

# 1 Einleitung

Im Bereich der Forschung und Entwicklung aber auch bei der Planung und Ausführung von thermischen Kraftwerken wird die Modellierung und Simulation von Kraftwerkskonzepten als Werkzeug zur Bewertung verschiedener Ausführungs- oder Entwicklungsoptionen genutzt. Vor dem Hintergrund sehr hoher Investitionen für Neubaukraftwerke und der langwierigen und ebenfalls mit hohen Kosten verbundenen Technologieentwicklungen stellen mathematisch-physikalische Modelle der zu betrachtenden Kraftwerksprozesse ein verhältnismäßig schnelles und relativ kostengünstiges Mittel dar, um verschiedene Optionen gegeneinander abzuwägen.

Mit gültigen Kostenfunktionen für die Komponenten und Erfahrungswerten für die Errichtung können die Investitionen ermittelt werden. Anhand der Prognose der Erlösmöglichkeiten können das Betriebsregime und damit die Betriebskosten abgeschätzt werden. Auf diese Weise kann eine wirtschaftlich optimale Auslegung angestrebt werden. Dabei entsprechen die zu tätigen Investitionen der Einstiegshürde in eine bestimmte Kraftwerkstechnologie und sind somit letztlich dem unternehmerischen Risiko gleichzusetzen. Allerdings ist es umso schwieriger, eine belastbare Aussage zu den zu tätigen Investitionen zu treffen, je geringer der Entwicklungsstand der Schlüsseltechnologie ist.

Demgegenüber werden die Betriebskosten bei fossil befeuerten Kraftwerken durch den Einsatz beeinflusst und sind insbesondere brennstoffgetrieben. Hingegen wird der Einsatz vor allem fossil befeuerter Kondensationskraftwerke, abgesehen von Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Sicherung der Systemstabilität, durch die spezifischen variablen Betriebskosten je produzierter Einheit elektrischer Energie durch das sog. Merit-Order-Prinzip bestimmt [1, 2]. Die variablen spezifischen Betriebskosten ihrerseits hängen im Wesentlichen vom Beschaffungspreis des zum Einsatz kommenden Brennstoffs (inkl. CO<sub>2</sub>-Zertifikate) sowie vom elektrischen Nettowirkungsgrad ab.

Aus diesem Grund ist es gerechtfertigt, den elektrischen Wirkungsgrad<sup>1</sup> in der Phase des Standortscreenings und der Machbarkeitsstudie für potenzielle Kraftwerksneubauten insbesondere aber auch im Bereich der Forschung und Entwicklung von neuen auf fossilen Brennstoffen basierenden Kraftwerkstechnologien als vorrangiges Bewertungskriterium heranzuziehen, um das Potenzial der verschiedenen Varianten bzw. Technologien miteinander zu vergleichen.

---

<sup>1</sup> Im Fall von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist der elektrische Wirkungsgrad unter Bilanzierung des Stromverlusts durch die Wärmelieferung eine sinnvolle Vergleichsgröße.

Um den elektrischen Wirkungsgrad einer Prozessvariante vor deren Realisierung zu ermitteln, ist ein mathematisches Modell, das alle wirkungsgradrelevanten Merkmale der Prozesstopologie und der Komponenten dieser Variante abbildet, zu erstellen. Durch Simulation, d. h. durch Lösung des aufgestellten mathematischen Problems, werden Ergebnisse erhalten, aus denen der elektrische Wirkungsgrad bestimmt wird. In aller Regel erfolgt dies heutzutage durch numerische Computersimulationen in für diese Aufgabe spezialisierter Software. Üblicherweise erfolgt die Bewertung der Entwicklungsoptionen durch den Vergleich der relevanten Größen, die jeweils durch Modellierung und Simulation erhalten wurden, mit einem Referenzprozess.

Zusätzlich zum elektrischen Wirkungsgrad sind vor dem Hintergrund der globalen Klimaschutzbestrebungen durch Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen an die Atmosphäre die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter Einheit elektrischer Energie eine ebenfalls wichtige Vergleichsgröße.

In der praktischen Anwendung werden vor allem oftmals im Forschungs- und Entwicklungsbereich Vergleiche angestellt, ohne dass die zum Erhalt der Ergebnisse zugrundeliegenden Randbedingungen und Parameter, Modellansätze oder gar der Kraftwerkstechnologie kritisch auf Gültigkeit und Vergleichbarkeit geprüft werden. Dies kann im ungünstigsten Fall zur ungerechtfertigten Auswahl einer bestimmten Variante einer zu planenden Anlage bis hin zur ungerechtfertigten Bevorzugung oder Vernachlässigung von ganzen Technologieentwicklungszweigen in der Forschung führen.

## 1.1 Stand der Technik

Die Bemühungen, der globalen Klimaerwärmung entgegenzuwirken, resultieren vor allem in Bestrebungen anthropogene atmosphärische CO<sub>2</sub>-Emissionen zu vermindern. Einerseits führt die Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung weltweit zu einem wesentlichen Anteil dieser Emissionen. Andererseits kann die Versorgungssicherheit mit elektrischem Strom aus fossil befeuerten Kraftwerken verhältnismäßig kostengünstig gewährleistet werden. Trotz der Bestrebungen, aus der Kohleverstromung auszusteiigen, ist aus diesem Grund auch in den nächsten Dekaden eine weitere weltweite Nutzung dieser Kraftwerkstechnologie absehbar [3].

Um die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen an die Atmosphäre fossil befeuerter Kraftwerke je Einheit produzierter Elektroenergie zu reduzieren, werden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durchgeführt, die zum einen die Maximierung des elektrischen Wirkungsgrads zum Ziel haben und zum anderen die Abtrennung und Speicherung des CO<sub>2</sub>. Letzt-

genannte Entwicklungsrouten lässt sich feiner in die drei Technologierouten der Brennstoffdekarbonisierung vor der Verbrennung (Pre-Combustion-CO<sub>2</sub>-Abtrennung), der Prozesse mit Aufkonzentration von CO<sub>2</sub> durch Fernhalten des Stickstoffs aus der Verbrennungsluft (Oxyfueltechnologie) und der konventionellen Kraftwerksprozesse mit nachgeschalteter Rauchgaswäsche (Post-Combustion-CO<sub>2</sub>-Abtrennung) unterteilen.

Um diese Technologieoptionen zu entwickeln und zu untersuchen, wurden in der Vergangenheit und werden auch weiterhin eine Vielzahl von Forschungsprojekten und Entwicklungsstudien durchgeführt. Allerdings existieren relativ wenige belastbare Studien, die den Vergleich verschiedenster Technologien als Hauptschwerpunkt haben. Die weitaus größte Zahl der Vergleichsstudien wird im Rahmen von Projekten, die eine einzelne Technologieoption im Detail erforschen, angefertigt und veröffentlicht, um die Vorteile der neuen Technologie oder der neuen Prozessführung gegenüber dem Stand der Technik oder gegenüber alternativen Lösungen zu quantifizieren. Bei genauerer Prüfung dieser Arbeiten ergibt sich oft eine unpassend gewählte Vergleichsbasis (Referenzprozess) für den eigentlich im Fokus der Untersuchungen stehenden Prozess. Darüber hinaus werden unterschiedliche Parameter, Randbedingungen oder Teilprozesse angesetzt, die nicht direkt im Zusammenhang mit der eigentlichen technologischen Neuerung stehen. Weiterhin werden oft bei Technologien, die sich noch im frühen Entwicklungsstadium befinden, häufig idealisierte Annahmen getroffen oder Effekte vernachlässigt, die sich später als deutlich zu optimistische Einschätzung der Technologie herausstellen. Zudem werden bei dem Vergleich der Ergebnisberichte oft sehr weit auseinanderliegende Aussagen hinsichtlich des Potenzials des elektrischen Wirkungsgrads getroffen.

Ein Beispiel für eine reine Vergleichsstudie ist die im Jahr 2003 im Rahmen des COORETEC-Programmes im Auftrag des heutigen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellte Studie [4]. Nach damaligem Kenntnisstand wurden die aussichtsreichsten Technologien zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen identifiziert und u. a. auch hinsichtlich ihres elektrischen Wirkungsgrads gegenübergestellt. Beim Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD-Kraftwerk) wurden beispielsweise für das Jahr 2020 zum einen elektrische Wirkungsgrade von über 70 % und zum anderen von weniger als 65 % vorausgesagt. Diese Werte lassen sich mit ein und derselben Prozessführung in einem Simulationsmodell bestimmen. Jedoch müssen dazu sehr unterschiedliche Komponentenparameter angesetzt werden, die bei der Realisierung einer solchen Anlage einen herausragenden Unterschied in der Gasturbinentechnologie bedeuten würden. Der derzeit maximal erreichte Wirkungsgrad eines ausgeführten GuD-Kraftwerks wird am französischen Standort Bouchain mit 62,22 % verzeichnet [5]. Für die Entwicklung des kohlebefeuerten Dampfkraftwerks im gleichen Zeithorizont werden in jener Studie

elektrische Wirkungsgrade von bis zu 55 % genannt. Bei der Recherche zu der zugrundeliegenden Berechnung ergab sich, dass es sich hier nur um den aus dem spezifischen Dampfverbrauch der Dampfturbine bestimmten Wirkungsgrad handelt. Offenbar wurden weitere Verluste, vor allem die des Dampferzeugers, vernachlässigt.

Solche Abweichungen in den Randbedingungen, den Prozess- und den Komponentenparametern haben nicht nur signifikante Abweichungen im berechneten Wirkungsgrad zur Folge, sie können auch entscheidenden Einfluss auf die generelle technische Machbarkeit oder zumindest auf die zu tätigen Investitionen und die laufenden Betriebskosten haben, sodass die Wirtschaftlichkeit in doppeltem Maße beeinflusst wird. Allgemeinere Beispiele sind, dass nahezu identische Komponenten mit unterschiedlichen Modellparametern belegt werden, welche die thermodynamische Komponentengüte festlegen (z. B. der isentrope Wirkungsgrad von Dampfturbinen).

In der Literatur finden sich weiterhin vergleichende Studien über mehrere Prozesse, u. a. in [6–8], von denen die Arbeiten in [7] bzw. [8] wohl die relevantesten dieser Art sind. Darin werden diverse Prozesse der Technologierouten Pre-Combustion- und Post-Combustion-CO<sub>2</sub>-Abtrennung, Oxyfuel-Kraftwerksprozesse sowie Brennstoffzellen-Prozesse miteinander verglichen, wobei sich der Verfasser auf in der Literatur veröffentlichte Untersuchungsergebnisse stützt. Diese Untersuchungsergebnisse stammen aus diversen Studien, basieren somit auf individuellen Annahmen der jeweiligen Forscher und gelten für unterschiedliche Randbedingungen. Um dennoch ein gewisses Maß an Vergleichbarkeit herzustellen, werden linearisierte Zusammenhänge z. B. zwischen Randbedingungen und Wirkungsgraden verwendet, um die unterschiedlichen Studien auf eine annähernd gleiche Basis zu stellen. Dabei handelt es sich um eine erhebliche Vereinfachung der realen Zusammenhänge. Änderungen im Wasser-/Dampfkreislauf durch den Einsatz einer CO<sub>2</sub>-Abtrennungs- und Speichertechnologie werden zudem nicht adäquat berücksichtigt. Der Oxyfuel-Kraftwerksprozess für Kohle wird aufgeführt, aber nicht detailliert betrachtet. Die Möglichkeit der CO<sub>2</sub>-Emissionsvermeidung durch Ausschöpfen der Wirkungsgradpotenziale von GuD-Kraftwerk und Dampfkraftwerk wird erwähnt, aber ebenfalls nicht detaillierter untersucht. Eigene Modellierungen aller Prozesse unter gleichen Randbedingungen und mit gleichbleibendem Detaillierungsgrad werden nicht durchgeführt.

Die 2008 gegründete Arbeitsgruppe „European Benchmarking Task Force“ (EBTF), die sich aus Teilnehmern der drei Forschungsprojekte DECARBit, CAESAR und CESAR zur Untersuchung der CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung (Carbon Capture and Sequestration, CCS) zusammensetzt und deren Vorhaben auf den Arbeiten der Europäischen Projekte ENCAP, DYNAMIS, CASTOR und CACHET basiert, möchte durch ihre Aktivitäten die

Vergleichbarkeit der Projektergebnisse der genannten aber auch anderer CCS-Forschungsprojekte sicherstellen [9–11]. Darauf aufbauend erfolgten weitere Veröffentlichungen wie z. B. [12, 13].

In den Berichten [9–11] werden neben Randbedingungen für die Bestimmung von Stromgestehungskosten Angaben zu technischen Parametern wie Umgebungsbedingungen<sup>2</sup>, Einsatzstoffen, Rauchgasreinigungstechnologien zur Einhaltung festgelegter Emissionsgrenzwerte, Grädigkeiten und Druckverlusten in Wärmeübertragern sowie Wirkungsgraden von Strömungsmaschinen und von elektrischen Antrieben zusammengestellt. Beispielsweise erfolgt die Angabe von festen Werten des isentropen Wirkungsgrads für die Teil-Dampfturbinen (Hochdruck, Mitteldruck und Niederdruckteil), was vor allem für den Niederdruckteil eine sehr starke Vereinfachung darstellt, da so keinerlei Einfluss der Einsatzbedingungen der Dampfturbine vor allem am sog. kalten Ende berücksichtigt wird. Zudem wird der MD-/ND-Dampfturbinen-Trenndruck nicht angegeben, sodass sich hier ein größerer Ergebniseinfluss ergeben kann.

Darüber hinaus wird im Bericht [10] eine Zahlenwertgleichung zur Bestimmung des elektrischen Eigenbedarfs zur Sauerstoff- und Stickstoffbereitstellung vorgeschlagen, die z. B. für einen Oxyfuel-Kraftwerksprozess, der mit Sauerstoff nahe dem Umgebungsdruck versorgt werden kann, nicht gültig ist, da die angegebene Gleichung für einen Produktsauerstoffdruck von mehr als 2,38 bar gilt. Zudem wird durch diese Art der Definition nicht festgelegt, welches Verdichtungsverfahren bei der Sauerstoffgewinnung eingesetzt wird. Dadurch sind auf dieser Basis Abwärme-Integrationsstudien ausgeschlossen.

In dem Bericht „European best practice guidelines for assessment of CO<sub>2</sub> capture technologies“ [11] wird die Herangehensweise der EBTF erläutert und anhand von drei Testfällen – einem 800 MW steinkohlebefeuerten Dampfkraftwerk, einem steinkohlebefeuerten GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung, also einem Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC), sowie einem erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerk – demonstriert. Jeder dieser Kraftwerksprozesse wird jeweils in einer Variante mit und ohne CO<sub>2</sub>-Abtrennung betrachtet. Die Ergebnisse von zwei der bearbeitenden Partner des Projektkonsortiums zeigen allerdings, dass nicht mit identischen Parametern simuliert wurde und sich dadurch Ergebnisunterschiede ergeben. Im Bericht werden die Unterschiede für das kohlebefeuerte Dampfkraftwerk als nicht signifikant bewertet. Im Fall des IGCC-Kraftwerks wird eine Korrekturrechnung mit Änderung der wesentlichsten Parameter zur Verbesserung der Vergleichbarkeit präsentiert. Allerdings ergeben sich dennoch deutliche Differenzen in dem elektrischen Eigenbedarf der Prozesse. An dieser Stelle wird

---

<sup>2</sup> Diese entsprechen den Umgebungsbedingungen für Gasturbinen-Abnahmeversuche nach ISO 2314 [14].

im Bericht auf die nicht ausreichende Dokumentation zur Eingrenzung der Ursache dieser Unstimmigkeiten hingewiesen.

Bei den erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken erfolgt kein Vergleich, da von unterschiedlicher Prozesstopologie ausgegangen wird. Während ein Teilprojekt von einer Konfiguration mit zwei Gasturbinen- und einer Dampfturbinenanlage ausgeht, wird in dem anderen eine Konfiguration mit einer Gasturbinen- und einer Dampfturbinenanlage gewählt.

Der Bereich „System Engineering & Analysis“ des National Energy Laboratory (NETL) des US Department of Energy (DOE) veröffentlicht Referenzstudien zur Nutzung fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung [15–19] aber auch zur Herstellung flüssiger Brennstoffe [20], synthetischem Erdgas sowie Ammoniak [21] aus Kohle jeweils mit und ohne CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung. Bei den Kraftwerkstechnologien werden erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke auf Grundlage von Gasturbinenanlagen der F-Klasse, stein- und braunkohlebefeuerte Dampfkraftwerke mit trockenentaschter Staubfeuerung sowohl mit unterkritischen als auch überkritischen (z. T. fortschrittlichen überkritischen, d. h. ca. 650 °C und 275 bar) Dampfparametern sowie IGCC-Kraftwerke<sup>3</sup> untersucht. Für Braunkohle wird zusätzlich die zirkulierende Wirbelschichtfeuerung mit überkritischen Dampfparametern betrachtet. Für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung wird bei dem erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerk und den steinkohlebefeuerten Dampfkraftwerksprozessen der aminbasierte Shell-Cansolv-Prozess, bei den braunkohlebefeuerten Dampfkraftwerken der Econoamine-Plus-Prozess des Anbieters Fluor und bei den IGCC-Kraftwerken der Selexol-Abtrennungsprozess simuliert.

Ziel dieser Studien ist, ähnlich wie bei den Aktivitäten der zuvor genannten EBTF, vor allem die Bestimmung der Stromgestehungskosten der jeweiligen Technologie, wobei die thermodynamischen Berechnungen zur Wirkungsgradbestimmung eine wesentliche Grundlage bilden. Zudem werden auch Aussagen über die Emissionen von Stickoxiden, Schwefeloxiden, Staub und Quecksilber getroffen. Diese Arbeiten sollen durch Anwendung einer einheitlichen Auslegungsbasis sowie Untersuchungsmethodik sowohl dem Vergleich der untersuchten Technologien, als auch als Ausgangsbasis für weitere Forschungsaktivitäten im Bereich der CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung dienen [20].

---

<sup>3</sup> Es werden die Typen des trockenbeschickten Vergasers der Firma Shell, des slurrybeschickten E-Gas™-Vergasers der Firma CB&I und verschiedene Varianten des slurrybeschickten General Electric Engery Vergasers untersucht.

Die Referenzstudien wurden auf Grundlage der ebenfalls vom NETL veröffentlichten Richtlinien „Quality Guidelines for Energy System Studies“ [22–31] bzw. deren Vorgängerdokumenten erstellt.<sup>4</sup> In diesen Dokumenten werden die anzuwendende Methodik und einige Ansätze zur Kostenschätzung in [23–26] sowie Brennstoffpreise in [27] angegeben. Zudem werden Angaben zu Umgebungsbedingungen verschiedener Standorte, Vorgaben der anzuwendenden Stoffwertemodelle sowie Prozessparameterwerte oder -bereiche der Kraftwerkskomponenten zur Anfertigung der Simulationsstudien gemacht [28]. Brennstoffdefinitionen sind in [29] und [30] gegeben, wobei für die Untersuchungen in den Referenzstudien als Auslegungsgrundlage für Steinkohle die hochschwefelhaltige Kohle „Illinois No. 6“ und für Braunkohle<sup>5</sup> „Montana Rosebud, PRB Area D“ und die stark natriumhaltige Braunkohle „Beulah-Zap“ aus North Dakota herangezogen werden. Für die Prozesse mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung werden Angaben zu den CO<sub>2</sub>-Reinheitsanforderungen in [31] gemacht, während die physikalischen Anforderungen des zu speichernden CO<sub>2</sub>-Produktstroms in [22] definiert werden. Die generelle Vorgehensweise und Dokumentationsanforderungen sind zudem in [22] angegeben. Zur Durchführung der Modellierungs- und Simulationsarbeiten wird der kommerzielle Simulator AspenPlus® eingesetzt. Offenbar sind die Vorgaben einiger Parameterwerte der üblichen Parametrisierung in dieser Software geschuldet. Detaillierte Erklärungen zur Modellierung und Definitionen zur Parametrisierung der einzelnen Teilprozesse erfolgen nicht.

Obwohl die Referenzstudien und vor allem die Erstellungsrichtlinien im Vergleich zum Praxisbeispiel dieser Arbeit teilweise sehr ähnliche Ziele verfolgen, zeigt sich anhand der Ergebnisse der Fokus auf den US-Markt. Trotz der sehr umfangreichen Dokumentation der Referenzstudien werden nicht alle notwendigen Details im Sinne der Wiederholbarkeit oder zumindest der Nachvollziehbarkeit der Modellierung angegeben. Beispiele hierfür sind fehlende Angaben zu den Einspritzmassenströmen zur Regelung der Überhitzer- und Zwischenüberhitzertemperaturen sowie die Dampfturbinenwirkungsgrade, welche nur als Wertebereich in einem der Richtliniendokumente [28] angegeben werden. Im Hinblick auf einen direkten Technologievergleich bzw. ein Technologiebenchmarking mit Bezug auf den elektrischen Wirkungsgrad sind die Referenzstudien untereinander nur eingeschränkt nutzbar, da z. B. große Unterschiede in den Umgebungsbedingungen, begründet durch unterschiedliche Standortwahl, vorliegen.

---

<sup>4</sup> Überarbeitungen der Referenzstudien, vor allem jener mit weiter in der Vergangenheit liegendem Veröffentlichungsdatum, sind in [32] angekündigt.

<sup>5</sup> Beide Braunkohlesorten weisen gegenüber den Braunkohlen in den deutschen Revieren einen deutlich höheren Heizwert von 19,1 bzw. 14,8 MJ/kg infolge eines höheren Gehalts an verbrennlichen Bestandteilen und vor allem infolge geringerer Wassergehalte auf.

## 1.2 Ziel und Aufbau der Arbeit

Mit der vorliegenden Arbeit soll ein Beitrag zur Verbesserung der Vergleichbarkeit, der Realitätsnähe und Reproduzierbarkeit von Ergebnissen bei der Anfertigung von Studien zur Bewertung von Technologieentwicklungsoptionen mit besonderem Fokus auf fossil befeuerte Großkraftwerke, welche mit dem Werkzeug „Modellierung und Simulation“ erzielt werden, geleistet werden. Die Entwicklung einer Herangehensweise und die Schaffung einer übertragbaren Vergleichsbasis, mit Hilfe derer solche Vergleichsstudien durchgeführt werden können, stellt das übergeordnete Ziel dar. Die Methodik soll dabei gleichzeitig möglichst praxisorientiert sein.

Somit sind die wesentlichen Teilziele dieser Arbeit der Aufbau einer allgemeingültigen Methodik zur Erstellung von Vergleichsstudien und die konsequente Anwendung dieser Methodik auf ein gewähltes Praxisbeispiel. Dabei steht die Fortentwicklung und Optimierung einzelner Technologieoptionen nicht im Vordergrund. Vielmehr ist der Vergleich der zu betrachtenden Kraftwerksprozesse unter realitätsnahen, vergleichbaren Bedingungen Untersuchungsgegenstand.

Dabei wird, basierend auf Erfahrungen, auf mögliche Fehlinterpretationen oder Verwechslungen hingewiesen, um damit eine Sensibilisierung für den verantwortungsvollen Umgang mit dem Werkzeug der Modellierung und Simulation aber auch mit den daraus erhaltenen Ergebnissen zu erzielen. Da Entwicklungsoptionen grundsätzlich von einem Ausgangspunkt – dem Stand der Technik – zu betrachten sind, ist die gleichzeitige Dokumentation des aktuell neuesten Standes der Technik fossil befeuerter Großkraftwerke ein weiteres Teilziel dieser Arbeit.

In Kapitel 2 wird durch einen Exkurs zu den Grundlagen der Verwendung von Modellierung und Simulation sowie durch Nennung von typischen Gründen für Schwierigkeiten in der praktischen Anwendung eine allgemeingültige Sichtweise zur Erstellung von Vergleichsstudien abgeleitet. Diese soll als Richtschnur dienen, um die grundlegende Herangehensweise auch auf andere Anwendungsfälle, die nicht in dieser Arbeit behandelt werden, zu übertragen.

Zur praktischen Anwendung wird eine Vergleichsstudie von kohlebefeuernden Dampfkraftwerksprozessen und erdgasbefeuernden GuD-Kraftwerksprozessen durchgeführt. Dazu werden vorbereitend in Kapitel 3 für die Durchführung der Simulationen alle erforderlichen Definitionen und Festlegungen gemäß der hierarchischen Detaillierung der Gesamtprozessmodelle vorgenommen. Dabei werden nicht nur die Bilanzgrenzen, Parametrisierungen und Teilprozessmodelle sowie weitere Festlegungen formuliert, sondern



auch die Ergebniskenngrößen definiert und diskutiert. Zur Verbesserung der Nachvollziehbarkeit und zur Vereinfachung der Wiederholbarkeit der Untersuchungen werden zusätzlich weitere Zwischenergebnisgrößen bestimmt und angegeben. Darüber hinaus werden in Kauf genommene oder bewusst vorgenommene Vereinfachungen oder Vernachlässigungen beschrieben.

In Kapitel 4 erfolgt die Durchführung am praktischen Beispiel einer Technologievergleichsstudie. Zunächst werden die Topologie und die vollständigen Parametersätze der zur Untersuchung ausgewählten Kraftwerksprozesse sowie der daraus erhaltenen Simulationsergebnisse dargestellt. Für den Vergleich werden bei den Dampfkraftwerksprozessen die größten gemäß dem aktuellen Stand der Technik ausgeführten Braun- und Steinkohlekraftwerke mit einer elektrischen Bruttoleistung von 1100 MW als Basisprozess definiert. Darauf aufbauend werden Wirkungsgradsteigerungsmaßnahmen durch Steigerung der Frischdampfparameter auf 700 °C und 350 bar untersucht. Im Fall des braunkohlebefeuerten Dampfkraftwerksprozesses wird, ausgehend vom Stand der Technik, zusätzlich der wirkungsgradsteigernde Effekt einer integrierten Braunkohlevortrocknung in einer Dampfzirkelschicht betrachtet. Die erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerksprozesse werden auf Basis der F- und H-Klassen-Technologie untersucht.

Zur Berücksichtigung von Möglichkeiten zur weitergehenden CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion werden für das steinkohlebefeuerte Dampfkraftwerk die CO<sub>2</sub>-Abtrennungstechnologien auf Grundlage der Oxyfueltechnologie sowie der Post-Combustion-CO<sub>2</sub>-Abtrennung modelliert und simuliert. Dabei wird die Speicherung und keine weitere Nutzung (Re-Use) des Abgetrennten CO<sub>2</sub> unterstellt. Das Prinzip der Oxyfueltechnologie zielt auf die möglichst hohe Aufkonzentration des CO<sub>2</sub> in den Rauchgasen durch entsprechende Verbrennungsführung mit (nahezu) reinem Sauerstoff als Oxidator. Eventuell verbleibende, unerwünschte Restbestandteile müssen vor Transport und Speicherung des CO<sub>2</sub> in einer weiteren Behandlungseinheit entfernt werden. Bei der Post-Combustion-CO<sub>2</sub>-Abtrennung wird das CO<sub>2</sub> erst am Ende des gewöhnlichen Verbrennungsvorgangs und nach Durchlaufen der üblichen Rauchgasreinigungsschritte in einem weiteren Teilprozess aus den Rauchgasen abgetrennt. In dieser Arbeit wird die nasschemische Abtrennung mit Hilfe von Monoethanolamin betrachtet.

Als zusammenfassende Vergleichsgrößen werden in erster Linie der elektrische Nettowirkungsgrad sowie die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen herangezogen. Abschließend werden die erhaltenen Ergebnisse der Vergleichsstudie zusammenfassend gegenübergestellt und diskutiert.

Schließlich wird die Arbeit in Kapitel 5 zusammengefasst.

