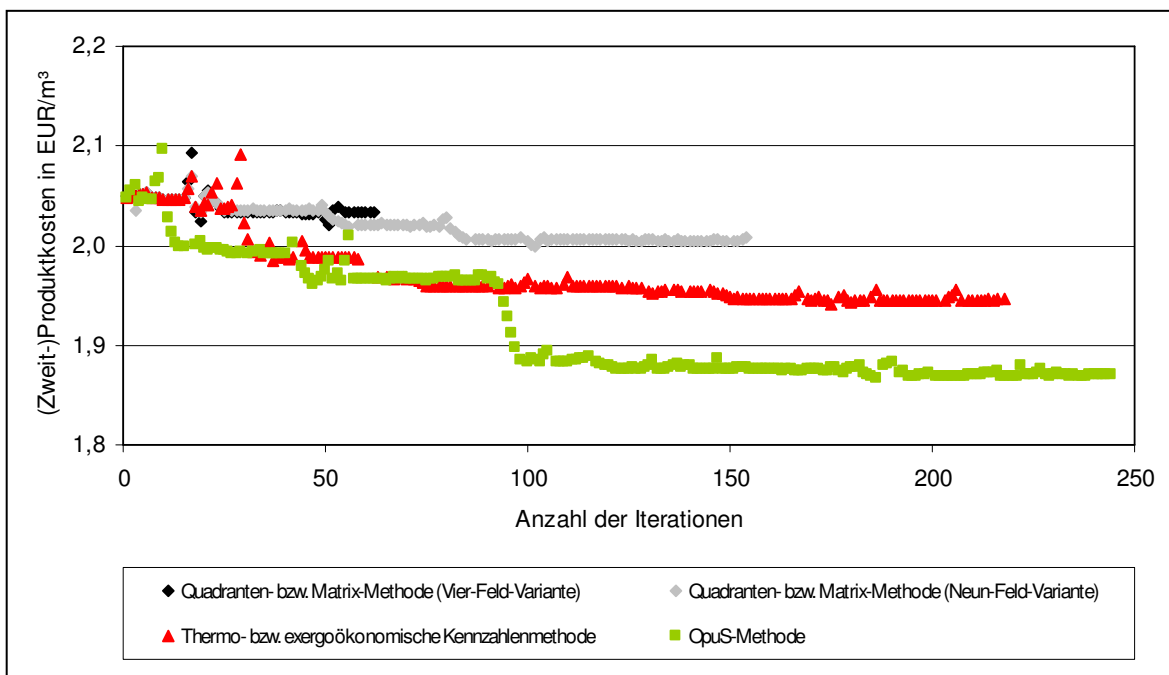


Abbildung 80: Iterationsverlauf der Optimierungsmethoden - (Zweitprodukt: entsalztes Wasser) - Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen.

Danach zeichnet sich die Quadranten- bzw. Matrix-Methode in der Vier- und der Neun-Feld-Variante durch die geringste Anzahl an Iterationen aus. Die Optimierung der Auslegungparameter erfolgt in jeweils zwei Generationen. Die Optimierungen nach der

thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen-Methode und der OpuS-Methode erfordern einen vergleichsweise höheren Rechenumfang. In beiden Fällen sind insgesamt jeweils drei Generationen zu untersuchen.

Zusätzlich zu den Iterationen (Abbildung 78-80) sind bei der OpuS-Methode Sensitivitätsanalysen vor und nach der Optimierung zu erstellen. Diese dienen der Auswahl der Parametervariationen (vor der Optimierung) bzw. der Auswertung der Optimierungsergebnisse (nach der Optimierung). Für die 30 untersuchten Parametervariationen (Tabelle 25) wurden im Rahmen dieser Arbeit jeweils zwölf zulässige Betriebspunkte für den Kraftwerksprozess ohne und mit Auskopplung von Energie und Stoffströmen berechnet. Damit wurden insgesamt weitere 1440 Betriebspunkte untersucht.

Vergleich der Optimierungsergebnisse: Tabelle 40 fasst die Optimierungsergebnisse des untersuchten Kraftwerksprozesses zusammen. Darin werden die resultierenden (Gesamt-)Änderungen der Kosten des Erst-/Zweitproduktes den jeweiligen Optimierungsmethoden zugeordnet.

Tabelle 40: Vergleich der Optimierungsmethoden nach den (Gesamt-)Änderungen der Kosten des Erst-/Zweitproduktes.

Optimierungsmethode	Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen	Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen
Quadranten- bzw. Matrix-Methode		
Vier-Feld-Variante	Δ : -0,81 %	\blacktriangle : -0,79 % / \blacktriangle : -0,77 %
Neun-Feld-Variante	Δ : -2,11 %	\blacktriangle : -2,07 % / \blacktriangle : -2,14 %
Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen-Methode	Δ : -5,29 %	\blacktriangle : -4,84 % / \blacktriangle : -5,08 %
OpuS-Methode	Δ : -8,11 %	\blacktriangle : -7,20 % / \blacktriangle : -8,75 %

Nach Tabelle 40 errechnen sich die geringsten Kosten des Erst-/Zweitprodukt in beiden Fällen nach der OpuS-Methode, die Elemente der thermo- bzw. exergoökonomischen Analyse verwendet und diese mit den Ergebnissen von Sensitivitäts- und Trendanalysen verknüpft.

Das Ziel der Arbeit - die Einführung einer neuen Optimierungsmethode zur Minimierung der Produktkosten von Kraftwerksprozessen - ist mit der OpuS-Methode erfolgreich umgesetzt. Das wird an zwei Beispielen:

- einem Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen und
- einem Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen

demonstriert. Diese Demonstration stellt keinen Beweis dar. Aufgrund der Vorüberlegungen und der Ergebnisse ist jedoch zu erwarten, dass die OpuS-Methode auch zur Optimierung der Auslegungsparameter anderer Prozesse zweckmäßig ist.

5.4 Parameterstudien und Sensitivitätsanalysen

In Abschnitt 5.1-5.2 wird im Detail gezeigt, inwieweit technische Parameter die Ergebnisse der Untersuchungen beeinflussen. Neben diesen technischen Parametern bestimmen wirtschaftliche Parameter die Ergebnisse der Untersuchungen. Diese wirtschaftlichen Parameter sind von unterschiedlichen Faktoren, wie dem Untersuchungsintervall oder dem Standort abhängig. Als Beispiel ist die Entwicklung der Erdgaspreise zu nennen. Abbildung 81 stellt unterschiedliche Szenarien zur Preisentwicklung von Erdgas im Untersuchungsintervall 1990-2030 gegenüber.

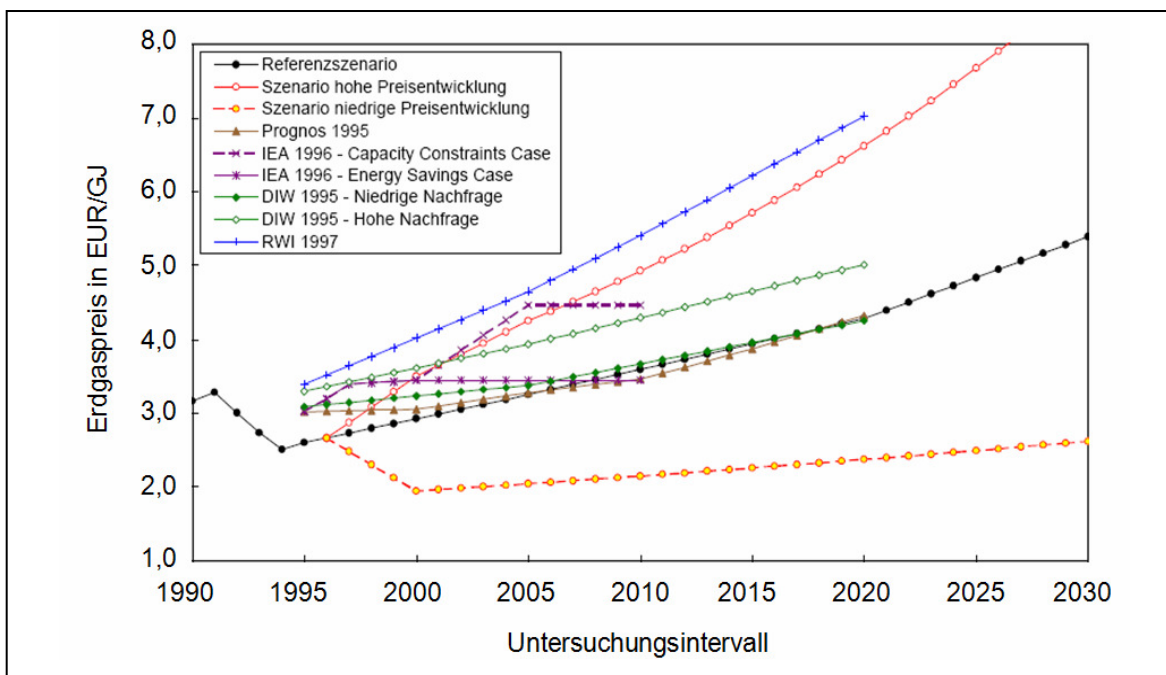


Abbildung 81: Szenarien zur Preisentwicklung von Erdgas¹⁰⁾ nach [171].

Anhand von Sensitivitätsanalysen ist die Bedeutung wirtschaftlicher Parameter für die Produktkosten (Erst-/Zweitprodukt) von Kraftwerksprozessen darstellbar. Dazu wird jeweils ein wirtschaftlicher Parameter innerhalb definierter Grenzen variiert, wobei die Werte der anderen Parameter unverändert bleiben. Zur Interpretation der Ergebnisse ist der Betrag des Differentialquotienten der entsprechenden Parameterfunktion zu ermitteln. Die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse gelten ausschließlich für den untersuchten Kraftwerksprozess und sind nicht übertragbar. Daher werden der Kraftwerksprozess ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen nachfolgend getrennt betrachtet und beurteilt.

Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen: Abbildung 82 zeigt die prozentuale Änderung der Produktkosten (Erstprodukt) des Kraftwerksprozesses ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen bei Variation ausgewählter wirtschaftlicher Parameter um $\pm 6\%$. Die Variation der wirtschaftlichen Parameter um $\pm 0\%$ bezieht sich auf die in Abschnitt 4.1.1 diskutierten Festlegungen.

¹⁰⁾ Preisangaben ohne Mehrwertsteuer inklusive Erdgassteuer, Transportkosten und Handels-spannen (Preisbasis: 1991).

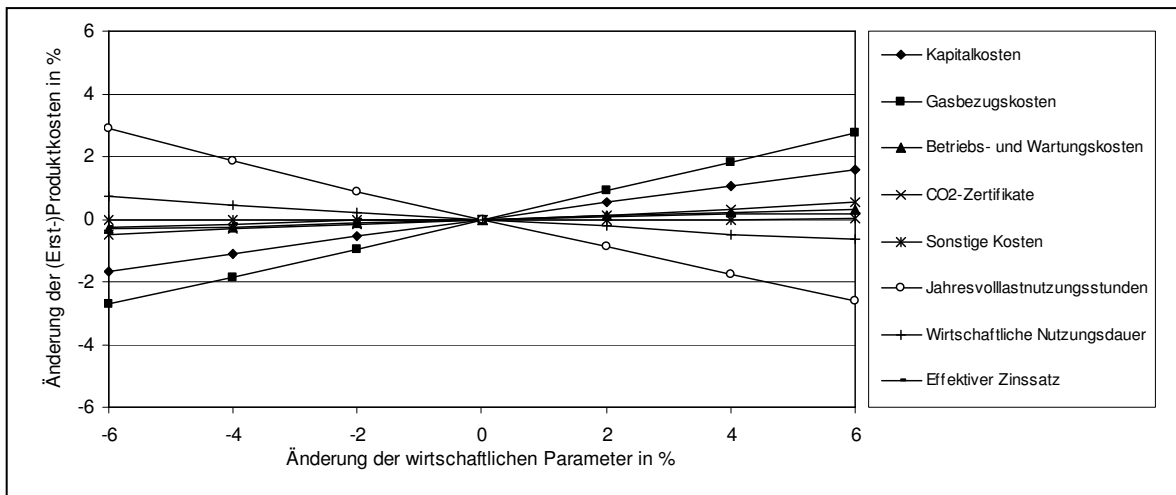


Abbildung 82: Kraftwerksseitige Sensitivitätsanalyse (Erstprodukt: elektrische Energie) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Abbildung 82 ist zu entnehmen, dass die Kosten der elektrischen Energie wesentlich durch die Jahresvolllastnutzungsstunden, die Gasbezugskosten und die Kapitalkosten bestimmt werden. Weniger ausgeprägt ist der Einfluss der Parameter sonstige Kosten, effektiver Zinssatz sowie Betriebs- und Wartungskosten.

Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen: Die Variation der wirtschaftlichen Parameter des Kraftwerksprozesses mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen führt zur Änderung der Kosten des Erst- bzw. Zweitproduktes entsprechend den Abbildungen 83 bzw. 84.

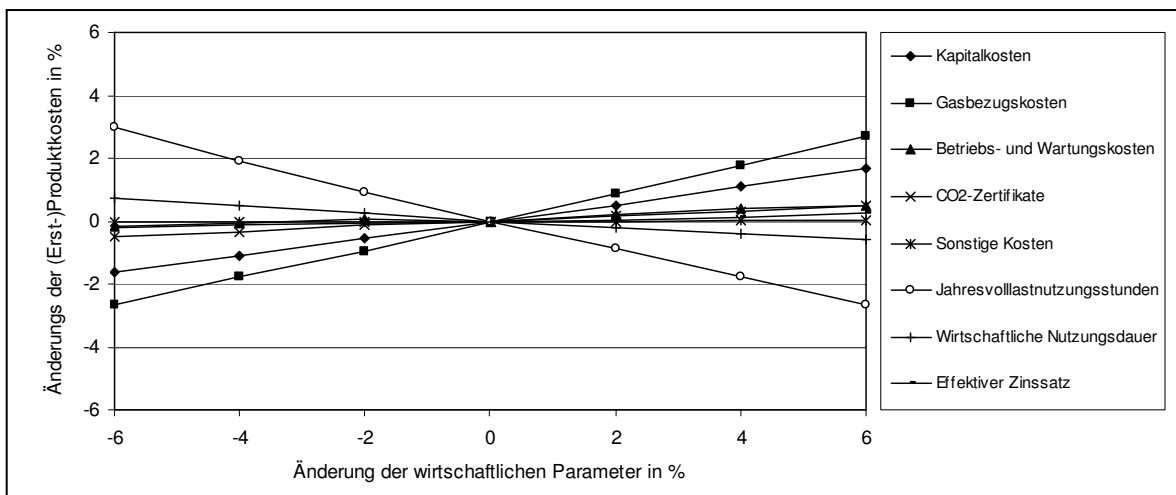


Abbildung 83: Kraftwerksseitige Sensitivitätsanalyse (Erstprodukt: elektrische Energie) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

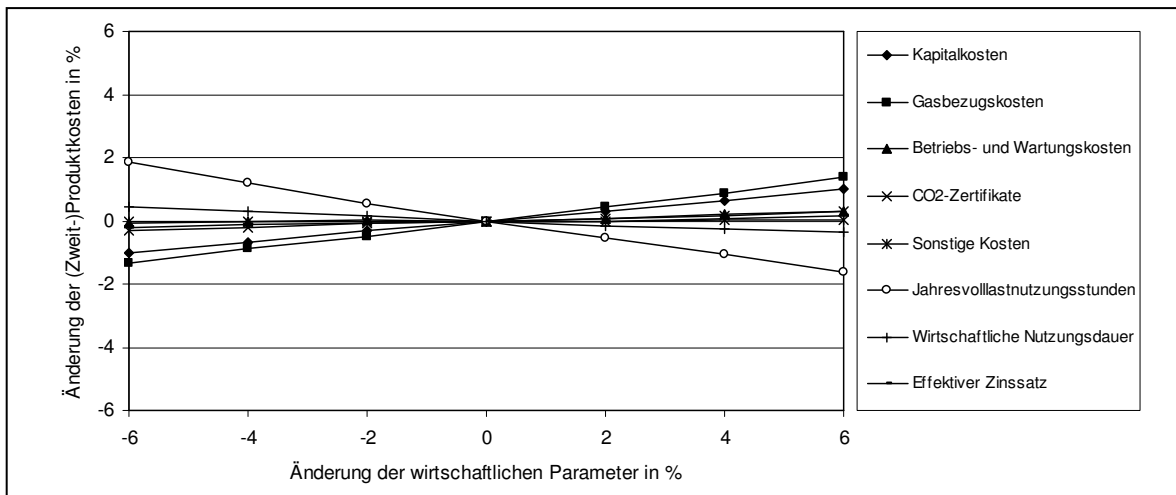


Abbildung 84: Kraftwerksseitige Sensitivitätsanalyse (Zweitprodukt: entsalztes Wasser) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).

Mit den Abbildungen 83-84 wird dokumentiert, dass die Produktkosten des modifizierten Kraftwerksprozesses gleichermaßen durch die Jahresvolllastnutzungsstunden, Gasbezugskosten und Kapitalkosten stark beeinflusst werden. Vergleichsweise geringe Veränderungen der Kosten des Erst- und Zweitproduktes gehen von der Variation der sonstigen Kosten, des effektiven Zinssatzes sowie der Betriebs- und Wartungskosten aus.

Ergänzend zu den kraftwerksseitigen Sensitivitätsanalysen wird für das Zweitprodukt (entsalztes Wasser) nachfolgend eine entsalzungsanlagenseitige Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse in Abbildung 85 beziehen sich auf die in Abschnitt 4.1.2 beschriebene hybride Meerwasserentsalzungsanlage.

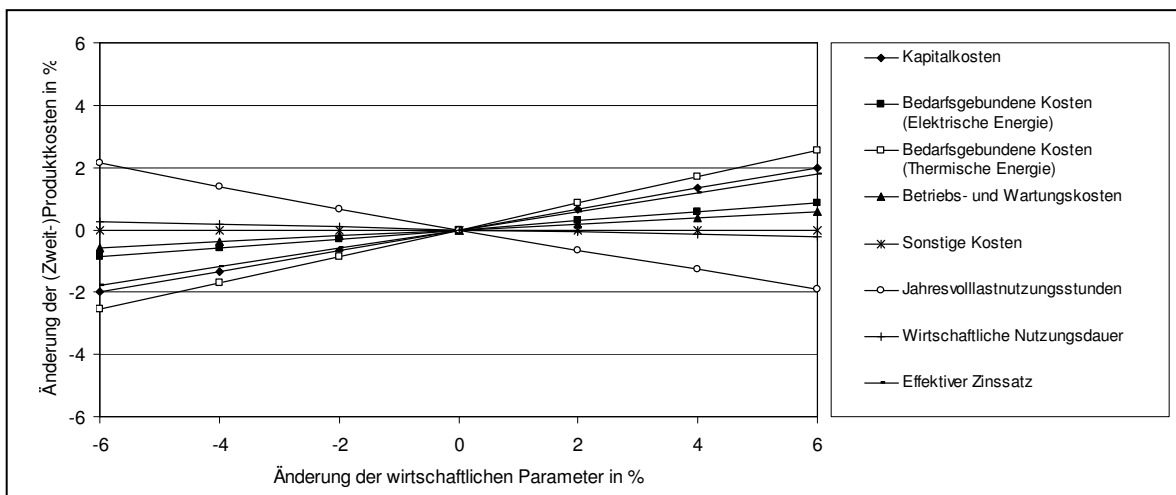


Abbildung 85: Entsalzungsanlagenseitige Sensitivitätsanalyse (Zweitprodukt: entsalztes Wasser)

Nach Abbildung 85 wirken sich die Variationen der bedarfsgebundenen Kosten der thermischen Energie, der Jahresvolllastnutzungsstunden, der Kapitalkosten sowie des effektiven Zinssatzes wesentlich auf die Produktkosten der hybriden Meerwasserentsalzungsanlage aus. Demgegenüber sind Variationen der sonstigen Kosten und der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der hybriden Meerwasserentsalzungsanlagen für die Produktkosten weniger von Bedeutung.

Mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen wird gezeigt, dass für die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchungen neben technischen Parametern des Kraftwerksprozesses wirtschaftliche Parameter von Interesse sind. Kraftwerksseitige Schlüsselparameter der Kosten des Erst- und Zweitproduktes liegen mit den Jahresvolllastnutzungsstunden, den Gasbezugskosten und den Kapitalkosten vor. Seitens der untersuchten hybriden Meerwasserentsalzungsanlage sind Parameter, wie die bedarfsgebundenen Kosten der thermischen Energie, die Jahresvolllastnutzungsstunden, die Kapitalkosten und der effektive Zinssatz zu nennen.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Schwerpunkt dieser Arbeit ist eine neue Methode zur Optimierung der Auslegungsparameter von Kraftwerksprozessen. Diese Methode soll Planer und Projektanten bei der Auslegung von Kraftwerken ohne und mit gekoppelter/n Anwendung(en) unterstützen.

Einleitend werden neben den technischen und wirtschaftlichen Merkmalen aktuelle Entwicklungstendenzen erdgasbefuerter GuD-Kraftwerke und gekoppelter Anwendungen beschrieben. Die Darstellung der gekoppelten Anwendungen konzentriert sich auf Meerwasserentsalzungsanlagen. Unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Parameter wird das Simulationsmodell eines typischen Modell-Kraftwerkes ohne und mit gekoppelter Meerwasserentsalzungsanlage erstellt. Dieses Simulationsmodell eröffnet verschiedene Möglichkeiten zu Variantenrechnungen.

Im Vorfeld der Untersuchungen wird ferner über den Stand der Wissenschaft im Bereich der Thermo- bzw. Exergoökonomie berichtet. Dabei wird die Vorgehensweise zur Kombination von Exergie- und Wirtschaftlichkeitsanalyse (TRR-Verfahren) im Detail beschrieben. Zusätzlich werden bekannte thermo- bzw. exergoökonomische Optimierungsmethoden vorgestellt. Im Einzelnen handelt es sich um die Quadranten- bzw. Matrix-Methode und die thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen-Methode. Beide Methoden werden bezüglich der Kriterien Auswahl, Reihenfolge, Richtung und Umfang der Komponenten/Parametervariationen charakterisiert.

Im Folgenden wird die Optimierungsmethode OpuS eingeführt und erläutert. Die OpuS-Methode greift Elemente der thermo- bzw. exergoökonomischen Analyse auf und verwendet zusätzlich Sensitivitäts- und Trendlinienanalysen zur Auswahl und Festlegung der Reihenfolge der Parametervariationen. Die Richtung und der Umfang der Parametervariationen werden bei der OpuS-Methode nach dem Koordinatenverfahren nach Gauß und Seidel bestimmt.

Die OpuS-Methode wird zur Optimierung der Auslegungsparameter des typischen Modell-Kraftwerkes ohne und mit gekoppelter Meerwasserentsalzungsanlage verwendet. Das Ziel der Optimierung besteht in der Verringerung der Produktkosten des Kraftwerksprozesses durch Abstimmung technischer Parameter. Der Vergleich mit den bekannten thermo- bzw. exergoökonomischen Optimierungsmethoden erfolgt anhand der Kriterien „Auswahl/Beitrag der Komponenten/Parametervariationen“, „Rechenumfang während der Optimierung“ sowie „Produktkosten“ und dient der Bewertung der OpuS-Methode.

Im Rahmen der Untersuchungen bestätigt sich, dass sich die Optimierungsmethoden bezüglich der Auswahl der Komponenten/Parametervariationen unterscheiden. Das betrifft sowohl die Anzahl als auch die Art der ausgewählten Komponenten/Parametervariationen. Die OpuS-Methode ist durch eine vergleichsweise mittlere Anzahl ausgewählter Komponenten/Parametervariationen gekennzeichnet. Hinsichtlich der Art der ausgewählten Komponenten weicht die OpuS-Methode mehr von der Quadranten- bzw. Matrix-Methode als von der thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen-Methode ab. Bei der Optimierung nach der Quadranten- bzw. Matrix-Methode erfolgt die Auswahl von Pumpen

(Pump1-3), Mitteldruckdampfturbine (ST2) und Wärmeübertrager (HPSHT3/HPSH23, MPECO/MPECO2, MPZHT2/MPZH22), die bei der OpuS-Methode nicht berücksichtigt werden. Übereinstimmungen sind bei der Auswahl der Brennkammern (CMB1/CMB2) und der Hochdruckdampfturbine (ST1) zu verzeichnen. Die thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen-Methode unterscheidet sich von der OpuS-Methode durch die Auswahl der Mitteldruckdampfturbine (ST2) und der Wärmeübertrager (HX1/HX2). Übereinstimmungen liegen mit der Auswahl der Brennkammern (CMB1/CMB2), der Hoch- und Niederdruckdampfturbinen (ST1, ST3), des Kondensators (CND1), der Verdichter (C1/C2), der Expander (EX1/EX2) und der Wärmeübertrager (HPEVA/HPEVA2) vor.

Die ausgewählten Komponenten/Parametervariationen zeichnen sich - abhängig von der jeweiligen Optimierungsmethode - durch unterschiedliche Beiträge zur Verringerung der Produktkosten aus. Bei der Quadranten- bzw. Matrix-Methode ist die Verringerung der Produktkosten insbesondere auf die Modifikation der Temperaturdifferenzen der Wärmeübertrager zurückzuführen ((Vier-Feld-Variante: HPSHT3/HPSH23) bzw. (Neun-Feld-Variante: HPSHT3/HPSH23, MPECO/MPECO2, MPZHT2/MPZH22)). Bei der thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen-Methode und der OpuS-Methode verschiebt sich der Einfluss der Temperaturdifferenzen der Wärmeübertrager partiell auf andere Komponenten/Parametervariationen, wie den Kondensatordruck (CND1), die isentropen Wirkungsgrade und das Verdichtungsverhältnis (C1/C2) bzw. die Brennkammeraustrittstemperaturen (CMB1/CMB2). Im Rahmen der Untersuchungen stellt sich heraus, dass die methodenspezifischen Kriterien zur Bestimmung der Auswahl, der Reihenfolge, der Richtung und des Umfangs der zu optimierenden Komponenten/Parametervariationen keine Interpretation zu den Optimierungspotenzialen zulassen. Das ist sowohl für die bekannten thermo- bzw. exergoökonomischen Methoden als auch für die OpuS-Methode der Fall. Die diskutierten Ergebnisse zu „Auswahl/Beitrag der Komponenten/Parametervariationen“ sind von der untersuchten gekoppelten Anwendung tendenziell unabhängig und damit bei der zukünftigen Auslegung von Kraftwerksprozessen von Interesse.

Im Vergleich zur Quadranten- bzw. Matrix-Methode ergibt sich bei der Optimierung nach der thermo- bzw. exergoökonomischen Kennzahlen-Methode sowie der OpuS-Methode ein höherer Rechenumfang. Das ist beim untersuchten Kraftwerksprozess ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen zutreffend.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass alle Optimierungsmethoden zu einer Verringerung der Produktkosten des untersuchten Kraftwerksprozesses beitragen. Der effektivste Ansatz liegt mit der OpuS-Methode vor, nach der sich eine Verringerung der (Erst-)Produktkosten um 8,11 % bzw. 7,20 % und der (Zweit-)Produktkosten um 8,75 % errechnet. Das Ziel der Arbeit - die Einführung einer verbesserten Optimierungsmethode zur Minimierung der Produktkosten von Kraftwerksprozessen - ist damit erfolgreich umgesetzt. Gestützt durch die Vorüberlegungen und die positiven Ergebnisse ist abzusehen, dass die OpuS-Methode auch eine geeignete Basis zur Optimierung der Auslegungsparameter anderer Kraftwerksprozesse ist.

Zur Ergebnisdiskussion werden Sensitivitätsanalysen der wirtschaftlichen Parameter des Kraftwerksprozesses und der Meerwasserentsalzungsanlage erstellt, um deren Einfluss auf die Produktkosten zu dokumentieren. Kraftwerksseitige Schlüsselparameter liegen da-

nach mit den Jahresvolllastnutzungsstunden, den Gasbezugskosten und den Kapitalkosten vor. Seitens der Meerwasserentsalzungsanlage sind die bedarfsgebundenen Kosten der thermischen Energie, die Jahresvolllastnutzungsstunden, die Kapitalkosten und der effektive Zinssatz anzugeben.

Die wissenschaftliche Bedeutung dieser Arbeit ergibt sich aus der Einführung und Bewertung der OpuS-Methode zur Verringerung der Produktkosten von Kraftwerksprozessen. Der Einsatz der OpuS-Methode ermöglicht eine detaillierte Bewertung des jeweils untersuchten Kraftwerksprozesses, so dass Planer und Projektanten in der Auslegung von Kraftwerksprozessen unterstützt werden. Ferner können Empfehlungen für weiterführende kraftwerkstechnische Forschungsschwerpunkte abgeleitet werden. Die OpuS-Methode ist im Ansatz auch für andere energie- und verfahrenstechnische Prozesse verwendbar.

Die entscheidenden Ergebnisse dieser Arbeit bestehen somit in der Darstellung eines typischen Modell-Kraftwerkes ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen und in der entwickelten Systematik zur Optimierung der Auslegungsparameter dieses Kraftwerksprozesses. Für weiterführende Arbeiten zur Optimierung der Auslegungsparameter von Kraftwerksprozessen ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen werden folgende Schwerpunkte empfohlen:

- Einen Ansatz für künftige Untersuchungen bilden die aktuellen Entwicklungen in der Kraftwerkstechnik, wie die Vergasung von Kohle, Biomasse, Petrokoks, Orimulsion und Raffinerierückständen sowie die alternativen Kraftwerksprozesse [161, 184, 197, 288, 336-338]. Danach kann das Simulationsmodell angepasst und sofern notwendig erweitert werden. Damit sind eine Bewertung und eine Verifizierung der OpuS-Methode unabhängig vom Kraftwerksprozess in Kapitel 4 möglich.
- Das diskutierte Simulations- und Optimierungsmodell berücksichtigt den stationären Nennlastzustand des untersuchten Kraftwerksprozesses. Eine Implementierung weiterer typischer Lastpunkte des Kraftwerksbetriebes erscheint für detailliertere Untersuchungen von Interesse.
- Bei der Optimierung wird ein direkter Zusammenhang zwischen den Investitionskosten und der Effizienz der Komponenten vorausgesetzt. Nachfolgende Arbeiten sollten Betrachtungen zur Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Komponenten bei veränderten Investitionskosten/veränderter Effizienz einschließen.
- Möglichkeiten zur Erweiterung des Optimierungsmodells ergeben sich ferner mit der Gestaltung des Kraftwerksbetriebes unter Berücksichtigung variabler Strom-, Brennstoff- und CO₂-Zertifikatpreise an der Börse.
- Ausgehend von den diskutierten Optimierungsmethoden werden mögliche Entwicklungstendenzen des untersuchten Kraftwerksprozesses ohne und mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen aufgezeigt. Betrachtungen zu den Möglichkeiten und Grenzen der Umsetzbarkeit waren nicht Gegenstand der Untersuchungen. Für weiterführende Arbeiten sind Analysen zur Umsetzung der Optimierungsmaßnahmen (Machbarkeitsstudien) empfehlenswert.
- Im Rahmen der Untersuchungen wird die Kopplung zwischen Kraftwerksprozess und hybrider Meerwasserentsalzungsanlage behandelt. Bei entsprechender Anpassung der Schnittstellen lassen sich diese Untersuchungen mit anderen gekoppelten Anwendungen fortsetzen. Tabelle 1 nennt ausgewählte Beispiele gekoppelter Anwendungen.

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Parameter gekoppelter Anwendungen (Auswahl).....	17
Tabelle 2:	Vorbehandlung von Rohwässern (Auswahl)	30
Tabelle 3:	Merkmale von MSF-Anlagen	32
Tabelle 4:	Merkmale von RO-Anlagen	33
Tabelle 5:	Richtwerte abschreibungsfähiger Investitionen.....	39
Tabelle 6:	Dampfparameter des GuD-Kraftwerkes ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen.....	55
Tabelle 7:	Parameter des Kraftwerksprozesses ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen	56
Tabelle 8:	Rahmenbedingungen zur Wirtschaftlichkeitsanalyse des Kraftwerks- prozesses	57
Tabelle 9:	Berechnungsgrundlage: Abschreibungsfähige Investitionen des Kraftwerksprozesses (Tabelle 5)	57
Tabelle 10:	Berechnungsgrundlage Kraftwerksprozess: Anlagenfinanzierung und Verzinsung	58
Tabelle 11:	Berechnungsgrundlage Kraftwerksprozess: Brennstoff-, Betriebs- und Wartungskosten	59
Tabelle 12:	Definition der Schnittstellen in Abbildung 43.....	60
Tabelle 13:	Wasseranteile der zu untersuchenden MSF-Anlage	61
Tabelle 14:	Wasseranteile der zu untersuchenden RO-Anlage	61
Tabelle 15:	Berechnungsgrundlage Meerwasserentsalzungsanlagen: Versicherungs-, Betriebs- und Wartungskosten.....	62
Tabelle 16:	Definition des Umgebungszustands	63
Tabelle 17:	Zusammensetzung der Verbrennungsluft in GateCycle (Version 5.52.0.r).....	64
Tabelle 18:	Schrittweiten der Parametervariationen bei der Optimierung	67
Tabelle 19:	Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach Abbildung 50 (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen)	70
Tabelle 20:	Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung (Vier-Feld- Matrix) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	70
Tabelle 21:	Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach Abbildung 53 (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen)	72
Tabelle 22:	Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung (Neun-Feld- Matrix) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	73

Tabelle 23:	Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach den Abbildungen 56-57 (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	76
Tabelle 24:	Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung - (Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen)	76
Tabelle 25:	Untersuchte Parametervariationen der OpuS-Methode - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen)	79
Tabelle 26:	$(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile und $ AAIW_k $ -Werte der Komponenten/Parameter-variationen mit PA_k -Werten $\geq 0,1$ % - vor der Optimierung - (OpuS-Methode).....	80
Tabelle 27:	Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung - (OpuS-Methode) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	81
Tabelle 28:	$(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile und $ AAIW_k $ -Werte der Komponenten/Parameter-variationen mit PA_k -Werten $\geq 0,1$ % - nach Optimierung - (OpuS- Methode).....	82
Tabelle 29:	Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach Abbildung 64 (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen)	84
Tabelle 30:	Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung (Vier-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	84
Tabelle 31:	Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach Abbildung 67 (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen)	86
Tabelle 32:	Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung (Neun-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	87
Tabelle 33:	Auswahl der Komponenten/Reihenfolge/Richtung der Optimierung nach den Abbildungen 70-71 (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	89
Tabelle 34:	Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung - (Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen)	90
Tabelle 35:	$(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile und $ AAIW_k $ -Werte der Komponenten/Parameter-Variationen mit PA_k -Werten $\geq 0,1$ % - vor der Optimierung - (OpuS-Methode).....	92
Tabelle 36:	Parameter der Komponenten vor/nach der Optimierung - (OpuS-Methode) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	93

Tabelle 37:	$(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteile und $ AAIW_k $ -Werte der Komponenten/Parameter- variationen mit PA_k -Werten $\geq 0,1$ % - nach Optimierung - (OpuS-Methode).....	94
Tabelle 38:	Vergleich der Optimierungsmethoden nach der Auswahl der Kompo- nenten/Parametervariationen	96
Tabelle 39:	Vergleich der Optimierungsmethoden nach den Beiträgen der Kom- ponenten/Parametervariationen zur Minimierung der Produkt- kosten	98
Tabelle 40:	Vergleich der Optimierungsmethoden nach den (Gesamt-) Änderungen der Kosten des Erst-/Zweitproduktes.....	101

Ergänzende Tabellen - Anhang

Tabelle A-1:	Kostenfunktionen von Anlagenkomponenten - (Bezug: 1991)	143
Tabelle A-2:	Exergetischer Aufwand und exergetischer Nutzen der Komponenten im stationären Betriebszustand	145
Tabelle A-3:	Spezifische Kosten und Hilfsbeziehungen der Komponenten im stationären Betriebszustand	146

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung des Primärenergiebedarfs und der energiebedingten CO ₂ -Emissionen der Bundesrepublik Deutschland 1990-2009	10
Abbildung 2:	Entwicklung des Primärenergiebedarfs und der energiebedingten CO ₂ -Emissionen der Bundesrepublik Deutschland 2000-2030	11
Abbildung 3:	Entwicklung der EU-Emissionszertifikate in der Handelsperiode I-II	12
Abbildung 4:	Strategien und Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	12
Abbildung 5:	Elektrische Wirkungsgrade von KWK-Technologien	16
Abbildung 6:	Anteile der Technologien am weltweiten Kraftwerkmarkt	16
Abbildung 7:	Entwicklungsstufen erdgasbefuerter GuD-Kraftwerke	17
Abbildung 8:	Erdgas-/Erdöl-Hybridbrenneraufbau	19
Abbildung 9:	Aufbau des Vortex- bzw. Environmentalbrenners	19
Abbildung 10:	Hochtemperaturwerkstoffe für Gasturbinenschaufeln	20
Abbildung 11:	Entwicklungsstufen der Kühlung in Gasturbinenanlagen	22
Abbildung 12:	Vergleich einer Gasturbinen- (links) und GuD-Anlage (rechts)	23
Abbildung 13:	Vergleich von Ein-, Zwei- und Dreidruckprozessen	24
Abbildung 14:	Abhitzekesselwerkstoffe kohlebefeuerter Dampfkraftwerke	24
Abbildung 15:	VDMA-Statistik zu Frischdampfparametern von Dampfturbinen ≤ 100 MW	25
Abbildung 16:	Dichtungssysteme in Dampfturbinenanlagen	26
Abbildung 17:	Spezifische Investitionskosten von Gasturbinenanlagen	26
Abbildung 18:	Spezifische Investitionskosten von GuD-Kraftwerken	27
Abbildung 19:	Trinkwassersituation 2025 - Prognose	28
Abbildung 20:	Wasserbedarfsentwicklung nach Kontinenten (Stand: 1995)	28
Abbildung 21:	Anteile von Meerwasserentsalzungsanlagen nach Standort	29
Abbildung 22:	Verfahrensschritte der Meerwasserentsalzung	29
Abbildung 23:	Beispiel zur Vorbehandlung von Rohwässern	30
Abbildung 24:	MSF-Anlage in Once-Through Design	31
Abbildung 25:	MSF-Anlage in Brine-Recirculation Design	31
Abbildung 26:	Reverse-Osmosis-Anlage (RO)	32
Abbildung 27:	Membranen in Reihenschaltung (a) und Parallelschaltung (b)	32
Abbildung 28:	Tannenbaumschaltung von Membraneinheiten	33
Abbildung 29:	Parallelschaltung von MSF- und RO-Anlage	34
Abbildung 30:	Spezifische Investitionskosten von MSF-Anlagen	35
Abbildung 31:	Spezifische Investitionskosten von RO-Anlagen	35

Abbildung 32:	Produktkosten in EUR/m ³ nach MSF:RO-Verhältnis und Anlagenkapazität.....	36
Abbildung 33:	Berechnung der Produktkosten nach TRR-Verfahren.....	38
Abbildung 34:	Kostenbilanz der k-ten Komponente.....	41
Abbildung 35:	Matrix zur Bewertung der Komponenten einer Anlage.....	44
Abbildung 36:	Maßnahmen zur Minimierung der Produktkosten (Zielfunktionswert) nach der Quadranten- bzw. Matrix-Methode.....	45
Abbildung 37:	Relative Kostendifferenzen vs. exergoökonomische Faktoren.....	47
Abbildung 38:	Verfahrensschritte zur Festlegung von Auswahl und Reihenfolge der Parametervariationen der Komponenten.	50
Abbildung 39:	Brennkammeraustrittstemperatur vs. Produktkosten.	51
Abbildung 40:	Darstellung von Parametervariationen.....	52
Abbildung 41:	GuD-Kraftwerk ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen.....	55
Abbildung 42:	T- \dot{Q} -Diagramm der Abhitzekeessel (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	56
Abbildung 43:	Schnittstellen: GuD-Kraftwerk - Meerwasserentsalzungsanlage.....	60
Abbildung 44:	Ausschnitt des Kraftwerksprozesses mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen.....	60
Abbildung 45:	Vorgehensweise während der Simulation in GateCycle (Vers. 5.52.0.r).	64
Abbildung 46:	Vorgehensweise bei der Exergieanalyse.....	65
Abbildung 47:	Vorgehensweise bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	65
Abbildung 48:	Vorgehensweise bei der thermo- bzw. exergoökonomischen Analyse..	66
Abbildung 49:	Vorgehensweise bei der Optimierung.....	68
Abbildung 50:	Vier-Feld-Matrix vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	70
Abbildung 51:	Vier-Feld-Matrix nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	71
Abbildung 52:	Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Vier-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	71
Abbildung 53:	Neun-Feld-Matrix vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	72
Abbildung 54:	Neun-Feld-Matrix nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).	73
Abbildung 55:	Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Neun-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	74

Abbildung 56:	Komponenten nach $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil $\geq 1\%$ - vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	75
Abbildung 57:	f-Faktor vs. r-Faktor der Komponenten - vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	75
Abbildung 58:	Komponenten nach $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil $\geq 1\%$ - vor/nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	77
Abbildung 59:	f-Faktor vs. r-Faktor der Komponenten - nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	78
Abbildung 60:	Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	78
Abbildung 61:	PA_k -Werte der Komponenten/Parametervariationen (Auszug) - vor der Optimierung - (OpuS-Methode).....	80
Abbildung 62:	PA_k -Werte der Komponenten/Parametervariationen (Auszug) - nach der Optimierung - (OpuS-Methode).....	82
Abbildung 63:	Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (OpuS-Methode) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	83
Abbildung 64:	Vier-Feld-Matrix vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	84
Abbildung 65:	Vier-Feld-Matrix nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	85
Abbildung 66:	Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Vier-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	85
Abbildung 67:	Neun-Feld-Matrix vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	86
Abbildung 68:	Neun-Feld-Matrix nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	87
Abbildung 69:	Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Neun-Feld-Matrix) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	88
Abbildung 70:	Komponenten nach $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil $\geq 1\%$ - vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	88

Abbildung 71:	f-Faktor vs. r-Faktor der Komponenten - vor der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	89
Abbildung 72:	Komponenten nach $(\dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$ -Anteil $\geq 1\%$ - vor/nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	91
Abbildung 73:	f-Faktor vs. r-Faktor der Komponenten - nach der Optimierung - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	91
Abbildung 74:	Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (Thermo- bzw. exergoökonomische Kennzahlen) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	92
Abbildung 75:	PA_k -Werte der Komponenten/Parametervariationen (Auszug) - vor der Optimierung - (OpuS-Methode)	93
Abbildung 76:	PA_k -Werte der Komponenten/Parametervariationen (Auszug) - nach der Optimierung - (OpuS-Methode).....	95
Abbildung 77:	Änderung der elektrischen Leistung, des exergetischen Wirkungsgrades und der Produktkosten (OpuS-Methode) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	95
Abbildung 78:	Iterationsverlauf der Optimierungsmethoden - (Erstprodukt: elektrische Energie) - Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen.....	99
Abbildung 79:	Iterationsverlauf der Optimierungsmethoden - (Erstprodukt: elektrische Energie) - Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen.....	100
Abbildung 80:	Iterationsverlauf der Optimierungsmethoden - (Zweitprodukt: entsalztes Wasser) - Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen.....	100
Abbildung 81:	Szenarien zur Preisentwicklung von Erdgas.....	102
Abbildung 82:	Kraftwerksseitige Sensitivitätsanalyse (Erstprodukt: elektrische Energie) - (Kraftwerksprozess ohne Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	103
Abbildung 83:	Kraftwerksseitige Sensitivitätsanalyse (Erstprodukt: elektrische Energie) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	103
Abbildung 84:	Kraftwerksseitige Sensitivitätsanalyse (Zweitprodukt: entsalztes Wasser) - (Kraftwerksprozess mit Auskopplung von Energie- und Stoffströmen).....	104
Abbildung 85:	Entsalzungsanlagenseitige Sensitivitätsanalyse (Zweitprodukt: entsalztes Wasser)	104

9 Literatur- und Quellennachweis

- [1] Karl, J.: Dezentrale Energiesysteme – Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt, München, Wien: Oldenbourg Verlag, 2006.
- [2] Cziesla, F.: Produktkostenminimierung beim Entwurf komplexer Energieumwandlungsanlagen mit Hilfe von wissensbasierten Methoden. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 438, Düsseldorf: VDI Verlag GmbH, 2000.
- [3] Avgousti, A. P.: Exergoökonomische Analyse von Kombiprozessen mit integrierter Kohlevergasung, Technische Hochschule Aachen: Dissertation, 1989.
- [4] Winhold, M.: Exergoökonomische Betrachtung eines Kombiprozesses mit integrierter Kohlevergasung, Technische Hochschule Aachen: Dissertation, 1987.
- [5] Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos - CIRCE (Hrsg.): TAESS – Thermo-economic Analysis of Energy Systems Software, In: www.exergoecology.com/taess, 2007.
- [6] EU-Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, In: Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 275, 25.10.2003.
- [7] Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik (Hrsg.): TechnologiePortrait Kraft-Wärme-Kopplung, In: [http://energytech.at/\(de\)/pdf/techportrait_kwk_dt.pdf](http://energytech.at/(de)/pdf/techportrait_kwk_dt.pdf), 2007.
- [8] Bejan, A.; Tsatsaronis, G.; Moran, M.: Thermal Design & Optimization, New York, u. a.: John Wiley & Sons, Inc., 1996.
- [9] Meyer, L.: Exergiebasierte Untersuchung der Entstehung von Umweltbelastungen in Energieumwandlungsprozessen auf Komponentenebene: Exergoökologische Analyse, Technische Universität Darmstadt: Dissertation, 2006.
- [10] Kail, C.: Analyse von Kraftwerksprozessen mit Gasturbinen unter energetischen, exergetischen und ökonomischen Aspekten, Technische Universität München: Dissertation, 1998.
- [11] Krause, A.; Tsatsaronis, G.: Thermodynamic and exergoeconomic evaluation of the humid-air turbine cycle, In: Proceedings of the International Conference on the Thermodynamic Analysis and Improvement of Energy Systems in Beijing, 06/1997, pp. 111-118.
- [12] Stamatopoulos, G. N.: Berechnung und Optimierung von Kraftwerkskreisläufen, VDI Fortschrittsberichte (Reihe 6) Nr. 340, Düsseldorf: VDI Verlag GmbH, 1996.

- [13] Schmitz, K. W.; Schaumann, G.: Kraft-Wärme-Kopplung, Berlin, u. a.: Springer-Verlag, 2005.
- [14] Deutsches Nationales Komitee des Weltenergieerates DNK (Hrsg.): Energie für Deutschland – Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext 2004, In: www.worldenergy.org/wec-geis/global/downloads/edc/EFD2004.pdf, 2007.
- [15] Statistisches Bundesamt (Hrsg.): Kostenindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz), In: www.destatis.de, 2008.
- [16] Giglmayr, I. E.: Modellierung von Kraft- und Heizkraftwerken – Vergleich von Software zur thermodynamischen Prozessrechnung, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 470, Düsseldorf: VDI Verlag GmbH, 2001.
- [17] EU-Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates, In: Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 114, 27.04.2006.
- [18] Eikmeier, B.; Gabriel, J.; Schulz, W.; Krewitt, W.; Nast, M.: Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, Herrsching: Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH, 2006.
- [19] Tsatsaronis, G.: Thermoökonomische Analyse von Energieumwandlungsprozessen, Technische Hochschule Aachen: Habilitationsschrift, 1985.
- [20] Hesselmann, K.: Wärmeaustauschernetzwerke: Eine exergoökonomische Betrachtung, Technische Hochschule Aachen: Dissertation, 1985.
- [21] Gherardelli, C.: Exergoökonomische Analyse und Bewertung von Schwefelsäureanlagen, Technische Universität Berlin: Dissertation, 2002.
- [22] Chang, H.: Exergy Analysis and Exergoeconomic Analysis of an Ethylene Process, In: <http://www2.tku.edu.tw/~tkjse/4-2/4-2-3.pdf> (2007).
- [23] Tober, E.; Tsatsaronis, G.; Czielsa, F.; Kooi, H. van der: Exergetic life cycle assessment and exergoeconomic analysis of an aniline process, In: Entropie, Bd. 35 (1999), No. 220/221, pp. 54-60.
- [24] Rainer, H.: Thermoökonomische Modellierung und Optimierung von Rektifikationskolonnen und –kolonnensystemen, Technische Hochschule Leuna-Merseburg: Dissertation, 1976.
- [25] Hebecker, D.; Bittrich, P.: Thermoökonomische Analyse einer Bioenergie-Anlage, In: BWK Bd. 55 (2003), Heft 5, S. 46-50.

- [26] Wall, G.: Thermoeconomic optimization of a heat pump system, Chalmers University of Technology; University of Stockholm, 1985.
- [27] Worsoe-Schmidt, P.: Thermo-economic analysis of refrigeration and heat pump systems. In: International Journal of Refrigeration, Bd. 10 (1987), No. 4, pp. 202-204.
- [28] Romero-Ternero, V.; Garcia-Rodriguez, L.; Gomez-Camacho, C.: Thermoeconomic analysis of a seawater reverse osmosis plant, In: Desalination Bd. 181 (2005), pp. 43-59.
- [29] Tsatsaronis, G.; Czielsa, F.: Thermoeconomics: In Encyclopedia of Physical Science and Technology, Third Edition, Vol. 16, 2002.
- [30] Marcovecchio, M. G.; Mussati, S. F.; Aguirre, P. A.; Scenna, N. J.: Optimization of hybrid desalination processes including multi stage flash and reverse osmosis systems, In: Desalination, Bd. 182 (2005), pp. 111-122.
- [31] Fiorini, P.; Scuibba, E.: Thermoeconomic analysis of a MSF desalination plant, In: Desalination, Bd. 182 (2005), pp. 39-51.
- [32] Uche, J.; Serra, L.; Valero, A.: Thermoeconomic optimization of a dual-purpose power and desalination plant, In: Desalination, Bd. 136 (2001), pp. 147-158.
- [33] El-Sayed, Y. M.: Designing desalination systems for higher productivity, In: Desalination, Bd. 134 (2001), pp. 129-158.
- [34] El-Sayed, Y.: Desirable enforcement to optimal system design, In: Proceeding of the 19th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems in Aghia Pelaghia, 07/2006, pp. 483-492.
- [35] Romero-Ternero, V.; Garcia-Rodriguez L.; Gomez-Camacho, C.: Thermoeconomic analysis of a seawater reverse osmosis plant, In: Desalination Bd. 181 (2005), pp. 43-59.
- [36] El-Sayed, Y. M.: Thermoeconomics of some options of large mechanical vapor-compression units, In: Desalination, Bd. 125 (1999), No. 1-3, pp. 251-257.
- [37] Knoche, K. F.; Hesselmann, K.: Exergoökonomische Bewertung einer Luftzerlegungsanlage, In: Chemie Ingenieur Technik, Bd. 57 (1985), Heft 7, S. 602-609.
- [38] Misra, R. D.; Sahoo, P. K.; Gupta, A.: Thermoeconomic evaluation and optimization of a double-effect H₂O/LiBr vapour-absorption refrigeration system, In: International Journal of Refrigeration, Bd. 28 (2005), No. 3, pp. 331-343.

- [39] Tyagi, S. K.; Lin, G.; Kaushik, S. C.; Chen, Y.: Thermoeconomic optimization of an irreversible Stirling cryogenic refrigerator cycle, In: International Journal of Refrigeration, Bd.27 (2004), No. 8, pp. 924-931.
- [40] Misra, R. D.; Sahoo, P. K.; Sahoo, S.; Gupta, A.: Thermoeconomic optimization of a single effect water/LiBr vapour absorption refrigeration system, In: International Journal of Refrigeration, Bd. 26 (2003), No. 2, pp. 158-169.
- [41] Dentice, D. A. M.; Vanoli, L.: Thermoeconomic optimisation of the condenser in a vapour compression heat pump, In: International Journal of Refrigeration, Bd. 27 (2004), No. 4, pp. 433-441.
- [42] Álvarez, T.; Valero, A.; Montes, J. M.: Thermoeconomic analysis of a fuel cell hybrid power system from the fuel cell experimental data, In: Energy, Bd. 31 (2006), pp. 1358-1370.
- [43] Kakaras, E.; Panopoulos, K. D.; Fryda, L.; Perdikaris, N.; Pilidis, P.; Diacakis, M.; Dominguez, A.: Thermoeconomic analysis of a SOFC based tri-generation system, In: Proceedings of the 16th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation, and Environmental Impact of Energy Systems in Copenhagen, 06-07/2003, pp. 895-903.
- [44] Roy-Aikins, J.: Thermoeconomic Optimisation of a Hybrid Microturbine and Fuel Cell, In: Proceedings of the 15th International Conference on Efficiency, Costs, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems in Berlin, 07/2002, pp. 185-191.
- [45] Massardo, A. F.; Magistri, L.: Internal reforming solid oxide fuel cell gas turbine combined cycles (IRSOFC-GT) – Part II: Exergy and thermoeconomic analyses, In: Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Bd. 125 (2003), No. 1, pp. 67-74.
- [46] Chen, Y.: Exergoeconomic analysis of an indirectly coal-fired combined power system, In: Proceedings of the International Conference on Thermodynamic Analysis and Improvement of Energy Systems in Beijing, 1997, pp. 57-64.
- [47] Traverso, A.; Massardo, A. F.; Cazzola, W.; Lagorio, G.: WIDGET-TEMP: A novel web-based approach for thermoeconomic analysis and optimization of conventional and innovative cycles, In: Proceedings of ASME-IGTI TURBO EXPO 2004 in Wien, 06/2004.
- [48] Tsatsaronis, G.: Thermoeconomic analysis and optimization of energy systems, In: Progress in energy and combustion science, Vol. 19 (1993), No. 3, pp. 227-257.
- [49] Lazzaretto, A.; Tsatsaronis, G.: On the calculation of efficiencies and costs in thermal systems, In: Proceedings of the ASME Advanced Energy Systems Division, Vol. 39 (1999), pp. 421-430.

- [50] Erlach, B.; Tsatsaronis, G.; Czesla, F.: A new approach for assigning costs and fuels to cogeneration products, In: International Journal of Applied Thermodynamics, Vol. 4 (2001), No. 3; pp. 145-156.
- [51] Borchiellini, R.; Massardo, A. F.; Santarelli, M.: Carbon tax vs. CO₂ sequestration effects on environomic analysis of existing power plants, In: Proceedings of the 12th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems in Tokyo, Japan, 06/1999.
- [52] Mazur, V. A.: Fuzzy thermoeconomic optimisation, In: International Journal of Exergy, Vol. 2 (2005), No. 1, pp. 1-13.
- [53] Uhlenbruck, S.: Zur Unterstützung evolutionärer Algorithmen bei der Kostenoptimierung thermodynamischer Prozesse durch exergoökonomische Prinzipien, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 3, Nr. 744, Düsseldorf: VDI Verlag GmbH, 2002.
- [54] Valdes, M.; Duran, M. D.; Rovira, A.: Thermoeconomic optimization of combined cycle gas turbine power plants using genetic algorithms, In: Applied Thermal Engineering, Bd. 23 (2003), No. 17, pp. 2169-2182.
- [55] Hamed, O. A.; Al-Washmi, H. A.; Al-Otaibi, H. A.: Thermoeconomic analysis of a power/water cogeneration plant, In: Energy, Bd. 31 (2006), pp. 2699-2709.
- [56] Wagner, W.; Kruse, A.: Properties of Water and Steam: The Industrial Standard IAPWS IF97 for the thermodynamic properties and supplementary equations for other properties, Berlin, u. a.: Springer-Verlag, 1998.
- [57] Wagner, W.; Rukes, B.: IAPWS-IF97: Die neue Industrie-Formulation zur Berechnung der thermodynamischen Eigenschaften von Wasser und Wasserdampf, In: BWK, Bd. 50 (1998), Heft 3, S. 42-47.
- [58] Stichtenoth, J.: Kraft-Wärme-Stoffkopplung mit einer festkeramischen Brennstoffzelle in einer Brauerei, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 504, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 2003.
- [59] Friedl, A.: Polygeneration – Produktion alternativer Treibstoffe, Wärme, Strom & nichtenergetischer Produkte unter Berücksichtigung der Optimierung der Gesamtenergiebilanz sowie der Materialflüsse, Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2005.
- [60] Lazzaretto, A.; Toffolo, A.: Energy, economy and environment as objectives in multi-criterion optimization of thermal systems design, In: Energy, Bd. 29 (2004), pp. 1139-1157.
- [61] VDI 2067-7: Berechnung der Kosten von Wärmeerzeugungsanlagen - Blockheizkraftwerke, 1988.

- [62] Tsatsaronis, G; Pisa, J.: Exergoeconomic evaluation and optimization of energy systems - application to the CGAM Problem, In: Energy, Bd. 19 (1994), No. 3, pp. 287-321.
- [63] Harig, T.: Exergoökonomische Analyse eines GuD-Kraftwerkes, Technische Universität Berlin: Diplomarbeit, 1996.
- [64] Voß, M.: Vergleich verschiedener Energieumwandlungsanlagen zur Stromerzeugung durch die Anwendung der exergoökonomischen Methode, Technische Universität Berlin, Diplomarbeit, 1997.
- [65] Tsatsaronis, G.: Strengths and Limitations of exergy analysis. In: Bejan, A.; Mamut, E. (Hrsg.): Thermodynamic Optimization of Complex Energy Systems, Kluwer Academic Publishers, 1999, pp. 93-100.
- [66] Tsatsaronis, G.: Design optimization using exergoeconomics. In: Bejan, A.; Mamut, E. (Hrsg.): Thermodynamic Optimization of Complex Energy Systems, Kluwer Academic Publishers, 1999, pp. 101-115.
- [67] Tsatsaronis, G.; Krane, R. J.: Cost savings through exergy analysis and exergoeconomics, In: National Petroleum Refiners Association Annual Meeting AM-94-34, 03/1994, San Antonio, Texas.
- [68] Stichteneth, J.; Meyer-Pittroff, R.: Kraft-Wärme-Stoff-Kopplung mit druckaufgeladener SOFC, In: VDI-Berichte 1746, Düsseldorf: VDI Verlag GmbH, 2003.
- [69] Foronda, C.; Serra, L.; Uche, J.; Verda, V.; Valero, A.: Integration of Reverse Osmosis Desalination with Cold-Heat-Power Production in the Tertiary Sector, In: Proceedings of IMECE'03, Washington D.C., 2003.
- [70] Seifert, P. (Hrsg.): Rationelle Versorgung mit Strom, Wärme und Kälte im Malteser-Krankenhaus Kamenz, EU-Programm THERMIE - Projektnummer: BU/0065/97, In: www.malteser-krankenhaus-kamenz.de/fachaufs/end_km00.pdf, 2007.
- [71] Rühling, K.; Seifert, P.: Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung mit Brennstoffzelle zur Versorgung des Malteser-Krankenhauses in Kamenz, In: www.malteser-krankenhaus-kamenz.de/fachaufs/kwt_99_2.pdf, 2007.
- [72] ECN Clean Fossil Fuels, ECN Energy Efficiency in the Industry and Shell Global Solutions (Hrsg.): Combined Cold Heat and Power Generation, In: <http://gasunie.eldoc.ub.rug.nl/FILES/root/2002/2665676/2665676.pdf>, 2007.
- [73] Temir, G.; Bilge, D.: Thermo-economic Analysis of a Trigeneration System, In: Applied Thermal Engineering, Vol. 24, Issue 17-18, pp. 2689-2699, 2004.

- [74] Bassols, J.; Kuckelkorn, B.; Langreck, J.; Schneider, R.; Veelken, H.: Trigeneration in the Food Industry, In: Applied Thermal Engineering, Vol. 22, Issue 6, pp. 595-602, 2007.
- [75] Wu, D. W.; Wang, R. Z.: Combined cooling, heating and power: A review, In: Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 32, pp. 459-495, 2006.
- [76] Ogriseck, K.: Untersuchung von IGCC-Kraftwerkskonzepten mit Polygeneration und CO₂-Abtrennung, In: Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 544, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 2006.
- [77] Nexant, Inc. (Hrsg.): Polygeneration from Coal – Integrated Power, Chemicals and Liquid Fuels, In: www.chemsystems.com/reports/search/docs/prospectus/MC06_Polygeneration_Coal_%20Pros.pdf, 2006.
- [78] BINE Informationsdienst (Hrsg.): KWKK Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, In: www.bhkw-infozentrum.de/download/binekwkk.pdf, 2007.
- [79] Chase, M. W. (Ed.): NIST-JANAF Thermochemical Tables, Fourth Edition, In: Journal of Physical and Chemical Reference Data (Monograph No. 9), 1998.
- [80] Dijkema, G. P. J.; Luteijn, C. P.; Weijnen, M. P. C.: Design of trigeneration systems: Process integrated applications of energy conversion devices in chemical plants, In: Chemical engineering communications, Vol. 168, pp. 111-125, 1998.
- [81] Ziher, D.; Poredos, A.: Cooling power costs from a trigeneration system in a hospital, In: Forschung im Ingenieurwesen, Vol. 70, Issue 2, 105-113, 2005.
- [82] Cardona, E.; Piacentino, A.; Cardona, F.: Energy saving in airports by trigeneration. Part I: Assessing economic and technical potential, In: Applied Thermal Engineering, Vol. 26, Issue 14-15, pp. 1427-1436, 2006.
- [83] Uche, J.; Serra, L.; Sanz, A.: Integration of desalination with cold-heat-power production in the agro-food industry, In: Desalination, Vol. 166, Issue 1-3, pp. 379-391, 2004.
- [84] Savola, T.; Fogelholm, C. J.; Salomon, M.; Martin, A. R.: Cogeneration and Trigeneration in small-scale biomass plants: state-of-the-art and advanced concepts, In: Proceedings of the 16th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems in Lyngby, pp. 187-194, 2003.
- [85] Baumheier, S.; Doltze, T.: Trigeneration Power Plant – dezentrale Strom-, Wärme- und Kälteversorgung für die Chipfabriken der AMD Saxony GmbH, In: Tagungsband zum 37. Kraftwerkstechnisches Kolloquium in Dresden, S. V26, 1-11, 2005.
- [86] Cziesla, F.: GATEX 2002, Technische Universität Berlin, 2002.

- [87] European Energy Exchange AG: EEX Emissionsmarkt/Emission Market, In: www.eex.de, 2010.
- [88] Umweltbundesamt (Hrsg.): Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung – Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromversorgung in Deutschland, In: www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/2374.pdf, (2007).
- [89] F-Chart Software (Ed.): EES Engineering Equation Solver for Microsoft Windows Operating Systems, In: <http://www.fchart.com>, 2007.
- [90] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (Hrsg.): EWI/Prognos – Studie: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose, In: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Dokumentationen/ewi-prognos_E2_80_93studie-entwicklung-der-energiemaerkte-545,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf, (2007).
- [91] VDI 3986: Ermittlung des Wirkungsgrades von konventionellen Kraftwerken, 2000.
- [92] Klopffleisch, R.: Ziele einer nachhaltigen Energiewirtschaft und der Beitrag der Effizienz, In: www2.tu-berlin.de/zek/koop/publikationen/effi/dok_7.pdf, 2007.
- [93] Umweltbundesamt (Hrsg.): Klimaschutz in Deutschland: 40 %-Senkung der CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990, In: www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3235.pdf, 2007.
- [94] ISO 2314: Gas Turbines – Acceptance Tests, 1989.
- [95] Peters, M. S.; Timmerhaus, K. D.; West, R. E.: Plant Design and Economics for Chemical Engineers (Fifth Edition), Boston, u. a.: McGraw-Hill Companies, Inc., 2003.
- [96] EU-Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG, In: Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 052, 21.02.2004.
- [97] Benesch, W. A.: Steinkohlekraftwerkskonzept im Wettbewerb, In: BWK, Bd. 57 (2005), Heft 10, S. 32-35.
- [98] Zschernig, J.; Sander, T.: Bewertungsmethode: KWK-Strom – Was ist das?, In: EuroHeat&Power, Jg. 36 (2007), Heft 6, S. 26-36.
- [99] Meerbeck, B.: Neue Automatisierungskonzepte zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken, Vortrag im Rahmen der Veranstaltungsreihe „Energietechnik und Umweltschutz“, Technische Universität Berlin, 10.07.2007.

- [100] Umweltbundesamt (Hrsg.): Umweltkernindikatorensystem, In: www.env-it.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=2726, 2007.
- [101] Europäische Gemeinschaft (Hrsg.): Kyoto-Protokoll, In: http://europa.eu/scadplus/glossary/kyoto_protocol_de.htm, 2007.
- [102] Werner, C.; Hentschel, D.: Perspektiven erdgasbetriebener PEMFC in der dezentralen Energieversorgung, In: GASWÄRME International Heft 1, 2007.
- [103] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, In: http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/kwkg_2002/gesamt.pdf, 2007.
- [104] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, In: <http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/eeg/gesamt.pdf>, 2007.
- [105] Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV), In: <http://bundesamt.juris.de/bundesrecht/enev/gesamt.pdf>, 2007.
- [106] Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (Stromsteuer-Durchführungsverordnung – StromStV), In: http://bhkw-info.de/wirtschaftlichkeit/d1_stromstv_08_01_2002.pdf, 2007.
- [107] Stromsteuergesetz (StromStG), In: <http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/stromstg/gesamt.pdf>, 2007.
- [108] Spliethoff, H.: Verbrennung fester Brennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung - Verfahren und Stand der Technik - Wirkungsgrad, Betrieb, Emissionen und Reststoffe, In: Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 443, Düsseldorf: VDI Verlag GmbH, 2000.
- [109] Jungbluth, C. H.: Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem, Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, 2007.
- [110] Sander, K.: Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen, In: <http://deposit.ddb.de/cgi-bin/dokserv?idn=971944695>, 2007.
- [111] Pehnt, M.: Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik, In: http://www.ifeu.org/energie/pdf/dissertation_pehnt.pdf, 2007.
- [112] Arenhövel, J.; Liekmeier, A.: Kraft-Wärme-Kopplung zur Druckluft und Wärmeerzeugung, In: Energieanwendung und Energietechnik, Bd. 42 (1993), Heft 12, S. 621-624.

- [113] Meerbeck, B.; Welfonder, E.: Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung zum Ausregeln elektrischer Leistungsschwankungen im Minuten-/Stundenbereich, In: 34. Kraftwerkstechnischen Kolloquiums (Proceedings - 2002), S. 136-147.
- [114] Leijendeckers, P. H. H.: Kraft-Wärme-Kopplung und Sicherheitsstromversorgung in den Niederländischen Krankenhäusern, In: VDI-Berichte 1401 Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1998.
- [115] Haug, M.; Schreiber, M.; Starke, M.; Wittmer, A.: Kraft-Wärme-Kopplung unter Verwendung eines Wärmespeichers in der Ernährungsindustrie, In: VDI-Berichte 1457, S. 555-566, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1999.
- [116] Kregel-Olf, B.: Kraft-Wärme-Kopplung für die Fernwärmeversorgung, In: Elektrizitätswirtschaft, Bd. 86 (1987), Heft 13, S. 555-560.
- [117] Engel, H.-J.: Optimierung der Kraft-Wärme-Kopplung in einer Brauerei, In: Gaswärme International, Bd. 45 (1996), Heft 11, S. 517-522.
- [118] Huber, S.; Schmitt, W.; Helf, K.: Erfahrungen mit der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Lebensmittelbetrieb, In: Gaswärme International, Bd. 41 (1992), Heft 7/8, S. 301-304.
- [119] Schroth, H.-H.: Kraft-Wärme-Kopplung und Abwärmennutzung in Ziegelwerken, In: ZI International, Bd. 45 (1992), Heft 5, S. 255-259.
- [120] Täschner, J.; Vicha, K.: Auslegung, Bau, Inbetriebsetzung einer 25-MW-Gasturbinenanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für einen Industriebetrieb, In: VGB-Kraftwerkstechnik, Bd. 72 (1992), Heft 8, S. 680-686.
- [121] Zschernig, J.: Kraft-Wärme-Kopplung im pluralistischen Wärmemarkt, In: BWK, Bd. 53 (2001), Heft 3, S. 59-63.
- [122] VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): BHKW-Handbuch: Kraft-Wärme-Kopplung mit Verbrennungsmotoren, In: BWK Sondernummer I, 1999.
- [123] Rentz, O.; Wietschel, M.; Ardone, A.; Fichtner, W. (Hrsg.): Ökonomische Bewertung von Technologien und Strategien zur Minderung von CO₂-Emissionen: durchgeführt für ausgewählte norddeutsche Versorgungsgebiete, Frankfurt a. M.: Peter Lang GmbH, 1998.
- [124] Donner, S.: Die Theorie hat das CO₂ schon im Griff, In: VDI Nachrichten 46/2004.
- [125] Koschel, H.; Moslener, U.; Sturm, B.; Fahl, U.; Rühle, B.; Wolf, H.: Integriertes Klimaschutzprogramm Hessen - InKlim 2012 - In: http://www.hlug.de/medien/luft/inklim/dokumente/Endbericht_InKlim_FINAL.pdf, 2007.

- [126] Huber, C.: Kosteneffiziente Strategien zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen, In: http://www.egl-emissions.com/etc/medialib/austria/pdf/de.Par.0011.File.dat/co2_artikel_1.pdf, 2007.
- [127] Verordnung zur Durchführung des Mineralölsteuergesetzes (Mineralölsteuer-Durchführungsverordnung – MinöStV), In: www.iwr.de/recht/pdf/mineraloelsteuer-verordnung.pdf, 2007.
- [128] Mineralölsteuergesetz (MinöStG), In: www.oeko-steuer.de/downloads/Mineraloelsteuergesetz.pdf, 2007.
- [129] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.): Energiedaten - nationale und internationale Entwicklung, In: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html>, 2007.
- [130] Zscherlich, W.: Die Bewertung von Strom und Dampf bei Kraft-Wärme-Kopplung, Universität Frankfurt am Main: Inaugural-Dissertation, 1971.
- [131] Belting, T.: Analyse der Bewertungsmethoden für Strom- und Nutzwärmekosten, BWK, Bd. 36 (1984), Heft 11, S. 457-462.
- [132] Rudolph, M.: Kostenzuordnung und Wirtschaftlichkeit bei Kraft-Wärme-Kopplung, In: VDI-Berichte 923, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1991.
- [133] Alefeld, G.: Zur Bewertung von Heizkraftwerken, In: BWK, Bd. 40 (1988), Heft 6, S. 231-236.
- [134] Bohn, D.; Moritz, N.: Hocheffiziente Kühltechnologien: Stand der Technik und Potenziale, In: VDI-Berichte 1566, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 2000.
- [135] Keppel, W.: Die Gasturbine als Schlüsselkomponente in der modernen Kraftwerkstechnik, In: VDI-Berichte 1182, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1995.
- [136] Ausmeier, S.: Innovative Gasturbinen-Prozesse zur Steigerung von Wirkungsgrad und Wirtschaftlichkeit, Universität Essen: Dissertation, 2002.
- [137] Scheffknecht, G.; Chen, Q.; Kather, A.: Dampferzeuger mit fortschrittlichen Dampfparametern, In: VDI-Berichte 1280, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1996.
- [138] Alf, M.; Emberger, H.-M.; Günster, W.; Rosenkranz, J.: Kraftwerksneubauten - künftige Anforderungen an Dampf- und GuD-Kraftwerke, In: ETG-Fachbericht 103, Berlin/ Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2005.
- [139] Riedle, K.: Entwicklungen im Kraftwerksbau, In: BWK, Bd. 52 (2000), Heft 3, S. 44-49.

- [140] Voigtländer, P.; Gattinger, M.; Lenk, U.: Wettbewerb der Technologien zur Stromerzeugung, In: Beitragsmanuskript des XXXIII. Kraftwerkstechnischen Kolloquiums in Dresden, 10/2001.
- [141] Frangopoulos, C. A.: Comparison of Thermo-economic and Thermodynamic Optimal Designs of a Combined-Cycle Plant, In: Proceedings of the International Conference on the Analysis of Thermal and Energy Systems, Athens/Greece, 03-06/06/1991.
- [142] Riedle, K.; Künstle, K.; Reiter, K., Kurtze, W.: Umweltfreundliche Kraftwerkstechnik, In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 40 (1990), Heft 5, S. 314-322.
- [143] Lechner, C.; Seume, J.: Stationäre Gasturbinen, Berlin, u. a.: Springer-Verlag, 2003.
- [144] Dubslaff, E.; Riedle, K.: Innovation and Competition in the Power Plant Sector, In: VGB PowerTech, Bd. 82 (2002), Heft 7, S. 32-37.
- [145] Riedle, K.; Taud, R.: Research and Development in Power Plant Engineering, In: VGB PowerTech, Bd. 81 (2001), Heft 1, S. 38-45.
- [146] Drenckhahn, W.; Riedle, K.: Customer Benefit and Power Plant Development, In: VGB PowerTech, Bd. 85 (2005), Heft 5, S. 77-83.
- [147] Kern, T.-U.; Staubli, M.; Scarlin, B.: The European efforts in material development for 650 °C USC Power plants: COST 522, In: ISIJ International, Vol. 42 (2002), Issue 12, pp. 1515-1519.
- [148] Tolksdorf, E.: Werkstoffe im Kraftwerksbau, In: VGB Fortschritte der Kraftwerkstechnik 1997/1998, Essen: Technischen Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V., 1998.
- [149] Hauenschild, R.; Seelinger, H.: Die fortschrittliche Gasturbine GT26 und ihr Einsatz in Kombikraftwerken mit höchsten Wirkungsgraden, In: VDI-Berichte 1182, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1995.
- [150] Diehl, H.: Kraftwerkstechnik in den Großforschungseinrichtungen, In: BWK, Bd. 46 (1994), Heft 7/8, S. 326-330.
- [151] Voigtländer, P.; Pyc, I.; Gattinger, M.: Die Gasturbine im Kraftwerkmarkt, In: VDI-Berichte 1566, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 2000.
- [152] Riedle, K.; Taud, R.: Forschung und Entwicklung für die Kraftwerkstechnik, In: Elektrizitätswirtschaft, Bd. 100 (2001), Heft 20/21, S. 82-85.
- [153] Höxtermann, E.: Gasturbinen, In: VGB Fortschritte der Kraftwerkstechnik 1997/1998, Essen: Technischen Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V., 1998.

- [154] Seider, W. D.; Seader, J. D.; Lewin, D. R.: Product and Process Design Principles - Synthesis, Analysis and Evaluation (Second Edition), New York: John Wiley & Sons, Inc., 1999.
- [155] Starrmann, F.: Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten, München: Oldenbourg Industrieverlag GmbH, 2001.
- [156] Projektträgerschaft Biologie, Energie, Ökologie (Hrsg.): Energieforschung und Energietechnologien, Eggenstein-Leopoldshafen: Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1995.
- [157] Ulrich, G. D.: A Guide to Chemical Engineering Process Design and Economics, New York: John Wiley & Sons, Inc., 1984.
- [158] Charlier, J.: GuD-Kraftwerke in der kommunalen Kraft-Wärme-Kopplung, In: VDI-Berichte 1065, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1993.
- [159] Rukes, B.; Wittchow, E.: Überblick über wirkungsgradsteigernde Maßnahmen bei Dampfkraftwerken, In: VDI-Berichte 1280, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1996.
- [160] Dahlke, S.: Konzept zur optimierten Kuehlung von heissgasfuehrenden Bauteilen fuer Gasturbinen-Brennkammern mittels radialer Prallstrahlduesen, In: <http://www.priorartdatabase.com/IPCOM/000011960/>, (2008).
- [161] Pruschek, R.; Oeljeklaus, G.; Göttlicher, G., Kloster, R.: Gas-Dampfkraftwerke mit hohen Wirkungsgraden, In: VDI-Berichte 1321, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1997.
- [162] Weiher, R.: Dampferzeuger. In: VGB Fortschritte der Kraftwerkstechnik 1997/1998, Essen: Technischen Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V., 1998.
- [163] Volkmann, H.; Lenk, U.; Voigtländer, P.: Entwicklungstrends in der Stromerzeugung – Perspektiven für Kraftwerke mit Gasturbinen, In: Elektrotechnik und Informationstechnik, Bd. 114 (1997), Heft 10, S. 539-545.
- [164] Scheffknecht, G.: Effizienzsteigerung bei Dampfkraftwerken, In: VDI-Berichte 1862, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 2004.
- [165] Harig, T.; Oeynhausens, H.: Modernisierung von Turbinen in konventionellen und nuklearen Anlagen, In: VDI-Berichte 1862, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 2004.
- [166] Stolzenberger, C.; Bauer, F.: Material- und Komponentenentwicklung als Beitrag zur Effizienzsteigerung, In: VDI-Berichte 1862, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 2004.
- [167] Kehr, M.; Ewers, J.: Weiterführende konventionelle Kraftwerksprozesse, In: VDI-Berichte 1862, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 2004.

- [168] Haas, H.; von Musil, R.; Zieger, M.; Wittchow, E.: Weiterentwicklung der Kraftwerkskomponenten - Dampferzeuger, Dampfturbinen, Gasturbinen und Turbogeneratoren, In: VDI-Berichte 808, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1990.
- [169] Voigtländer, P.: Stand der Energietechnik, In: <http://www.vde-rhein-ruhr.de/NR/rdonlyres/8878E300-F65D-4E31-8F1D-C322734B122A/3587/Energietechnik2002.pdf>, 2001.
- [170] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (Hrsg.): Innovation und neue Energietechnologien, In: http://www.bmu.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/energieforschungsprogramm.pdf. (2008).
- [171] Schneider, L.: Stromgestehungskosten von Großkraftwerken – Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern, In: http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Strompreise%20-%20Energiepreise/Studie_oeko_institut_stromgestehungskosten.pdf. (1998).
- [172] Drenckhahn, W.; Riedle, K.: Fortschrittliche Gasturbinen und GUD-Kraftwerke - Stand, Anforderung und Realisierung, In: ETG-Fachbericht 94, Berlin-Offenbach: VDE Verlag, 2003.
- [173] Dibelius, G.: Fortschritte in der Gasturbinentechnik, In: Fortschritte in der Energietechnik, Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, 1993.
- [174] World Intellectual Property Organisation (Ed.): (WO/2007/107602) Quasicrystalline Compound and the Use thereof as a Heat Insulating Layer, In: <http://www.wipo.int/pctdb/en/wo.jsp?wo=2007107602&IA=WO2007107602&DISPLAY=DESC>, (2008).
- [175] Riedle, K.; Rukes, B.; Wittchow, E.: Die Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades in Vergangenheit und Zukunft, In: Kraftwerkstechnik 2000, Essen: VGB-Kraftwerkstechnik GmbH, 1990.
- [176] Kail, C.: Bewertung der zur Zeit besten gasbefeueten Kraftwerksprozesse mit Heavy-Duty-Gasturbinen, In: VDI-Berichte 1321, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1997.
- [177] World Intellectual Property Organization (Ed.): Turbine Shaft of a Steam Turbine with Internal Cooling (WO/1997/025521), In: <http://www.wipo.int/pctdb/en/wo.jsp?IA=DE1996002490&DISPLAY=DESC>. (2008).
- [178] World Intellectual Property Organization (Ed.): Steam Turbine and Method for Operation of a Steam Turbine (WO/2006/015923), In: <http://www.wipo.int/pctdb/en/wo.jsp?IA=WO2006015923&WO=2006015923&DISPLAY=DESC>. (2008).
- [179] Vitting, T.: Betriebserfahrungen und Weiterentwicklung der Gasturbine V94.3A, In: VDI-Berichte 1566, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 2000.

- [180] Meinert, J.: Transport und Speicherung von Energie, In: Wissenschaftliche Zeitschrift der Technischen Universität Dresden, Bd. 56 (2007); Heft 3/4, S. 125-131.
- [181] Riedle, K.: Produkt- und Prozessentwicklung im Kraftwerksbau, In: VDI-Berichte 1495, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1999.
- [182] Bitterlich, W.; Ausmeier, S.; Lohmann, U.: Gasturbinen und Gasturbinenanlagen, Stuttgart, Leipzig, Wiesbaden: B. G. Teubner Verlag, 2002.
- [183] Wagner, M.: Modernisierung der industriellen Energieversorgung durch GuD-Anlagen, In: VDI-Berichte 1495, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1999.
- [184] Kugeler, K.; Alkan, Z.; Briem, S.; Dienhart, M.; Quinkertz, R.: Entwicklungen der Wirkungsgrade und Perspektiven fossiler und nuklearer Kraftwerke, In: VDI-Berichte 1495, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1999.
- [185] Bohn, D.: Innovative Technologien für ein GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad über 65 % - Ergebnisse aus dem DFG-Sonderforschungsbereich 561, Aachen, Manuskript zur FVV Frühjahrstagung, Frankfurt, 06./07.04.2005.
- [186] Kail, C.: Fortschrittliche gasbefeuerte Kraftwerksprozesse für höchste Wirkungsgrade und niedrige Stromerzeugungskosten, In: <http://www.fh-meschede.de/public/kail/pdf/vgb.pdf>. (2008).
- [187] Lenk, U.; Schmid, E.; Deeskow, P.: Innovativer Wasser-Dampf-Kreislauf für zukünftige GUD-Kraftwerke, In: VDI-Berichte 1457, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1999.
- [188] Schnell, U.: Wirkungsgradoptimierte Kraftwerkstechnologien zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen, In: Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 389, Düsseldorf: VDI-Verlag, 1998.
- [189] Kusterer, K.; Sugimoto, T.; Tanaka, R.; Bohn, D.: Erhöhung der Kühleffektivität bei modernen Gasturbinenschaufeln durch optimale Positionierung der Filmkühlbohrungen, In: VDI-Berichte 1965, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 2006.
- [190] Seume, J.: Aktuelle Entwicklungstendenzen stationärer Gasturbinen aus Sicht der Forschung, In: VDI-Berichte 1965, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 2006.
- [191] Simon, M.: Status und Perspektiven der Kraftwerkstechnik, In: VDI-Berichte 808, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1990.
- [192] Doležal, R.: Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke, Berlin, u. a.: Springer, Verlag, 2001.

- [193] Projektträgerschaft Biologie, Energie, Ökologie (Hrsg.): Energieforschung und Energietechnologien, Eggenstein-Leopoldshafen: Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1990.
- [194] Projektträgerschaft Biologie, Energie, Ökologie (Hrsg.): Energieforschung und Energietechnologien, Eggenstein-Leopoldshafen: Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1991.
- [195] Projektträgerschaft Biologie, Energie, Ökologie (Hrsg.): Energieforschung und Energietechnologien, Eggenstein-Leopoldshafen: Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1992.
- [196] Projektträgerschaft Biologie, Energie, Ökologie (Hrsg.): Energieforschung und Energietechnologien, Eggenstein-Leopoldshafen: Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1993.
- [197] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.): Forschungsbericht Nr. 566, In: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/leuchtturm-cooretec,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>. (2007).
- [198] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.): Turbomaschinen, In: http://www.fz-juelich.de/ptj/projekte/datapool/page/2108/Turbomaschinen_final.pdf. (2006).
- [199] Bauknecht, D.; Bürger, V.: Report zur Entwicklung des Versorgungssektors Strom, In: http://www.mikrosysteme.org/documents/Report_Strom.pdf. (2008).
- [200] Cerbe, G.; Carlowitz, O.; Hölzel, G.; Kochs, A.; Knauf, G.; Köhler, H.; Lehmann, J.; Lethen, H.; Mauruschat, H.: Grundlagen der Gastechnik - Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung, München, Wien: Carl Hanser Verlag, 1992.
- [201] Farmer, R. (Ed.): 2006 Gas Turbine World Handbook, Southport: Pequot Publishing, Inc., 2006.
- [202] Diakunchak, I. S.; Gaul, G. R.; McQuiggan, G.; Southall, L. R.: Siemens Westinghouse Advanced Turbine Systems Program Final Summary, In: Journal of Engineering for Gasturbines and Power, Vol. 126 (2004), Issue 3, pp. 524-530.
- [203] Czech, N.; Fietzek, H.; Juez-Lorenzo, M.; Kolarik, V.; Stamm, W.: Studies of the bond-coat oxidation and phase structure of TBCs, In: Surface and Coatings Technology, Vol. 113 (1999), Issue 1-2, pp. 157-164.
- [204] Turton, R.; Bailie, R. C.; Whiting, W. B.; Shaeiwitz, J. A.: Analysis, Synthesis and Design of Chemical Processes (Second Edition), New Jersey: Pearson Education, Inc., 2003.

- [205] n.n.: Rationalised product lines aim to anticipate future markets, In: Modern Power Systems, Vol. 23 (2003), Issue 10, pp. 38-40.
- [206] Beele, W.; Czech, N.; Schulenberg, T.; Stamm, W.: Thermal barrier coatings advanced efficiency, In: Modern Power Systems, Vol. 17 (1997), Issue 8, pp. 19-21.
- [207] Bannister, R. L.; Cheruvu, N. S.; Little, D. A.; McQuiggan, G.: Development Requirements for an Advanced Gas Turbine System, In: Journal of Engineering for Gasturbines and Power, Vol. 117 (1995), Issue 4, pp. 724-733.
- [208] Czech, N.; Esser, W.; Schmitz, F.: Gas Turbine Blade Materials: The Next Steps, In: Modern Power Systems, Vol. 15 (1995), Issue 5, pp. 43-46.
- [209] Becker, B.: 3A Problems and Solutions, In: Modern Power Systems, Vol. 20 (2000), Issue 9, pp. 39-41.
- [210] Baasel, W. D.: Preliminary Chemical Engineering Plant Design (Second Edition), New York: Van Nostrand Reinhold, 1990.
- [211] Becker, B.; Schulenberg, T.: Erfolge bei der Gasturbinenentwicklung, In: VGB-Kraftwerkstechnik, Jg. 76 (1996), Heft 4, S. 309-314.
- [212] Hermening, K.; Klingemann, J.: Modernisierung von Siemens-Gasturbinen im Kraftwerksservice, In: VGB PowerTech, Jg. 85 (2005), Heft 7, S. 35-39.
- [213] n.n.: Markterfolg mit neuer 3A-Gasturbinenfamilie – Brennstoffeinsparung durch Rekordwirkungsgrad, In: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 94 (1995), Heft 6, S. 307-309.
- [214] Pfitzinger, E.-W.; Schwarz, M.-A.; Hiss, F.: Die neue HE-Produktlinie, In: VGB PowerTech, Jg. 84 (2004), Heft 11, S. 32-37.
- [215] Farmer, R.: See 57 % Net Efficiency Combined Cycles Powered by 2400 °F '3A' Series Turbines, In: Gas Turbine World, Vol. 25 (1995), Issue 1, pp. 18-28.
- [216] Schöler, D.: Die neue 340 MW-Gasturbine SGT5-8000H, Tagungsband zur VGB-Fachtagung: „Gasturbinen und Gasturbinenbetrieb 2007“ in Friedrichshafen, 05./06.06.2007.
- [217] Smith, D. J.: Gas Turbines Breaking through the Barriers to Higher Reliability, In: Power Engineering, Vol. 107 (2003), Issue 5, pp. 18-22.
- [218] Kreuzer, A.; Balling, L.: Advanced combined-cycle (GUD) power plants from Siemens equipped with Model 3A gas turbine family, In: Indian Journal of Power & River Valley Development, Vol. 46 (1996), Issue 3/4, pp. 33-43.
- [219] Kehlhofer, R.: Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants, Lilburn: The Fairmont Press Inc., 1991.

- [220] Khartchenko, N. V.: Advanced Energy Systems, Washington, DC: Taylor & Francis, 1998.
- [221] Jopp, K.: Schalenmodell für den Kraftwerksbau, In ew, Jg. 101 (2002), Heft 23, S. 22-24.
- [222] Balling, L.; Wolt, E.; Fränkle, M.: Erste Betriebserfahrungen mit dem innovativen Einwellenkonzept von Siemens/KWU, In: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96 (1997), Heft 22, S. 1274-1278.
- [223] n.n.: Aero technology produces high efficiency turbine, In: Modern Power Systems, Vol. 15 (1995), Issue 1, pp. 19-21.
- [224] Drenckhahn, W.; Riedle, K. Fortschrittliche Gasturbinen und GUD-Kraftwerke, In: http://www.vde.de/de/fg/ETG/Archiv-Bis2004/Ueber%20Uns/Documents/MCMS/2_1_Drenckhahn3.pdf, 2010.
- [225] Tremmel, A.; Mandel, H.; Klauke, U.; Brandt, C.: Modernste Turbinentechnologie mit höchsten Dampftemperaturen für das Kraftwerk Boxberg, Block R, In: VGB PowerTech, 2006, Heft 12, S. 71-75.
- [226] Knödler, R.; Straub, S.; Scarlin, B.: KOMET 650 – Erprobung von Materialien für den Einsatz in Dampfturbinen bei Temperaturen bis 650 °C, In: VGB PowerTech, 2008, Heft 3, S. 59-62.
- [227] Lückcrath, R.; Schütz, H.; Noll, B.; Aigner, M.: FLOX[®]-Verbrennung bei hohem Druck für den Einsatz in Gasturbinen, In: VGB PowerTech, 2007, Heft 11, S. 76-78.
- [228] Czech, N.; Schmitz, F.; Stam, W.: Fortschrittliche Schutzschichten für Gasturbinenschaufeln, In: VGB-Kraftwerkstechnik, Jg. 77 (1997), Heft 3, S. 221-225.
- [229] Valk, M.; Weisser, H.: Moderne Vormischbrenner für Gasturbinen, In: VGB-Kraftwerkstechnik, 1999, Heft 3, S. 34-39.
- [230] Balting, U.; Häuser, B.; Weber, T.: Plasmaspritzschichten gegen Korrosion und Verschleiß auf Dampferzeugerrohren in Kohlekraftwerken, Biomasse- und Müllheizkraftwerken, In: VGB PowerTech, 2006, Heft 11, S. 74-78.
- [231] Bohn, D. E.: Technologien für die Gasturbinen der übernächsten Generation, In: VGB PowerTech, 2005, Heft 7, S. 65-71.
- [232] El-Magd, E.; Kranz, A.; Kopp, R.; Hohmeier, P.: Herstellung und Prüfung von Hohlstruktur-Kühlkomponenten aus ferritisch-martensitischen 9- bis 12 %-Chromstählen, In: VGB PowerTech, 2001, Heft 11, S. 76-83.

- [233] Husemann, R. U.: Development Status of Boiler and Piping Materials for Increased Steam Conditions, In: VGB PowerTech, 2003, Heft 9, S. 124-127.
- [234] Benesch, W. A.: Planning New Coal-fired Power Plants, In: VGB PowerTech, 2001, Heft 6, S. 37-44.
- [235] Lauer, G.; Meisl, J.; Belting, C.; Hoffmann, S.: Further Development of Low-emissions Oil Combustion in the Vx4.3A Hybrid Burner, In: VGB PowerTech, 2002, Heft 8, S. 51-55.
- [236] Rukes, B.; Taud, R.: Perspectives of Fossil Power Technology, In: VGB Power Tech, 2002, Heft 10, S. 71-76.
- [237] Hauenschild, R.; Jury, W.: Kombi-Kraftwerke mit höchsten Wirkungsgraden und niedrigsten Emissionen unter Einsatz der Gasturbine GT26, In: VGB-Kraftwerkstechnik, Jg. 75 (1995), Heft 6, S. 487-493.
- [238] Kjaer, S.; Klauke, F.; Vanstone, R.; Zeijseink, A.; Weissinger, G.; Kristensen, P.; Meier, J.; Blum, R.; Wieghardt, K.: The Advanced Supercritical 700 °C Pulversised Coal-Fired Power Plant, In: VGB PowerTech, 2002, Heft 7, S. 46-49.
- [239] Jäger, G.; Theis, K. A.: Increase of Power Plant Efficiency, In VGB PowerTech, 2001, Heft 11, S. 21-25.
- [240] Tremmel, A.; Hartmann, D.: Efficient Steam Turbine Technology for Fossil Fuel Power Plants in Economically and Ecologically Driven Markets, In: VGB Power Tech, 2004, Heft 11, S. 38-43.
- [241] Oeynhausien, H.; Drosdziok, A.; Deckers, M.: Dampfturbinen für die neue Kraftwerksgeneration, In: VGB-Kraftwerkstechnik, Jg. 76 (1996), Heft 12, S. 974-979.
- [242] Bergmann, H.; Hannes, K.: Fortschrittliche Brennstoff-Umwandlungstechniken in zentralen und dezentralen Anlagen, In: VGB-Kraftwerkstechnik, 2000, Heft 4, S. 29-34.
- [243] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Österreich (Hrsg.): TAKE OFF - Erste Ergebnisse aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Luftfahrt, In: <http://www.bmvit.gv.at/innovation/downloads/takeoff.pdf>, (2010).
- [244] Moser, P.; Blanke, T.; Stolzenberger, C.; Polenz, S. Schritte auf dem Weg zu neuen Kohlekraftwerken, In: VGB PowerTech, 2003, Heft 9, S. 129-135.
- [245] Uerlings, R.; Bruch, U.; Meyer, H.: KOMET 650 - Untersuchungen des Betriebsverhaltens von Kesselwerkstoffen sowie deren Schweißverbindungen bei Temperaturen bis 650 °C, In: VGB PowerTech, 2008, Heft 3, S. 43-49.

- [246] Kail, C.; Rukes B.: Fortschrittliche Gas- und Dampfturbinenprozesse zur Wirkungsgrad- und Leistungssteigerung bei GuD-Kraftwerken, In: VDI-Berichte 1182, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1995.
- [247] Wittig, S.; Bauer, H.-J.; Meisl, J.; Sieger, K.: Fortschrittliche Gasturbinenprozesse mit zweistufiger Verbrennung, In: VGB-Kraftwerkstechnik, Jg. 75 (1995), Heft 6, S. 503-508.
- [248] Boyce, M. P.: Gasturbinen Handbuch, Berlin, Heidelberg, u. a.: Springer Verlag, 1998.
- [249] Southworth, P.: Seabank advanced combined-cycle technology, In: Modern Power Systems, Vol. 18 (1998), Issue 5, pp. 1-13.
- [250] n. n.: Sonderforschungsbereich 561. In: <http://www.sfb561.rwth-aachen.de/Aktuell/DEUTSCH/haupt.html>, (2008).
- [251] Spliethoff, H.; Baum, J.: Extern gefeuerter Gasturbinenprozess - Potenziale und Entwicklungsstand, In: BWK, Bd. 54 (2002), Heft 5, S. 70-75.
- [252] Jopp, K.: Die neue Siemens-Gasturbine SGT5-8000H, In: BWK, Bd. 60 (2008), Heft 5, S.32-33.
- [253] n.n.: Modernisierung im Heizkraftwerk Altbach/Deizisau, In BWK, Bd. 59 (2007), Heft 7/8, S. 24-26.
- [254] Harig, T.; Oeynhaus, H.: Modernisierung von Turbinen, In: BWK, Bd. 57 (2005), Heft 3, S. 57-63.
- [255] Jopp, K.: Auf dem Weg zur nächsten Kraftwerksgeneration, In: BWK, Bd. 58 (2006), Heft 3, S. 20-21.
- [256] Bettentrup, J.; Stüer, H.; Richter, C.; David, W.; Deckers, M.: Schaufeln aus Titan, In: BWK, Bd. 59 (2007), Heft 6, S. 46-49.
- [257] Effenberger, H.: Dampferzeuger und Kraftwerke, In: BWK, Bd. 59 (2007), Heft 4, S. 148-158.
- [258] Rukes, B.; Balling, L.: Entwicklung, Bau, Service und Betrieb von Kraftwerken, In: BWK, Bd. 59 (2007), Heft 1/2, S. 69-74.
- [259] Effenberger, H. Dampferzeuger und Kraftwerke, In: BWK, Bd. 60 (2008), Heft 4, S. 147-158.
- [260] Ladwig, M.; Lindvall, K.; Conzelmann, R.: Gasturbinenprozess mit sequentieller Verbrennung, In: BWK, Bd. 60 (2008), Heft 3, S. 52-58.

- [261] Jopp, K.: Neue Maßstäbe im GuD-Prozess, In: BWK, Bd. 57 (2005), Heft 6, S. 52-54.
- [262] Scheffknecht, G.; Stamatelopoulos, G.-N.; Lorey, H.: Moderne Kohlekraftwerke, In: BWK, Bd. 54 (2002), Heft 6, S. 46-51.
- [263] Bohn, E. D.; Dilthey, U.; Schubert, F.: Kombikraftwerk der Zukunft, In: BWK, Bd. 57 (2005), Heft 5, S. 53-60.
- [264] Blesl, M.: Technische Innovationen und Optimierungsmöglichkeiten bei KWK-Anlagen, In: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/070829_Blesl_Technische_Innovation_KWK.pdf, (2010).
- [265] ASUE (Hrsg.): Gasturbinen in der Praxis: Grundlagen - Technik – Betrieb, Kaiserslautern: Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, 1994.
- [266] Persönliche Mitteilung: Kraftwerksschule e. V., 2008.
- [267] n.n.: Review of CSP and Desalination Technology, In: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/aqua-csp/WP01_AQUA-CSP-Technologies-Final.pdf, (2009).
- [268] Johäntgen, U.; Lichte, H.; Albers, F.: Mark-E und Statkraft: Neubau einer 400-MW-Gas- und Dampfturbinenanlage in Herdecke (NRW), In: VGB PowerTech, 2006, Heft 9, S. 76-81.
- [269] Sunaryo, G. R.: Prospect on desalination and other non-electric applications of nuclear energy in Indonesia, In: <http://digilib.batan.go.id/atom-indonesia/fulltex/v33-n1-1-07/004.pdf>, (2010).
- [270] Scheffler, E.: Statistische Versuchsplanung und -auswertung, Stuttgart: Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1997.
- [271] Watson, I. C.; Morin, O. J.; Henthorne, L.: Desalting Handbook for Planners, In: <http://www.usbr.gov/pmts/water/media/pdfs/report072.pdf>, 2003.
- [272] Peterson, P. F.; Zhao, H.: Advanced multiple effect distillation processes for nuclear desalination, In: http://www.esd-ans.org/cms/index.php?option=com_docman&task=cat_view&gid=56&Itemid=82, (2010).
- [273] State Hydrological Institute (Ed.): "World water resources at the beginning of the 21st century" (Summary of the monograph in the framework of IHP UNESCO), In: <http://webworld.unesco.org/water/ihp/db/shiklomanov/summary/html/summary.html> (2009).

- [274] Breidenbach, L.: Exergetisch-ökonomische Beurteilung von Meerwasserentsalzungsanlagen bei der kombinierten Trinkwasser- und Stromerzeugung, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule, Aachen: Dissertation, 1996.
- [275] Wangnick Consulting GmbH (Hrsg.): IDA Worldwide Desalting Plants Inventory Report No. 19, 2006.
- [276] United Nations (ed.): Energy Options for Water Desalination in Selected ESCWA Member Countries, In: <http://www.escwa.org.lb/information/publications/edit/upload/enr-01-17-e.pdf>, (2001).
- [277] Wangnick, K.: A global overview of water desalination technology and perspectives, In: www.wangnick.com, (2006).
- [278] n.n.: Seawater and Brackish Water Desalination in the Middle East, North Africa and Central Asia, In: http://siteresources.worldbank.org/INTWSS/Resources/Desal_mainreport-Final2.pdf, (2004).
- [279] Müller, M. T.: Optimierung der Energieversorgung von Meerwasserentsalzungsanlagen - Schwerpunkt MSF-Systeme, Technische Universität Berlin: Studienarbeit, 2007.
- [280] Müller-Holst, H.: Mehrfachheffekt-Feuchtluftdestillation bei Umgebungsdruck - Verfahrensoptimierung und Anwendungen, Technische Universität München: Dissertation, 2002.
- [281] Trautmann, J.: Verbesserung der Energieversorgung von Meerwasserentsalzungsanlagen - Schwerpunkt RO-Systeme, Technische Universität Berlin: Studienarbeit, 2007.
- [282] Helal, A. M.; El-Nashar, A. M.; Al-Katheeri, E.; Al-Malek, S. A.: Optimal design of hybrid RO/MSF desalination plants – Part I: Modelling and algorithms; In: Desalination, Bd. 154 (2003), pp. 43-66.
- [283] Helal, A. M.; El-Nashar, A. M.; Al-Katheeri, E. S.; Al-Malek, S. A.: Optimal design of hybrid RO/MSF desalination plants – Part II: Results and discussion; In: Desalination, Bd. 160 (2004), pp. 13-27.
- [284] Helal, A. M.; El-Nashar, A. M.; Al-Katheeri, E. S.; Al-Malek, S. A.: Optimal design of hybrid RO/MSF desalination plants – Part III: Sensitivity analysis; In: Desalination, Bd. 169 (2004), pp. 43-60.
- [285] Blesl, M.: Technische Innovationen und Optimierungsmöglichkeiten bei KWK-Anlagen, In: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/070829_Blesl_Technische_Innovation_KWK.pdf, (2010).

- [286] Villafafila, A.; Mujtaba, I. M.: Fresh water by reverse osmosis based desalination: simulation and optimisation, In: Desalination, Bd. 155 (2003), pp. 1-13.
- [287] Hajeer, M.; Al-Othman, A.; El-Sayed, E.; Al-Fuliaj, S.: On performance of reverse osmosis plants, In: Desalination, Bd. 144 (2002), pp. 335-340.
- [288] Ewers, J.; Renzenbrink, W.: Bestandsaufnahme und Einordnung der verschiedenen Technologien zur CO₂-Minderung, In: VGB PowerTech, Bd. 85 (2005), Heft 4, S. 46-51.
- [289] Al-Mutaz, I. S.; Soliman, M. A.; Dagthem, A. M.: Optimum design for a hybrid desalting plant, In: Desalination, Bd. 76 (1989), pp. 177-187.
- [290] Lenk, U.: Welche Technologien nutzen die Kraftwerke der Zukunft?, In: <http://www.ove.at/veranstaltungen/OGE%202004/ppt/Lenk.pdf>, (2006).
- [291] Awerbuch L: Hybridization & Dual Purpose Plant Cost Considerations, In: <http://www.medrc.org.om/>, 2006.
- [292] Wilf, M; Bartels, C.: Optimization of seawater RO systems design, In: Desalination, Bd. 173 (2005), pp. 1-12.
- [293] Hightower, M.: Desalination technology development and potential applications in New Mexico, In: http://www.unm.edu/~opst/Reports/H2O%20Session%204/4-6_Hightower.pdf, (2006).
- [294] SYNLIFT Systems GmbH (Hrsg.): Sea water desalination in coastal areas of Central and South Vietnam, In: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.125.4462&rep=rep1&type=pdf>, (2002).
- [295] Mili Shah: An Overview of the Desalination Plant Market in Europe, The Middle East and Africa, In: http://www.idswater.com/Common/Paper/Paper_27/, (2006).
- [296] Sagle, A.; Freeman, B.: Fundamentals of membranes for water treatment, In: <http://www.rpts.tamu.edu/courses/wmhs602/readings/desal/Membranetechnology.pdf>, (2006).
- [297] Verma, R. K.: Technical aspects of coupling a 6300 m³/day MSF-RO desalination plant to a PHWR nuclear power plant, In: <http://www.iaea.org/inisnkm/nkm/aws/htgr/fulltext/29067735.pdf>, (2006).
- [298] Lipp, P.; Baldauf, G.; Kühn, W.: Membranfiltrationsverfahren in der Trinkwasseraufbereitung - Leistung und Grenzen, In: GWF, Bd. 146 (2005), Nr. 13, S. 50-61.
- [299] Darwish, M. A.; El-Refaei, M. M.; Abdel-Jawad, M.: Developments in the multi-stage flash desalting system, In: Desalination, Bd. 100 (1995), pp. 35-64.

- [300] Uche Marcuello, F. J.: Thermo-economic analysis and simulation of a combined power and desalination plant, Universidad de Zaragoza: Dissertation, 2000.
- [301] Scharff, K.: Untersuchungen zur Kombination MSF-Verdampfung, Umkehrosmose und Entnahmekondensationsturbine, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen: Dissertation, 1987.
- [302] Hoffmann, D.; Zfati, A. (Hrsg.): Hybrid Desalination Systems – Effective Integration of Membrane/Thermal Desalination and Power Technology, Al Khuwair/Muscat: Middle East Desalination Research Center, 2001.
- [303] May, S.: Hybrid Desalination Systems, Al Khuwair/Muscat: Middle East Desalination Research Center, 2002.
- [304] Awerbuch, L.; May, S.; Soo-Hoo, R.; van der Mast, V.: Hybrid desalting systems, In: Desalination, Bd. 76 (1989), pp. 189-197.
- [305] Geisler, P.; Krumm, W.; Peters, T.: Optimization of the energy demand of reverse osmosis with a pressure-exchange system, In: Desalination, Bd. 125 (1999), pp. 167-172.
- [306] Geisler, P.; Hahnenstein, F. U.; Krumm, W.; Peters, T.: Pressure exchange system for energy recovery in reverse osmosis plants, In: Desalination, Bd. 122 (1999), No. 2-3, pp. 151-156.
- [307] Einav, R., Harussi, K., Perry, D.: The footprint of the desalination processes on the environment, in: Desalination Bd. 152 (2001) pp.141-154.
- [308] Turek, M.: Seawater desalination and salt production in a hybrid membrane-thermal process, In: Desalination, Bd. 153 (2002), pp. 173-177.
- [309] Baumgarten, S.: Hydraulic comparison of high-pressure pumps for RO desalination systems, In: World Pumps, Bd. 463, 04/2005, pp. 52-55.
- [310] Cohen, M.; Ianovici, I.; Breschi, D.: Power plant residual heat for seawater desalination, In: Desalination, Bd. 152 (2002), pp. 155-165.
- [311] Rauch, K.: Umkehrosmose und Ultrafiltration als wirtschaftliche Verfahrensschritte - Untersuchungen am Beispiel der Meerwasserentsalzung und Molkeaufbereitung, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen: Dissertation, 1978.
- [312] Meyer-Steele, S.; von Gottberg, A.: New Sea Water Reverse Osmosis Plants for the Caribbean „Energy Recovery, Brine Conversion & Cost Reduction“, In: <http://www.bvsde.paho.org/bvsaidis/cwwa10/cwwa10.pdf>, (2010).

- [313] Al-Wazzan, Y.; Al-Modaf, F.: Seawater desalination in Kuwait using multistage flash evaporation technology – historical overview, In: Desalination, Bd. 134, (2001), pp. 257-267.
- [314] FISIA ITALIMPIANTI (Hrsg.): Referenzliste (Desalination), In: <http://www.fisiait.com/>, (2006).
- [315] Al-Sofi, M. A. K.; Hassan, A. M.; Hamed, O. A.; Dalvi, A. G. I.; Kither, M. N. M.; Mustafa, G. M. ; Bamardouf, K.: Optimization of hybridized seawater desalination process, In: Proceedings of the Conference on Membranes in Drinking and Industrial Water Production, Vol. 1, pp. 303-312, L'Aquila, 2000.
- [316] El-Sayed, E.; Abdel-Jawad, M.; Ebrahim, S.; Al-Saffar, A.: Performance evaluation of two membrane configurations in a MSF/RO hybrid system, In: Desalination 128 (2000), pp. 231-245.
- [317] Wade, N. M.: Distillation plant development and cost update, In: Desalination, Bd. 136 (2001), pp. 3-12.
- [318] Mancini, G.; Roccaro, P.; Vagliasindi, F. G. A.: Water intended for human consumption – Part II: Treatment alternatives, monitoring issues and resulting costs, In: Desalination, Bd. 176 (2005), pp. 143-153.
- [319] Al-Sofi, M. A. K.: Seawater desalination – SWCC experience and vision, In: Desalination, Bd. 135 (2001), pp. 121-139.
- [320] Harthan, R. O.: Thermo-economic analysis of a multi-stage flash distillation plant, Technische Universität Berlin: Diplomarbeit, 2003.
- [321] Cardona, E.; Piacentino, A.: Optimal design of cogeneration plants for seawater desalination, In: Desalination, Bd. 166, (2004), pp. 411-426.
- [322] Alatiqi, I.; Ettouney, H.; El-Dessouky, H.: Process control in water desalination industry: an overview, In: Desalination, Bd. 126 (1999), No. 1-3, pp. 15-32.
- [323] Safi, M. J.; Korchani, A.: Cogeneration applied to water desalination: Simulation of different technologies, In: Desalination, Bd. 125 (1999), pp. 223-229.
- [324] Hamed, O. A.: Overview of hybrid desalination systems – current status and future prospects, In: Desalination, Bd. 186 (2005), pp. 207-214.
- [325] Schmelzer, P. G.: Systematik zur Berechnung von thermischen Meerwasserentsalzungsanlagen, Universität Dortmund: Dissertation, 1988.
- [326] Breidenbach, L.: Exergetisch-ökonomische Beurteilung von Meerwasserentsalzungsanlagen bei der kombinierten Trinkwasser- und Stromerzeugung, Rheinisch-Westfälische Technische Universität Aachen: Dissertation, 1996.

- [327] Semiat, R.: Desalination: Present and Future, In: Water International, Vol. 25, No. 1 (2000), pp. 54-65.
- [328] Pelster, S.: Environomic modelling and optimization of advanced combined cycle cogeneration power plants including CO₂ separation options, École Polytechnique Fédérale de Lausanne: Dissertation, 1998.
- [329] Avlonitis, S. A.; Kouroumbas, K.; Vlachakis, N.: Energy consumption and membrane replacement cost for seawater RO desalination plants, In: Desalination, Bd. 157 (2003), pp. 151-158.
- [330] Arzt, B.: Meerwasserentsalzung durch Mehr-Effekt-Stack Horizontalrohrverdampfung - Verfahrensentwicklung und Designstudien, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen: Dissertation, 1984.
- [331] Wangnick Consulting GmbH (Hrsg.): IDA Worldwide Desalting Plants Inventory Report No. 17, In: <http://www.uni-hamburg.de/Wiss/FB/15/Sustainability/Models.htm>, 2002.
- [332] Economic and Social Commission for Western Asia – ESCWA (Hrsg.): Water Desalination Technologies in the ESCWA Member Countries, In: <http://www.escwa.org.lb/information/publications/edit/upload/tech-01-3-e.pdf>, 2001.
- [333] OANDA Corporation (Hrsg.): Historical Exchange Rates, In: <http://www.oanda.com/ang/de/currency/historical-rates>, (2009).
- [334] Leschinsky, T.: Modelling and thermoeconomic analysis of a hybrid power and desalination plant, Technische Universität Berlin: Diplomarbeit, 2004.
- [335] Kamal, I.: Integration of seawater desalination with power generation, In: Desalination, Bd. 180 (2005), pp. 217-229.
- [336] Mohrbach, L.: COORETEC - CO₂-Reduktion durch ein neues Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossilbefeuerte Kraftwerke, In: VGB PowerTech, Bd. 83 (2003), Heft 12, S. 101-105.
- [337] Lenk, U.; Voigtländer, P.: Use of different fuels in gas turbines, In: VGB Power Tech, Bd. 81 (2001), Heft 8, S. 57-63.
- [338] Lenk, U.: GUD Kraftwerke: Markt - Technik - Potenzial - Ausblick, Erlangen: Siemens Power Generation Group, 2000.
- [339] Kail, C.; Haberberger, G.: Technik und Kosten der Kraft-Wärme-Kopplung bei GUD- und Dampfkraftwerken, In: VDI-Berichte 1495, Düsseldorf: VDI Verlag GmbH, 1999.

- [340] Matthes, F. C.; Ziesing, H.-J.: Zur ökologischen und ökonomischen Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung (Kurzexpertise im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des Energiedialogs 2000), In: <http://www.energedialog2000.de/studien/DIWOEKO.pdf>, 2000.
- [341] Ogriseck, K.; Meyer, B.: Elektrizität und chemische Rohstoffe aus Braunkohle, In: BWK Bd. 59 (2007), Heft 9, S. 62-66.
- [342] Tinapp, J.: Entwicklungstendenzen bei Dampfturbinen, In: VDI-Berichte 1065, Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1993.
- [343] Estrada Hummelt, H. L.: Exergoökonomische Untersuchung zur Energieversorgung von Methanolanlagen, Technische Universität Berlin: Studienarbeit, 2008.
- [344] Tacke, M.; Lenk, U.: Gasturbinen Produktinformationen, Erlangen: Siemens AG, Bereich Energieerzeugung (KWU), 1998.
- [345] Ahrendts, J.: Reference states, In: Energy – The International Journal, Vol. 5, pp. 667-677, 1980.
- [346] Schneider, S.: Rechnergestützte kooperativ arbeitende Optimierungsverfahren am Beispiel der Fabriksimulation, In: <http://www.upress.uni-kassel.de/online/inhalt/978-3-933146-57-1.inhalt.pdf>, (2010).
- [347] Gerold, F.: Numerische Optimierung im konstruktiven Ingenieurbau, In: http://www.fabiangerold.de/masterthesis_optimierung_fabian_gerold.pdf, (2010).
- [348] Meister, A.: Numerik linearer Gleichungssysteme - Eine Einführung in moderne Verfahren, Wiesbaden: Friedrich Vieweg & Sohn Verlag | GWV Fachverlage GmbH, 2008.
- [349] Jakob, W.: Eine neue Methodik zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit evolutionärer Algorithmen durch die Integration lokaler Suchverfahren, In: <http://bibliothek.fzk.de/zb/berichte/FZKA6965.pdf>, (2010).
- [350] Krause, M.: Optimierungsprozess für große solarintegrierte Wärmeversorgungsanlagen, In: <http://www.upress.uni-kassel.de/online/frei/978-3-89958-060-0.volltext.frei.pdf>, (2010).
- [351] Fahl, U.; Blesl, M.; Thöne, E.: Energiewirtschaftliche Gesamtsituation, In: In: BWK Bd. 62 (2010), Heft 4, S. 42-59.
- [352] Clauß, C.: Untersuchung des Kommunikationsverhaltens von Applikatoren auf Metacomputer, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen: Diplomarbeit, 2003.

10 Anhang

Tabelle A-1: Kostenfunktionen von Anlagenkomponenten nach [53, 141, 328] - (Bezug: 1991)¹¹⁾.

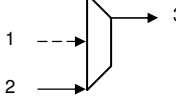
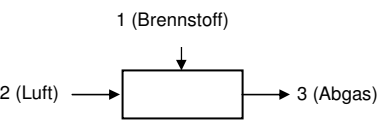
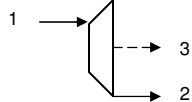
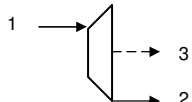
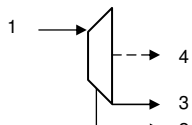
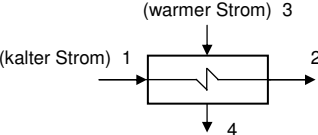

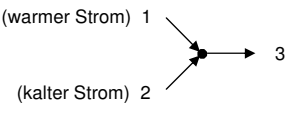
Komponente	Kostenfunktion	Parameter
Kompressor	$C_V = K_1 \cdot \dot{m}_{\text{Luft}} \cdot \Pi_V \cdot \ln(\Pi_V) \cdot f_\eta$ <p>mit :</p> $f_\eta = \frac{1}{K_2 - \eta_{sV}}$	$K_1 = 39,5 \text{ \$/ (kg/s)}$ $K_2 = 0,95$
Brennkammer	$C_{BK} = K_1 \cdot \dot{m}_{\text{Luft}} \cdot f_T \cdot f_{\Delta p}$ <p>mit :</p> $f_T = 1 + \exp[K_2 \cdot (T_{\text{aus}} - K_3)]$ $f_{\Delta p} = \frac{1}{0,995 - \frac{p_{\text{aus}}}{p_{\text{ein}}}}$	$K_1 = 25,6 \text{ \$/ (kg/s)}$ $K_2 = 0,015 \text{ K}^{-1}$ $K_3 = 1540 \text{ K}$
Expander	$C_T = K_1 \cdot \dot{m}_{\text{Abgas}} \cdot \ln\left(\frac{p_{\text{ein}}}{p_{\text{aus}}}\right) \cdot f_T \cdot f_\eta$ <p>mit :</p> $f_T = 1 + \exp[K_2 \cdot (T_{\text{ein}} - K_3)]$ $f_\eta = \frac{1}{K_4 - \eta_{sT}}$	$K_1 = 266,3 \text{ \$/ (kg/s)}$ $K_2 = 0,025 \text{ K}^{-1}$ $K_3 = 1570 \text{ K}$ $K_4 = 0,94$
Dampfturbine	$C_{DT} = K_1 \cdot P_{DT}^{0,7} \cdot f_T \cdot f_\eta$ <p>mit :</p> $f_T = 1 + 5 \cdot \exp\left(\frac{T_{\text{ein}} - 866\text{K}}{10,42\text{K}}\right)$ $f_\eta = 1 + \left(\frac{0,05}{1 - \eta_{s,DT}}\right)^3$	$K_1 = 3428 \text{ \$/ kW}^{0,7}$
Pumpe	$C_P = K_1 \cdot P_P^{0,71} \cdot f_\eta$ <p>mit :</p> $f_\eta = 1 + \left(\frac{0,2}{1 - \eta_{sP}}\right)$	$K_1 = 623,22 \text{ \$/ (kg/s)}$

¹¹⁾ Im Rahmen dieser Untersuchungen erfolgte die Umrechnung US\$ → EUR nach [333].

Fortsetzung Tabelle A-1: Kostenfunktionen von Anlagenkomponenten nach [53, 141, 328]
(Bezug: 1991).

Komponente	Kostenfunktion	Parameter
Economizer, Verdampfer, Überhitzer bzw. Wärme- übertrager	$C_{E/VD/Ü/WÜ} = K_1 \cdot \left(f_{p,i} \cdot f_{T,Dampf,i} \cdot f_{T,Gas,i} \cdot \left(\frac{\dot{Q}_i}{\Delta T_{In,i}} \right)^{0,8} \right)$ <p>mit :</p> $f_{p,i} = 0,0971 \cdot \frac{p_{FD}}{30bar} + 0,9029$ $f_{T,Dampf,i} = 1 + \exp\left(\frac{T_{aus,Dampf,i} - 830K}{500K}\right)$ $f_{T,Gas,i} = 1 + \exp\left(\frac{T_{aus,Gas,i} - 990K}{500K}\right)$	$K_1 = 3650 \text{ \$/ (kW / K)}^{0,8}$
Kondensator	$C_K = K_1 \cdot A + K_2 \cdot \dot{m}_{KW}$	$K_1 = 248 \text{ \$/m}^2$ $K_2 = 659 \text{ \$/ (kg / s)}$

Tabelle A-2: Exergetischer Aufwand und exergetischer Nutzen der Komponenten im stationären Betriebszustand nach [2, 29, 53].

Komponente	Schema	Exergetischer Nutzen E_P	Exergetischer Aufwand E_F
Verdichter/Pumpe		$\dot{E}_3 - \dot{E}_2$	\dot{E}_1
Brennkammer		$\dot{E}_3 - \dot{E}_2$	\dot{E}_1
Gasturbine		\dot{E}_3	$\dot{E}_1 - \dot{E}_2$
Dampfturbine ohne Entnahme		\dot{E}_3	$\dot{E}_1 - \dot{E}_2$
Dampfturbine mit Entnahme		\dot{E}_4	$\dot{E}_1 - \dot{E}_2 - \dot{E}_3$
Wärmeübertrager (Fluiderwärmung)		$\dot{E}_2 - \dot{E}_1$	$\dot{E}_3 - \dot{E}_4$
Kondensator ¹²⁾		-	\dot{E}_1
Mischer		$\dot{m}_2 \cdot (e_3 - e_2)$	$\dot{m}_1 \cdot (e_1 - e_3)$

¹²⁾ In Tabelle A-2 ist für den Kondensator kein exergetischer Wirkungsgrad formulierbar. Die Exergievernichtung im Kondensator folgt aus der Beziehung $\dot{E}_D = \dot{E}_1 - \dot{E}_2$ gemäß [2].

Tabelle A-3: Spezifische Kosten und Hilfsbeziehungen der Komponenten im stationären Betriebszustand nach [2, 29, 53].

Komponente	Spezifische Kosten (Nutzen) c_P	Spezifische Kosten (Aufwand) c_F	Hilfsbeziehung
Verdichter/Pumpe	$c_P = \frac{\dot{C}_3 - \dot{C}_2}{\dot{E}_3 - \dot{E}_2}$	$c_F = \frac{\dot{C}_1}{\dot{E}_1}$	-
Brennkammer	$c_P = \frac{\dot{C}_3 - \dot{C}_2}{\dot{E}_3 - \dot{E}_2}$	$c_F = \frac{\dot{C}_1}{\dot{E}_1}$	-
Gasturbine	$c_P = \frac{\dot{C}_3}{\dot{E}_3}$	$c_F = \frac{\dot{C}_1 - \dot{C}_2}{\dot{E}_1 - \dot{E}_2}$	$c_1 = c_2$
Dampfturbine ohne Entnahme	$c_P = \frac{\dot{C}_3}{\dot{E}_3}$	$c_F = \frac{\dot{C}_1 - \dot{C}_2}{\dot{E}_1 - \dot{E}_2}$	$c_1 = c_2$
Dampfturbine mit Entnahme	$c_P = \frac{\dot{C}_4}{\dot{E}_4}$	$c_F = \frac{\dot{C}_1 - \dot{C}_2 - \dot{C}_3}{\dot{E}_1 - \dot{E}_2 - \dot{E}_3}$	$c_1 = c_2 = c_3$
Wärmeübertrager (Fluiderwärmung)	$c_P = \frac{\dot{C}_2 - \dot{C}_1}{\dot{E}_2 - \dot{E}_1}$	$c_F = \frac{\dot{C}_3 - \dot{C}_4}{\dot{E}_3 - \dot{E}_4}$	$c_3 = c_4$
Kondensator ¹³⁾	-	-	$c_1 = c_2$
Mischer	$c_P = \frac{\dot{m}_2 \cdot (e_3 c_{3,2} - e_2 c_2)}{\dot{m}_2 \cdot (e_3 - e_2)}$ mit $c_{3,2} = c_3 + \frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_2} \cdot (c_3 - c_1)$	$c_F = \frac{\dot{m}_1 \cdot (e_1 c_1 - e_3 c_3)}{\dot{m}_1 \cdot (e_1 - e_3)}$	-

¹³⁾ Entsprechend der Hilfsbeziehung in Tabelle A-3 ergeben sich die Kosten der Exergievernichtung im Kondensator mit $\dot{C}_D = c_1 \cdot \dot{E}_D$ entsprechend [2].