1 Einleitung

Mit Hinblick auf steigende Kosten für fossile Energieträger, verschärfte Anforderungen zur Emissionsminderung klimaschädlicher Gase sowie Kosten aus dem CO_2-Zertifikatehandel kommt dem energieeffizienten und sicheren Betrieb von Kraftwerken für die Strom- und Fernwärmeversorgung eine besondere Bedeutung zu.

Neben den Investitionskosten für den Bau eines Kraftwerks werden die Stromgestehungskosten fossilbefeuerter Kraftwerke zu einem Großteil von den Brennstoffkosten bestimmt. Während z. B. gasbefeuerte Kombikraftwerke im Vergleich zu kohlebefeuerten Dampfkraftwerken deutlich geringere Investitionskosten aufweisen, machen die Brennstoffkosten bei diesem Kraftwerkstyp den Großteil der Stromerzeugungskosten aus. Des Weiteren ist zu erwarten, dass in Zukunft zusätzlich der CO_2-Zertifikatehandel die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks beeinträchtigen wird. Aus diesem Grund ist es für Kraftwerksbetreiber wichtig, ihre Anlagen möglichst energieeffizient, also mit maximalem Wirkungsgrad zu betreiben, um einerseits die variablen Kosten und andererseits die spezifischen Emissionen von Schadgasen auf ein Minimum zu reduzieren. Gleichzeitig muss auch aus Gründen der Versorgungssicherheit eine maximale Verfügbarkeit des Kraftwerks vom Betreiber sichergestellt werden. Vor allem ungeplante Nichtverfügbarkeiten wie beispielsweise der Ausfall eines Blocks, führen zu einer deutlichen Beeinträchtigung der Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerkes. Neben den Mindererlösen muss ggf. auch die einzuspeisende Strommenge anderweitig beschafft werden.

1.1 Kraftwerksbetrieb und Instandhaltung

Während in der Vergangenheit bei der Auslegung von Kraftwerken lediglich darauf geachtet wurde, einen maximalen Wirkungsgrad im Nennpunkt zu erreichen, resultiert aus den oben genannten Rahmenbedingungen, dass Kraftwerke heute in jedem vom Lastverteiler geforderten Betriebspunkt so optimal wie möglich betrieben werden müssen. Infolge des zunehmenden Ausbaus regenerativer Energien (insbesondere Windenergieanlagen) und der damit einhergehenden Verdrängung fossiler Energieträger kommt der Flexibilisierung gas- und kohlebefeuerter Kraftwerke eine besondere Bedeutung zu. Zukünftig ist zu erwarten, dass Kraftwerke vor allem in Regionen mit einem hohen Anteil regenerativer Energiequellen flexibler zwischen Betriebspunkten mit geringer und hoher Last hin- und herwechseln müssen, damit vorrangig der Strom aus regenerativen Energien in das Netz abgeleitet werden kann. Als Folge dieses variierenden Kraftwerksbetriebes verändern sich auch die meisten Messwerte auf der Wasser-/Dampfseite und im Luft-/Rauchgaspfad, was wiederum die Beurteilung des Anlagenzustands erschwert.

Aus der Aufgabenstellung, Kraftwerke möglichst in jedem Betriebspunkt optimal zu betreiben, resultiert, dass entsprechende Methoden zur Verdichtung der Rohmesswerte zu aussagekräftigen lastunabhängigen Kennzahlen zur Verfügung gestellt werden müssen. Diese sollen möglichst in Echtzeit Auskunft über den aktuellen Prozess- und Anlagenzustand geben. Nur so ist es für das Betriebspersonal möglich, frühzeitig Zustandsveränderungen zu erkennen und entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten.

Aber auch im Bereich der Instandhaltung kommt es als Folge des hohen Kostendrucks zu einem veränderten Aufgabenprofil. Im Zuge der Einführung hochautomatisierter Prozessleitsysteme und des stetigen Abbaus der Ersatzteilbevorratung innerhalb der letzten 20-30 Jahre wurden sowohl das Betriebs- als auch das Instandhaltungspersonal auf ein Minimum reduziert. Im heutigen Kraftwerksbetrieb konzentriert sich das Betriebspersonal vorwiegend auf die Betriebsführung und die technische Überwachung der Anlage, während sich das Instandhaltungspersonal hauptsächlich mit der Planung und Koordinierung von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen befasst. Diese werden wiederum in den letzten Jahren zunehmend an Fremdfirmen vergeben. Somit ist es nicht nur infolge der zunehmenden Flexibilisierung des Kraftwerksbetriebes wichtig, für eine wirtschaftlich optimale Planung der Instandhaltungsmaßnahmen Kenntnis über den aktuellen Zustand der Schlüsselkomponenten im Kraftwerk zu haben.

Während in der Vergangenheit aus Gründen der Versorgungssicherheit Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen vorbeugend durchgeführt wurden, gewinnt seit einigen Jahren zunehmend das Konzept der zustandsorientierten Instandhaltung an Bedeutung. Beim vorbeugenden Instandhaltungskonzept wird eine Wartungsmaßnahme anhand von Erfahrungswerten des Herstellers und des Betreibers in festen Intervallen, in der Regel innerhalb einer mehrwöchigen Revision, durchgeführt. Aufgrund fehlender Kenntnis über den aktuellen Komponentenzustand wird somit eine Instandhaltungsmaßnahme unter Umständen zu früh oder erst im Schadensfall durchgeführt. Dem Betreiber entstehen dadurch hohe Kosten sowie Mindererlöse durch zusätzliche Stillstände und die unzureichende Ausschöpfung des Abnutzungsvorrates einer Komponente (vgl. DIN 31051 [1]). Beim Konzept der zustandsorientierten Instandhaltung wird der aktuelle Komponentenzustand bzw. der Abnutzungsvorrat auf Basis vorhandener oder nachzurüstender Messstellen ermittelt, sodass eine Instandhaltungsmaßnahme bedarfsgerecht geplant und durchgeführt werden kann (vgl. VDI 2888 [2]). Dieses Instandhaltungskonzept setzt voraus, dass der Istzustand einer Komponente hinreichend genau erfasst werden kann, was in Kraftwerken bei Verwendung von Rohmesswerten durch die Lastabhängigkeit derselben erschwert ist. Durch die Kenntnis der aktuellen bzw. historischen Entwicklung des Abnutzungsvorrates ist es dem Verantwortlichen möglich,

eine notwendige Instandhaltungsmaßnahme beispielsweise in einen regulären, geplanten Anlagenstillstand zu verlegen.

Eine Möglichkeit, sowohl Abweichungen von der optimalen Betriebsweise als auch Veränderungen im Abnutzungsvorrat einer Komponente zu detektieren, besteht in der Anwendung modellbasierter, lastunabhängiger Gütegrade. Eine Zustandsveränderung kann sich somit in einem zeitlich ansteigenden oder abfallenden Gütegrad äußern [3, 4].

1.2 Stand der Technik

Im laufenden Kraftwerksbetrieb ist es heutzutage noch immer gängige Praxis, den Komponenten- bzw. Anlagenzustand anhand bestimmter Messgrößen zu bewerten, in denen sich eine Zustandsveränderung normalerweise äußert. Vorzugsweise werden dazu die betreffenden Betriebsmessdaten wie z. B. Drücke und Temperaturen oder Schwingungskenngrößen bei möglichst gleicher Kraftwerkslast (in der Regel Volllast, die z. B. durch den maximalen Frischdampfmassenstrom im Dampferzeuger gekennzeichnet ist) mit den entsprechenden Erwartungs- bzw. Erfahrungswerten des Leitstandfahrers verglichen. Im Fall einer Abweichung des Istwertes vom Erwartungswert werden dann weitere Schritte eingeleitet, wie z. B. spezielle Diagnosen oder Inspektionen. Zur Gewährleistung der Betriebssicherheit von Kraftwerken ist es für viele Aggregate und Komponenten üblich, feste Warn- und Alarmgrenzen auf Basis bestimmter Messgrößen wie z. B. Temperaturen in der Hauptleittechnik zu definieren. Damit wird bei einer Überschreitung dem Bedienpersonal entweder eine visuelle oder akustische Meldung ausgegeben oder der Maschinenschutz ausgelöst und die betreffende Komponente bzw. der Kraftwerksblock automatisch abgefahren. Nachteil fester Warn- und Alarmgrenzen ist jedoch, dass sich die Auswirkungen der Zustandsveränderungen erst im Volllastbetrieb zeigen und diese somit bei längerem Betrieb in Teillast nicht erkannt werden.

Mit der Einführung leistungsstarker Computer wurden seit Anfang der 1990er Jahre verschiedene Online-Systeme zur ganzheitlichen modellgestützten Berechnung und Überwachung der Prozessgüte (PGÜ) in Kraftwerken entwickelt. Basis dieser Systeme sind in der Regel Programme zur Simulation von Wärmekreisläufen, mit denen in semiempirischen Modellen das Verhalten von Kraftwerkskomponenten wie z. B. Wärmeübertragern, Pumpen, Turbinen, Gebläse etc. im Wasser-/Dampfkreislauf bzw. Luft-/Rauchgaspfad simuliert wird. Der Schwerpunkt dieser Überwachungssysteme liegt primär in der lastunabhängigen thermodynamischen Beurteilung des Gesamtprozesses und sekundär in der Zustandsüberwachung von Komponenten. Ausgehend von einem zu definierenden Nennzustand wird das Teillastverhalten der Komponenten im Allgemeinen mit eindimensionalen Kennlinien beschrieben. Im Online-Betrieb kann so-

mit unter Vorgabe bestimmter Messgrößen für die Kraftwerkslast und äußerer Randbedingungen wie z. B. Umgebungsluft- oder Kühlwassertemperatur der aktuelle Betriebspunkt eines Kraftwerks nachgerechnet werden. Die Prozessgüte des Kraftwerksprozesses bzw. bestimmter Komponenten wird dabei in Form eines Gütegrades als Referenz-/Istwertvergleich ausgedrückt. Die Referenzkennlinien werden üblicherweise anhand von Daten aus Wärmeschaltbildern oder Abnahmemessungen angepasst.

Alternativ oder ergänzend zu den oben genannten thermodynamischen Überwachungssystemen bieten bestimmte Turbinenhersteller auch diskontinuierlich arbeitende Diagnosesysteme an. In diesen meist regelbasierten Expertensystemen werden vorwiegend mechanische Zustandskenngrößen wie z. B. Dehnungen oder Schwingungsmesswerte überwacht und im Fall von Zustandsveränderungen Hinweise zu den möglichen Ursachen gegeben. Auch hier müssen im Vorfeld Referenzdaten hinterlegt werden, die den Normalzustand repräsentieren.

1.3 Ziel und Aufbau der Arbeit

Ziel der Arbeit ist die Entwicklung einer einheitlichen, praxisnahen und übertragbaren Methodik für den Entwurf und die Implementierung von Gütegraden zur Prozess- und Zustandsüberwachung in Kraftwerken. Im Vergleich zu den im vorigen Abschnitt genannten Methoden, die den Stand der Technik repräsentieren, wird bei der in dieser Arbeit entwickelten Methodik vorzugsweise auf empirische Modelle zurückgegriffen, die auf künstlichen Neuronalen Netzen basieren.

Die Grundidee ist, Gütegrade auf Grundlage ausgewählter Messgrößen zu definieren, sodass sich Prozessabweichungen oder Zustandsveränderungen an Komponenten vorzugsweise in einem zeitlichen Abfall des entsprechenden Gütegrades äußern. Als Gütegradformulierung wird das Verhältnis aus einem zu definierenden lastabhängigen Referenzzustand, der den störungs- bzw. verschleißfreien Normalzustand repräsentiert, und einem entsprechenden Istzustand verwendet. Der Referenzzustand wird unter Verwendung bestimmter Eingabemesswerte (Haupteinflussgrößen) mithilfe eines künstlichen Neuronalen Netzes berechnet, während als Istzustand üblicherweise eine charakteristische Messgröße herangezogen wird.

Vorteil der Anwendung künstlicher Neuronaler Netze ist, dass bei Kenntnis der Haupteinflussgrößen verhältnismäßig schnell hinreichend genaue mehrdimensionale und nichtlineare Referenzwertmodelle entworfen werden können, sofern die Messdatenqualität dieses zulässt. Bei Verwendung komplexer physikalischer oder semi-empirischer Modelle kann der Aufwand für den Modellentwurf ungleich höher und damit unwirtschaftlicher sein. Prinzipiell ist in dieser Methodik aber auch die Verwendung semi-

empirischer Ansätze für die Gütegradformulierung denkbar, in denen zur Bestimmung des Referenz- und Istzustandes unterschiedliche Modelltypen kombiniert werden können.

Um den Zusammenhang zwischen den Eingabemesswerten als Lastkenngrößen und der Zustandskenngröße als Ausgabegröße herzustellen, ist es erforderlich dem künstlichen Neuronalen Netz reale historische Messdaten zu präsentieren. Diese müssen einerseits den realen störungs- bzw. verschleißfreien Prozess- bzw. Komponentenzustand repräsentieren und andererseits möglichst den gesamten regulären Betriebsbereich abdecken. Die Adaption des Referenzwertmodells erfolgt dann mithilfe eines Trainingsalgorithmus, der unter Verwendung dieser Lerndaten den Informationsfluss für die nichtlineare Funktionsapproximation des Referenzzustands anpasst.

Eine Herausforderung dabei ist, im Vorfeld die grundlegenden Einflussgrößen des Referenzwertmodells zu ermitteln, weshalb ein weiterer Schwerpunkt dieser Arbeit in der Anwendung und Erprobung einfacher statistischer Datenanalyseverfahren zur Identifizierung der Haupteinflussgrößen liegt. Nach dem Training ist das künstliche Neuronale Netz in der Lage, unter Vorgabe bestimmter Eingabemesswerte, welche die Komponentenlast beschreiben, einen entsprechenden Prognosewert für den störungs- und verschleißfreien Referenzzustand zu berechnen.

Die entwickelten Gütegrade können entweder offline zur manuellen Nachrechnung historischer Betriebszustände oder online zur Bestimmung des aktuellen Prozess- und Komponentenzustands in Form eines Überwachungssystems in die IT-Infrastruktur eines Kraftwerks eingebunden werden. Auf Basis des aktuellen und historischen Gütegradverlaufs kann anschließend eine Prognose der zukünftigen zeitlichen Entwicklung des Prozess- oder Komponentenzustands entwickelt werden. Unter Verwendung einfacher Algorithmen sowie Kostenkorrelationen kann somit ein Vorschlag zum optimalen Wartungs- und Instandhaltungszeitpunkt einer Komponente gemacht werden.

Im Vergleich zu kommerziell verfügbaren Prozessgüteüberwachungssystemen hat der in dieser Arbeit verfolgte Ansatz, datengestützte empirische Referenzwertmodelle einzusetzen, den Vorteil, jegliche Art von Messgröße für eine Gütegradüberwachung verwenden zu können. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Signale miteinander korreliert werden können. Außerdem kann bei dieser Methodik auf die vorhandene Messtechnik zurückgegriffen werden, sodass prinzipiell keine neuen Messstellen für die Zustandsüberwachung installiert werden müssen. Der zur Anpassung des künstlichen Neuronalen Netzes verwendete Trainingsalgorithmus gewährleistet während der Modellbildung, dass das resultierende Referenzwertmodell möglichst gut mit den verwen-

deten Lerndaten übereinstimmt. Der Anwender muss sich im Vorfeld somit keine Gedanken über den Grundtyp des funktionalen Zusammenhangs machen, wie es bei Polynomansätzen der Fall wäre.

Ein weiterer Vorteil künstlicher Neuronaler Netze liegt darin, dass durch die Verwendung bereinigter historischer Betriebsmessdaten das reale Anlagenverhalten im Referenzwertmodell bestmöglich wiedergegeben wird, unabhängig von der absoluten Genauigkeit der Messstelle. Dabei ist lediglich sicherzustellen, dass mögliche Veränderungen im Prozess oder am Komponentenzustand in der als Zustandskenngröße verwendeten Messgröße eindeutig wiederzufinden sind.

Zunächst wird auf die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte und erprobte Methodik des Gütegradentwurfs zur Bestimmung des wirtschaftlich optimalen Wartungs- und Instandhaltungszeitpunktes näher eingegangen. Im Kapitel Nichtverfügbarkeitsanalyse wird die allgemeine Vorgehensweise aufgezeigt, wie bei einem realen Kraftwerk die Hauptverursacher von Schäden und Störungen, die in der Vergangenheit zu Ausfällen oder Lasteinschränkungen geführt haben, anhand von Verfügbarkeitsdaten identifiziert werden können. Auf Grundlage dieser Ergebnisse lassen sich somit die zu überwachenden Komponenten bestimmen. Im Anschluss daran wird im Kapitel Zustandskenngrößen ein Literaturüberblick über theoretische und in der Praxis häufig verwendete Indikatoren zur Detektion von Störungen, Verschleiß, Verschmutzungen oder Schäden am Beispiel der Komponentengruppen Wärmeübertrager, Dampfturbinen, Pumpen und Gebläse gegeben. Danach wird auf das in dieser Arbeit eingesetzte Datenanalyseverfahren zur statistischen Identifikation der Haupteinflussgrößen eines Referenzwertmodells sowie auf die verwendete Methode zur Datenverdichtung näher eingegangen, bevor im nachfolgenden Kapitel der Aufbau und die Theorie künstlicher Neuronaler Netze erläutert werden. Abschließend werden anhand von zwei Anwendungsbeispielen die Methodik des Gütegradentwurfs und die Vorgehensweise zur Bestimmung des optimalen Instandhaltungszeitpunktes näher erläutert sowie die Ergebnisse diskutiert.

2 Methodik

Nachfolgend wird die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte und erprobte Methodik für den Entwurf und die Implementierung von Gütegraden zur Online-Zustandsüberwachung näher erläutert. Unabhängig vom verwendeten Modelltyp wird zunächst ein allgemeiner Überblick über mögliche Gütegradformulierungen gegeben und danach auf die unterschiedlichen Modelltypen zur Bestimmung des Referenz- und ggf. Istzustands eines Gütegrades näher eingegangen. Im Anschluss daran werden die einzelnen Entwurfsphasen der erarbeiteten Methodik ausführlich erläutert.

2.1 Gütegradformulierung

Zur Zustandsüberwachung von Maschinen und Aggregaten in Kraftwerken können die unterschiedlichsten Gütegradformulierungen eingesetzt werden. In der Regel kommen dazu Definitionen in Form eines Soll-/Istwertvergleichs oder spezielle Modellparameter infrage, mit denen sprunghafte oder schleichende Zustandsverschlechterungen identifiziert werden können. Die Zustandsbeurteilung kann entweder mit einem einzelnen Gütegrad oder mit mehreren kombinierten Gütegraden erfolgen.

2.1.1 Definition

Im einfachsten Fall kann ein Gütegrad als Verhältnis aus einem zu definierenden Referenzzustand x_{ref} und einem gemessenen oder berechneten Istzustand x_{ist} bzw. dem reziproken Verhältnis definiert werden:

$$GG = \frac{x_{\mathrm{ref}}}{x_{\mathrm{ist}}}. \tag{2.1}$$

Der Referenzzustand in (2.1) dient zur Entdimensionierung des Gütegrades, wodurch Einflüsse wie z. B. die Verlagerung des Arbeitspunktes oder die Änderungen von Umgebungsbedingungen kompensiert werden. Im regulären Betrieb weist der dimensionslose Gütegrad idealerweise einen Wert von $GG = 1$ auf, sodass sich eine Zustandsverschlechterung in einem verminderten Gütegrad ($GG < 1$) äußert.

Alternativ zur oben genannten Verhältnisbildung kann als Gütegradformulierung auch die relative Abweichung des Istzustands vom Referenzzustand verwendet werden. In diesem Fall wird die Differenz aus dem Istzustand x_{ist} und dem Referenzzustand x_{ref} (oder umgekehrt) ins Verhältnis zu einer Bezugsgröße x_{Bezug} gesetzt, die wiederum der Referenzzustand x_{ref} selbst oder ein fest vorgegebener Wert sein kann:

$$GG = \frac{x_{\mathrm{ist}} - x_{\mathrm{ref}}}{x_{\mathrm{Bezug}}}. \tag{2.2}$$

Im verschleißfreien Zustand weist der Gütegrad nach dieser Formulierung einen Wert von $GG = 0$ auf, im Fall einer Zustandsverschlechterung weicht der Gütegrad in positive ($GG > 0$) oder negative Richtung ($GG < 0$) ab. In bestimmten Fällen eignet sich als Gütegrad auch der Modellparameter x eines physikalischen Simulationsmodells, wie z. B. der Foulingfaktor eines Wärmeübertragers:

$$GG = x = f(\text{Last, Geometrie, etc.}). \tag{2.3}$$

In diesem Fall wird nicht mehr zwischen einem Referenz- und einem Istzustand differenziert, sondern beide Zustände gehen indirekt über den Arbeitspunkt, die Auslegungsdaten, die Geometrie etc. in die Berechnung ein. Bei Komponenten, die stets mit konstanter Last oder bei annähernd gleichbleibenden äußeren Randbedingungen betrieben werden, kann als Gütegrad auch einfach der zugrunde gelegte Istzustand, wie z. B. ein direkt gemessener Wert, verwendet werden.

Abbildung 2.1 zeigt allgemein die unterschiedlichen Pfade für den Entwurf eines Gütegrades. In Abhängigkeit von der Gütegraddefinition kann der Referenzzustand z. B. modellbasiert unter Verwendung aktuell gemessener Prozessgrößen sowie ausgewählter Auslegungsdaten bestimmt werden. Der Istzustand kann wiederum eine bestimmte aktuelle Messgröße sein oder ebenfalls modellbasiert berechnet werden.

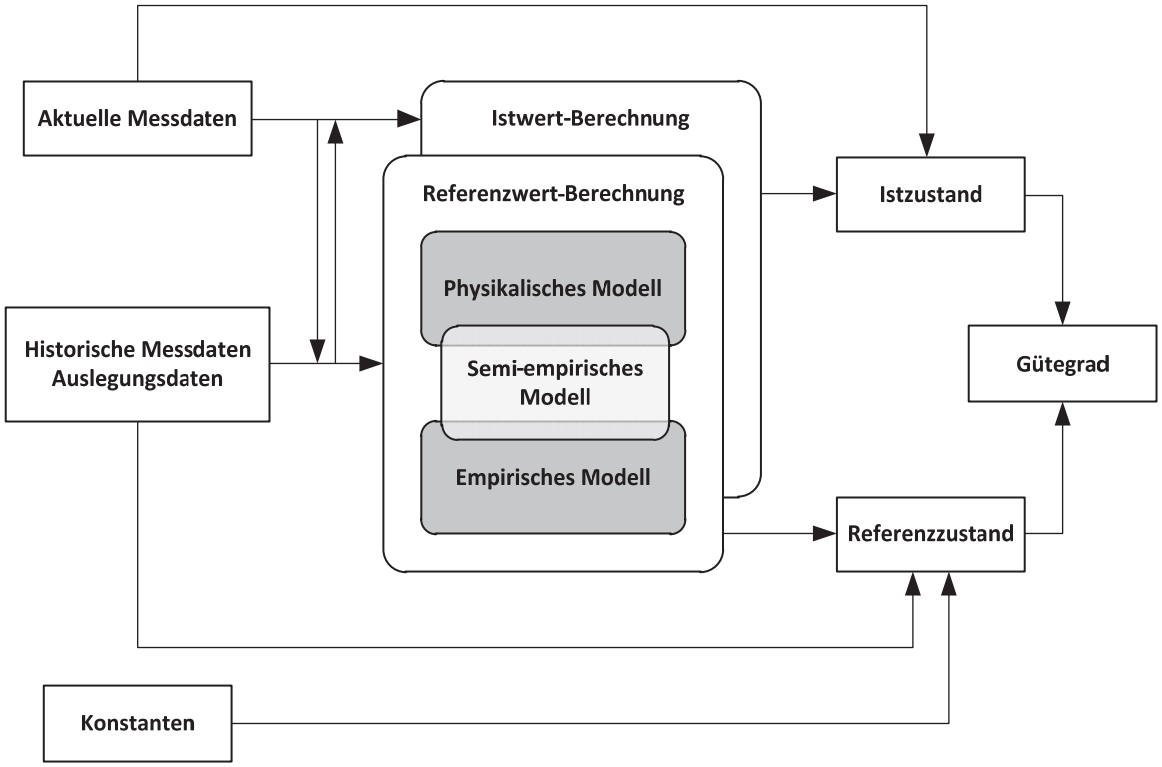

Abbildung 2.1: Gütegradentwurf zur Zustandsüberwachung einer beliebigen Komponente.

Im Allgemeinen werden zur Bestimmung des Referenzzustands einer Komponente vorwiegend physikalische Modelle verwendet. Wenn beispielsweise die Modellierung mit physikalischen Modellen nicht hinreichend genau erfolgen kann oder der technisch-wirtschaftliche Aufwand zu hoch ist, können alternativ auch empirische oder semi-empirische Modelle eingesetzt werden. Letztgenannter Modelltyp ist in diesen Betrachtungen eine Mischform, in der sowohl physikalische Zusammenhänge berücksichtigt als auch empirische Korrelationen verwendet werden. In Abbildung 2.2 sind die unterschiedlichen Modelltypen zur Bestimmung der Ist- bzw. Referenzwerte eines Gütegrades in Form einer Klassifikation dargestellt.

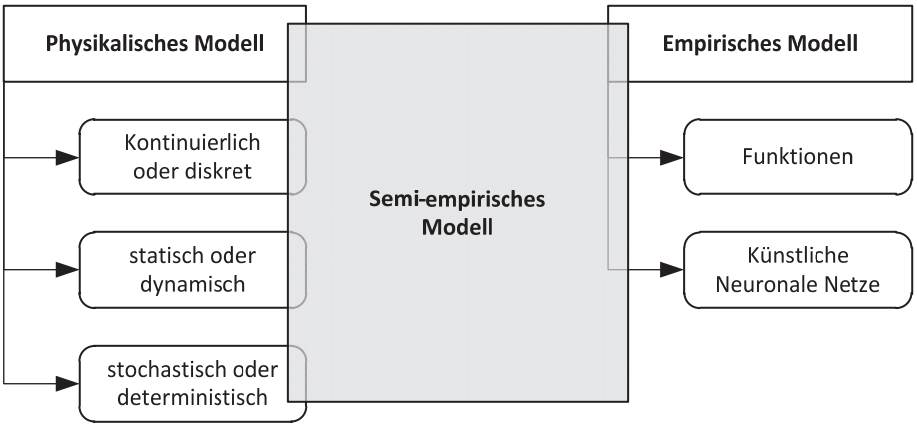

Abbildung 2.2: Klassifikation unterschiedlicher Modelltypen zur Bestimmung des Referenz- und ggf. Istzustands eines Gütegrades.

2.1.2 Physikalische Modelle

Mit physikalischen Modellen werden bekannte naturwissenschaftliche Zusammenhänge oder Gesetzmäßigkeiten mathematisch abgebildet. Die Modellbildung setzt voraus, dass das physikalische Verhalten des zu beschreibenden Systems mathematisch erfasst und mit z. B. Differenzialgleichungen beschrieben werden kann. Als physikalische Modelle werden u. a. detaillierte Komponentenmodelle aufgefasst, in denen der Referenz- oder der Istzustand in Abhängigkeit von bestimmten Betriebsmessdaten berechnet wird. Die mathematisch-physikalische Abbildung des Referenzzustands kann entweder mit kontinuierlichen Modellen oder mit diskreten Teilmodellen (abschnittsweise Simulation des Systemverhaltens) erfolgen. Eine weitere Unterteilung kann in statische oder dynamische bzw. stochastische oder deterministische Modelle vorgenommen werden. Aufgrund der umfangreichen mathematischen Beschreibung des Systemverhaltens ist dieser Modelltyp in der Lage, auch Referenzwerte für unübliche Betriebspunkte zu berechnen, was bei empirischen Modellen nur bedingt möglich ist.

Im Rahmen dieser Betrachtungen zählen auch solche Modelle zu physikalischen Modellen, in denen Korrelationen zwischen bestimmten Größen verwendet werden wie z. B.

die Nusselt-Zahl oder ein Rohrreibungskoeffizient. Mit diesen Korrelationen werden stets bestimmte physikalische Mechanismen beschrieben, deren Zusammenhänge in Versuchen empirisch ermittelt werden. Da sie in einem weiten Anwendungsbereich allgemeingültig einsetzbar sind, können sie somit auch auf andere Komponenten mit ähnlichem Systemaufbau übertragen werden.

2.1.3 Empirische Modelle

Wenn der Aufbau eines zu überwachenden Systems nicht genau bekannt oder zu komplex ist, können alternativ empirische Modelle zur Bestimmung der Referenzzustände verwendet werden. Bei diesem Modelltyp wird unabhängig vom internen Aufbau des Systems und ohne Berücksichtigung von z. B. Naturgesetzen ein empirischer Zusammenhang nach dem Ursache-Wirkung-Prinzip hergestellt. Der Zusammenhang zwischen dem Referenzwert als Zielgröße und den Betriebsparametern als Einflussgrößen kann allgemein mit ein- oder mehrdimensionalen Funktionen oder künstlichen Neuronalen Netzen hergestellt werden. Beide Methoden setzen einen um Störungen oder Zustandsverschlechterungen bereinigten Messdatensatz voraus.

Um den Referenzzustand einer Zustandskenngröße mithilfe einer Funktion wiedergeben zu können, müssen die Koeffizienten der gewählten Basisfunktion im Rahmen einer Regressionsanalyse bestimmt werden. Bei multivariaten Problemen mit ausgeprägter Nichtlinearität gestaltet sich jedoch eine Regression häufig schwierig, sodass solche Kennlinienmodelle vorwiegend für einfache Sachverhalte herangezogen werden sollten.

Im Vergleich zu Funktionen sind künstliche Neuronale Netze dazu in der Lage, den funktionalen Zusammenhang zwischen den Größen selbstständig erlernen und anschließend reproduzieren zu können. Unter Vorgabe bestimmter Betriebsmessgrößen, die den Arbeitspunkt einer Komponente repräsentieren, ist es somit möglich, einen Prognosewert für den regulären Referenzzustand der gewählten Zustandskenngröße zu berechnen. Empirische Modelle werden stets auf das Verhalten einer bestimmten Komponente adaptiert und können daher nicht auf ähnliche Systemtypen übertragen werden.

2.1.4 Semi-empirische Modelle

Semi-empirische Modelle sind in dieser Betrachtung Mischformen aus physikalischen und empirischen Teilmodellen. Neben physikalisch begründeten Zusammenhängen wie beispielsweise Energie- oder Massenbilanzen werden zur Beschreibung des Teillastverhaltens in diesem Modelltyp zusätzlich empirisch bestimmte Funktionen (z. B. Kennlinien oder Kennfelder) oder künstliche Neuronale Netze herangezogen. Das empirische Teilmodell muss im Vorfeld unter Verwendung realer Messdaten individuell adaptiert

werden, sodass dieser Modelltyp im Allgemeinen nicht auf andere ähnlich aufgebaute Komponenten übertragbar ist. Im Bereich der Kraftwerkstechnik können als semi-empirische Modelle z. B. vereinfachte Modelle von Wärmeübertragern oder Strömungsmaschinen aufgefasst werden, in denen zur lastabhängigen Bestimmung der Wärmeübertragungsfähigkeit $k \cdot A$ oder des inneren Wirkungsgrades η_i ein empirisches Teilmodell herangezogen wird. Wie bei empirischen Modellen können dazu Funktionen oder künstliche Neuronale Netze verwendet werden.

2.2 Verfahrensablauf

Wie in Abschnitt 1.3 beschrieben, erfolgt die Gütegradbestimmung in dieser Methodik auf Grundlage von ausgewählten Betriebsmessdaten und künstlichen Neuronalen Netzen. Grundidee der Verfahrensweise ist, dass sich die Zustandsverschlechterung einer Komponente in einer bestimmten Messgröße widerspiegelt, indem der entsprechende Messwert entweder größer oder kleiner wird. In Abhängigkeit von bestimmten Messgrößen, die als Haupteinflussgrößen den Arbeitspunkt der Komponente charakterisieren, erfolgt mithilfe künstlicher Neuronaler Netze die lastabhängige Berechnung des Referenzzustands. Als Gütegradformulierung wird in der Regel ein Referenz-/Istwertvergleich verwendet.

Im Folgenden wird vorausgesetzt, dass zur Implementierung der Gütegradformulierungen, der Referenzwertmodelle und der Algorithmen zur Bestimmung der optimalen Instandhaltungszeitpunkte eine bereits bestehende IT-Infrastruktur genutzt werden kann. Diese sollte idealerweise in der Lage sein, über entsprechende bidirektionale Schnittstellen mit einem Prozessdatenarchiv zu kommunizieren, sodass aktuelle und historische Betriebsmessdaten eingelesen und Rechenwerte ins Prozessdatenarchiv zurückgeschrieben werden können.

Im Einzelnen umfasst die entwickelte Methodik die folgenden fünf Entwurfsphasen:

- Nichtverfügbarkeitsanalyse (Entwurfsphase I),
- Prozessanalyse und Gütegraddefinition (Entwurfsphase II),
- Datenanalyse und Modellbildung (Entwurfsphase III),
- Gütegradberechnung und Visualisierung (Entwurfsphase IV) und
- Bestimmung des optimalen Instandhaltungszeitpunktes (Entwurfsphase V).

In Abbildung 2.3 ist die grundlegende Vorgehensweise vereinfacht als Ablaufplan dargestellt. Mit Ausnahme der Nichtverfügbarkeitsanalyse (NV-Analyse) werden in Abhängigkeit von der Anzahl der zu implementierenden Gütegrade sämtliche Entwurfsphasen wiederkehrend durchlaufen.

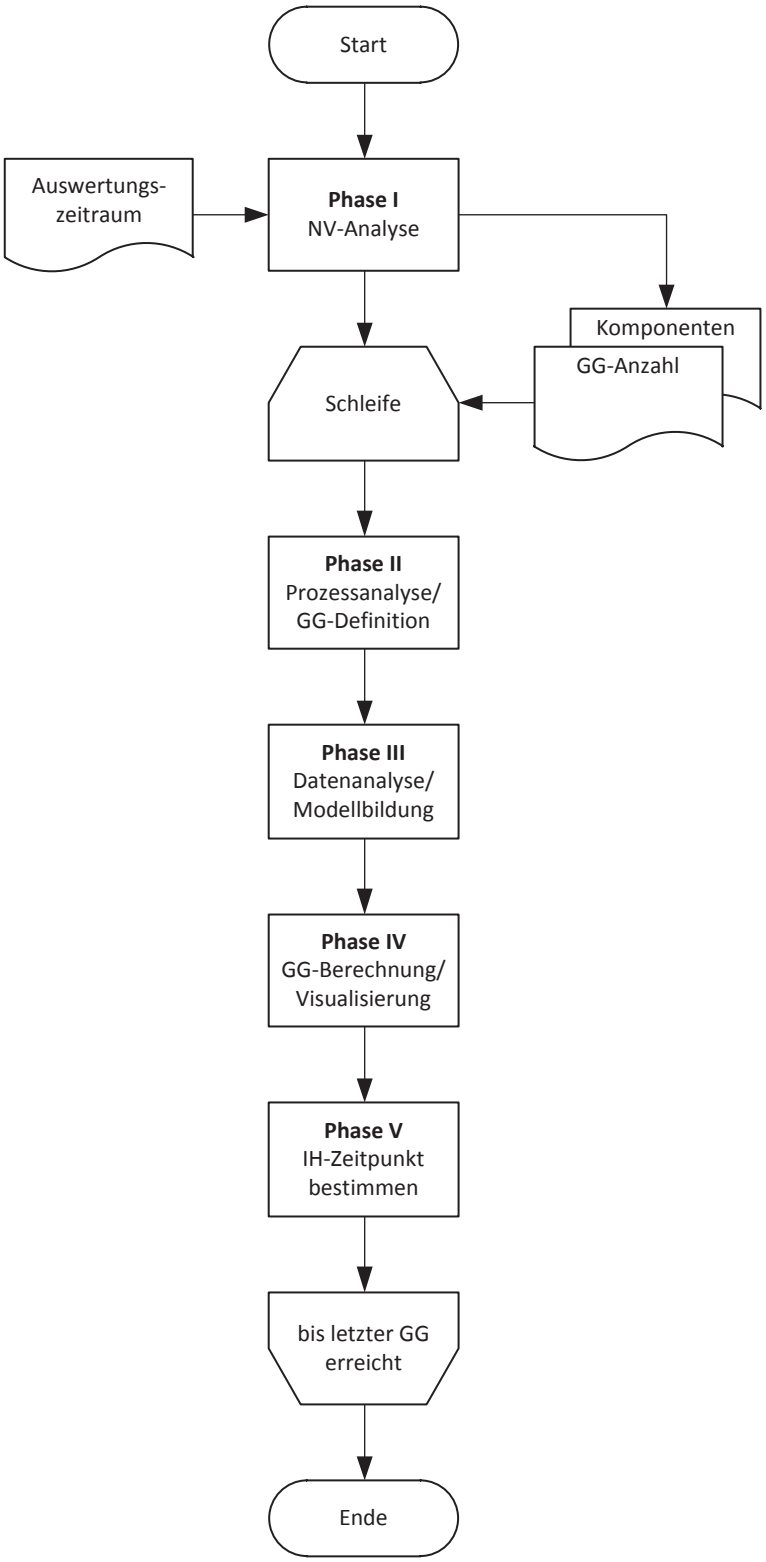

Abbildung 2.3: Ablauf der Methodik für den Entwurf und die Implementierung von Gütegraden zur Online-Zustandsüberwachung.

Im Folgenden wird das systematische Vorgehen in den Entwurfsphasen II bis V näher erläutert. Für die Beschreibung der Vorgehensweise in Entwurfsphase I (Nichtverfügbarkeitsanalyse) wird auf Kapitel 3 verwiesen. In dieser Phase erfolgt die Identifikation der kritischen Komponenten, die in der Vergangenheit zu Stillständen oder zu Leistungseinschränkungen geführt haben. Gleichzeitig resultiert aus dem Analyseergebnis die Gesamtanzahl der zu implementierenden Gütegrade.

2.2.1 Prozessanalyse und Gütegraddefinition

In Entwurfsphase II (Prozessanalyse und Gütegraddefinition) ist für jede zu überwachende Komponente anhand von ingenieurmäßigen Überlegungen, Literaturangaben, technischen Unterlagen, Erfahrungswerten von Experten etc. eine geeignete Gütegradformulierung zu definieren. In Abbildung 2.4 ist der Verfahrensablauf in Form eines Ablaufplans zusammenfassend dargestellt.

Als Erstes muss im Schritt Prozess- und Informationsanalyse eine geeignete Messgröße als Zustandskenngröße definiert werden, die sich zur Detektion von Zustandsverschlechterungen eignet. Da sich die meisten Prozessmessgrößen mit der Last verändern, müssen außerdem entsprechende Betriebsmessgrößen als theoretische Einflussgrößen zur Beschreibung der Lastabhängigkeit der Zustandskenngrößen zusammengetragen werden. Unter theoretische Einflussgrößen sind Messgrößen zu verstehen, die physikalisch zur lastabhängigen Beschreibung der Zustandskenngröße verwendet werden können. Da im Vorfeld der Einfluss dieser Größen auf den Referenzwert einer Zustandskenngröße nicht bekannt ist, muss dieser in einer Daten- und Sensitivitätsanalyse näher untersucht werden. Diejenigen theoretischen Einflussgrößen, die einen quantifizierbaren Einfluss auf die Zustandskenngröße ausüben, werden im Folgenden als Haupteinflussgrößen bezeichnet und zur lastabhängigen Referenzwertberechnung einer Zustandskenngröße herangezogen.

Zur Identifikation von möglichen Zustandskenngrößen und theoretischen Einflussgrößen sind im Schritt Informationsbeschaffung die unterschiedlichsten technischen Unterlagen wie z. B. komponentenspezifische Systembeschreibungen und Kennfelder auszuwerten. Die entsprechenden anlagenspezifischen Messgrößen können Systemschaltplänen bzw. Rohrleitungs- und Instrumenten-Fließschemata (R&I-Schemata) entnommen werden. Zusätzlich sollte das Betriebspersonal dazu befragt werden, anhand welcher Kennwerte die Zustandsverschlechterung einer bestimmten Komponente in der Praxis festgemacht werden kann. Auf Basis der in diesem Verfahrensschritt gewonnenen Erkenntnisse ist als Nächstes die Gütegradformulierung gemäß einer in Abschnitt 2.1 genannten Definition festzulegen.

Anschließend ist ein Datensatz mit zeitlich äquidistanten Messwerten eines bestimmten Referenzzeitraums aller beteiligten Messgrößen zusammenzustellen (Rohmessdatensatz). In modernen Kraftwerken können die Rohmessdaten üblicherweise aus elektronischen Prozessdatenarchiven importiert werden, in denen langfristig Messwerte von den wichtigsten Betriebsmessgrößen gespeichert werden. Als Referenzzeitraum bietet sich vorzugsweise der Zeitraum zwischen den jährlichen Revisionen an, da hier in der Regel davon auszugehen ist, dass sowohl die Komponente als auch die Messtechnik im gleichen Zustand vorliegen. Dabei sollte beachtet werden, dass die Messdaten einen möglichst großen Lastbereich abdecken und um bekannte Störungen oder Zustandsverschlechterungen bereinigt wurden. Zur Identifikation irregulärer Betriebszustände sollte systematisch der Schichtbericht ausgewertet und zusätzlich das Betriebs- und Instandhaltungspersonal befragt werden.

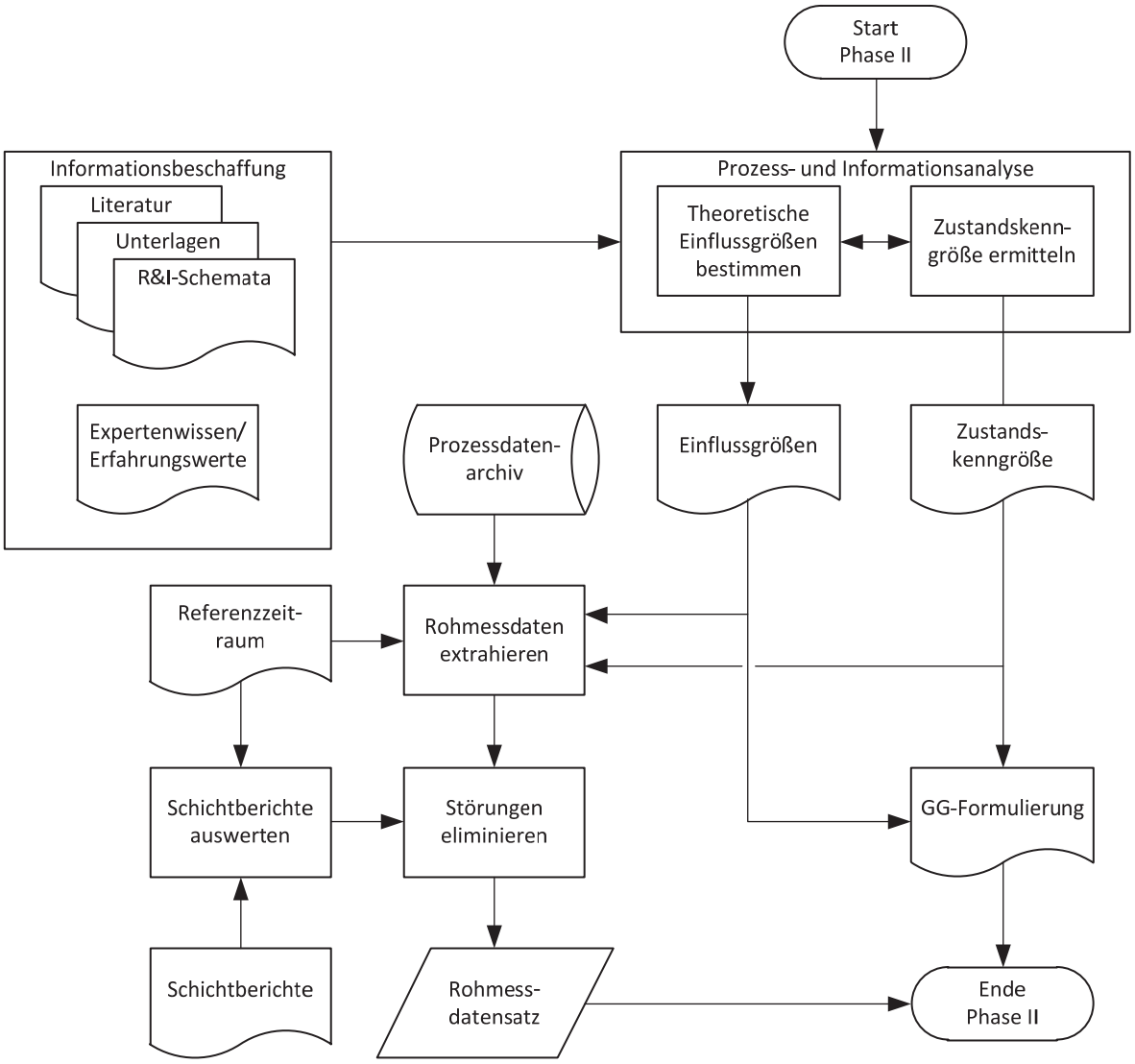

Abbildung 2.4: Ablauf der einzelnen Prozessschritte in Entwurfsphase II.