

Ulrich Aha

Optimierung von Instandhaltungsstrategien bei unscharfen Eingangsdaten

kassel
university



press

Ulrich Aha

Optimierung von Instandhaltungsstrategien bei unscharfen Eingangsdaten

Dissertation an der Fakultät für Maschinenbau, Elektrotechnik und Wirtschaftsingenieurwesen der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus (BTU Cottbus).

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

Zugl.: Cottbus, Univ., Diss. 2013
ISBN 978-3-86219-488-9 (print)
ISBN 978-3-86219-489-6 (e-book)
URN: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0002-34890>

© 2013, kassel university press GmbH, Kassel
www.uni-kassel.de/upress

Druck und Verarbeitung: docupoint GmbH, Barleben
Printed in Germany

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand in der Zeit meiner Anstellung als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl Kraftwerkstechnik der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus und wurde im Rahmen der Initiative „Unternehmen Region“ durch das InnoProfile-Projekt „Innovative Kraftwerkstechnologien“ von dem Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert.

Für die Betreuung meiner Arbeit möchte ich besonders dem Lehrstuhlinhaber Prof. Dr.-Ing. Hans Joachim Krautz danken. Er gewährte die notwendigen Freiheiten in der wissenschaftlichen Betätigung und ermöglichte dadurch erst das Zustandekommen dieser Arbeit. Weiterhin danke ich Prof. Dr.-Ing. Gerhard Lappus als Zweitgutachter und Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz für die Übernahme des Vorsitzes des Promotionsausschusses.

Weiterhin danke ich allen Kollegen und Mitarbeitern des Lehrstuhls sowie den studentischen Hilfskräften, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Bedanken möchte ich mich auch bei Prof. Dr.-Ing. Gottfried Beckmann und Dr.-Ing. Hartmut Kalina.

Unverzichtbar neben der wissenschaftlichen Arbeit war immer das Verständnis und der Rückhalt meiner Familie. Bedanken möchte ich mich hierdurch bei meiner Frau und meinen Kindern, die mir die Zeit und die Unterstützung gegeben haben, ein solches Projekt zu bearbeiten und zu vollenden.

Cottbus im April 2013

Ulrich Aha

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Einleitung	1
1.2	Motivation	3
1.3	Struktur der Arbeit	4
2	Stand der wissenschaftlichen Erkenntnis	6
2.1	Instandhaltung	6
2.2	Instandhaltungsoptimierung	7
2.3	Der Gebrauchskostenansatz	12
3	Modellannahmen und -aufbau	19
3.1	Grundsätzliche Annahmen für die Modellierung	19
3.1.1	Begriffe	19
3.1.2	Das Kraftwerk-Kennzeichensystem	26
3.1.3	Ausfallverhalten	27
3.1.4	Mathematische Modellierung der Einzelkomponenten	29
3.1.5	Ausfallverteilungen	30
3.2	Die Modellannahmen	38
3.3	Unschärfebewertung in der Kostenfunktion	39
3.4	Das Optimierungsverfahren	43
3.4.1	Auswahl des Optimierungsverfahrens	43
3.4.2	Das Lösungsverfahren	48
4	Das Modell und die Anwendung	55
4.1	Datenerfassung	56
4.2	Das Instandhaltungsoptimierungsmodell	57
4.2.1	Die Datenaufbereitung	59
4.2.2	Die Optimierung	67
4.2.3	Die Unschärfe in den Eingangsdaten	72
5	Resultate	73
5.1	Konventionelles Kraftwerk	73
5.2	Oxyfuel-Kraftwerk	84
5.3	Interpretation der Ergebnisse	97
6	Zusammenfassung und Ausblick	99
	Literaturverzeichnis	105

A	Nomenklatur	106
B	Die Abnutzungseinheiten	108
C	Das Optimierungsmodell	113

Abbildungsverzeichnis

3.1	Die Voraussetzungen für die drei Instandhaltungsstrategien . . .	20
3.2	Die Badewannenkurve nach [4]	28
3.3	Die Normalverteilung	32
3.4	Die Exponentialverteilung	34
3.5	Die Weibull-Verteilung	36
4.1	Der Ablaufplan des Programms	58
4.2	Die Erzeugung neuer Varianten mittels Crossover	70
4.3	Die Erzeugung neuer Varianten mittels Mutation	71
5.1	Ergebnisse für ein konventionelles Kraftwerk mit schlechtem Startpunkt I	74
5.2	Ergebnisse für ein konventionelles Kraftwerk mit schlechtem Startpunkt II	74
5.3	Ergebnisse für ein konventionelles Kraftwerk mit uniformen Fehler von 5%	75
5.4	Abweichung der besten Lösung	76
5.5	Abweichung der schlechtesten Lösung	77
5.6	Ergebnisse für ein konventionelles Kraftwerk mit uniformen Fehler von 10%	78
5.7	Abweichung der besten Lösung	78
5.8	Abweichung der schlechtesten Lösung	79
5.9	Ergebnisse für ein konventionelles Kraftwerk mit nicht uniformen Fehler	80
5.10	Abweichung der besten Lösung	81
5.11	Abweichung der schlechtesten Lösung	82
5.12	Unschärfe in den Eingangsdaten	82
5.13	Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit schlechtem Startpunkt I	85
5.14	Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit schlechtem Startpunkt II	86
5.15	Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit uniformen Fehler von 5%	86
5.16	Abweichung der besten Lösung	87
5.17	Abweichung der schlechtesten Lösung	88
5.18	Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit uniformen Fehler von 10%	89
5.19	Abweichung der besten Lösung	89
5.20	Abweichung der schlechtesten Lösung	90
5.21	Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit nicht uniformen Fehler	91
5.22	Abweichung der besten Lösung	91
5.23	Abweichung der schlechtesten Lösung	92

5.24	Unschärfe in den Eingangsdaten	93
5.25	Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit uniformen Fehler von 5% bzw. 20%	94
5.26	Abweichung der besten Lösung	94
5.27	Abweichung der schlechtesten Lösung	95

Tabellenverzeichnis

3.1	Der KKS-Schlüssel nach [33]	27
3.2	Orientierungswerte für den Gestaltsparameter α nach [4]	37
4.1	Die Eingangsdatentabelle	61
4.2	Die EF1-Tabelle	62
4.3	Die EF2-Tabelle	62
5.1	Instandhaltungsplan Eins für das konventionelle Kraftwerk . . .	83
5.2	Instandhaltungsplan Zwei für das konventionelle Kraftwerk . . .	83
5.3	Instandhaltungsplan Drei für das konventionelle Kraftwerk . . .	84
5.4	Instandhaltungsplan Eins für das Oxyfuel-Kraftwerk	95
5.5	Instandhaltungsplan Zwei für das Oxyfuel-Kraftwerk	96
5.6	Instandhaltungsplan Drei für das Oxyfuel-Kraftwerk	96
B.1	Die Abnutzungseinheiten des konv. Kraftwerks	108
B.2	Die Abnutzungseinheiten des Oxyfuel-Kraftwerks	110

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Einleitung

Alle technischen Anlagen unterliegen in ihrem Lebenszeitraum einem schädigenden Prozess. Dieser kann erheblich in seiner Intensität variieren und auch in seiner Erscheinungsform. Der Prozess kann z. B. als Verschleiß, Korrosion, Ermüdung oder Alterung auftreten. Die Prozesse haben z. T. dieselben Ursachen und treten oftmals nicht getrennt voneinander auf, sondern bilden einen Schädigungskomplex. Diese schädigenden Prozesse weitgehend zu verhindern ist eine technisch und finanziell anspruchsvolle Aufgabe, die in den allermeisten Fällen auch nicht erstrebenswert ist.

Sinnvoller ist es, die schädigenden Prozesse kontrolliert zuzulassen. Das heißt, durch Instandhaltung wird die technische Anlage in einem Zustand erhalten, dass sie eine gewisse Zeit die schädigenden Prozesse aushält, ohne auszufallen. Diese Aufgabe der Instandhaltung kann durch verschiedene Maßnahmen erreicht werden. Hierbei sind vor allem die Wartung und Schmierung, die Inspektionen, die vorbeugenden Instandhaltungsmaßnahmen und die Erneuerung zu nennen. Die Schwierigkeit der Aufgabe besteht nun darin, so viel Instandhaltung wie nötig und notwendig zu betreiben, damit die technische Anlage nicht ausfällt, zugleich aber nur die Instandhaltung zu betreiben, die erforderlich ist, um die Anlagen funktionstüchtig zu erhalten und die finanziellen Ausgaben zu minimieren.

Dieses Problem gilt es im Besonderen bei der Instandhaltung von Kraftwerken zu lösen. Auf der einen Seite soll das Kraftwerk eine hohe Verfügbarkeit haben, das heißt, dass das Kraftwerk jederzeit nach Bedarf einsatzbereit sein soll und nicht durch eine Störung ungeplant ausgefallen ist. Dies ist wichtig, weil Strom ein Gut ist, das nur begrenzt speicherfähig ist, z. B. in Pumpspeicherwerken, Batterien und durch Elektrolyse in Wasserstoff, und in dem Moment der Nach-

frage erzeugt werden muss. Ein Leistungsausfall eines Kraftwerks muss durch die Leistung eines anderen Kraftwerks ersetzt werden. Weil nur wenige eigene Kraftwerke im Verbund in Reserve stehen, muss jede nicht von dem Kraftwerk produzierte Leistung teuer an der Strombörse zugekauft werden, was für den Kraftwerksbetreiber einen entgangenen Gewinn bedeuten kann. Die zunehmenden Investitionen in die regenerativen Kraftwerksanlagen und die bevorzugte Einspeisung der regenerativen Energie führen dazu, dass sich konventionelle Anlagen auf Grund der geringeren Laufleistung nicht mehr wirtschaftlich betreiben lassen. Dies und der Ausstieg aus der nuklearen Stromerzeugung in Deutschland führt in einigen Regionen, wie z. B. im Norden und Süden der Republik, zu einer Verknappung jederzeit verfügbarer Kraftwerkseinheiten. Auf der anderen Seite soll aber auch nur das notwendige Geld für Instandhaltung aufgewendet werden, weil für viele Maßnahmen der Instandhaltung das Kraftwerk nicht in Betrieb sein darf und die Stillstandszeit zu einem erheblichen finanziellen Verlust führt. Die langfristigen planmäßigen Stillstände sind besser terminlich vorhersagbar und planbar, so dass die Ersatzleistung an Strom günstiger als in einem ungeplanten Stillstand beschafft werden kann, allerdings lässt sich Strom auch in einem geplanten Stillstand nicht produzieren und damit sind Erträge nicht erzielbar. Ein weiteres Problem ist, dass man mit der geplanten Instandhaltung Geld im Vorhinein in eine technische Anlage investiert und damit im besten Fall einen Ausfall oder eine Störung vermeidet. Das heißt, einen Erfolgsabgleich investiertes Geld zu erzieltm Erfolg ist sehr schwer durchzuführen.

Bei Kraftwerken kommt noch ein weiterer Faktor mit hinzu. Wenn ein Kraftwerk geplant und gebaut ist, sind viele Kosten kaum noch beeinflussbar (sunk costs). So ist das Kraftwerk für ein Brennstoffband ausgelegt, auf dessen Kosten man nur in engen Grenzen Einfluß hat. Die Anzahl des Betriebspersonal ist bei neu projektierten Kraftwerken kaum zu verringern. Ein großer Ausgabeposten ist die Instandhaltung. Dieser Etatposten ist kurzfristig leicht zu verändern, allerdings sind die langfristigen Folgen durch ungeplante Ausfälle nur schwer abzuschätzen, diese können bei den Kraftwerksbetreibern jedoch zu erheblichen Ertragsausfällen führen.

In den letzten Jahren sind durch verschiedene Faktoren, z. B. durch Zubau von erneuerbaren Energien, wie Wind- und Solarenergie, und Entscheidungen, wie die bevorzugte Einspeisung der erneuerbaren Energien, im Bereich der Energieversorgung die Kohlekraftwerke mehr und mehr aus dem Grundlastbetrieb in den Mittellastbetrieb bzw. in den Spitzenlastbetrieb verdrängt worden. Insofern bewegt man sich bei all diesen Entscheidungen in einem Feld mit großen Unsicherheiten. Im Grundlastbetrieb hat ein Kohlekraftwerk Jahresbenutzungsstunden von gut 7000 Stunden mit wenigen Starts und Stopps im Jahr. Ein Mittellastkraftwerk hat dagegen Jahresbenutzungsstunden von rund 4000 bis

5000 Stunden mit durchschnittlich einem Start und Stopp pro Tag. Durch die Verschiebung der Kohlekraftwerke von Grund- in Mittellast ändern sich auch die Abnutzungserscheinungen zum Teil erheblich. Auf die verändernden Abnutzungserscheinungen muss mit einer angepassten Instandhaltung reagiert werden. Diese Anpassung hat aber vor allem in den Anfangsjahren noch eine ungenügende Datendichte, um die besten Strategien zu ermitteln.

1.2 Motivation

Kraftwerke sind durch die voran dargestellte Entwicklung einem erheblichen Kostendruck ausgesetzt, weil über die EEX-Strombörse (European Energy Exchange) nur die wirtschaftlichsten Kraftwerke zum Einsatz kommen, dies ist der sogenannte Merit-Order-Effekt. Weil nur die Arbeit zum jeweils an der Börse fixierten Preis vergütet wird, kommen die Kraftwerke nur zum Einsatz, wenn ihre Leistung sich wirtschaftlich rechnet. Dadurch entsteht ein großer Druck die entstehenden Kosten eines Kraftwerks zu senken. Da die Brennstoffkosten nur in engen Grenzen zu beeinflussen sind und die Personalkosten vielfach geringer als 10% der Investitionskosten liegen, sind die Instandhaltungskosten einer besonders eingehenden Prüfung ausgesetzt. Deshalb muss es das Ziel sein, schon im Voraus die Folgen abzuschätzen, die entstehen werden, wenn die Instandhaltung um einen bestimmten Maßnahmenanteil gekürzt wird. Genauso wünschenswert ist es, eine optimale Instandhaltungsstrategie für ein Kraftwerk zu entwickeln, damit das beste Kosten-Nutzen-Verhältnis erreicht wird.

Mit der Entwicklung und Einführung von neuen Instandhaltungsstrategien, z. B. der zyklischen und zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie, stellte sich immer die Frage, welche Instandhaltung die wirtschaftlichste für eine Maschine oder Komponente ist. Die optimale Strategie hängt nicht nur von der betrachteten Maschine, ihrem Funktionsziel und ihren Materialkosten ab, sondern auch von den vorgegebenen Zielen für die Maschine. Dies trifft im Besonderen auf Anlagenteile zu, deren Ersatzteile Produktions- und Lieferzeiten von über einem Jahr haben, wie z. B. bei Generatoren und Turbinen. Die Entscheidung, welche Strategie die Optimale ist, ist also von vielen Faktoren abhängig.

Um diese Probleme zu lösen, wurden schon verschiedene Ansätze, die im Kapitel 2.2 näher erläutert werden, entwickelt. Hierbei ist vor allem die Arbeit von Prof. Beckmann zu erwähnen, der, als Mitautor und als Gutachter von Dissertationen, eine Theorie zur Instandhaltungsoptimierung entwickelt hat. Die ersten Arbeiten gehen in die 60er Jahre des 20ten Jahrhunderts zurück. Dabei wird jedem Instandhaltungsereignis ein monetärer Wert zugeordnet. Dazu zählen auch indirekte Ereignisse, wie Stillstände des Kraftwerks und die damit nicht verbundene Möglichkeit der Produktion von Strom. Dadurch lässt sich

eine Instandhaltungsstrategie im Ganzen bewerten, ohne wichtige Prozesse, die durch die Instandhaltung beeinflusst werden, auszuklammern.

Das Modell der Instandhaltungsoptimierung ist abhängig von der Güte der Modelleingangsdaten. Bisher wurde bei der Instandhaltungsoptimierung nach dem Modell von Beckmann nur mit einem Punktwert für jede Variable gerechnet. Eine Zahl steht dabei als Eingangswert für die Variable fest. Dies ist bei vielen Variablen durchaus gerechtfertigt, vor allem, wenn die entsprechende Komponente bereits gut bekannt ist. Der eine Eingangswert für eine Variable ist dabei aber immer der Mittelwert von einem Maximal- und Minimalwert. Und bei gleichem Mittelwert können aber zwei Variablen unterschiedliche Maximal- und Minimalwerte haben. Durch den langjährigen Einsatz und die Erfahrung können die Eingangsparameter bei vielen Komponenten im Kraftwerk sicher ermittelt werden und der Maximal- und Minimalwert kann so eingegrenzt werden, dass man mit dem Mittelwert rechnen kann. Bei ganz neuen Komponenten im Kraftwerkssektor oder wenn bisherige Komponenten in einem neuen Betriebsregime arbeiten müssen, sind diese Eingangsparameter nicht mehr genau verifizierbar, so dass nur mit dem Mittelwert gerechnet werden kann. Hier muss das Risiko mit berücksichtigt werden, dass der Maximal- und Minimalwert weit entfernt vom Mittelwert liegen kann. Diese Risikoabschätzung wird durch die vorliegende Arbeit in das Instandhaltungsoptimierungsmodell von Beckmann integriert, so dass im Ergebnis nicht nur eine optimierte Instandhaltungsplanung vorliegt, sondern auch die Chancen und Risiken des vorliegenden Plans benannt werden. Durch die Anpassung auf ein Intervallwert statt eines Punktwerts für jede Variable, ist es jetzt auch möglich, jede Komponente im Ergebnis gesondert auszuweisen. Bisher wurden die Maßnahmen zu planmäßigen Instandhaltungszyklen zusammengefasst und somit einer starken Mittelung unterzogen. Durch die möglich gewordene gesonderte Ausweisung jeder Komponente im Ergebnis kann nun nach dem Einfluss bestimmter Komponenten im Ergebnis geschaut werden bzw. lassen sich Abschätzungen zu Komponentenumgruppierungen in der planmäßig vorbeugenden Instandhaltung leichter durchführen.

1.3 Struktur der Arbeit

Um die gewählte Aufgabenstellung zu erfüllen, ist die Arbeit in mehrere aufeinander aufbauende Kapitel unterteilt:

Kapitel Zwei dient der Darstellung des Stands der wissenschaftlichen Erkenntnisse. Zuerst wird ein allgemeiner Zugang zur Instandhaltung und Instandhaltungsoptimierung gegeben. In Kapitel Drei werden darauf aufbauend wichtige Begrifflichkeiten definiert und sowohl die Algorithmen als auch die grundlegenden Beziehungen des Modells erläutert und erklärt. Auch werden hier die

angewandten Verfahren kurz dargestellt. In Kapitel Vier wird der entworfene Algorithmus auf zwei Beispielkraftwerke, ein konventionelles und ein Oxyfuel-Kraftwerk, angewandt. Die Resultate werden in Kapitel Fünf zusammengefasst und interpretiert. In Kapitel Sechs findet dann eine Zusammenfassung und ein Ausblick statt.

Kapitel 2

Stand der wissenschaftlichen Erkenntnis

2.1 Instandhaltung

Die grundlegenden Begriffe der Instandhaltung sind in der DIN 31051 [25] festgehalten. So ist die Instandhaltung definiert als: „Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus einer Betrachtungseinheit zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen, so dass sie die geforderte Funktion erfüllen kann.“¹ Die Instandhaltung wird weiterhin durch die DIN 31051 in die vier Grundmaßnahmen unterteilt:

- Wartung
- Inspektion
- Instandsetzung
- Verbesserung

Die Norm gibt dabei nur die Bezeichnungen und deren Bedeutung vor. Inhaltlich und zur Ausgestaltung der Instandhaltung macht sie keine Angaben. Für einen allgemeinen und anwendungsorientierten Zugang bieten sich verschiedene Veröffentlichungen an, z. B. EICHLER [11], STURM [32], WARNECKE [34] sowie BECKMANN und MARX [4].

Das Buch *Instandhaltungstechnik* [11] von EICHLER geht auf verschiedene Aspekte der Instandhaltung ein. Zuerst erläutert EICHLER die Theorie der Schädigung, welche der Grund für die Anwendung der Instandhaltung ist. Danach geht er auf

¹DIN 31051 [25], S. 3

die Bestimmung des Schädigungszustandes ein und kommt zum Schädigungsverhalten. Nach dem Komplex Schädigung befasst er sich mit den Elementen der Instandhaltung, dem Instandhaltungsaufwand und Instandhaltungsmethoden. Danach geht er auf die Zuverlässigkeit ein und befasst sich dann mit Teilproblemen der Instandhaltung, der Spezialisierung, der Instandhaltungsgerechten Konstruktion und der Ersatzteilversorgung. Zum Schluss werden noch verschiedene Verfahren zur Einzelteilinstandsetzung erklärt. Dabei geht es um die Grundzusammenhänge und entsprechende Lösungsansätze durch die Instandhaltung.

Wissen basierte Betriebsführung und Instandhaltung [32] von STURM setzt einen anderen Schwerpunkt im Vergleich zu EICHLER. Bei STURM geht es auch um die Anwendung und Verknüpfung der Instandhaltung. Zuerst geht er auf Daten und Informationen für die Betriebsführung und Instandhaltung ein. Dabei wird aufgezeigt, dass das Wissen über den Zustand von Anlagen und Maschinen der entscheidende Faktor für eine erfolgreiche Instandhaltung ist. Danach folgen Kapitel zur Schädigung von Anlagen sowie der Zuverlässigkeit und Bewertung des Ausfallverhaltens. Nach den Grundlagen behandelt er die wissensbasierte Betriebsführung und Instandhaltung. Danach folgen noch Kapitel zur Organisation der Instandhaltung, zu Bewertungsmethoden und Anlagencontrolling sowie Betriebsmanagementsysteme.

Instandhaltungsmanagement [34] von WARNECKE ist für den Anwender der Instandhaltung gedacht und befasst sich mit der Organisation der Instandhaltung. So gibt es ein Kapitel über die Instandhaltungsaspekte bei der Entwicklung und Konstruktion, über die Organisation des Instandhaltungsbereiches sowie dem Personalmanagement und die Arbeitssicherheit und den Umweltschutz. Abschließend geht WARNECKE auf Instandhaltung in unterschiedlichsten Industriezweigen ein und auf die Wirtschaftlichkeit und Controlling.

Instandhaltung von Anlagen [4] ist von BECKMANN und MARX. BECKMANN und MARX gehen hierbei speziell auf die Instandhaltung von Anlagen ein. Dazu erläutern sie zunächst, was Instandhaltung ist und was Instandhaltung erreichen soll. Danach folgt ein Kapitel über Schädigungsursachen und die mathematische Abbildung der Anlage in einem Ausfallmodell. Die letzten drei Kapitel beschäftigen sich mit Instandhaltungsstrategien, der Planung und der Umsetzung der Strategien sowie dem Instandhaltungscontrolling.

2.2 Instandhaltungsoptimierung

Obwohl die Instandhaltung und die Instandhaltungsoptimierung einen großen Stellenwert im Lebenszyklus einer Anlage und Maschine einnehmen, ist die wis-

senschaftliche Auseinandersetzung mit diesem Thema eher als gering zu betrachten. Aus diesem Grund sind auch nur wenige Quellen im Folgenden aufgeführt. Kaum ein Bereich in der Wirtschaft kann sich dem Zwang entziehen, seine Kosten zu senken und die Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit seiner Anlagen zu erhöhen. Daher wird auch die Instandhaltung auf Einsparpotentiale untersucht. In der wissenschaftlichen Literatur wurden mit unterschiedlichen Zielstellungen und Ansätzen diese Problemstellungen behandelt.

ILLERHAUS hat in [17] die optimale Betriebsplanung industrieller Energieversorgungssysteme behandelt. Dabei werden Energieanlagen im kleineren bis mittleren Maßstab betrachtet, die eine angeschlossene Industrieanlage mit Prozessdampf, Wärme, Kälte, Erdgas oder Strom versorgen. Die Energieversorgungssysteme wurden durch die Ausgliederung von Unternehmensbereichen zu eigenständigen Unternehmen, deren Aufgabe aber weiterhin die zuverlässige und ausreichende Versorgung der Industrieanlage bleibt.

Durch die bestmöglichen Prognosen von Zeitpunkt und Höhe des Leistungs- und Energiebedarfs der Kunden soll das Energieversorgungssystem kostenoptimal betrieben werden. Das zu lösende Optimierungsproblem besteht in der Einsatzweise der zu untersuchenden Anlage. Zur Verringerung der Komplexität und zur Handhabung des Problems wird die Einsatzweise in vier Planungsstufen unterteilt. ILLERHAUS unterscheidet zwischen der langfristigen Systemplanung, die ein bis mehrere Jahre umfassen kann, der mittelfristigen Einsatzplanung, die von wenigen Wochen bis zu fünfzehn Monaten geht, der kurzfristigen Einsatzplanung, die ein bis sieben Tage umfasst, und der momentanen Lastaufteilung, für einen Zeitraum von fünf bis fünfzehn Minuten. Zur Lösung des Optimierungsproblems wird das Verfahren der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung benutzt.

Die Lösung des Optimierungsproblems ermöglicht die Betriebszeiten vorzugeben und damit auch indirekt die Stillstandszeiten. Er geht allerdings nicht näher auf die Belange der Instandhaltung ein. Auch sind die Annahmen an die Einsatzweise der Energieversorgungssysteme für Industrieanlagen nicht ohne weiteres auf ein Großkraftwerk zu übertragen.

Einen anderen Fokus der Optimierung in der Instandhaltung setzt STENDER in [31], der sich mit einem Verfahren zur Optimierung der Kraftwerksrevisionsplanung und -durchführung beschäftigt. In der Dissertation werden deshalb nur Revisionen betrachtet, die schon entsprechend vorher geplant werden können. Dazu führt er drei Optimierungsschritte durch. Der erste Schritt ist eine Reihenfolgeplanung, in der die logische Abfolge von Arbeiten gegliedert werden. Dabei wird zur Gliederung der Arbeiten auf das KKS (Kraftwerks-Kennzeichnungs-System)² zugegriffen. Der zweite Schritt ist ein Kapazitätsabgleich, bei dem die

²Siehe zur KKS Kapitel 3.1.2

Personalressourcen optimal verteilt werden. Der dritte Schritt ist eine Optimierung zur Verkürzung der Revisionsdauer. Hierdurch soll die Durchführung der Arbeiten so weit beschleunigt werden, dass der verpflichtende Endtermin noch gehalten werden kann.

Bei plötzlich auftretenden Schäden, die nicht Bestandteil von Revisionen sind, sondern kurzfristig repariert werden müssen, kann der gefundene Lösungsalgorithmus nur bedingt angewandt werden, weil die Zeit für größere Planungen fehlt und ein schneller Personaleinsatz gefordert ist. Zudem wird nicht der Inhalt der Revision hinterfragt oder verändert, sondern nur optimal gegliedert.

HOLZAPFEL geht in [16] auf eine Instandhaltungsoptimierung von Heizkraftwerken ein, die auch auf andere Kraftwerke übertragbar ist. Hierzu wird in der Arbeit ein Beratungssystem entworfen, das Instandhaltungsterminprognosen optimiert. In einer Datenbank sind entsprechend benötigte Befunde und Ausgangsdaten zu den betrachteten Komponenten enthalten, aus denen für eine Terminprognose ein bester, vergleichbarer Fall heraus gesucht wird, um damit eine Terminprognose zu erstellen. „In Kraftwerken reichen für simple Ausrüstungsgegenstände und komplexe Maschinen mit ausgeprägtem Ausfallverhalten Erfahrungen und Berichte über frühere Fehler aus, um das Ende einer Zeitspanne mit sehr zuverlässiger Funktion vorauszusagen. Die zunehmende Komplexität der Anlagen hat aber zu abweichenden Fehlerkurven geführt.“³ Das Beratungssystem stützt sich neben vielen Eingangsdaten bei der Auswertung auf die Graphentheorie und Ansätze der künstlichen Intelligenz.

Die Instandhaltungstermine lassen sich nur dann relativ genau vorhersagen, wenn auch die Eingangsdaten sehr präzise und von hoher Qualität sind. So fordert er einen gesicherten Datenbestand, eine hohe Qualität der Informationen und Expertenwissen. Entscheidend bei den Eingangsdaten und bei der weiteren Verarbeitung ist dabei das Zustandsmerkmal, das den Schädigungszustand der Komponente beschreibt. Er beschreibt aber auch selbst Einflussfaktoren, die eine genaue Terminprognose erschweren bzw. unmöglich machen. Das wären im Folgenden:

- die Abhängigkeit der Ausfallrate von unterschiedlichen Umgebungs- und Betriebsbedingungen, Unterschiede in der Betriebsart (z.B. intermittierender Betrieb und Dauerbetrieb)
- die Abhängigkeit der Ausfallrate von der Lebensdauer (durch unterschiedliche Betriebsart, durch Baugruppen unterschiedlicher Lebensdauer z.B. nach einer Reparatur)

³HOLZAPFEL [16], S. 18

- Sekundärausfälle, das heißt Ausfälle von Baugruppen in Folge anderer mangel- oder fehlerhafter Baugruppen
- das Auftreten sporadischer Fehler, Kreisläufem (unterschiedliches Verhalten von Baugruppen in der Anlage und der Testumgebung der Reparaturstelle).

Diese Unsicherheiten können zum Auftreten einer zu hohen Ausfallrate und damit zu langen Stillstandszeiten führen.

Einen allgemeineren Ansatz wird in *Thermal Power Plant Performance Analysis* [19] gewählt. Das Buch besteht aus einer Reihe von Beiträgen von verschiedenen Autoren. Der Beitrag von KHAN ET AL. beschäftigt sich mit Optimierung von Instandhaltungsaktivitäten, speziell bei einem Kraftwerk. Den Ansatz bezeichnen die Autoren mit RBIM („Risk-based Inspection and Maintenance“), was risikoorientierte Inspektionen und Instandhaltung bedeutet. Kennzeichnendes Merkmal dieser Optimierungsstrategie ist, dass das Risiko eines Ausfalls unterhalb eines tolerierbaren Ausfalllevels bleibt. Vor einer möglichen Optimierung der Instandhaltung müssen zuerst systemwichtige Funktionsgruppen definiert werden. Diese Funktionsgruppen werden in immer weitere noch kleinere Gruppen aufgeteilt, bis zum Schluss die einzelne Komponente erfasst ist. Für alle diese Komponenten muss dann eine Ausfall- und Risikoabschätzung durchgeführt werden. Nachdem diese Bewertungen vorliegen, gibt man einen Inspektions- und Instandhaltungsplan vor. Dieser wird mit den Ausfall- und Risikoabschätzungen bewertet. Ist das Risiko eines Ausfalls bei einer Komponente oder einer Funktionsgruppe über dem tolerierbaren Level, so wird der Inspektions- und Instandhaltungszyklus entsprechend verkürzt, bis ein tolerierbares Ausfallverhalten erwartet wird.

Obwohl die Autoren den RBIM-Ansatz als korrektive oder risikoorientierte Instandhaltung einordnen, ist es ein klassischer vorbeugender Instandhaltungsansatz. Die Inspektionen und Instandhaltungsaktivitäten werden nach festen Zeiten oder Zyklen durchgeführt. Bei dem RBIM-Ansatz nimmt man allerdings ein gewisses Ausfallrisiko in Kauf, um die Zyklen ein wenig zu verlängern. Auf die Wichtigkeit dieser periodischen Inspektionen und Instandhaltungsaktivitäten wird hingewiesen: „An inspection and maintenance plan to ensure the integrity of all assets during operation should be implemented.“⁴ Ein weiteres Manko ist, dass viele Parameter in die Optimierung eingehen, die einen Interpretationsspielraum lassen. Dies trifft vor allem auf die Risikoabschätzungen zu. Hierbei werden erst alle hypothetisch möglichen Fehler aufgelistet und mit einer Risikomatrix in Klassen eingeteilt, die Aufschluss darüber geben, wie oft ein Fehler auftritt und wie gravierend seine Auswirkungen sind. Ungenauigkeiten

⁴KHAN ET AL. [19], S. 252

bei der Risikoabschätzung können zu sehr verlängerten Inspektionszyklen und im Endeffekt zu einer zu hohen Ausfallrate und langen Stillstandszeit führen. Ein weiteres Sammelwerk, das sich um den gesamten Prozess der Instandhaltung dreht, ist das *Handbook of Maintenance Management and Engineering* [28]. In dem Band gibt es einen Artikel von RIANE ET AL. über Instandhaltungsoptimierung. Die Autoren haben ein Softwareprogramm entwickelt, dass die Optimierungen durchführt. Dazu muss der Nutzer zuerst alle Komponenten in einer graphischen Benutzeroberfläche mit Hilfe von Blockdiagrammen abbilden. Dazu kommen noch die benötigten Eingangsdaten: „For each system’s component, the user specifies the appropriate data“⁵. Mit der Komponentenverknüpfung und den Eingangsdaten erfolgt nun eine Instandhaltungsoptimierung.

Die Autoren gehen am Anfang auf die Errechnung von Parametern, wie z. B. Weibull-Parameter, ein, führen aber dann nicht weiter aus, wie der Nutzer seine Daten aufbereiten kann oder muss, um das Softwareprogramm zu nutzen. Zudem müssen alle Komponenten in einem Blockdiagramm eingegeben werden, damit die Verknüpfungen erkannt werden können. In dem Artikel wird dies an einem Beispiel von vier Komponenten durchgeführt. Bei den vier Komponenten ist diese Verfahrensweise noch leicht und übersichtlich. Bei komplexeren Systemen, wie z. B. Kraftwerken, wäre diese Methode hingegen unübersichtlich und schwierig zu implementieren. Zudem benutzen sie für ihre Optimierung den Nelder-Mead Algorithmus. Dieser ableitungsfreie Optimierungsalgorithmus ist in einem niedrig-dimensionalen Problem gut anzuwenden, die Effizienz des Algorithmuses sinkt aber mit steigender Dimensionalität des Ausgangsproblem⁶. Bei einem Kraftwerk ist man schnell bei einer dreistelligen Variablenanzahl, die den Nelder-Mead Algorithmus sehr verlangsamen bzw. kein Ergebnis ermöglichen.

BERENGUER ET AL. beschreiten in *Advances in Safety, Reliability and Risk Management* [5] einen anderen Weg. Auch sie berechnen erst Eingangsparameter der Instandhaltung, wie z. B. die Weibull-Parameter. Danach werden Zeitfenster gesucht, in denen Instandhaltungsaktivitäten gebündelt werden, um die Stillstandszeit zu minimieren. Dazu wird der Zeithorizont ausgebreitet und die Aktivitäten vermerkt. Wenn sich dann eine günstige Gelegenheit ergibt, z. B. durch Ausfall einer Komponente, optimiert das Programm die weiteren Instandhaltungsaktivitäten, indem es Reparaturen in diese günstige Gelegenheit vorzieht. Dadurch kann Zeit bei Instandhaltungsaktivitäten gesenkt werden, weil die Anlage zwangsweise stillstehen muss.

Durch die Optimierung der Instandhaltungsmaßnahmen in Zeitfenster von günstigen Gelegenheiten sieht man, dass diese Optimierung für das operative Ge-

⁵RIANE ET AL. [28], S. 145

⁶Siehe hierzu Kapitel 3.4.1

schäft gedacht ist, wobei der Betrachtungszeitraum nicht größer als ein Jahr ist. Größere Zeiträume lassen sich nur schwer mit einbeziehen, weil einerseits Zeit eingespart wird, andererseits aber die Komponenten zu früh repariert werden und damit die Lebensdauer nicht gut ausgenutzt wird. Zudem ist es schwierig, die Reparaturen und Revisionen bei Kraftwerken in günstige Gelegenheiten vorzuziehen. Kleinere Reparaturen werden in Schwachlastzeiten oder auch in Wochenendstillständen durchgeführt, für größere Reparaturen fehlen dann aber oftmals die benötigten Ersatzteile und das Personal.

Keine Instandhaltungsoptimierung, aber eine Kostenvorhersage für die Instandhaltung wird in *Instandhaltungsanalyse und -prognose für Großkraftwerke* [20] von KITTAN ET AL. angestellt. Die Autoren haben dafür einen tiefen Einblick sowohl in das Kraftwerk Schwarze Pumpe in Brandenburg als auch in die Buchhaltung bekommen. Es wurden alle Auftragsdaten von 2000 bis 2009 ausgewertet, laut Artikel 60000 Aufträge. Neben der Auswertung der Auftragsdaten wurden auch die dazugehörigen Komponenten intensiv begutachtet. So konnten die Komponenten in verschiedene Qualitätskategorien eingeteilt werden. Durch die Verknüpfung der bisher investierten Mittel im Verhältnis zum Zustand der Komponente wurde eine Vorhersage der Instandhaltungskosten für die Jahre 2010 bis 2021 getroffen. Zudem wurde das Ergebnis auf mehrere Kraftwerke der gleichen Leistungskategorie übertragen.

Die getroffenen Aussagen zum Zustand der Komponenten und zu Instandhaltungskosten über den Zeitraum der nächsten zehn Jahre liefern ein gutes Ergebnis. Aus beiden Ergebnissen kann man die Instandhaltung optimieren, indem man Komponenten festlegt, bei denen man die Instandhaltungszyklen verlängert oder verkürzt. Leider ist dieser Ansatz schwer übertragbar, weil man die Ausgangsdaten nur selten in dieser Qualität zur Verfügung hat. Diese Expertise steht nur ausnahmsweise zur Verfügung.

In dem Bereich der Instandhaltungsoptimierung sind auch einige Arbeiten zu der Theorie von BECKMANN und MARX erschienen. Weil die Arbeit auf diese Grundlagen zurück greift und darauf aufbaut, werden diese Arbeiten in einem gesonderten Abschnitt näher beschrieben.

2.3 Der Gebrauchskostenansatz

Die zugrunde liegende Methodik der Instandhaltungsoptimierung mit Gebrauchskosten⁷ wurde bereits von MARX in [21] 1969 dargelegt. Obwohl einige Annah-

⁷Der Begriff Gebrauchskosten ist heute nicht mehr üblich. Er beschreibt die direkten und indirekten Kosten, die bei der Instandhaltung von Maschinen und Anlagen anfallen. Heute redet man aber von Betriebs- und Instandhaltungskosten und entgangenen Gewinnen bzw. Kosten der Ersatzbeschaffung. Soweit im Folgenden die historische Literatur wieder gegeben wird, werden diese Begriffe genutzt, später wird dann auf die heute üblichen Begrifflich-

men, wie Kolonnen- bzw. Konvoikraftwerke, heute nicht mehr ohne weiteres zutreffen, so sind doch die Fragestellungen die Gleichen geblieben. Marx fasste die drei Ziele folgendermaßen zusammen:

1. Ein Modell zur Optimierung von Instandhaltungsvorhaben entwickeln
2. Auf dieser Grundlage wichtige Kennziffern zur Effektivitätsbeurteilung der Instandhaltungsvorhaben erarbeiten
3. Daraus Lösungen zur Verminderung des Instandhaltungsaufwands darstellen

Den Lösungsweg skizzierte er auch knapp: „Dies setzt eine auf hohem Niveau stehende Betriebs- und Kostenkontrolle sowie die Anwendung der planmäßig vorbeugenden Instandhaltung voraus.“⁸ Nachdem er das Ziel der Arbeit und den Lösungsweg erläutert hatte, definierte er den Grund für Instandhaltung. Der Grund war die Abnutzung, unter der man „unerwünschte Veränderungen der Oberfläche und des inneren Gefüges von Gebrauchsgegenständen durch mechanische, chemische, elektrochemische, thermische und sonstige Einwirkungen“⁹ versteht. Diese Definition der Abnutzung war noch sehr weit gefasst und schloss so gut wie alle Arten von Fehlern mit ein. Die Abnutzung senkt die Nutzungsmöglichkeiten der Arbeitsmittel, was zu einem erhöhten Bedarf an Grund- und Hilfsmitteln, zur Verminderung der Leistungsfähigkeit und zum Ausfall der Anlage führen kann. Diesen Auswirkungen wird mit Instandhaltungsmaßnahmen und reparaturbedingten Stillständen der Anlage entgegen gewirkt. Die Häufigkeit und die Art und Weise bestimmen die anfallenden Kosten. So fallen im Prozess Kosten an, die entweder direkt durch die Abnutzung hervorgerufen werden oder indirekt durch die Verminderung und Beseitigung von Abnutzung. Aus diesen Einflussfaktoren lassen sich folgende Kosten ableiten:

1. Aufwand für planmäßige Instandhaltung AW_{GI}
2. Aufwand für die Bereithaltung von Reserveanlagen, die die Funktion der Anlagen übernehmen, die zur planmäßigen Instandhaltung außer Betrieb sind (Aufwand für Reparaturreserveaggregate) AW_{GS}
3. Instandhaltungsaufwand zur Beseitigung abnutzungsbedingter Schäden (Aufwand zur Störungsbeseitigung) AW_{GH}
4. Aufwand für Bereithaltung von Reserveanlagen, die die Funktion der Anlagen übernehmen, die zur Beseitigung abnutzungsbedingter Schäden außer Betrieb sind (Aufwand für Störreserveaggregate) AW_{GF}

keiten gewechselt.

⁸MARX [21], S. 1

⁹MARX [21], S. 9

5. Aufwand durch abnutzungsbedingte Erhöhung des Materialverbrauchs (Abnutzungsaufwand für Materialverbrauch) AW_{GM}
6. Aufwand durch abnutzungsbedingte Leistungsminderungen der Anlagen (Abnutzungsaufwand durch Leistungsminderung) AW_{GL}

Aus diesen Kosten bildete MARX die Gebrauchsaufwandsgleichung¹⁰:

$$AW_G = AW_{GI} + AW_{GS} + AW_{GH} + AW_{GF} + AW_{GM} + AW_{GL}$$

Aus dieser Gleichung zog Prof. Marx zwei Schlußfolgerungen:

1. Instandhaltungen sind nur berechtigt, wenn sie die spezifischen Kosten für die Produktion senken
2. Es muss ein Optimum an Instandhaltungsmaßnahmen geben, bei dem die Aufwandskosten minimal sind

Er wies auch schon darauf hin, dass „zu seiner Durchsetzung und ständigen Vervollkommnung [...] eine besondere Organisation, die technische Betriebsüberwachung notwendig“¹¹ ist. Diese sei wichtig bei der Zustandsüberwachung der Anlage, die planmäßige Instandhaltung zu bewerten und zu überwachen, Störungen zu erfassen und auszuwerten, Schwachstellen aufzudecken und Verbesserungen des technischen Zustandes und zur Vermeidung von Störungen auszuarbeiten. Um die Aufwandskosten für Instandhaltung besser miteinander vergleichen zu können, werden die Aufwandskosten über eine Instandhaltungsperiode berechnet. Eine Instandhaltungsperiode bezeichnet dabei die Reisezeit, während der die Anlage läuft, und die Stillstandszeit, in der die Anlage repariert wird. Auch weist er auf die Nutzung von Synergien hin. Entscheidend ist die Montagetiefe zur Senkung der Aufwandskosten. So sollen die Maschinen und Bauteile leicht zu erreichen sein, also ohne dass viel aufgedeckt oder abgebaut werden müsste. Im besten Fall haben die einmal erreichten Bauteile dasselbe Lebensdauerintervall, so dass alle Bauteile auf einmal gewechselt oder repariert werden müssen. Auch schlägt er vor, im Sommer nur die Bauteile auszutauschen, um den Stillstand so gering wie möglich zu halten, damit in der anderen Zeit die ausgebauten Teile ohne großen Termindruck aufgearbeitet und repariert werden können.

An der Ingenieurhochschule in Zittau wurden zur Mitte der 70er Jahre des 20. Jahrhunderts einige Dissertationen zu dem Thema Instandhaltung und Instandhaltungsoptimierung geschrieben. Zum großen Teil waren BECKMANN als auch MARX Gutachter und Betreuer der Dissertationen. Diese Dissertationen erweiterten die bestehende Logik um weitere Schritte oder deckten noch offene

¹⁰Vgl. MARX [21], S. 10f

¹¹MARX [21], S. 13

Gebiete ab.

Eine der Dissertationen ist [14] von GROSSE. In der Dissertation geht es um Instandhaltungsstrategien für einfache und komplexe Systeme unter Berücksichtigung periodischer Kontrollen. Die grundlegende Methode der Gebrauchskosten wird auch in dieser Arbeit aufgegriffen. GROSSE erläutert zu Beginn, warum in dem Modell nur die Weibull-Verteilung als mathematische Zuverlässigkeitsfunktion auftritt. Dies hat mehrere Gründe:

1. Die Anlagen unterliegen hauptsächlich mechanischer und/oder thermischer Belastung, die durch eine monoton steigende Ausfallrate gekennzeichnet ist
2. Die Reihenschaltung ist die dominierende Zuverlässigkeitsstruktur
3. Die Weibull-Verteilung ist durch geeignete Parameterwahl sehr anpassungsfähig

Danach zeigt er die Formeln auf, die angewandt werden, um aus einzelnen Komponenten größere Abnutzungseinheiten zu errechnen. Aus den Abnutzungseinheiten werden dann auch Abnutzungsbereiche gebildet. Er führt die integrierte Ausfallrate $\Lambda(t)$ ein und leitet den Zusammenhang her, dass die integrierte Ausfallrate $\Lambda(t)$ annähernd die mittlere Anzahl der Ausfälle $M(t)$ beschreibt. Dieser Sachverhalt beruht auf der Tatsache, dass „der Einfluss der Ersetzung eines Teils auf die Systemzuverlässigkeit mit wachsender Teilezahl abnimmt und daher dem Idealfall der minimalen Instandsetzung näherkommt.“¹² Im folgenden Abschnitt wird die Wahl des Optimalitätskriteriums diskutiert und die Summanden der Gebrauchsaufwandsgleichung werden dargestellt. Dabei erfolgt eine Einschränkung dahin gehend, dass die Gebrauchskosten K_D , die durch deterministische Vorgänge hervorgerufen werden, nicht weiter berücksichtigt werden. Er begründet diesen Schritt dadurch, dass man „ihr durch periodische Wartungs-, Reinigungs- oder Instandsetzungsarbeiten begegnen“¹³ kann und „ihre Wirkung [...] sich im allgemeinen auf einige wenige exponierte Abnutzungsteile oder Baugruppen“¹⁴ beschränkt. Somit verbleibt folgendes Minimierungsproblem¹⁵:

$$K = K_P + K_U$$

Dabei steht K_P für die planmäßigen Kosten und K_U für die unplanmäßigen Kosten. Es folgen einige Überlegungen und Herleitungen für das Optimierungsproblem. So wird zum Beispiel die Gleichung aufgestellt, die entscheidet, ob es

¹²GROSSE [14], S. 41

¹³GROSSE [14], S. 44

¹⁴GROSSE [14], S. 44

¹⁵Vgl. GROSSE [14], S. 45

sinnvoller ist eine Präventivstrategie zu wählen oder es sinnvoller ist die Ausfälle bewusst abzuwarten. Ähnliche Überlegungen zu den Fragen Erneuerung oder Minimalinstandsetzung nach Ausfall folgen. Die Ergebnisse werden noch erweitert um die Frage nach Kontrollen. Dies führt ihn zu der Frage nach der optimalen Kontrollperiode, also zu dem Zeitpunkt, bei dem die Gebrauchskosten für die Strategie minimal werden, bei der zyklische Kontrollen vorgesehen sind. Aus diesem Zeitpunkt folgert er einige Schlüsse bez. Kontrollen¹⁶. Man wird Kontrollen anwenden wenn:

1. Kontrollen und Befundinstandsetzungen vergleichsweise geringe Kosten verursachen
2. planmäßige Erneuerungen sehr teuer sind
3. der Wirkungsgrad der Kontrollen genügend groß ist

Die angestellten Überlegungen überträgt er nun von einfachen auf komplexe Systeme. Dabei gibt GROSSE einen Hinweis zur Genauigkeit seines Modells: „Das Studium der Wahrscheinlichkeitscharakteristik eines zufälligen Prozesses ist eine mehr als komplizierte Angelegenheit. Hier entsteht ein Widerspruch, der typisch für die Struktur stochastischer Funktionsmodelle ist. Wird die Schaffung eines präziseren Modells angestrebt, das alle Besonderheiten des Objekts widerspiegelt, dann vergrößert sich unvermeidlich die Anzahl der Parameter, die notwendigerweise in der Endrechnung auf der Grundlage experimenteller Angaben zu bewerten sind. Dadurch geht die Präzision des Modells verloren und manchmal der gesamte Sinn des Aufbaus.“¹⁷

Eine weitere Dissertation, die die Gebrauchskostentheorie um einen wichtigen Baustein erweiterte, ist die Dissertation [10] von DIERICH. Damit auch große und komplexe Anlagen, wie z. B. Kraftwerke, mit den Gebrauchskosten bewertet werden konnten, musste die Anzahl der betrachteten Elemente begrenzt werden, damit eine Lösung in einer vertretbaren Zeit ermittelt werden konnte. Auch eine Beschränkung auf nur verfügbarkeitsrelevante Anlagenteile wäre eine viel zu große Anzahl an Komponenten, um eine Berechnung und Bewertung durchzuführen. Aus diesem Grund wurden die Kenntnisse über das Ausfallverhalten von Bauteilen zu Kenntnissen über das Ausfallverhalten auf Baugruppen zusammengefasst.

DIERICH handelt zuerst einige Zuverlässigkeitsmodelle ab, mit denen er danach die Verschaltungen von Komponenten zu Baugruppen modelliert. Weiterhin geht er auf die Wichtigkeit und die Genauigkeit der Datenerfassung auf Komponentenebene ein, ohne die es zwangsläufig zu großen Abweichungen kommt.

¹⁶Vgl. GROSSE [14], S. 66ff

¹⁷GROSSE [14], S. 71

Nach der einführenden Theorie kommt er zu Extremwertverteilungen. Wenn man viele Komponenten zu einer Betrachtungseinheit zusammen fasst, dann ergeben sich asymptotische Extremwertverteilungen, die unabhängig von den Verteilungen der Komponenten sind, siehe hierzu auch das *Taschenbuch der Zuverlässigkeitstechnik* [23] von MEYNA und PAULI. Die Extremwertverteilung, die er im weiteren ausschließlich betrachtet, ist die Weibull-Verteilung.¹⁸

DIERICH beschäftigt sich danach mit dem Problem, wie die Parameter der Weibull-Verteilung der Baugruppe aus ermittelten Verteilungen der Komponenten errechnet werden können. Hierzu hat er einerseits ein Programm entworfen, dass nach Eingabe der Verschaltung und der zu Grunde liegenden Verteilung die Weibull-Parameter errechnet. Weil dieses Wissen auch in der Industrie Einfluss haben sollte, hat er Näherungsformeln hergeleitet, mit denen sich die Weibull-Parameter aus den Datensätzen auch per Hand herleiten lassen.

Zum Ende führt DIERICH aus, dass die Weibull-Verteilung für die Baugruppen überall dort zutrifft, wo die Reihenschaltung von Komponenten in der Baugruppe überwiegt. Aus diesen Erkenntnissen heraus wird bei der Anwendung der Gebrauchskosten die Weibull-Verteilung als Verteilungsfunktion der Baugruppen benutzt.¹⁹

1978 wurde die erste Auflage des Buches *Instandhaltung von Anlagen* von BECKMANN und MARX herausgegeben. Das Buch beinhaltet grundlegende Themenstellungen zu Instandhaltung, Verfügbarkeit und Ausfallgeschehen sowie Ausfallursachen. Auch die Vorbereitung und Durchführung von Instandhaltungsprozessen wird beleuchtet.

Der zentrale Bestandteil des Buches ist aber die Ausarbeitung der Theorie der Gebrauchskosten. Dabei wird auf umfangreiche Vorarbeiten, wie z. B. oben genannte Dissertationen, zurückgegriffen.

Ein erster Schritt war die Erweiterung der Gebrauchkostengleichung auf acht Summanden:²⁰

1. planmäßige Instandhaltungskosten GK_I
2. planmäßige Stillstandskosten GK_S (Gewinnminderungen und Kostenerhöhungen, die durch planmäßige instandhaltungsbedingte Stillstände hervorgerufen werden)
3. Schadenskosten GK_H (zusätzliche Instandhaltungskosten, die zur Beseitigung von Schäden erforderlich werden)
4. schadensbedingte Stillstandskosten GK_F (Gewinnminderungen und Kostenerhöhungen, die aus schadensbedingten Stillständen erwachsen)

¹⁸Vgl. DIERICH [10], S. 35ff

¹⁹Vgl. DIERICH [10], S. 110ff

²⁰Vgl. BECKMANN und MARX [4], Seite 25

5. Kosten durch Leistungsminderung GK_P (Gewinnminderungen und Kosten erhöhungen, die durch ein herabgesetztes Leistungsangebot entstehen)
6. Kosten durch erhöhten Arbeitszeitverbrauch GK_A
7. Kosten durch erhöhten Material- und Energieverbrauch GK_M
8. Kosten durch Qualitätsminderung GK_Q (Gewinnminderungen und Kosten erhöhungen, die durch herabgesetzte Qualität der Erzeugnisse bedingt sind)

Die Gleichung ergibt sich zu:

$$GK = GK_I + GK_S + GK_H + GK_F + GK_P + GK_A + GK_M + GK_Q$$

Nachdem die Theorie der Gebrauchskosten erläutert worden ist, wird diese an einfachen Systemen angewendet und ausgewertet.

Eine Optimierung der Instandhaltung führt WARNECKE in seiner Dissertation [35] ein. WARNECKE bedient sich dabei auch der Methodik der Gebrauchskosten und führt sie in einigen Punkten weiter aus. So verknüpft er die bisherige Instandhaltungsbewertung durch die Kostentheorie mit einem evolutionären Algorithmus und kann dadurch eine Instandhaltungsoptimierung durchführen. Dabei sind einige technische Probleme zu lösen gewesen, die bisher nicht aufgetaucht sind. Bei der Instandhaltungsbewertung wurden einzelne Pläne bewertet, die von Fachingenieuren geplant waren. Deshalb sind nur fachlich richtige Instandhaltungsstrategien bewertet worden und nicht theoretisch richtige Pläne, die in der Praxis keine Anwendung finden. So führte er eine Korrektur der Gebrauchskostenabschätzung am Rand des Wertebereiches ein und eine Möglichkeit zur Vorgabe von maximalen Perioden. Er verknüpft dabei in seiner Arbeit die Instandhaltungsoptimierung mit einer Berücksichtigung des Speicherverhaltens bei der Verfügbarkeitsprognose. Die Kostenbewertung in der Instandhaltungsoptimierung benutzt er aber als Black Box.

Kapitel 3

Modellannahmen und -aufbau

3.1 Grundsätzliche Annahmen für die Modellierung

Das Schlüsselement in der Modellierung von Maschinen ist die Ermittlung und Darstellung der Lebensdauer dieser Maschinen und Komponenten. Nur wenn das Modell nah an der Realität und den tatsächlichen Begebenheiten ist, werden die produzierten Ergebnisse entsprechend realistisch sein. Dieser Sachverhalt trifft auch im Besonderen auf die Instandhaltungsoptimierung zu. Weil die abzubildenden Anlagen nicht nach einem fest vorgegebenen Zeitpunkt ausfallen, muss die ganze Dynamik adäquat in dem Modell abgebildet werden. Hierbei bedient man sich mathematischer Methoden. Durch Verteilungsfunktionen werden die realen Verhaltensmuster der Maschinen bestmöglichst angenähert. Durch die mathematische Beschreibung können dann die Zeitpunkte für Ausfälle, sowie günstige Momente für Inspektionen und Erneuerungen berechnet werden. Zudem kann die modellierte Lebensdauer als Vergleich zu empirisch ermittelten Lebensdauern herangezogen werden.

3.1.1 Begriffe

Prinzipielle Instandhaltungsstrategien

Für die weitere Verwendung folgt eine Erläuterung der verwendeten Fachbegriffe, siehe auch *Instandhaltung von Anlagen* [4] von BECKMANN und MARX. Die Instandhaltungsstrategien lassen sich üblicherweise in drei verschiedene Gruppen sortieren, siehe hierzu die Abbildung 3.1:¹

- Die ausfallbedingte Instandhaltungsstrategie

¹Vgl. STURM [32], Seite 179f

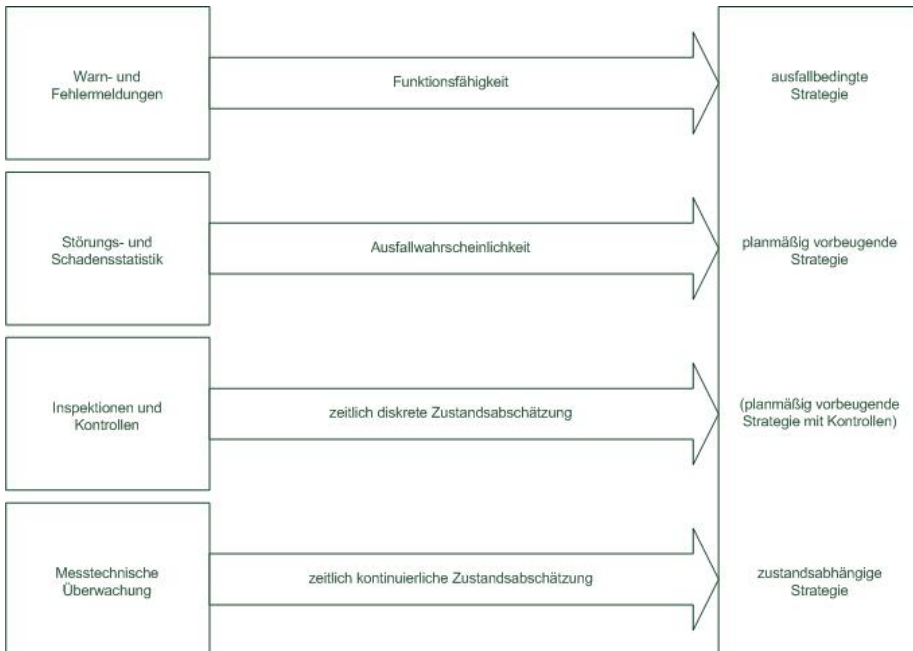


Abbildung 3.1: Die Voraussetzungen für die drei Instandhaltungsstrategien

- Die planmäßig vorbeugende Instandhaltungsstrategie
- Die zustandsabhängige Instandhaltungsstrategie

In der Abbildung 3.1 sieht man auf der rechten Seite die drei Instandhaltungsstrategien stehen. Auf der linken Seite stehen unterschiedliche Stufen der Anlagen- bzw. Komponentenüberwachung. Auf den Pfeilen steht die Erkenntnis, die man aus der jeweiligen Überwachung ziehen kann. So ist die einfachste Form der Komponentenüberwachung das Abwarten von Warn- und Fehlermeldungen. Solange keine Warn- und Fehlermeldungen auftreten, ist die Komponente funktionstüchtig. Ist die Komponente nicht mehr funktionstüchtig, ist sie ausgefallen und muss repariert werden, der klassische Ablauf der ausfallbedingten Instandhaltungsstrategie. Eine weitere Stufe der Überwachung ist das Führen von Störungs- und Schadensstatistiken, um die Ausfallwahrscheinlichkeiten von Komponenten zu berechnen. Aus dieser Erkenntnis lassen sich effektive Zyklen für die planmäßig vorbeugende Instandhaltungsstrategie ableiten. Inspektionen und Kontrollen erlauben eine zeitlich diskrete Überwachung der Komponenten. Dies kann die Zyklen der planmäßig vorbeugenden Instandhaltungsstrategie verfeinern und auf aktuelle Begebenheiten anpassen, die Kontrollen reichen aber alleine noch nicht aus für eine zustandsabhängige Instandhaltungsstrategie. Trotzdem können Inspektionen und Kontrollen helfen, Ausfälle zu vermeiden.

Für die zustandsabhängige Instandhaltungsstrategie ist eine zeitlich kontinuierliche Überwachung mit Messinstrumenten von Nöten. Hierbei fallen sehr viele Messwerte an, die einen möglichen Ausfall einer Komponente früh genug anzeigen, dass entsprechende Gegenmaßnahmen rechtzeitig eingeleitet werden können.

Damit das behandelte Problem nicht zu komplex wird, werden nur die Maßnahmen der Instandhaltung betrachtet, die der komplexen Wiederherstellung, Inspektionen mit Diagnosen und Modernisierungen zuzuordnen sind. Weiterhin wird vorausgesetzt, dass die Aufgaben Pflege und Wartung sowie Maßnahmen zur Verzögerung des Abbaus des vorhandenen Abnutzungsvorrats, ordnungsgemäß an den betrachteten Komponenten und Anlagen durchgeführt wurden. Eine Einbeziehung oder genauere Berücksichtigung dieser Maßnahmen findet nicht statt, da diese Maßnahmen unabhängig vom übrigen Instandhaltungsablauf geplant und durchgeführt werden können.²

Die ausfallbedingte oder wiederherstellende Instandhaltungsstrategie ist die älteste und am einfachsten umzusetzende Instandhaltungsstrategie. Hierbei wird abgewartet, bis die Komponente ausfällt. Weil der Zeitpunkt des Ausfalls vom jeweiligen individuellen Abnutzungsprozess abhängt, kann der tatsächliche Zeitpunkt nicht genau vorhergesagt werden. Somit sind die Zeitpunkte der Instandhaltung ebenso wie der Umfang und die benötigten Materialien ebenso nicht genau vorhersagbar. Deshalb ist eine gewisse Reserve an Mensch und Material vorzuhalten, um flexibel auf Störungen zu reagieren. Anzustreben ist, bestimmte Normalmaßnahmen zu definieren und vorzubereiten, ein gewisses Maß an Unbestimmtheit ist aber immer vorhanden. Ein Vorteil dieser Variante ist, dass die komplette Lebensdauer der Komponente ausgenutzt wird. Ein Ausfall bzw. ein Ereignis bei der Strategie wird durch Warn- und/oder Fehlermeldungen angezeigt. Diese resultieren aus einer nicht ordnungsgemäßen Funktionsfähigkeit von Komponenten und Anlagen. Zu diesem Zeitpunkt ist es schwer, Folgefehler zu vermeiden.

Die planmäßig vorbeugende oder zyklische Instandhaltungsstrategie zeichnet sich durch feste Intervallzeiten aus. Z. B. findet eine Erneuerung nach Ablauf einer vorab definierten Zeitspanne statt, ungeachtet des Zustands der Komponente. Auch Inspektionen, Wartungen und Reinigungen erfolgen nach festen Zeitintervallen. Dies hat einerseits den Vorteil, dass nicht nur die benötigten Stillstände für die Instandhaltung schon längerfristig planbar sind, sondern auch der Personal- und Materialbedarf frühzeitig koordiniert werden kann. Ein weiterer großer Vorteil ist, dass die Stillstandszeiten sehr effektiv ausgenutzt werden können. Demgegenüber steht die nicht genutzte Restlebensdauer der Komponenten, die erneuert oder ausgewechselt werden. Die Zyklen sind oftmals so gewählt,

²Vgl. BECKMANN und MARX [4], Seite 97

dass die Komponente nicht ihre projektierte Lebensdauer erreicht. Dadurch wird die Restlebensdauer der Komponente nicht genutzt. Damit die zugrunde liegenden Zyklen bestmöglichst gewählt werden können, ist eine entsprechende Störungs- und Schadensstatistik zu führen. Dadurch lassen sich Rückschlüsse auf die Lebensdauer der Komponenten und Anlagen ziehen und eine Ausfallwahrscheinlichkeit errechnen. Mit der Ausfallwahrscheinlichkeit kann der Zyklus gewählt werden, der dem Sicherheitsbedürfnis bzw. der Produktionserfordernis der Anlage am besten entspricht. Ein gutes Anwendungsgebiet sind hierfür auch Anlagen, die nur sporadisch betrieben werden und somit längere Stillstandszeiten für die Instandhaltung haben.

Die zustandsabhängige Instandhaltungsstrategie ist durch ununterbrochene Überwachung, der Online-Überwachung, der Komponenten gekennzeichnet. Es werden verschiedene Parameter an den Komponenten gemessen, wie z. B. Temperatur, Schwingungen, Öldruck usw., die wiederum Rückschlüsse auf einen bestimmungsgemäßen Betrieb der Komponente zulassen. Die überwachten Parameter sind in einem vorab definierten Korridor zulässig, verlassen eine bestimmte Anzahl Parameter diesen Korridor, werden entsprechende Gegenmaßnahmen, bis hin zur Abschaltung, durchgeführt. Im Anschluss an ein solches Ereignis findet eine Inspektion, Reparatur oder Erneuerung statt. Durch das zustandsabhängige Verfahren kann die Lebensdauer der Komponenten optimal ausgenutzt werden. Die Stillstands-, Material- und Personaleinsatzplanung lassen sich oftmals gut einschätzen, da sich die beobachteten Parameter meistens langsam verschlechtern und somit eine gewisse Reaktionszeit vorhanden ist. Allerdings muss zu Beginn in die Überwachungsinstrumente investiert werden, die die Komponenten überwachen, damit der Zustand jederzeit erfasst werden kann. Zudem müssen die Korridore für die Parameter vorgegeben werden, damit auf der einen Seite die Komponente geschützt wird vor Über- und Fehlbelastung, andererseits muss die Komponente anforderungsgemäß betrieben werden können. In dem Zusammenhang sei auf das Problem des Zustandswissen verwiesen, siehe hierzu *Wissen basierte Betriebsführung und Instandhaltung* [32] von STURM.

Zwischen der planmäßig vorbeugenden und zustandsabhängigen Instandhaltungsstrategie gibt es einen fließenden Übergang. So werden auch bei der planmäßig vorbeugenden Instandhaltungsstrategie nach gewissen Zeitabständen Kontrollen und Inspektionen durchgeführt, da lokale Betriebszustände und Besonderheiten, sowie die Fahrweisen der Anlagen großen Einfluss auf die Abnutzung und damit den Ausfallzeitpunkt haben. Solche Tendenzen können mit entsprechenden Kontrollen weitestgehend unterbunden werden. Auch bei der zustandsabhängigen Instandhaltung gibt es periodische Inspektionen und Kontrollen. Hiermit wird gewährleistet, dass anstehende Stillstands- und Revisionszeiten effektiv genutzt werden, und nach diesen Stillstandszeiten kein größerer und ab-

sehbarer Schaden eintritt. Zudem gibt es vom Gesetzgeber vorgegebene Überwachungszyklen, z. B. für den Dampferzeuger in einem Kraftwerk.

Inspektion

Die Inspektion ist eine Maßnahme zur Feststellung und Beurteilung des Istzustandes einer Komponente oder Anlage einschließlich der Bestimmung der Ursachen der Abnutzung und dem Ableiten der notwendigen Konsequenzen für eine künftige Nutzung.³

Instandsetzung

Die Instandsetzung ist eine Maßnahme zur Rückführung einer Komponente oder Anlage in den funktionsfähigen Zustand, mit Ausnahme von Verbesserungen.⁴

Verbesserung

Die Verbesserung ist die Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen des Managements zur Steigerung der Funktionssicherheit einer Komponente oder Anlage, ohne die von ihr geforderte Funktion zu ändern.⁵

Befundinstandsetzung

Eine Befundinstandsetzung ist eine Instandsetzung von Komponenten eines Systems mit einer Zuverlässigkeitserhöhung in einem solchen Maße, dass für die Zeit bis zur nächsten Instandhaltungsperiode vorhersehbare Ausfälle vermieden werden. Eine Befundinstandsetzung schließt sich oftmals an eine Inspektion der Komponente an.⁶

Minimalinstandsetzung

Eine Minimalinstandsetzung ist eine Maßnahme zur Wiederherstellung oder Gewährleistung der Funktionsfähigkeit der Komponente oder Anlage über einen begrenzten Zeitraum, wobei unterstellt wird, dass sich die zuvor vorhandene Zuverlässigkeit theoretisch nicht und praktisch nur unwesentlich erhöht aber auch nicht verschlechtert. Eine Minimalinstandsetzung schließt sich immer an einen Ausfall einer Komponente oder Anlage an.⁷

³Vgl. DIN 31051 [25], S. 3

⁴Vgl. DIN 31051 [25], S. 4

⁵Vgl. DIN 31051 [25], S. 4

⁶Vgl. GROSSE [14], S. 13

⁷Vgl. GROSSE [14], S. 12

Gleichzeitigkeitsfaktor γ

Bei einem planmäßigen Stillstand des Kraftwerks werden oftmals mehrere Arbeiten an verschiedenen Komponenten gleichzeitig durchgeführt. Durch das gleichzeitige Ausführen von Instandhaltungsmaßnahmen an verschiedenen Komponenten ist die benötigte Stillstandszeit des Kraftwerks geringer, als wenn man die Instandhaltungsmaßnahmen alle nacheinander ausführen würde. Um diese Tatsache zu berücksichtigen, werden bei den planmäßigen Stillständen des Kraftwerks die benötigte Zeit für Instandhaltungsmaßnahmen mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor γ verringert. So können die gleichzeitigen Instandhaltungsmaßnahmen bei planmäßigen Stillständen im Modell abgebildet werden.

Der Gleichzeitigkeitsfaktor geht dabei maßgeblich auf die Arbeit von SCHMIDT [29] zurück. SCHMIDT stellt dabei fest, dass in dem Bereich $0 \leq \gamma \leq 4$ bereits 95% der möglichen Gleichzeitigkeitsfaktoren und damit auch der möglichen Stillstandszeiten eines konkreten Vorhabens erfasst sind.⁸

Diagnosewirkungsgrad θ

Der Diagnosewirkungsgrad θ gibt die Wahrscheinlichkeit an, dass bei einer Komponente ein Ausfall, der in der anschließenden Betriebsperiode eintreten würde, bei einer durchgeführten Inspektion erkannt wird. Wird an der Komponente keine Inspektion durchgeführt, wird der Diagnosewirkungsgrad als null angenommen.

Der Diagnosewirkungsgrad geht auf die Arbeit von GROSSE [14] zurück. Der Diagnosewirkungsgrad, bei GROSSE noch Kontrollwirkungsgrad, ist ein Produkt aus vier Faktoren:

1. Anteil der einer Inspektion zugänglichen Komponenten am Gesamtumfang des Systems
2. Durch Meßmethoden und entsprechende Inspektionstechnologie erreichbare objektive Sicherheit der Inspektionsergebnisse
3. Durch subjektive Entscheidung bei der Restfunktionsdauer erreichbare Sicherheit
4. Der bewußt gewählte Stichprobenumfang, dargestellt als Anteil der tatsächlich inspizierten Komponenten an der Gesamtzahl aller Komponenten

Bis auf Faktor Nummer drei lassen sich alle anderen objektiv über quantitative Kennzahlen ermitteln. Nur die Entscheidung über die Restfunktionsdauer ist von der Sorgfalt und dem Erfahrungsschatz der inspizierenden Person abhängig.

⁸Vgl. SCHMIDT [29], Seite 22f

Zudem ist der Faktor zusätzlich noch von der Länge des Prognosezeitraums abhängig.⁹

Abnutzungseinheit

Bei den Kraftwerken, die betrachtet wurden, gibt es eine hohe vier- bis fünfstellige Anzahl an Komponenten, die direkten Einfluß auf die Verfügbarkeit des Kraftwerks haben und nicht unterjährig Instand gehalten werden, d.h. die Instandhaltungszyklen sind größer als ein Jahr. Die Datendichte für diese Anzahl an Komponenten ist z. T. sehr gering, so dass statistische Aussagen kaum möglich sind. Zudem würde die Optimierung bei einer so hohen Anzahl an Variablen nur schwerlich durchzuführen sein. Die Lösung, um beide Probleme zu lösen, ist die Zusammenfassung von gleichartigen Komponenten.

Dies hat auch schon GROSSE in seiner Arbeit [14] dargestellt. So ist eine Abnutzungseinheit eine Komponente oder die zuverlässigkeitslogische Parallelschaltung mehrerer Komponenten als Element einer übergeordneten zuverlässigkeitslogischen Reihenschaltung.¹⁰ Als Ergebnis erhält man ein Zuverlässigkeitsschaltbild, dass nur noch aus einer Reihenschaltung besteht. So werden im späteren Algorithmus z. B. die einzelnen Kühlwasserhauptpumpen zu einer Abnutzungseinheit zusammengefasst. Aus sicherheitstechnischen Gründen gibt es bei einem Kraftwerk immer zwei Kühlwasserhauptpumpen. Andere Abnutzungseinheiten bestehen aus mehreren tausend Komponenten, z. B. Messgeber, die zudem über das gesamte Kraftwerk verteilt sein können.

Komponentenverschaltung

Die Komponenten einer Maschine oder Anlage kann man oftmals nicht losgelöst von dem restlichen Teil der Maschine oder Anlage betrachten. Die Komponenten sind untereinander verschaltet und gekoppelt. Aus dieser Verschaltung der Komponenten lässt sich eine zuverlässigkeitslogische Verschaltung ableiten, die nicht unbedingt mit der physikalischen Verschaltung der Komponenten übereinstimmen muss.

Es gibt drei Verschaltungsarten, mit denen man Komponenten koppeln kann. Die erste Art ist die Parallelschaltung, bei der mindestens zwei gleichartige Komponenten mit derselben Aufgabe parallel geschaltet sind. Für den einen funktionsfähigen Zustand der übergeordneten Anlage wird nur eine Komponente gebraucht, die weiteren Komponenten stehen in Reserve. Die zweite Art ist die Reihenschaltung. Alle Komponenten sind hintereinander geschaltet und alle Elemente werden für einen funktionsfähigen Zustand der Anlage gebraucht. Die

⁹Vgl. GROSSE [14], Seite 62f

¹⁰Vgl. GROSSE [14], S. 10

dritte Art ist die m-von-n Schaltung. Dabei sind n gleichartige Komponenten mit derselben Aufgabe parallel geschaltet, für einen funktionsfähigen Zustand der Anlage werden aber mindestens m Elemente gebraucht.¹¹

3.1.2 Das Kraftwerk-Kennzeichensystem

Das Kraftwerk-Kennzeichensystem, oder kurz KKS, dient der eindeutigen Bezeichnung von Anlagen, Anlagenteilen und Geräten aller Kraftwerksarten nach Aufgabe, Art und Ort. Eine tiefergehende Beschreibung mit Auflistung aller Funktionsschlüssel ist in [33] zu finden.

Das KKS erfüllt folgende Anforderungen:

1. Einheitliche Kennzeichnung für alle Kraftwerkstypen und ggf. angeschlossenen Prozessen
2. Ausreichende Erweiterungsmöglichkeit für neue Technologien
3. Durchgehende Bezeichnung insbesondere für Betrieb und Instandhaltung
4. Gemeinsame Anwendbarkeit für Maschinen-, Bau-, Elektro- und Leitetchnik
5. Sprachunabhängige Kodierung zur Sicherstellung internationaler Verwendbarkeit
6. Nutzung in der elektronischen Datenverarbeitung

Aus diesen Anforderungen ist es ersichtlich, warum das KKS so prädestiniert ist, als Zuweisungsschlüssel bei der automatisierten Auswertung von Kraftwerksdaten zu fungieren, siehe auch bei STENDER [31]. Dabei kennt das KKS drei Kennzeichnungsarten:

1. Die verfahrenstechnische Kennzeichnung
2. Die Einbauort-Kennzeichnung
3. Die Aufstellungsort-Kennzeichnung

Das KKS vergibt dabei einen alpha-numerischen Schlüssel an alle Komponenten. Das Prinzip ist in Tabelle 3.1 dargestellt.¹² Der Inhalt variiert nach der Kennzeichnungsart. Für die verfahrenstechnische Kennzeichnung wird der KKS-Schlüssel exemplarisch erklärt.

In Spalte 0 steht ein Merkmal für die Gesamtanlage. Das Merkmal kann sowohl aus einem Buchstaben, als auch aus einer Nummer bestehen. Mit diesem

¹¹Vgl. BECKMANN und MARX [4], Seite 65ff

¹²Vgl. VGB [33], S. 15ff

0	1						2						3			
G	F_0	F_1	F_2	F_3	F_N		A_1	A_2	A_N			A_3	B_1	B_2	B_N	
A/N	N	A	A	A	N	N	A	A	N	N	N	A	A	A	N	N

Tabelle 3.1: Der KKS-Schlüssel nach [33]

Merkmal werden Kraftwerksblöcke unterschieden, bzw. blockfreie Anlagen oder Ausbaustufen.

In Spalte 1 steht als erstes ein numerisches Merkmal F_0 , um gleichartige Systeme und Anlagen durch zu zählen. Die gleichartigen Systeme und Anlagen beziehen sich auf die Merkmale F_1 bis F_3 . Die Systemklassifizierung wird mit den drei Buchstaben F_1 bis F_3 vorgenommen. Dabei stehen die bis zu drei Buchstaben für ein fest definiertes System bzw. Untersystem. So stehen die drei Buchstaben BAC für das System Generatorschalter einschließlich Kühlanlage. Dabei steht der erste Buchstabe B für das Hauptsystem Energieableitung und Eigenbedarfsversorgung und die Buchstaben BA für das Untersystem Energieableitung. Mit den beiden Nummern F_N kann eine weitere Unterteilung des Systems in Systemabschnitte oder Teilsysteme erfolgen.

In Spalte 2 steht das Aggregatkennzeichen. Mit den Buchstaben A_1 und A_2 werden, analog zur Systemklassifizierung, die Aggregate über eine fest definierte Ordnung ausgewiesen. So stehen die zwei Buchstaben AC für das Aggregat Wärmeübertrager bzw. Heizfläche, wobei das A für Aggregat steht. Mit den Nummer in A_N können die Aggregate noch durch gezählt werden. Der Buchstabe A_3 dient als Zusatzkennzeichen und wird verwendet zur Zählung bei elektrotechnischen Mehrfachversorgungen oder bei mehreren Messkreisen mit einem Messwertgeber.

In Spalte 3 steht das Betriebsmittelkennzeichen. Mit den Buchstaben B_1 und B_2 werden die Betriebsmittel, Signale oder Signalverwendungen verschlüsselt. So steht KP für eine Pumpe, wobei das K für ein maschinentechnisches Betriebsmittel steht. Die beiden Nummern in B_N können die Betriebsmittel durch gezählt werden.

3.1.3 Ausfallverhalten

Ein wichtiger Schritt vor der Modellbildung ist die Datenerfassung und Eingangsdatenaufbereitung. Umso besser und präziser die Datengrundlage ist, umso besser können nachher die mathematischen Verteilungsfunktionen die Maschinen nachbilden. Ein Element der Datengrundlage sind Zuverlässigkeitsuntersuchungen der Maschinen, die modelliert werden sollen. Nach STURM [32] basieren diese Zuverlässigkeitsuntersuchungen auf der stochastischen Betrachtung von Ereignissen. Aus diesen Untersuchungen lässt sich nicht auf den Zu-

stand eines einzelnen Objektes schließen, sondern es wird die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen oder die Überlebenswahrscheinlichkeit von Komponenten ermittelt. Bei der Beobachtung von Ausfällen an Maschinen ergeben sich oftmals drei Häufungsgebiete, die abhängig von verschiedenen Faktoren sind, wie z. B. dem Anlagenalter. Das erste Häufungsgebiet ist gleich nach der Inbetriebnahme und den ersten Betriebsjahren. Diese Frühfehler sind auf Qualitätsmängel, Montagefehler und Dimensionierungsfehler zurückzuführen. Diese Fehler lassen sich durch gute Qualitätskontrollen bei der Verarbeitung und bei der Montage an den Maschinen minimieren. Die Frühfehler können auch wieder nach größeren Revisionsarbeiten auftreten. Das zweite Häufungsgebiet ist eine relativ lange Zeit der Störruhe. Nur einzelne Zufallsfehler treten in diesem Zeitraum auf. Oftmals sind sie durch menschliche Fehler bedingt, z. B. durch Bedienungsfehler. Diese Ausfälle sind kaum zu vermeiden. Das dritte Häufungsgebiet tritt gegen Ende der Lebensdauer auf. Diese Ausfälle sind durch Abnutzung, Verschleiß und Korrosion verursacht. Diese Art von Ausfällen lassen sich mit Instandhaltung verhindern bzw. so weit hinauszögern, dass eine Erneuerung durchgeführt werden kann bevor die Maschine völlig aufgebraucht ist. Im Zusammenspiel aller drei Häufungsgebiete ergibt sich die typische Badewannenkurve, zu sehen in der Abbildung 3.2. In den weiteren Ausführungen und in der Modellierung

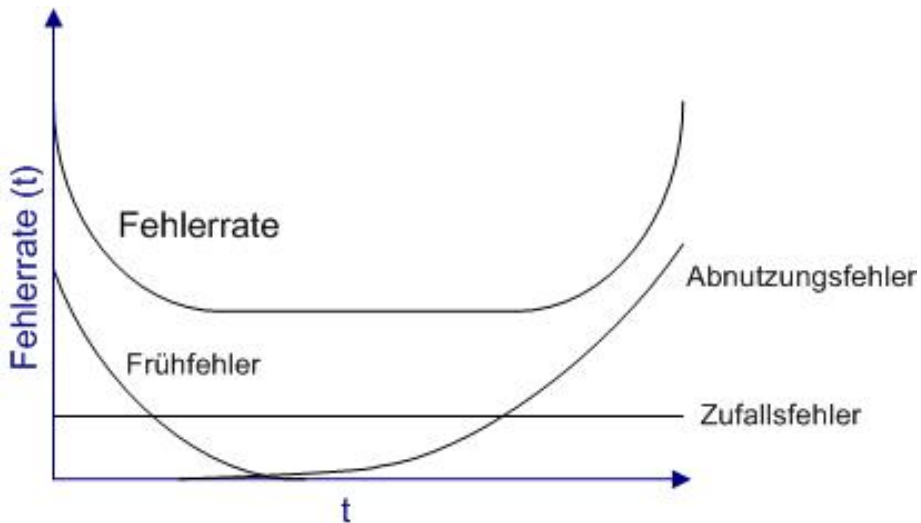


Abbildung 3.2: Die Badewannenkurve nach [4]

der Instandhaltung wird nur noch auf die abnutzungsbedingten Fehler eingegangen. Der Grund liegt in der Tatsache, dass die Instandhaltung nur einen vernachlässigbaren bis keinen Einfluss auf die beiden Fehlertypen Früh- und Zufallsfehler hat. Frühfehler treten zu einem Zeitpunkt auf, an dem noch kei-

ne Instandhaltung durch geführt wird. Verarbeitungs- und Produktionsmängel treten viel schneller in Erscheinung und sind mit gutem Qualitätsmanagement zu verhindern. Die Zufallsfehler treten über die gesamte Nutzungszeit einer Maschine auf. Manche Zufallsfehler lassen sich durch bestimmte Maßnahmen reduzieren, z. B. Fehlbedienungen durch Mitarbeiterschulungen, andere Zufallsfehler sind nicht zu verhindern, z. B. höhere Gewalt. Frühfehler und Zufallsfehler deuten sich im Vorhinein auch nicht an wie die abnutzungsbedingten Fehler. Bei den abnutzungsbedingten Fehlern erkennt man durch Inspektionen und weitere Überwachungseinrichtungen den tendenziellen Verlauf der Schädigung und kann abschätzen, wie lang die Maschine mit diesem Mangel noch laufen kann, ohne auszufallen. Dadurch können viele unplanmäßige Abschaltungen verhindert werden.¹³

3.1.4 Mathematische Modellierung der Einzelkomponenten

Einen umfassenden Einblick in das Feld der mathematischen Modellierung bietet MEYNA und PAULI in ihrem *Taschenbuch der Zuverlässigkeitstechnik* [23]. Die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls einer Komponente hängt von vielen Faktoren ab. Dazu zählen Faktoren, die mit der Fertigung der Komponente feststehen, wie z. B. Dimensionierung und Qualität der Ausgangsstoffe, beeinflussbare Faktoren während der Lebensdauer, wie z. B. Instandhaltung, Wartung und Betrieb, und schwer zu beeinflussende Faktoren, wie z. B. das Klima und die Einsatzbedingungen. Aus diesen Gründen lässt sich ein exakter Ausfallzeitpunkt nicht im Vorhinein bestimmen, sondern sie können nur durch z. B. Verteilungs- oder Dichtefunktionen beschrieben werden. Das Ausfallverhalten ist als stochastische Größe aufzufassen, dabei sind die Zufallsvariablen Betriebsdauern und -art bzw. Zeitpunkte. Daher werden die stochastischen Funktionen als Funktionen der Zeit abgebildet. Zu den folgenden, grundlegenden Erläuterungen vergleiche MEYNA und PAULI [23], Seite 33ff.

Die Lebensdauer T von Komponenten und Anlagen ist eine reelle Zufallsgröße mit der Verteilungsfunktion:

$$F(t) = P(T \leq t)$$

Diese Funktion heißt Ausfallwahrscheinlichkeit und besitzt folgende Eigenschaften:

$$F(t) = P(T \leq t) = 0 \text{ für } t \leq 0$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} F(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} P(T \leq t) = 1$$

¹³Vgl. BECKMANN und MARX [4], Seite 56f

Da T stetig ist, ist $F(t)$ eine monoton wachsende Funktion und auch stetig. Weiterhin gilt:

$$F(t_1) \leq F(t_2) \text{ für } t_1 \leq t_2$$

Für die Betrachtung von Lebensdauern ist die Wahrscheinlichkeitsverteilung halb beschränkt, weil keine negativen Zeiten auftreten können:

$$0 \leq T < \infty$$

Das Komplement zur Ausfallwahrscheinlichkeit ist die Überlebenswahrscheinlichkeit oder Zuverlässigkeitsfunktion:

$$R(t) = P(T > t) = 1 - P(T \leq t) = 1 - F(t)$$

Zur Charakterisierung stetiger zufälliger Veränderlicher wird häufig die Verteilungsdichte verwandt. Diese Dichte heißt bei Lebensdauerbetrachtungen Ausfalldichte und spiegelt die Häufigkeit von Ausfällen wieder:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad f(t) > 0 \text{ für } t \in T$$

Das Produkt $f(t)dt$ heißt Wahrscheinlichkeitselement und wird bei Lebensdauerbetrachtungen Ausfallrate genannt. Es gibt nach Ersetzen des infinitesimalen Intervalls dt durch das endliche Intervall Δt die Wahrscheinlichkeit an, dass das betrachtete zufällige Ereignis im Intervall $(t, t + \Delta t)$ stattfindet, dass heißt, ein funktionsfähiges Element fällt erst in dem Intervall $(t, t + \Delta t)$ aus.

Häufig wird die Ausfallrate angegeben:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P(t < T \leq t + \Delta t | T > t)$$

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)}$$

3.1.5 Ausfallverteilungen

Durch die mathematische Beschreibung des Ausfallverhaltens lassen sich bestimmten Ausfallzeitpunkten Wahrscheinlichkeiten zuordnen, die Auskunft darüber geben, wie häufig dieses Ereignis eintritt. Durch die Kombination von Wahrscheinlichkeit und Ausfall lassen sich Risikoabschätzungen durchführen und ganze Instandhaltungsstrategien bewerten. Für diese mathematische Beschreibung hat sich eine umfangreiche und spezialisierte Wissenschaft und Literatur entwickelt. Im Folgenden sind die drei gängigsten Verteilungsfunktionen, die Normal-, Exponential- und Weibull-Verteilung, kurz dargestellt. Für weitere

Verteilungen und tiefer gehende Erläuterungen sind das *Taschenbuch der Mathematik* [8] von BRONSTEIN, *Reliability: Modeling, Prediction and Optimization* [7] von BLISCHKE und MURTHY, das *Taschenbuch der Zuverlässigkeitstechnik* [23] von MEYNA und PAULI und *Reliability Engineering Handbook* [18] von KECECIOGLU zu empfehlen.

Normalverteilung

Die erste Ausfallverteilung ist die Normalverteilung.¹⁴

Eine stetige Zufallsgröße T heißt normal verteilt, wenn ihre Verteilungsfunktion folgende Gestalt hat:

$$F(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{(\tau-\mu)^2}{2\sigma^2}} d\tau$$

Die Dichte der Normalverteilung hat folgende Gestalt:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

Die Normalverteilung ist in der Wissenschaft weit verbreitet, da sich ihre Parameter anhand einer Stichprobe relativ sicher bestimmen lassen. Die Normalverteilung hat für den in dieser Arbeit verlangten Gebrauch aber entscheidende Nachteile:

- Der Parameter σ beeinflusst lediglich die Streuung. Somit lassen sich nur Verteilungen mit einem Häufungspunkt bei $t = \mu$ abbilden. Die weiteren Werte sind dann symmetrisch zu dem Häufungspunkt verteilt.
- Die Normalverteilung besitzt einen Wertebereich von $-\infty$ bis $+\infty$. Weil die Variable t die Zeit darstellt, und es keine negativen Zeiten gibt, sind alle Werte kleiner null identisch mit null. Damit die Normalverteilung diese Forderung erfüllt, muss sie erst normiert werden.
- Wenn die Standardabweichung viel kleiner als der Mittelwert ist, dies ist für $\mu \geq 4\sigma$ schon ungefähr erreicht, ist das Integral $\int_{-\infty}^0 f(t)dt \approx 0$ und die Normalverteilung kann für Lebensdauerbetrachtungen eingesetzt werden.

Der Funktionsverlauf bei $\mu = 2,5$ der Normalverteilung ist in Abbildung 3.3 dargestellt.

¹⁴Vgl. MEYNA und PAULI [23], Seite 78f

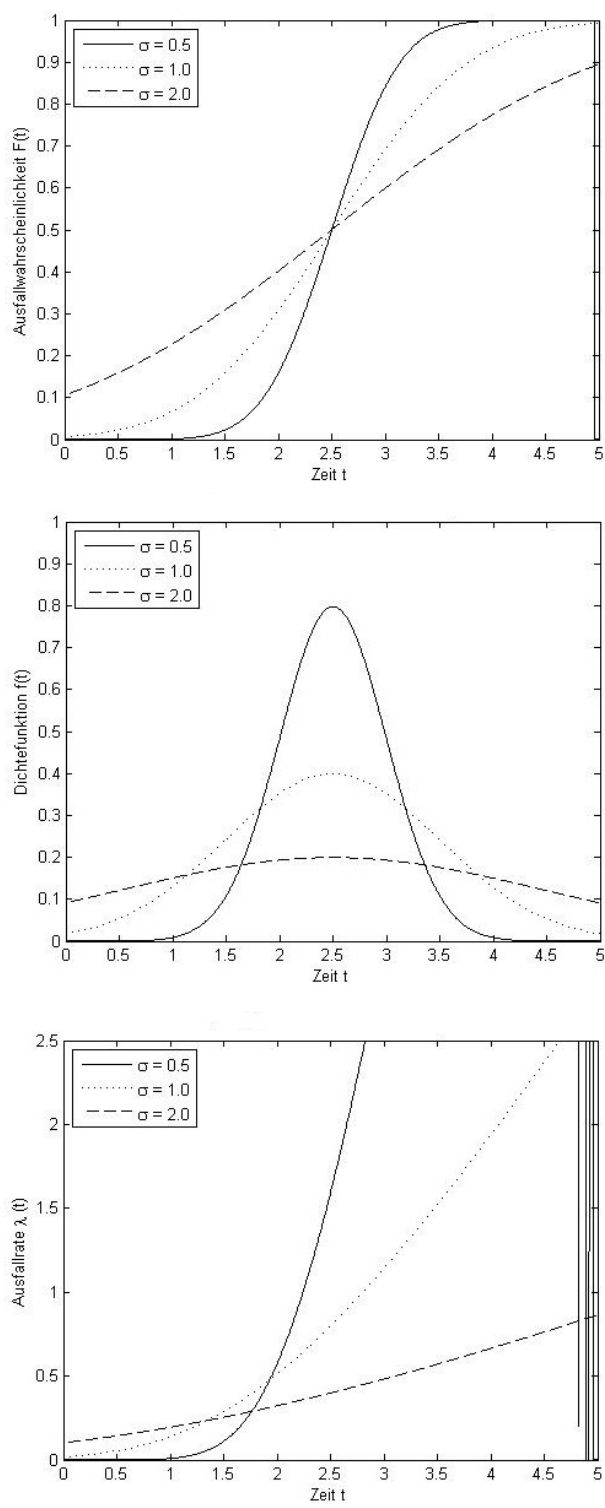


Abbildung 3.3: Die Normalverteilung

Exponentialverteilung

Die zweite Ausfallverteilung ist die Exponentialverteilung.¹⁵

Eine stetige, nicht negative Zufallsgröße T heißt exponential verteilt, wenn ihre Verteilungsfunktion folgende Gestalt hat:

$$F(t) = \begin{cases} 0 & \text{für } t < 0 \\ 1 - e^{-\lambda t} & \text{für } t \geq 0 \end{cases}$$

Die Dichte der Exponentialverteilung hat folgende Gestalt:

$$f(t) = \begin{cases} 0 & \text{für } t < 0 \\ \lambda e^{-\lambda t} & \text{für } t \geq 0 \end{cases}$$

Die Ausfallrate der Exponentialverteilung hat folgende Gestalt:

$$\lambda(t) = \begin{cases} 0 & \text{für } t < 0 \\ \lambda & \text{für } t \geq 0 \end{cases}$$

Aus diesen Beziehungen lässt sich schlussfolgern, dass die Komponenten mit exponentiell verteilter Lebensdauer nicht an Zuverlässigkeit über die Betrachtungszeit verlieren, weil die Ausfallrate konstant ist und die Restlebensdauer nicht von der schon erreichten Lebensdauer abhängt. Die Exponentialverteilung ist ebenfalls weit verbreitet in der Wissenschaft. Die Verteilung wird unter anderem zu folgende Modellierungen heran gezogen: Dauer von Telefongesprächen, Lebensdauer des radioaktiven Zerfalls und Bestimmung der Lebensdauer von elektronischen Bauelementen. Die Exponentialverteilung wird in dieser Arbeit aber nicht weiter verwendet, weil ihre Ausfallrate jederzeit konstant ist. Damit können nur zufällige Fehler modelliert werden und nicht Fehler, die vom Alter abhängen, die man mit Instandhaltung effektiv verringern kann. Das Ansteigen der Fehlerrate zum Ende der Lebensdauer eines Bauteils kann nicht durch die Exponentialverteilung wiedergegeben werden.

Der Funktionsverlauf der Exponentialverteilung ist in Abbildung 3.4 dargestellt.

Weibull-Verteilung

Die dritte Ausfallverteilung ist die Weibull-Verteilung.¹⁶

Eine stetige, nicht negative Zufallsgröße T heißt Weibull-verteilt, wenn ihre Ver-

¹⁵Vgl. MEYNA und PAULI [23], Seite 58ff

¹⁶Vgl. MEYNA und PAULI [23], Seite 63ff

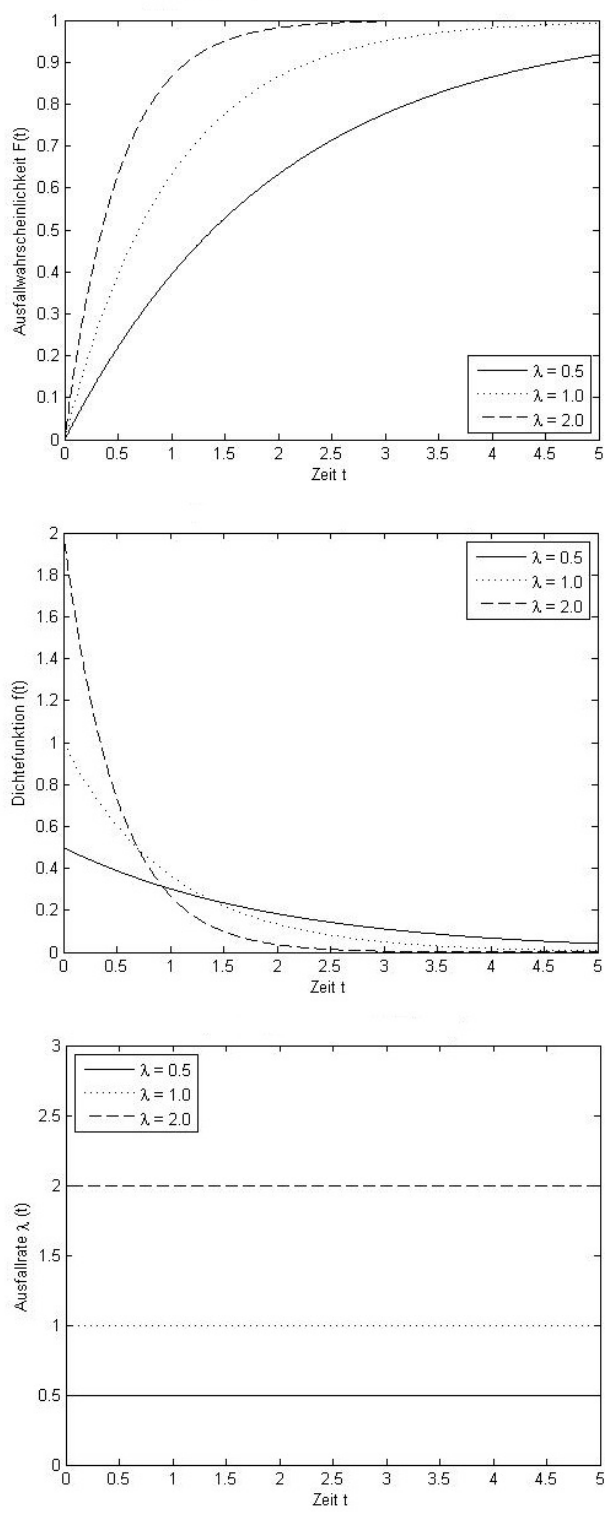


Abbildung 3.4: Die Exponentialverteilung

teilungsfunktion folgende Gestalt hat:

$$F(t) = \begin{cases} 0 & \text{für } t < 0 \\ 1 - e^{-(\frac{t}{\beta})^\alpha} & \text{für } t \geq 0 \end{cases}$$

Die Dichte der Weibull-Verteilung hat folgende Gestalt:

$$f(t) = \begin{cases} 0 & \text{für } t < 0 \\ \frac{\alpha}{\beta} (\frac{t}{\beta})^{\alpha-1} e^{-(\frac{t}{\beta})^\alpha} & \text{für } t \geq 0 \end{cases}$$

Die Ausfallrate der Weibull-Verteilung hat folgende Gestalt:

$$\lambda(t) = \begin{cases} 0 & \text{für } t < 0 \\ \frac{\alpha}{\beta} (\frac{t}{\beta})^{\alpha-1} & \text{für } t \geq 0 \end{cases}$$

Einige Bemerkungen zur Weibull-Verteilung:

- Für $\alpha = 1$ geht die Weibull-Verteilung in die Exponentialverteilung mit dem Parameter $\lambda = \frac{1}{\beta}$ über.
- Die Weibull-Verteilung gibt es auch als dreiparametrische Verteilung, wenn zusätzlich der Lageparameter γ eingeführt wird. Die Verteilungsfunktion lautet dann:

$$F(t) = 1 - e^{-(\frac{t-\gamma}{\beta})^\alpha}$$

Der Funktionsverlauf der Weibull-Verteilung bei $\beta = 2,5$ ist in Abbildung 3.5 dargestellt. Die Weibull-Verteilung wurde zuerst von dem schwedischen Forscher W. Weibull in der Theorie der Werkstoffermüdung angewandt. Es zeigte sich, dass die Weibull-Verteilung, abhängig vom gewählten Gestaltungsparameter α Lebensdauerverteilungen mit monoton fallenden, konstanten und monoton wachsenden Ausfallraten beschreiben. Für $1 < \alpha < 2$ steigt die Ausfallrate mit wachsendem t monoton anfangs schnell und dann langsamer an. Für $\alpha > 2$ steigt die Ausfallrate progressiv in der dritten Phase der Badewannenkurve an, vergleiche hierzu Abbildung 3.2. Für $0 < \alpha < 1$ nimmt die Ausfallrate mit wachsendem t monoton ab. Die Weibull-Verteilung wird besonders in der Zuverlässigkeitstheorie angewandt, weil sie in sehr flexibler Weise die Funktionsdauer von Bauteilen und Baugruppen beschreiben kann. Es ist üblich, die Weibull-Verteilung bei lebensdauerbeeinflussenden Merkmalen wie Spannung, Kraft usw. zu verwenden. Bei dynamischen Festigkeitsversuchen werden häufig Weibull-Verteilungen höherer Ordnung angewendet. BECKMANN und MARX haben in ihrem Buch *Instandhaltung von Anlagen* [4] eine Einteilung der Fehler nach auftretendem Gestaltungsparameter α aufgelistet, siehe hierzu die Tabelle 3.1.5. Aus der Tabelle lässt sich auch folgern, warum im späteren Verlauf eine Einschränkung des

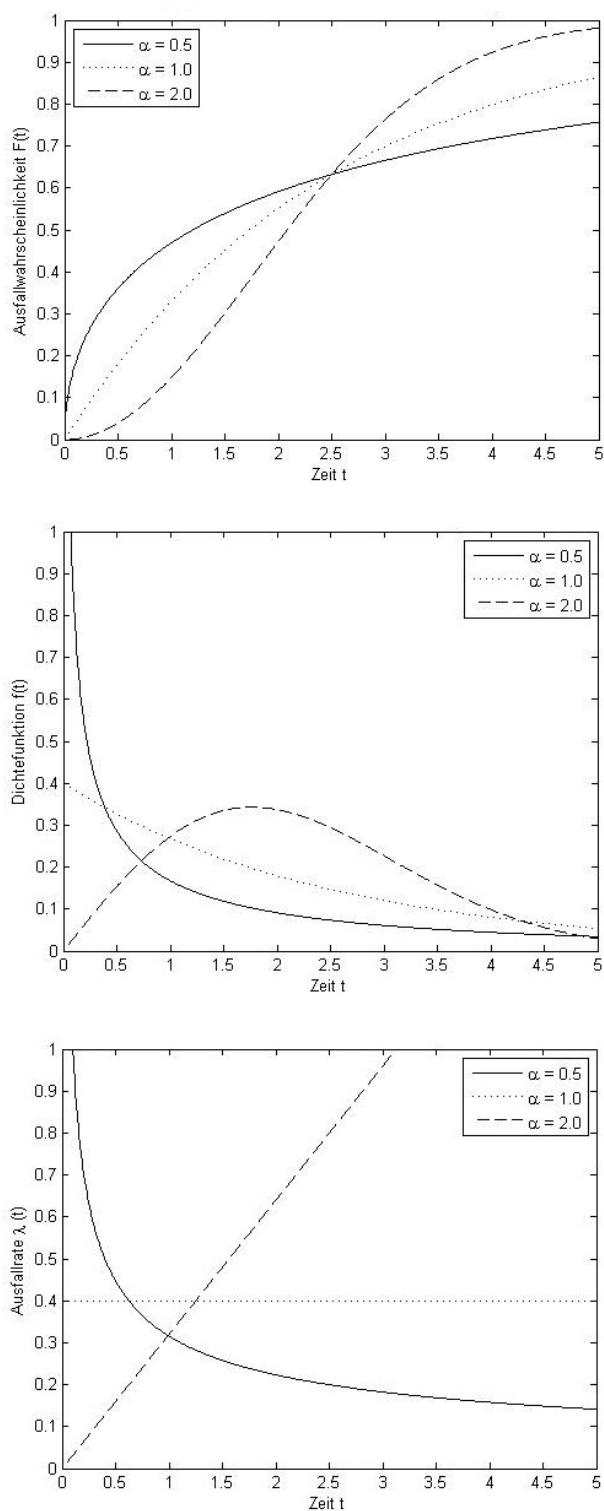


Abbildung 3.5: Die Weibull-Verteilung

Art der Abnutzung/Ausfallursache	α
Lockerung von Befestigungsteilen, Bruch bei Überbeanspruchung, bleibende Verformung, Festsitz, Undichtheit von Dichtungsflächen ohne Relativbewegung, Durchschlag von Isolationsmaterial	1...1,5
Abnutzung geschmierter Anlagenteile, häufige Mischreibung, Undichtung von Dichtungsflächen mit Relativbewegung und hoher Beanspruchung	1,5...2
Ermüdung durch niederzyklische Beanspruchung und Dauerbeanspruchung, Korrosion, Verunreinigung durch die Umwelt, Schäden an Schaltkontakten	2
Abrieb durch Fremdstoffe oder ungeschmierte Anlagenteile, Abnutzung von Gleitlagern mit seltener Mischreibung, Erosion, Alterung von Flüssigkeiten (z. B. Schmiermittel), Schäden an Gleitkontakten	3

Tabelle 3.2: Orientierungswerte für den Gestaltungsparameter α nach [4]

Gestaltungsparameters auf $\alpha = 2$ getroffen wird. Die Fehler bei einem α zwischen 1...1,5 sind auf Ursachen zurück zu führen, die nicht durch Abnutzung hervorgerufen werden, sondern z. T. Zufallsfehler sind, wie der Bruch bei Überbeanspruchung. Einige Fehler könnten mit Inspektionen erkannt werden, wie die Lockerung von Befestigungsteilen, andere Fehler hingegen, wie der Bruch bei Überbeanspruchung, finden im Gefügenderen von Komponenten statt. Hierzu müsste eine äußere Inspektion um eine innere Inspektion mit Ultraschall oder Röntgenstrahlung ergänzt werden. Dies auf die gesamte betrachtete Anlage zu übertragen, würde den Rahmen jeglicher Instandhaltung zu unwirtschaftlichen Ergebnissen leiten, weil die Kosten für so viele Inspektionen in keinem Verhältnis zu dem erreichbaren Nutzen steht. Fehler mit einem Gestaltungsparameter $\alpha = 3$ sind z. T. auf mangelnde Wartung zurückzuführen, wie die Alterung von Schmiermitteln. Wartung und Pflege können aber unabhängig von der restlichen Instandhaltung geplant und durchgeführt werden, weshalb sie nicht in die Instandhaltungsoptimierung mit integriert werden. Oftmals sind auch die Kosten für Instandhaltung oder Erneuerung von Komponenten und Anlagen um ein Vielfaches höher, wenn man die Wartung und Pflege vernachlässigt. Für die Instandhaltungsoptimierung wurde eine ordnungsgemäße Pflege und Wartung angenommen. Andere Fehlerursachen, wie die Erosion, lassen sich durch regelmäßige Inspektionen kontrollieren und überwachen. Die Ursachen der Erosion liegen aber nicht in dem Einflussbereich der Instandhaltung, sondern oftmals bei der Betriebsweise oder dem Brennstoff, bzw. bei weitergehenden Einbauten, wie z. B. Schutzrohre bei Überhitzern in einem Kraftwerk. Die Instandhaltung kann hingegen nur die betroffenen Elemente gegen neue Elemente tauschen, wenn die Abzehrung definierte Grenzen überschritten hat.

Die Fehler mit einem Gestaltungsparameter $\alpha = 2$ sind hingegen die klassischen

Fehler, denen mit einer entsprechenden Instandhaltung entgegengewirkt werden kann, bis ein gewisses Anlagenalter erreicht wurde oder die gesamte Anlage erneuert wird. Diese Fehler treten alle in der dritten Phase der Badewannenkurve auf.

3.2 Die Modellannahmen

Für die Instandhaltungsoptimierung werden verschiedene Modellannahmen getroffen, die auch schon in früheren Arbeiten getroffen worden waren.¹⁷:

1. Die Instandhaltungsumfänge werden nach folgenden Schritten gebildet:
 - Alle Abnutzungsteile werden mit ihrer Lebensdauer und ihrer zuverlässigkeitslogischen Verschaltung aufgelistet.
 - Parallel- oder m/n-Schaltungen werden zu Abnutzungseinheiten zusammen gefasst und als Element einer übergeordneten Reihenschaltung betrachtet.
 - Der Wertebereich der Lebensdauern wird in i Teilintervalle unterteilt, so dass das Ergebnis als Vielfaches von einem Jahr vorliegt.
2. Als Instandhaltungsarten werden berücksichtigt:
 - Erneuerung
 - Minimalinstandsetzung
 - Kontrollen und Inspektionen
 - Instandsetzung nach Befund
3. Weitere Bedingungen sind:
 - Erneuerungen von Komponenten finden nur durch planmäßig vorbeugende Instandhaltungsaktionen statt.
 - Ausfälle werden nur durch Minimalinstandsetzungen behoben; Erneuerungen erfolgen erst zum nächsten planmäßigen Termin.
 - Nach Kontrollen können sich Befundinstandsetzungen anschließen, wenn die Kontrolle das Ergebnis hat, dass die Abnutzungseinheit ohne Reparatur nicht bis zum nächsten planmäßigen Termin weiter betrieben werden kann.
4. Zur Unterscheidung von planmäßiger und unplanmäßiger Instandhaltung werden folgende Vereinbarungen getroffen:

¹⁷Vgl. GROSSE [14], S. 72ff

- Als planmäßig werden alle Aktionen bezeichnet, die in Termin und Umfang langfristig festgelegt sind (dies betrifft die vorbeugenden Erneuerungen und die Kontrollen).
 - Als unplanmäßig gelten alle Ereignisse, die durch Ausfälle hervorgerufen sind, auch wenn eine Anzahl von Ausfällen planmäßig einkalkuliert wird.
5. Um die Planbarkeit zu erhöhen, sollen planmäßige vorbeugende Instandsetzungen als auch Kontrollen zu periodischen, starr festgelegten Terminen erfolgen.
 6. Sämtliche Kosten sollen Mittelwerte darstellen.
 7. Einführung eines Interpretationsschrittes zur Vermeidung von Instandhaltungsplänen mit „keinerlei Praxisbezug“.¹⁸

Zu diesen Annahmen sei auf GROSSE verwiesen: „Es ist klar, daß die hier formulierten Bedingungen in der Praxis nicht vollständig zutreffen. Operative Abweichungen oder Kompromisse lassen sich nicht völlig vermeiden.“¹⁹

So sind die Annahmen der Versuch, das Instandhaltungsgeschehen bestmöglichst abzubilden. Die Komplexität und Zeitintensivität setzen aber auch dem Modell klare Grenzen.

3.3 Unschärfewertung in der Kostenfunktion

Die Instandhaltung wird wirtschaftlich bewertet und es wird die Instandhaltungsstrategie ermittelt, die die geringsten Kosten aufweist. Dabei werden die zur Produktion bzw. zur Instandhaltung eingesetzten Produktionsfaktoren bewertet, indem diese mit vom Markt vorgegebenen Faktorpreisen multipliziert werden. Das Mengengerüst der Produktion wird durch ein Wertgerüst ergänzt. Genauso wird die Ausbringungsmenge in die Wertgröße Erlös transformiert. Die Kosten für den Instandhaltungsplan ergibt sich als Differenz zwischen den Erlösen und Kosten.²⁰ Die Zielfunktion ergibt folgenden Ausdruck in Gleichung 3.1:

$$K = K_{pIH} + K_{upIH} + K_{pST} + K_{upST} \quad (3.1)$$

Dabei steht K_{pIH} für die planmäßigen Instandhaltungskosten, z. B. Materialkosten für Ersatzteile und Lohnkosten für die Auftragnehmer, K_{upIH} für die unplanmäßigen Instandhaltungskosten, K_{pST} für die planmäßigen Stillstandskosten, z. B. für den entgangenen Erlös durch nicht produzierte Leistung, und

¹⁸WARNECKE [35], S. 107

¹⁹GROSSE [14], S. 75

²⁰WÖHE and DÖRING [36], S. 302

K_{upST} für die unplanmäßigen Stillstandskosten. Die einzelnen Kostenpositionen berechnen sich wie folgt:

$$K_{pIH} = \sum_x \left(\sum_z MLK_x(z) + \sum_z MLE_x(z) \right) + \dots \quad (3.2)$$

$$+ \sum_x (MLA_x \cdot \Theta_x \cdot P_{Ausfall}(x))$$

$$K_{upIH} = \sum_x (MLA_x \cdot (1 - \Theta_x) \cdot P_{Ausfall}(x)) \quad (3.3)$$

$$K_{pST} = \left(\sum_y \left[\left(\sum_x (STK_x^\gamma \delta_{xy} + STE_x^\gamma \delta_{xy}) \right)^{\frac{1}{\gamma}} + pA \cdot \delta_y \right] + \dots \right) \quad (3.4)$$

$$+ \sum_x (P_{Ausfall}(x) \cdot \Theta_x \cdot STA_x) \cdot VP$$

$$K_{upST} = \left(\sum_x (P_{Ausfall}(x) \cdot (1 - \Theta_x) \cdot (STA_x + upA)) \right) \cdot VAP \quad (3.5)$$

Bei allen vier Gleichungen steht die Variable x in den Summen \sum_x für die Aufsummierung der einzelnen Abnutzungseinheiten. Eine Auflistung der Abnutzungseinheiten steht im Anhang.

K_{pIH} ist die Summe der planmäßigen Instandhaltungskosten aller Abnutzungseinheiten. Für diese Kosten werden die durchschnittlichen Kosten für Inspektionen pro Abnutzungseinheit MLK_x und die durchschnittlichen Kosten für Erneuerungen pro Abnutzungseinheit MLE_x aufaddiert. Die beiden Summanden werden entsprechend oft ihrer Durchführung aufsummiert. Die Information, wie oft eine Abnutzungseinheit inspiziert oder erneuert wird, ist als Information in der Summe \sum_z enthalten. Zu diesem Term kommen noch die Kosten der Befundinstandsetzungen. Dazu werden die Instandhaltungskosten für den Ausfall einer Abnutzungseinheit MLA_x mit dem Diagnosewirkungsgrad Θ_x und der Wahrscheinlichkeit $P_{Ausfall}(x)$, dass die Abnutzungseinheit zum Betrachtungszeitpunkt ausfällt, miteinander multipliziert. Beide Terme zusammen bilden die planmäßigen Instandhaltungskosten.

K_{upIH} ist die Summe der unplanmäßigen Instandhaltungskosten aller Abnutzungseinheiten. Für diese Kosten werden die Instandhaltungskosten für den Ausfall einer Abnutzungseinheit MLA_x mit dem Komplement des Diagnosewirkungsgrads $1 - \Theta_x$ und der Wahrscheinlichkeit $P_{Ausfall}(x)$, dass die Abnutzungseinheit zum Betrachtungszeitpunkt ausfällt, miteinander multipliziert. Das Produkt bildet die unplanmäßigen Instandhaltungskosten.

K_{pST} ist die Summe der planmäßigen Stillstandskosten aller Abnutzungseinheiten. Für diese Kosten wird eine Summe über den Betrachtungszeitraum auf-

gestellt, die Summe \sum_y steht dabei für die Anzahl der betrachteten Jahre. In dieser Summation werden die planmäßigen Stillstandszeiten für Inspektionen STK_x und Erneuerungen STE_x aller Abnutzungseinheiten mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor γ exponiert. Die jeweiligen Kosten werden mit dem binären Wert δ_{xy} multipliziert. δ_{xy} kann dabei den Wert null annehmen, wenn keine Inspektion oder Erneuerung der betreffenden Abnutzungseinheit in dem Jahr statt findet, oder den Wert eins annehmen, wenn in dem betreffenden Jahr eine Inspektion oder Erneuerung durchgeführt wird. Die planmäßig anfallende Stillstandszeit in einem Jahr wird aufsummiert und mit $\frac{1}{\gamma}$ exponiert. Diese Normierung spiegelt die Tatsache wieder, dass während eines planmäßigen Stillstands viele Arbeiten parallel stattfinden. Findet in dem betreffenden Jahr eine planmäßige Maßnahme statt, so wird einmal die planmäßige An- und Abfahrzeit pA für das An- und Abfahren der Anlage addiert. Der Wert δ_y gibt an, ob in dem betreffenden Jahr eine Maßnahme stattfindet, dann ist der Wert eins, oder keine Maßnahme stattfindet, dann ist der Wert null. Zu diesen Stillstandszeiten kommen noch die Zeiten der Befundinstandsetzungen. Dazu wird die Stillstandszeit der Abnutzungseinheit bei einem Ausfall STA mit dem Diagnosewirkungsgrad Θ_x und der Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls $P_{Ausfall}(x)$ der Abnutzungseinheit multipliziert. Die Zeiten der einzelnen Abnutzungseinheiten werden danach alle aufsummiert. Die aufsummierten planmäßigen Stillstandskosten werden schließlich mit den Verlustkosten VP für eine planmäßige Stillstandsstunde multipliziert. K_{upST} ist die Summe der unplanmäßigen Stillstandskosten aller Abnutzungseinheiten. Für diese Kosten werden die Stillstandszeit der Abnutzungseinheit bei einem Ausfall STA_x zuerst mit der unplanmäßigen An- und Abfahrzeit upA addiert und dann mit dem Komplement des Diagnosewirkungsgrads $1 - \Theta_x$ und der Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls $P_{Ausfall}(x)$ der Abnutzungseinheit multipliziert. Die Zeiten der einzelnen Abnutzungseinheiten werden danach alle aufsummiert. Anschließend wird die Summe mit den Verlustkosten VAP für eine unplanmäßige Stillstandsstunde multipliziert, damit der Ausdruck ein Kostenterm ist.

Mit diesem Gleichungssystem wird die Instandhaltungsstrategie eines definierten Kraftwerks bewertet und optimiert. Dieses Gleichungssystem sagt aber noch nichts über Chancen und Risiken einer Instandhaltungsstrategie aus, noch spiegelt sie schon bestehendes Unwissen über die Unschärfe einiger Eingangsdaten wieder. Eine Fehlerabschätzung der gefundenen Lösungen ist aber unabdingbar, damit gute und nachhaltige Entscheidungen getroffen werden können. Das Gleichungssystem berechnet nur eine Normallösung. Durch die in dieser Arbeit entwickelte Instandhaltungsoptimierung wird zudem noch eine Lösung für den schlechtesten Fall und eine Lösung für den besten Fall bereitgestellt. Dadurch ergibt sich nicht eine einzelne Lösung, die Normallösung, sondern es ergibt sich

ein Lösungsintervall, begrenzt durch die Lösung des schlechtesten Falls und die Lösung des besten Falls. Damit soll der Anwender z. B. in die Lage versetzt werden, eine Lösung unter Annahme des schlechtesten Falls zu finden. Unter Normalfall wird hierbei der Mittelwert der beiden Intervallgrenzen der unscharfen Eingangsdaten verstanden. Der schlechteste Fall bedeutet, dass man die Eingangsdaten zu optimistisch ermittelt hat und die obere Intervallgrenze für jeden Eingangswert zur Ermittlung des Endergebnisses heran gezogen wird. Analog sind beim besten Fall die Eingangsdaten zu pessimistisch ermittelt worden und nur die unteren Intervallgrenzen für jeden Eingangswert werden zur Ermittlung des Endergebnisses heran gezogen.

Dieses Lösungsintervall wird ermöglicht, indem der Anwender bei der Eingabe der Ausgangsdaten auch eine Unschärfe für jede Abnutzungseinheit mit angeben kann. So kann z. B. bei einem Oxyfuel-Kraftwerk den neuen Komponenten im Kraftwerksbau eine entsprechend hohe Unschärfe vorgegeben werden. Diese Unschärfe wird in alle Kenn- und Zwischenwerte übertragen, z. B. bei den Material- und Lohnkosten, aber auch in die Stillstandskosten. Durch die veränderten Kenn- und Zwischenwerte ergeben sich bei jedem Instandhaltungsplan verschiedene Lösungen. Diese werden mit ausgegeben, damit die Abweichung vom Normalfall ausgewiesen werden kann. Die vorgegebene Unschärfe kann aber auch auf nur bestimmte Kennwerte, wie z. B. die Lebensdauer, angewendet werden, wenn durch die Flexibilisierung des Kraftwerks eine veränderte Belastung der Komponenten erfolgt, die Kosten und die Dauer für die Instandhaltungsmaßnahmen aber vorläufig konstant bleiben. Auch hier würden sich über veränderte Kennwerte verschiedene Lösungen ergeben. Diese werden dann mit einem Lösungsintervall ausgegeben.

Die in den Kosten angegebenen Positionen planmäßige Verlustkosten VP und unplanmäßige Verlustkosten VAP sind aus Gründen der Beherrschbarkeit und Einfachheit als Punktwerte für den gesamten Betrachtungszeitraum von Kraftwerksbetreibern und Experten festgelegt worden. Diese Darstellung ist ein Kompromiss aus Realisierbarkeit und möglichst exakter Abbildung der Realität. Will man sich nicht auf Punktwerte einschränken, müssen Referenzwochen definiert werden, die für die jeweiligen Tage und Stunden jeweils Verlustkosten für planmäßige und unplanmäßige Stillstände ausweisen. Diese Verlustkosten hängen von sehr vielen Einflußfaktoren ab, z. B. dem Wetter, und sind deshalb auf einen langen Betrachtungszeitraum nur schwer vorherzusagen. Ein Rückgriff auf historische Daten stellt hierbei keine geeignete Lösung dar.

3.4 Das Optimierungsverfahren

3.4.1 Auswahl des Optimierungsverfahrens

Aus der vorgegebenen Kostenfunktion, die die Zielfunktion darstellt, erkennt man an dem Exponenten γ bei der planmäßigen Stillstandszeit, dass dieses Optimierungsproblem nicht mit einem linearen Optimierungsverfahren, wie z. B. dem Simplexverfahren, zu lösen ist. Dies liegt daran, dass γ nicht zwangsläufig den Wert 1 besitzt, sondern tatsächlich ist $\gamma \geq 2$, so dass diese Nichtlinearität nicht adäquat durch ein lineares Lösungsverfahren berücksichtigt werden kann. Weil eine Nichtlinearität vorliegt, ist das Problem mit einem nichtlinearen Lösungsverfahren zu berechnen. Ein gutes Referenzwerk für nichtlineare Optimierungsverfahren ist das Buch von ALT [1]. So stellt ALT fest, dass nichtlineare Optimierungsprobleme typischerweise nicht analytisch, sondern nur numerisch gelöst werden. So gibt man für ein Problem wie in Gleichung 3.6 einen Startpunkt $x^{(0)}$ vor und berechnet danach mit einem Iterationsverfahren eine Folge von weiteren Punkten $x^{(k)}$, $k = 1, 2, \dots$ mit dem Ziel, dass die Folge von Punkten einen Grenzwert \tilde{x} hat, der eine (lokale) Lösung des Problems in Gleichung 3.6 ist.²¹

$$\min_{x \in \mathcal{F}} f(x) \quad (3.6)$$

Bei der Gleichung 3.6 ist dabei die offene Menge $D \subset \mathbb{R}^n$, der Definitionsbereich der Funktion $f : D \rightarrow \mathbb{R}$ und eine nichtleere Menge $\mathcal{F} \subset D$ gegeben. Die Funktion f ist die Zielfunktion, die Menge \mathcal{F} , auf der die Minimalpunkte von f gesucht werden, ist die zulässige Menge mit ihren Elementen, den zulässigen Punkten. Sollte $\mathcal{F} = D$ sein, so ist das Optimierungsproblem in Gleichung 3.6 ein unrestringiertes Minimierungsproblem. Ziel ist es, f auf \mathcal{F} zu minimieren. Dies wird erreicht durch Auffinden von Minimalstellen.²²

Ein Punkt $\tilde{x} \in \mathcal{F}$ ist ein lokaler Minimalpunkt von f auf \mathcal{F} oder eine lokale Lösung, falls es einen Radius $r > 0$ gibt, so dass

$$f(x) \geq f(\tilde{x}) \quad \forall x \in \mathcal{F} \cap B(\tilde{x}, r)$$

gilt. $B(\tilde{x}, r)$ ist dabei eine offene Kugel mit Radius r um den Mittelpunkt \tilde{x} . Im zweidimensionalen Fall wäre dies ein Kreis mit Radius r um den Mittelpunkt \tilde{x} , bei dem der Kreisrand aber nicht dazugehört.

Der Punkt $\tilde{x} \in \mathcal{F}$ ist ein globaler Minimalpunkt von f auf \mathcal{F} oder globale Lösung, falls

$$f(x) \geq f(\tilde{x}) \quad \forall x \in \mathcal{F}$$

²¹Vgl. ALT [1], Seite 14

²²Vgl. ALT [1], Seite 8

gilt. Hierbei ist zu erwähnen, dass bereits einfachste nichtlineare Funktionen wie $f(x) = \sin(x)$ unendlich viele globale Minimalstellen aufweisen können.²³

Wird eine Lösung für das Problem in Gleichung 3.6 iterativ gesucht, so ist es bei gegebenem $x^{(k)}$ naheliegend, bei der Berechnung von $x^{(k+1)}$ zu fordern, dass

$$f(x^{(k+1)}) < f(x^{(k)})$$

gilt, dass heißt, dass die Funktionswerte mit jedem weiteren Iterationsschritt kleiner werden. Solche Verfahren nennt man deshalb auch Abstiegsverfahren²⁴. So weit möglich, startet man mit einem zulässigen Punkt $x^{(0)} \in \mathcal{F}$ und ist bestrebt, das Verfahren so zu konstruieren, dass die ganze Folge eine Folge von zulässigen Punkten ist, dass also $x^{(k)} \in \mathcal{F}$ für alle $k \in \mathbb{N}$ gilt. Sollte die berechnete Folge von zulässigen Punkten nicht gegen eine (lokale) Minimalstelle konvergieren, so wird jedoch in jedem Iterationsschritt der Funktionswert verkleinert und damit ein besserer zulässiger Punkt berechnet, was oftmals schon befriedigend für die Praxis ist.

Ein Abstiegsverfahren braucht zur Berechnung von $x^{(k+1)}$ eine Abstiegsrichtung, dass heißt eine Richtung $d^{(k)}$ mit der Eigenschaft

$$f(x^{(k)} + td^{(k)}) < f(x^{(k)}) \quad \forall t \in]0, s_k]$$

mit einem $s_k > 0$. s_k ist dabei die maximale Schrittweite im jeweiligen Iterationsschritt, die man noch durchführen kann, damit der Iterationsschritt noch ein Abstieg im Funktionswert bewirkt. Es gibt zwei unterschiedliche Konzepte für die Abstiegsverfahren:

1. Verfahren mit einer Schrittweitensteuerung: Man berechnet eine zulässige Abstiegsrichtung $d^{(k)}$ für den aktuellen Iterationsschritt in $x^{(k)}$ und eine zulässige Schrittweite $\sigma_k \in]0, s_k]$, um eine größtmögliche Abnahme des Funktionswertes zu erhalten. Der neue Iterationspunkt ist dann $x^{(k+1)} = x^{(k)} + \sigma_k d^{(k)}$
2. Trust-Region-Verfahren: Hierbei nähert man, in einem entsprechend klein oder groß gewählten Vertrauensbereich (der Trust-Region), die Zielfunktion mit einem lokalen Modell (z. B. durch eine quadratische Approximation) an. Dieses lokale Modell erlaubt einem die Berechnung einer Abstiegsrichtung $d^{(k)}$; der neue Iterationspunkt ist dann $x^{(k+1)} = x^{(k)} + d^{(k)}$

Das Instandhaltungsproblem ist aber ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem. Die einzelnen Variablen, die Abnutzungseinheiten, können nur Peri-

²³Vgl. ALT [1], Seite 8ff

²⁴Vgl. ALT [1], Seite 14f

oden zugeordnet werden, die aus ganzen Zahlen bestehen, weil sie Jahre repräsentieren. Dies könnte noch im Sinne der Lösungsfindung behandelt werden, indem man zuerst eine nicht gemischt-ganzzahlige Lösung sucht und dann die benachbarten zulässigen gemischt-ganzzahligen Lösungen auf ihren Funktionswert untersucht. Weil die Zielfunktion nur an bestimmten Stellen ausgewertet werden kann, müsste für ein Verfahren mit Schrittweitensteuerung jeder eventuelle Nachbarpunkt ausgewertet werden, ob dieser einen Abstieg bei dem Funktionswert liefert. Dies würde aber dazu führen, dass eine große Menge an Funktionsauswertungen durchgeführt werden müsste. Dadurch verliert aber die Schrittweitensteuerung jeglichen numerischen Vorteil, bzw. nähert sich im numerischen Aufwand der brute-force-Methode an, bei der jeder zulässige Punkt mit Hilfe der Zielfunktion ausgewertet wird.

Ein ähnliches Problem stellt sich bei der Trust-Region-Verfahrensweise. Ein lokales Modell der Zielfunktion ist nur schwer abbildbar, auch die Größe der Trust-Region ist nur schwer zu ermitteln. Im schlimmsten Fall müssen wieder sehr viele Funktionsauswertungen durchgeführt werden, was den numerischen Aufwand sehr erhöht.

Ein geeignetes Lösungsverfahren zur Berechnung dynamischer, das heißt sich mit der Zeit verändernder Systeme, ist die optimale Kontrolltheorie, siehe hierzu *Optimale Kontrolle ökonomischer Prozesse* [12] von FEICHTINGER und HARTL. Darin führt FEICHTINGER und HARTL aus, dass das Hauptanliegen des Operations Research darin besteht, aus einer Palette von Handlungsmöglichkeiten diese zu wählen, mit denen ein oder mehrere gewünschte Ziele erreicht werden. Dabei ist typisch, dass verschiedene Restriktionen vorliegen, mit denen sich der Entscheidungsträger bei der Auswahl seiner Aktionen beschäftigen muss. Viele Entscheidungsprobleme haben einen dynamischen Charakter, das heißt, dass der Zeitpunkt einer Aktion von wesentlicher Bedeutung ist. Ein großer Vorteil der optimalen Kontrolltheorie liegt darin, dass oftmals schon ohne größeren Rechenaufwand qualitative Einsichten in die Struktur des Lösungspfades ermöglicht werden. Dies liefert wertvolle Aufschlüsse für wirtschaftliche Analysen.

Das zu betrachtende System kann im Zeitverlauf verschiedene Zustände annehmen. In den Zustandsvariablen $x(t)$ des Systems werden die Variablen zu dem Zeitpunkt t zusammengefasst, die das Verhalten des Systems klassifizieren. Der Zustand des Systems zu einem Zeitpunkt enthält jene Informationen über die bisherige Entwicklung des Systems, welche benötigt werden, um sich von diesem Zeitpunkt an optimal zu verhalten. In jedem Zeitpunkt kann der Entscheidungsträger den Wert einer Kontrollvariablen $u(t)$ wählen, mit der die Möglichkeit besteht, die weitere Entwicklung des Systems zu steuern. Der Eingriff in das Systemgeschehen beeinflusst die Zustandsentwicklung durch die Bewegungsglei-

chung²⁵

$$\dot{x}(t) = f(x(t), u(t), t) \quad (3.7)$$

Dabei ist $\dot{x}(t) = \frac{dx(t)}{dt}$ die Ableitung von x nach t .

Der Zustand in t und die Steuerung gemeinsam bestimmen die zeitliche Änderungsrate der Zustandsvariablen durch die gegebene Funktion f . Gemeinsam mit einer Anfangsbedingung

$$x(0) = x_0 \quad (3.8)$$

bestimmt die Wahl einer Kontrolltrajektorie u in einem Zeitintervall $0 \leq t \leq T$ den zugehörigen Zustandspfad x im selben Zeitintervall als Lösung der Differentialgleichung 3.7.

Weiterhin sei $F(x(t), u(t), t)$ die erzielte Nutzenrate in Abhängigkeit von $x(t)$, $u(t)$ zum Zeitpunkt t

$$J = \int_0^T F(x(t), u(t), t) dt \quad (3.9)$$

Das optimale Kontrollproblem besteht nun darin, einen stückweise stetigen Zeitpfad der Kontrollvariable $u(t)$ in $0 \leq t \leq T$ zu wählen, der mit den aus Gleichungen 3.7 und 3.8 erhaltenen Zustandstrajektorien den Wert des Zielfunktional aus 3.9 maximiert. Weil bei dem Instandhaltungsproblem ein Kostenminimierungsproblem vorliegt und kein Maximierungsproblem, wird man ein negatives Zielfunktional maximieren. Durch diese Negation des Zielfunktional wird aber nicht die weitere Theorie beeinträchtigt.

Gerade in der Instandhaltungsplanung, der Lagerplanung oder Investitionsplanung werden optimale Kontrolllösungen eingesetzt. In der Instandhaltungsplanung hat man dafür eine Funktion $x(t)$, die eine Leistung einer Anlage in Abhängigkeit von ihrem Zustand liefert. Der Zustand der Anlage ist wiederum über die Steuerungsfunktion $u(t)$ in Form von Instandhaltungsmaßnahmen positiv beeinflussbar. Durch die Instandhaltungsmaßnahmen produziert die Anlage für eine gewisse Zeit keine Leistung, aber nach der Instandhaltungsmaßnahme kann wieder die Ausgangsleistung produziert werden. Das Zielfunktional ist die produzierte Leistung über einen vorab definierten Zeitraum. Das Problem besteht in der Entscheidung, wann und wieviel der Anlage Instand gehalten werden soll. Hier tritt jetzt ein Problem mit der Definition von Instandhaltungsmaßnahmen in dem Minimierungsproblem auf. Per Definition erbringt eine Inspektion an einer Abnutzungseinheit keinen Zugewinn an Zuverlässigkeit. Sie erbringt einen Zuwachs an Informationen und Erkenntnis, auf deren Basis eine Entscheidung getroffen wird, ob die Abnutzungseinheit repariert werden muss oder ob sie ohne Ausfall bis zum nächsten Inspektionszyklus weiter arbeiten kann. Im Falle einer Nichtreparatur hat eine Inspektion nur einen Stillstand aber keinen Gewinn an

²⁵Vgl. FEICHTINGER und HARTL [12], Seite 3ff

Zuverlässigkeit an der Abnutzungseinheit gebracht. Aus diesem Grund würde die Steuerungsfunktion keine Inspektion an den Abnutzungseinheiten durchführen, weil sie keinen Einfluß auf den Zustand der Abnutzungseinheiten haben. Einen Informationsgewinn in die Zustandsfunktion zu kontieren, würde das Gesamtergebnis zu abhängig von der Kontierung machen. Weil Inspektionen aber ein wesentlicher Bestandteil einer kostengünstigen Lösung sind, können sie nicht völlig ausgeblendet werden. Deshalb eignet sich die optimale Kontrolltheorie nicht für das hier betrachtete Instandhaltungsproblem.

Eine weitere Klasse von Lösungsalgorithmen für nichtlineare Optimierungsprobleme sind die ableitungsfreien Verfahren. Sie treten vor allem in Erscheinung, wenn die Zielfunktion f nicht überall differenzierbar ist oder die Berechnung der Ableitung sehr aufwändig ist. Weil die ableitungsfreien Lösungsverfahren keine Differenzierbarkeit der Zielfunktion f voraussetzen, sind sie für diese Probleme eine geeignete Lösungsvariante.

Eines dieser Verfahren ist das Nelder-Mead-Verfahren²⁶. Es benutzt als Grundelement einen Simplex und wird deshalb auch Simplexverfahren von Nelder-Mead genannt. Sind $x^{(0)}, \dots, x^{(n)} \in \mathbb{R}^n$ affin unabhängige Vektoren, das heißt, die Vektoren $x^{(i)} - x^{(0)}, i = 1, \dots, n$, sind linear unabhängig, dann heißt die konvexe Hülle dieser Vektoren

$$S = \left\{ \sum_{i=0}^n \lambda_i x^{(i)} \mid \lambda_i \geq 0, i = 0, \dots, n, \sum_{i=0}^n \lambda_i = 1 \right\}$$

Simplex mit den Ecken $x^{(0)}, \dots, x^{(n)}$.

Ein Simplex hat dabei immer einen Punkt mehr als die Anzahl der Dimensionen des betrachteten Problems. Ein zweidimensionaler Simplex ist ein Dreieck, ein dreidimensionaler Simplex ist ein Tetraeder. Beim Start des Algorithmus wird ein Simplex S_0 vorgegeben. Im Iterationsschritt k wird zu dem Simplex S_k mit den Eckpunkten $x^{(0)}, \dots, x^{(n)}$ die Ecke $x^{(m)}$ mit dem größten Funktionswert gesucht. Den Punkt $x^{(m)}$ versucht man jetzt mit verschiedenen Konstruktionsprinzipien durch einen neuen Punkt zu ersetzen, wobei der neue Punkt einen kleineren Funktionswert als der Punkt $x^{(m)}$ haben muss. Dabei gibt es drei Konstruktionsprinzipien:

1. Die ausgewählte Ecke wird an ihrem Schwerpunkt gespiegelt und liegt außerhalb des Simplex.
2. Die ausgewählte Ecke wurde an ihrem Schwerpunkt gespiegelt, wird aber noch weiter vom Simplex weg geschoben, weil dies einen besseren Punkt ergibt als nur bei Spiegelung.

²⁶Vgl. ALT [1], Seite 21ff

3. Weder die Spiegelung, noch die Expansion haben zu einer Verbesserung geführt. Nun wird eine Kontraktion durchgeführt.
 - (a) Nach der Spiegelung wird der neue Punkt näher an das Simplex geschoben. Der neue Punkt ist außerhalb des Simplex.
 - (b) Der neue Punkt wird durch Kontraktion in das Simplex verschoben.
 - (c) Bringen alle Schritte keinen Punkt mit niedrigerem Funktionswert, wird das Simplex in sich und um die Ecke mit dem kleinsten Funktionswert zusammen geschrumpft.

Als Abbruchkriterium wird dabei oftmals der Durchmesser des Simplex gewählt. Fällt der Durchmesser unter die gegebene Schranke, bricht der Algorithmus ab.²⁷

Die Vorzüge werden in NEMHAUSER ET AL. [24] beschrieben. Dabei sind die drei großen Stärken des Nelder-Mead-Verfahren seine Toleranz gegenüber statistischem Rauschen, die nicht benötigten Ableitungen der Zielfunktion und seine große Einfachheit in der Implementierung. Zu den Vorteilen gibt es aber auch Nachteile, die aufgezählt werden. Es gibt keine befriedigende Konvergenzanalyse zu dem Nelder-Mead-Verfahren und seine größte Schwäche ist, dass das Verfahren sehr langsam werden kann, bereits ab fünf Variablen. Hierbei kann das Verfahren auch an einen Punkt gelangen, in dem der Algorithmus feststeckt und keine besseren Ergebnisse mehr liefert ohne das optimale Ergebnis zu verbessern.²⁸

Bei dem betrachteten Instandhaltungsproblem sind zwischen 70 und 90 Variablen als Eingangsgrößen vorhanden und zu berücksichtigen. Mit einem so hochdimensionalen Problem ermittelt das Nelder-Mead-Verfahren nicht in entsprechender Zeit ein aussagekräftiges Ergebnis.

Daher bleibt eine Unterklasse der ableitungsfreien Lösungsverfahren, die ebenfalls nicht auf die Ableitungen der Zielfunktion angewiesen ist, höchst anpassungsfähig an das Instandhaltungsproblem ist und trotzdem in einem vertretbaren Zeitrahmen und einem überschaubaren numerischen Aufwand Ergebnisse liefert. Diese Unterklasse sind die evolutionären Algorithmen.

3.4.2 Das Lösungsverfahren

Die evolutionären Algorithmen sind ein ableitungsfreies Optimierungsverfahren. Ihr Einsatz wird durch die Verfügbarkeit von großen Rechenkapazitäten begünstigt. Aus diesem Grund haben die evolutionären Algorithmen ein sehr großes Anwendungsgebiet. Zudem sind sie in der Lage, annehmbare Lösungen

²⁷Vgl. NEMHAUSER ET AL. [24], S. 53f

²⁸Vgl. NEMHAUSER ET AL. [24], S. 54

für NP-vollständige Probleme in einer vorgegebenen Zeit zu finden.²⁹ Ein NP-vollständiges Problem ist ein Problem, das sich nichtdeterministisch in polynomieller Zeit lösen lässt, aber deterministisch nicht in polynomieller Zeit lösen lässt.³⁰ Kann ein Problem deterministisch in polynomieller Zeit gelöst werden, so wächst die benötigte Zeit zur Lösung nur polynomial und nicht exponentiell an. Ein Determinismus liegt in dem Lösungsalgorithmus vor, wenn zu jeder Zeit der nächste Schritt eindeutig im Voraus festgelegt ist, ein Nichtdeterminismus liegt vor, wenn mehrere Möglichkeiten für den nächsten Schritt zur Auswahl stehen, aus denen der richtige Schritt ausgewählt wird.³¹ Ein bekanntes NP-vollständiges Problem ist das Rucksackproblem. Bei gegebener Kapazität K des Rucksacks will man so viel Gegenstände x einpacken. Jeder Gegenstand hat eine Wertigkeit y und ein Gewicht z . Gesucht ist die optimale Auswahl an Gegenständen, damit das Gesamtgewicht kleiner als die Kapazität ist und die Wertigkeit aller eingepackten Gegenstände maximal ist.

Die evolutionären Algorithmen bilden keinen direkten Lösungsansatz für das betrachtete Problem, sondern versuchen eine optimale Lösung durch Imitation der natürlichen Selektion zu finden. Dazu wird in jedem Iterationsschritt (Generation) eine Anzahl an Lösungsansätzen (die Population) betrachtet. Dabei werden immer wieder drei Schritte in einer Iteration durchlaufen:

1. Bewertung der vorhandenen Lösungsvarianten
2. Selektion nach vorgegebenen Auswahlkriterien
3. Verwerfen von schlechten Varianten und Erzeugen neuer Varianten

Die Bewertung

Die Bewertungsfunktion (Fitnessfunktion) ist dabei von entscheidender Bedeutung für die Beibehaltung eines Lösungsansatzes (Überleben eines Individuums).³² Die Bewertung gibt Auskunft über die Güte einzelner Lösungsansätze in Relation zu anderen Ansätzen. Die Bewertung sollte nur positive Werte annehmen, um weitergehende Probleme mit den Selektionswahrscheinlichkeiten zu unterbinden. Weil die Bewertung in direktem Zusammenhang mit der Beibehaltung des Lösungsansatzes steht, können typische Probleme, wie vorzeitige oder zu langsame Konvergenz, durch entsprechend gewählte Skalierung verhindert werden. Dies erreicht man z. B. über Exponenten, die abhängig von der Iteration oder der Menge der Lösungsansätze sind.

²⁹Vgl. GERDES ET AL. [13], S. 5

³⁰Vgl. ASTEROTH and BEIER [2], S. 151

³¹Vgl. ASTEROTH and BEIER [2], S. 116

³²Vgl. GERDES ET AL. [13], S. 68ff

Daraus ergeben sich die lineare skalierte Fitness:

$$f(c) = a \cdot \text{bewert}(c) + b$$

und die exponentiell skalierte Fitness:

$$f(c) = (a \cdot \text{bewert}(c) + b)^k$$

Anpassungsmöglichkeiten des Algorithmus an das Problem sind vor allem über die Wahl des Exponenten und weiterer Randbedingungen gegeben. So kann der Exponent über die Anzahl der Lösungen als auch der Iterationstiefe gesteuert werden. Bei weiteren Randbedingungen kann man Lösungen komplett ausschließen, die die Nebenbedingungen verletzt haben, oder man addiert zu diesen Lösungen einen Strafterm. Dieser Strafterm kann abhängig sein von dem Ausmaß des Fehlers oder pauschal für das Verletzen einer Nebenbedingung.

Als Ergebnis hat jeder Lösungsansatz in einem Iterationsschritt eine Bewertung bekommen, nach der alle Lösungsansätze sortiert werden.

Die Selektion

Neben der Bewertung hat die Selektion großen Einfluß auf das Voranschreiten des Algorithmuses.³³ Bei günstiger Wahl kann es den Findungsprozess erheblich beschleunigen, bei ungünstiger Wahl stark ausbremsen. Die Selektion hat die Aufgabe, gut bewertete Lösungsansätze auszuwählen, aus denen dann neue Lösungsansätze generiert werden. Zudem muss für jeden neu generierten Lösungsansatz ein alter Lösungsansatz aus der Population gelöscht werden. Hierbei werden die schlechter bewerteten Ansätze gestrichen.

Ähnlich zur Bewertungsfunktion gibt es viele Anpassungsmöglichkeiten für den Algorithmus. So kann eine Selektion statisch vorgenommen werden, das heißt die Selektionswahrscheinlichkeit ändert sich für den konkreten Lösungsansatz nicht über die Iterationen. Die Selektion kann aber auch dynamisch sein, das heißt zumindest einmal ändert sich die Selektionswahrscheinlichkeit für einen Lösungsansatz. Die Selektion kann diskriminierend sein, das heißt die Selektionswahrscheinlichkeit für einige Lösungsansätze wird auf null gesetzt; dies wird man bei Lösungsansätzen vornehmen, die auf Grund ihrer Bewertung zu schlecht sind und keinen Gewinn für neue Lösungsansätze erwarten lassen. Die Selektion kann auch nicht diskriminierend sein, indem die Selektionswahrscheinlichkeiten nicht manipuliert werden. Eine weitere Methode ist die Elite- oder reine Selektion. Bei der Eliteselektion wird eine Anzahl der besten Lösungsansätze in die neue Iteration übernommen, bei der reinen Selektion wird der gesamte Aus-

³³Vgl. GERDES ET AL. [13], S. 79ff

wahlvorgang vom Zufall gesteuert. Zusätzlich zur Selektion basierend auf der Bewertungsfunktion kann auch das Alter des Lösungsansatzes in die Selektion mit einfließen. So können bereits ältere Lösungsansätze direkt verworfen werden oder neue Lösungsansätze in die nächste Iteration übernommen werden.

Als Ergebnis werden eine bestimmte Anzahl an Lösungsansätzen verworfen und aus gewählten Lösungsansätzen werden wieder neue Lösungsansätze generiert.

Die Erzeugung neuer Varianten

Nach der Bewertung aller Lösungsansätze und der Selektion einiger Lösungsansätze werden neue Lösungsansätze generiert, um die Anzahl über die Iterationsschritte konstant zu halten. Hierbei kommen Crossover-Operationen und Mutationen in Betracht.³⁴

Bei allen Crossover-Operationen werden aus zwei bestehenden Lösungsansätzen zwei neue Lösungsansätze gebildet. Variationen sind hier vor allem bei der Auswahl der zu übernehmenden Teilstücke gegeben. So gibt es den One-Point-Crossover, bei dem beide Ausgangsansätze an einem Punkt aufgetrennt werden und dann bei dem jeweils anderen Ausgangsansatz wieder angefügt werden. Ähnlich verläuft der Two-Point-Crossover, bei dem es für jeden Ausgangsansatz zwei Teilungspunkte gibt. Dieses Prinzip wird auch bei dem k-Point-Crossover angewendet, bei dem es k Teilungspunkte gibt. Dies Prinzip auf die Spitze getrieben ist das Parametrisierte Uniform Crossover. Hierbei wird für jedes Merkmal eines zu bildenden Lösungsansatzes entschieden, aus welchem Ausgangsansatz das Merkmal kommt. Daneben gibt es noch eine ganze Reihe von spezialisierten Crossover-Funktionen.

Die Mutation hat in den genetischen Algorithmen neben dem Neubilden von Lösungsansätzen eine noch tiefergehende Bedeutung. Die Crossover-Funktionen bilden neue Lösungsansätze aus den bisherigen Ansätzen. Damit ist die Wahrscheinlichkeit groß, dass ein bestimmtes Gebiet im Betrachtungshorizont genauer abgesucht wird. Durch die Mutation können aber auch völlig neue Gebiete in die Betrachtung rücken und Merkmale in den Lösungsansätzen auftreten, die nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit aufgetreten wären. Ähnlich zu den Crossover-Funktionen gibt es auch bei den Mutationsfunktionen viele Anpassungsmöglichkeiten an das jeweilige Problem. So kann die Mutation sich nach der Iterationsanzahl verändern oder nach Einfluß der Merkmale auf die Bewertung.

Als Ergebnis hat man nach der Erzeugung neuer Varianten wieder die vorgegebene Anzahl an Lösungsvarianten, die wiederum mit der Bewertungsfunktion begutachtet werden.

³⁴Vgl. GERDES ET AL. [13], S. 87ff

Das Konvergenzverhalten

Konvergenz im weiteren Sinne meint bei den evolutionären Algorithmen, dass sich der Algorithmus dem Optimum annähert. Darüber hinaus gibt es bei den genetischen Algorithmen noch eine zweite Definition von Konvergenz, die der Genkonvergenz. Sie besagt, dass der Algorithmus konvergiert hat, wenn mindestens 95% der Individuen der Generation die selben Allele³⁵ aufweisen. Dieses Konvergenzkriterium ist aber nicht stichhaltig genug, da es für fast jeden Zustand auftreten kann.³⁶

Aus diesem Grund ist die globale Konvergenz und ihre Konvergenzordnung (Zeitkomplexität) als qualitative Aspekte von Bedeutung. Für die globale Konvergenz kann nur gezeigt werden, dass bei einer ausreichenden Anzahl an Iterationen die optimale Lösung mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit gefunden wird. Die Konsequenz ist, dass der Algorithmus nur lang genug iterieren muss, um die optimale Lösung zu finden. Dafür steht dem Algorithmus aber unendlich viel Zeit zur Verfügung. Evolutionäre Algorithmen werden aber eingesetzt, um in einer überschaubaren Zeit eine gute Approximation zu bekommen. Die Begrenzung der Zeit geht zu Lasten der Konvergenzsicherheit. Wenn die Konvergenzsicherheit an oberster Stelle steht, muss der gesamte Raum vollständig abgesucht werden, was nur in Ausnahmefällen oder für sehr kleine Probleme möglich ist.³⁷

Der zweite Punkt ist die Konvergenzordnung oder Zeitkomplexität. Die evolutionären Algorithmen erzeugen ihre Nachkommen im Suchraum in der Nähe zu ihren Eltern. Dabei ist die Struktur und die Größe der Nachbarschaft durch die Rekombinationsoperatoren vorgegeben. Für ein effektiv arbeitenden evolutionären Algorithmus ist eine kleine Nachbarschaft sehr wichtig. Wird diese Nachbarschaft zu groß, degeneriert der evolutionäre Algorithmus zu einer Monte-Carlo-Simulation. Ist der Suchraum zu klein gewählt, braucht der Algorithmus länger, um eine gute Lösung zu finden.³⁸

Die Entwicklung der evolutionären Algorithmen

Eine tiefgründige Abhandlung über die historische Entwicklung der evolutionären Algorithmen mit Angaben auf entsprechende Werke und Quellen ist dem Buch *Evolutionäre Algorithmen* [26] von POHLHEIM zu entnehmen.

Die evolutionären Algorithmen versuchen den Evolutionsprozeß zu imitieren, der in der Natur ein ständig ablaufender Optimierungsprozeß ist. Er führt zu einer

³⁵ Allele sind die Einzelbestandteile eines Individuums einer Generation. In dem Modell sind es die Zuordnungen der Abnutzungseinheiten zu den Abnutzungsbereichen eines Instandhaltungsplans in einem Iterationsschritt.

³⁶ Vgl. BEYER [6], S. 14

³⁷ Vgl. BEYER [6], S. 15

³⁸ Vgl. BEYER [6], S. 17

schrittweisen Anpassung der Individuen an eine sich ebenfalls ständig ändernde Umwelt. In den 1950er und 1960er Jahren began man erste Teile dieses Evolutionsprozesses, der bis dahin nur im biologischen Kontext untersucht wurde, zu abstrahieren, um den Prozess auf praktische Aufgabenstellungen anzuwenden. Diese ersten Arbeiten zu dem Thema starteten fast gleichzeitig und unabhängig voneinander. Aus diesen Anfangsarbeiten entwickelten sich drei Richtungen:

1. Evolutionäre Programmierung
2. Evolutionsstrategien
3. Genetische Algorithmen

Die drei Methoden haben alle die gleichen Grundelemente des Evolutionsprozesses, die Selektion und Variation. Diese kommen aber in unterschiedlicher Ausprägung in diesen drei Richtungen vor.³⁹

Die Evolutionäre Programmierung wurde von Fogel, Owens und Walsh 1966 begründet. Sie verwendeten die evolutionäre Programmierung auf ein kompliziertes Problem, dass eine Kette von Symbolen vorhersagen sollte. Die Individuen stellten dabei einfache finite Automaten dar. Ein Nachkomme wurde bewertet, indem die Ausgabesequenz von Symbolen mit einer vorgegebenen Symbolsequenz durchgeführt wurde. Die Güte war dabei der Prozentsatz der Übereinstimmung. Der Nachkomme und die Eltern, die auch mehr als zwei sein konnten, wurden beide verglichen und nur die besseren überlebten. Dabei wurde darauf geachtet, dass die Anzahl an Individuen nicht kleiner wurde. Bei dem Problem war die Mutation der hauptsächlichliche Kombinationsoperator.⁴⁰

Die Evolutionsstrategien wurden in den 1960er Jahren von Rechenberg, Schwefel und Bieri entwickelt. Dabei bearbeiteten sie verschiedene experimentelle Probleme, die sich nicht analytisch und auch nicht durch traditionelle Methoden lösen ließen. Aus diesem Grund entwickelten sie einen einfachen Algorithmus, mit dem man die experimentellen Bedingungen verändern konnte. Das Kernstück des Algorithmus waren zufällige Veränderungen, bei denen kleine Veränderungen häufiger wahrscheinlich waren als große Veränderungen. Lieferten die neuen experimentellen Bedingungen einen Vorteil, wurden sie anschließend als Ausgangspunkt für die weitere Bearbeitung genutzt. Mit diesem Verfahren lösten sie verschiedene Probleme, unter anderem die Optimierung eines Rohrkrümmers oder die Widerstandsminimierung einer Gelenkplatte im Windkanal.⁴¹ Mit Aufkommen der Rechentechnik wurden die Evolutionsstrategien auch zur Lösung numerischer Optimierungsprobleme angewendet. Die ersten Arbeiten mit den

³⁹Vgl. POHLHEIM [26], S. 267

⁴⁰Vgl. POHLHEIM [26], S. 271f

⁴¹Vgl. RECHENBERG [27], S. 27ff

Evolutionsstrategien nutzten nur ein Individuum, dass genau einen Nachkommen produzierte. Dieser entstand dabei aus Mutation. Das bessere Individuum aus Nachkommen und Elternteil wurde als Elternteil für die nächste Generation verwendet.⁴²

Die bekannteste Richtung sind die genetischen Algorithmen. Sie wurden maßgeblich von Holland entwickelt, der seine Arbeiten zur Adaption in natürlichen und künstlichen Systemen zusammenfasste. Eine weitere wichtige Arbeit kam von de Jong. Er untersuchte das Verhalten genetischer Algorithmen und quantifizierte diese mittels zweier Kriterien. Seine Experimente bildeten die Grundlage für viele weitere Anwendungen, wie z. B. eine Optimierung der Steuerung von Gasleitungssystemen.⁴³

Seit den 1990er Jahren begannen sich die drei Richtungen zu verzahnen und alle drei werden nun evolutionäre Algorithmen genannt.⁴⁴

⁴²Vgl. POHLHEIM [26], S. 272f

⁴³Vgl. POHLHEIM [26], S. 273f

⁴⁴Vgl. POHLHEIM [26], S. 275f

Kapitel 4

Das Modell und die Anwendung

Der in dem vorangegangenen Kapitel entwickelte Algorithmus wird an zwei Modellkraftwerken angewandt. Das erste Kraftwerk ist ein mit Braunkohle gefeuertes Großkraftwerk, welches den Technikstand der späten 1990er Jahre repräsentiert. Das Kraftwerk hat eine Laufzeit von ungefähr 100.000 Betriebsstunden absolviert. Die Komponenten und ihre zugehörigen Ausfallraten sind sehr gut bekannt, da erstens über die Betriebszeit viele Ausfälle vorgefallen sein sollen und zweitens fast alle Komponenten auch in vergleichbaren Kraftwerken zum Einsatz gekommen sind. Dadurch ist eine sehr gute Datenausgangslage vorhanden, die recht genaue Verteilungsfunktionen erlaubt und damit gute Optimierungsergebnisse ermöglicht. Das zweite Kraftwerk ist ein Oxyfuel-Kraftwerk. Ein Oxyfuel-Kraftwerk ist ein Kraftwerk, bei dem das entstehende Kohlenstoffdioxid aus dem Rauchgas abgeschieden und einer weiteren Nutzung zugeführt wird. Bei der Oxyfuel-Technologie sind einige neue Komponenten in dem Kraftwerksprozess, die bisher im Kraftwerksbereich noch nicht eingesetzt worden sind. Zu diesen neuen Komponenten zählt unter anderem die Luftzerlegungsanlage, die Sauerstoff aus der Umgebungsluft abtrennt, um sie dem Verbrennungsprozess zuzuführen. Der Prozess der Luftzerlegung ist ein bekanntes und vielfach angewandtes Verfahren, welches vor allem in der chemischen Industrie verwendet wird. In der chemischen Industrie werden aber nur kleine Leistungsgrößen von Luftzerlegungsanlagen verwendet, da der Bedarf an Sauerstoff nur gering ist. In einem Oxyfuel-Kraftwerk werden aber sehr große Mengen Sauerstoff benötigt. Die Anlagen, um diesen großen Bedarf zu decken, gibt es nicht in dieser Größe. Deshalb ist die Datenausgangslage eher schlecht. Es liegen kaum Ausfalldaten von den Komponenten vor, aus denen die Lebensdauer ermittelt werden könnte.

Zudem existiert noch kein Oxyfuel-Kraftwerk in der angestrebten Leistungsgröße. Deshalb werden bei dem zweiten Beispiel die Unschärfen sehr viel größer sein.

4.1 Datenerfassung

Das Instandhaltungsoptimierungsmodell braucht für jede betrachtete Einheit entsprechende Eingangsdaten. Diese müssen vor der Optimierung feststehen. Die Eingangsdaten haben dabei einen entscheidenden Einfluß auf die Güte der Optimierung, weshalb die Daten so genau und exakt wie möglich sein sollten. Um die Eingangsdaten zu gewinnen, gibt es mehrere Methoden nach MENKE [22]:

1. Auswertung von Daten der zu modellierenden Anlage
2. Auswertung von Daten ähnlicher Anlagen
3. Auswertung von Daten ähnlicher Komponenten in anderen Anlagen
4. Expertenschätzungen für die erforderlichen Daten
5. Kombination der ersten vier Punkte

Die Güte der Eingangsdaten nimmt bei den Methoden von eins nach fünf ab. Die Kombination der ersten vier Methoden ist geeignet, um lückenhafte Datenreihen aufzufüllen. Der Aufwand, der betrieben werden muss, um die Daten zu erhalten, nimmt allerdings von eins nach fünf zu. Oftmals stehen aber einige Methoden nicht zur Verfügung, da solche Anlagen und Komponenten nicht existieren. Wenn die Methoden alle zugänglich sind, ist es anzustreben, die Methoden von eins nach fünf abzuarbeiten, bis eine ausreichende Anzahl an Daten und eine zufriedenstellende Güte in diesen Eingangsdaten erreicht ist.

Das erste Kraftwerk hat bereits eine Laufzeit von ungefähr 100.000 Stunden absolviert. Dadurch sind genug Ereignisse aufgetreten, damit man die Eingangsdaten mit einer ausreichenden Güte erstellen kann. Zusätzlich wurden die Daten noch mit Expertenschätzungen und vereinzelt mit weiteren Datenbankschätzungen erweitert, darunter *OREDA: offshore reliability data handbook* [30] und *NPRD: Nonelectronic Parts Reliability Data* [9]. Die Daten wurden von BECKMANN [3] zur Verfügung gestellt.

Das zweite Beispiel ist ein Oxyfuel-Kraftwerk. Im Vergleich zu dem konventionellen Braunkohlekraftwerk gibt es viele Komponenten, die sehr ähnlich und sogar identisch sind. Dies betrifft vor allem die Komponenten, die an den Wasserdampf-Kreislauf angeschlossen sind, wie die Turbinen, Pumpen und Kondensatoren. Auch Nebenanlagen, wie die Deionataufbereitung und Generatorschalter,

unterscheiden sich kaum. Hinzu kommen Komponenten im Oxyfuel-Kraftwerk, die es in dem modellierten konventionellen Kraftwerk nicht gibt, z. B. Braunkohletrocknung, Luftzerlegung und Kohlenstoffdioxidaufbereitung. Aus diesem Grund gibt es für einen Teil der zu modellierenden Komponenten eine gute Datengrundlage und für einige Komponenten eine schlechte Ausgangslage. Für die letztgenannten Komponenten gibt es keine Daten aus der zu modellierenden Anlage. Auch ähnliche Anlagen in der selben Leistungsklasse sind nicht vorhanden. Für den Oxyfuel-Prozess gibt es nur kleine Labor- und Pilotanlagen, die in ihrer Leistungsklasse aber sehr viel kleiner als das zu modellierende Kraftwerk sind. Dennoch lassen sich hier einige Eingangsdaten gewinnen. Zudem ist die Luftzerlegung ein schon lang erprobter Prozess in der chemischen Industrie. Die hier eingesetzten Anlagen sind aber sehr viel kleiner in ihrer Ausführung und Leistung als sie in einem Oxyfuel-Kraftwerk gebraucht würden. Aus diesem Grund lassen sich diese Daten nicht ohne weiteres auf das Oxyfuel-Modell übertragen. Für die neuen Komponenten blieb somit fast nur die Gewinnung von Eingangsdaten über Interviews mit Experten und ihren Schätzungen.

4.2 Das Instandhaltungsoptimierungsmodell

Zur besseren Illustration wird der Beschreibung ein simplifizierter Ablaufplan voran gestellt, siehe hierzu die Abbildung 4.1. Das entwickelte Programm wurde in dem Softwareprogramm MATLAB der Firma The MathWorks geschrieben. Damit die grundsätzlichen Ursachen für die Instandhaltung abgebildet werden und das Programm dabei nicht zu komplex wird, werden einige Annahmen zur Modellierung getroffen. Diese Annahmen wurden bereits von GROSSE [15] benutzt.

Bei der Beschreibung des Abnutzungs- und Ausfallverhaltens von Abnutzungseinheiten, die in den Kraftwerken vorliegen, wird von einer zuverlässigkeitslogischen Reihenschaltung und einer Weibull-Verteilung als Funktionsdauerverteilung ausgegangen. Zudem wird eine monoton steigende Ausfallrate für alle betrachteten Abnutzungseinheiten vorausgesetzt. Bei den Kraftwerken überwiegt die Reihenschaltung von Elementen innerhalb der Baugruppen und von Baugruppen innerhalb der Anlage. Es gibt nur wenige Parallelschaltungen, jedoch einige m-von-n-Schaltungen. Für den funktionstüchtigen Zustand müssen m der insgesamt n Elemente funktionstüchtig sein. Dies trifft z. B. auf Mühlen zu. Die Einschränkung bei der Modellierung auf Reihenschaltung bedeutet nicht die Verringerung praktischer Möglichkeiten, denn die gesamte m-von-n-Schaltung oder eine Parallelschaltung lässt sich als Element einer übergeordneten Reihenschaltung interpretieren. Die Verteilungsparameter für die Reihenschaltung berechnen sich dann aus den Parametern der Elemente, was aber mit ausrei-

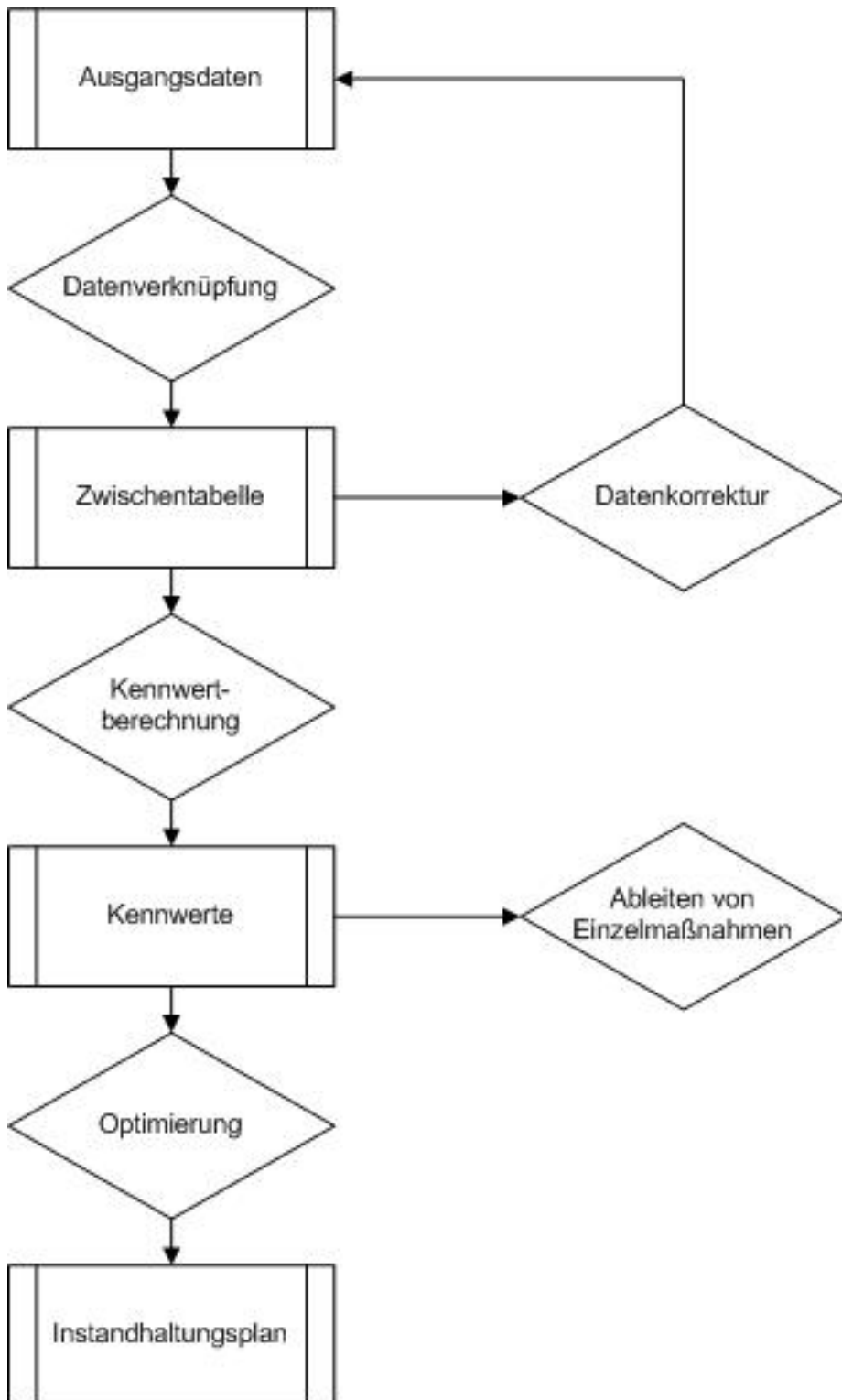


Abbildung 4.1: Der Ablaufplan des Programms

chender Genauigkeit möglich ist, siehe hierzu DIERICH [10].

Die Weibull-Verteilung wird in ihrer zweiparametrigen Form mit dem Gestaltungsparameter α und dem Maßstabsparameter β verwendet.

$$F(t) = 1 - e^{-(\frac{t}{\beta})^\alpha}$$

Die Gründe für die alleinige Nutzung der Weibull-Verteilung sind

1. Die Weibull-Verteilung ist eine Extremwertverteilung. Unter recht allgemeinen Bedingungen nähern sich die Verteilungsparameter eines Reihensystems mit wachsender Elementanzahl asymptotisch der Weibull-Verteilung an.
2. Da in der Regel jede Abnutzungseinheit als Reihenschaltung von Subelementen aufgefasst werden kann, ist die Weibull-Verteilung auch für einzelne Abnutzungseinheiten anwendbar.
3. Die Weibull-Verteilung kann durch ihren Gestaltungsparameter α vielen Begebenheiten angepasst werden.

Die als Annahme vorausgesetzte steigende Ausfallrate bedeutet auch, dass Frühfehler, z. B. durch Montagefehler, aus der weiteren Betrachtung ausgeschlossen bleiben. Daher wird im weiteren Kontext von abnutzungsbedingter Verfügbarkeit bzw. Nichtverfügbarkeit gesprochen. Die nichtabnutzungsbedingten Anteile bleiben bei dieser Betrachtung unberücksichtigt. Damit diese Anteile reduziert werden können, müssen andere Maßnahmen als Instandhaltung gewählt werden, z. B. Qualitätsmanagement.

Auf eine Diskontierung der Kosten wird auch verzichtet. Dies geschieht aus folgenden Gründen:

1. Die Rechnung soll sich auf wesentliche Einflußgrößen beschränken und noch überschaubar sein.
2. Nicht abzuschätzen ist, ob über die Betrachtungszeit von 40 Jahren die Effekte der Diskontierung nicht durch Preisänderungen sowohl für Instandhaltungsleistungen als auch für den Erlös der erzeugten Produkten aufgehoben würden.

4.2.1 Die Datenaufbereitung

Am Anfang der Benutzung des Modells steht die Datenaufbereitung. Sowohl die Rohdaten der Instandhaltung als auch weitergehende Daten des betrachteten Objekts müssen in geeigneter Form vorliegen. Die erste Tabelle beinhaltet

die Objektdaten, welche folgende Kennziffern beinhaltet, die von den Kraftwerksbetreibern oder Experten bestimmt werden:

1. Anfahrtdauer des Kraftwerks nach planmäßigem Stillstand
2. Anfahrtdauer des Kraftwerks nach unplanmäßigem Stillstand
3. Anfahrkosten des Kraftwerks nach Stillstand
4. Verlust in Euro pro planmäßiger Stillstandsstunde
5. Verlust in Euro pro unplanmäßiger Stillstandsstunde
6. Betrachtungszeitraum für das Szenario

Der Unterschied im Verlust zwischen einer planmäßigen und unplanmäßigen Stillstandsstunde ist darin begründet, dass planmäßige Reparaturen und Revisionen entweder schon weit im Vorhinein festgelegt werden oder flexibel zu bearbeiten sind. So sind die meist mehrwöchigen Revisionen in den Sommermonaten schon lange im Voraus geplant, so dass ein entsprechender Ersatz an Energie vergleichsweise günstig über die Strombörse beschafft werden kann bzw. durch entsprechende Planung anderer Kraftwerke aufgefangen werden kann. Reparaturen mit kleinerem Umfang, die aber nicht weiter aufgeschoben werden können, lassen sich meist in Schwachlastzeiten durchführen, damit geringere Kosten entstehen, als wenn das Kraftwerk unvorhergesehen ausfällt. So können Reparaturen am Wochenende durchgeführt werden, wenn die Energienachfrage niedriger als unter der Woche ist. Unplanmäßige Stillstände lassen sich nicht aufschieben und der Strom muss oftmals teuer an der Strombörse eingekauft werden. Gegenteilig dazu verhält sich die Anfahrtdauer. Bei planmäßigen Stillständen werden die durchgeführten Reparaturen entsprechend gründlich bearbeitet, was zu der Annahme führt, dass das Kraftwerk einen Kaltstart durchführen muss. Bei einem Kaltstart sind alle Komponenten, vor allem Kessel und der Wasserdampf-Kreislauf, so weit abgekühlt, dass Zeit benötigt wird, alles wieder auf Arbeitstemperatur zu bringen. Diese Zeit ist länger als bei einem Warm- oder sogar Heißstart, wenn viele Komponenten noch ausreichend temperiert sind. Dies ist in der Regel bei unplanmäßigen Stillständen der Fall, da man hier nur minimale Reparaturen durchführt, um schnell wieder die geforderte Leistung liefern zu können.

Die zweite Tabelle ist die Stillstandstabelle. In dieser Tabelle sind die Betriebsstunden des Kraftwerks vermerkt und auch genaue Zeitangaben zu längeren Aussetzern. Diese längeren Aussetzer können mehrwöchige Revisionen sein oder größere Ausfälle, bei denen das Kraftwerk über mehrere Tage nicht arbeiten konnte. Diese Stillstandszeiten sind bei der späteren Berechnung der Weibull-Parameter von großem Einfluss.

Drei Tabellen beinhalten die Rohdaten der Instandhaltung, die aus unterschiedlichen Benutzungsstrukturen kommen. Zum Ersten ist es die Eingangsdatentabelle, zu sehen in der Tabelle 4.1.

In der ersten Spalte der Eingangsdatentabelle steht eine alpha-numerische

Technischer Platz	Auftragsnummer	Kosten	IHLA	Datum
A1A0HBK10GH001	58465213	904,99	10	14.01.2012
A1A0ECA10	58465214	584,57	10	03.01.2012
A1A0ECA20	58465215	879,89	10	03.01.2012
A1A0BAT21	58465216	811,40	20	23.06.2012
A1A0MGK12AC001	58465217	721,73	10	03.01.2012
A1A0HTT10AM001	58465218	242,59	20	23.06.2012
A1A0LBB10GH001	58465219	273,00	20	23.06.2012
A1A0HDA10GH001	58465220	945,77	40	03.01.2012
A1A0HNG10AP001	58465221	565,22	10	03.01.2012

Tabelle 4.1: Die Eingangsdatentabelle

Kennzeichnung des technischen Platzes mit Hilfe des Kraftwerks-Kennzeichnungs-System (KKS). Dieses System vergibt jeder Komponente einen eindeutigen Wert, so dass jeder Auftrag exakt einer Komponente zugeordnet werden kann. In der zweiten Spalte steht die Auftragsnummer, mit der ein Auftrag eindeutig gekennzeichnet wird. Alle weiteren Merkmale lassen sich mit der Auftragsnummer zusammenführen. In der dritten Spalte sind die Gesamtkosten für den Auftrag verzeichnet. In der vierten Spalte steht die Instandhaltungsleistungsnummer. Mit ihr ist die Art des Auftrags verschlüsselt, so steht eine 10 für eine unplanmäßige Reparatur, eine 20 für eine planmäßige Instandsetzung und die 50 für Inspektionen. In der fünften Spalte steht das Anfangsdatum für den Beginn der Arbeiten.

Die zweite Tabelle ist die EF1-Tabelle, zu sehen in der Tabelle 4.2.

Die Aufgabe dieser Tabelle ist es, die Auftragsnummer mit der Nummer für elektrische Freischaltungen zu verknüpfen. Die elektrischen Freischaltungen sind in der Tabelle EF2 enthalten, zu sehen in der Tabelle 4.3.

Die elektrischen Freischaltungen geben an, wie lange für eine Tätigkeit ein bestimmter Bereich elektrisch frei geschaltet war. Aus dieser Zeitangabe kann man auf die Dauer der Tätigkeit zurückschließen. Dies ist wichtig, um die Dauer von Reparaturen und Inspektionen zu berechnen, da mit den elektrischen Freischaltungen diese Tätigkeiten relativ genau zu bestimmen sind. Die Stillstandszeiten des Kraftwerks geben keinen guten Rückschluss auf diese Zeiten.

Die drei Tabellen sind aus praktischen Gründen getrennt und werden erst im Modell vereinigt. Die Eingangsdaten sind Informationen aus der Buchhaltung und dem Controlling. Die elektrischen Freischaltungen werden von Fachberei-

Auftragsnummer	EF-Nummer
58465213	52389
58465214	52381
58465215	52408
58465216	52397
58465217	52378
58465218	52411
58465219	52398
58465220	52407
58465221	52379
58465222	52387
58465223	52377

Tabelle 4.2: Die EF1-Tabelle

EF-Nummer	Anfangsdatum	Enddatum
52389	14.01.2012	15.01.2012
52381	03.01.2012	05.01.2012
52408	03.01.2012	05.01.2012
52397	23.06.2012	30.06.2012
52378	03.01.2012	05.01.2012
52411	23.06.2012	30.06.2012
52398	23.06.2012	30.06.2012
52407	03.01.2012	05.01.2012
52379	03.01.2012	05.01.2012
52387	03.01.2012	05.01.2012
52377	01.01.2012	05.01.2012

Tabelle 4.3: Die EF2-Tabelle

chen am Kraftwerksstandort notiert und verwaltet. So fließen mehrere Quellen in die Berechnung und dies wird durch die drei Tabellen wiedergespiegelt.

Die sechste Tabelle ist die Streichtabelle. Sie beinhaltet eine Auflistung von Auftragsnummern, die nicht weiter berücksichtigt werden. Diese Liste ist von Experten erstellt und soll große und einmalige Ereignisse, die nicht im normalen Betriebsablauf vorkommen, herausfiltern. Diese Vorfälle sind oftmals auf höhere Gewalt zurückzuführen, z. B. ein schwerer Sturm, Feuer oder Überschwemmung. Die Kosten für die Behebung dieser Unfallursachen würden das Optimierungsergebnis verfälschen, weshalb diese Aufträge im Vorhinein ausgeklammert werden. Die siebte Tabelle ist die Filtertabelle. In dieser Tabelle stehen die Informationen, nach denen die einzelnen Komponenten in Abnutzungseinheiten zusammengefasst werden. Dies erfolgt mit Hilfe des KKS.

Die achte Tabelle ist die Schätzwerttabelle. Für jede Abnutzungseinheit ist jeder Datenwert durch Interviews von Experten geschätzt worden. Die Ergebnisse sind in dieser Tabelle zusammengefasst. Die Daten werden ergänzend zu den Berechnungen hinzugezogen. Bei den neuen Komponenten des Oxyfuel-Kraftwerks haben diese Daten eine höhere Gewichtung, da reale Anwendungsdaten hier fehlen.

Nachdem alle Datentabellen eingelesen worden sind, gibt es eine routinemäßige Prüfung darauf, ob die Ausgangstabellen jeweils nach einem vorher festgelegten Kriterium geordnet sind, z. B. der Auftragsnummer oder der Nummer für elektrische Freischaltungen. Sind die Tabellen nicht geordnet, so werden sie jetzt entsprechend sortiert. Im Anschluss wird eine Zwischentabelle aufgebaut. Die Zwischentabelle ist ein wichtiger Schritt zur Kennwertberechnung. In ihr werden die wichtigsten Werte aus den Eingangstabellen gebündelt und entsprechend aufbereitet, dass der Nutzer eine finale Kontrolle durchführen kann.

Im ersten Schritt werden die einzelnen Aufträge den Abnutzungseinheiten zugeordnet. Dazu wird die alpha-numerische Kennzeichnung des technischen Platzes jeden Auftrags nach definierten Regeln mit den Definitionen der Abnutzungseinheiten verglichen. Die Definitionen sind in der Filtertabelle vorgegeben. Durch die Filterung werden nur die Verfügbarkeitsrelevanten Komponenten im Kraftwerk betrachtet. Aufträge von Komponenten, die nicht näher betrachtet werden, wie z. B. die Ventilatormühlen oder die Deionataufbereitung, und Aufträge, die die Komponenten nur mittelbar betreffen, wie z. B. Arbeiten an der Bausubstanz und Sozialgebäuden, werden aussortiert. Die aussortierten Komponenten lassen sich in, von der Verfügbarkeit des Kraftwerks unabhängigen, eigenen Revisionszyklen Instand halten. Weil die Verfügbarkeit nicht durch die Instandhaltung eingeschränkt wird, kann die Instandhaltung unter ganz anderen Gesichtspunkten strukturiert werden.

Sind alle Aufträge den jeweiligen Abnutzungseinheiten zugeordnet, dann werden

die Instandhaltungskennzahlen berechnet. Folgende Parameter werden dabei gebildet:

1. Der Maßstabsparameter β der Weibull-Verteilung
2. Kosten für Material und Dienstleistungen für eine Erneuerung
3. Durchschnittlicher Zeitbedarf für eine Erneuerung
4. Kosten für Material und Dienstleistungen für eine Inspektion
5. Durchschnittlicher Zeitbedarf für eine Inspektion
6. Kosten für Material und Dienstleistungen für eine Reparatur
7. Durchschnittlicher Zeitbedarf für eine Reparatur

Liegen zu wenig Aufträge für eine Abnutzungseinheit vor, dann wird auf einen Schätzwert zurückgegriffen. Sind genügend Aufträge vorhanden, so werden die Mittelwerte der Aufträge gebildet und das Ergebnis mit dem Schätzwert verknüpft. Zu den berechneten Werten kommen noch weitere Parameter, die sich aus den Aufträgen nicht errechnen lassen und deshalb Schätzgrößen von den Kraftwerksbetreibern und Experten sind:

1. Der Wirksamkeitsfaktor der Abnutzungseinheit
2. Der Diagnosewirkungsgrad θ
3. Der Lageparameter γ der Weibull-Verteilung

Der Wirksamkeitsfaktor ist eine Zahl zwischen Null und Eins. Er gibt das Komplement der noch erreichbaren Leistung von 100% wieder, wenn die betroffene Abnutzungseinheit ausfällt. Der Wirksamkeitsfaktor ist für viele Abnutzungseinheiten in der Leittechnik bereits vorgegeben, z. B. für die Speisepumpen oder die Turbinen, oder ist von den Kraftwerksbetreibern und Experten geschätzt worden, z. B. für die Temperaturegeber. Ist der Wirksamkeitsfaktor Eins, dann fällt das ganze Kraftwerk aus. Ist der Wirksamkeitsfaktor kleiner Eins, kann das Kraftwerk noch weiter betrieben werden und nur für die ausgefallene Leistung muss Ersatz beschafft werden.

Der Diagnosewirkungsgrad gibt die Wahrscheinlichkeit an, dass ein Ausfall der Abnutzungseinheit, der in der anschließenden Betriebsperiode eintreten würde, bei der durchgeführten Inspektion erkannt wird. Dieser Wert ist auch nur eine Schätzgröße und hat einen Wert zwischen Eins, jeder Schaden wird entdeckt, und Null, kein Schaden wird entdeckt.

Aus den Kennzahlen, die für jede Abnutzungseinheit gebildet worden sind, werden zuerst einige Zwischengrößen berechnet.¹

Dies sind zum Ersten die durchschnittlichen Kosten für ein Erneuerungsereignis *CPO*:

$$CPO = MATP + 0,2 \cdot ((ISDP + ADauerP) \cdot VerlustP \cdot WKF + AKost)$$

Die durchschnittlichen Kosten für ein Erneuerungsereignis *CPO* berechnen sich aus der Summe von den durchschnittlichen Kosten für Material und Lohn für eine Erneuerung *MATP* und einem Fünftel des Produkts aus der Summe der An- und Abfahrkosten *AKost* mit den Kosten für eine planmäßige Stillstandsstunde *VerlustP*, dem Wirksamkeitsfaktor der Abnutzungseinheit *WKF* und der Summe aus der Erneuerungszeit *ISDP* und der Dauer einer planmäßigen An- und Abfahrt *ADauerP*.

Als Zweites kommen die durchschnittlichen Kosten für ein Inspektionsereignis *CKO*:

$$CKO = MATK + 0,2 \cdot ((ISDK + ADauerP) \cdot VerlustP + AKost)$$

Die durchschnittlichen Kosten für ein Inspektionsereignis *CKO* berechnen sich aus der Summe von den durchschnittlichen Kosten für Material und Lohn für eine Inspektion *MATK* und einem Fünftel des Produkts aus der Summe der An- und Abfahrkosten *AKost* mit den Kosten für eine planmäßige Stillstandsstunde *VerlustP* und der Summe aus der Inspektionszeit *ISDK* und der Dauer einer planmäßigen An- und Abfahrt *ADauerP*.

Als Drittes kommen die durchschnittlichen Kosten für ein Reparaturereignis *CMO*:

$$CMO = MATM + WKF \cdot ((ISDM + ADauerAP) \cdot VerlustAP + AKost)$$

Die durchschnittlichen Kosten für ein Reparaturereignis *CMO* berechnen sich aus der Summe von den durchschnittlichen Kosten für Material und Lohn für eine Reparatur *MATM* und dem Produkt aus Wirksamkeitsfaktor *WKF* und der Summe aus den An- und Abfahrkosten *AKost* und dem Produkt aus den Kosten für eine außerplanmäßige Stillstandsstunde *VerlustAP* und der Summe aus der Reparaturzeit *ISDM* und einer außerplanmäßigen An- und Abfahrt *ADauerAP*.

Als Viertes kommen die durchschnittlichen Kosten für ein Befundinstandset-

¹Vgl. WARNECKE [35], S. 87

zungereignis CBO :

$$CBO = 0,5 \cdot (MATM + WKF \cdot ((ISDM + ADauerP) \cdot VerlustP + AKost))$$

Die durchschnittlichen Kosten für ein Befundinstandsetzungsereignis ist die Hälfte der Summe aus den durchschnittlichen Kosten für eine Reparatur $MATM$ und dem Produkt aus dem Wirksamkeitsfaktor WKF und der Summe aus den An- und Abfahrkosten $AKost$ und dem Produkt aus den Kosten einer planmäßigen Stillstandsstunde $VerlustP$ und der Summe aus der Reparaturzeit $ISDM$ und einer planmäßigen An- und Abfahrtszeit $ADauerP$. Bei der Befundinstandsetzung wird auf die Dauer und die Kosten einer Reparatur zurückgegriffen, weil die Befundinstandsetzung sich nicht so lange vorher planen lässt wie eine Erneuerung oder Inspektion, sondern eher kurzfristig anfällt wie eine Reparatur. Die Kosten für die Stillstandszeit und die An- und Abfahrdauer entsprechen aber einem planmäßigen Stillstand, weil sich die Befundinstandsetzung anders als die Reparatur noch in Schwachlastzeiten, wie z. B. das Wochenende verlegen lässt, oder noch im selben Stillstand, wie die Inspektion, bei der der drohende Schaden entdeckt wurde, erledigt werden kann.

Aus diesen berechneten Zwischengrößen werden jetzt die beiden Kennzahlen TKO und TPO berechnet. TKO ist dabei die optimale Kontrollperiode:

$$TKO = \beta \cdot \left(\frac{CKO}{(\alpha - 1) \cdot \theta \cdot (CMO - CBO)} \right)^{\frac{1}{\alpha}}$$

Die optimale Kontrollperiode TKO gibt dabei ein Zeitintervall an, nach dessen Ablauf es der günstigste Zeitpunkt ist, diese Abnutzungseinheit zu inspizieren. In die Gleichung gehen sowohl die Parameter der Weibull-Verteilung ein, α und β , als auch der Diagnosewirkungsgrad θ .

Die zweite Kennzahl ist die optimale Erneuerungsperiode TPO :

$$TPO = \beta \cdot \left(\frac{CPO - CKO}{(\alpha - 1) \cdot ((1 - \theta) \cdot CMO + \theta \cdot CBO)} \right)^{\frac{1}{\alpha}}$$

Die optimale Erneuerungsperiode TPO gibt dabei analog zur optimalen Kontrollperiode TKO ein Zeitintervall an, nach dessen Ablauf es der günstigste Zeitpunkt ist, diese Abnutzungseinheit zu erneuern.

Die Herleitung der Gleichungen geht dabei auf GROSSE zurück.² GROSSE stellt dabei die Kostengleichung für eine Abnutzungseinheit auf:

$$K^*(t_k, t_p) = \frac{1}{t_p} (CPO - CKO + ((1 - \theta) \cdot CMO + \theta \cdot CBO) \cdot \Lambda(t_p)) +$$

²Siehe GROSSE in [14], Seite 64 f

$$+\frac{1}{t_k} (CKO + \theta \cdot (CMO - CBO)\Lambda(t_k))$$

Weil diese Kostenzielfunktion $K^*(t_k, t_p)$ konvex und stetig ist für alle $t_k, t_p > 0$, können die optimalen Lösungen aus

$$\begin{aligned} 0 &= \frac{\partial K^*}{\partial t_p} \\ 0 &= \frac{\partial K^*}{\partial t_k} \end{aligned}$$

bestimmt werden. Aus diesen partiellen Ableitungen erhält man

$$\begin{aligned} \Lambda_{p,opt} &= \frac{CPO - CKO}{(\alpha - 1) \cdot ((1 - \theta) \cdot CMO + \theta \cdot CBO)} \\ \Lambda_{k,opt} &= \frac{CKO}{(\alpha - 1) \cdot \theta \cdot (CKO - CBO)} \end{aligned}$$

und durch Einsetzen in

$$\begin{aligned} t_{p,opt} &= \beta(\Lambda_{p,opt})^{\frac{1}{\alpha}} \\ t_{k,opt} &= \beta(\Lambda_{k,opt})^{\frac{1}{\alpha}} \end{aligned}$$

erhält man die Berechnungsgleichungen für die optimale Kontrollperiode TKO und für die optimale Erneuerungsperiode TPO .

Die Datenaufbereitung ist mit der Berechnung der Zwischengrößen und den beiden Kennzahlen TKO und TPO abgeschlossen.

4.2.2 Die Optimierung

Sind die Eingangsdaten verarbeitet und die Zwischengrößen gebildet, beginnt der Algorithmus in einem Initialisierungsschritt mit der Optimierung. Dazu wird ein nullter Schritt bei dem evolutionären Algorithmus ausgeführt, die Erzeugung der Startpopulation.

Eine Generation von Instandhaltungsplänen besteht aus 1.000 einzelnen Instandhaltungsplänen. Diese werden am Anfang zufällig gebildet. Ein Instandhaltungsplan besteht aus bis zu vier Instandhaltungsperioden und einer zusätzlichen Instandhaltungsperiode außerhalb des Betrachtungszeitraums mit den Abnutzungseinheiten, die nicht Instand gehalten werden. Diese Abnutzungseinheiten unterliegen der ausfallbedingten Instandhaltungsstrategie. Jeder Abnutzungseinheit wird nun zufällig ein Jahr zugeordnet, in dem die Abnutzungseinheit Instand gehalten wird. Um einen bestmöglichen Startpunkt für die Optimierung zu erhalten, wird das zu wählende Jahr aus einer Vorauswahl für

jede Abnutzungseinheit getroffen. Diese Vorauswahl besteht aus fünf Jahren, die gleichmäßig um den optimalen Zeitpunkt für eine Inspektion liegen. Sind die 1.000 Instandhaltungspläne im Initialisierungsschritt gebildet, dann beginnt jetzt die Iteration der drei Schritte Bewertung, Selektion und Erzeugung neuer Varianten. Dies geschieht, bis ein vorab definiertes Abbruchkriterium erreicht wird. Bei der Anwendung war dies nach einer hinreichenden Anzahl an Iterationen.

Die Bewertung

Jeder Plan wird mit Hilfe der Kostenfunktion bewertet. Dazu wird in einem ersten Schritt das Ausfallverhalten der Abnutzungseinheiten berechnet. Das Ausfallverhalten wird über die integrierte Ausfallrate $\Lambda(t)$ berechnet.³ Dabei gilt:

$$\Lambda(t) = \left(\frac{t}{\beta} \right)^\alpha$$

α und β sind hierbei die beiden Parameter der Weibull-Verteilung der betrachteten Komponente. t ist der Betrachtungszeitraum, bis zu dem die Anzahl an Ausfällen berechnet werden sollen. Dieser Zeitraum ist nicht unbedingt der Betrachtungszeitraum der Gesamtanlage, sondern kann durch Instandhaltung und Erneuerung entsprechend kürzer sein. Als Ergebnis erhält man die Anzahl an Ausfällen, der die Abnutzungseinheit im Betrachtungszeitraum unterliegt.

Nach dem Ausfallgeschehen werden die planmäßigen Instandhaltungskosten für jede Abnutzungseinheit berechnet, siehe hierzu die Gleichung 3.2 auf Seite 40. Für jede Abnutzungseinheit werden die Kosten für Material und Lohn für eine Inspektion bzw. Erneuerung aufaddiert und zwar so oft, wie die Maßnahmen im Betrachtungszeitraum durchgeführt werden. Zu den planmäßigen Instandhaltungskosten kommen dann noch die Kosten für die Befundinstandsetzungen. Dazu wird für jede Abnutzungseinheit die Anzahl der vorab entdeckten Ausfälle ermittelt. Hierzu wird die Anzahl der gesamten Ausfälle im Betrachtungszeitraum der Abnutzungseinheit mit dem Diagnosewirkungsgrad multipliziert. Hierdurch erhält man die Anzahl an vorab entdeckten Ausfällen. Diese Anzahl wird mit den Kosten für Material und Lohn einer Reparatur berechnet. Die Summe beider Terme ergibt die kompletten planmäßigen Instandhaltungskosten.

Nach den planmäßigen Instandhaltungskosten werden die unplanmäßigen Instandhaltungskosten berechnet, siehe hierzu die Gleichung 3.3 auf Seite 40. Die unplanmäßigen Instandhaltungskosten setzen sich aus den Kosten für die nicht vorab entdeckten Ausfällen zusammen. Deshalb wird die Anzahl der gesamten Ausfälle im Betrachtungszeitraum der Abnutzungseinheit mit dem Komplement

³Vgl. BECKMANN und MARX [4], Seite 55ff

des Diagnosewirkungsgrads multipliziert. Die Anzahl an nicht vorab entdeckten Ausfälle wird dann mit den Kosten für Material und Lohn einer Reparatur verrechnet.

Nach den Instandhaltungskosten werden die planmäßigen Stillstandskosten berechnet, siehe hierzu die Gleichung 3.4 auf Seite 40. In einem ersten Schritt werden die Stillstandszeit für die Inspektionen und Erneuerungen berechnet. Dazu wird jedes Jahr des Betrachtungszeitraums betrachtet und die benötigte Stillstandszeit für Instandhaltungsmaßnahmen aufaddiert, nachdem diese mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor exponiert wurden. Die Summe der Stillstandszeiten eines Jahres werden dann mit dem Kehrwert des Gleichzeitigkeitsfaktors exponiert. Gab es in dem betrachteten Jahr einen Stillstand auf Grund von planmäßigen Instandhaltungsmaßnahmen, dann wird für den Stillstand die planmäßige An- und Abfahrzeit der Anlage hinzu addiert. Die Summe über den Betrachtungszeitraum ergibt die Stillstandszeit für die planmäßigen Instandhaltungsaktivitäten. Hinzu kommen noch die Stillstandszeiten auf Grund von Befundinstandsetzungen. Hierzu wird wieder die Anzahl der gesamten Ausfälle im Betrachtungszeitraum der Abnutzungseinheit mit dem Diagnosewirkungsgrad multipliziert. Die Anzahl der vorab entdeckten Ausfälle wird dann mit der Stillstandszeit für eine Reparatur verrechnet. Die Summe aus beiden Termen ergibt die planmäßige Stillstandszeit.

Als letztes werden die unplanmäßigen Stillstandskosten berechnet, siehe hierzu die Gleichung 3.5 auf Seite 40. Die unplanmäßigen Stillstandskosten setzen sich aus den Kosten für die nicht vorab entdeckten Ausfällen zusammen. Deshalb wird die Anzahl der gesamten Ausfälle im Betrachtungszeitraum der Abnutzungseinheit mit dem Komplement des Diagnosewirkungsgrads multipliziert. Die Anzahl an nicht vorab entdeckten Ausfälle wird dann mit der Stillstandszeit einer Reparatur multipliziert.

Für die Bewertung werden nun diese vier Terme addiert und als Ergebnis erhält man eine Kostenbewertung für einen Instandhaltungsplan. Als weitere Zwischenergebnisse werden noch die Verfügbarkeit und Nichtverfügbarkeit abgespeichert.

Die Selektion

Die Instandhaltungspläne werden aufsteigend nach ihrer Kostenbewertung aufgelistet. Der erste Instandhaltungsplan in dieser Anordnung ist der Plan, der die geringsten Kosten besitzt. Dieser Instandhaltungsplan wird als das Optimum des betreffenden Iterationsdurchlaufs ausgewiesen. Die 400 besten Pläne werden bei der Selektion fortgeführt. Diesen 400 Plänen werden nun verschiedene Wahrscheinlichkeiten zugeordnet, die bei der Erzeugung neuer Varianten zum Zuge kommen. Die Wahrscheinlichkeiten sind folgendermaßen gestaffelt:

1. Die ersten 50 Instandhaltungspläne haben jeweils die Wahrscheinlichkeit von 1% gezogen zu werden.
2. Die weiteren 100 Instandhaltungspläne haben jeweils die Wahrscheinlichkeit von 0,3% gezogen zu werden.
3. Die restlichen 250 Instandhaltungspläne haben jeweils die Wahrscheinlichkeit von 0,06% gezogen zu werden.

Die 600 Instandhaltungspläne, die alle größere Kosten als die 400 gewählten Instandhaltungspläne haben, werden verworfen.

Die Erzeugung neuer Varianten

Aus den 400 selektierten Instandhaltungsplänen werden bei der Erzeugung neuer Varianten wieder 600 zusätzliche Instandhaltungspläne gebildet, um wieder auf 1.000 Instandhaltungspläne zu gelangen. Dazu werden insgesamt drei verschiedene Methoden angewandt, die Rekombination bzw. Crossover, die Mutation und die Neuerstellung von Plänen.

Die erste Methode ist die Rekombination oder Crossover. Dabei wird aus zwei gewählten Instandhaltungsplänen ein neuer Instandhaltungsplan zusammengesetzt. Dies wird auf zwei verschiedene Arten durchgeführt. Die erste Crossovermethode ist, dass der neue Instandhaltungsplan die Periodenabstände aus dem ersten Instandhaltungsplan nimmt und dazu den Durchführungszeitpunkt der Abnutzungseinheiten aus dem zweiten Instandhaltungsplan übernimmt. Damit werden die Abnutzungseinheiten neuen Perioden zugeordnet und ein neuer Plan ist erstellt. Dies veranschaulicht Abbildung 4.2.

In der Abbildung 4.2 sieht man an oberster Stelle den ersten Ausgangsplan. In

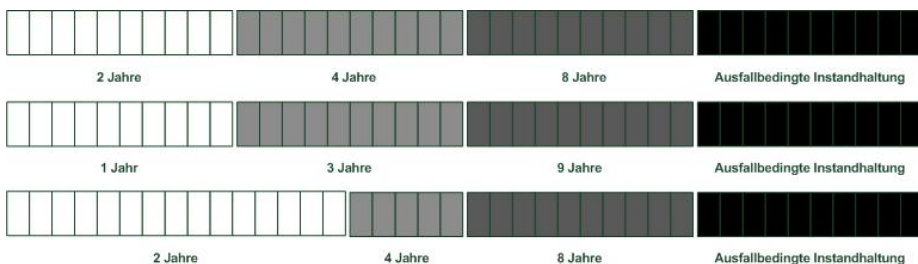


Abbildung 4.2: Die Erzeugung neuer Varianten mittels Crossover

diesem Plan sind 40 Komponenten zu vier Instandhaltungsperioden zugeordnet. In der mittleren Stelle ist der zweite Ausgangsplan, in dem auch 40 Komponenten zu vier Instandhaltungsperioden zugeordnet sind. An der untersten Stelle ist

der neu erzeugte Plan. Er besteht aus den vier Instandhaltungsperioden des ersten Ausgangsplans, dem die Komponenten mit ihren Instandhaltungsperioden aus dem zweiten Plan zugeordnet worden sind. Die zweite Crossovermethode ist, dass die Perioden aus dem ersten Plan genommen werden mit einigen zugeordneten Abnutzungseinheiten und die restlichen Abnutzungseinheiten die Zuteilung von dem anderen Instandhaltungsplan übernehmen und neu zugeordnet werden müssen. Auch auf diese Art und Weise wird ein neuer Plan erstellt.

Eine weitere Methode zur Erzeugung neuer Instandhaltungspläne ist die Mutation. Hierbei wird ein gewählter Instandhaltungsplan zufällig abgeändert und ein neuer Instandhaltungsplan wird erstellt. Es gibt insgesamt vier Mutationsoperatoren bei der Anwendung. Bei dem ersten Mutationsoperator wird für jede Grundperiode entschieden, ob sie um einen bestimmten Zeitraum verlängert wird. Dadurch wird die gesamte Instandhaltung gestreckt und die betreffende Periode eventuell weniger oft durchgeführt. Die Vorgehensweise ist in Abbildung 4.3 dargestellt.

In der Abbildung 4.3 sieht man an oberer Stelle den Ausgangsplan. An unterer

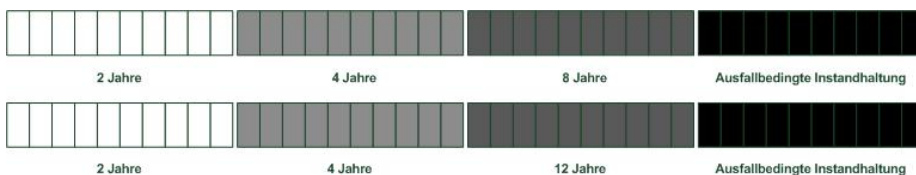


Abbildung 4.3: Die Erzeugung neuer Varianten mittels Mutation

Stelle ist der neu erzeugte Plan zu sehen. Der Mutationsoperator hat dabei die dritte Instandhaltungsperiode verlängert, in diesem Fall von neun auf zwölf Jahre. Bei dem zweiten Mutationsoperator wird für jede Grundperiode entschieden, ob sie um einen bestimmten Zeitraum verkürzt wird. Dadurch wird mehr Instandhaltung betrieben, dies kann sich aber durchaus kostensenkend auswirken. Bei dem dritten Mutationsoperator wird für jede Abnutzungseinheit entschieden, ob sie erst in der nächst folgenden Periode Instand gehalten wird. Findet keine reguläre Instandhaltungsperiode nach der momentanen Periode statt, so wird diese Abnutzungseinheit nicht mehr zyklisch Instand gehalten, sondern ausfallbedingt. Bei dem vierten Mutationsoperator wird für jede Abnutzungseinheit entschieden, ob sie schon in der nächst früheren Periode Instand gehalten wird. Alle vier Mutationsoperatoren führen zu einem neuen Instandhaltungsplan.

Die dritte Methode ist die selbe Methode, die auch schon zur Startgenerierung der Instandhaltungspläne herangezogen worden war. Hierbei werden die Abnutzungseinheiten zufällig einem Jahr zugeordnet, in dem diese Einheiten Instand gehalten werden. Die Jahre sind für jede Abnutzungseinheit vorgegeben, um

einen möglichst guten Startpunkt zu haben. Die Instandhaltungsperioden werden so gewählt, dass möglichst viele Abnutzungseinheiten zeitlich so dicht wie möglich an ihrem optimalen Instandhaltungstermin liegen. Durch die ständige Neugenerierung von Instandhaltungsplänen, zeitlich an den jeweiligen optimalen Instandhaltungsterminen, soll dieses Gebiet der Zielfunktion vertieft betrachtet werden.

Sind wieder 1.000 Instandhaltungspläne vorhanden, fängt der nächste Iterationsschritt an und alle Instandhaltungspläne werden mit der Kostenzielfunktion bewertet.

4.2.3 Die Unschärfe in den Eingangsdaten

Die Instandhaltungsoptimierung wird auf zwei Beispielkraftwerke angewandt. Dabei soll nicht nur die Instandhaltungsstrategie bewertet und optimiert werden, sondern es soll auch das Lösungsintervall unter Berücksichtigung der Unschärfe in den Eingangsdaten dargestellt werden. Dazu werden verschiedene Versuche mit unterschiedlicher Unschärfe in den Eingangsdaten vorgenommen. Folgende Versuche werden für das konventionelle Kraftwerk vorgenommen:

1. Uniforme Unschärfe von 5% in den Eingangsdaten
2. Uniforme Unschärfe von 10% in den Eingangsdaten
3. Nicht uniforme Unschärfe in den Eingangsdaten

Folgende Versuche werden für das Oxyfuel-Kraftwerk vorgenommen:

1. Uniforme Unschärfe von 5% in den Eingangsdaten
2. Uniforme Unschärfe von 10% in den Eingangsdaten
3. Nicht uniforme Unschärfe in den Eingangsdaten
4. Uniforme Unschärfe von 20% in den Eingangsdaten der neuen Komponenten, 5% bei den übrigen Komponenten

Kapitel 5

Resultate

5.1 Konventionelles Kraftwerk

Die Instandhaltungsoptimierung wurde zuerst an einem konventionellem Kraftwerk angewandt. Als erstes wurde die Instandhaltungsoptimierung mit einem ungünstigen Startpunkt begonnen, um zu überprüfen, ob eine günstigere Instandhaltungsstrategie gefunden werden kann und wie lange der Algorithmus benötigt, um diese Lösung zu finden. Dieser Ansatz wurde zweimal wiederholt und die Ergebnisse in Abbildung 5.1 aufgetragen.

In der Abbildung 5.1 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die normierten und logarithmierten Kosten eingetragen. Aufgetragen sind die Kosten für den ausgewählten Instandhaltungsplan je Iteration. Der ausgewählte Instandhaltungsplan weist dabei die günstigsten Kosten auf. Die Datenreihe Eins hat einen Zielfunktionswert von 8,2059 nach 10.000 Iterationen und die Datenreihe Zwei hat einen Zielfunktionswert von 8,2044 nach 10.000 Iterationen. Beide Durchläufe sind aber schon recht früh zu ihrem Wert gekommen, den sie noch nach 10.000 Iterationen haben, und verbesserten sich über einen sehr großen Teil der Iterationen nicht weiter. Dies wird deutlicher, wenn man den Anfangsbereich detaillierter betrachtet. Die ersten 100 Iterationen der Instandhaltungsoptimierung sind in Abbildung 5.2 aufgetragen.

In der Abbildung 5.2 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die normierten und logarithmierten Kosten eingetragen. Aufgetragen sind die Kosten für den ausgewählten Instandhaltungsplan je Iteration. Der ausgewählte Instandhaltungsplan weist dabei die günstigsten Kosten auf. Auf der Abbildung 5.2 erkennt man, dass sowohl Datenreihe Eins als auch Datenreihe Zwei bereits nach weniger als 25 Iterationen ihr Minimum gefunden haben und sich über die restlichen Iterationen nicht weiter verbessert haben. Zum Einen zeigt dieses Resultat, dass selbst aus einem ungünstigen Start-

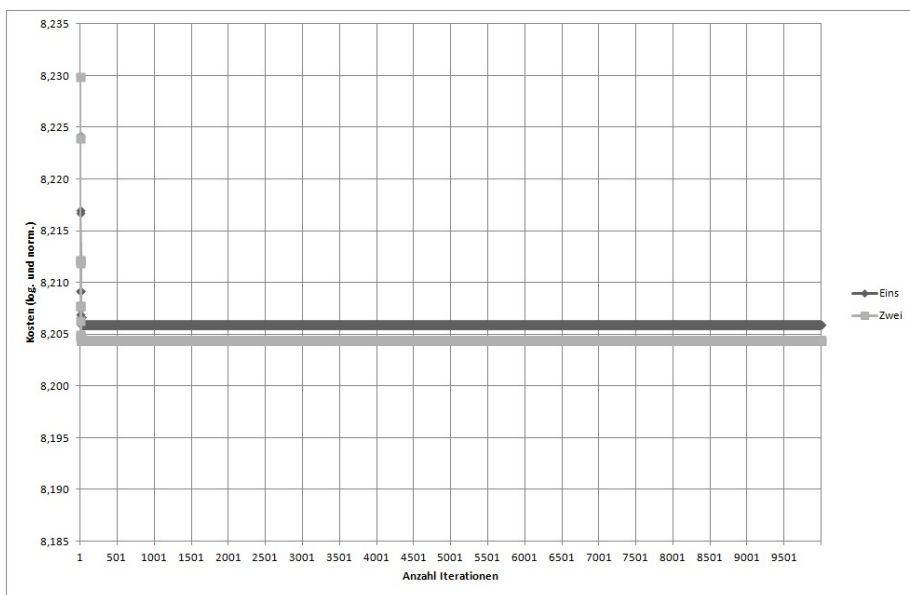


Abbildung 5.1: Ergebnisse für ein konventionelles Kraftwerk mit schlechtem Startpunkt I

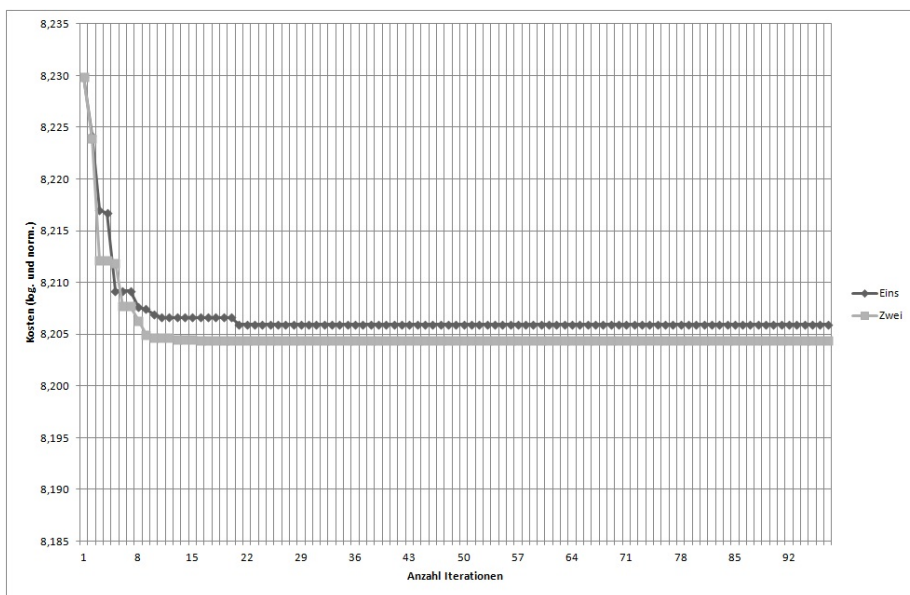


Abbildung 5.2: Ergebnisse für ein konventionelles Kraftwerk mit schlechtem Startpunkt II

punkt schon nach wenigen Iterationen ein besseres Ergebnis gefunden werden kann. Zum Anderen zeigt dieses Resultat aber auch eine allgemeine Schwäche der evolutionären Verfahren, nämlich dass es keine Gewissheit darüber gibt, ob man ein globales Minimum gefunden hat oder, wie bei Testreihe Eins zu sehen, die Instandhaltungsoptimierung ein lokales Minimum gefunden hat. Eine höhere Gewissheit würde erst bei einer sehr viel höheren Iterationsanzahl erreicht werden. Dies wurde nicht durchgeführt, weil nicht vorher abgeschätzt werden konnte, wie viele Iterationen mehr benötigt wären, um ein sicheres Ergebnis zu benennen.

Die Instandhaltungsoptimierung erreichte bereits nach weniger als 25 Iterationen aus einem ungünstigen Startpunkt eine günstigere Instandhaltungsstrategie. Für die weiteren Versuche wurde jetzt ein günstigerer Startpunkt gewählt, damit das Auffinden einer sehr günstigen Instandhaltungsstrategie forciert werden konnte, indem der Algorithmus in einer vielversprechenden Nachbarschaft startete und damit die Zeitkomplexität verringert werden kann.

Uniforme Unschärfe von 5% in den Eingangsdaten

In Abbildung 5.3 ist das Ergebnis der Versuche der Instandhaltungsoptimierung mit einer uniformen Unschärfe von 5% in den Eingangsdaten dargestellt.

In der Abbildung 5.3 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen.

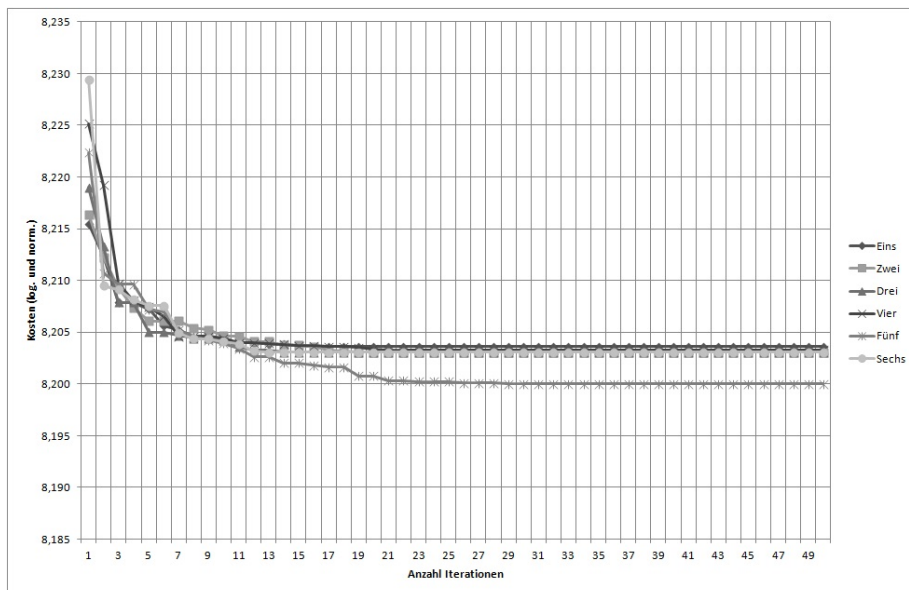


Abbildung 5.3: Ergebnisse für ein konventionelles Kraftwerk mit uniformen Fehler von 5%

Auf der y-Achse sind die normierten und logarithmierten Kosten eingetragen. Aufgetragen sind die Kosten für den ausgewählten Instandhaltungsplan je Iteration. Der ausgewählte Instandhaltungsplan weist dabei die günstigsten Kosten auf. Man erkennt wieder deutlich, dass eine günstigere Lösung nach weniger als 25 Iterationen gefunden wurde. Mit Ausnahme von Datenreihe Fünf sind alle anderen der sechs Datenreihen im Ergebnis dicht beieinander. Nur die Datenreihe Fünf hat eine noch günstigere Lösung gefunden.

In Abbildung 5.4 ist die prozentuale Abweichung der besten Lösung von der normalen Lösung dargestellt. Umso größer die Abweichung in der Lösung ist, umso mehr liegen die absoluten Ergebnisse auseinander.

In der Abbildung 5.4 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen

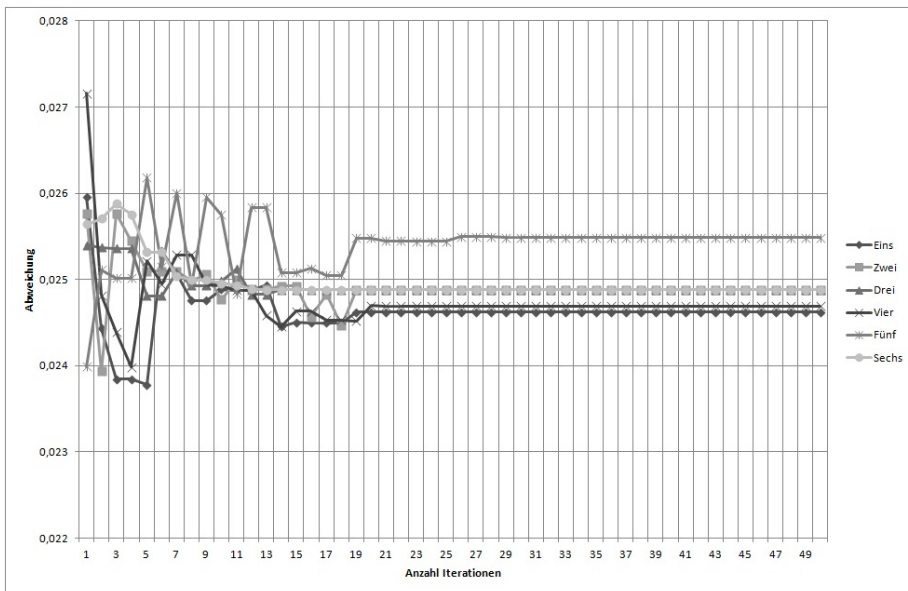


Abbildung 5.4: Abweichung der besten Lösung

gen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der besten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. In Abbildung 5.5 ist die prozentuale Abweichung der schlechtesten Lösung von der normalen Lösung dargestellt.

In der Abbildung 5.5 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der schlechtesten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. In beiden Abbildungen erkennt man, dass sich die uniforme Unschärfe von 5% in den Eingangsdaten als Abweichung in den Lösungen verringert hat. Zwischen der besten Lösung und der normalen Lösung liegen nur etwa 2,5% Unterschied, also die Hälfte der Unschärfe in den Eingangsdaten. Zwischen der schlechtesten Lösung und der normalen Lösung liegen etwa 3%

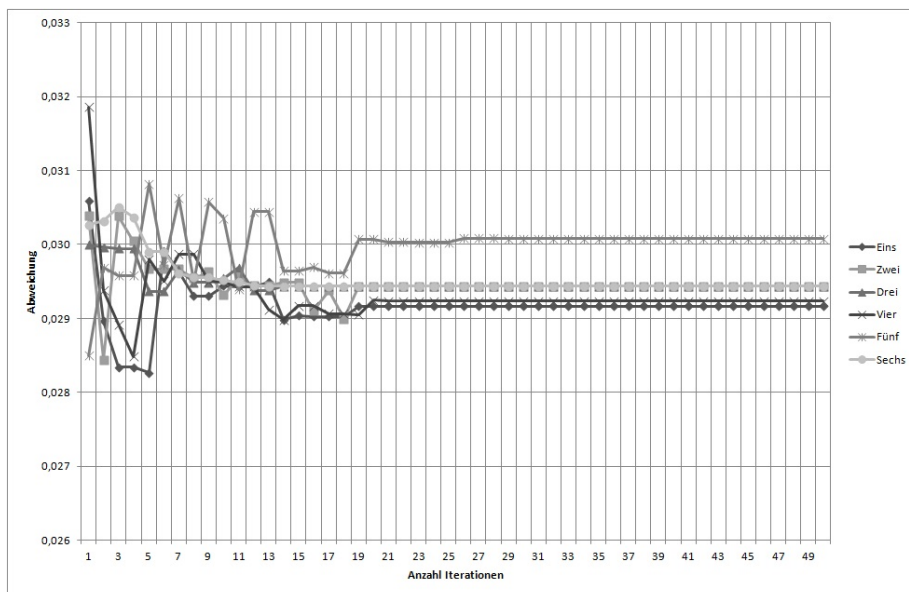


Abbildung 5.5: Abweichung der schlechtesten Lösung

Unterschied. Auffällig ist, dass die Datenreihe Fünf die günstigste Lösung von den sechs Datenreihen gefunden hatte, dabei aber auch die größten Abweichungen zu der besten und schlechtesten Lösung auf Grund der Unschärfen in den Eingangsdaten aufweist.

Uniforme Unschärfe von 10% in den Eingangsdaten

Nach dem Versuch mit der uniformen Unschärfe von 5% wurde ein Versuch mit einer uniformen Unschärfe von 10% in den Eingangsdaten durchgeführt. Die Ergebnisse der Versuche sind in Abbildung 5.6 abgebildet.

In der Abbildung 5.6 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die normierten und logarithmierten Kosten eingetragen. Aufgetragen sind die Kosten für den ausgewählten Instandhaltungsplan je Iteration. Der ausgewählte Instandhaltungsplan weist dabei die günstigsten Kosten auf. Auch bei einer uniformen Unschärfe von 10% erkennt man, dass eine günstigere Lösung bereits nach 25 Iterationen gefunden wurde. Diesmal sind alle sechs Datenreihen aber im Ergebnis unterschiedlich und nicht so dicht beieinander wie in den Versuchen mit der uniformen Unschärfe von 5%. Die Datenreihe Fünf weist dabei die günstigste Lösung auf.

In Abbildung 5.7 ist die prozentuale Abweichung der besten Lösung von der normalen Lösung dargestellt.

In der Abbildung 5.7 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetra-

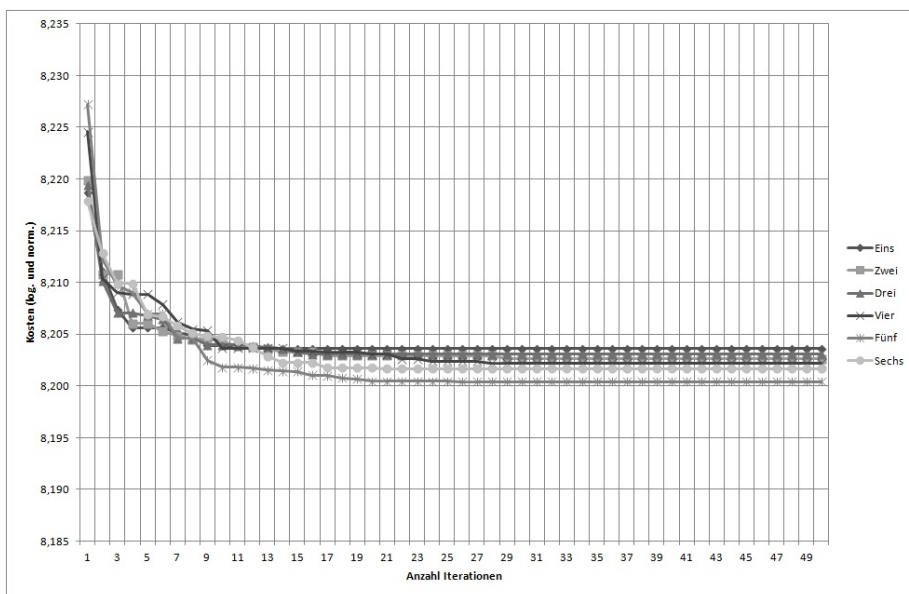


Abbildung 5.6: Ergebnisse für ein konventionelles Kraftwerk mit uniformen Fehler von 10%

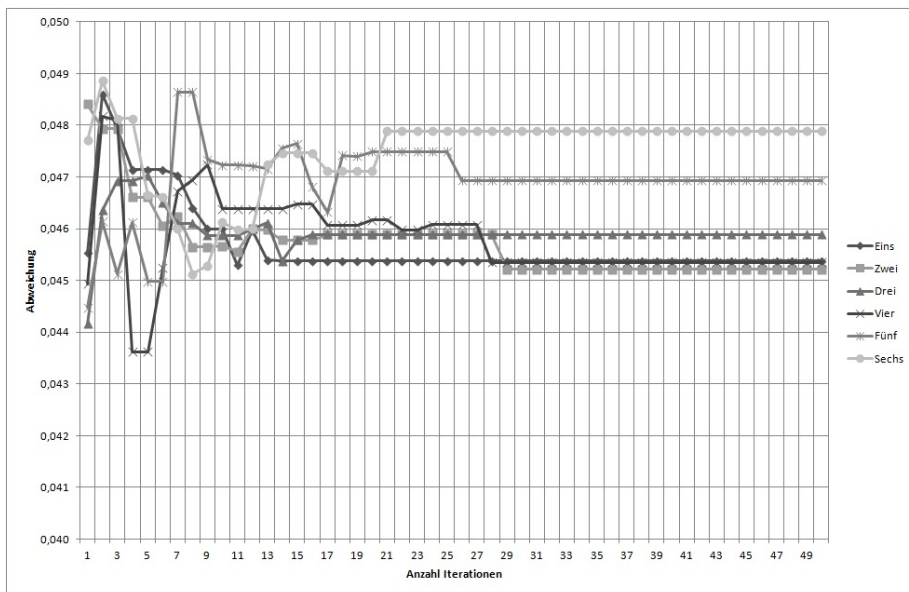


Abbildung 5.7: Abweichung der besten Lösung

gen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der besten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. In Abbildung 5.8 ist die prozentuale Abweichung der schlechtesten Lösung von der normalen Lösung dargestellt.

In der Abbildung 5.8 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen einge-

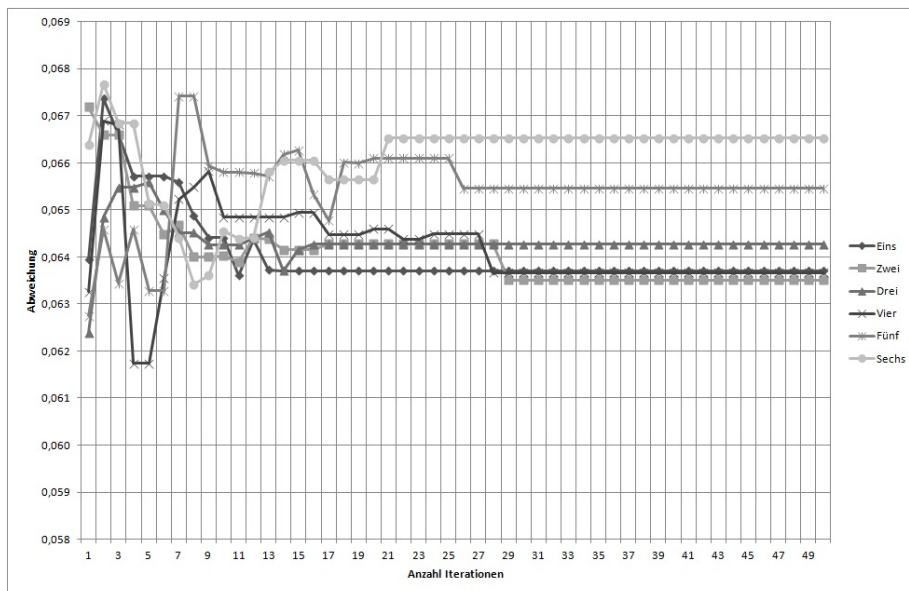


Abbildung 5.8: Abweichung der schlechtesten Lösung

tragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der schlechtesten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. In beiden Abbildungen erkennt man, dass sich, analog zu der uniformen Unschärfe von 5% in den Eingangsdaten, auch die uniforme Unschärfe von 10% als Abweichung in den Lösungen verringert hat. Zwischen der besten Lösung und der normalen Lösung liegen etwa 4,6%, dies ist in etwa die Hälfte der Unschärfe in den Eingangsdaten. Zwischen der schlechtesten Lösung und der besten Lösung liegen etwa 6,5% Unterschied. Die Datenreihe Fünf hat die günstigste Lösung in dem Versuch gefunden, weist aber auch wieder größere Abweichung zur besten und schlechtesten Lösung auf als andere Datenreihen. Die Verhältnisse von uniformer Unschärfe in den Eingangsdaten zu der Abweichung in der Lösung zwischen der normalen Lösung und der besten und schlechtesten Lösung ist in den Versuchen mit 5% und 10% Unschärfe in den Eingangsdaten ungefähr gleich. Die Volatilität ist bei der uniformen Unschärfe von 10% aber größer, was sich in den Abbildungen mit der Abweichung von der normalen Lösung widerspiegelt.

Nicht uniforme Unschärfe in den Eingangsdaten

Nach den Versuchen mit uniformen Unschärfen wurden Versuche durchgeführt mit einer nicht uniformen Unschärfe. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.9 abgebildet.

In der Abbildung 5.9 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen.

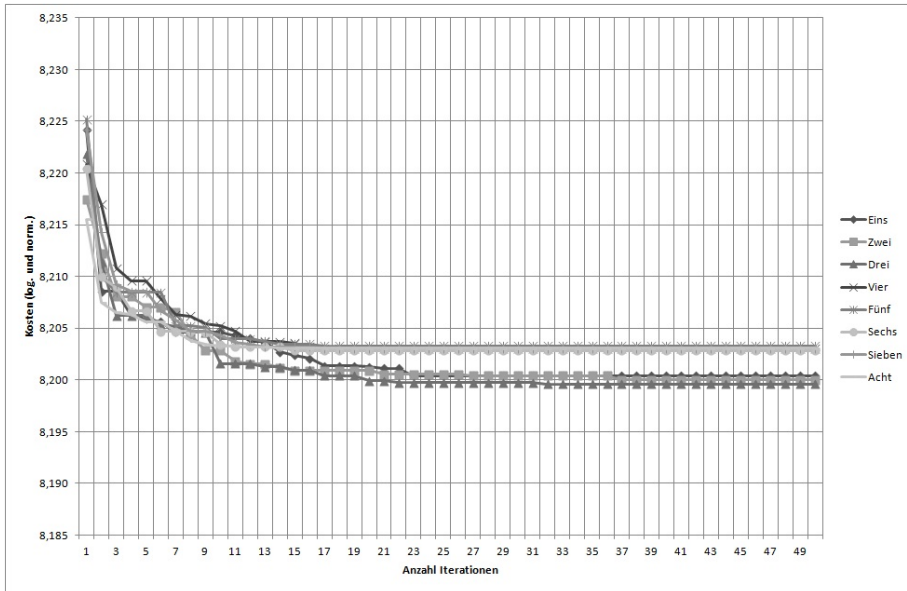


Abbildung 5.9: Ergebnisse für ein konventionelles Kraftwerk mit nicht uniformen Fehler

Auf der y-Achse sind die normierten und logarithmierten Kosten eingetragen. Aufgetragen sind die Kosten für den ausgewählten Instandhaltungsplan je Iteration. Der ausgewählte Instandhaltungsplan weist dabei die günstigsten Kosten auf. Auch bei den Versuchen mit einer nicht uniformen Unschärfe zeigte es sich, dass eine günstige Lösung bereits nach weniger als 25 Iterationen gefunden werden konnte. Die Datenreihen Eins, Zwei und Drei liegen dabei sogar etwas günstiger als die Datenreihen Vier bis Acht. Dies zeigt die generelle Schwäche der evolutionären Algorithmen auf, nichts über die Güte der gefundenen Lösung auszusagen. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass es noch günstigere Lösungen für diesen Versuch mit nicht uniformer Unschärfe in den Eingangsdaten gibt.

In Abbildung 5.10 ist die prozentuale Abweichung der besten Lösung von der normalen Lösung dargestellt.

In der Abbildung 5.10 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der besten Lösung und der

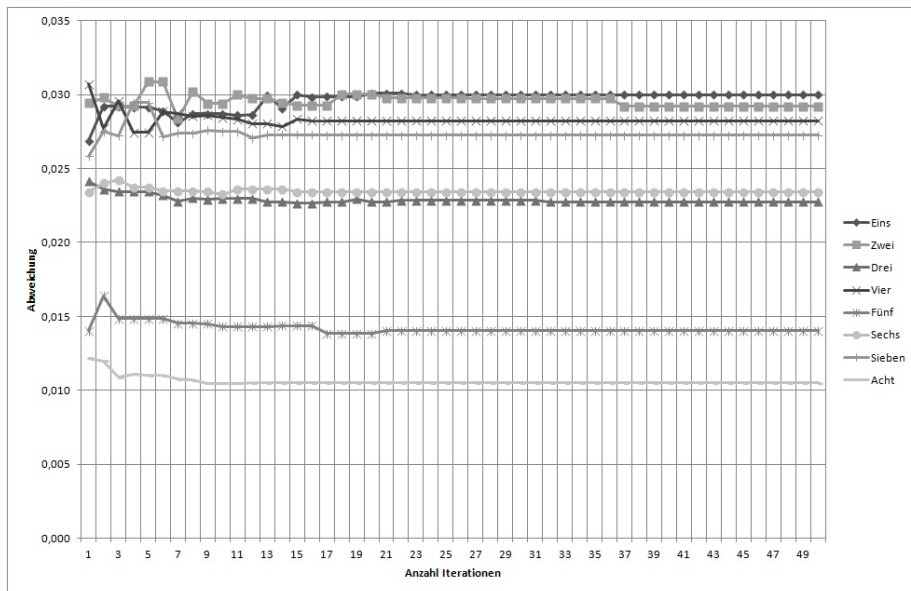


Abbildung 5.10: Abweichung der besten Lösung

normalen Lösung dargestellt. In Abbildung 5.11 ist die prozentuale Abweichung der schlechtesten Lösung von der normalen Lösung dargestellt.

In der Abbildung 5.11 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der schlechtesten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. Die Abweichungen der normalen Lösung von der besten und schlechtesten Lösung ist nun viel differenzierter, weil eine nicht uniforme Unschärfe in den Eingangsdaten angenommen wurde. Diese Unschärfe in den Eingangsdaten ist in Abbildung 5.12 dargestellt. Dabei wurde für jede Abnutzungseinheit eine zufällige Unschärfe in den Eingangsdaten zwischen 0 bis 10% gewählt.

In der Abbildung 5.12 ist auf der x-Achse die Nummer der Abnutzungseinheit aufgetragen. Auf der y-Achse sind die Unschärfen in den Eingangsdaten aufgetragen. Auf den Abbildungen 5.10 und 5.11 erkennt man wieder die Tendenz, dass die Abweichung der normalen Lösung zur besten Lösung geringer ist als die Abweichung der normalen Lösung zur schlechtesten Lösung. Auch sind die Verhältnisse der Abweichungen innerhalb der Datenreihen sehr ähnlich. Diese Versuche sind ein geeignetes Mittel, um Unschärfen bei einigen Abnutzungseinheiten genauer untersuchen zu können.

Die Datenreihe Fünf hatte mit einer Durchschnittunschärfe von 0,448 die geringste Unschärfe in dem Versuch, endete aber bei der günstigsten Lösung in der schlechteren Gruppe von zweien. Auch die Abweichung zur besten und schlech-

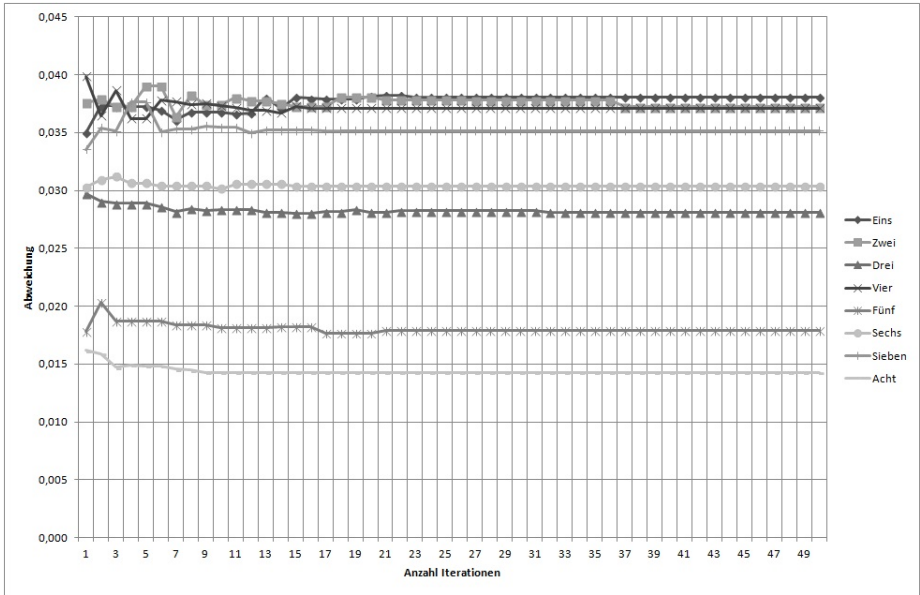


Abbildung 5.11: Abweichung der schlechtesten Lösung

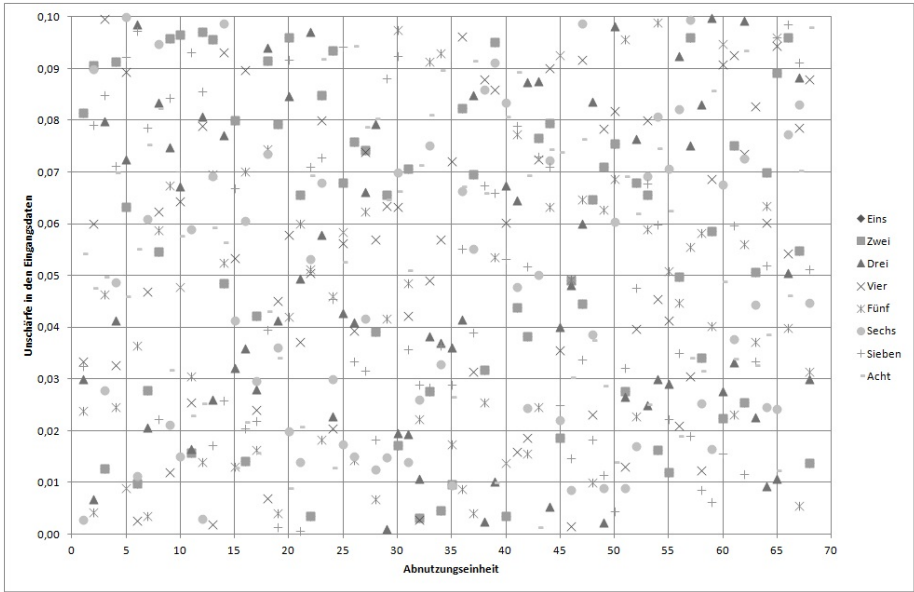


Abbildung 5.12: Unschärfe in den Eingangsdaten

testen Lösung war nicht die Kleinste in dem Versuch, obwohl die Abweichung noch verhältnismäßig gering war. Die Datenreihe Acht hatte die geringsten Abweichungen zwischen der normalen Lösung und der besten und schlechtesten Lösung, endete aber auch nicht in der günstigsten Lösung.

Der Instandhaltungsplan für das konventionelle Kraftwerk

In den Versuchen haben sich drei Instandhaltungspläne als die günstigsten Pläne herausgestellt. Das ist zum Ersten der Instandhaltungsplan der Datenreihe Fünf in Abbildung 5.3. Der Instandhaltungsplan hat drei planmäßig vorbeugende Instandhaltungsperioden in den Jahren 1/3/7. Der Instandhaltungsplan ist in Tabelle 5.1 dargestellt.

Der Instandhaltungsplan hat dabei eine Abweichung von 2,55% zur besten Lö-

Zyklus	Abnutzungseinheit
1	1,2,3,4,7,8,9,10,11,12,13,14,... 17,18,19,20,21,22,23,24,26,27,28,30,32,33,... 34,35,37,38,41,42,43,44,46,47,49,50,51,52,... 53,54,55,56,57,58,59,60,61,62,64,65,67,68
3	31,36,40,48,66
7	39,45
ausfallbedingt	5,6,15,16,25,29,63

Tabelle 5.1: Instandhaltungsplan Eins für das konventionelle Kraftwerk

sung und eine Abweichung von 3,0% zur schlechtesten Lösung. Zum Zweiten ist es der Instandhaltungsplan der Datenreihe Zwei in Abbildung 5.9. Der Instandhaltungsplan hat drei planmäßig vorbeugende Instandhaltungsperioden in den Jahren 1/3/8. Der Instandhaltungsplan ist in Tabelle 5.2 dargestellt.

Der Instandhaltungsplan hat dabei eine Abweichung von 2,9% zur besten Lö-

Zyklus	Abnutzungseinheit
1	1,2,3,4,7,8,10,11,12,13,14,17,18,19,... 20,21,22,23,26,27,28,30,32,33,34,35,37,38,... 41,42,43,44,46,47,49,50,51,52,53,54,55,56,... 57,58,59,60,61,62,65,67,68
3	9,24,31,39,40,48,64,66
8	45
ausfallbedingt	5,6,15,16,25,29,63

Tabelle 5.2: Instandhaltungsplan Zwei für das konventionelle Kraftwerk

sung und eine Abweichung von 3,7% zur schlechtesten Lösung. Der günstigste

Instandhaltungsplan ist von der Datenreihe Drei in Abbildung 5.9. Der Instandhaltungsplan hat drei planmäßig vorbeugende Instandhaltungsperioden in den Jahren 1/3/8. Der Instandhaltungsplan ist in Tabelle 5.3 dargestellt.

Der Instandhaltungsplan hat dabei eine Abweichung von 2,2% zur besten Lö-

Zyklus	Abnutzungseinheit
1	1,2,3,4,7,8,9,10,11,12,13,14,17,18,... 19,20,21,22,23,26,27,28,30,32,33,34,35,37,... 38,41,42,43,44,46,47,49,50,51,52,53,54,55,... 56,57,58,59,60,61,62,64,65,67,68
3	24,31,39,40,48,66
8	45
ausfallbedingt	5,6,15,16,25,29,63

Tabelle 5.3: Instandhaltungsplan Drei für das konventionelle Kraftwerk

sung und eine Abweichung von 2,8% zur schlechtesten Lösung. Alle drei Instandhaltungspläne sind sich sehr ähnlich. Sie haben zwei Instandhaltungszyklen, die recht häufig durchgeführt werden, jedes Jahr bzw. alle drei Jahre, und einen Instandhaltungszyklus der alle sieben bzw. acht Jahre durchgeführt wird. Die Abnutzungseinheiten, die ausfallbedingt Instand gehalten werden, ist in allen drei Fällen identisch.

5.2 Oxyfuel-Kraftwerk

Nach der Anwendung an einem konventionellem Kraftwerk wurde die Instandhaltungsoptimierung an einem Oxyfuel-Kraftwerk angewandt.

Analog zu dem konventionellen Kraftwerk wurde die Instandhaltungsoptimierung mit einem schlechten Startpunkt begonnen, um zu überprüfen, ob die Instandhaltungsoptimierung eine günstige Instandhaltungsstrategie finden kann und wie lange die Instandhaltungsoptimierung für diese Aufgabe braucht. Dieser Ansatz wurde zweimal wiederholt und die Ergebnisse sind in Abbildung 5.13 dargestellt.

In der Abbildung 5.13 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die normierten und logarithmierten Kosten eingetragen. Aufgetragen sind die Kosten für den ausgewählten Instandhaltungsplan je Iteration. Der ausgewählte Instandhaltungsplan weist dabei die günstigsten Kosten auf. Beide Versuche endeten mit dem Zielfunktionswert 8,500. Beide Versuche waren auch nach wenigen Iterationen in einem Optimum angelangt, dass bis Ende der Iterationen nicht wieder verlassen wurde. Dies wird besonders deutlich, wenn man sich den Anfangsverlauf der Ausgabefunktion der Instandhaltungsoptimierung genauer anschaut. Dieser ist in Abbildung 5.14 dargestellt.

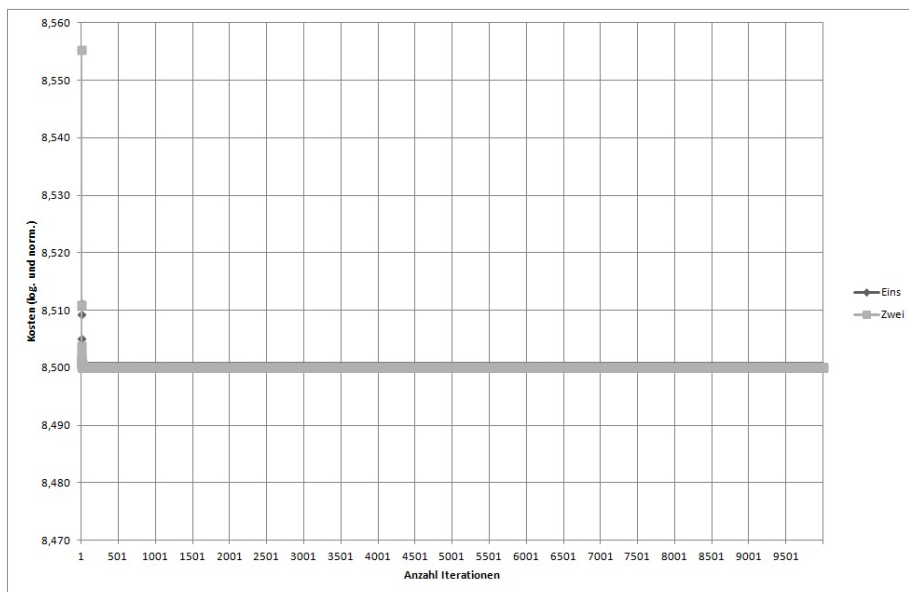


Abbildung 5.13: Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit schlechtem Startpunkt I

In der Abbildung 5.14 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die normierten und logarithmierten Kosten eingetragen. Aufgetragen sind die Kosten für den ausgewählten Instandhaltungsplan je Iteration. Der ausgewählte Instandhaltungsplan weist dabei die günstigsten Kosten auf. Aus der Abbildung 5.14 erkennt man, dass beide Versuche nach weniger als 25 Iterationen ihren Endwert angenommen hatten. Dies bestätigt das Ergebnis, welches schon bei der Anwendung auf ein konventionelles Kraftwerk in Erscheinung getreten war. Wiederum positiv ist, dass die Instandhaltungsoptimierung schon nach kurzer Zeit ein günstigeres Ergebnis gefunden hat und deshalb die Rechnung nicht sehr lange laufen muss. Ungewiss bleibt, ob man in einem globalem oder lokalen Minimum angekommen ist.

Nach den Versuchen mit einem ungünstigen Startpunkt wurde jetzt wieder ein günstigerer Startpunkt für die Instandhaltungsoptimierung gewählt, um das Verfahren noch weiter zu beschleunigen und den interessanten Suchbereich noch großflächiger abzusuchen.

Uniforme Unschärfe von 5% in den Eingangsdaten

In Abbildung 5.15 ist das Ergebnis des Versuchs mit einer uniformen Unschärfe von 5% in den Eingangsdaten abgebildet.

In der Abbildung 5.15 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen

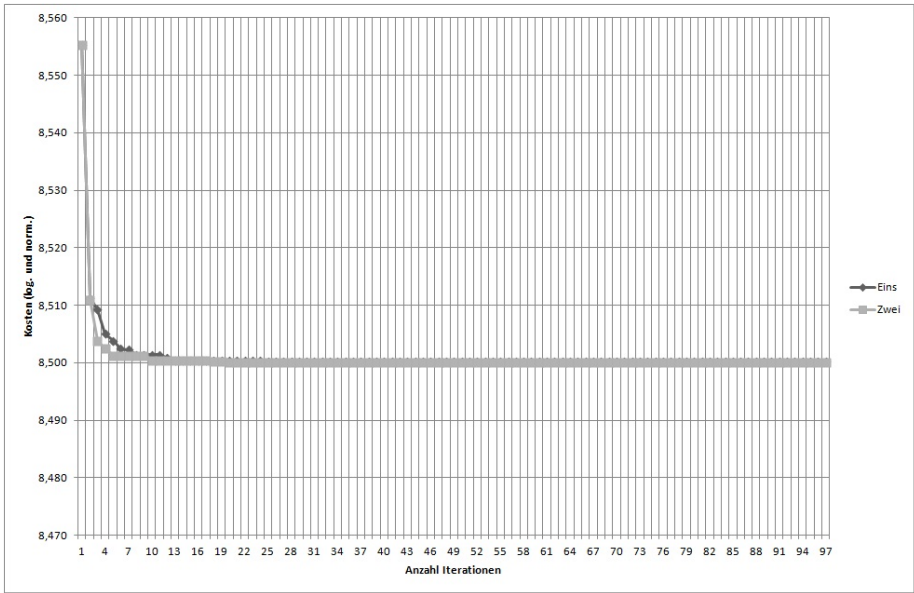


Abbildung 5.14: Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit schlechtem Startpunkt II

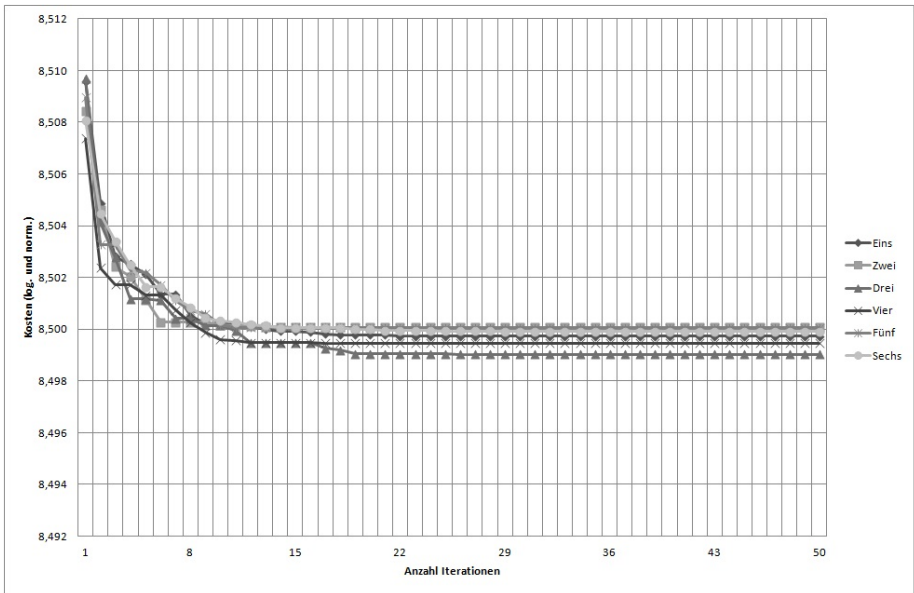


Abbildung 5.15: Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit uniformen Fehler von 5%

gen. Auf der y-Achse sind die normierten und logarithmierten Kosten eingetragen. Aufgetragen sind die Kosten für den ausgewählten Instandhaltungsplan je Iteration. Der ausgewählte Instandhaltungsplan weist dabei die günstigsten Kosten auf. Man erkennt, dass die Instandhaltungsoptimierung schon nach weniger als 25 Iterationen eine günstige Lösung gefunden hat. Alle sechs Datenreihen liegen mit ihrer Lösung dicht beieinander, dabei bildet Datenreihe Drei den günstigsten Wert.

In Abbildung 5.16 sind die Abweichungen der normalen Lösung von der besten Lösung abgebildet. In der Abbildung 5.16 ist auf der x-Achse die Anzahl der

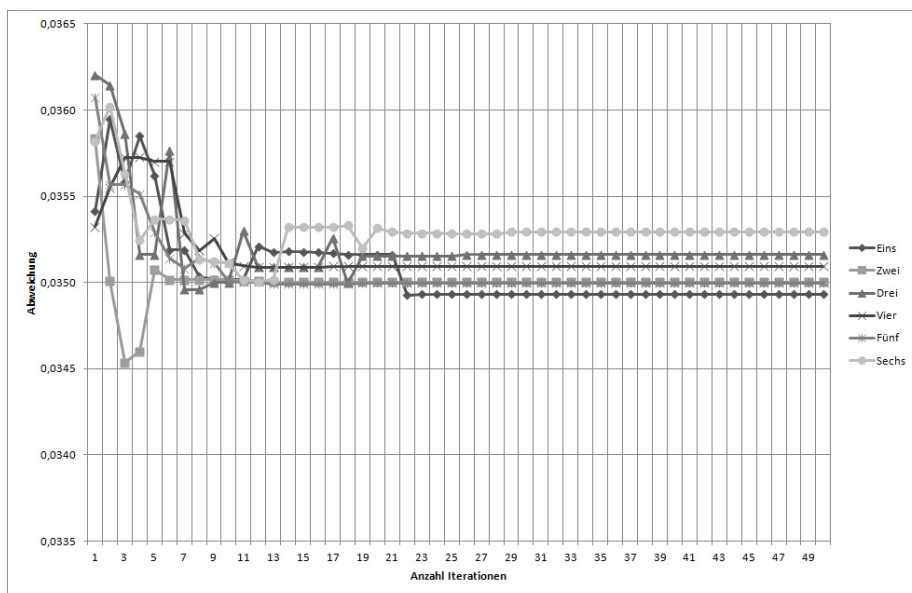


Abbildung 5.16: Abweichung der besten Lösung

Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der besten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. In Abbildung 5.17 sind die Abweichungen der normalen Lösung von der schlechtesten Lösung abgebildet. In der Abbildung 5.17 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der schlechtesten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. Bei der Anwendung auf das Oxyfuel-Kraftwerk zeigt sich analog zum konventionellen Kraftwerk, dass sich die Unschärfe in den Eingangsdaten in der Abweichung in den Ergebnissen verringert. So beträgt die Abweichung von der normalen und der besten Lösung nur noch etwa 3,5%, die Abweichung von der normalen und der schlechtesten Lösung 4%. Die Datenreihe Drei, mit der günstigsten Lösung für den Versuch, hat die zweitgrößte Abweichung bei der besten und schlechtesten Lösung.

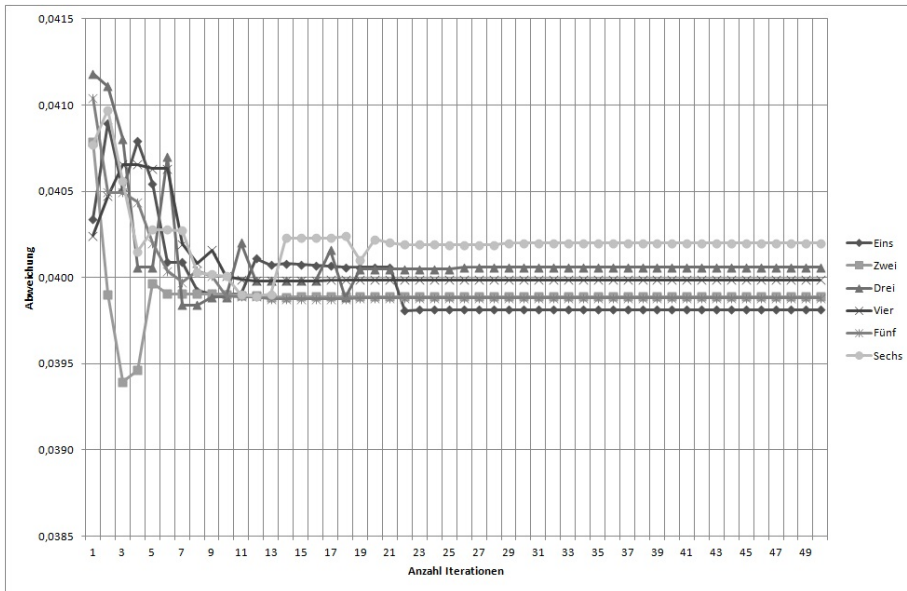


Abbildung 5.17: Abweichung der schlechtesten Lösung

Uniforme Unschärfe von 10% in den Eingangsdaten

Nach dem Versuch mit 5% uniformer Unschärfe in den Eingangsdaten wurde ein Versuch mit 10% uniformer Unschärfe in den Eingangsdaten durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.18 abgebildet.

In der Abbildung 5.18 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die normierten und logarithmierten Kosten eingetragen. Aufgetragen sind die Kosten für den ausgewählten Instandhaltungsplan je Iteration. Der ausgewählte Instandhaltungsplan weist dabei die günstigsten Kosten auf. Man erkennt wieder, dass die Instandhaltungsoptimierung schon nach weniger als 25 Iterationen eine günstige Lösung gefunden hat. Alle vier Datenreihen liegen dicht beieinander.

In Abbildung 5.19 ist die Abweichung zwischen der normalen Lösung und der besten Lösung abgebildet.

In der Abbildung 5.19 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der besten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. In Abbildung 5.20 ist die Abweichung zwischen der normalen Lösung und der schlechtesten Lösung abgebildet.

In der Abbildung 5.20 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der schlechtesten Lösung und

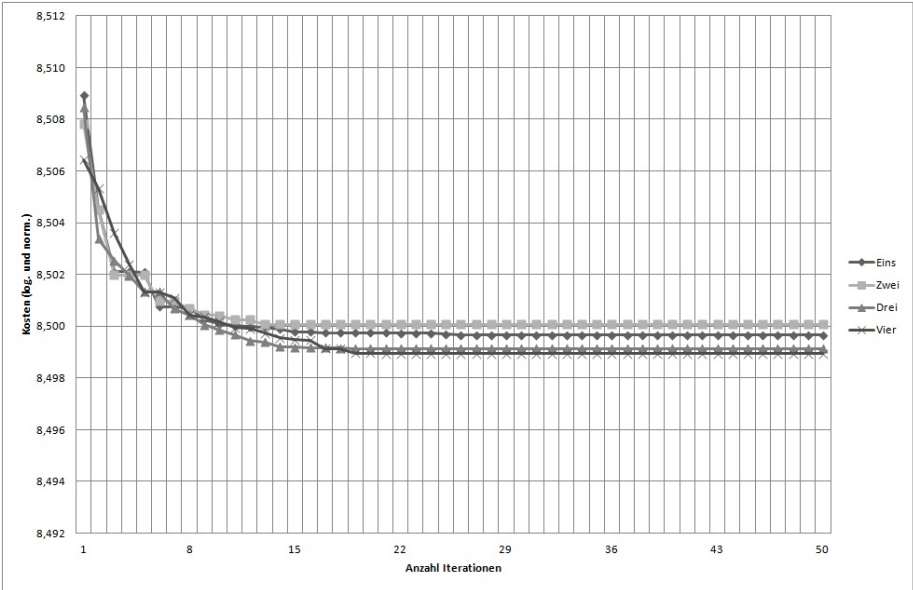


Abbildung 5.18: Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit uniformen Fehler von 10%

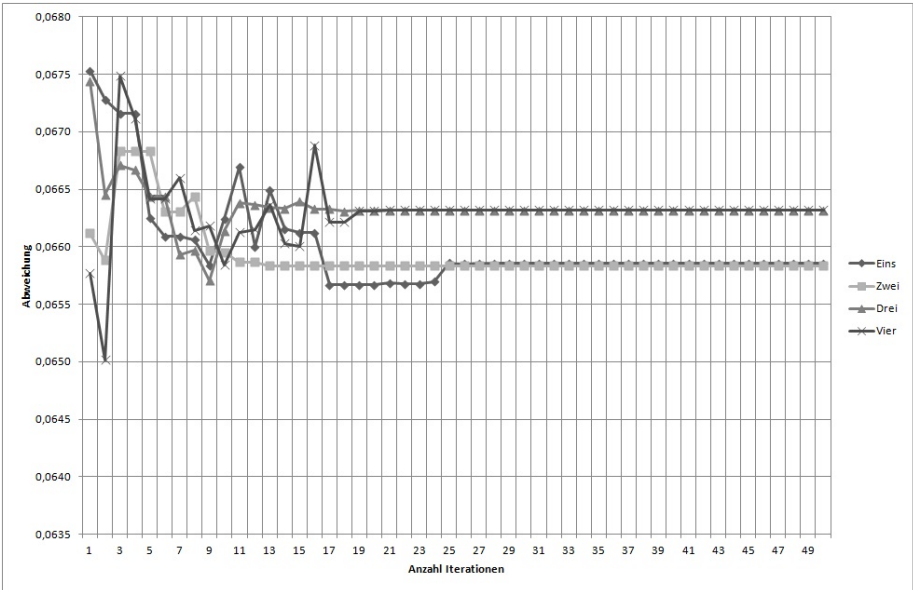


Abbildung 5.19: Abweichung der besten Lösung

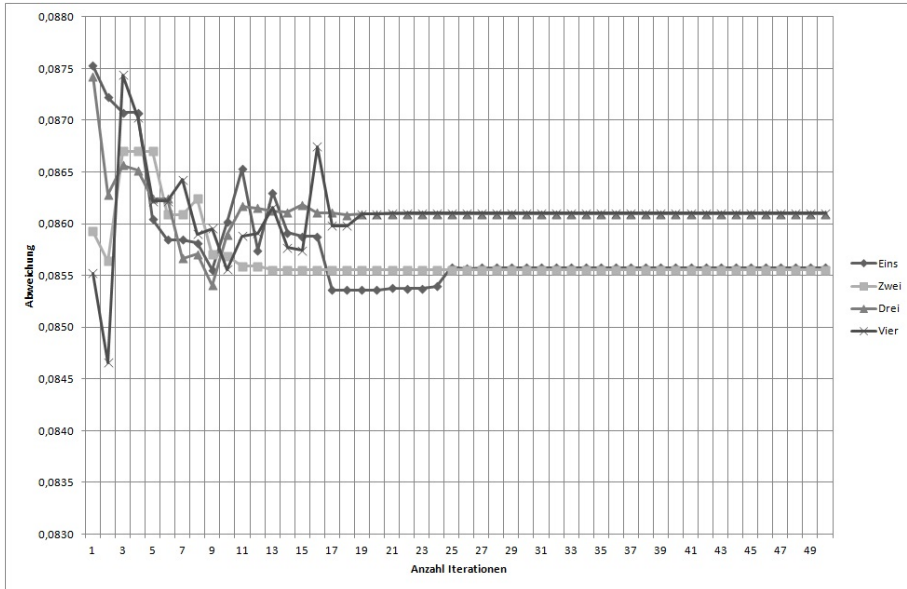


Abbildung 5.20: Abweichung der schlechtesten Lösung

der normalen Lösung dargestellt. Analog zu der Anwendung auf das konventionelle Kraftwerk ist die Volatilität der Abweichungen von der normalen Lösung bei 10% uniformer Unschärfe in den Eingangsdaten größer als bei 5% uniformer Unschärfe in den Eingangsdaten. Auffallend ist, dass jeweils zwei Datenreihen fast identische Abweichungen zu der normalen Lösung aufweisen.

Nicht uniforme Unschärfe in den Eingangsdaten

Nach den Versuchen mit einer uniformen Unschärfe in den Eingangsdaten wurde ein Versuch mit einer nicht uniformen Unschärfe in den Eingangsdaten durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.21 abgebildet.

In der Abbildung 5.21 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die normierten und logarithmierten Kosten eingetragen. Aufgetragen sind die Kosten für den ausgewählten Instandhaltungsplan je Iteration. Der ausgewählte Instandhaltungsplan weist dabei die günstigsten Kosten auf. Die Abweichung zwischen der normalen Lösung und der besten Lösung ist in Abbildung 5.22 dargestellt.

In der Abbildung 5.22 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der besten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. Die Abweichung zwischen der normalen Lösung und der schlechtesten Lösung ist in Abbildung 5.23 dargestellt.

In der Abbildung 5.20 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen einge-

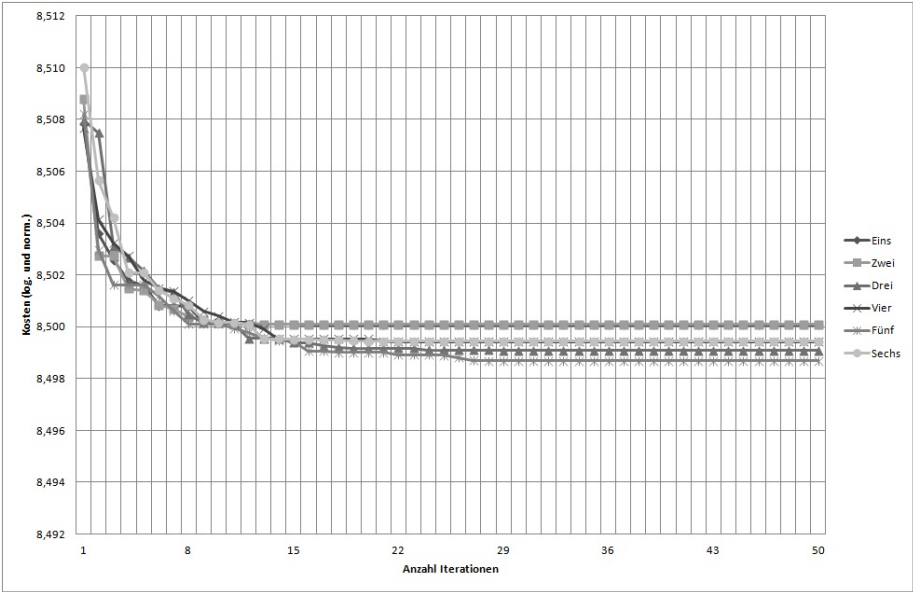


Abbildung 5.21: Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit nicht uniformen Fehler

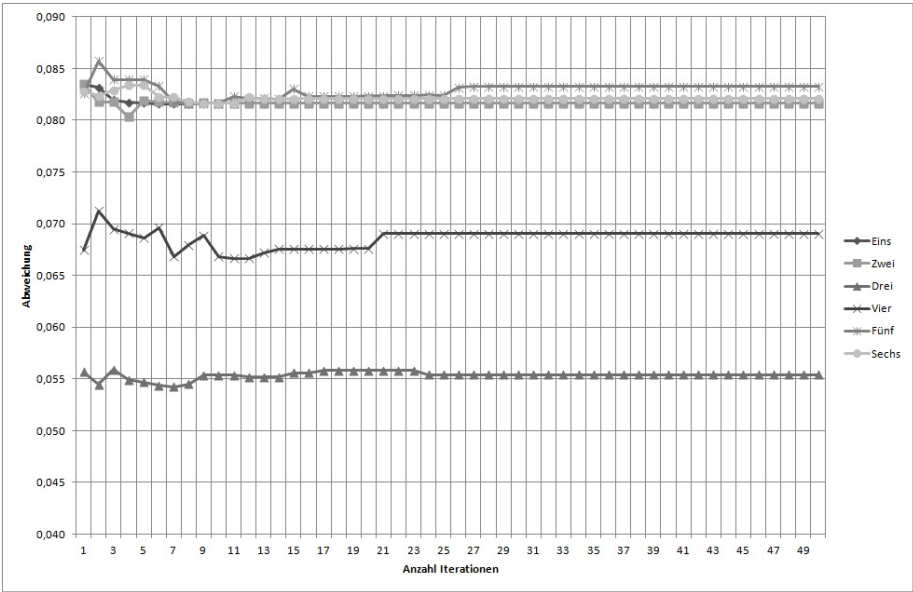


Abbildung 5.22: Abweichung der besten Lösung

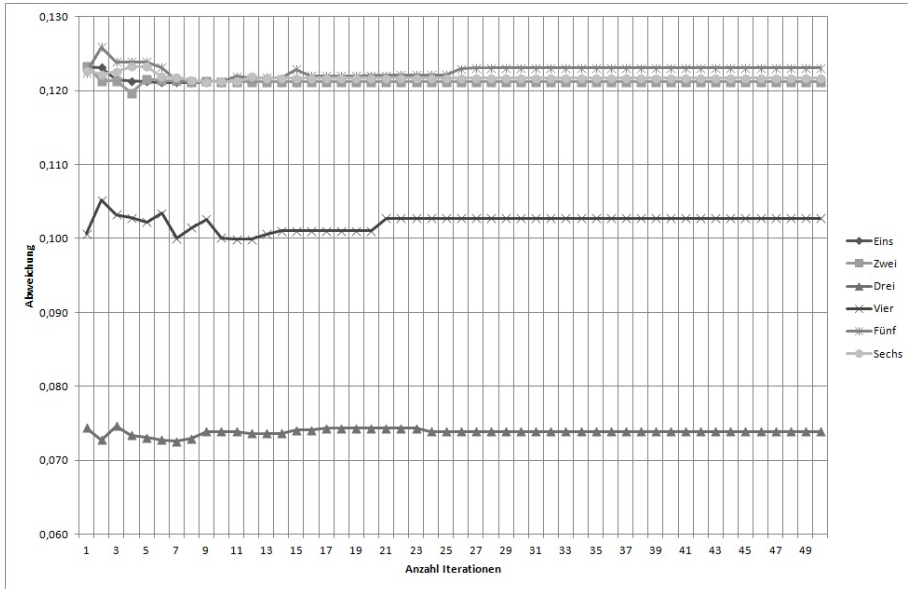


Abbildung 5.23: Abweichung der schlechtesten Lösung

tragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der schlechtesten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. Die nicht uniformen Unschärfen in den Eingangsdaten sind in Abbildung 5.24 dargestellt.

In der Abbildung 5.24 ist auf der x-Achse die Nummer der Abnutzungseinheit aufgetragen. Auf der y-Achse sind die Unschärfen in den Eingangsdaten aufgetragen. Bei diesem Versuch haben die Datenreihen Eins, Zwei, Fünf und Sechs identische nicht uniforme Unschärfen in den Eingangsdaten. Die Datenreihen Drei und Vier haben abweichende nicht uniforme Unschärfen in den Eingangsdaten. Die Datenreihen Eins und Zwei zeigen in Abbildung 5.21 einen gleichen Lösungswert, der nach weniger als 25 Iterationen gefunden wird. Die Datenreihen Fünf und Sechs finden jeweils günstigere Lösungswerte. Analog zu Beobachtungen bei der Anwendung auf das konventionelle Kraftwerk, weist die Datenreihe mit der günstigsten Lösung auch höhere Abweichungen von der normalen Lösung auf. Dies liegt hier bei der Datenreihe Fünf ebenso vor.

Speziell vorgegebene Unschärfe in den Eingangsdaten

Nach dem Versuch mit einer nicht uniformen Unschärfe in den Eingangsdaten wurde noch ein Versuch mit einer speziell vorgegebenen Unschärfe in den Eingangsdaten durchgeführt. Dieser Versuch hat dabei größte praktische Relevanz, weil bei diesem Versuch die Komponenten des Oxyfuel-Kraftwerks, die neu oder unterschiedlich gegenüber einem konventionellem Kraftwerk sind, eine uniforme

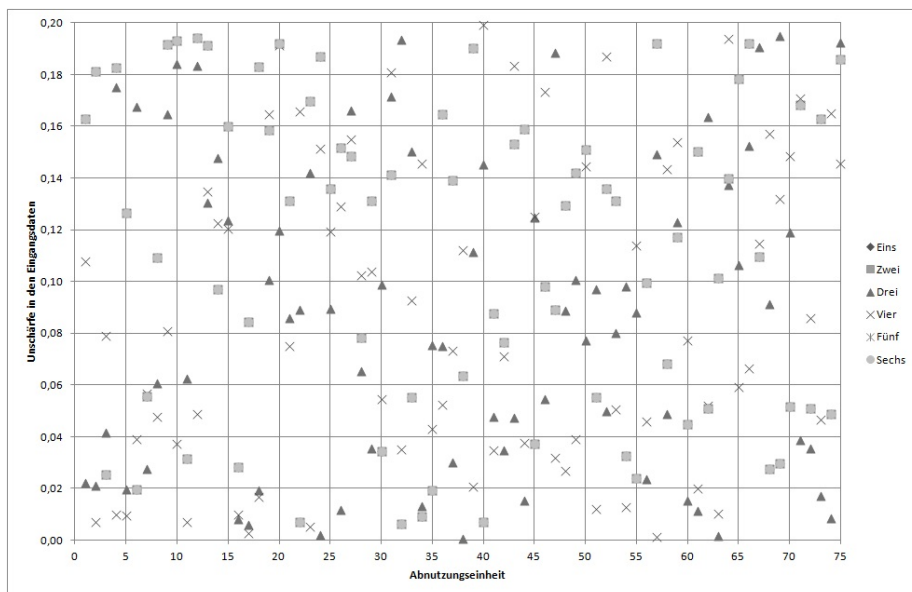


Abbildung 5.24: Unschärfe in den Eingangsdaten

Unschärfe von 20% angenommen wurde, die Komponenten, die ähnlich oder gleich einem konventionellem Kraftwerk sind, haben eine uniforme Unschärfe von 5%. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.25 abgebildet.

In der Abbildung 5.25 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die normierten und logarithmierten Kosten eingetragen. Aufgetragen sind die Kosten für den ausgewählten Instandhaltungsplan je Iteration. Der ausgewählte Instandhaltungsplan weist dabei die günstigsten Kosten auf. Die Abweichung der normalen Lösung von der besten Lösung ist in Abbildung 5.26 abgebildet.

In der Abbildung 5.26 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der besten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. Die Abweichung der normalen Lösung von der schlechtesten Lösung ist in Abbildung 5.27 abgebildet.

In der Abbildung 5.27 ist auf der x-Achse die Anzahl der Iterationen eingetragen. Auf der y-Achse sind die Abweichungen von der schlechtesten Lösung und der normalen Lösung dargestellt. Bei diesem Versuch mit speziell vorgegebenen Unschärfen in den Eingangsdaten liegen die gefundenen Lösungen der Datenreihen recht dicht beieinander. Diese Homogenität in der Lösung ist ein Indiz dafür, dass das Minimum der Kostenzielfunktion an dieser Stelle flach verläuft und so mehrere Lösungen dicht liegen. Im Gegensatz zu den gefundenen Lösungen liegen die Abweichungen von der normalen Lösung aber auseinander.

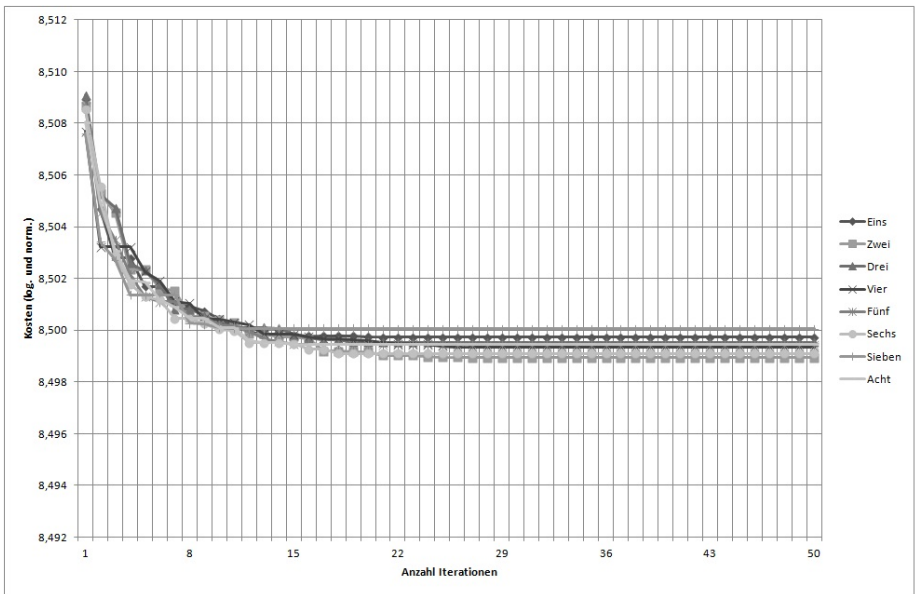


Abbildung 5.25: Ergebnisse für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit uniformen Fehler von 5% bzw. 20%

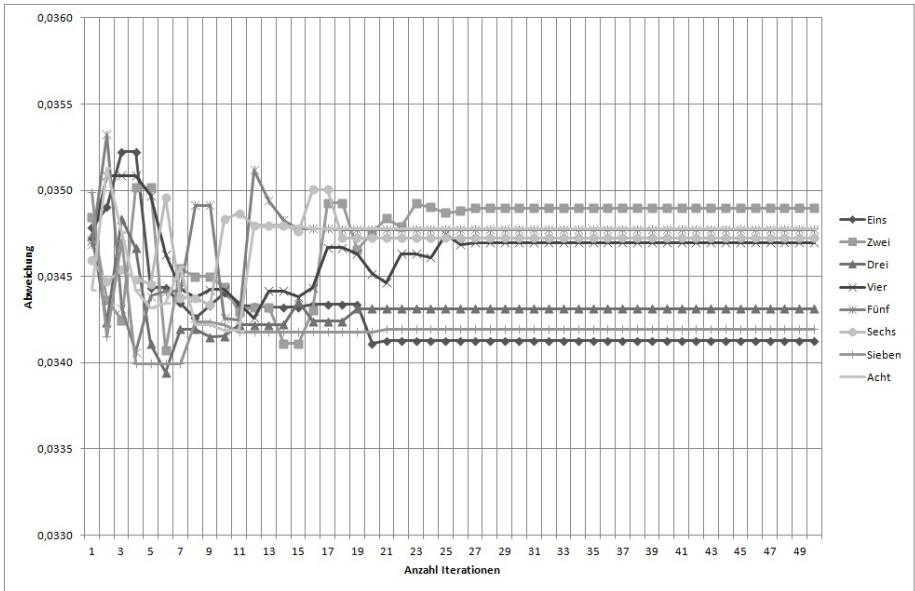


Abbildung 5.26: Abweichung der besten Lösung

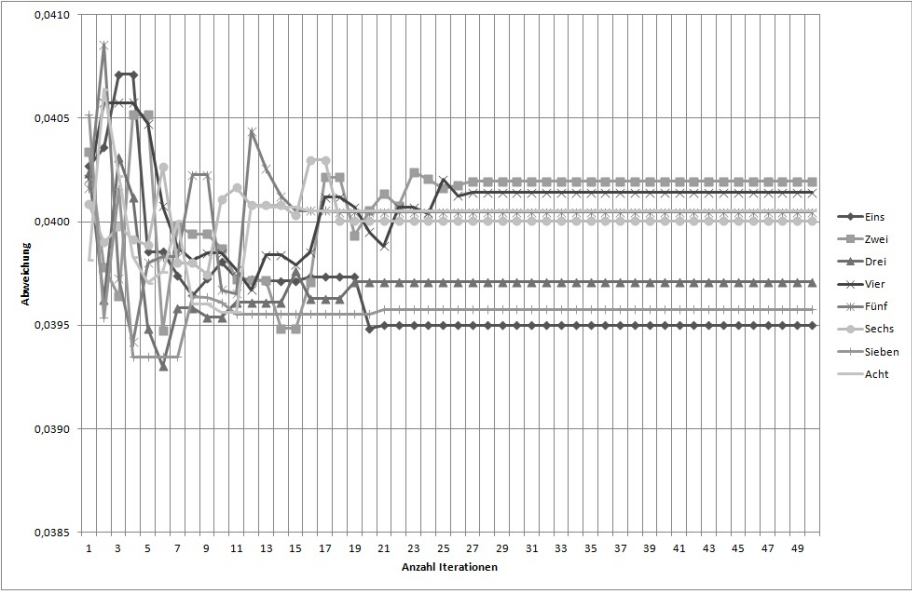


Abbildung 5.27: Abweichung der schlechtesten Lösung

Es bilden sich zwei Gruppen heraus. Die Datenreihen Eins, Drei und Sieben mit einer geringeren Abweichung von der normalen Lösung und die anderen Datenreihen mit einer größeren Abweichung.

Der Instandhaltungsplan für das Oxyfuel-Kraftwerk

In den Versuchen haben sich drei Instandhaltungspläne als die günstigsten Pläne heraus gestellt. Das ist zum Ersten der Instandhaltungsplan der Datenreihe Drei in Abbildung 5.15. Der Instandhaltungsplan hat drei planmäßig vorbeu- gende Instandhaltungsperioden in den Jahren 1/3/18. Der Instandhaltungsplan ist in Tabelle 5.4 dargestellt.

Der Instandhaltungsplan hat dabei eine Abweichung von 2,48% zur besten Lö-

Zyklus	Abnutzungseinheit
1	1,2,3,4,7,8,9,10,12,13,14,15,16,17,18,... 20,21,22,26,27,28,29,30,31,32,34,35,37,38,40,... 41,42,43,44,46,47,48,49,50,51,52,53,54,55,56,... 58,59,61,62,63,64,65,66,67,68,69,71,72,73,74
3	24,25,33,36,38,39,75
18	45
ausfallbedingt	5,6,11,19,23,57,60,70

Tabelle 5.4: Instandhaltungsplan Eins für das Oxyfuel-Kraftwerk

sung und eine Abweichung von 2,94% zur schlechtesten Lösung. Zum Zweiten ist es der Instandhaltungsplan der Datenreihe Vier in Abbildung 5.18. Der Instandhaltungsplan hat drei planmäßig vorbeugende Instandhaltungsperioden in den Jahren 1/3/18. Der Instandhaltungsplan ist in Tabelle 5.5 dargestellt.

Der Instandhaltungsplan hat dabei eine Abweichung von 4,53% zur besten Lö-

Zyklus	Abnutzungseinheit
1	1,2,3,4,7,8,9,10,12,13,14,15,16,17,18,... 20,21,22,26,27,28,29,30,31,32,34,35,37,38,40,... 41,42,43,44,46,47,48,49,50,51,52,53,54,55,56,... 59,61,62,63,64,65,66,67,68,69,71,73,74
3	24,25,33,36,38,39,58,72,75
18	45
ausfallbedingt	5,6,11,19,23,57,60,70

Tabelle 5.5: Instandhaltungsplan Zwei für das Oxyfuel-Kraftwerk

sung und eine Abweichung von 6,36% zur schlechtesten Lösung. Der günstigste Instandhaltungsplan ist von der Datenreihe Fünf in Abbildung 5.21. Der Instandhaltungsplan hat drei planmäßig vorbeugende Instandhaltungsperioden in den Jahren 1/3/18. Der Instandhaltungsplan ist in Tabelle 5.6 dargestellt.

Der Instandhaltungsplan hat dabei eine Abweichung von 1,4% zur besten Lö-

Zyklus	Abnutzungseinheit
1	1,2,3,4,7,8,9,10,12,13,14,15,16,17,... 18,20,21,22,26,28,29,30,31,32,34,35,37,38,... 40,41,42,43,44,46,47,48,49,50,51,52,53,54,... 55,56,59,61,62,63,64,65,66,67,68,69,71,74
3	24,25,27,33,36,38,39,58,72,73,75
18	45
ausfallbedingt	5,6,11,19,23,57,60,70

Tabelle 5.6: Instandhaltungsplan Drei für das Oxyfuel-Kraftwerk

sung und eine Abweichung von 1,78% zur schlechtesten Lösung. Alle drei Instandhaltungspläne sind sich sehr ähnlich. Sie haben zwei Instandhaltungszyklen, die recht häufig durchgeführt werden, jedes Jahr bzw. alle drei Jahre, und einen Instandhaltungszyklus der alle 18 Jahre durchgeführt wird. Die Abnutzungseinheiten, die ausfallbedingt Instand gehalten werden, sind in allen drei Fällen identisch.

5.3 Interpretation der Ergebnisse

Bei der Betrachtung aller Versuche mit der Instandhaltungsoptimierung erkennt man, dass jeweils eine günstige und zulässige Lösung bereits nach oftmals weniger als 25 Iterationen gefunden wurde. Diese Anzahl ist recht gering und ermöglicht die Instandhaltungsoptimierung mehrere Male auf ein gegebenes Problem bzw. auf ein Problem mit gewissen Parameteränderungen anzuwenden. So kann gezielt ein Wert einer Abnutzungseinheit geändert werden, um in der Lösung zu sehen, inwieweit sich das Ergebnis durch die Änderung verschiebt. Auch lässt sich der Einfluss der Unschärfe in den Eingangsdaten gut ermitteln, wenn man bei vorgegebener Unschärfe in den Abnutzungseinheiten einen Wert verändert. Bei den Lösungen erkennt man aber auch den Nachteil der evolutionären Algorithmen. Selbst bei identischer Datenausgangslage und unveränderter Unschärfe in den Eingangsdaten ist selten eine identische Lösung für das Problem gefunden worden. Oftmals lagen die Lösungen dicht beieinander, so dass ein Anwender unter einer Anzahl an Lösungen die ihm passenste Lösung herausfiltern kann. Aber es kann nicht ausgeschlossen werden, dass es eine noch bessere Lösung für jeden Versuch bei beiden Anwendungsbeispielen gibt. Auch durch eine Erhöhung der Versuche und Datenreihen könnte man nur zeigen, dass entsprechend viele Lösungen in dem bisherigen Lösungsbereich liegen, aber trotzdem nicht ausschließen, dass es eine noch bessere Lösung gibt. Die beste Lösung kann nur gefunden werden, und als solche verifiziert werden, wenn jeder mögliche Instandhaltungsplan, der gebildet werden kann, bewertet wird. Diese Aufgabe ist aber zeitlich viel zu aufwändig und daher nicht vertretbar. Die evolutionären Algorithmen werden in dem Modell eingesetzt, um nach einer kurzen Zeit eine günstigere Lösung als der Ausgangsplan zu erhalten.

Eine zweite Erkenntnis liegt darin, dass in den Versuchen, die durchgeführt wurden, die Abweichung der normalen Lösung von der besten und schlechtesten Lösung geringer war als die Unschärfen in den Eingangsdaten. Nicht auszuschließen ist, dass bei einer gewissen Unschärfe, eventuell nur bei einigen Abnutzungseinheiten, sich die Abweichung gegenüber der Unschärfe in den Eingangsdaten vergrößert. Auch zeigte sich, dass es wichtig ist, die gefundene Lösung mit einem solchen Vertrauensintervall darzustellen. Der letzte Versuch bei der Anwendung auf das Oxyfuel-Kraftwerk, mit einer speziell vorgegebenen Unschärfe in den Eingangsdaten, zeigte, dass obwohl die gefundenen Lösungen alle recht dicht beieinander lagen, die Abweichungen doch Unterschiede aufwiesen. Hier lassen sich Risiko und eventuell höhere Kosten schon im Vorhinein abschätzen, um eine fundiertere Einschätzung zur Instandhaltungsstrategie treffen zu können.

Hier zeigt sich der Nutzen der Lösungsintervalle, die die Unschärfe in den Eingangsdaten widerspiegeln. Weil die Unschärfen im weiteren Algorithmus nicht,

wie in den bisherigen Umsetzungen gemittelt werden, und damit an Bedeutung verlieren, kann das Ergebnis mit einer besten und schlechtesten Variante ausgegeben werden. Der Nutzer ist in die Lage versetzt, die Chancen und Risiken der Instandhaltungspläne abzuschätzen. Dies ermöglicht die Auswahl eines etwas teureren Instandhaltungsplans, der dann weniger Risiko aufweisen kann.

Aber nicht nur die Instandhaltungsstrategie lässt sich besser einschätzen, auch einzelne Abnutzungseinheiten und Komponenten lassen sich besser einschätzen. So kann man mit Hilfe der Unschärfe in den Eingangsdaten die Auswirkungen auf die Lösungen sichtbar machen und daraus ableiten, ob es wirtschaftlich ist, die Abnutzungseinheit durch eine höherwertige Abnutzungseinheit zu ersetzen, eventuelle Redundanzen einzubauen, um die Auswirkungen eines Ausfalls abzumildern, oder ob es vorteilhaft ist, das Abnutzungsverhalten einer Komponente nur vage zu kennen oder mit Aufwand dieses Abnutzungsverhalten genauer zu untersuchen. Diese Bewertung der einzelnen Einheiten ist auch erst durch die Aufschlüsselung im Algorithmus möglich geworden. Bisher waren die Einheiten in den planmäßig vorbeugenden Instandhaltungszyklen in größeren Komplexen zusammengefasst und ihre Instandhaltungsparameter waren gemittelt worden. So waren viele Effekte, die jetzt einer konkreten Abnutzungseinheit zugeordnet werden können, in dem größeren Komplex entweder nicht erkennbar oder nicht mehr genau zuzuordnen.

Zusammenfassend kann man als Fazit ziehen, dass Intervalle Sicherheit bei Entscheidungen über Risiken und Chancen geben.

Als ein weiteres Resultat zeigt es sich, dass die Unschärfe in den Eingangsdaten gravierend für die einzelnen Komponenten sind, für eine strategische Instandhaltungsoptimierung aber sich nicht gravierend auswirkt. So sind die, gerade bei dem Oxyfuel-Kraftwerk gefundenen, Instandhaltungsstrategien von dem absoluten Wert fast gleichwertig, unterscheiden sich aber in ihrer Unschärfe in den Eingangsdaten und in der Lösung erheblich. Da sich diese Abweichung aber nicht in der absoluten Lösung oder in der Zusammenstellung der Instandhaltungszyklen auswirkt, muss der Schluss gezogen werden, dass die Unschärfe in den Eingangsdaten bei einer langfristigen Instandhaltungsstrategieoptimierung nicht von besonderer Bedeutung ist.

Kapitel 6

Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde der bestehende Ansatz der Instandhaltungsoptimierung mit Hilfe einer ganzheitlichen Kostenbewertung um eine wesentliche und wichtige Unschärfetrachtung erweitert. Bisher war es nur möglich mit Punktwerten die Instandhaltungsoptimierung zu benutzen, die keinerlei Informationen darüber gab, welche Chancen und Risiken mit den Instandhaltungsplänen verknüpft waren. In den Eingangsdaten für die Instandhaltungsoptimierung ist immer eine gewisse Unschärfe vorhanden. Bei Kraftwerken oder Industrieanlagen, die schon lange in Betrieb sind und aus bewährten Komponenten bestehen, können bestimmte Parameter wie Lebensdauer, Instandhaltungskosten und Stillstandszeiten sehr genau geschätzt, ermittelt und berechnet werden. Die Unschärfe bei solchen Anlagen ist recht gering, damit ist die Abweichung in den Ergebnissen von der normalen Lösung auch recht gering.

Der technische Fortschritt und die immer weitere Erhöhung des Wirkungsgrads von Kraftwerken hat zu immer neuen und auch größeren Kraftwerken geführt. Teilweise sind schon jetzt einige Komponenten in Kraftwerken Unikate, die nur einmal hergestellt wurden. Die Materialwissenschaft bringt immer neue Stähle hervor, die die Bauteile noch leistungsfähiger machen sollen. Völlig neue Komponenten werden in ein Kraftwerk integriert, die es zuvor noch nicht oder nicht in diesen Dimensionen gegeben hat, wie z. B. die Braunkohletrocknung. Durch diese Entwicklungen werden in einem Kraftwerk immer wieder Komponenten vorhanden sein, die eine wesentlich größere Unschärfe in den Eingangsdaten aufweisen als bisherige Komponenten. Diese Unschärfe muss berücksichtigt werden und in einem Lösungsintervall mit ausgegeben werden. Das Lösungsintervall stellt die Abweichung der normalen Lösung von einer besten Lösung und

einer schlechtesten Lösung dar. Nun kann eine Entscheidung über eine Instandhaltungsstrategie nicht nur auf Grund des Lösungsergebnis getroffen werden, sondern auch auf Basis der Chancen und Risiken, die diese Lösung bietet. Dies kann dazu führen, dass man sich gegen die vermeintlich günstigste Lösung entscheidet und dafür eine Lösung wählt, die geringere Risiken aufweist und damit berechenbare Entscheidungen trifft.

Die Verknüpfung der Unschärfen in den Eingangsdaten ermöglicht die Ausgabe eines Lösungsintervalls bei der Instandhaltungsoptimierung. Es wurden verschiedene Versuche mit uniformen Unschärfen in den Eingangsdaten vorgenommen und Versuche mit nicht uniformen bzw. speziell vorgegebenen Unschärfen. Es zeigte sich, dass bei den uniformen Unschärfen in den Eingangsdaten die Abweichung in den Lösungen geringer sind, die Abweichung von der schlechtesten Lösung zur normalen Lösung war dabei größer als die Abweichung der besten Lösung zur normalen Lösung. Bei den nicht uniformen Fehlern zeigte sich das wirkliche Potential der Unschärfenbewertung in den Eingangsdaten. Durch die Darstellung der Abweichungen in den Lösungen lassen sich die Einflüsse der verschiedenen Abnutzungseinheiten auf das Ergebnis darstellen. Große Komponenten haben oftmals die größten Einzelkosten und die längsten Stillstandszeiten. Mit der Unschärfenbewertung lassen sich aber auch explizit die Einflüsse von den kleineren Komponenten darstellen. Im besten Fall kann man durch Zusammenfassung mehrerer kleinerer Komponenten ohne viel Aufwand einiges an Kosten sparen.

Bevor die Unschärfenbewertung in den Eingangsdaten für die Instandhaltungsoptimierung durchgeführt werden konnte, mussten einige Probleme gelöst werden. Zum ersten musste die ganze Methodik der Kostenbewertung erweitert werden, damit die Unschärfe in den Eingangsdaten berücksichtigt und verwendet werden konnte. Hierzu mussten die Berechnungsgleichungen angepasst und die Instandhaltungsoptimierung erweitert werden. Im Anschluss war jeder Wert, der als Variable für die Instandhaltungsoptimierung vorlag, mit einem Intervall versehen, welches einen positiven Wert annehmen konnte oder null war. So war es möglich jeder Abnutzungseinheit eine spezielle Unschärfe in den Eingangsdaten mitzugeben. Der Algorithmus der Kostenbewertung wurde auf diese Intervalle angepasst und im Ergebnis konnte die Abweichung von der normalen Lösung dargestellt werden.

Zum Zweiten ist es durch den Algorithmus nun möglich, jede Abnutzungseinheit isoliert zu betrachten und nicht in Abnutzungsbereichen zusammengefasst. Abnutzungsbereiche sind die gewählten zyklischen Perioden, in denen die Instandhaltungsaktivitäten stattfinden sollen. Nach Zuordnung der Abnutzungseinheiten zu den Abnutzungsbereichen wurden für diesen Abnutzungsbereich eigene Kennwerte aus den Kennwerten der Abnutzungseinheiten ermittelt. Da-

durch kam es zu einer starken Mittelung über alle Abnutzungseinheiten, die manche Effekte über- bzw. verdeckten. In der vorliegenden Arbeit wurde erst im letzten Schritt, zur Ergebnisfindung, eine Summation über die Abnutzungseinheiten vorgenommen. Auch im Ergebnis lassen sich noch die einzelnen Kosten für jede Abnutzungseinheit zuordnen.

Zudem ist es nun möglich mit sehr detaillierten Nebenbedingungen in die Instandhaltungsoptimierung hineinzugehen. Durch die Aufschlüsselung der einzelnen Abnutzungseinheiten bis zum Ende wäre es möglich, die planmäßigen Instandhaltungskosten einer Abnutzungseinheit auf ein bestimmtes Budget zu begrenzen. Realistischer ist die Begrenzung der planmäßigen Instandhaltungskosten für die gesamte Anlage oder ein vorgegebenes Verfügbarkeitskriterium, dass erreicht werden muss.

Im Rahmen der Bearbeitung zeigten sich noch viele Ansatzpunkte für Vertiefungen und Verbesserungen, denen aber im Rahmen dieser Arbeit nicht nachgegangen werden konnte. Einige werden folgend exemplarisch aufgelistet.

Für alle Abnutzungseinheiten wurde aus den zu Grunde liegenden Eingangsdaten entsprechende Kennwerte für Instandhaltungskosten, Lebensdauern und Stillstandszeiten ermittelt. Diese auch für mehrere Instandhaltungstätigkeiten, wie z. B. bei Reparatur nach Ausfall und eine Inspektion. Dazu wurden die Kosten aller anfallenden Ereignisse gemittelt. Aber nicht jeder Ausfall ist gleich schwer zu mitteln und braucht denselben Aufwand zur Beseitigung. Ein tiefergehender Ansatz wäre es, zuerst mit einer Fault Mode Effect Analysis (FMEA) alle Fehler zu katalogisieren, die an den Abnutzungseinheiten auftreten könnten. Diese müssten dann mit Eintrittswahrscheinlichkeiten und den entsprechenden Kennwerten hinterlegt werden. In der Instandhaltungsoptimierung können dann verschiedene Szenarien von Fehlern mit ihren Kosten bewertet werden.

Damit auch bei der Gestaltung von Szenarien ein Maß an Sicherheit geboten wird, sollte man über eine Monte Carlo Simulation eine Gruppe von Szenarien erstellen lassen. Durch die Monte Carlo Simulationen lassen sich verschiedene Szenarien entwerfen, die in ihrer Summe den tatsächlichen Begebenheiten am Nächsten kommen. Wertet man die Gruppe von Szenarien mit der Instandhaltungsoptimierung aus, so lassen sich Instandhaltungsstrategien mit einer weiteren Abschätzung nach Chancen und Risiken darstellen. Und zwar durch die Szenarien die Chancen und Risiken in Abhängigkeit von eintretenden Fehlern. Ein weiterer wichtiger Punkt, der großen Einfluss auf ein Kraftwerk und seine Instandhaltung hat, ist die Verschmutzung und die Wartung von Komponenten. Ein stark verschmutzter Wärmeübertrager kann nur noch einen Teil seiner Leistung erbringen. Eine nicht gewartete Maschine kann vorzeitig ausfallen. Hier wäre es wichtig, die wesentlichen Einflussfaktoren herauszufinden und sie in dem Modell der Instandhaltungsoptimierung einzuarbeiten. Eine geeignete Darstel-

lung könnte zu einer umfassenderen Lösungsdarstellung führen.

Das Potential und die Anwendungsbreite der Kostenbewertung von Instandhaltungsstrategien mit Instandhaltungsoptimierung ist aufgezeigt worden. Ebenso wichtig wie das Finden einer günstigen Lösung ist auch das Aufzeigen der Chancen und Risiken der gefundenen Lösung. Diese Verknüpfung wurde in der Arbeit gezeigt. Die hier gewonnenen Erkenntnisse in den Anwendungsbeispielen bei den zwei Kraftwerken sind, unter Bereitstellung einer genügenden Datenbasis, auch auf andere Anlagen und Komponenten übertragbar. Damit ist eine ganzheitliche Bewertung von Instandhaltung und ihren Auswirkungen bereit gestellt.

Literaturverzeichnis

- [1] ALT, W.: *Nichtlineare Optimierung*. Vieweg Verlag, 2002
- [2] ASTEROTH, A. ; BAIER, C.: *Theoretische Informatik*. Pearson Studium, 2002
- [3] BECKMANN, G.: *Persönliche Mitteilung*. 2008
- [4] BECKMANN, G. ; MARX, D.: *Instandhaltung von Anlagen*. Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie; Leipzig, 1994
- [5] BERENGUER, C. ; GRALL, A. ; SOARES, C. G.: *Advances in Safety, Reliability and Risk Management*. Taylor & Francis Group, 2012
- [6] BEYER, H. G.: *The theory of evolution strategies*. Springer Verlag, Berlin, 2001
- [7] BLISCHKE, W. R. ; MURTHY, D. N. P.: *Reliability: Modeling, Prediction, and Optimization*. John Wiley & Sons, 2000
- [8] BRONSTEIN, I.N. ; SEMENDJAJEW, K.A. ; MUSIOL, G. ; MÜHLIG, H.: *Taschenbuch der Mathematik*. Verlag Harri Deutsch, 2001
- [9] DENSON, W. ; CHANDLER, G. ; CROWELL, W. ; CLARK, A. ; JAWORSKI, P.: *Nonelectronic Parts Reliability Data*. Griffiss AFB, 1995
- [10] DIERICH, P.: *Ein Näherungsansatz zur Bestimmung von Ausfallcharakteristiken für komplexe Baugruppen und Anlagen*. Ingenieurhochschule Zittau, 1975
- [11] EICHLER, C.: *Instandhaltungstechnik*. VEB Verlag Technik, Berlin, 1985
- [12] FEICHTINGER, G. ; HARTL, R. F.: *Optimale Kontrolle ökonomischer Prozesse*. Walter de Gruyter, 1986
- [13] GERDES, I. ; KLAWONN, F. ; KRUSE, R.: *Evolutionäre Algorithmen*. Vieweg Verlag, 2004

- [14] GROSSE, G.: *Instandhaltungsstrategien für einfache und komplexe Systeme mit Berücksichtigung periodischer Kontrollen*. Ingenieurhochschule Zittau, 1976
- [15] GROSSE, G.: *Rechnergestützte Entscheidungsvorbereitung zur zustandsabhängigen Instandhaltung und Rekonstruktion komplexer Anlagen*. Wilhelm-Pieck-Universität Rostock, 1988
- [16] HOLZAPFEL, F.: *Konzeption für ein Beratungssystem zur erfahrungsbasierten Instandhaltungsterminprognose in der zustandsbezogenen Instandhaltung von Heizkraftwerken*. TU Freiberg, 2007
- [17] ILLERHAUS, S. W.: *Optimale Betriebsplanung industrieller Energieversorgungssysteme*. Wissenschaftsverlag Aachen, 2001
- [18] KECECIOGLU, D.: *Reliability Engineering Handbook*. Prentice Hall, 1991
- [19] KHAN, F. ; HADDARA, M. ; KHALIFA, M.: Risk-Based Inspection and Maintenance (RBIM) of Power Plants. In: *Thermal Power Plant Performance Analysis*. Springer Verlag, 2012, S. 249–280
- [20] KITTAN, T. ; HEROLD, M. ; BAUMANN, C.: Instandhaltungsanalyse und -prognose für Großkraftwerke. In: *VGB PowerTech 91* (2011), S. 92–98
- [21] MARX, D.: *Optimierung von planmäßigen Instandhaltungsmaßnahmen für Elektroenergieerzeugungsanlagen*. Technische Universität Dresden, 1969
- [22] MENKE, D.: *Verfügbarkeit von Großkraftwerken*. Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 2003
- [23] MEYNA, A. ; PAULI, B.: *Taschenbuch der Zuverlässigkeitstechnik*. Carl Hanser Verlag München Wien, 2010
- [24] NEMHAUSER, G.L. ; KAN, A.H.G. R. ; TODD, M.J.: *Optimization*. North-Holland, Amsterdam, 1989
- [25] NORMENAUSSCHUSS: *Grundlagen der Instandhaltung*. Deutsches Institut für Normung e.V., 2012
- [26] POHLHEIM, H.: *Evolutionäre Algorithmen*. Springer Verlag, Berlin, 2000
- [27] RECHENBERG, I.: *Evolutionsstrategie - Optimierung technischer Systeme nach Prinzipien der biologischen Evolution*. Friedrich Frommann Verlag, Stuttgart, 1973

- [28] RIANE, F. ; ROUX, O. ; BASILE, O. ; DEHOMBREUX, P.: Simulation Based Approaches for Maintenance Strategies Optimization. In: *Handbook of Maintenance Management and Engineering*. Springer-Verlag, 2009, S. 133–156
- [29] SCHMIDT, W.: *Ökonomische Effekte bei der Planung von Instandhaltungsvorhaben technischer Anlagen*. Ingenieurhochschule Zittau, 1983
- [30] SINTEF: *OREDA: offshore reliability data handbook*. Det Norske Veritas, 1997
- [31] STENDER, S.: *Ein Verfahren zur Optimierung der Kraftwerksrevisionsplanung und -durchführung*. Springer Verlag, Berlin, 1997
- [32] STURM, F.A.: *Wissen basierte Betriebsführung und Instandhaltung*. VGB PowerTech; Essen, 2001
- [33] VGB: *Kraftwerk-Kennzeichensystem*. VGB PowerTech Service GmbH, 2010
- [34] WARNECKE, H.J.: *Instandhaltungsmanagement*. Verlag TÜV Rheinland, 1992
- [35] WARNECKE, M.: *Optimierung der Instandhaltungsplanung mit genetischen Algorithmen unter Berücksichtigung des Speicherverhaltens bei der Verfügbarkeitsprognose von Kraftwerksanlagen*. Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 2009
- [36] WÖHE, G. ; DÖRING, U.: *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. 24. Auflage. Verlag Franz Vahlen, München, 2010

Anhang A

Nomenklatur

α	Gestaltsparameter der Weibull-Verteilung
β	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung
γ	Gleichzeitigkeitsfaktor (siehe [29])
θ	Diagnosewirkungsgrad (siehe [14])
$\Lambda(t)$	Integrierte Ausfallrate
CBO	Durchschnittliche Kosten einer Befundinstandsetzung (siehe [35])
CKO	Durchschnittliche Kosten einer Inspektion (siehe [35])
CMO	Durchschnittliche Kosten einer Reparatur (siehe [35])
CPO	Durchschnittliche Kosten einer Erneuerung (siehe [35])
K	Gesamtkosten eines Instandhaltungsplans
K_{pIH}	Kosten der planmäßigen Instandhaltung
K_{pST}	Kosten der planmäßigen Stillstandszeit
K_{upIH}	Kosten der unplanmäßigen Instandhaltung
K_{upST}	Kosten der unplanmäßigen Stillstandszeit
MLA	Kosten für Material und Dienstleistungen einer Reparatur
MLE	Kosten für Material und Dienstleistungen einer Erneuerung
MLK	Kosten für Material und Dienstleistungen einer Inspektion
pA	Planmäßige An- und Abfahrzeit des Kraftwerks
STA	Zeitdauer einer Reparatur
STE	Zeitdauer einer Erneuerung
STK	Zeitdauer einer Inspektion
TKO	Optimale Kontrollperiode (siehe [14])
TPO	Optimale Erneuerungsperiode (siehe [14])
upA	Unplanmäßige An- und Abfahrzeit des Kraftwerks
VAP	Verlust pro außerplanmäßiger Stillstandsstunde
VP	Verlust pro planmäßiger Stillstandsstunde

Anhang B

Die Abnutzungseinheiten

Tabelle B.1: Die Abnutzungseinheiten des konv. Kraftwerks

Index	Abkürzung	Bezeichnung
1	BAC	Generatorschalter
2	BAT	Maschinentransformator
3	BBT	Eigenbedarfstransformator
4	B**	Eigenbedarfsversorgung
5	C**	Anlagen zentrale Leittechnik
6	HAC	Economiser
7	HAD	Verdampfer
8	HAH	Überhitzer 1
9	HAH	Überhitzer 2
10	HAH	Überhitzer 3
11	HAH	Überhitzer 4
12	HAI	Zwischenüberhitzer 1
13	HAI	Zwischenüberhitzer 2
14	HDA	Naßentschlacker
15	HFD	Rauchgas-Rücksaugung
16	HHH	Brenner und Staubsystem
17	HHB	Nachbrennrost
18	HJA	Zündbrennersystem
19	HLB	Frischluftheizer
20	HLD	Luftvorwärmer
21	HNC	Saugzug
22	HQA	Elektrofilter

23	HNA	Rauchgas-Leerzug
24	HNA	Reingassystem
25	HND	Rauchgasverschiebesystem
26	HTD	Rauchgaswäsche
27	HTF	Absorbtionskreisläufe
28	HTL	Gips-, Feinteilausschleusung
29	LAA	Speisewasserbehälter
30	LAB	Speisewasserleitungssystem
31	LAC	Elektrospeisepumpen
32	LAC	Turbospeisepumpen
33	LAD	Vorwärmung
34	LAE	Hochdruckeinspritzkühler
35	LAF	Mitteldruckeinspritzkühler
36	LBA	Frischdampfleitung
37	LBB	Heiße Schiene
38	LBC	Kaltes Zwischenüberhitzerleitungssystem
39	LBF	Hochdruckreduzierventile
40	LBQ	Hochdruckanzapfleitungen
41	LBS	Niederdruckanzapfleitungen
42	LCA	Hauptkondensatleitungen
43	LCB	Hauptkondensatpumpen
44	LCC	Niederdruckvorwärmung
45	MAA	Hochdruckturbine mit Ventilen
46	MAB	Mitteldruckturbine mit Ventilen
47	MAC	Niederdruckturbine mit Ventilen
48	MAD	Gesamtlagerung
49	MAG	Kondensationsanlage
50	MAJ	Stopfbuchs- und Evakuierungssystem
51	MAK	Rotordrehvorrichtung
52	MAN	Niederdruckumleitstation
53	MAX	Turbinenregelung
54	MKA	Generator
55	MKC	Betriebserregung
56	PAB	Kühlwasserleitungssystem
57	PAC	Kühlwasserhauptpumpen
58	CT*	Gebertechnik Temperatur
59	CP*	Gebertechnik Druck
60	CF*	Gebertechnik Menge/Stand

61	CQ*	Geber Analysetechnik
62	CE*	Elektrische Gebertechnik
63	CD*	Aggregatschlüsselkomponenten
64	AMD	Mitteldruckarmaturen
65	AHD	Hochdruckarmaturen
66	ASI	Sicherheitsarmaturen
67	AAL	Armaturen allgemein
68	PAL	Pumpen allgemein

Tabelle B.2: Die Abnutzungseinheiten des Oxyfuel-Kraftwerks

Index	Abkürzung	Bezeichnung
1	BAC	Generatorschalter
2	BAT	Maschinentransformator
3	BBT	Eigenbedarfstransformator
4	B**	Eigenbedarfsversorgung
5	C**	Anlagen zentrale Leittechnik
6	HAC	Economiser
7	HAD	Verdampfer
8	HAH	Überhitzer
9	HAI	Zwischenüberhitzer 1
10	HDA	Naßentschlacker
11	HHI	Brenner und Staubsystem
12	HHB	Nachbrennrost
13	HJA	Zülbrennersystem
14	HLD	Luftvorwärmer
15	HNC	Saugzug
16	HQA	Elektrofilter
17	HNA	Rauchgas-Leerzug
18	HNA	Reingassystem
19	HND	Rauchgasverschiebesystem
20	HTD	Rauchgaswäsche
21	HTF	Absorptionskreisläufe
22	HTL	Gips-, Feinteilausschleusung
23	LAA	Speisewasserbehälter
24	LAB	Speisewasserleitungssystem
25	LAC	Elektrospaisepumpen
26	LAC	Turbospaisepumpen

27	LAD	Vorwärmung
28	LAE	Hochdruckeinspritzkühler
29	LAF	Mitteldruckeinspritzkühler
30	LBA	Frischdampfleitung
31	LBB	Heiße Schiene
32	LBC	Kaltes Zwischenüberhitzerleitungssystem
33	LBF	Hochdruckreduzierventile
34	LBQ	Hochdruckanzapfleitungen
35	LBS	Niederdruckanzapfleitungen
36	LCA	Hauptkondensatleitungen
37	LCB	Hauptkondensatpumpen
38	LCC	Niederdruckvorwärmung
39	MAA	Hochdruckturbine mit Ventilen
40	MAB	Mitteldruckturbine mit Ventilen
41	MAC	Niederdruckturbine mit Ventilen
42	MAD	Gesamtlagerung
43	MAG	Kondensationsanlage
44	MAJ	Stopfbuchs- und Evakuierungssystem
45	MAK	Rotordrehvorrichtung
46	MAN	Niederdruckumleitstation
47	MAX	Turbinenregelung
48	MKA	Generator
49	MKC	Betriebserregung
50	PAB	Kühlwasserleitungssystem
51	PAC	Kühlwasserhauptpumpen
52	CT*	Gebertechnik Temperatur
53	CP*	Gebertechnik Druck
54	CF*	Gebertechnik Menge/Stand
55	CQ*	Geber Analysetechnik
56	CE*	Elektrische Gebertechnik
57	CD*	Aggregatschlüsselkomponenten
58	AMD	Mitteldruckarmaturen
59	AHD	Hochdruckarmaturen
60	ASI	Sicherheitsarmaturen
61	AAL	Armaturen allgemein
62	PAL	Pumpen allgemein
63	HKB	Wärmetauscher Rauchgaskondensator
64	HKD	Quencher Rauchgaskondensator

65	HKE	Restentfeuchter Adsorber
66	EBH	Zellradschleusen Trockner
67	EBH	Wärmetauscher Trockner
68	EBH	Staubfilter Trockner
69	EBH	Fluidisierungsgebläse Trockner
70	EBH	Druckgehäuse Trockner
71	HNF	Rezirkulationsgebläse
72	HEB	Verdichterstufen Gasaufbereitung
73	HED	Wärmetauscher Gasaufbereitung
74	HE*	Druckgehäuse Gasaufbereitung
75	HE*	Cold Box Gasaufbereitung

Anhang C

Das Optimierungsmodell

Das Optimierungsmodell nutzt für viele Entscheidungen Zufallsvariablen, die mit einem Zufallsgenerator ermittelt worden sind. Aus diesem Grund sind viele Entscheidungen nicht deterministisch vorgegeben, sondern die evolutionären Algorithmen haben einen gewissen Entscheidungsraum. Das Optimierungsmodell wird im Anschluss so genau wie möglich erläutert, aber nicht mit konkreten Instandhaltungsplänen, da deren Ausgestaltung maßgeblich durch die Zufallszahlen bestimmt wird. Die Zielfunktion ist in Kapitel 3.3 eingehend dargestellt und erläutert. Die Variablen des Optimierungsmodells sind die Zuordnungen der Abnutzungseinheiten zu den Abnutzungsbereichen des Instandhaltungsplans und die genauen Zeitpunkte der Abnutzungsbereiche. Die erstmalige Durchführung eines Abnutzungsbereichs muss vor der Hälfte des Betrachtungszeitraums liegen. Ist der Abnutzungsbereich größer als die Hälfte des Betrachtungszeitraums, so wird dieser Abnutzungsbereich verworfen.

In dem ersten Schritt des Optimierungsmodells werden die verschiedenen Eingangsdatentabellen eingelesen, siehe hierzu auch 4.2.1. Aus den Eingangstabellen wird die Zwischentabelle aufgebaut. Dazu werden die Aufträge mit den Daten aus den anderen Eingangsdatentabellen verknüpft und den Abnutzungseinheiten zugeordnet. Sind die Aufträge den Abnutzungseinheiten zugeordnet, werden folgende Parameter gebildet:

1. Der Maßstabsparameter β der Weibull-Verteilung
2. Kosten für Material und Dienstleistungen für eine Erneuerung
3. Durchschnittlicher Zeitbedarf für eine Erneuerung
4. Kosten für Material und Dienstleistungen für eine Inspektion
5. Durchschnittlicher Zeitbedarf für eine Inspektion

6. Kosten für Material und Dienstleistungen für eine Reparatur
7. Durchschnittlicher Zeitbedarf für eine Reparatur

Liegen zu wenig Aufträge für eine Abnutzungseinheit vor, dann wird auf einen Schätzwert zurückgegriffen. Sind genügend Aufträge vorhanden, so werden die Mittelwerte der Aufträge gebildet und das Ergebnis mit dem Schätzwert verknüpft. Zu den berechneten Werten kommen noch weitere Parameter, die sich aus den Aufträgen nicht errechnen lassen und deshalb Schätzgrößen von den Kraftwerksbetreibern und Experten sind:

1. Der Wirksamkeitsfaktor der Abnutzungseinheit
2. Der Diagnosewirkungsgrad θ
3. Der Lageparameter γ der Weibull-Verteilung

Aus diesen Eingangswerten lassen sich folgende Parameter bilden nach den Formeln, die im Kapitel Das Modell und die Anwendung angegeben sind:

1. Durchschnittliche Kosten für eine Erneuerung (CPO)
2. Durchschnittliche Kosten für eine Inspektion (CKO)
3. Durchschnittliche Kosten für eine Reparatur (CMO)
4. Durchschnittliche Kosten für eine Befundinstandsetzung (CBO)
5. Optimale Kontrollperiode (TKO)
6. Optimale Erneuerungsperiode (TPO)

Zudem werden jetzt die Instandhaltungsdaten der Abnutzungseinheiten mit dem Unschärfeintervall versehen.

Nach diesen vorbereitenden Schritten der Datenaufbereitung findet jetzt die Optimierung mit den evolutionären Algorithmen statt. Dazu wird in einem nulltem Schritt die Startpopulation aufgebaut.

Wie in Kapitel 4.2.2 erläutert, werden für alle Abnutzungseinheiten Vorauswahlen der Instandhaltungszyklen für Inspektion und Erneuerung getroffen. Dabei bestehen die Vorauswahlen aus fünf Jahren, dem Jahr, dass die optimale Periode selbst angibt, sowie die zwei Jahre davor und danach. So gibt es eine bestimmte Anzahl an Jahren, in denen diese Abnutzungseinheit bestmöglichst inspiziert oder erneuert werden sollte.

Nach der Zyklusvorauswahl für die Abnutzungseinheiten werden jetzt 1000 Instandhaltungspläne für den Startschritt erzeugt. Hierzu wird für jeden Plan und jede Abnutzungseinheit eine neue Zufallszahl durch einen Zufallszahlengenerator

erschaffen. Diese Zufallszahl bestimmt nun ein Jahr aus der Zyklusvorauswahl, indem die Abnutzungseinheit inspiziert wird, und eine weitere Zufallszahl bestimmt ein Jahr aus der Zyklusvorauswahl, indem die Abnutzungseinheit erneuert wird. Wenn dies für alle Abnutzungseinheiten eines Plans vollzogen worden ist, werden die bis zu vier häufigsten Jahre ausgewählt, in denen die meisten Instandhaltungsaktivitäten vorgenommen werden. Alle Instandhaltungsaktivitäten, die nicht in diesen Jahren vorkommen, werden entsprechend angepasst, damit sie in einer dieser Abnutzungsbereichen durchgeführt werden. Nach diesem Schritt hat man die Startpopulation von 1000 Instandhaltungsplänen und die drei Grundschritte Bewertung, Selektion und Neugenerierung der evolutionären Algorithmen können iteriert werden.

In dem Bewertungsschritt werden alle Instandhaltungspläne einer Generation von der Zielfunktion bewertet. Dazu wird für jeden Instandhaltungsplan das spezielle Ausfallgeschehen ermittelt. Die Weibull-Verteilungen der Abnutzungseinheiten sind bekannt und durch den Instandhaltungsplan sind auch die Zeitpunkte der Inspektionen und Erneuerungen verfügbar. Aus diesen Informationen kann man die Betriebsstunden der Abnutzungseinheiten ableiten und mit Hilfe der integrierten Ausfallrate die Anzahl der Ausfälle bestimmen. Mit dem speziellen Ausfallgeschehen jedes Instandhaltungsplans kann jetzt die Zielfunktion aus Kapitel 3.3 gelöst werden.

Nach der Bewertung werden die Instandhaltungspläne einer Generation aufsteigend nach ihren Kosten, die durch die Bewertung ermittelt worden ist, sortiert. Die 400 besten Pläne werden beibehalten und bekommen eine Auswahlwahrscheinlichkeit. Es gibt drei verschiedene Gruppen von Auswahlwahrscheinlichkeiten, wobei die günstigsten Instandhaltungspläne die größte Auswahlwahrscheinlichkeit haben. Dies ist so gewählt, dass im folgenden Schritt der Neugenerierung die günstigsten Pläne öfters als Elternplan gewählt werden im Vergleich zu schlechter bewerteten Plänen. Die 600 schlechtesten Pläne werden verworfen. Der letzte Schritt ist die Neugenerierung. Hierbei werden wieder 600 neue Pläne generiert, um auf die Ausgangszahl von 1000 Instandhaltungsplänen zu gelangen. Zu diesem Zweck werden verschiedene Generierungsmethoden angewendet. Die erste Variante ist das Crossover oder Rekombination. Hierbei werden zwei bestehende Instandhaltungspläne neu verknüpft, um einen neuen Instandhaltungsplan zu erhalten. Diese Variante wird genutzt, um die ersten 300 Instandhaltungspläne zu erzeugen. Zu diesem Zweck werden über Zufallszahlen zwei bestehende Instandhaltungspläne ausgewählt. Eine Zufallszahl entscheidet, ob die Variante mit Abnutzungsbereichen aus Plan 1 und Zuordnung der Abnutzungseinheiten aus Plan 2 oder die Variante mit Abnutzungsbereichen aus Plan 1 und Zuordnung der Abnutzungseinheiten aus Plan 1 und Plan 2 durchgeführt wird. Im Endeffekt erhält man einen neuen Instandhaltungsplan.

Die zweite Variante ist die Mutation. Hierbei wird ein bestehender Instandhaltungsplan modifiziert, um einen neuen Instandhaltungsplan zu erhalten. Diese Variante wird genutzt, um 200 weitere Instandhaltungspläne zu erzeugen. Die Mutation hat dabei vier Untervarianten. Die Erste wird für 75 zu erzeugende Instandhaltungspläne angewendet. Dabei wird ein Abnutzungsbereich zeitlich nach hinten verschoben. Eine Zufallszahl legt den Abnutzungsbereich fest. Die Zweite wird für 25 zu erzeugende Instandhaltungspläne angewendet. Dabei wird ein Abnutzungsbereich zeitlich nach vorne verschoben. Eine Zufallszahl legt den Abnutzungsbereich fest. Die Dritte wird für 75 zu erzeugende Instandhaltungspläne angewendet. Dabei werden Zuordnungen von Abnutzungseinheiten zeitlich einen Abnutzungsbereich nach hinten verschoben. Für jede Abnutzungseinheit bestimmt jeweils eine Zufallszahl, ob dieses Ereignis eintritt oder nicht. Die Vierte wird für 25 zu erzeugende Instandhaltungspläne angewendet. Dabei werden Zuordnungen von Abnutzungseinheiten zeitlich einen Abnutzungsbereich nach vorne verschoben. Für jede Abnutzungseinheit bestimmt jeweils eine Zufallszahl, ob dieses Ereignis eintritt oder nicht.

Die letzten 100 Instandhaltungspläne werden analog zur Startgenerierung durch neue Pläne erstellt. Nach Abschluss der Neugenerierung hat das Modell wieder 1000 Instandhaltungspläne und die drei Grundschrirte werden erneut iteriert. Das Optimierungsmodell wurde nach einer bestimmten Iterationszahl abgebrochen. Die genaue Iterationszahl lag zwischen 1000 und 10000 Iterationen. Wie in Kapitel 5 dargelegt, verbesserten sich die Durchläufe recht schnell am Anfang, um dann auf einem bestimmten Niveau zu verharren. Eine Verbesserung hätte auch weiterhin jederzeit eintreten können, so dass das Optimierungsmodell unterbrochen werden musste. Die Ergebnisse wurden abgespeichert und entsprechend ausgewertet.

Die Instandhaltung eines Großkraftwerks hat dafür zu sorgen, dass das Kraftwerk verfügbar und einsatzbereit ist, wenn das Kraftwerk die Aufforderung erhält, Strom zu produzieren. Kraftwerke sind darüber hinaus einem erheblichen Kostendruck ausgesetzt, weil durch einige Entwicklungen und Entscheidungen der letzten Jahre, Atomausstieg und Zubau der Erneuerbaren Energien, nur die wirtschaftlichsten Kraftwerke am Netz sind und damit Gewinn erzeugen. Durch diese Konkurrenzsituation werden alle laufenden und beeinflussbaren Kosten genau auf Einsparpotentiale untersucht.

Unter diesen Gesichtspunkten ist es sehr wichtig, die Instandhaltungsstrategie zu optimieren. Dies ist auch bei veränderter Betriebsweise oder Einbau neuer Technologien entscheidend. Mit solchen Veränderungen liegen aber wichtige Eingangsdaten für die Instandhaltungsoptimierung nur noch unscharf vor. Damit trotzdem die Instandhaltungsstrategie optimiert werden kann und Aussagen über Chancen und Risiken der Strategien aufgezeigt werden können, ist in dieser Arbeit ein Modell entwickelt worden, welches diese Aufgabe lösen kann.