

Studiengang Sustainable Energy Competence (SENCE)

Auswirkungen nicht optimaler Betriebszustände auf die Luftschadstoffemissionen thermischer Kraftwerke unter dem Einfluss erneuerbarer Energien: Szenarien für das Jahr 2030

Wissenschaftliche Arbeit zur Erlangung des akademischen Grades
Master of Science (M. Sc.)

Vorgelegt von: Lars Maiwald
Matr. 1005283

Erstgutachter: Prof. Dr. Dietmar Graeber
Technische Hochschule Ulm

Zweitgutachter: M.Ing. Patrick Draheim
DLR- Institut für Vernetzte Energiesysteme

I. Abstract

Die Exposition gegenüber Luftschadstoffen hat negative Auswirkungen auf die Gesundheit. Thermische Kraftwerke zur Stromerzeugung tragen signifikant zur Luftverschmutzung bei. Daher ist es notwendig die Emissionsbildung in Kraftwerken genauestens zu verstehen, um auf zukünftige Entwicklungen rechtzeitig reagieren zu können. Diese Arbeit untersucht die Auswirkungen nicht optimaler Betriebszustände auf die Luftschadstoffemissionen thermischer Kraftwerke unter dem Einfluss erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung. Um die Frage zu klären, wie Luftschadstoffemissionen aus thermischen Kraftwerken unter nicht optimalen Betriebszuständen ermittelt werden können und welche Auswirkungen die Berücksichtigung hat, wurde ein auf der aktuellen Literatur basierender Modellierungsansatz erarbeitet. Auf Basis von Daten des *REMix*-Energiesystemmodells und Informationen über den Kraftwerkspark, ermöglicht das Modell eine Berechnung der Luftschadstoffemissionen von Stickoxiden, Schwefeloxiden und Staub unter Einbezug nicht optimaler Betriebszustände in stündlicher Auflösung. Dabei zeigen die Ergebnisse der Modellierung, dass abhängig vom Kraftwerkstyp und Luftschadstoff der Fehler in der errechneten Luftschadstoffmenge, welcher bei einer Nichtberücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände gemacht wird, zwischen 6,57 % und 91,51 % variiert. Zusätzlich wurde, mit Hilfe von sich an den Klimaschutzplänen der europäischen Länder orientierenden Szenarien für das Jahr 2030, der Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Luftschadstoffemissionen untersucht. Mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nehmen die absoluten Emissionen ab, der Anteil der durch nicht optimale Betriebszustände bedingten Emissionen und damit der Fehler, der bei einer Nichtberücksichtigung gemacht wird, zu.

II. Inhalt

I.	Abstract.....	II
II.	Inhalt	III
III.	Abbildungsverzeichnis	VI
IV.	Tabellenverzeichnis.....	VIII
V.	Abkürzungsverzeichnis.....	IX
1	Einleitung	10
2	Hintergrund.....	12
2.1	Die europäische Energieinfrastruktur	12
2.1.1	Thermische Kraftwerke	12
2.1.2	Der europäische Strommarkt.....	12
2.2	Das REMix-Energiesystemmodell	12
2.3	Luftschadstoffemissionen und Emissionsfaktoren	13
2.3.1	Stickoxide	14
2.3.2	Schwefeloxide	15
2.3.3	Feinstaub.....	16
2.4	Abgasreinigungstechnologien.....	18
2.4.1	Low-NO _x Verbrennungstechnologien	18
2.4.2	Selektive katalytische Reduktion	19
2.4.3	Elektrofilter	20
2.4.4	Rauchgasentschwefelung	20
2.5	Politische Maßnahmen für die Zukunft	21
2.5.1	Entwicklung Luftqualität	21
2.5.2	Klimaschutzplan	22
3	Projektidee.....	24
3.1	Motivation.....	24

3.2	Kontext und Rahmen der Arbeit (Doktorarbeit).....	24
3.3	Ziel der Arbeit.....	25
3.4	Forschungsfragen.....	25
4	Methodik.....	26
4.1	Szenarien.....	26
4.2	Datengrundlage	28
4.2.1	Daten zum Kraftwerkspark	28
4.2.2	REMix-Datensätze.....	28
4.3	Kombination REMix und Kraftwerksdaten.....	29
4.4	Definition nicht optimaler Betriebszustände.....	29
4.4.1	Betrieb in Teillast	29
4.4.2	Anfahrvorgänge	30
4.4.3	Abfahrprozesse	30
4.4.4	Lastwechselfvorgänge.....	30
4.4.5	Modellierung.....	31
5	Herleitung lastabhängige Emissionsfaktoren	34
5.1	Stickoxidemissionen.....	34
5.1.1	Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken	35
5.1.2	Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken.....	37
5.2	Schwefeldioxidemissionen aus Kohlekraftwerken	41
5.2.1	Modellierungsansatz.....	42
5.3	Staubemissionen aus Kohlekraftwerken.....	42
5.3.1	Modellierungsansatz.....	43
5.4	Substitution von Erdgas durch Wasserstoff.....	44
5.5	Ausnahmen aufgrund von REMix-Datentransfer auf Kraftwerksebene	45
6	Ergebnisse	46
6.1	Einfluss der Verteilungsdynamik.....	46
6.2	Veränderung der Betriebsweise: Anfahrvorgänge und Lastwechsel.....	47

6.3	Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände bei der Emissionsberechnung.....	50
6.3.1	Anteile der nicht optimalen Betriebszustände an den Gesamtemissionen	51
6.3.2	Absolute Entwicklung der Emissionen	54
6.4	Einfluss der erneuerbaren Energien	56
6.5	Umstellung auf Wasserstoff.....	57
6.6	Kohleausstieg.....	58
7	Diskussion	59
7.1	Diskussion der Ergebnisse.....	59
7.1.1	Verhalten Kohlekraftwerke.....	60
7.1.2	Verhalten Gaskraftwerke	62
7.1.3	Weitere Ergebnisse	64
7.2	Beschränkungen der Forschung.....	65
8	Fazit	68
VI.	Erklärung zur Selbständigkeit.....	LXX
VII.	Literaturverzeichnis	LXXI
VIII.	Danksagung.....	LXXX
IX.	Anhang	LXXXI

III. Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Capacity in power generation using hydrogen and ammonia by region, historical and from announced projects, 2019-2030 (IEA 2023).</i>	23
<i>Abbildung 2: Struktur und Einteilung der Arbeit in zwei Arbeitspakete (Eigene Abbildung).</i>	26
<i>Abbildung 3: Struktur und Arbeitsweise des Modells zu Berechnung der Luftschadstoffemissionen aus Gas- und Kohlekraftwerken (Eigene Abbildung).</i>	33
<i>Abbildung 4: Teillastfaktoren zur Berechnung lastabhängiger Emissionsfaktoren von Stickoxidemissionen in Kohlekraftwerken basierend auf Nakamura (Nakamura et al. 2021) (Eigene Abbildung).</i>	40
<i>Abbildung 5: Stunden in den Betriebszuständen Anfahrt und Lastwechsel für Kohlekraftwerke pro TWh Erzeugung durch Kohlekraftwerke (linke Achse) in den einzelnen Szenarien; Erzeugung durch Kohlekraftwerke (rechte Achse) (Eigene Abbildung).</i>	48
<i>Abbildung 6: Stunden in den Betriebszuständen Anfahrt und Lastwechsel für Gaskraftwerke pro TWh Erzeugung durch Gaskraftwerke (linke Achse) in den einzelnen Szenarien; Erzeugung durch Gaskraftwerke (rechte Achse) (Eigene Abbildung).</i>	48
<i>Abbildung 7: Stunden in den Betriebszuständen Anfahrt und Lastwechsel für Kohlekraftwerke pro installierte Kapazität an Kohlekraftwerke (linke Achse) in den einzelnen Szenarien; Kapazität Kohlekraftwerke (rechte Achse) (Eigene Abbildung).</i>	49
<i>Abbildung 8: Stunden in den Betriebszuständen Anfahrt und Lastwechsel für Gaskraftwerke pro installierte Kapazität an Gaskraftwerke (linke Achse) in den einzelnen Szenarien; Kapazität Gaskraftwerke (rechte Achse) (Eigene Abbildung).</i>	49
<i>Abbildung 9: Zusammensetzung der jährlichen Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken unter Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände (Eigene Abbildung).</i>	52
<i>Abbildung 10: Zusammensetzung der jährlichen Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken unter Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände (Eigene Abbildung).</i>	52
<i>Abbildung 11: Zusammensetzung der jährlichen Schwefeldioxidemissionen aus Kohlekraftwerken unter Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände (Eigene Abbildung).</i>	53
<i>Abbildung 12: Zusammensetzung der jährlichen Staubemissionen aus Kohlekraftwerken unter Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände (Eigene Abbildung).</i>	54
<i>Abbildung 13: Absolute jährliche Luftschadstoffemissionen aus Kohlekraftwerken für die einzelnen Szenarien (Eigene Abbildung).</i>	55
<i>Abbildung 14: Absolute jährliche Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken für die einzelnen Szenarien (Eigene Abbildung).</i>	55

Abbildung 15: Konservativ berechnete und unter Einbezug nicht optimaler Betriebszustände berechnete Luftschadstoffemissionen relativ zur Stromerzeugung der Gas- bzw. Kohlekraftwerke in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Verhältnis der konservativen und dynamisch berechneten Emissionen (Sekundärachse) (Eigene Abbildung)._____ 57

IV. Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Beurteilung der Luftqualität nach EU-Richtlinien und Empfehlungen der WHO, vgl. (COM 2022).</i>	22
<i>Tabelle 2: Faktor der Stickoxidemission nach Lastniveau, normalisiert mit Referenz Volllast nach Yin (Yin et al. 2023).</i>	36
<i>Tabelle 3: Vergleich der Stickoxidemissionen und deren Zusammensetzung für Szenario 1 nach unterschiedlicher Methodik zur Verteilung der Kraftwerkslasten.</i>	46
<i>Tabelle 4: Veränderungen der Gesamtemissionen durch die Berücksichtigung von nicht optimalen Betriebszuständen bei der Modellierung der Kraftwerksemissionen, verglichen mit den konservativ berechneten Gesamtemissionen.</i>	50
<i>Tabelle 5: Stromerzeugung und erzeugungsspezifische Stickoxidemissionen aus Gas- und Kohlekraftwerken für die Szenarien 3 und 3.2 (Kohleausstieg).</i>	58

V. Abkürzungsverzeichnis

LCP	Large Combustion Plant
REMix	Renewable Energy Mix Energiesystemmodell
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
WHO	World Health Organisation
NO	Stickstoffmonoxid
NO₂	Stickstoffdioxid
NO_x	Stickoxide
PM	Particulate Matter (Feinstaub)
BVT	beste verfügbare Techniken
BREF	Best Available Techniques Reference
LNB	Low-NO _x -Brenner
DLN	dry-low-NO _x Brenner
SCR	selektive katalytische Reduktion
NH₃	Ammoniak
N₂	elementarer Stickstoff
H₂O	Wasser
ESP	elektrostatischer Abscheider
REA	Rauchgasentschwefelungsanlagen
SO₂	Schwefeldioxid
H₂SO₃	schweflige Säure
CaCO₃	Calciumcarbonat
CaSO₃	Calciumsulfid
CO₂	Kohlenstoffdioxid
MCL	Mindestanfahrlast / Minimallast

1 Einleitung

„Luftverschmutzung ist jährlich für eine halbe Million vorzeitige Todesfälle in der Europäischen Region [...] verantwortlich“ (WHO 2023). Der Energiesektor hat einen signifikanten Anteil von teils über 40 % an den europäischen Emissionen verschiedenster Luftschadstoffe (European Environment Agency 2024). Insbesondere thermische Kraftwerke, in denen fossile Energieträger wie Kohle und Gas verbrannt werden, tragen dazu bei (ebd.).

Mit dem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien verändert sich die Art und Weise, in der thermische Kraftwerke betrieben werden (Baumann 2019). Die Aufgabe des Ausgleichs fluktuierender Stromerzeugung durch erneuerbare Energien geht mit zunehmend unregelmäßigem und diskontinuierlichem Betrieb der thermischen Kraftwerke einher (ebd.). Während des Betriebs in dadurch häufiger auftretenden nicht optimalen Betriebszuständen, wie Anfahrvorgänge, Lastwechsel oder Teillastbetrieb, kann es zu erhöhten Luftschadstoffemissionen kommen (Gonzalez-Salazar et al. 2018).

Um die Belastung durch Luftschadstoffe präzise und räumlich, sowie zeitlich hoch aufgelöst vorhersagen zu können, bedarf es einer detaillierten Modellierung der Luftschadstoffemissionen thermischer Kraftwerke. Dazu sollten auch die nicht optimalen Betriebszustände bei der Berechnung der Luftschadstoffemissionen berücksichtigt werden. Lew et al. (2013) haben gezeigt, dass durch nicht optimale Betriebszustände eine zusätzliche Menge an Luftschadstoffen anfällt. Auch Blondeau und Mertens (2019) stellen eine Erhöhung der erzeugungsspezifischen Stickoxidemissionen in Gaskraftwerken während Anfahrvorgängen und Lastwechselprozessen fest. Den Einfluss, den erneuerbare Energien auf die zusätzlichen Luftschadstoffemissionen durch nicht optimale Betriebsbedingungen haben, wird von Valentino et al. (2012) für den US-Bundestaat Illinois untersucht. Eine Studie zu den Auswirkungen nicht optimaler Betriebszustände auf die Gesamtemissionen durch thermische Kraftwerke in Europa ist bisher in der Literatur nicht beschrieben.

Diese Arbeit hat zum Ziel, mit Hilfe eines Energiesystemmodells einen Ansatz zur Modellierung von Luftschadstoffemissionen aus thermischen Kraftwerken hervorzubringen. Dazu soll die bestehende Literatur herangezogen und auf der Basis aktueller Forschungsergebnisse eine Methodik zur Modellierung der Luftschadstoffemissionen erarbeitet werden. Dabei werden unterschiedliche Methoden betrachtet, wie Kraftwerksaktivitäten aus den Ergebnissen des REMix-Energiesystemmodells abgeleitet werden können. Anschließend werden mit Hilfe der Modellierung die Auswirkungen des Einbezugs der nicht optimalen Betriebszustände bei der Berechnung der Luftschadstoffemissionen und der Einfluss der erneuerbaren Energien untersucht. Zusätzlich wird der Einfluss auf die Gesamtemissionen

zwischen den unterschiedlichen Arten nicht optimaler Betriebszustände differenziert. Zur Analyse des Einflusses der erneuerbaren Energien werden unterschiedliche Entwicklungspfade des europäischen Energiesystems bis 2030 in Szenarien abgebildet und mit dem Ist-Zustand aus dem Jahr 2022 verglichen. So soll diese Arbeit einen Beitrag zum besseren Verständnis der Entstehung von Luftschadstoffen in thermischen Kraftwerken beitragen und als Baustein zur Analyse der Exposition von Menschen gegenüber Luftschadstoffen und Folgen dieser dienen.

2 Hintergrund

2.1 Die europäische Energieinfrastruktur

2021 wurden in der Europäischen Union 2.785 Terrawattstunden elektrische Energie durch Kraftwerke bereitgestellt (Eurostat 2023). Den größten Anteil daran hatte Deutschland mit 20,1 %, gefolgt von Frankreich mit 19,1 % und Italien mit 10,2 % (ebd.). Bei den Energiequellen sind 41,9 % der elektrischen Energie der Erzeugung aus Brennstoffen zuzuordnen, welche in thermischen Kraftwerken umgesetzt werden (Eurostat 2023). In Kernkraftwerken wird europaweit 25 % der gesamten elektrischen Energie gewonnen. Die erneuerbaren Energien mit Wind- und Wasserkraft, sowie solarer Energiegewinnung hatten 2021 einen Anteil von 33 % an der elektrischen Energieerzeugung (ebd.).

2.1.1 Thermische Kraftwerke

In thermischen Kraftwerken werden Brennstoffe oxidiert und die bei der Reaktion freiwerdende Wärme mittels Turbinen für die Gewinnung elektrischer Energie genutzt (Europäische Union 2017). Dabei machen die fossilen Energieträger Kohle und Erdgas energiemengentechnisch zusammen etwa 75 % der in thermischen Kraftwerken eingesetzten Brennstoffe aus (EEA 2024).

40 % der europäischen Erzeugung elektrischer Energie entfällt auf thermische Kraftwerke, welche zu den Großfeuerungsanlagen, im englischen *Large Combustion Plant* (LCP), zählen (EEA 2024). Per Definition gelten alle Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 Megawatt und mehr als Großfeuerungsanlagen (Umweltbundesamt 2024b). In allen europäischen Ländern zusammen existieren im Jahr 2022 über 4000 Großfeuerungsanlagen (EEA 2024). Alleine in Deutschland operieren aktuell etwa 600 dieser Anlagen (Umweltbundesamt 2024b).

2.1.2 Der europäische Strommarkt

Innerhalb der Europäischen Union existiert ein für alle Mitgliedsstaaten geregelter Energiebinnenmarkt. Dieser wurde in der Vergangenheit liberalisiert und gilt als wettbewerbsorientiert, kundenorientiert und flexibel. Dadurch wird ein internationaler Stromhandel über Ländergrenzen hinweg ermöglicht und erleichtert. (Ciucci 2024).

2.2 Das REMix-Energiesystemmodell

Renewable Energy Mix (REMIX) ist ein Energiesystem-Modellierungstool des Instituts für Vernetzte Energiesysteme des Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Gils et al. 2017). REMix wurde 2005 für Studien im Bereich der Modellierungen von Energiesystemen entwickelt. Das Tool ermöglicht einen

Bottom-up Ansatz zur Energiesystemanalyse und bietet durch eine räumliche, sowie zeitliche Auflösung des Energiesystems vielfältige Einsatzmöglichkeiten zur Bearbeitungen von Fragen in der Energieforschung (DLR 2023).

Das Framework umfasst vielfältige Technologien zur Energieerzeugung und Wandlung, sowie deren Speicherung und den Transport und schließt verschiedene Sektoren mit ein. Bei gegebener Nachfrage an Strom optimiert REMix die Erzeugung des verfügbaren Kraftwerksparks, um diese Stromnachfrage kostenoptimiert und unter Berücksichtigung von Stromnetzkapazitäten zu decken (DLR 2023).

Durch die Variation des Inputs in REMix in Form von Wetterdaten, Informationen über den gegebenen Kraftwerkspark und dessen Zusammensetzung, den Energiebedarf, weitere Infrastruktur und die Bepreisung der Energieerzeugung lässt sich sowohl das gegenwärtige Energiesystem als auch mögliche Szenarien abbilden.

Grundsätzlich ist REMix in der Lage an definierten Knotenpunkten des europäischen Energiesystems Zustände in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde abzubilden. Dabei wird das Tool durch das DLR stetig weiterentwickelt und um neue Funktionen erweitert. So steigt mit zunehmenden Anwendungsmöglichkeiten die Komplexität, sowie der Detailgrad von Energiesystem-Modellierungen, welche mit REMix durchgeführt werden können.

2.3 Luftschadstoffemissionen und Emissionsfaktoren

Als Luftschadstoffe gelten diejenigen Luftbestandteile, welche negative Auswirkungen auf Ökosysteme und insbesondere die Gesundheit von Menschen haben (Umweltbundesamt 2017). Zu den bedeutendsten Luftschadstoffen gehören unter anderem Stickoxide, Schwefeldioxid und Feinstaub (ebd.) Dabei ist die Energiebereitstellung in Europa die Quelle für 16,83 % der Stickoxidemissionen und hat somit den zweitgrößten Anteil unter den Sektoren nach dem Straßenverkehr (European Environment Agency 2024). Bei Schwefeldioxidemissionen ist der Energiesektor mit einem Anteil von 64,51 % mit Abstand der bedeutendste Sektor (ebd.). Insbesondere aufgrund unterschiedlicher Schwerpunkte der Wirtschaften der verschiedenen Länder kommt es zu Unterschieden in den Anteilen der Sektoren an Luftschadstoffemissionen (ebd.) In Deutschland ist der Energiesektor für einen beträchtlichen Teil der Feinstaubemissionen verantwortlich (Umweltbundesamt 2022b). Der größte Anteil der Luftschadstoffe, welcher dem Energiesektor zugerechnet werden kann, entsteht während Verbrennungsprozessen (European Environment Agency 2024; Umweltbundesamt 2022b). Als Teil der Abgase werden die Schadstoffe an die Umgebung emittiert. Dies trifft insbesondere auf Stickoxide, Schwefeldioxid und Feinstaub zu (Brinkmann et al. 2017). Dabei ist die Entstehung der Luftschadstoffe und deren Konzentration im Abgas maßgeblich abhängig von den im Kraftwerk eingesetzten Brennstoffen, sowie diversen technischen und operativen Aspekten des Kraftwerks (ebd.).

Um Kraftwerke und deren Luftschadstoffemissionen dennoch vergleichbar machen zu können und Gesetze, sowie darin enthaltene Vorgaben universal anwenden zu können, werden Emissionsfaktoren berechnet (Juhrich und Beckers 2019). In Deutschland finden diese unter anderem eine konkrete Anwendung bei der gesetzlich vorgeschriebenen jährlichen Berichterstattung von Emissionen für das nationale Emissionsinventar, entsprechend der 11. Bundes-Immissionsschutzverordnung (Bundesministeriums der Justiz 2004; Juhrich und Beckers 2019). Emissionsfaktoren bilden dabei das Verhältnis des Luftschadstoffes zu einer weiteren Größe ab. In der Regel wird die emittierte Masse des Luftschadstoffes mit dem eingesetzten Heizwert des Brennstoffes in ein Verhältnis gesetzt (Juhrich und Beckers 2019). Jedoch kann die Einheit von Emissionsfaktoren und Emissionen je nach Veröffentlichung variieren (Obaid et al. 2017). Auch Angaben zu Emissionen im Kontext von erzeugten Energiemengen, Kraftwerksleistungen oder dem Abgasvolumenstrom sind nicht unüblich (Lew et al. 2012; Brinkmann et al. 2017).

Europaweit einheitliche Grenzwerte für Luftschadstoffkonzentrationen in der Umgebungsluft sind durch die von der EU verabschiedeten *Luftqualitätsrichtlinie 2008/50/EG* festgeschrieben (Europäische Union 2008). Parallel dazu veröffentlicht die *World Health Organisation (WHO)* Richtwerte zur Luftqualität auf Basis eindeutiger Ergebnisse von Studien (Peters et al. 2023). Für Kraftwerke und deren Emissionen gelten Grenzwerte auf Grundlage des europäischen *Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates für Großfeuerungsanlagen* (Europäische Union 2017).

2.3.1 Stickoxide

Als Stickoxide werden alle gasförmigen Verbindungen bezeichnet, welche aus Stickstoff- und Sauerstoffatomen bestehen (Umweltbundesamt 2017). Die beiden bedeutendsten Vertreter sind die Verbindungen Stickstoffmonoxid (NO) sowie Stickstoffdioxid (NO₂) (ebd.). Stickoxide sind primäre Luftschadstoffe. Sie entstehen als Nebenprodukt bei Verbrennungsprozessen. Daher steht ein überwiegender Teil der Stickoxidemissionen in direktem Zusammenhang mit der Nutzung von fossilen Energieträgern (Luekewille 2018). Nach dem Verkehrssektor ist der Energiesektor für den größten Teil der Emissionen verantwortlich (European Environment Agency 2024).

Während des Verbrennungsprozesses können Stickoxide auf drei verschiedenen Wegen entstehen. Sogenannte thermische Stickoxide bilden sich aus der Reaktion von Stickstoff und Sauerstoff aus der Verbrennung zugeführten Luft (Mulkey 2003). Reagiert Luftstickstoff mit Kohlenwasserstoffen aus dem Brennstoff spricht man von prompten Stickoxiden (Baumann 2019). Kommen sowohl der Stickstoff

als auch die Oxidatoren aus dem Brennstoff, werden die Emissionen als Brennstoffstickoxide bezeichnet (Umweltbundesamt 2006). Thermische Stickoxide machen dabei den signifikant größten Teil der Stickoxide aus (Mulkey 2003). Während Brennstoffstickoxide bei der Nutzung von Gas als Brennstoff keine Rolle spielen, sind thermische Stickoxide brennstoffunabhängig und entstehen sowohl bei dem Verbrennungsprozess von Gas als auch Kohle (ebd.). Der Bildungsprozess von thermischen Stickoxiden wird dabei maßgeblich von der Temperatur beeinflusst (Brinkmann et al. 2017). Die Stickoxidbildung nimmt dabei mit steigender Flammentemperatur exponentiell zu (Umweltbundesamt 2006).

Als Luftschadstoff können sich Stickoxide negativ auf das Ökosystem, inklusive Pflanzen und die menschliche Gesundheit, auswirken (Umweltbundesamt 2017). Besondere Risiken entstehen dadurch für Asthmatiker, da Stickoxide die Lunge negativ beeinträchtigen können und im Verdacht stehen, weitere Atemwegserkrankungen hervorzurufen (Makri und Stilianakis 2008; Maitre et al. 2006). Außerdem steigt durch die Exposition hoher Stickoxidkonzentrationen die Wahrscheinlichkeit von Herz-Kreislaufkrankungen (ebd.). Sekundäre Effekte ergeben sich aus der Wirkung von Stickoxiden als Vorläufersubstanz weiterer Luftschadstoffe wie Ozon und sekundärem Feinstaub (Umweltbundesamt 2017).

Seit 2010 gilt für Europa ein Stickoxid-Grenzwert von $40 \mu\text{g m}^{-3}$ im Jahresmittel in der Umgebungsluft (Europäische Union 2008). Die mittlere Konzentration in einer einzelnen Stunde darf einen Wert von $200 \mu\text{g m}^{-3}$ Luft nicht öfter als 18-mal an einer Messstation überschreiten (ebd.) Die WHO empfiehlt eine Verschärfung dieser Grenzwerte (WHO 2021). Dieser Empfehlung will die EU 2030 nachkommen (Umweltbundesamt 2024a).

Für Kraftwerke gelten je nach Feuerungswärmeleistung, Alter der Anlage und Brennstoff unterschiedliche Grenzwerte. Bei der Verbrennung von Stein- und/oder Braunkohle beträgt der maximal zulässige BVT-assozierte Emissionswert im Jahresmittel 270 mg/Nm^3 Abgas und gilt für bestehende Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von kleiner $100 \text{ MW}_{\text{th}}$ (Europäische Union 2017). Für die Verbrennung von Erdgas in Gasturbinen sind maximal 50 mg/Nm^3 an BVT-assozierte Emissionswert im Jahresmittel erlaubt (ebd.).

2.3.2 Schwefeloxide

Schwefeloxide sind primäre Luftschadstoffe. Den größten Anteil ausmachend und mit am bedeutendsten ist Schwefeldioxid (Brinkmann et al. 2017). Schwefeldioxid ist eine gasförmige chemische Verbindung und entsteht überwiegend bei der Verbrennung fossiler Energieträger und der Oxidation des Schwefels, welcher im Brennstoff enthalten ist (Umweltbundesamt 2017). Die Hauptquelle für Schwefeldioxidemissionen ist der Energiesektor mit ablaufenden Verbrennungsprozessen in thermischen

Kraftwerken (Henninger und Weber 2020). Annähernd zwei Drittel der europäischen Schwefeldioxidemissionen sind dem Energiesektor zuzuordnen (European Environment Agency 2024).

Die bei einem Verbrennungsprozess entstehenden Schwefeloxidemissionen sind direkt abhängig von dem Schwefelgehalt des eingesetzten Brennstoffes (Dong et al. 2018; Gonzalez-Salazar et al. 2018). Dies gilt insbesondere bei der Verbrennung von Kohle und Erdöl. Erdgas wird noch vor dem Einsatz als Brennstoff aufbereitet und gilt allgemein hin als frei von Schwefel (Umweltbundesamt 2006; Brinkmann et al. 2017).

Negative Auswirkungen als Folge einer Exposition gegenüber höherer Konzentrationen von Schwefeldioxid können Reizungen der Atemwege und Schleimhäute, sowie daraus folgend Husten und Kurzatmigkeit sein (Witek et al. 1985). Des Weiteren tragen Schwefeloxidemissionen zur Belastung durch Feinstaub bei (Umweltbundesamt 2017). Schwefeldioxid kann sich in der Atmosphäre in vorhandenem Wasser lösen. Dies führt zu einer Senkung des pH-Wertes des Wassers. Als Folge von Niederschlag und einer Immission der Schwefeloxide kann es zu Schädigungen der Flora, sowie zur Versauerung von Böden und Gewässern kommen. Es wird von *Sauren Regen* gesprochen (Bartsch 1992; Umweltbundesamt 2017). Ab 1979 wurden mit dem *Übereinkommen über die grenzüberschreitende Luftverunreinigung der UNECE* überregionale Bemühungen intensiviert Schwefeloxidemissionen zu begrenzen (Bartsch 1992).

Für Schwefeldioxid gelten aktuell Grenzwerte in der Umgebungsluft von $350 \mu\text{g m}^{-3}$ über einen Mittelungszeitraum von einer Stunde (Europäische Union 2008). Dieser darf innerhalb eines Kalenderjahres an einer Messstation nicht mehr als 24-mal überschritten werden. Zusätzlich darf die Konzentration im Tagesmittel einen Wert von $125 \mu\text{g m}^{-3}$ nicht öfter als dreimal überschreiten. Im Jahresmittel gilt ein Grenzwert von $20 \mu\text{g m}^{-3}$ (ebd.). Die aktuellen Grenzwerte werden dank intensiven Bemühungen in der Vergangenheit fast flächendeckend eingehalten (Umweltbundesamt 2017). Die WHO empfiehlt einen vergleichsweise niedrigeren Grenzwert des Tagesmittels der Luftschadstoffkonzentration in der Umgebungsluft von $40 \mu\text{g m}^{-3}$ (WHO 2021).

In Kraftwerken ist bei der Verbrennung von Stein- und/oder Braunkohle maximal ein BVT-assoziiertes Emissionswert im Jahresmittel von 360 mg/Nm^3 Abgas zulässig. Dieser gilt für Bestehende Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von kleiner $100 \text{ MW}_{\text{th}}$ (Europäische Union 2017).

2.3.3 Feinstaub

Als Feinstaub, oder im englischen *Particulate Matter* (PM), werden feste oder flüssige Teilchen in der Luft bezeichnet (Bell et al. 2004). Standardmäßig wird Feinstaub nach dem Partikeldurchmesser klassifiziert. So wird oft zwischen PM₁₀, das heißt Teilchen mit einem Partikeldurchmesser von kleiner

gleich 10 Mikrometer und PM_{2.5}, Teilchen mit einem Partikeldurchmesser von kleiner gleich 2.5 Mikrometer differenziert (Umweltbundesamt 2022a). Zusätzlich kann zwischen primärem und sekundärem Feinstaub unterschieden werden. Primärer Feinstaub wird dort emittiert, wo er auch entsteht, beispielsweise bei Verbrennungsprozessen in thermischen Kraftwerken (Hegemann und Guder 2019). Sekundärer Feinstaub entsteht aus Vorläufersubstanzen, wie Stickoxiden, Schwefeloxiden und flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffen, sowie durch physikochemische Prozesse in der Atmosphäre (Bell et al. 2004).

Primäre Feinstaubemissionen von Kraftwerken sind von der Art und der Zusammensetzung des verwendeten Brennstoffes abhängig. Nicht brennbare Partikel wie Mineralien, Schwermetalle und Asche bleiben nach dem Verbrennungsprozess zurück und werden über das Abgas emittiert (Umweltbundesamt 2006). Die bedeutendste Quelle für Feinstaub im Energiesektor sind Kohlekraftwerke. Gaskraftwerke, welche mit Erdgas betrieben werden, weisen keine signifikanten Feinstaubemissionsmengen auf (ebd.).

Die Gesundheitsrisiken, welche sich aus einer erhöhten Belastung durch Feinstaub ergeben, sind ebenso, wie die exakte Zusammensetzung des Feinstaubes, vielfältig. Generell wirkt sich eine Exposition gegenüber erhöhten Konzentrationen negativ auf die Atemwege aus und kann zu Schleimhautreizungen und zu Entzündungen in den Bronchien und der Luftröhre führen (Umweltbundesamt 2022a). Eine besondere Gefahr geht von kleinen Partikeln, insbesondere PM_{2.5} aus. Diese können in den Blutkreislauf gelangen und die Blut-Hirnschranke überwinden was zu diversen weiteren Erkrankungen führen kann (Aretz et al. 2021). Ganz allgemein steht eine Belastung durch Feinstaub im Zusammenhang mit einer erhöhten Sterblichkeit (Bell et al. 2004).

Für PM₁₀ gilt europaweit ein Grenzwert im Mittelungszeitraum von einem Tag von 50 µg m⁻³, welcher innerhalb eines Kalenderjahres nicht öfter als 35-mal überschritten werden darf. Für den Jahresdurchschnitt gilt ein Grenzwert von 40 µg m⁻³ Luft (Europäische Union 2008). Der Grenzwert des Jahresdurchschnitts für PM_{2.5} liegt bei 25 µg m⁻³ (ebd.). Die WHO empfiehlt eine Reduktion der Jahresmittelgrenzwerte der Feinstaubkonzentration in der Luft auf 15 µg m⁻³ für PM₁₀ und 5 µg m⁻³ für PM_{2.5} (WHO 2021).

Für Kraftwerke, in denen Stein- und/oder Braunkohle als Brennstoff genutzt wird, beträgt der maximal zulässige BVT-assoziierte Emissionswert im Jahresmittel 18 mg/Nm³ Abgas. Dieser gilt, wie bei den bisher genannten Luftschadstoffen, für bestehende Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von kleiner 100 MW_{th} (Europäische Union 2017).

2.4 Abgasreinigungstechnologien

Um die derzeit geltenden Emissionsgrenzwerte für Luftschadstoffe einzuhalten ist der Einsatz diverser Technologien in den Kraftwerken unabdingbar. Dabei kann zwischen Technologien zur Emissionsvermeidung und Technologien zur Emissionsreduktion unterschieden werden. Emissionsvermeidende Technologien greifen oftmals direkt in den Verbrennungsprozess ein. Eine Emissionsreduktion wird durch die Aufbereitung der Abgase und das Abscheiden der Luftschadstoffe vor dem Emittieren der Abgase erreicht. Prozesse zur Emissionsreduktion sind somit dem Verbrennungsprozess nachgelagert (Brinkmann et al. 2017).

Die unterschiedlichen Abgasreinigungstechnologien sind speziell auf die betreffenden Luftschadstoffe und Prozesse, sowie Bedingungen in den Kraftwerken angepasst, um eine effiziente und effektive Funktionsweise zu ermöglichen. Nicht optimale Betriebszustände beeinflussen die Leistungsfähigkeit der Abgasreinigungstechnologien oftmals negativ (Baumann 2019).

2.4.1 Low-NO_x Verbrennungstechnologien

2.4.1.1 Low-NO_x-Brenner

Sowohl in Gas- als auch in Kohlekraftwerken werden sogenannte Low-NO_x-Brenner (LNB) zur Vermeidung von Stickoxidemissionen als Primärmaßnahme eingesetzt (Umweltbundesamt 2006). Es gibt verschiedene Konzepte und Umsetzungen von LNB-Technologien (Brinkmann et al. 2017). Beispiele dafür sind die Luftgestuften Low-NO_x-Brenner oder die Low-NO_x-Brenner mit Abgasrückführung (Umweltbundesamt 2006).

Wie bereits in Kapitel 2.3.1 ausgeführt, entsteht der überwiegende Anteil der Stickoxidemissionen bei der Verbrennung durch die Reaktion mit Luftsauerstoff und ist von der Verbrennungstemperatur abhängig. LNB zielen grundlegend auf die Reduktion der Spitztemperatur der Flamme ab, um somit die Bildung von Stickoxiden zu verringern (Umweltbundesamt 2006). Durch die Modifikation der Flammenform wird die besonders heiße Primärzone der Flamme gedehnt was eine Absenkung der Temperatur dieser zur Folge hat (Brinkmann et al. 2017).

Neben der direkten Modifikation der Flamme kann durch eine Anpassung des Luft-Brennstoffmischverhältnisses, bedingt durch die Steuerung der Luft- und Brennstoffzufuhr, der verfügbare Sauerstoff in der Brennkammer reduziert werden. Dies führt ebenfalls zu einer Senkung der Verbrennungstemperatur (Brinkmann et al. 2017). Außerdem kann mit Hilfe des verminderten Sauerstoffgehaltes die Bildung von Brennstoffstickoxiden verringert werden. Dies ist für Kraftwerke, welche feste und flüssige Brennstoffe nutzen, relevant (Umweltbundesamt 2006).

Sowohl in Gas- als auch in Kohlekraftwerken gehören Low-NO_x-Brenner zum Stand der Technik und sind in den meisten Anlagen installiert (Tebert 2018; Kather et al. 2013; Wang et al. 2014). LNB werden oft in Kombination mit weiteren Primärmaßnahmen zur Reduktion der Stickoxidbildung, insbesondere Luftstufung in einem Oberluft-Betrieb angewandt (Umweltbundesamt 2006). Zusammen können so bis zu 70 % der Stickoxidemissionen vermieden werden (Brinkmann et al. 2017).

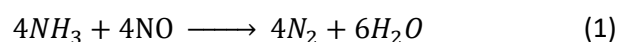
2.4.1.2 Dry-Low Brenner

NO_x-arme Vormischbrenner sind Stand der Technik für Gasturbinen (Umweltbundesamt 2006). Das Prinzip der NO_x-arme Vormischbrenner, im englischen *dry-low-NO_x* Brenner (DLN) ist die Vermischung des Brennstoffes Erdgas mit der Luft in einem, der Verbrennung vorgelagertem Schritt. Dadurch wird eine homogenere Temperaturverteilung in der Brennkammer und eine Absenkung der Flammentemperatur bei der Verbrennung erreicht (Mulkey 2003). Daraus folgt eine Vermeidung von Stickoxidemissionen und eine Reduktion dieser um bis zu 90 % (Brinkmann et al. 2017).

2.4.2 Selektive katalytische Reduktion

Die selektive katalytische Reduktion (SCR) ist eine Technik zur Reduktion des Anteiles an Stickoxiden in den Abgasen der Kraftwerke. Damit zählt SCR zu den Sekundärmaßnahmen in Bezug auf die Reduktion von Luftschadstoffemissionen. Sowohl für Gas- als auch für Kohlekraftwerke gilt SCR als Stand der Technik (Umweltbundesamt 2006). Bei Gaskraftwerken gibt es den Einsatz von SCR betreffend internationale Unterschiede, da Emissionsgrenzwerte oftmals bereits durch entsprechende Primärmaßnahmen eingehalten werden können (Baumann 2019). In Kohlekraftwerken ist SCR die meistgenutzte Technologie zur Reduktion von Stickoxidemissionen (Gao et al. 2024; Umweltbundesamt 2006). Durch SCR sind Minderungsraten in den Stickoxidemissionen von bis zu 95 % möglich (Umweltbundesamt 2006).

Bei der SCR wird das Abgas und die darin enthaltenen Stickoxide in der Gegenwart eines Katalysators mit Ammoniak oder Harnstoff in Kontakt gebracht (Brinkmann et al. 2017). Die Stickoxide reagieren bei normalen Bedingungen gemäß Gleichung (1) mit dem Ammoniak. Als Reaktionsprodukte entstehen elementarer Stickstoff und Wasser (Busca et al. 1998)



Den größten Teil der für SCR verwendeten Katalysatoren machen Katalysatoren aus Titandioxid bzw. Vanadiumpentoxid aus (Mulkey 2003).

Bei dem Einsatz von SCR und der Nutzung von Ammoniak als Reduktionsmittel kann es durch ein für die Zuverlässigkeit der Stickoxidreduktion notwendiges Überangebot an Ammoniak zu dem sogenannten *Ammoniakslupf* kommen (Umweltbundesamt 2006). Dabei kommt es bei der Austragung von unverbrauchtem Ammoniak zu Ammoniakemissionen (Brinkmann et al. 2017).

2.4.3 Elektrofilter

Mittels elektrostatischer Abscheider (ESP) wird Feinstaub aus den Abgasen der Kraftwerke abgeschieden bevor diese emittiert werden (Umweltbundesamt 2006; Yi et al. 2008). Die Elektrofilter sind dabei die bedeutendste Technologie zur Abscheidung von Feinstaub (ebd.). Bei dem Passieren des Filters werden die Staubpartikel mit Hilfe von Elektroden elektrisch aufgeladen, indem freiwerdende Elektronen sich an die Staubpartikel anlagern. Durch die Ladung wird es ermöglicht, dass die Staubpartikel von einem elektrischen Feld beeinflusst werden können und sich an geerdeten Niederschlagselektroden ablagern (Strauß 2009; Umweltbundesamt 2006).

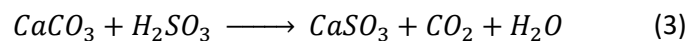
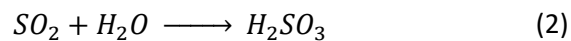
Die Effizienz der Feinstaubabscheidung durch Elektrofilter ist von der Partikelgröße des Staubes abhängig. Je kleiner die Partikel, desto geringer die elektrische Ladung durch angelagerte Elektronen und desto geringer die Abscheidungsrate (Strauß 2009). Dennoch haben Elektrofilter einen sehr hohen Wirkungsgrad und eine Abscheidungsrate von über 96,5 % bei Staubpartikeln mit einem Durchmesser von kleiner als ein Mikrometer. Für Partikel mit einem Durchmesser ab fünf Mikrometer steigt die Abscheidungsrate auf über 99,5 % (Umweltbundesamt 2006). Elektrofilter gelten als zuverlässig und effizient (ebd.).

Wie in Kapitel 2.3.3 beschrieben, ist die Verbrennung von Erdgas keine signifikante Feinstaubquelle. Gaskraftwerke können die für Feinstaubemissionen geltenden Grenzwerte in der Regel ohne Maßnahmen einhalten. Spezielle Elektrofilter sind daher für Gaskraftwerke eine Ausnahme (Brinkmann et al. 2017). Dagegen ist besonders in Kohlekraftwerken der Einsatz von Technologien zur Entfernung von Feinstaub aus den Abgasen notwendig (Umweltbundesamt 2006). Am häufigsten kommen Elektrofilter zum Einsatz (Yi et al. 2008).

2.4.4 Rauchgasentschwefelung

Um die Grenzwerte für Schwefeloxidemissionen einhalten zu können bedarf es in Kraftwerken, in welchen Brennstoffe mit einem Schwefeleigenanteil verbrannt werden, Technologie zur Abscheidung von Schwefeloxiden aus den Abgasen (Umweltbundesamt 2006). Dies wird überwiegend mit Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA) umgesetzt (Strauß 2009). Dabei haben sogenannte Nasswäscher, welche sich das Kalkstein-Gips-Verfahren zu Nutze machen, einen Marktanteil von über 80 % (Umweltbundesamt 2006).

Bei dem Verfahren wird das Abgas mit dem darin enthaltenen Schwefeloxid mit einer wässrigen Suspension, welche Kalkstein enthält, in Kontakt gebracht (Strauß 2009). Gleichungen (2) und (3) zeigen als Beispiel, wie Schwefeldioxid mit dem Calciumcarbonat in der wässrigen Lösung reagiert und als festes Calciumsulfat aus der Lösung gefällt wird (Brinkmann et al. 2017).



Ein Vorteil der Nasswäsche mit Kalkstein ist, dass das Calciumsulfat zur Herstellung von Gips verwendet werden kann und der Verkauf des Gips zur Reduktion der Betriebskosten führt (Strauß 2009). Die Technologie gilt daher nicht nur als effizient sondern auch als kostengünstig und weist einen hohen Verfügbarkeitsgrad auf (Umweltbundesamt 2006). Die Abscheidungseffizienz der Kalksteinbasierten Nasswäsche in Bezug auf Schwefeloxide liegt bei 95 % bis 99 % (Poullikkas 2015).

Rauchgasentschwefelungsanlagen werden nicht in mit Erdgas betriebenen Kraftwerken benötigt und sind daher bei eben diesen Kraftwerken unüblich (Umweltbundesamt 2006).

2.5 Politische Maßnahmen für die Zukunft

2.5.1 Entwicklung Luftqualität

Technologien zur Reinigung von Abgasen und zur Emissionsvermeidung gewinnen durch den sich verstärkenden Diskurs über Luftschadstoffe an Relevanz. Geltende Gesetze wie die Luftqualitätsrichtlinie und dadurch festgelegte Grenzwerte für Schadstoffkonzentrationen in der Luft sind teilweise seit dem Jahr 2005 in Kraft (Europäische Union 2008)

2022 wurde durch die EU-Kommission eine Verschärfung der Grenzwerte durch eine Neuauflage der Luftqualitätsrichtlinien vorgeschlagen (COM 2022). Die neuen Grenzwerte orientieren sich an den 2021 von der WHO veröffentlichten *Globalen Luftgüteleitlinien* und basieren auf aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnissen (WHO 2021). Im Jahr 2024 wurde sich auf einen konkreten Gesetzestext geeinigt, welcher im europäischen Parlament noch offiziell verabschiedet werden muss (Umweltbundesamt 2024a). Sollte dies geschehen, gelten die verschärften Grenzwerte ab dem Jahr 2030. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die geltenden Jahresmittelgrenzwerte der Luftschadstoffe Feinstaub und Stickoxide, sowie die geplante Verschärfung des EU-Rechts und die Empfehlung der WHO durch die Luftgüteleitlinien.

Tabelle 1: Beurteilung der Luftqualität nach EU-Richtlinien und Empfehlungen der WHO, vgl. (COM 2022).

Schadstoff	EU-Grenzwert $\mu\text{g m}^{-3}$	EU-Grenzwert 2030 $\mu\text{g m}^{-3}$	WHO Empfehlung $\mu\text{g m}^{-3}$
PM 2.5	25	10	5
PM 10	40	20	15
NO _x	40	20	10

Für Schwefeldioxid empfiehlt die WHO eine Senkung des erlaubten Tagesmittelwertes der Schadstoffkonzentration in der Luft von $125 \mu\text{g m}^{-3}$ auf $40 \mu\text{g m}^{-3}$, welcher nicht mehr als dreimal in einem Kalenderjahr überschritten werden darf (WHO 2021).

Aufgrund der Bedeutsamkeit thermischer Kraftwerke als Emissionsquelle für Luftschadstoffe nimmt eine Änderung der Gesetzgebung zur Luftqualität Einfluss auf den Ist-Zustand des Kraftwerkparks und erfordert entsprechende Anpassungen (WHO 2006).

2.5.2 Klimaschutzplan

In dem Pariser Klimaschutzabkommen von 2015 wurde eine Begrenzung der Erderwärmung auf unter 2°C , verglichen mit der vorindustriellen Zeit, zum Ziel gesetzt. Alle Vertragsstaaten verpflichteten sich damit zur Umsetzung entsprechender Maßnahmen. Essenziell ist dabei die Reduktion der Treibhausgasemissionen. Die Europäische Union strebt eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 95 % bis 2050 an. Bis 2030 soll bereits eine Reduktion um 40 % erfolgen (BMWK 2016).

Um die gesetzten Klimaschutzziele zu erreichen und die Dekarbonisierung des Stromsektors voranzubringen, planen die meisten Mitgliedsstaaten der EU einen Ausstieg aus der Nutzung von Kohle als Energieträger (Schrems und Wieland 2021). Neben zehn Ländern, welche schon seit längerer Zeit keine Kohlekraftwerke betreiben, wollen bis 2030 16 weitere europäische Staaten aus der Nutzung von Kohle aussteigen (ebd.). Deutschland wird spätestens 2038 den Kohleausstieg vollziehen (Bundesministeriums der Justiz 2023).

Parallel zu der Reduktion der Nutzung von Kohle sollen die Kapazitäten der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien massiv ausgebaut werden. Bis 2030 soll ein Anteil von mindestens 27 % erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch erreicht werden (BMWK 2016). Dabei nimmt grüner Wasserstoff eine wichtige Rolle bei der Speicherung der durch die Nutzung von Wind und Sonne erzeugten Energie ein (IEA 2023). In Abbildung 1 ist der durch die *International Energy Agency* erwartete Ausbau

der zur Stromerzeugung genutzten installierten Leistung an wasserstoffnutzenden Kraftwerken dargestellt. Demnach wird von einer Vervielfachung der Kapazitäten und einer stark wachsenden Bedeutung des grünen Wasserstoffs bis 2030 ausgegangen (IEA 2023).

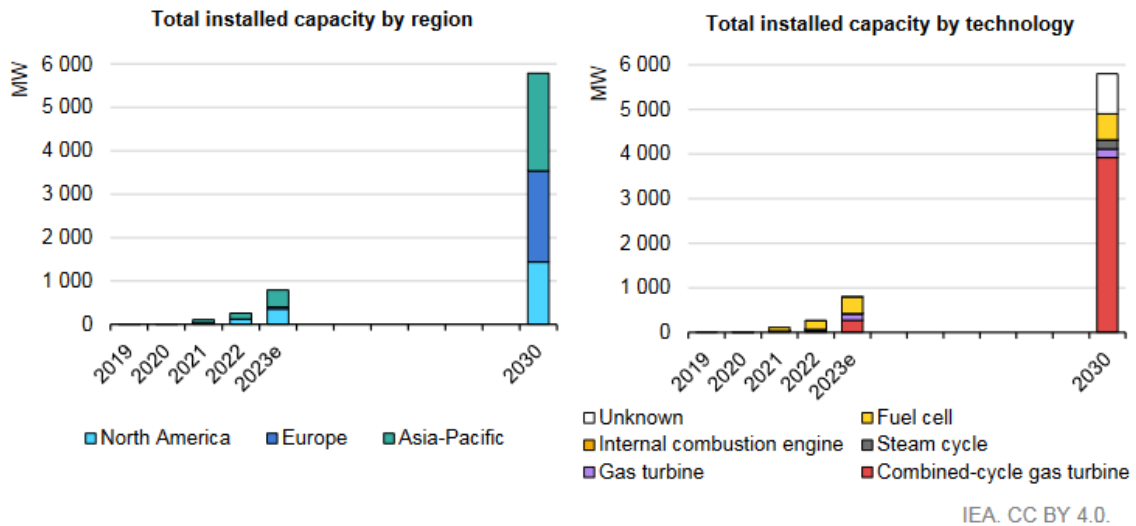


Abbildung 1: Capacity in power generation using hydrogen and ammonia by region, historical and from announced projects, 2019-2030 (IEA 2023).

Der wachsende Anteil an erneuerbaren Energien hat Einfluss auf die Zusammensetzung des Kraftwerk-parks und Auswirkungen auf den Strommarkt. In Zukunft werden thermische Kraftwerke als regelbare Stromerzeuger vermehrt die fluktuierende Netzeinspeisung der erneuerbaren Energien kompensieren müssen (Baumann 2019). Der immer häufiger werdende diskontinuierliche Betrieb der thermischen Kraftwerke hat eine erhöhte Anzahl an An- und Abfahrvorgängen der Kraftwerke zur Folge. Auch der Teillastbetrieb wird zunehmen (ebd.). Die nicht optimalen Betriebszustände der thermischen Kraftwerke, welche in der Regel für Vollastbetrieb ausgelegt sind, bringt diverse Herausforderungen mit sich. So hat das Operieren von Kraftwerken außerhalb der vorgesehenen Betriebszustände Einfluss auf die spezifischen Luftschadstoffemissionen der Kraftwerke (Baumann 2019).

3 Projektidee

3.1 Motivation

Die Veränderungen im Stromsektor durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Erreichung der gesetzten Klimaziele und der Dekarbonisierung des Stromsektors wirken sich auf verschiedenste Aspekte der Stromgewinnung aus. Zwar wird der Einsatz thermischer Kraftwerke abnehmen, ob die durch den Betrieb der Kraftwerke entstehenden Emissionen von Luftschadstoffen in gleichem Maße zurückgehen, gilt es zu untersuchen. Die notwendig werdende Zunahme des Betriebs dieser Kraftwerke in nicht optimalen Betriebszuständen hat Auswirkungen auf die spezifischen Luftschadstoffemissionen des einzelnen Kraftwerkes. Im Jahr 2023 war die Luftverschmutzung im europäischen Gebiet der Grund für eine halbe Million vorzeitiger Todesfälle jährlich (WHO 2023). Aus dieser Größenordnung ergibt sich eine Notwendigkeit auch die Luftschadstoffe im Kontext der Energiewende zu betrachten und mögliche Wechselwirkungen zu analysieren.

3.2 Kontext und Rahmen der Arbeit (Doktorarbeit)

Diese Arbeit integriert sich in die Dissertation von M.Ing Patrick Draheim mit dem Titel „Zeitlich-räumliche Charakteristika von Luftschadstoffemissionen aus thermischen Kraftwerken und damit verbundene Gesundheitskosten in verschiedenen Szenarien der Energiewende“. Forschungsfeld der Dissertation ist die Auswirkungen der Energiewende auf die durch den Stromsektor entstehende Luftverschmutzungen und deren Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit. Um eine detaillierte Analyse der Auswirkungen der Luftschadstoffemissionen des Stromsektors auf die menschliche Gesundheit und eine Quantifizierung der damit einhergehenden gesamtwirtschaftlichen Gesundheitskosten zu ermöglichen, bedarf es einer hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung der Emissionen. Ziel der Dissertation ist es, durch den Einbezug hochaufgelöster, kraftwerksspezifischer Luftschadstoffemissionen deren Einfluss auf die Luftqualität und die Exposition der Bevölkerung detailliert abbilden zu können. Dabei wird zum ersten Mal ein ganzheitlicher Ansatz verfolgt, der alle Kraftwerke des Stromsektors in Europa miteinschließen soll, um den Einfluss der Energiewende in seiner Gesamtheit zu erfassen.

Diese Masterarbeit fügt sich thematisch in das Themenfeld der Dissertation ein. Gegenstand der Untersuchungen sind nicht optimale Betriebszustände thermischer Kraftwerke und die damit verbundenen Luftschadstoffemissionen im Kontext der Energiewende. Dabei umfasst die Arbeit eine Betrachtung für Kohle-, sowie Gaskraftwerke, da diese den überwiegenden Anteil der thermischen Kraftwerke abbilden (EEA 2024). Des Weiteren konzentriert sich die Arbeit auf die Emissionen der bedeutendsten Luftschadstoffe Stickoxiden, Schwefeldioxid und Feinstaub (Umweltbundesamt 2017).

Diese Arbeit soll im Kontext der Dissertation als Grundlage für den Einbezug nicht optimaler Betriebszustände in die Luftschadstoffemissionsberechnung dienen. So soll ein wichtiger Beitrag zu einer detaillierten und hochauflösenden Luftschadstoffmodellierung, auf deren Basis die Berechnung der durch Luftschadstoffe verursachten Gesundheitskosten durchgeführt werden, geleistet werden.

3.3 Ziel der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist es, den Einfluss der erneuerbaren Energien auf das zukünftige Verhalten thermischer Kraftwerke im europäischen Stromnetz mit Hilfe eines Modells zur Stromerzeugung zu untersuchen. So sollen die Veränderungen insbesondere hinsichtlich nicht optimaler Betriebszustände quantifiziert werden. Dabei liegt der Fokus der Arbeit auf der Bedeutung und Auswirkung der nicht optimalen Betriebszuständen für bzw. auf die spezifischen Luftschadstoffemissionen der thermischen Kraftwerke. Es wird aus bestehender Literatur ein Ansatz erarbeitet, wie sich die spezifischen Luftschadstoffemissionen in Kombination mit den REMix-Modelldaten zur Kraftwerkserzeugung dynamisch abbilden lassen. Ziel ist es, nicht optimale Betriebszustände und deren Einfluss auf die Volllastemissionsfaktoren quantifizieren zu können. In einem zweiten Teil der Arbeit werden die Erkenntnisse aus der Literatur und der erarbeitete Ansatz auf unterschiedliche Datensätze des REMix-Modells zur europäischen Stromerzeugung angewendet. Die Datensätze bilden durch unterschiedliche Randbedingungen verschiedene Szenarien der Zukunft ab. So soll der Einfluss der erneuerbaren Energien und politischer Entscheidungen auf die Luftschadstoffemissionen des Stromsektors herausgearbeitet werden.

3.4 Forschungsfragen

Ausgehend von dieser Zielsetzung lassen sich folgende Forschungsleitfragen für diese Arbeit formulieren:

- 1. Wie können Luftschadstoffemissionen aus thermischen Kraftwerken unter nicht optimalen Betriebszuständen durch die Verwendung von Energiesystemmodellen ermittelt werden?
- 2. Welchen Einfluss hat die Berücksichtigung von Luftschadstoffen thermischer Kraftwerke unter nicht optimalen Betriebszuständen?
- 3. Welchen Einfluss haben verschiedene Szenarien und der Anteil der erneuerbaren Energien an der europäischen Stromerzeugung auf nicht optimale Betriebszustände thermischer Kraftwerke und die Luftschadstoffemissionen?

4 Methodik

Bei der Beantwortung der Forschungsfragen wird nach folgender Methodik vorgegangen: Zunächst erfolgt eine Literaturrecherche zu nicht optimalen Betriebszuständen und deren Einfluss auf die Luftschadstoffemissionen thermischer Kraftwerke. Auf Basis der Erkenntnisse der Literaturrecherche wird ein Ansatz entwickelt, die Emissionen der in dieser Arbeit betrachteten Luftschadstoffe, in Abhängigkeit von der Stromerzeugung eines Kraftwerkes unter Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände, modellieren zu können.

Im zweiten Teil dieser Arbeit wird der erarbeitete Ansatz zur lastabhängigen Emissionsmodellierung auf REMix-Daten angewandt und die Ergebnisse abgebildet und diskutiert. Quantitative Auswertungen sowie ein Teil der Rechenvorgänge werden in der Tabellenkalkulationssoftware Excel des Unternehmens Microsoft durchgeführt (Microsoft Corporation 2019). Die Modellierung der lastabhängigen Luftschadstoffemissionen auf Basis verschiedener REMix-Datensätze, welche unterschiedliche Szenarien der Energiewende repräsentieren, wird in der Programmiersprache Python3 umgesetzt.

In Abbildung 2 ist die Struktur dieser Arbeit grafisch dargestellt. Zu erkennen ist die Einteilung der wesentlichen Arbeitsschritte in die Arbeitspakete „Literaturrecherche“ und „Modellierung“, aus denen die Ergebnisse folgen.

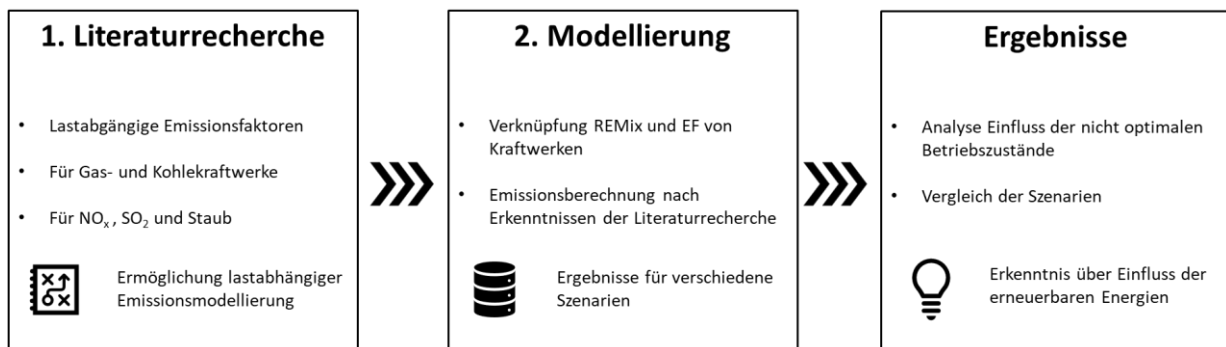


Abbildung 2: Struktur und Einteilung der Arbeit in zwei Arbeitspakete (Eigene Abbildung).

4.1 Szenarien

Um den Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Betriebsbedingungen und letztlich auf die daraus resultierenden Luftschadstoffemissionen thermischer Kraftwerke untersuchen zu können, bedarf es verschiedener Szenarien. Die Umsetzung der Energiewende und der dadurch zunehmende Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wird durch unterschiedliche REMix-Datensätze abgebildet. REMix zählt neben Photovoltaik und Energie aus Windkraft auch die Nutzung von Biomasse zu

den erneuerbaren Energien. Die Datensätze dienen als Grundlage der Luftschadstoffberechnung und unterscheiden sich ausschließlich durch den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung welcher dem Modell vorgegeben wird. Der Vergleich der Ergebnisse dieser Berechnungen lässt Rückschlüsse auf die Auswirkungen des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf die durch nicht optimale Betriebszustände zurückzuführenden Luftschadstoffemissionen zu.

Um die Forschungsfragen bestmöglich beantworten zu können werden die folgenden, zu analysierenden Szenarien definiert:

Szenario 1 ist das Referenzszenario. Es bildet den Ist-Zustand des europäischen Energiesystems und die Zusammensetzung des Kraftwerkparks zur Stromerzeugung für das Jahr 2022 ab. Erneuerbare Energien tragen in diesem Szenario zu 38 % der Stromerzeugung bei.

Szenario 2 veranschaulicht den möglichen Fall einer Unterschreitung der Ziele der Energie- und Klimaschutzpläne durch die Länder. Hierfür wird der Wert des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, welcher in den Energie- und Klimaschutzplänen der Länder festgelegt ist, um 25 % reduziert. REMix errechnet für dieses Szenario einen Anteil von 83 % Stromerzeugung durch erneuerbare Energien.

Szenario 3 repräsentiert das Jahr 2030 und die voraussichtliche Entwicklung der Energiewende bis dahin. Dafür werden REMix die in den nationalen Energie- und Klimaschutzpläne der Länder (COM 2018) angestrebten Anteile erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung für das Jahr 2030 als zu erreichenden Zielwert vorgegeben. Insgesamt haben die erneuerbaren Energien in diesem Szenario einen Anteil von 89 % an der Stromerzeugung.

Szenario 3.1 (Wasserstoff) basiert auf den gleichen Inputs wie Szenario 3. Mitberücksichtigt wird die zunehmende Bedeutung von Wasserstoff für die Stromerzeugung. Die Modellierung der Luftschadstoffemissionen aller Gaskraftwerke wird dementsprechend nach Kapitel 5.4 angepasst.

Szenario 3.2 (Kohleausstieg) basiert ebenfalls auf den gleichen Inputs wie Szenario 3. Zusätzlich wird der in Kapitel 2.5.2 thematisierte, geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung miteinbezogen. Dementsprechend werden durch REMix keine Kohlekraftwerke zur Stromerzeugung berücksichtigt.

Szenario 4 dient als Blick in die Zukunft über die Ziele für das Jahr 2030 hinaus. Dazu werden die in den nationalen Energie- und Klimaschutzpläne der Länder verankerten Ziele der Anteile erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung angepasst. Konkret erfolgt eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung um 50 % gegenüber dem verankerten Wert der nationalen Energie- und Klimaschutzpläne des jeweiligen Landes. Unter diesen Vorgaben berechnet REMix einen gesamten Anteil von 95 % erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung in Europa für dieses Szenario.

4.2 Datengrundlage

Die zur Modellierung der durch nicht-optimale Betriebszustände bedingten Luftschadstoffemissionen thermischer Kraftwerke genutzten Daten setzen sich im Wesentlichen aus Daten über den europäischen Kraftwerkspark und die den Szenarien entsprechenden REMix-Datensätzen zusammen.

4.2.1 Daten zum Kraftwerkspark

Die thermischen Kraftwerke sowie deren Emissionsfaktoren werden aus den europäischen Berichten für Großfeuerungsanlagen (Large Combustion Plants, LCP) (European Environment Agency 2019) gemäß der Industrieemissionsrichtlinie (Europäische Union 2010) genommen. Es werden alle Anlagen berücksichtigt, die im Jahr 2019 berichtet haben. Diese Berichte beinhalten für alle Sektoren nur Anlagen mit einem Brennstoffeinsatz von mindestens 50 MW und werden jährlich berichtet. Um nur Kraftwerke zu berücksichtigen (und keine Industrieanlagen), werden die Anlagen nach dem Sektor „*Thermal power stations and other combustion installations*“ gefiltert. Anlagen, welche bis zu dem Jahr 2030 geplant sind, werden die entsprechenden Emissionsfaktoren des „*Leitfaden für Emissionsinventare von Luftschadstoffen 2023*“, auf Basis der BREF Werte, zugeordnet (European Environment Agency 2023). Aus der Brennstoffkapazität wird die Stromerzeugungskapazität anhand des BREF Effizienz Standards auf Basis des Brennstoffeinsatzes berechnet (Brinkmann et al. 2017). Um eine Verfälschung der Daten durch einzelne auffällige Kraftwerke zu vermeiden, werden alle Emissionsfaktoren welche das 95. Perzentil ihrer Spezies überschreiten auf den entsprechenden Wert des 95. Perzentils herabgesetzt.

Alle Anlagen ohne Emissionen, also Wind und PV, werden der kommerziellen *Enderdata Power Plant Matching* Datenbank mit dem Stand Dezember 2022 entnommen (Enderdata 2022). Die Datenbank enthält Daten zu globalen Kraftwerken aller Technologien und verschiedener Größen.

4.2.2 REMix-Datensätze

Die den Szenarien aus Kapitel 4.1 entsprechenden REMix-Datensätze werden durch das DLR zur Verfügung gestellt. Sie unterscheiden sich im Wesentlichen durch den Anteil, den erneuerbare Energien über den Zeitraum eines Jahres an der Stromerzeugung der durch die Daten abgebildeten Länder haben. Genauer gesagt durch die Stromerzeugung, welche durch die einzelnen Technologien für einen Zeitschritt an einem Knoten geleistet wird. An 70 europaweit verteilten Knotenpunkten liefert das Energiesystem für jede zur Stromerzeugung genutzte Technologie die Strommenge, welche durch diese Technologie in einem Zeitschritt zur Verfügung gestellt wird. Dabei sind die Daten stündlich aufgelöst. Das REMix-Modell zählt die Stromerzeugung aus Biomasse zu den erneuerbaren Energien.

4.3 Kombination REMix und Kraftwerksdaten

Um die Stromerzeugung der einzelnen Technologien an den REMix-Knoten auf die Kraftwerksebene zu verteilen gibt es zwei Möglichkeiten. Beide Ansätze werden beschrieben und sich auf einen der Ansätze zur Bearbeitung der Forschungsfragen festgelegt.

Die erste Möglichkeit die Stromerzeugung an einem REMix-Knoten auf die Kraftwerksebene herunterzubrechen ist eine nach Kraftwerkskapazität gewichtete, gleichmäßige Verteilung. Dabei werden die Kraftwerkskapazitäten der demselben Knoten zugeordneten Kraftwerke einer Technologie aufsummiert und der Anteil jedes Kraftwerks an der Gesamtkapazität des Knotens berechnet. Die von REMix berechnete Stromerzeugung an einem Knoten durch eine Technologie zu einem Zeitschritt wird entsprechend des Anteiles eines Kraftwerkes an der Gesamtkapazität an diesem Knoten verteilt. Dieser Ansatz wurde bereits bei wissenschaftlichen Arbeiten des DLR verwendet (Draheim et al. 2024).

Ein weiterer Ansatz die Stromerzeugung an einem Knoten auf die dem Knoten zugeordneten Kraftwerke zu verteilen, ist die Berücksichtigung der Kraftwerksgröße. Größere Kraftwerke gelten im Volllastbetrieb aufgrund von Skaleneffekten als ökonomischer (Locatelli und Mancini 2010) und haben gleichzeitig höhere Kosten in nicht optimalen Betriebszuständen (Kumar et al. 2012). Dementsprechend wird die am Knoten erzeugte Energiemenge, angefangen bei den Kraftwerken mit der größten Kapazität, der Kapazität nach auf die Kraftwerke verteilt. Somit sind die größten Kraftwerke in der Regel ausgelastet und Schwankungen in der Energieerzeugung werden durch kleinere Kraftwerke bewerkstelligt. Dieser Ansatz kann durch bestehende Literatur gestützt werden und wird aufgrund dessen bei dem weiteren Vorgehen in dieser Arbeit verwendet.

4.4 Definition nicht optimaler Betriebszustände

Der gegenwärtige fossil befeuerte Kraftwerkspark wurde überwiegend zur Abdeckung konstanter Mittel- und Grundlast konzipiert (Mertens 2018). Dementsprechend sind die Anlagen in der Regel hinsichtlich Volllastbetrieb optimiert (Baumann 2019). Anfahr- und Abfahrvorgänge, der Betrieb der Kraftwerke bei Teillast, sowie Lastveränderungen führen zu nicht optimalen Betriebsbedingungen in den Kraftwerken (Eser et al. 2016; Hübel et al. 2017).

4.4.1 Betrieb in Teillast

Der konstante Betrieb von Kraftwerken, abweichend von einem Volllastbetrieb mit entsprechender Ausschöpfung der annähernd gesamten Kraftwerkskapazität, wird als Teillastbetrieb bezeichnet. Während des Teillastbetriebes ergeben sich gegenüber dem Volllastbetrieb niedrigere elektrische Wirkungsgrade in den thermischen Kraftwerken (Baumann 2019). Daraus folgt ein erhöhter Brennstoffbedarf zur Erzeugung der gleichen Menge an Strom (Jarre et al. 2016).

4.4.2 Anfahrvorgänge

Gemäß eines Durchführungsbeschlusses der europäischen Kommission zur Festlegung der Zeitabschnitte des An- und Abfahrens von Feuerungsanlagen gilt die Anfahrzeit von stromerzeugenden Feuerungsanlagen „an dem Punkt als abgeschlossen, an dem die Anlage die Mindestanfahrlast (MCL) für eine stabile Erzeugung erreicht hat“ (Europäische Union 2012). Ebendiese Definition wird für diese Arbeit übernommen.

Aus Erkenntnissen einer Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE lassen sich Werte für die derzeit üblichen Minimallasten verschiedener Kraftwerkstypen entnehmen. Für Steinkohlekraftwerke liegt die Minimallast demnach bei 40 % der maximalen Kraftwerkskapazität. Die Minimallast von Gaskraftwerke hat derzeit einen Wert von 50 % der maximalen Kraftwerkskapazität (Fraunhofer ISE 2013).

Das Anfahren eines Kraftwerkes ist ein komplexer Vorgang, bei dem die im Kraftwerk vorliegenden Prozessparameter wie Massenströme, Drücke und Temperaturen zunächst stark von den bei Minimallast erreichten Schwellenwerten abweichen (Hübel et al. 2017). Die Dauer eines Anfahrvorgangs bei Kohle- und Gas-Dampfkraftwerken ist abhängig von den Werten der Prozessparameter zu Beginn des Anfahrvorgangs. Diese wiederum werden maßgeblich von der Zeit beeinflusst, die das Kraftwerk still stand (Baumann 2019). Allgemein hin werden Anfahrprozesse nach der vorangegangenen Stillstandzeit in drei Kategorien eingeteilt (Luhn 2014). Bei einer Stillstandzeit von mehr als 48 Stunden wird von einem Kaltstart gesprochen. Ein Warmstart ist definiert als ein Anfahrprozess nach 8 bis 48 Stunden. Stillstandzeiten von weniger als 8 Stunden machen einen Heißstart aus (ebd.).

4.4.3 Abfahrprozesse

Im Vergleich zu Anfahrprozessen tragen Abfahrvorgänge in geringerem Maße zur Emissionsbildung bei (Baumann 2019). Daher bleiben Abfahrprozesse in relevanten Studien nicht selten unberücksichtigt (Lew et al. 2013; Baumann 2019; Valentino et al. 2012; Mulkey 2003). In dieser Arbeit wird der Prozess des Abfahrens eines Kraftwerkes ebenfalls nicht in der Emissionsmodellierung gesondert berücksichtigt. Aufgrund der Systematik bei der Berechnung findet der Einfluss von Abfahrprozessen auf die spezifischen Luftschadstoffemissionen der Kraftwerke indirekt Berücksichtigung durch die Bewertung als Lastwechsel. Dieser Ansatz findet sich auch in der Literatur wider (Mulkey 2003).

4.4.4 Lastwechselforgänge

Als Lastwechsel, im Englischen auch *Ramping* genannt, werden größere Änderungen der Last eines Kraftwerkes in kurzer Zeit bezeichnet. In der Literatur finden sich unterschiedliche Definitionen. Eser et al. (2016) charakterisieren in Ihrer Studie über den Einfluss zunehmender Stromerzeugung durch erneuerbare Energien auf den Betrieb von thermischen Kraftwerken Rampingphasen. Diese werden

als eine Veränderung der Last um mehr als 50 % der Kraftwerkskapazität über einen Zeitraum von sechs Stunden definiert (ebd.). In einer großangelegten Studie des amerikanischen *National Renewable Energy Laboratory* wird die Definition von Ramping als eine Veränderung der Last um mehr als 30 % der Kraftwerkskapazität in einem Zeitraum von vier Stunden als für eine Analysen am geeignetsten unterstrichen (Lew et al. 2013). Für diese Arbeit wird aus Gründen der Konsistenz die Definition des *National Renewable Energy Laboratory* übernommen und in der Modellierung dementsprechend umgesetzt, da an anderer Stelle ebenfalls auf Ergebnisse der Studie zurückgegriffen wird.

4.4.5 Modellierung

Um den Betriebszustand der Kraftwerke in jedem Zeitschritt der Modellierung zu bestimmen, werden die Erkenntnisse aus der Literatur wie folgt implementiert:

Ein Anfahrvorgang beginnt, sobald die Last eines Kraftwerkes den Wert null aufweist und dieser in dem nächsten Zeitschritt größer null ist. Der Anfahrvorgang umfasst alle folgenden Zeitschritte bis zu dem Zeitpunkt, nachdem die Last den Wert der Mindestanfahrlast überschritten wurde. Zusätzlich gilt, dass ein Anfahrvorgang nur so lange aktiv ist, wie die Last in für jeden weiteren Zeitschritt zunimmt.

Der Betriebszustand eines Lastwechsels liegt dann vor, wenn ausgehend von einem Zeitpunkt die Last des Kraftwerkes innerhalb der nächsten vier Stunden um mindestens 30 % der Kraftwerkskapazität zu- oder abnimmt. Ausgehend von einem Zeitpunkt liegt der Zustand eines Lastwechsels bis zu dem Zeitschritt vor, in dem die Laständerung, verglichen mit dem Ausgangswert, die 30 % erreicht oder überschreitet. Aufgrund der Systematik werden Einschränkungen getroffen. So kann kein Lastwechsel vorliegen, wenn in demselben Zeitschritt oder dem Folgenden ein Anfahrvorgang läuft. Ebenso ist ein Lastwechsel nicht möglich, sollte die Last des Zeitpunktes von dem aus geprüft wird gleich null sein.

Abfahrprozesse werden nicht gesondert betrachtet. Da Abfahrprozesse mit einem schnellen Abfall der Last einhergehen, erfüllt ein entsprechender Vorgang die Charakteristiken eines Lastwechsellvorgangs und wird als solcher gekennzeichnet.

Der Betrieb eines Kraftwerkes in Teillast ist bereits den Daten zu entnehmen und muss nicht gesondert identifiziert werden. Als Teillast wird eine Auslastung von weniger als 100 % definiert. Läuft zu einem Zeitpunkt ein Anfahrvorgang oder Lastwechsel, liegt in diesem Zeitpunkt kein Teillastbetrieb vor.

Aufgrund gewisser Einschränkungen des REMix-Modells und der Systematik der Aufteilung der REMix-Daten auf die einzelnen Kraftwerke kann es zu Besonderheiten des Lastverlaufes einzelner Kraftwerke kommen. So ist es möglich, dass ein modelliertes Kraftwerk für einen längeren Zeitraum unter der

eigentlichen Minimallast arbeitet. Diese Situationen weichen von realen Betriebszuständen in Kraftwerken ab und werden als Ausnahmen gesondert behandelt. Eine Ausnahme liegt dann vor, wenn die Last des Kraftwerkes unter der Mindestanfahrlast liegt aber kein Anfahrvorgang läuft.

In Abbildung 3 ist die Programmstruktur grafisch aufbereitet dargestellt.

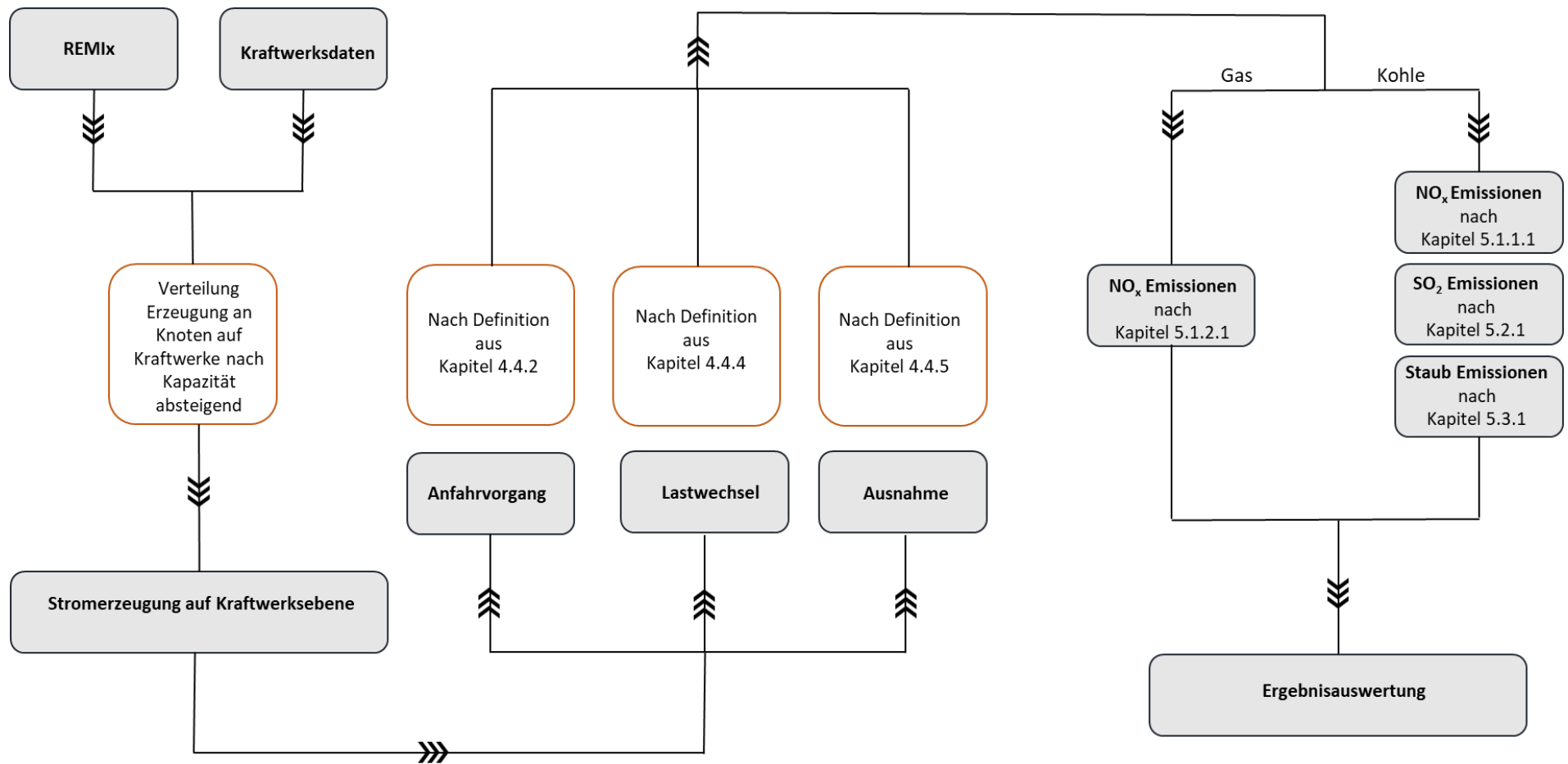


Abbildung 3: Struktur und Arbeitsweise des Modells zu Berechnung der Luftschadstoffemissionen aus Gas- und Kohlekraftwerken (Eigene Abbildung).

5 Herleitung lastabhängige Emissionsfaktoren

Als Basis der Emissionsberechnung wird auf die aus den gegebenen Kraftwerksdaten und deren Angaben zu Emissionsmengen und Erzeugung berechneten Volllastemissionsfaktoren zurückgegriffen (siehe Kapitel 4.2.1). Diese sind kraftwerksspezifisch und bilden somit den Wirkungsgrad des Kraftwerks sowie den Einfluss aller für die Emissionsvermeidung getroffenen Maßnahmen für das Kraftwerk mit ab. Die konservativen Luftschadstoffemissionen ohne Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände berechnen sich gemäß Gleichung (4) durch die Multiplikation der Erzeugung eines Kraftwerkes und dem Volllastemissionsfaktor des entsprechenden Kraftwerks.

$$EM [kg] = E [MWh] * EMF_{Voll} \left[\frac{kg}{MWh} \right] \quad (4)$$

EM = Emissionen

E = Erzeugung

EMF_{Voll} = Volllastemissionsfaktor

5.1 Stickoxidemissionen

Eine überschaubare Anzahl an Studien beschäftigen sich mit den Stickoxidemissionen aus Kraftwerken, insbesondere während nicht optimalen Betriebsbedingungen. Obaid et al. (2017) vergleicht in seiner Arbeit die Ergebnisse mehrerer bestehender Studien dieses Forschungsfeldes. Dabei weist er darauf hin, dass ein Vergleich verschiedener Quellen aufgrund von Unterschieden im Design der Studien, der verwendeten Einheiten und der regionalen Besonderheiten von Kraftwerken nicht ohne weiteres möglich ist. Dementsprechend unterscheiden sich Angaben zu zusätzlichen Emissionen durch beispielweise Anfahrprozesse in der Literatur deutlich (ebd.). Andere Studien weisen ebenfalls auf den fehlenden wissenschaftlichen Konsens hin (Lew et al. 2013). Während sich manche Studien auf Messdaten einzelner oder mehrerer Kraftwerke und deren Auswertung stützen (Rossi et al. 2017; Lew et al. 2013; Dong et al. 2018; Umweltbundesamt 2024b), steht bei weiteren Studien eine Modellierung im Vordergrund. Dabei werden einzelne technische Komponenten der Kraftwerke betrachtet (Yin et al. 2023) oder systemweite Stickoxidemissionen untersucht (Valentino et al. 2012).

5.1.1 Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken

Es herrscht in der Literatur weitgehend Einigkeit darüber, dass Anfahrprozesse von Kohlekraftwerken zu erhöhten Stickoxidemissionen führen (Obaid et al. 2017). Lew et al. (2013) geben einen Wert von 0,90 kg pro MW Kraftwerkskapazität als zusätzliche Stickoxidemissionen während eines Anfahrprozesses an. Diese Angabe basiert auf realen Daten einer großen Anzahl Kraftwerke in Nordamerika und den Ergebnissen eines hochauflösenden Kraftwerkseinsatzmodells. Dong kommt zu dem Ergebnis, dass während nicht optimalen Betriebszuständen eine Zunahme des Emissionsfaktors für Stickoxide um 10,2 % bis 108,4 % auftreten kann (Dong et al. 2018). Seine Ergebnisse beruhen auf einer Fallstudie einzelner Kraftwerke im asiatischen Raum, überwiegend China.

Über den Einfluss von Teillastbetrieb auf die spezifischen Stickoxidemissionen von Kohlekraftwerken finden sich in der Literatur unterschiedliche Angaben. Lew und weitere stellen 2012 eine Reduktion der Stickoxidemissionen pro Megawattstunde um 3 % bei 50 % Last gegenüber Volllast fest (Lew et al. 2012). In einer Folgestudie wird der Wert auf 14 % Emissionsreduktion korrigiert (Lew et al. 2013). Eine Studie zu einer optimierten Betriebsweise eines SCR-Systems in Kohlekraftwerken beinhaltet Angaben zu Stickoxidemissionen in Abhängigkeit von der Last für den üblichen Betrieb bei stabilen Lastniveaus (Yin et al. 2023). Diese nehmen mit abnehmender Last zu. Valentino kommt ebenfalls zu dem Ergebnis, dass Teillast mit erhöhten spezifischen Stickoxidemissionen einhergehen (Valentino et al. 2012)

Für Lastwechsel wiederum herrscht Einigkeit, dass diese zu einem Anstieg der Stickoxidemissionen führen (Eser et al. 2016; Dong et al. 2018; Lew et al. 2013). Konkrete Werte dazu finden sich in der Studie von Lew und weiteren. Pro Megawatt Kraftwerkskapazität führt ein Lastwechsellvorgang zu 0,33 kg zusätzlicher Emissionen gegenüber dem Normalbetrieb (Lew et al. 2013).

5.1.1.1 Modellierungsansatz

Auf Basis der bestehenden Literatur wird ein Ansatz entwickelt, um anhand der REMix- und Kraftwerksdaten lastabhängige Stickoxidemissionen für jeden Zeitschritt berechnen zu können. Da keiner gegenwärtig vorhandenen Studie die dazu benötigten Informationen gesamtheitlich entnommen werden können ist die Kombination der Ergebnisse verschiedener Studien notwendig.

Um den Einfluss von Teillastbetrieb bei dem Betrieb in stabilen Lastniveaus abzubilden werden Angaben der Studie von Yin herangezogen. Aufgrund unterschiedlicher Aussagen bezüglich der Auswirkungen von Teillastbetrieb auf Stickoxidemissionen wird auf Yin Bezug genommen. Die in dieser Studie enthaltenen Werte implizieren eine Zunahme der spezifischen Stickoxidemissionen bei abnehmendem Lastniveau (Yin et al. 2023). Nach Vorbild von Obaid et al. (2017) wird so sichergestellt, dass die

Emissionen eher überschätzt statt unterschätzt werden, um mögliche Konflikte mit gesetzlichen Grenzwerten frühzeitig erkennen zu können.

Damit die Angaben von Yin universell auf Kohlekraftwerke übertragen werden können, werden die Stickoxidemissionsmengen bei entsprechenden Lastniveaus normalisiert. Dazu werden die spezifischen Emissionen bei Volllast gleich eins gesetzt. Die daraus resultierenden Teillastfaktoren zur Berechnung der Stickoxidemissionen bei Teillast sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Faktor der Stickoxidemission nach Lastniveau, normalisiert mit Referenz Volllast nach Yin (Yin et al. 2023).

Lastniveau [% Maximallast]	Teillastfaktor
40	2,46
50	1,68
60	1,24
70	1,07
80	1,03
90	1,02
100	1,00

Die Stickoxidemissionen eines Kohlekraftwerkes im Teillastbetrieb bei konstantem Lastniveau berechnen sich entsprechend der Gleichung (5) für jeden Zeitschritt aus dem Volllastemissionsfaktor des Kraftwerkes, dem Wert des Teillastfaktors für das entsprechende Lastniveau und der aktuellen Erzeugung. Dabei wird bei der Berechnung des Teillastfaktors des Lastniveaus zwischen den, dem Lastniveau einschließenden Werten aus Tabelle 2, linear interpoliert.

$$EM [kg] = E [MWh] * EMF_{Voll} \left[\frac{kg}{MWh} \right] * TLF \quad (5)$$

EM = Emissionen

E = Erzeugung

EMF_{Voll} = Volllastemissionsfaktor

TLF = Teillastfaktor

Die in Yin enthaltenen Angaben haben ausschließlich Gültigkeit für Zeiträume, in denen sich das Kraftwerk in stabilen Betriebszuständen relativ gleichbleibender Lastniveaus befindet (Yin et al. 2023). Anfahrprozesse und Lastwechsel nach der Definition in Kapitel 4.4 sind somit nicht eingeschlossen.

Zur Abbildung der zusätzlichen Stickoxidemissionen während Anfahrprozessen wird auf die Studie von Lew und weiteren zurückgegriffen. Diese berechneten die zusätzliche Masse von Luftschadstoffen in Abhängigkeit der Kraftwerkskapazität im Vergleich zu den zu erwarteten Emissionsmengen während optimalen Betriebszuständen (Lew et al. 2013). Für Stickoxide findet sich die Angabe von 0,90 kg pro Megawatt Kraftwerkskapazität je Anfahrvorgang. Dabei wird bei der Datenakquise aufgrund mangelnder Informationen nicht zwischen Kalt- Warm- oder Heißstart unterschieden (Lew et al. 2013).

Ausgehend von den Angaben Lews und weiterer werden die Stickoxide eines Kohlekraftwerkes während eines Anfahrvorganges berechnet, indem die Kraftwerkskapazität mit dem Wert von 0,90 kg pro Megawatt Kraftwerkskapazität multipliziert wird. Zusätzlich findet eine Umrechnung der Masse in kg statt. Die so ermittelte Gesamtmenge an Stickoxidemissionen wird anschließend, gewichtet nach der jeweiligen Energieerzeugung der dem Anfahrprozess zugeordneten Zeitschritte, auf diese aufgeteilt. Die zusätzlichen Stickoxidemissionen während eines Anfahrprozesses addieren sich auf die Volllastemissionen des entsprechenden Zeitschritts. Diese berechnen sich nach Gleichung (4) durch die Multiplikation der Volllastemissionsfaktoren mit der Energieerzeugung des jeweiligen Zeitschritts.

Der gleichen Systematik, wie die der Berechnung der Stickoxidemissionen während Anfahrprozessen, folgt die Berechnung der zusätzlichen Emissionen während Laständerungen. Entsprechende Werte finden sich ebenfalls in der Studie von Lew und weiteren. Demnach führt eine Lastveränderung nach Kapitel 4.4.4 im Durchschnitt zu einer zusätzlichen Menge an Stickoxidemissionen von 0,33 kg pro Megawatt Kraftwerkskapazität (Lew et al. 2013). Wie bereits für die Anfahrprozesse beschrieben, wird zunächst die Gesamtmenge der zusätzlichen, durch Laständerungen initiierten Stickoxidemissionen berechnet und diese anschließend entsprechend der erzeugten Energiemenge auf die einzelnen Zeitschritte der Laständerung verteilt. Die zusätzlichen Emissionen während Laständerungen addieren sich analog zu der Vorgehensweise bei Anfahrvorgängen zu den Volllastemissionen dazu.

5.1.2 Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken

Wie bereits in der Literatur zu Stickoxidemissionen von Kohlekraftwerken unter nicht optimalen Betriebsbedingungen findet sich für Gaskraftwerke ebenfalls eine geringe Anzahl an Studien. Jarre und weitere sprechen von einer Wissenslücke, wenn es um die Emissionsbildung bei Gaskraftwerken unter nicht optimalen Betriebsbedingungen geht (Jarre et al. 2016).

Die in dem Kapitel 5.1.1 vorgestellte Studie von Lew und weiteren beschreibt für kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke für einen Anfahrprozess eine zusätzliche Menge an Stickoxidemissionen von 0,24 kg pro Megawatt Kraftwerkskapazität im Vergleich zu den erwarteten Volllastemissionen. Für einfache Gasturbinenkraftwerke liegt der Wert bei 0,36 kg pro Megawatt Kraftwerkskapazität (Lew et al. 2013). Dass Anfahrprozesse erhöhte spezifische Stickoxidemissionen zur Folge haben ist wissenschaftlicher Konsens (Baumann 2019; Mulkey 2003; Denny und O'Malley 2006; Blondeau und Mertens 2019; Jarre et al. 2016; Lew et al. 2013). Baumann (2019) benennt als Grund dafür unter anderem eine abgesenkte Rauchgastemperatur und eine daraus resultierende schlechtere Performance von Abgasreinigungstechnologien, wie beispielsweise von SCR. Denny und O'Malley (2006) sehen durch eine Beeinträchtigung der Funktionsweise der Vormischung von Erdgas und Luft den Verbrennungsprozess während Anfahrprozessen und Lastwechseln negativ beeinflusst, woraus erhöhte Stickoxidemissionen resultieren. Ganz allgemein sieht Mulkey (2003) die Unbeständigkeit wichtiger Prozessparameter und fehlendes Reaktionsvermögen der Anlagen darauf als Grund für erhöhte Stickoxidemissionen während nicht optimalen Betriebszuständen.

Als Ergebnis seiner Studie zu Stickoxidemissionen während Anfahrprozessen für den Gasturbinentyp *General Electric PG 7241FA* in Florida, nennt Mulkey (2003) einen Anteil der Emissionen während Anfahrprozessen an den jährlichen Gesamtemissionen der Turbinen von 9,55 % bis 13,97 %. Als Folge der Umstellung eines Gaskraftwerks hin zur primären Nutzung als Back-up Kraftwerk zum Ausgleich von Schwankungen in der Stromerzeugung von erneuerbaren Energien errechnen Blondeau und Mertens (2019) eine, vorwiegend durch Anfahrprozesse bedingte, Zunahme der Gesamtemissionen des Kraftwerks um 80 %. Konkrete Werte für den Faktor, um den sich die Stickoxidemissionen während einem Anfahrvorganges gegenüber dem Normalbetrieb erhöhen, schwanken den Erkenntnissen Obaid et al. (2017) nach zwischen dem 0,47 und 16,67-fachen.

Aufgrund von niedrigeren elektrischen Wirkungsgraden während Teillastbetrieb und der reduzierten Rauchgastemperatur haben Gaskraftwerke bei Teillast erhöhte Stickoxidemissionen (Baumann 2019; Lew et al. 2013; Jarre et al. 2016). Die reduzierte Fähigkeit zur Abscheidung von Stickoxiden aus dem Abgas durch SCR untersucht Nakamura et al. (2021) genauer. Grundlegend ist festzuhalten, dass in der gegenwärtigen Literatur Einigkeit darüber besteht, dass Teillast zu einer Zunahme spezifischer Stickoxidemissionen in Gaskraftwerken führt. Während Lew und weitere eine Erhöhung der Stickoxidemissionen um bis zu 22 % während Teillastbetrieb angeben, beziffert Gonzalez-Salazar et al. (2018) die Zunahme der Emissionen durch Teillast auf 50 % bis 100 % im Vergleich zur Volllast. Bei einer Teilauslastung von Gaskraftwerken von 50 % ergeben sich in der Studie von Valentino 13,2 % zusätzliche Emissionen (Valentino et al. 2012).

Lastwechsel haben kaum bis gar keinen Einfluss auf die Stickoxidemissionen von Gaskraftwerken (Lew et al. 2013). Solange die Betriebstemperatur während den Lastwechseln ein bestimmtes Niveau hält, sind keine Auswirkungen auf die Prozesse im Kraftwerk zu erwarten, welche erhöhte Stickoxidemissionen zur Folge hätten. Dennoch weisen mehrere Studien auf Unbeständigkeiten in den Prozessparametern hin, ausgelöst durch schnelle Lastwechsel (Mulkey 2003; Katzenstein und Apt 2009). Maximal 0,009 kg pro Megawatt Kraftwerkskapazität an Stickoxidemissionen fallen Lew und weiteren zur Folge während eines Lastwechsels in Gaskraftwerken durchschnittlich an (Lew et al. 2013). Dieser Wert gilt für einfache Gaskraftwerke. Für kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke sind keine zusätzlichen Stickoxidemissionen aufgrund von Lastwechseln zu erwarten (ebd.).

5.1.2.1 Modellierungsansatz

Für die Modellierung lastabhängiger Stickoxidemissionen von Gaskraftwerken wird wie bei Kohlekraftwerken ebenfalls die Gleichung (5) im Teillastbetrieb angewendet. Die entsprechenden Werte für den von der Last abhängenden Teillastfaktor, um welchen sich die Stickoxidemissionen gegenüber Vollastbetrieb unterscheiden, finden sich in der Studie von Nakamura. Diese untersucht mittels eines Modellansatzes, wie durch neue Betriebsstrategien der SCR Technologie die Stickoxidemissionen von Gaskraftwerken trotz Teillastbetrieb unterhalb gesetzlicher Grenzwerte gehalten werden können (Nakamura et al. 2021). Dadurch, dass bei der Verwendung von Ammoniak zur Neutralisation von Stickoxiden aus dem Abgas die Edukte aus gleichen Teilen Ammoniak und Stickoxiden bestehen (siehe Kapitel 2.4), ist ein zunehmender Verbrauch von Ammoniak zur Aufrechterhaltung des Stickoxidemissionsniveaus gleichbedeutend mit erhöhtem Emissionsaufkommen. Ohne die in der Studie beschriebenen neuen Betriebsstrategie hat dies erhöhte Emissionen zur Folge (Nakamura et al. 2021). Nach dem Gleichsetzen des Teillastfaktors der niedrigsten spezifischen Emissionen gleich 1, ergeben sich für den Teillastbetrieb bei konstanten Lastniveaus Teillastfaktoren in Abhängigkeit der prozentualen Kraftwerkslast gemäß Abbildung 4. Dabei bildet Gleichung (6) die Werte mit einem von Excel automatisiert generiertem Bestimmtheitsmaß von $R^2 = 0,9975$ nach. Der R^2 Wert lässt Rückschlüsse auf die Anpassungsgüte der Regression zu. Ein R^2 von nahezu eins lässt auf eine sehr gut den Daten angepasste Gleichung schließen.

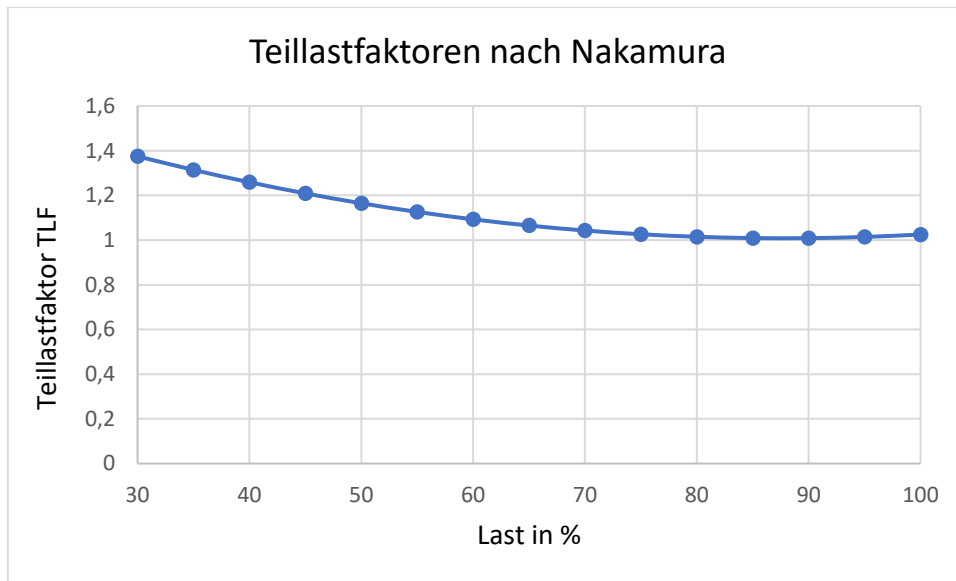


Abbildung 4: Teillastfaktoren zur Berechnung lastabhängiger Emissionsfaktoren von Stickoxidemissionen in Kohlekraftwerken basierend auf Nakamura (Nakamura et al. 2021) (Eigene Abbildung).

$$TLF = 0,00011 * Last_{\%}^2 - 0,0193 * Last_{\%} + 0,18549 \quad (6)$$

TLF = Teillastfaktor

$Last_{\%}$ = Auslastung des Kraftwerks in %

Bei der Berechnung für Gaskraftwerke während Anfahrvorgängen und Lastwechseln wird analog zur Modellierung von Stickoxidemissionen in Kohlekraftwerken in Kapitel 5.1.1.1 vorgegangen. Dafür werden zunächst die von Lew und weiteren angegebenen absoluten Werte an zusätzlichen Stickoxidemissionen des Kraftwerkstyps entsprechend für Anfahrvorgänge und Lastwechsel pro Megawatt Kraftwerkskapazität mit der Kraftwerkskapazität multipliziert. Die so ermittelten zusätzlichen Gesamtemissionen, welche während eines Anfahrvorganges bzw. Lastwechsels entstehen, werden nach den jeweiligen MWh Erzeugung des Gaskraftwerkes während eines Zeitschrittes auf die dem Anfahrvorgang bzw. Lastwechsel zugeordneten Zeitschritte verteilt. Die so errechneten, durch die nicht optimalen Betriebszustände bedingten zusätzlichen Stickoxidemissionen, addieren sich zu den zu erwartenden Emissionen hinzu. Diese berechnen sich für jeden Zeitschritt durch die Multiplikation der Erzeugung mit dem Volllastemissionsfaktor des Kraftwerks.

Je Anfahrvorgang geben Lew und weitere zusätzliche Stickoxidemissionen in Gaskraftwerken von 0,24 kg bzw. 0,36 kg pro Megawatt Kraftwerkskapazität für kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke bzw. einfache Gaskraftwerke an. Bei Lastwechseln beläuft sich der Wert für einfache Gaskraftwerke auf 0,009 kg pro Megawatt Kraftwerkskapazität (Lew et al. 2013).

5.2 Schwefeldioxidemissionen aus Kohlekraftwerken

Aufgrund der Aufbereitung von Erdgas vor der Nutzung dieses als Brennstoff, entstehen bei der Verbrennung von Erdgas vernachlässigbare Mengen an Schwefeldioxid (Brinkmann et al. 2017; Baumann 2019; Gonzalez-Salazar et al. 2018). Dieses Kapitel umfasst daher ausschließlich Schwefeldioxidemissionen aus Kohlekraftwerken.

Es gibt wenige Studien zu den Auswirkungen nicht optimaler Betriebszustände auf die Funktionalität von Emissionsvermeidungstechnologien und die Emissionsfaktoren von Schwefeldioxid (Liu et al. 2019).

Ogleich die Schwefeldioxidemissionen für Kraftwerke ohne installierte Emissionsvermeidungstechnologien bei Teillastbetriebs vollständig von dem Brennstoffeinsatz und dem Schwefelgehalt der Kohle abhängen, ist dies für regulierte Kraftwerke nicht der Fall (Lew et al. 2012; Gonzalez-Salazar et al. 2018). Der überwiegende Anteil der bestehenden Kohlekraftwerken ist mit Rauchgasentschwefelungsanlagen ausgerüstet (Poullikkas 2015). Baumann zu Folge kann durch die REA im Stromerzeugungsbetrieb unter Teillast Schwefeldioxid ohne Einschränkungen aus dem Abgas abgeschieden werden (Baumann 2019). Verschieden Quellen sprechen sogar von einer Reduktion der spezifischen Emissionen unter Teillast gegenüber Vollast (Kather et al. 2013; Gonzalez-Salazar et al. 2018). Kather et al. (2013) benennen als möglichen Grund den für den Teillastbetrieb überdimensionierten Absorber der REA. Mit dem Hinweis auf die nicht optimale Datenlage beziffern Lew und weitere den Effekt der besseren Abscheidung von Schwefeldioxid aus dem Abgas während dem Teillastbetrieb und sprechen von einer Reduktion der Emissionen bei 50 % Teillast um 20 % pro erzeugter Megawattstunde (Lew et al. 2012).

Während Anfahrvorgängen ist die Funktionalität der REA eingeschränkt (Baumann 2019). Deshalb kommt es dann zu erhöhten Schwefeldioxidemissionen (Kather et al. 2013; Lew et al. 2013). Obaid et al. (2017) fasst die Ergebnisse unterschiedlicher Studien zusammen und gibt eine Spanne von 0,31 bis 7,66 fachen absolute Schwefeldioxidemissionen während des Anfahrens gegenüber Vollastbetrieb an. Lew und weitere präsentieren als Ergebnis ihrer großangelegten Studie einen Wert von 1,77 kg zusätzlichen Schwefeldioxidemissionen pro Megawatt Kraftwerkskapazität für einen durchschnittlichen Anfahrprozess eines Kohlekraftwerks (Lew et al. 2013).

Lastwechsel führen wie Anfahrvorgänge zu erhöhten Emissionen (Liu et al. 2019). Die von Lew und weiteren errechnete Menge an zusätzlichen Schwefeldioxidemissionen beträgt je Lastwechsel, nach Definition aus Kapitel 4.4.4, 0,37 kg pro Megawatt Kraftwerkskapazität (Lew et al. 2013).

5.2.1 Modellierungsansatz

Für konstanten Teillastbetrieb beruht die Berechnung der Schwefelemissionen während eines Zeitschrittes ebenfalls auf Gleichung (5). Dabei wird die erhöhte Effizienz der REA während Teillast berücksichtigt, indem Gleichung (7) die von Lew und weiteren beschriebene Reduktion der Emissionen um 20 % bei 50 % Teillast als Ergebnis einer linearen Regression abbildet (Lew et al. 2012).

$$TLF = 0,004 * Last_{\%} + 0,6 \quad (7)$$

TLF = Teillastfaktor

Last_% = Auslastung des Kraftwerks in %

Für die Betriebszustände Anfahren und Lastwechsel werden analog zur Vorgehensweise bei Stickoxiden zunächst die gesamten zusätzlichen Schwefeldioxidemissionen für den Vorgang im jeweiligen Kraftwerks nach Lew und weiteren berechnet (Lew et al. 2013). Die so ermittelten zusätzlichen Gesamtemissionen, welche während eines Anfahrvorganges bzw. Lastwechsels entstehen, werden nach den jeweiligen MWh Erzeugung des Gaskraftwerkes während eines Zeitschrittes auf die dem Anfahrvorgang bzw. Lastwechsel zugeordneten Zeitschritte verteilt. Die zusätzlichen Schwefeldioxidemissionen addieren sich in einem Zeitschritt auf die nach Gleichung (4) berechneten Emissionen auf. Diese berechnen sich für jeden Zeitschritt durch die Multiplikation der Erzeugung mit dem Volllastemissionsfaktor des Kraftwerks. Die von Lew und weiteren genannten Werte zur Berechnung der zusätzlichen Emissionen sind 1,77 kg pro Megawattstunde Kraftwerkskapazität für einen Anfahrvorgang und 0,37 kg pro Megawattstunde Kraftwerkskapazität für einen Lastwechsel.

5.3 Staubemissionen aus Kohlekraftwerken

Staub ist wie Schwefeldioxid kein relevanter Bestandteil der Emissionen, welche bei der Verbrennung von Erdgas entstehen (Brinkmann et al. 2017) Bei der Nutzung von Kohle als Brennstoff trifft dies nicht zu. In Europa ist deshalb die überwiegende Anzahl der Kohlekraftwerke mit elektrostatischen Abscheidern ausgestattet (ebd.). Für den asiatischen Raum beispielsweise trifft dies auf 90 % der Kraftwerke zu (Yi et al. 2008).

Aufgrund seiner zuverlässigen und kostengünstigen Betriebsweise ist der ESP die am meisten verbreitete Technologie, um die Staubemissionen von Kohlekraftwerken zu reduzieren (Navarrete et al. 2004). Im Stromerzeugungsbetrieb und wenn die Abgastemperatur einen Schwellenwert erreicht hat, führt die stabile Abscheidungsrate des ESP dazu, dass Staubemissionsfaktoren als lastunabhängig angenommen werden können (Kather et al. 2013; Nussbaumer und Lauber 2016). Dementsprechend hat der Teillastbetrieb keine Auswirkungen auf die spezifischen Staubemissionen eines Kohlekraftwerks welches mit einem ESP ausgestattet ist.

Nussbaumer und Lauber (2016) weisen in ihrer Studie zu der Verfügbarkeit des ESP darauf hin, dass es bei Anfahrvorgängen zu einer zeitlichen Verzögerung kommen kann, bis auch der ESP aktiviert wird. Die Tatsache, dass der Elektrofilter beim Anfahrvorgang noch nicht in Betrieb ist, findet sich in mehreren unabhängigen Studien wieder (Hoang et al. 2018; Navarrete et al. 2004; Baumann 2019). Für Kohlekraftwerke, welche bei dem Anfahrvorgang Co-Feuerung von Öl nutzen, ist es gängige Praxis, den ESP erst in Betrieb zu nehmen, sobald kein Öl mehr der Verbrennung zugeführt werden muss (Hoang et al. 2018). Der Einsatz von ESP während der Mitverbrennung von Öl kann zu einer nachhaltig schlechteren Abscheidungsrate von Staub aus dem Abgas durch den ESP führen (Navarrete et al. 2004). In der Studie zum Einsatz von ESP in Kohlekraftwerken messen Hoang und weitere Konzentrationen an Staubemissionen im Abgas eines Kohlekraftwerkes in Vietnam. Diese übersteigen während eines Anfahrvorgangs die Konzentration unter normalen Betriebsbedingungen um etwa das sechsfache (Hoang et al. 2018). Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt führten Kather et al. (2013) eine vergleichbare Messung an einem repräsentativen Steinkohlekraftwerk, ausgestattet mit einem ESP, durch. Die Ergebnisse zeigen spezifische Emissionen während des Anfahrvorgangs, welche die unter normalen Betriebsbedingungen entstehenden um den Faktor vier übersteigen.

5.3.1 Modellierungsansatz

Unter Berufung auf die im vorherigen Kapitel aufgeführte Literatur wird der Teillastbetrieb für die Emissionsmodellierung von Staubemissionen nicht berücksichtigt, da von einer Lastunabhängigkeit im Stromerzeugungsbetrieb oberhalb der MCL ausgegangen wird. Die Staubemissionen während eines solchen Betriebszustandes errechnet sich demnach über die Multiplikation der erzeugten Energiemenge und des Volllastemissionsfaktors, ohne zusätzliche Emissionen aus anderen Betriebspunkte zu addieren.

Während eines Anfahrvorgangs werden die auf die gleiche Weise berechneten Emissionen mit dem Faktor vier multipliziert, da die Arbeit von Kather et al. (2013) sich mit für den europäischen Raum repräsentativen Kraftwerken befasst.

5.4 Substitution von Erdgas durch Wasserstoff

Die Grundlage zur Modellierung des Szenarios 3.1 (Wasserstoff) und der Auswirkung, welche die Substitution von Erdgas durch Wasserstoff als Brennstoff auf die Stickoxidemissionen der Gaskraftwerke haben könnte, bildet eine Messreihe der Hochschule für Technik Ulm. Diese wird an einer Mikroturbine vom Typ *AE-T100NG* des Herstellers *Ansaldo* aufgezeichnet. Die Turbine ist für die Verbrennung von Wasserstoff umgerüstet. Die Messreihe umfasst einen vollen Lastenzyklus inklusive Anfahrprozess, Teillastbetrieb, Lastwechsel und Vollastbetrieb. Dabei werden sowohl die Leistung der Turbine als auch die dazugehörigen Stickoxidemissionen aufgezeichnet.

Literaturwerten nach führt die Verbrennung von einem Kilogramm Wasserstoff in einer Turbine zu 0,016 kg Stickoxidemissionen (Nicoletti et al. 2015). Der spezifische Emissionsfaktor ist somit mehr als doppelt so hoch als der von Erdgas mit 0,0075 kg Stickoxidemissionen pro Kilogramm Erdgas (ebd.). Dementgegen steht der mehr als doppelte Heizwert eines Kilogramms Wasserstoff, gegenüber einem Kilogramm Erdgas (Nicoletti et al. 2015). Als Ergebnis dieser beiden Verhältnisse stehen um 1,55 % höhere Stickoxidemissionen bei der Erzeugung derselben Menge an Strom durch die Verbrennung von Wasserstoff anstelle von Erdgas. Dabei gilt die Annahme, dass eine Gasturbine für beide Brennstoffe denselben elektrischen Wirkungsgrad hat. Dies wird unter anderem durch eine Studie von Park und weiteren bestätigt (Park et al. 2011).

Um aus der Messreihe eine Modellierung der Stickoxidemissionen der Gaskraftwerke aus der Kraftwerksliste zu ermöglichen, werden zunächst die aufgezeichneten Stickoxidemissionen den Betriebszuständen bei ihrer Entstehung zugeordnet. Anschließend werden für die Betriebszustände jeweils die spezifischen Emissionsfaktoren in ppm pro Kilowatt elektrischer Leistung berechnet. Der Emissionsfaktor unter Vollast wird auf eins gesetzt und die Emissionsfaktoren für einen Anfahrvorgang und Teillastbetrieb entsprechend normiert. Daraus ergibt sich, dass der Emissionsfaktor für Stickoxide während eines Anfahrvorgangs, verglichen mit dem Vollastbetrieb, um das 3,28-fache erhöht ist. Bei Teillastbetrieb auf 30 % der Turbinenleistung ergibt sich eine Erhöhung des Emissionsfaktors auf das 1,11-fache. Die Faktoren bei einem Betrieb zwischen 30 % und 100 % Turbinenleistung werden entsprechend der Gleichung (8) linear interpoliert.

$$TLF = -0,00156 * Last_{\%} + 1,1571 \quad (8)$$

TLF = Teillastfaktor

Last% = Auslastung des Kraftwerks in %

Die Stickoxidemissionen eines Gaskraftwerkes bei vollständiger Substitution von Erdgas als Brennstoff durch Wasserstoff berechnet sich in der Modellierung bei Vollast durch die Multiplikation der Erzeugung mit dem kraftwerksspezifischen Emissionsfaktor für Stickoxide sowie dem Faktor 1,0155 für die Verwendung von Wasserstoff. Bei Teillastbetrieb wird zusätzlich mit dem lastabhängigen Faktor nach Gleichung (8) multipliziert. Findet in dem Zeitschritt ein Anfahrvorgang statt, wird entsprechend zusätzlich mit dem Faktor 3,28 multipliziert.

Da die Messreihe während der Aufzeichnung der Messwerte bei dem Lastwechsel Unregelmäßigkeiten erkennen lässt, werden die Messwerte nicht zur Modellierung genutzt. Vielmehr wird die Erkenntnis von Lew und weiteren übernommen, dass in Gasturbinen bei Lastwechseln keine zusätzlichen Emissionen anfallen (Lew et al. 2013).

5.5 Ausnahmen aufgrund von REMix-Datentransfer auf Kraftwerksebene

Durch den Transfer des auf einzelnen Knoten basierenden Outputs des REMix-Modells auf die einzelnen Kraftwerke, sind die Dauer von Anfahrvorgängen und Lastwechseln, sowie der ausschließliche Betrieb von Kraftwerken oberhalb des MCL nicht zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen und entsprechend der Realität abzubilden. Eine Berücksichtigung aller technischen Limitationen der Kraftwerke bei der Lastverteilung der von REMix vorgegeben Last auf die Kraftwerksebene, kann in dieser Arbeit nicht geleistet werden.

Deshalb wurden in Kapitel 4.4.5 Ausnahmen definiert, die diese Sondersituationen im Betriebszustand der Kraftwerke kennzeichnen. Liegt eine Ausnahme vor, werden die Luftschadstoffemissionen für diesen Zeitschritt durch die Multiplikation des Volllastemissionsfaktors des entsprechenden Kraftwerks und der Erzeugung durch das Kraftwerk berechnet. Emissionen durch bestehende Lastwechsel in diesem Zeitschritt können zusätzlich anfallen und werden während Ausnahmen, auf die wie eben beschrieben berechneten Luftschadstoffemissionen, aufaddiert.

6 Ergebnisse

In Kapitel 5 wird ein Weg aufgezeigt, wie nicht optimale Betriebszustände bei der Modellierung von Luftschadstoffemissionen in thermischen Kraftwerken berücksichtigt werden können.

Kapitel 6 legt die Ergebnisse der Modellierung der Luftschadstoffemissionen für thermische Kraftwerke in Europa dar. Die verschiedenen, in Kapitel 4.1 beschriebenen, Szenarien repräsentieren dabei verschiedene Entwicklungspfade des europäischen Energiesystems und orientieren sich an den Energiepolitischen Zielen der Länder für das Jahr 2030. Sie unterscheiden sich durch den Anteil, den die erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung erreichen. Die Ergebnisse der Modellierung werden in Bezug auf die Forschungsfragen analysiert.

6.1 Einfluss der Verteilungsdynamik

Um den Einfluss aufzuzeigen, den die Wahl der Methode zur Verteilung der Stromerzeugung an einem REMix-Knoten auf die Kraftwerksebene hat, wird die Modellierung für Szenario 1 mit beiden in Kapitel 4.3 beschriebenen Methoden durchgeführt. Tabelle 3 zeigt die Gegenüberstellung der Ergebnisse auf Grundlage der unterschiedlichen Verteilungssystematiken. Die gleichmäßige Verteilung der Stromerzeugung, entsprechend des Anteils der Kraftwerke an dem jeweiligen Knoten, führt sowohl für Kohlekraftwerke als auch für Gaskraftwerke zu erhöhten Stickoxidemissionen. Die Stickoxidemissionen sind gegenüber dem Ansatz der Lastverteilung nach abnehmender Kraftwerkskapazität für Kohlekraftwerke um 0,7 % und für Gaskraftwerke um 14,8 % erhöht. Dabei ist die größte Veränderung in der Zusammensetzung der Emissionsmenge auf die aus Anfahrprozessen resultierenden zusätzlichen Emissionen der Gaskraftwerke zurückzuführen. Diese nehmen anteilig an den Gesamtemissionen um 4,9 % zu.

Tabelle 3: Vergleich der Stickoxidemissionen und deren Zusammensetzung für Szenario 1 nach unterschiedlicher Methodik zur Verteilung der Kraftwerkslasten.

Lastverteilung	Kohlekraftwerke		Gaskraftwerke	
	nach Kapazität	Gleichmäßig	nach Kapazität	Gleichmäßig
Stickoxidemissionen in t	805126,5	805675,8	9321,8	10704,0
Anteil Vollast in %	93,8	93,7	67,1	62,0
Anteil Lastwechsel in %	1,3	1,4	-	-
Anteil Teillast in %	0,1	0,6	1,2	1,3
Anteil Anfahrt in %	4,8	4,3	31,7	36,6

In dieser Arbeit wird, wie in Kapitel 4.3 begründet, die nach der Kraftwerkskapazität geordnete Verteilungssystematik zur Modellierung aller Szenarien und der Ergebnisfindung angewendet.

6.2 Veränderung der Betriebsweise: Anfahrvorgänge und Lastwechsel

Um die Unterschiede in der Betriebsweise der Kraftwerke in den einzelnen Szenarien sichtbar zu machen, werden die Stunden verglichen, in denen sich die thermischen Kraftwerke in dem Betriebszustand eines Anfahrvorganges bzw. eines Lastwechsels befinden.

In Abbildung 5 und Abbildung 6 sind die Betriebsstunden in nicht optimalen Betriebszuständen gegenüber der jährlichen Erzeugung durch die entsprechenden Kraftwerke aufgetragen. Sowohl die Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke als auch die durch Gaskraftwerke reduziert sich von Szenario 1 bis Szenario 4 stetig. In Abbildung 5 ist zu erkennen, dass sich bei Kohlekraftwerken die Stunden in nicht optimalen Betriebszuständen relativ zu der entsprechenden Erzeugung von Szenario 1, hin zu Szenario 4 durchgehend erhöhen. Dies gilt sowohl für Anfahrvorgänge, als auch für Stunden, in denen ein Lastwechsel vollzogen wird.

Für Gaskraftwerke zeichnet sich ein anderes Bild ab. Abbildung 6 ist zu entnehmen, dass die Stunden in nicht optimalen Betriebszuständen relativ zu der entsprechenden Erzeugung von Gaskraftwerken von Szenario 1 bis Szenario 2 stetig abnehmen. Dies gilt für die Stunden des Betriebszustandes Lastwechsel stärker als für die der Anfahrvorgänge. Absolut betrachtet ist die Anzahl der Stunden, in denen Anfahrvorgänge und Lastwechsel in Kohle- und Gaskraftwerken stattfinden von Szenario 1 bis Szenario 4 stetig abnehmend.

Wie in Abbildung 7 zu sehen ist, nimmt die installierte Kraftwerkskapazität an Kohlekraftwerken, von dem Jahr 2022 ausgehend, bis 2030 um rund 26 GW ab. Relativ zur installierten Kapazität verringern sich die Stunden, die sich die Kohlekraftwerke in Anfahrvorgängen und Lastwechseln befinden, stetig von Szenario 1 bis Szenario 4.

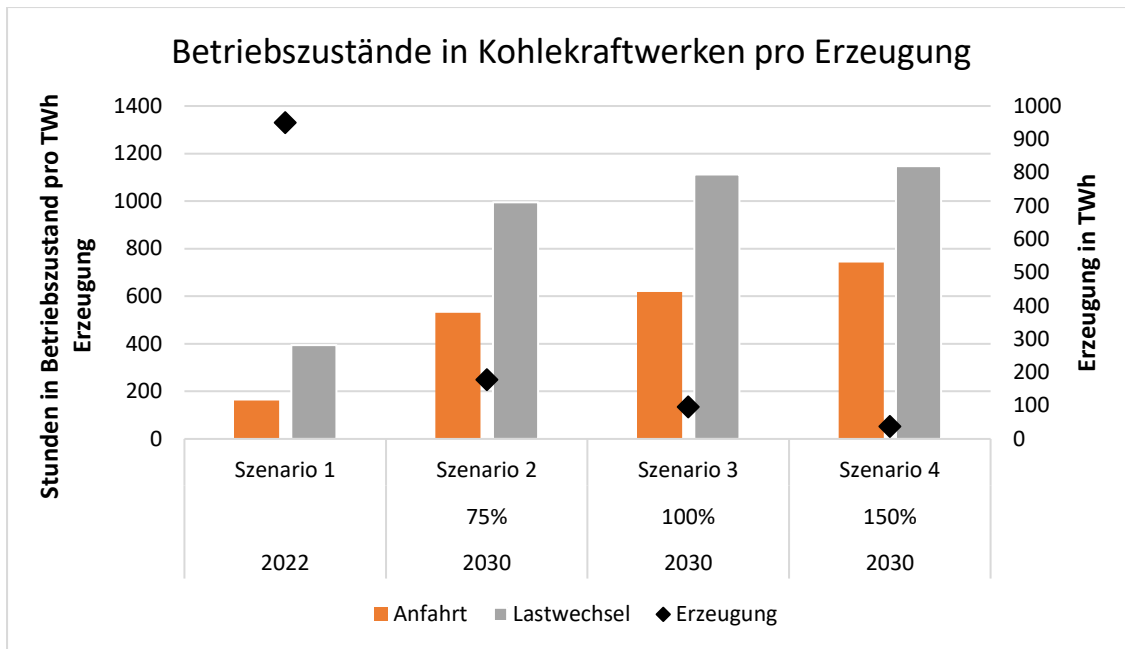


Abbildung 5: Stunden in den Betriebszuständen Anfahrt und Lastwechsel für Kohlekraftwerke pro TWh Erzeugung durch Kohlekraftwerke (linke Achse) in den einzelnen Szenarien; Erzeugung durch Kohlekraftwerke (rechte Achse) (Eigene Abbildung).

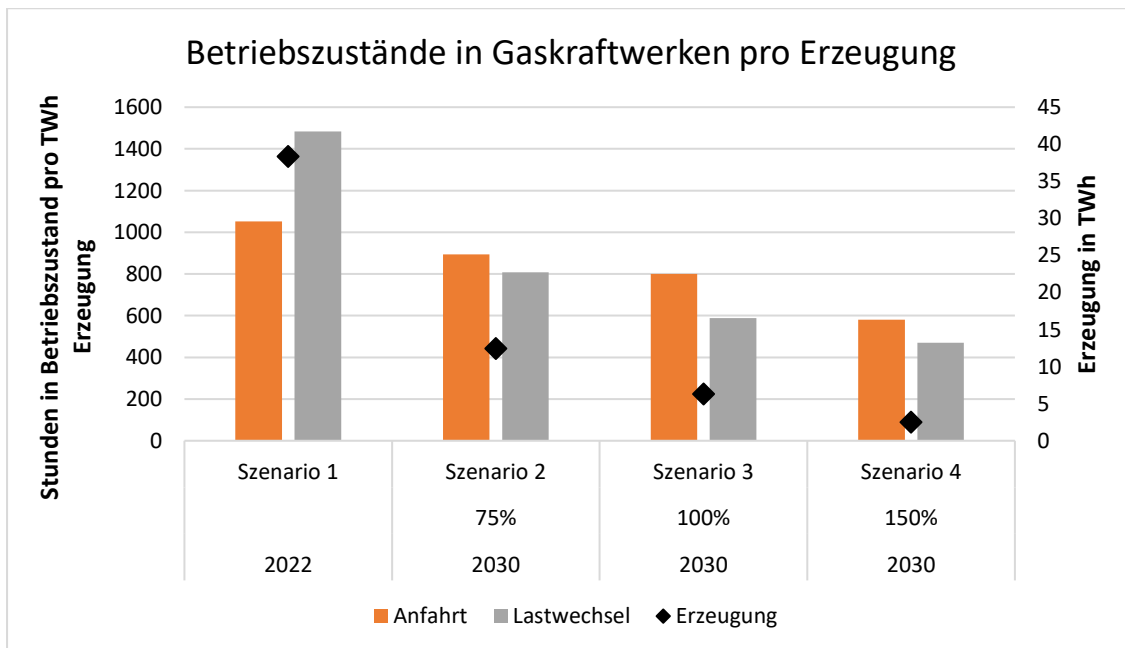


Abbildung 6: Stunden in den Betriebszuständen Anfahrt und Lastwechsel für Gaskraftwerke pro TWh Erzeugung durch Gaskraftwerke (linke Achse) in den einzelnen Szenarien; Erzeugung durch Gaskraftwerke (rechte Achse) (Eigene Abbildung).

Aus Abbildung 8 geht hervor, dass diese Verringerung der Betriebsstunden in nicht optimalen Betriebszuständen, relativ zur Kapazität, ebenso auf Gaskraftwerke zutrifft. Dabei ist die Verringerung

zwischen Szenario 1 und den das Jahr 2030 repräsentierenden Szenarien bei Gaskraftwerken besonders stark ausgeprägt. Die installierte Gesamtkapazität zur Stromerzeugung durch Gaskraftwerke steigt von einem Wert von 142 GW im Jahr 2022 auf 190 GW im Jahr 2030 an.

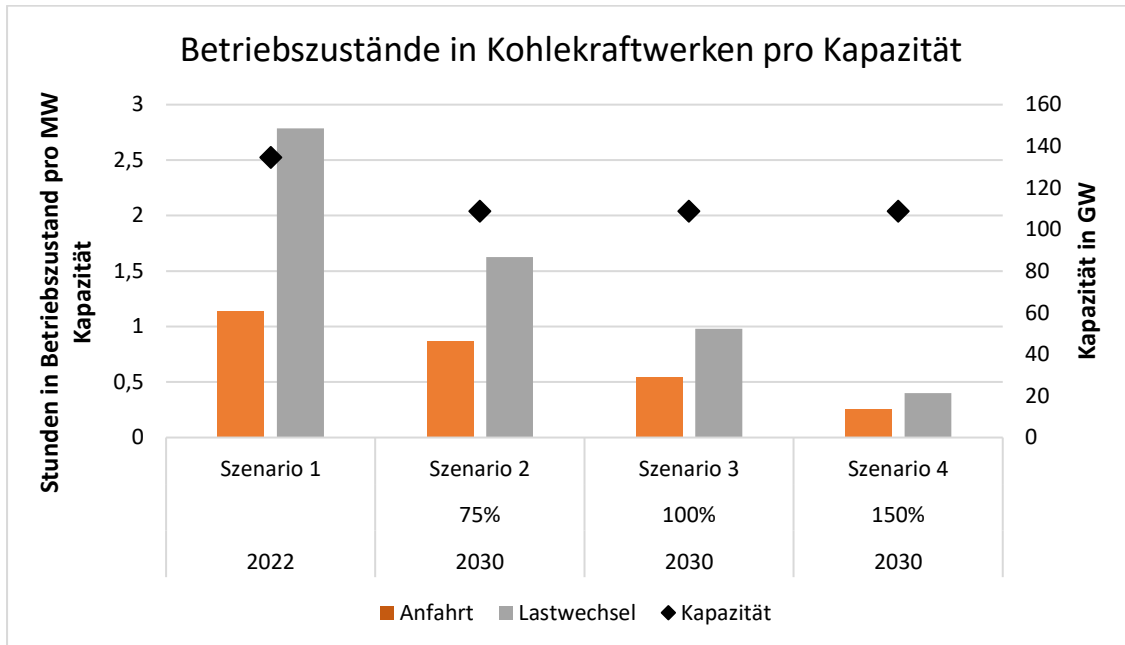


Abbildung 7: Stunden in den Betriebszuständen Anfahrt und Lastwechsel für Kohlekraftwerke pro installierte Kapazität an Kohlekraftwerke (linke Achse) in den einzelnen Szenarien; Kapazität Kohlekraftwerke (rechte Achse) (Eigene Abbildung).

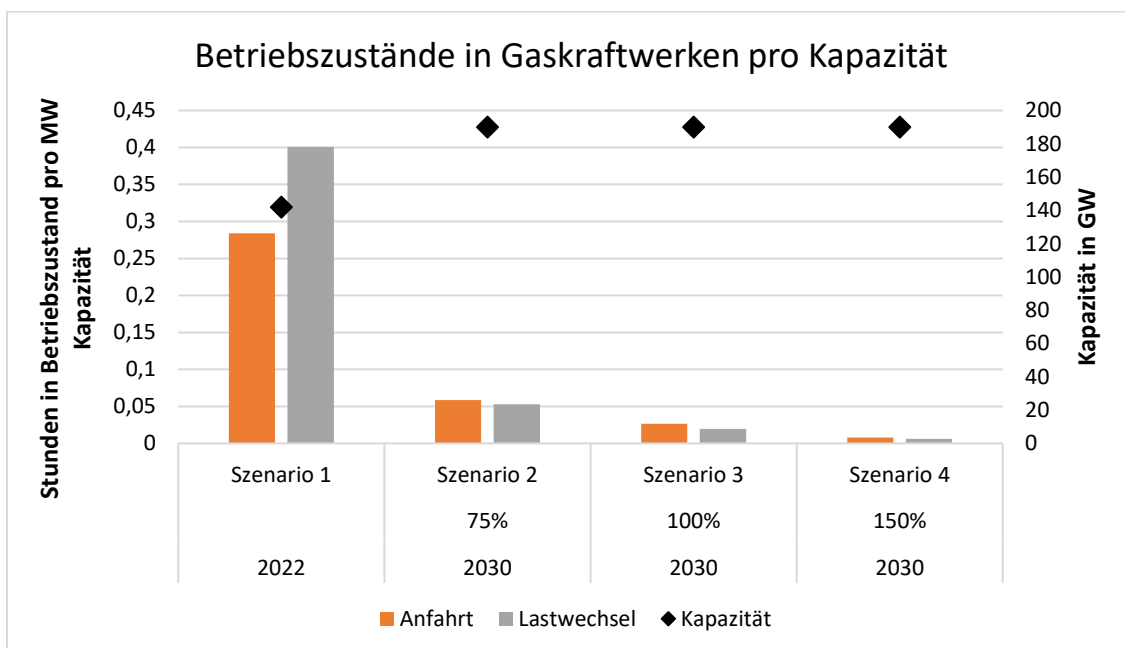


Abbildung 8: Stunden in den Betriebszuständen Anfahrt und Lastwechsel für Gaskraftwerke pro installierte Kapazität an Gaskraftwerke (linke Achse) in den einzelnen Szenarien; Kapazität Gaskraftwerke (rechte Achse) (Eigene Abbildung).

6.3 Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände bei der Emissionsberechnung

Um den Einfluss darzustellen, welchen die Berücksichtigung von nicht optimalen Betriebszuständen bei der Ermittlung von Luftschadstoffemissionen thermischer Kraftwerke hat, werden die konservativ berechneten Gesamtemissionen nach Gleichung (4) mit den Gesamtemissionen verglichen, bei deren Berechnung nicht optimale Betriebszustände berücksichtigt werden. Tabelle 4 enthält die Prozentwerte, um die sich die berechneten jährlichen Emissionen durch die Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände, verglichen mit den konservativ berechneten Emissionen, verändern. Es ist deutlich zu erkennen, dass in jedem Szenario und für jeden Luftschadstoff die berechneten jährlichen Emissionen durch die Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände höher ausfallen. Dabei sind die Abweichungen in Szenario 1, dem Referenzszenario, am geringsten. Innerhalb dieses Szenarios ist die Abweichung der unterschiedlich berechneten Gesamtemissionen für Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken am größten. Verglichen mit den konservativ berechneten Gesamtemissionen führt eine Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszuständen zu um 48,94 % erhöhten Stickoxidemissionen durch Gaskraftwerke. Die zweitgrößte Veränderung in Szenario 1 findet sich bei Staubemissionen aus Kohlekraftwerken mit einer Zunahme um 11,50 % durch die Berücksichtigung von nicht optimalen Betriebszuständen. Auch die insgesamt größte Abweichung zwischen der konservativen Berechnung und der Berücksichtigung nicht optimalen Betriebszuständen findet sich mit 91,51 % für Szenario 4 bei den Staubemissionen.

Den Werten aus Tabelle 4 ist zu entnehmen, dass die Abweichungen der Ergebnisse der unterschiedlichen Berechnungsmethoden über die Szenarien hinweg, von Szenario 1 hin zu Szenario 4, bei zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, durchgehend zunehmen. Eine Ausnahme bildet lediglich die Abweichung der Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken. Diese nimmt von Szenario 3 zu Szenario 4 leicht ab, bleibt mit 54,10 % jedoch auf einem hohen Niveau.

Tabelle 4: Veränderungen der Gesamtemissionen durch die Berücksichtigung von nicht optimalen Betriebszuständen bei der Modellierung der Kraftwerksemissionen, verglichen mit den konservativ berechneten Gesamtemissionen.

Luftschadstoff und Quelle	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
NO_x (Gaskraftwerke)	+ 48,94 %	+ 52,95 %	+ 55,78 %	+54,10 %
NO_x (Kohlekraftwerke)	+ 6,57 %	+ 25,22 %	+ 29,75 %	+ 38,40 %
SO₂ (Kohlekraftwerke)	+ 7,78 %	+ 29,84 %	+ 36,40 %	+ 50,76 %
Staub (Kohlekraftwerke)	+ 11,50 %	+ 57,54 %	+ 68,28 %	+ 91,51 %

6.3.1 Anteile der nicht optimalen Betriebszustände an den Gesamtemissionen

Wie sich die jährlichen Gesamtemissionen der verschiedenen Szenarien bei der Berechnung mit Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände zusammensetzen, veranschaulichen die folgenden Abbildungen. Dabei setzen sich die in den Balkendiagrammen dargestellten Gesamtemissionen folgendermaßen zusammen:

In blau dargestellt und in den Legenden als *Volllast* gekennzeichnet ist der Anteil der Emissionen, welcher sich durch den konservativen Ansatz zur Emissionsberechnung nach Gleichung (4) ergibt. Die weiteren Farben veranschaulichen die Anteile der Emissionen, welche während nicht optimaler Betriebszustände errechnet werden. Orange gekennzeichnet ist der Anteil der Emissionen, die während der Anfahrprozesse entstehen. Grau repräsentiert die Anteile der Emissionen während Lastwechseln und Lila die während des Betriebes in Teillast.

Abbildung 9 zeigt die Zusammensetzung der jährlichen Gesamtemissionen für Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken für die einzelnen Szenarien. Der Anteil der Emissionen, welche durch die Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände zustande kommen, schwankt entsprechend der Werte aus Tabelle 4 nur gering. Mit einem Anteil an den Gesamtemissionen, zwischen 31,7 % in Szenario 1 bis 34,9 % in Szenario 3, dominieren Anfahrprozesse die Bildung von Stickoxidemissionen unter nicht optimalen Betriebszuständen. Lastwechsel tragen in den Szenarien 2 bis 4 nicht zur Bildung zusätzlicher Emissionen bei. Der Anteil der Stickoxidemissionen, welche unter Teillastbetrieb gebildet werden, schwankt in den Szenarien um ca. 1 %.

In Abbildung 10 ist die Zusammensetzung der jährlichen Gesamtemissionen für Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken dargestellt. Zu erkennen ist, dass die Anteile der Emissionen, welche durch die Berücksichtigung der nicht-optimalen Betriebszustände zustande kommen, entsprechend der Werte aus Tabelle 4 über die Szenarien hinweg zunehmen. Während in den Szenarien 1 bis 3 Anfahrprozesse mit einem Anteil von 4,8 % bzw. 16,3 % und 18,5 % an den Gesamtemissionen am stärksten zu den durch nicht optimale Betriebszustände verursachten Emissionen beitragen, erreicht der Anteil der Emissionen durch Anfahrprozesse in Szenario 4 mit 22,6 % an den Gesamtemissionen sein Maximum. Emissionen bedingt durch Teillastbetrieb sind kaum relevant.

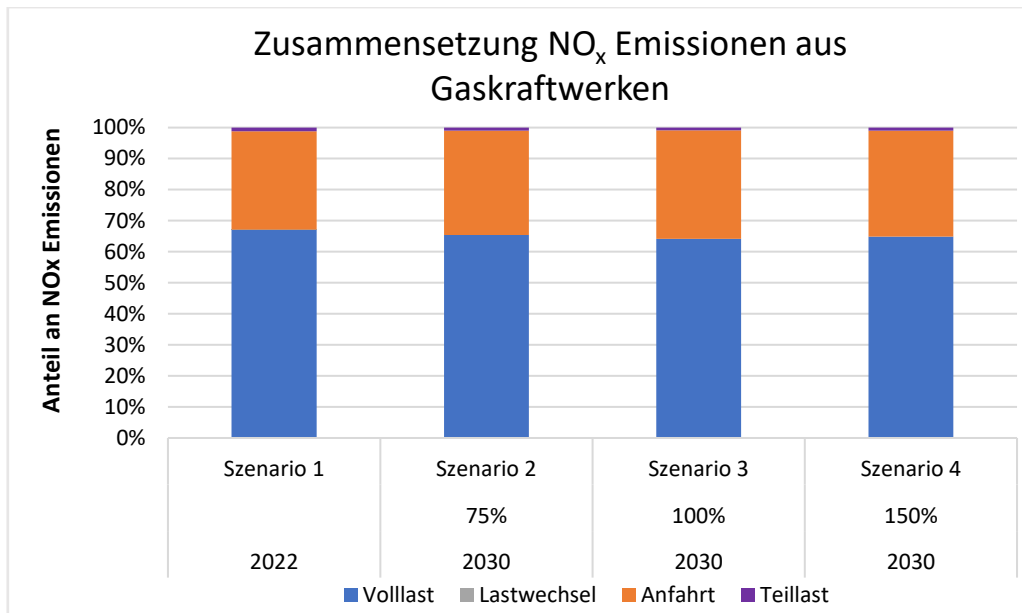


Abbildung 9: Zusammensetzung der jährlichen Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken unter Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände (Eigene Abbildung).

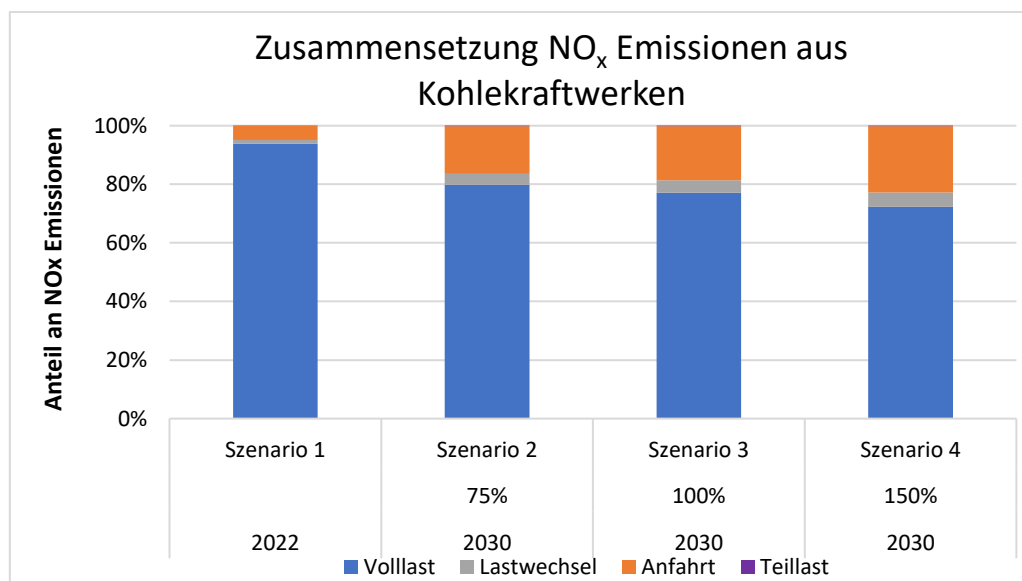


Abbildung 10: Zusammensetzung der jährlichen Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken unter Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände (Eigene Abbildung).

Die Zusammensetzung der jährlichen Gesamtemissionen für Schwefeldioxidemissionen aus Kohlekraftwerken ist in Abbildung 11 dargestellt. Von den zusätzlichen Emissionen, welche durch die Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszuständen berechnet werden, haben Anfahrvorgänge den größten Einfluss bei der Berechnung von Schwefeldioxidemissionen. In Szenario 4 machen diese Emissionen 30 % der Gesamtemissionen aus. Der Anteil an den Gesamtemissionen von Emissionen, welche

während Lastwechseln zusätzlich entstehen, liegt in Szenario 4 bei 3,8 %. Der Betrieb von Kohlekraftwerken in Teillast führt nach Gleichung (7) zu einer Einsparung von Emissionen, verglichen zu der konservativen Berechnungsweise. Die Verringerung der Gesamtemissionen fällt mit maximal 0,06 % in Szenario 2 jedoch so gering aus, dass dieser Anteil in Abbildung 11 im negativen Bereich der Y-Achse kaum zu erkennen ist.

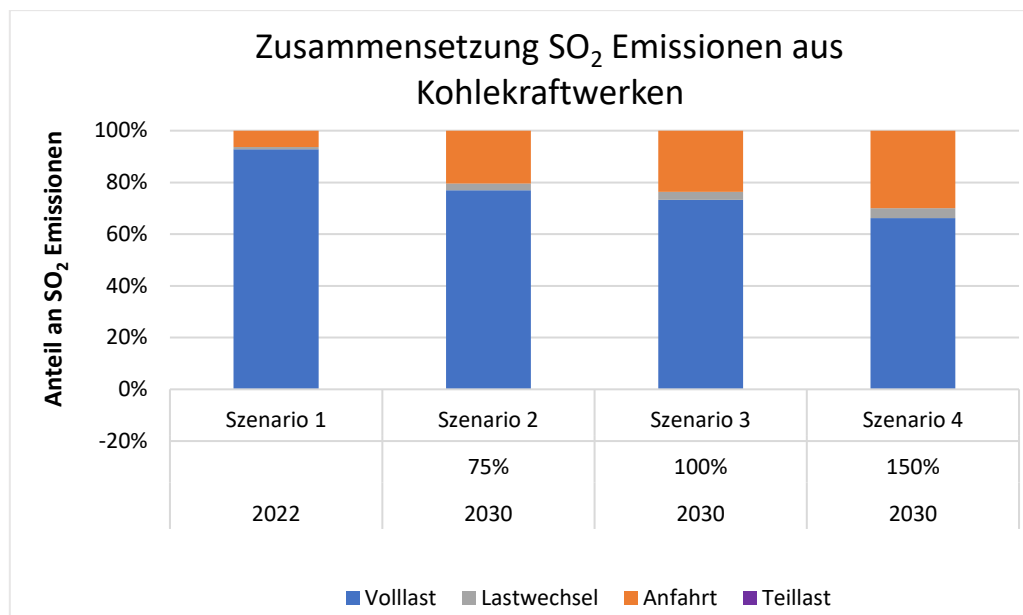


Abbildung 11: Zusammensetzung der jährlichen Schwefeldioxidemissionen aus Kohlekraftwerken unter Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände (Eigene Abbildung).

Wie in Abbildung 12 zu erkennen ist, beschränken sich die durch nicht optimale Betriebszustände zusätzlich entstehenden Staubemissionen aufgrund der Systematik aus Kapitel 5.3.1 auf Anfahrvorgänge. Der Anteil dieser an den jährlichen Gesamtemissionen nimmt jedoch über die Szenarien hinweg durchgehend zu. In Szenario 4 wird der maximale Anteil von 47,8 % zusätzliche Emissionen durch Anfahrvorgänge an den Gesamtemissionen erreicht.

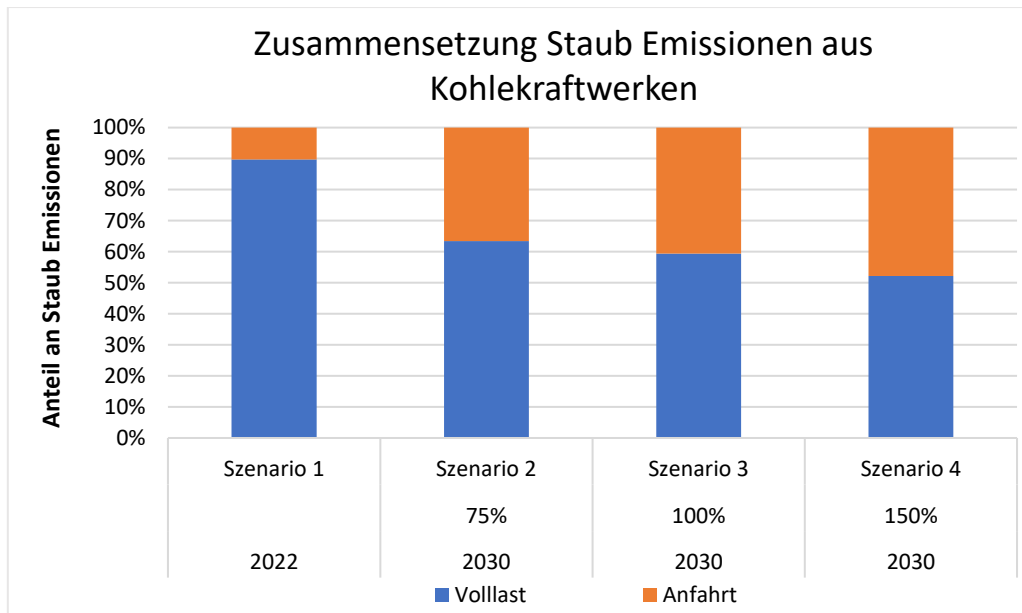


Abbildung 12: Zusammensetzung der jährlichen Staubemissionen aus Kohlekraftwerken unter Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände (Eigene Abbildung).

6.3.2 Absolute Entwicklung der Emissionen

Die absoluten jährlichen Gesamtemissionen nehmen für alle Luftschadstoffe über die Szenarien hinweg ab. Abbildung 13 zeigt die errechneten absoluten Werte der jährlichen Gesamtemissionen der einzelnen Luftschadstoffemissionen aus Kohlekraftwerken für die unterschiedlichen Szenarien. In blau dargestellt sind die nach der konservativen Methode entsprechend Gleichung (4) berechneten Gesamtemissionen. Als *Dynamisch* bezeichnet und in Rot dargestellt sind die zusätzlichen Emissionen, welche sich durch die Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände ergeben. Wie in dem vorherigen Kapitel gezeigt, nimmt deren Anteil an den Gesamtemissionen, verglichen zu dem der konservativ berechneten Emissionen, zu. Abbildung 13 ist außerdem zu entnehmen, dass die Schwefeldioxidemissionen in allen Szenarien die größte Masse der Luftschadstoffemissionen ausmachen. Es ist eine deutliche Veränderung der Menge an Gesamtemissionen zwischen Szenario 1, dem das Jahr 2022 repräsentierenden Referenzszenario, und den übrigen Szenarien für das Jahr 2030 zu erkennen. Die konkreten Werte der Gesamtemissionen der verschiedenen Luftschadstoffe und Szenarien befinden sich als Tabelle in Anhang 1.

Entsprechend Abbildung 13 sind in Abbildung 14 die jährlichen Gesamtemissionen von Stickoxiden aus Gaskraftwerken abgebildet. Diese nehmen ebenfalls über die Szenarien hinweg durchgehend ab. Wie Kapitel 6.3 zu entnehmen ist, variiert der Anteil der durch die Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände hinzukommenden Emissionen an den Gesamtemissionen nur geringfügig.

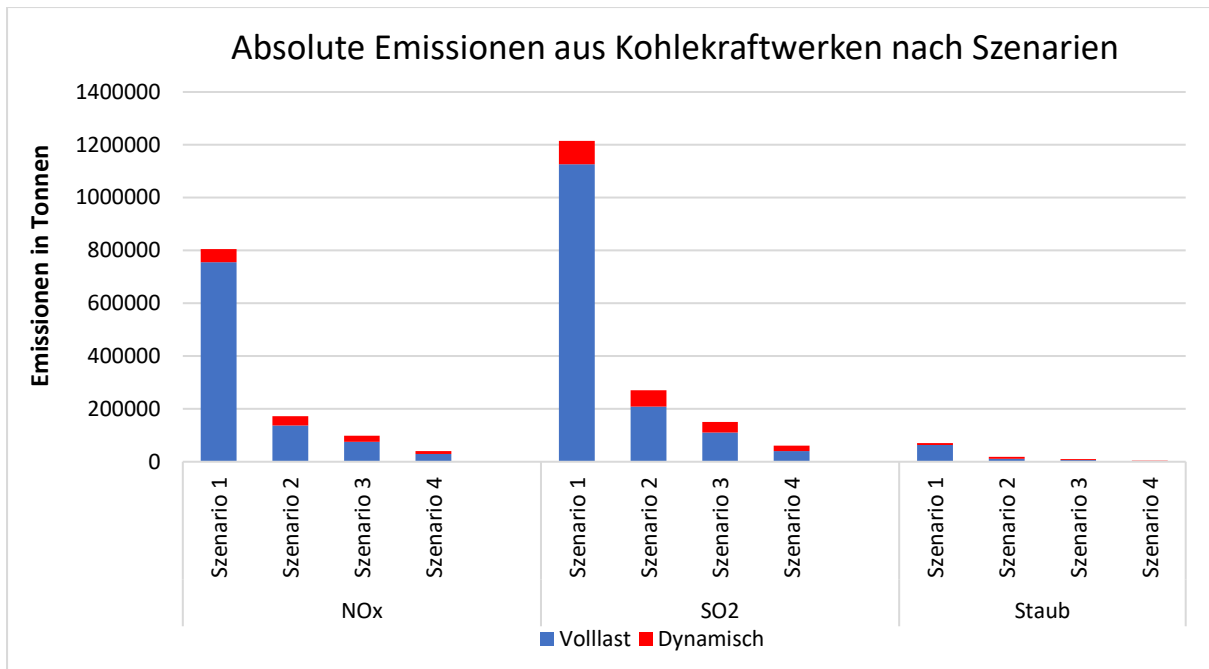


Abbildung 13: Absolute jährliche Luftschadstoffemissionen aus Kohlekraftwerken für die einzelnen Szenarien (Eigene Abbildung).

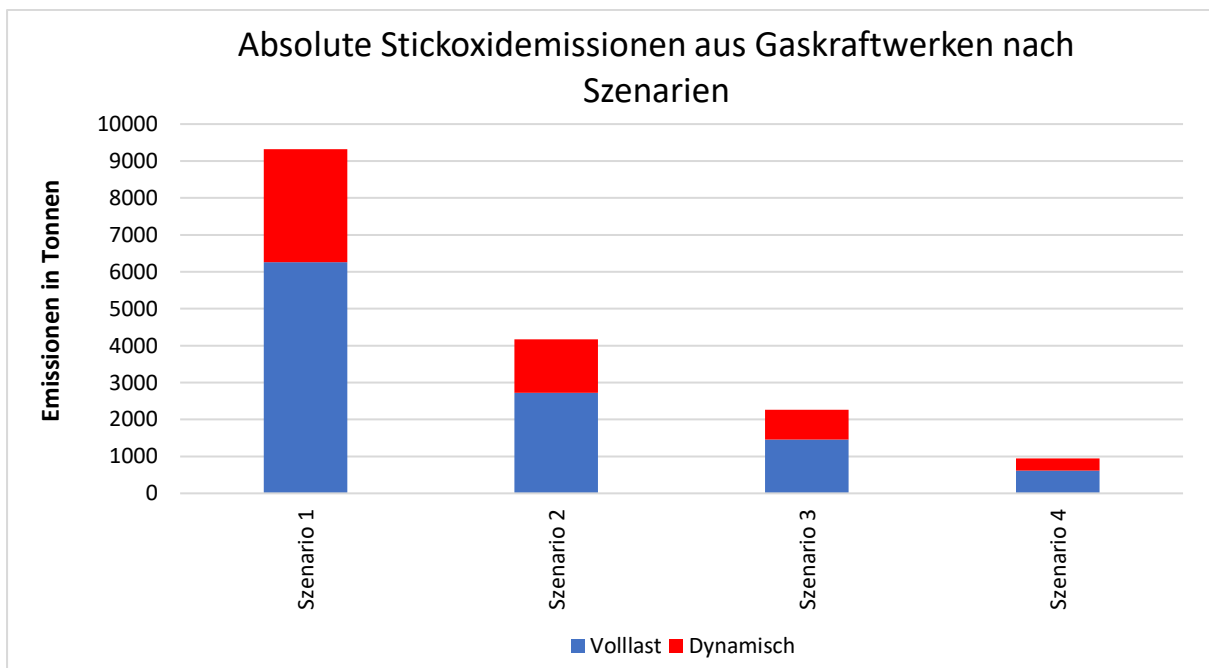


Abbildung 14: Absolute jährliche Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken für die einzelnen Szenarien (Eigene Abbildung).

6.4 Einfluss der erneuerbaren Energien

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nimmt entsprechend den Werten aus Kapitel 4.1 von Szenario 1 bis hin zu Szenario 4 zu. In Abbildung 15 sind sowohl die konservativ berechneten relativ zur Erzeugung betrachteten Emissionen (Volllast) der einzelnen Luftschadstoffe, als auch die Emissionen, welche nicht optimale Betriebszustände berücksichtigen (Dynamisch) dargestellt. Dabei sind die erzeugungsspezifischen Emissionen gegenüber dem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung der jeweiligen Szenarien aufgetragen, aus deren Modellierung diese entstammen. Diese sind durch die Punkte im Diagramm veranschaulicht. Zusätzlich werden die erzeugungsspezifischen Emissionen der beiden Modellierungsansätze ins Verhältnis gesetzt, um den Anteil darzustellen, den die konservativ berechneten Emissionen an den Gesamtemissionen bei der Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände haben. Dies ist in Abbildung 15 auf der Sekundärachse abgebildet.

In Abbildung 15 ist in allen Teilabbildungen zu erkennen, dass sich die Werte der relativen Emissionen für jede Spezies mit größer werdendem Anteil der erneuerbaren Energie an der Stromerzeugung zwischen den Modellierungsansätzen zunehmend unterscheiden. Dabei ist der Unterschied für jegliche Luftschadstoffe aus Kohlekraftwerken (Abbildung 15 b,c,d), für den Anteil erneuerbarer Energien von 40 %, relativ betrachtet zunächst gering. Mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nimmt dieser Unterschied sowohl absolut, als auch relativ zu. Während für die Werte der konservativ berechneten relativen Emissionen zwischen 89 % und 94 % Stromerzeugung durch erneuerbare Energien eine Reduktion stattfindet, nehmen die relativen Emissionen unter Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände zu. Somit nimmt das Verhältnis der konservativ berechneten relativen Emissionen zu den nicht optimale Betriebszustände berücksichtigenden relativen Emissionen stetig ab.

Die relativen Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken verhalten sich in Abhängigkeit des Anteils an erneuerbaren Energien anders als die der Kohlekraftwerke (Abbildung 15 a). Die relativen Emissionen der beiden Modellierungsansätze unterscheiden sich schon bei einem Anteil von 40 % der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung deutlich um 33 %. Für beide Berechnungsmethoden nehmen die auf die Erzeugung bezogenen Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien stetig zu. Das Verhältnis der konservativ berechneten relativen Emissionen zu den nicht optimale Betriebszustände berücksichtigenden relativen Emissionen bleibt mit Werten zwischen 0,67 und 0,65 verhältnismäßig konstant und nimmt zwischen den Anteilen von 89 % und 94 % erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung sogar von 0,64 auf 0,65 leicht zu. Der Anteil den die konservativ berechneten Emissionen an den dynamischen Gesamtemissionen haben bleibt dementsprechend nahezu konstant.

Bezogen auf die erzeugungsspezifischen Emissionen, inklusive nicht optimale Betriebszustände aus Szenario 1, nehmen die erzeugungsspezifischen Emissionen bei einem Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien auf 95 % folgendermaßen zu: Die spezifischen Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken nehmen um 54 % zu, die spezifischen Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken um 27 %. Die spezifischen Schwefeldioxidemissionen und Staubemissionen aus Kohlekraftwerken nehmen um 25 % bzw. 51 % zu.

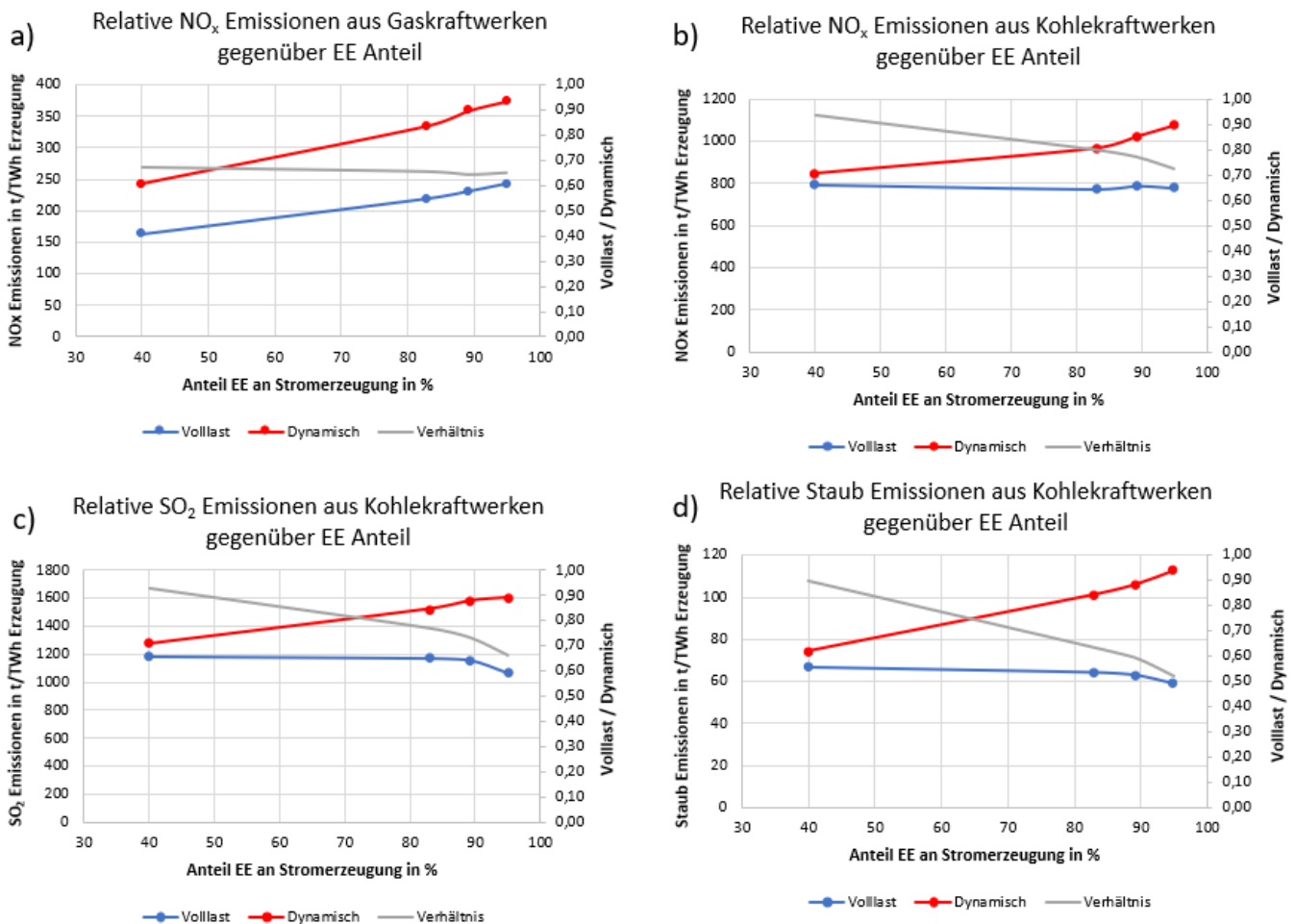


Abbildung 15: Konservativ berechnete und unter Einbezug nicht optimaler Betriebszustände berechnete Luftschadstoffemissionen relativ zur Stromerzeugung der Gas- bzw. Kohlekraftwerke in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Verhältnis der konservativen und dynamisch berechneten Emissionen (Sekundärachse) (Eigene Abbildung).

6.5 Umstellung auf Wasserstoff

Aus der Anwendung der Methodik aus Kapitel 5.4 zur Berechnung von Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken bei vollständiger Umstellung auf Wasserstoff als Brennstoff, ergibt sich in Szenario 3.1 (Wasserstoff) eine Zunahme der Stickoxidemissionen unter Berücksichtigung nicht optimaler Betriebs-

zustände. Bei gleichbleibender Stromerzeugung von 6,3 TWh durch die Gaskraftwerke führt die Verbrennung von Wasserstoff statt Erdgas zu 675 Tonnen zusätzlichen Stickoxidemissionen. Das entspricht einer Steigerung um 29,8 %. Die spezifischen Stickoxidemissionen der Gaskraftwerke pro erzeugter Terrawattstunde steigen somit von 359 t/TWh bei der Verbrennung von Erdgas auf 466 t/TWh bei der Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff.

6.6 Kohleausstieg

Bedingt durch den Wegfall der Erzeugungskapazitäten der Kohlekraftwerke bei einem vollständigen Kohleausstieg aller Länder, verteilt das Energiesystemmodell die Erzeugung anderweitig. Ausgehend von Szenario 3 werden insgesamt 95,7 TWh Strom, welche durch Kohlekraftwerke bereitgestellt wurden, in Szenario 3.2 (Kohleausstieg) durch andere Technologien geleistet. Die Stromerzeugung durch die Nutzung von Biomasse erhöht sich um 27,9 TWh. Den größten Teil fangen mit zusätzlichen 67,8 TWh die Gaskraftwerke auf. Die Erzeugung von Strom durch Gaskraftwerke erreicht in dem Szenario 3.2 somit einen Wert von insgesamt 74,1 TWh.

Die erzeugungsspezifischen Stickoxidemissionen mit Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände liegen in Szenario 3 für Gaskraftwerke bei 359 t/TWh und die der Kohlekraftwerke bei 1024 t/TWh. Gemittelt ergibt sich ein Wert von 983 t/TWh Erzeugung durch Kohle- und Gaskraftwerke. Mit dem Wegfall der Kohlekraftwerke reduzieren sich die spezifischen Stickoxidemissionen der Gaskraftwerke in Szenario 3.2 auf 291 t/TWh Erzeugung. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5 vergleichend dargestellt.

In Szenario 3.2 liegen die konservativ berechneten Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken, bezogen auf die Erzeugung, bei 194 t/TWh. Das Verhältnis dieser zu den erzeugungsspezifischen Stickoxidemissionen mit Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände beträgt 0,67 und liegt somit über den Werten der in Kapitel 6.4 gezeigten Verhältnisse der anderen Szenarien für das Jahr 2030.

Tabelle 5: Stromerzeugung und erzeugungsspezifische Stickoxidemissionen aus Gas- und Kohlekraftwerken für die Szenarien 3 und 3.2 (Kohleausstieg).

	Szenario 3	Szenario 3.2
Erzeugung durch Gaskraftwerke [TWh]	6,3	74,1
Erzeugung durch Kohlekraftwerke [TWh]	95,7	0
Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken pro Erzeugung [t/TWh]	359	291
Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken pro Erzeugung [t/TWh]	1024	0

7 Diskussion

Um die Auswirkungen nicht optimaler Betriebszustände auf die Luftschadstoffemissionen thermischer Kraftwerke und den Einfluss der erneuerbaren Energien zu bestimmen, wurden in verschiedenen Szenarien die Luftschadstoffemissionen, unter Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände, für das Jahr 2022 und 2030 modelliert. Dabei zeigt sich, dass die Nichtberücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände bei der Luftschadstoffmodellierung zu einer Unterschätzung der Emissionen führt. Die Abweichung zu den berechneten Emissionen mit Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände nimmt mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu. Ebenso steigt mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien der Anteil zusätzlicher Emissionen an den Gesamtemissionen der Kohle- und Gaskraftwerke, bedingt durch nicht optimale Betriebszustände. In den folgenden Kapiteln werden die unter der Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände modellierten Emissionen als *dynamisch* bezeichnet, um einen besseren Lesefluss zu gewährleisten.

7.1 Diskussion der Ergebnisse

Die Ergebnisse dieser Arbeit fügen sich in die bestehende Literatur ein. Bei Blondeau und Mertens (2019) findet sich die Angabe zur Zunahme der erzeugungsspezifischen Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken um 30 % bis 80 %, für Stromerzeugungsanteile der erneuerbaren Energien zwischen 0 % und 100 %. Die Studie betrachtet Messdaten eines zehnjährigen Zeitraumes eines einzelnen europäischen kombinierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerkes mit einer Kapazität von bis zu 350 MW. Die Ergebnisse dieser Masterarbeit zeigen für Gaskraftwerke eine Zunahme der erzeugungsspezifischen Stickoxidemissionen um 54 % für Stromerzeugungsanteile der erneuerbaren Energien zwischen 40 % und 95 %. Dabei ist das Ergebnis über alle europäischen Gaskraftwerke gemittelt wobei nicht sichergestellt werden kann, dass alle Gaskraftwerke dem technischen Stand des Kraftwerkes der Studie von Blondeau und Mertens (2019) entsprechen.

In Bezug auf die Luftschadstoffemissionen aus Kohlekraftwerken unterstreichen die Ergebnisse dieser Arbeit die Erkenntnisse verschiedener Studien. Sowohl Valentino et al. (2012) als auch Oates und Jaramillo (2013) sehen mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zwar eine Abnahme der absoluten Emissionen, der Anteil, der durch nicht optimale Betriebszustände bedingten Emissionen nimmt jedoch zu. Valentino et al. (2012) untersuchen die Auswirkungen, welche ein zunehmenden Anteil der Windkraft an der Stromerzeugung auf Gas- und Kohlekraftwerke in Illinois hat. Mit zunehmendem Anteil der Windkraft nimmt auch der Anteil der durch Anfahrprozesse zusätzlich entstehenden Emissionen an den Gesamtemissionen an Stickoxiden zu. Für einen Anteil der Wind-

kraft an der Stromerzeugung von 40 % machen die durch nicht optimale Betriebsbedingungen verursachten Emissionen 25 % der Gesamtemissionen aus. Valentino et al. (2012) differenzieren dabei nicht zwischen Gas- und Kohlekraftwerken. Die Ergebnisse dieser Masterarbeit zeigen für Gaskraftwerke einen Anteil von 32 % der dynamischen Emissionen an den Gesamtemissionen bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 38 % auf. Für Kohlekraftwerke liegt der Anteil der dynamischen Emissionen bei 6 %. Gewichtet nach der Stromerzeugung ergibt sich in dieser Arbeit ein Wert von 7 % für Gas- und Kohlekraftwerke zusammen. Da Valentino et al. (2012) keine differenzierten Angaben zur anteiligen Stromproduktion von Gas- bzw. Kohlekraftwerken machen, sind die Ergebnisse dieser Arbeit nicht direkt zu vergleichen. Die Anteile von Stromerzeugung aus Gas- bzw. Kohlekraftwerken könnten anders verteilt sein als in dem europäischen Energiesystem und sich seit 2012 verändert haben. Außerdem werden von Valentino et al. (2012) keine Angaben zum Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, abseits der Windkraft gemacht. Wahrscheinlich ist, dass dieser höher als 40 % liegt. Dementsprechend wären die Ergebnisse von Valentino et al. (2012) mit anderen Anteilen der dynamischen Stickoxidemissionen an den Gesamtemissionen zu vergleichen (vgl. Abbildung 15 a,b). Der Anteil der dynamischen Stickoxidemissionen an den Gesamtemissionen liegt nach Valentino et al. (2012) bei 25 % für einen Anteil der Windkraft an der Stromerzeugung von 40 %. Die Ergebnisse von Valentino et al. (2012) liegen somit zumindest in dem Ergebnisbereich dieser Masterarbeit mit 6 % bis 32 % für einen 38 % Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung.

Wie auch in den Ergebnissen dieser Arbeit zu sehen, heben die eben genannten Studien Anfahrvorgänge und die dadurch bedingten Emissionen als am bedeutendsten hervor. Oates und Jaramillo (2013) finden für Kohlekraftwerke im Osten der Vereinigten Staaten von Amerika eine Erhöhung des Anteils der durch Anfahrvorgänge bedingten Schwefeldioxidemissionen an den Gesamtemissionen um 14 % auf 21,9 %, bei einer Zunahme des Anteils der Windenergie an der Stromerzeugung um 20 %. In dieser Masterarbeit konnte eine Zunahme des Anteils der durch Anfahrvorgänge bedingten Schwefeldioxidemissionen um 14 % bei einem gleichzeitig steigenden Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung um 45 % zwischen Szenario 1 und 3 beobachtet werden. Neben dem unterschiedlichen geografischen Betrachtungsgebiet der Studie von Oates und Jaramillo (2013) könnte die Veränderung des europäischen Kraftwerkspark seit 2013, insbesondere der Ausbau von Speicherkapazitäten, ein Grund für die voneinander abweichenden Ergebnisse zu diese Arbeit sein.

7.1.1 Verhalten Kohlekraftwerke

Über die Szenarien hinweg nimmt sowohl die installierte Kapazität der Kohlekraftwerke als auch die Stromerzeugung durch die Kohlekraftwerke ab. Daraus folgt eine Abnahme der absoluten Emissionen, wie in Abbildung 13 dargestellt. Gleichzeitig nimmt der Anteil der zusätzlichen Emissionen welcher auf die nicht optimalen Betriebszustände zurückzuführen ist mit steigendem Anteil der erneuerbaren

Energien an der Stromerzeugung zu. In Abbildung 7 ist eine Reduktion der Stunden, welche Kohlekraftwerke im Zustand eines Anfahrvorgangs und Lastwechsels betrieben werden, zu erkennen. Dies unterstreicht zusammen mit der nachlassenden Erzeugung, dass Kohlekraftwerke durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung insgesamt weniger im Betrieb sind. Parallel dazu nimmt während der Stromerzeugung der Kohlekraftwerke die Zeit zu, in der die Kraftwerke nicht in Vollast, sondern in nicht optimalen Betriebszuständen betrieben werden. Dies ist Abbildung 5 zu entnehmen. In der Literatur wird festgestellt, dass mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung Kraftwerke, welche im Energiesystem zunächst die Aufgabe zur Deckung der Grundlast hatten, zunehmend flexibler agieren müssen, um die Schwankungen in der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien auszugleichen (Hübel et al. 2017).

Mit relativ zur Erzeugung zunehmender Anzahl von Anfahrvorgängen und Lastwechseln vergrößert sich entsprechend auch der Anteil der zusätzlichen Emissionen welche während dieser nicht optimalen Betriebszuständen entstehen. Dementsprechend vergrößert sich der Unterschied der spezifischen Emissionen zwischen der konservativen Berechnung, ausschließlich mit den Volllastemissionsfaktoren, und der dynamisch berechneten Emissionen. Das Ergebnis ist eine mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung immer größer werdende Differenz der spezifischen Emissionen, wie in Abbildung 15 zu sehen. Dass die zusätzlich bei Anfahrvorgängen entstehenden Emissionen den größten Teil zu dieser Differenz beitragen, lässt sich durch die besonders hohen Werte der zusätzlichen Emissionen pro Megawattstunde Kraftwerkskapazität erklären, welche aus der Literatur zur Modellierung der Emissionen herangezogen werden (Lew et al. 2013). Diese übersteigen die Angaben zu zusätzlichen Emissionen während Lastwechseln um das 2,7-fache für die Stickoxidemissionen und das 4,7-fache für die Schwefeldioxidemissionen aus Kohlekraftwerken.

Mit abnehmender Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke bei steigendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, konzentriert sich aufgrund der Verteilungssystematik aus Kapitel 4.3 die Erzeugung zunehmend auf die größten Kohlekraftwerke. Dementsprechend nimmt der Einfluss dieser Kraftwerke und deren Emissionsfaktoren bei der Berechnung der jährlichen Gesamtemissionen zu. So ist zu erklären, dass die erzeugungsspezifischen Emissionen in Abbildung 15 auch bei Anwendung der konservativen Berechnungsmethode zwischen den Szenarien schwanken. Besonders für das Szenario 4 mit dem höchsten Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 95 % ist der stärker werdende Einfluss einzelner Kraftwerke zu erkennen. Die erzeugungsspezifischen Emissionen für Schwefeldioxid und Staub reduzieren sich. Das dürfte daran liegen, dass die größten Kohlekraftwerke tendenziell niedrigere Emissionsfaktoren aufweisen. In Anhang 2 ist eine entsprechende Abbildung zu finden, in der die einzelnen Kapazitäten der Kohlekraftwerke gegenüber den entspre-

chenden Emissionsfaktoren aufgetragen sind. Die tendenziell niedrigeren Emissionsfaktoren der größeren Kraftwerke könnten eine Folge der ökonomischeren Arbeitsweise (Locatelli und Mancini 2010) dieser sein.

7.1.2 Verhalten Gaskraftwerke

Auch die Stromerzeugung durch Gaskraftwerke nimmt über Szenario 1 bis hin zu Szenario 4, als Folge des steigenden Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, deutlich ab. Gleichzeitig nimmt die installierte Kapazität an Gaskraftwerken zu. Der Literatur zufolge müssen in einem stabilen Energiesystem etwa 10 % der durch Windkraft und Photovoltaik abgedeckten Kapazität durch flexibel einsetzbare Kraftwerke vorgehalten werden, um mögliche Schwankungen in der Erzeugung ausgleichen zu können (Gonzalez-Salazar et al. 2018). Ein Zubau an Gaskraftwerken erscheint bei zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung und gleichzeitig geplantem Kohleausstieg als logische Konsequenz. Dass diese Gaskraftwerke deshalb nicht zwingend vermehrt zur Stromproduktion eingesetzt werden, zeigt der Rückgang der Erzeugung sowie der drastische Abfall der Betriebsstunden in nicht optimalen Betriebszuständen pro Erzeugung, welcher in Abbildung 8 zwischen den Jahren 2022 und 2030 zu erkennen ist. Gleichzeitig lässt der Rückgang der Betriebsstunden in Anfahrvorgängen und Lastwechseln pro Erzeugter Terrawattstunde aus Abbildung 6 darauf schließen, dass wenn die Gaskraftwerke zur Stromerzeugung angefahren werden, diese zunehmend länger und unter stabileren Betriebsbedingungen operieren als das in Szenario 1 der Fall ist. Auch das lässt sich durch die zunehmende Bedeutung der Gaskraftwerke gegenüber den Kohlekraftwerken in dem Energiesystem erklären. Außerdem konzentriert sich aufgrund der Verteilungssystematik aus Kapitel 4.3 die Erzeugung wie schon bei den Kohlekraftwerken zunehmend auf die größeren Gaskraftwerke da für diese Arbeit festgelegt wurde, dass diese bei Bedarf als erstes anfahren. Größere Kraftwerke sind nach einem Anfahrvorgang in der Lage auch größere Strommengen zu produzieren. Dementsprechend kann auf einen Anfahrvorgang eine größere Erzeugung folgen, da kleinere Laständerungen durch ein Kraftwerk bewerkstelligt werden können ohne weitere Kraftwerke anfahren zu müssen.

Der Einsatz der Gaskraftwerke zur Sicherstellung der Flexibilität des Energiesystems hat zur Folge, dass bereits in Szenario 1 nicht optimale Betriebszustände häufig auftreten. Bedingt durch die Häufigkeit des Auftretens von nicht optimalen Betriebszuständen weichen die berechneten jährlichen Stickoxidemissionen mit Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände und die ohne die Berücksichtigung dieser, schon in Szenario 1 um 48,94 % voneinander ab. Aufgrund der im vorherigen Absatz diskutierten zunehmend stabileren Betriebsweisen der Gaskraftwerke nehmen die Abweichungen der beiden Berechnungsmethoden für die Stickoxidemissionen relativ zueinander, trotz steigendem Anteil

der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, nur geringfügig zu. Wie eine Zunahme der Abweichung der Rechenergebnisse voneinander zustande kommt, lässt sich mit einem Blick auf die Methodik der Berechnung der zusätzlichen Stickoxidemissionen während Anfahrvorgängen erläutern.

Aus Abbildung 9 geht hervor, dass Anfahrvorgänge mit Abstand für den größten Teil der durch nicht optimale Betriebszustände bedingten zusätzlichen Stickoxidemissionen aus Gaskraftwerken verantwortlich sind. Dies ist auch der Fall, weil Lastwechsel in kombinierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerken keine zusätzlichen Emissionen zur Folge haben (Lew et al. 2013). Da die zusätzlichen Stickoxidemissionen während Anfahrvorgängen in Abhängigkeit der Kraftwerkskapazität berechnet werden (siehe Kapitel 5.1.2.1), führt die Verschiebung der Aktivität der Gaskraftwerke, hin zu den größeren Kraftwerken, zu einem Anstieg der Stickoxidemissionen pro Anfahrvorgang.

Der Abbildung 15 a) ist zu entnehmen, dass das Verhältnis der konservativ berechneten relativen Emissionen zu den dynamischen relativen Emissionen verhältnismäßig konstant bleibt. Die Zunahme des Unterschieds in den berechneten Stickoxidemissionen über die Szenarien hinweg verlangsamt sich absolut betrachtet mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, bleibt aber erhalten. Parallel dazu nimmt der Abstand der Ergebnisse beider Berechnungsmethoden relativ zueinander zwischen Szenario 3 und Szenario 4 leicht ab, sodass der prozentuale Fehler, der bei der konservativen Berechnung gemacht wird, geringfügig abnimmt. Eine mögliche Erklärung ist, dass mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung die zusätzlichen Emissionen pro Anfahrvorgang durch das Anfahren der größeren Gaskraftwerke erhöht werden. Dieser Effekt könnte den Einfluss, den die generelle Abnahme an Anfahrvorgängen pro Erzeugung auf die erzeugungsspezifischen Stickoxidemissionen hat, überlagern. Mit weiter steigendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Szenario 4, überwiegt der Einfluss der nachlassenden Anfahrvorgänge pro Erzeugung. Aufgrund dessen nimmt der Unterschied der dynamisch berechneten Stickoxidemissionen zu den konservativ ermittelten Stickoxidemissionen relativ betrachtet ab.

Im Gegensatz zu den konservativ berechneten Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken nehmen die der Gaskraftwerke mit dem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung konstant zu. Wie bei den Kohlekraftwerken, beeinflussen die Emissionsfaktoren der einzelnen stromerzeugenden Gaskraftwerke die konservativ berechneten, jährlichen Stickoxidemissionen der Szenarien. Ein Anstieg der erzeugungsspezifischen Stickoxidemissionen ohne Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände lässt darauf schließen, dass vermehrt Kraftwerke mit hohen Emissionsfaktoren zur Stromerzeugung beitragen. Ein Blick auf die Emissionsfaktoren der Gaskraftwerke, abhängig von der Kapazität (Anhang 2), zeigt, dass eine Vielzahl der Gaskraftwerke mit einer Kapazität von größer als 500 MW

derzeit noch in Planung sind und deren Emissionsfaktoren entsprechend Kapitel 4.2.1 gleich den Emissionsfaktoren des Handbuchs für die besten verfügbaren Techniken gesetzt werden. Diese Emissionsfaktoren scheinen in vielen Fällen größer zu sein, als die einiger kleinerer Gaskraftwerke. Somit führt eine Verschiebung der Aktivität der Gaskraftwerke, hin zu den größeren Kraftwerken, zu einem Anstieg der erzeugungsspezifischen Stickoxidemissionen.

7.1.3 Weitere Ergebnisse

Die Ergebnisse des Szenarios 3.1 (Wasserstoff) zur Auswirkung der Umstellung der Gaskraftwerke von der Verbrennung von Erdgas auf die Verbrennung von Wasserstoff können eine Tendenz aufzeigen, wie sich die Stickoxidemissionen der Gaskraftwerke verändern werden. Demnach ist ein Anstieg der Stickoxidemissionen der Gaskraftwerke durch die Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff wahrscheinlich. Das Ergebnis einer Zunahme der Stickoxidemissionen um 29,8 % für das Jahr 2030 muss jedoch unter der Einschränkung betrachtet werden, dass zur Berechnung eine vollständige Substitution des Erdgases durch Wasserstoff angenommen wird. In der Realität wird aktuell meist ein Gemisch aus Erdgas und Wasserstoff mit einem Wasserstoffanteil von 30 % verbrannt (IEA 2023). Wie sich die Verbrennung eines Erdgas-Wasserstoff-Gemischs auf die Stickoxidemissionen der Gaskraftwerke auswirkt bedarf einer detaillierten Analyse.

Das Übertragen der Erkenntnisse einer einzelnen Messreihe, welche an einer 100 kW Turbine durchgeführt wurde, auf kommerzielle Gaskraftwerke im Kapazitätsbereich von über 50 MW ist auf seine Eignung als Methode zu hinterfragen. Während der Aufnahme der Messreihe wurden neben Stickoxidemissionen auch Wasserstoffemissionen festgestellt. Diese können durch die indirekte Wirkung von Wasserstoff als Treibhausgas ebenfalls relevant werden (Warwick et al. 2023).

Zusätzlich bedeutend wird die Umstellung auf Wasserstoff als Brennstoff durch die voraussichtliche Zunahme der Stromerzeugung durch Gaskraftwerke aufgrund des Kohleausstiegs, wie sie die Ergebnisse des Szenarios 3.2 (Kohleausstieg) zeigen. Eine detaillierte Analyse der Luftschadstoffemissionen und ihrer Entstehung bei der Verbrennung von Wasserstoff gewinnt durch den parallel ablaufenden Kohleausstieg zunehmend an Relevanz.

Die Ergebnisse aus Kapitel 6.6 zeigen außerdem, dass die wegfallenden Kapazitäten der Kohlekraftwerke bei Vollzug des Kohleausstiegs nicht alleine durch die bis 2030 installierten Gaskraftwerke aufgefangen werden können. REMix erhöht deshalb die Stromerzeugung durch die Verbrennung von Biomasse. Zwar zählt die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung zu den erneuerbaren Energien, dennoch hat der notwendige Verbrennungsprozess in Biomassekraftwerken Luftschadstoffemissionen zur Folge (Perea-Moreno et al. 2019). Diese Arbeit bezieht sich nur auf thermische Kraftwerke,

welche Erdgas und Kohle als Brennstoff nutzen. Eine Ergänzung um Biomassekraftwerke nach entsprechender Methodik ist sinnvoll, um die Luftschadstoffemissionen aus thermischen Kraftwerken ganzheitlicher abdecken zu können.

7.2 Beschränkungen der Forschung

In den Kapitel 4 und 5 wird dargelegt, wie die Methodik zur Modellierung von Luftschadstoffemissionen aus thermischen Kraftwerken mit Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände auf Basis bestehender Literatur erarbeitet wird. Dabei wird ersichtlich, dass sich lediglich eine geringe Anzahl an Studien mit den durch nicht optimale Betriebszustände verursachten Emissionen beschäftigen. Zudem finden sich in der Literatur teilweise Unstimmigkeiten. Diese könnten als Ursache haben, dass vereinzelte Studien sich mit Kraftwerken befassen, welche aufgrund ihrer Ausstattung oder Betriebsweise nicht den Stand der Technik abbilden. Mangelnde Stichprobengröße in Studien oder eine für den Zweck dieser Arbeit ungeeignete Darstellungsform der Ergebnisse schränken den Umfang der nutzbaren Literatur für den Versuch eines ganzheitlichen Modellierungsansatzes, anwendbar auf möglichst viele Kraftwerke, weiter ein.

Die in dieser Arbeit erarbeitete Methodik zur Modellierung von Luftschadstoffemissionen stützt sich auf einzelne, voneinander unabhängige Studien (siehe Kapitel 5). Die zur Berechnung von zusätzlichen Emissionen durch Anfahrprozesse und Lastwechsel herangezogenen Werte entstammen jedoch ausnahmslos der Studie von Lew et al. (2013). Auch wenn sich diese Studie auf eine große Anzahl an Daten stützt, weisen Lew et al. (2013) auf mögliche Unsicherheiten hin. Insbesondere Angaben zu den Auswirkungen des Teillastbetriebs auf Schwefeldioxidemissionen aus Kohlekraftwerken sind kritisch zu hinterfragen. Bei der Datenaufnahme waren die entsprechenden Abgasreinigungsanlagen regelmäßig ausgeschaltet, was die anschließende Datenverarbeitung erschwerte (Lew et al. 2012). Informationen über die Auswirkung von Teillastbetrieb auf die Stickoxidemissionen von Gas- und Kohlekraftwerken werden über den Transfer von Erkenntnissen zur Effizienz von SCR während Teillastbetrieb aus den Studien von Nakamura et al. (2021) bzw. Yin et al. (2023) abgeleitet. Zwar entsprechen die so gewonnenen Informationen den Erkenntnissen weiterer Literatur (Valentino et al. 2012), dennoch ist das Ableiten von Informationen immer mit der Unsicherheit verbunden, ob der Wissenstransfer in dem konkreten Fall uneingeschränkt anwendbar ist.

Durch die geringe Anzahl an, für diese Arbeit relevanten Studien, sind die Ergebnisse stark sensitiv gegenüber einzelnen Angaben der Literatur. Dies zeigt sich besonders in der Methodik zur Berechnung der zusätzlichen Staubemissionen, welche während Anfahrvorgängen entstehen (siehe Kapitel 5.3.1). Der von Kather et al. (2013) herangezogene Faktor vier, um den sich die Staubemissionen während

eines Anfahrvorgangs erhöhen, beruht auf der Messung an einem für den europäischen Raum repräsentativen Kraftwerk. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Staubemissionen unter Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände stärker von den konservativ berechneten Staubemissionen unterscheiden als dies für andere Luftschadstoffe der Fall ist. Deshalb, und aufgrund der Sensitivität der Ergebnisse gegenüber dem einzelnen Faktor, bedarf es einer näheren Betrachtung. Aufgrund der mangelnden Datenlage in der Literatur ist eine zuverlässige Überprüfung derzeit nicht möglich. Klar ist, dass die Staubemissionen unter Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände direkt und maßgeblich durch den angesetzten Faktor beeinflusst werden.

Ebenfalls einen direkten Einfluss auf die Ergebnisse hat die in Kapitel 4.3 gewählte Methode zur Verteilung der Erzeugungsmengen an den REMix-Knoten, auf die den Knoten zugeordneten Kraftwerken. Die Verteilung der an den Knoten erzeugte Energiemenge wird, angefangen bei den Kraftwerken mit der größten Kapazität, der Kapazität nach auf die Kraftwerke verteilt. Daraus folgt, dass ein Kraftwerk erst zu 100 % ausgelastet sein muss, bevor das nächst kleinere Kraftwerk angefahren wird. Dementsprechend operieren zu einem Zeitpunkt alle Kraftwerke einer Technologie an einem Knoten welche zu dem Zeitpunkt Strom erzeugen, bis auf eins, im Vollastbetrieb. Dadurch erklärt sich, wieso der Teillastbetrieb, wie in Kapitel 6.3.1 gezeigt, kaum zu den zusätzlichen Emissionen durch nicht optimale Betriebszustände beiträgt. Die gewählte Verteilungssystematik hat außerdem zur Folge, dass bei größeren Schwankungen der aufzubringenden Stromerzeugung an einem Knoten durch eine Technologie, Kraftwerke in einem Zeitschritt aus dem Vollastbetrieb heraus abgeschaltet werden oder in einem Zeitschritt von 0 % Last auf 100 % Last anfahren.

In der Praxis sind Kraftwerke bei Lastwechseln und Anfahrvorgängen aufgrund technischer Machbarkeit in der Geschwindigkeit limitiert. Lastwechselraten von Kohlekraftwerken liegen zwischen 1 % und 4 % der Kraftwerkskapazität pro Minute. Die von kombinierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerke zwischen 2 % und 4 % (Joshi et al. 2020). Somit ist eine Laständerung um 100 % der Kraftwerkskapazität pro Stunde durchaus möglich. Anfahrvorgänge benötigen meist jedoch länger als eine Stunde (Baumann 2019). Soll die Dauer der Anfahrvorgänge realitätsgetreu abgebildet werden, bedarf es außerdem der Berücksichtigung der dem Anfahrvorgang vorausgehenden Stillstandszeit des jeweiligen Kraftwerks.

Um das Modell zur Berechnung der Luftschadstoffemissionen mit Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände weiter zu optimieren, könnte zusätzlich implementiert werden, dass Kraftwerke außerhalb eines Anfahrvorgangs nicht unterhalb der Mindestlast betrieben werden können (Fraun-

hofer ISE 2013). Außerdem werden in der Realität Kraftwerke oftmals auf niedrigen Lastniveaus weiterbetrieben anstatt vollständig abgeschaltet. Dies geschieht, um bei Bedarf die Stromerzeugung schnell erhöhen zu können (Denny und O'Malley 2006).

Eine korrekte Berücksichtigung der Lastwechselrate und der Mindestlast einzelner Kraftwerke sowie eine möglichst realitätsnahe und kraftwerksübergreifende Steuerung der Verteilung der Erzeugung von einem REMix-Knoten auf die zugeordneten Kraftwerke würde mit einer erheblichen Zunahme der Komplexität und Rechenzeit des Modells einhergehen. Dies ist im Rahmen dieser Arbeit nicht umsetzbar.

Eine zentrale Herausforderung dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Modellierungsansatzes für die Luftschadstoffemissionen während nicht optimalen Betriebszuständen, welcher möglichst universell auf alle Kraftwerke einer Technologie angewendet werden kann und gleichzeitig verlässliche Ergebnisse liefert. Dadurch reduzieren sich die zur Modellierung heranziehbaren Informationen auf Daten, welche zumindest für einen Großteil der Kraftwerke vorliegen. Das Energiesystem, der Kraftwerkspark und die einzelnen Kraftwerke unterliegen jedoch ständiger Veränderung und entwickeln sich weiter (Liu et al. 2019). Daher ist bei weiterer Verwendung der Erkenntnisse dieser Arbeit, insbesondere der Modellierung, eine regelmäßige Prüfung der Aktualität empfehlenswert. Die erarbeitete grundlegende Struktur der Modellierung von Luftschadstoffemissionen, unter Berücksichtigung von nicht optimalen Betriebszuständen und der Analyse des Einflusses der erneuerbaren Energien darauf, behält jedoch ihre Gültigkeit und kann als Fundament zur Bearbeitung zukünftiger Fragestellungen genutzt werden.

Um die Gesamtheit des Einflusses der erneuerbaren Energien auf die Luftschadstoffemissionen betrachten zu können, bedarf es einer Ausweitung auf weitere Stromerzeugungstechnologien, welche Quellen von Luftschadstoffemissionen darstellen; insbesondere Biomassekraftwerke.

8 Fazit

Nicht optimale Betriebsbedingungen in thermischen Kraftwerken können zu erhöhten Luftschadstoffemissionen führen (Baumann 2019). Um die Gesamtemissionen besser abschätzen zu können und die Luftschadstoffemissionen zu jedem Zeitpunkt bestimmen zu können bedarf es einer Berücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände bei der Schadstoffmodellierung (ebd.).

In dieser Arbeit wurde aus der bestehenden Literatur ein Ansatz zur Modellierung von Luftschadstoffemissionen aus thermischen Kraftwerken unter nicht optimalen Betriebszuständen durch die Verwendung des Energiesystemmodells *REMix* erarbeitet, beschrieben und umgesetzt.

Um die Auswirkung auf die berechnete Menge an Luftschadstoffen von thermischen Kraftwerken zu untersuchen, die eine zusätzliche Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände hat, wurden Emissionen mit Hilfe des entwickelten Modells mit und ohne die Berücksichtigung nicht optimaler Betriebszustände berechnet und die Ergebnisse verglichen. Aus dem Vergleich geht hervor, dass der Einbezug nicht optimaler Betriebszustände bei der Betrachtung der jährlichen Luftschadstoffemissionen zu höheren Emissionsmengen führt.

Damit der Einfluss des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf den Kraftwerksbetrieb und die daraus resultierenden Emissionen untersucht werden kann, wurden Szenarien definiert, welche ausgehend von dem Jahr 2022 als Referenz, unterschiedliche Entwicklungspfade des Energiesystems bis 2030 abbilden. Je nach Kraftwerkstyp und Luftschadstoff variiert der Fehler in der errechneten Luftschadstoffmenge, welcher bei einer Nichtberücksichtigung der nicht optimalen Betriebszustände gemacht wird, zwischen 6,57 % und 91,51 %. Dieser ist für die Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken am geringsten und fällt für die Staubemissionen aus Kohlekraftwerken am größten aus. Dabei korrelieren die Abweichungen positiv mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Ebenfalls mit dem Anteil der erneuerbaren Energien zunehmend ist der Anteil der auf nicht optimale Betriebszustände zurückzuführenden Emissionen an den Gesamtemissionen. Dieser variiert je nach Szenario, Luftschadstoff und Kraftwerkstyp zwischen 6,2 % und 47,8 %.

Für Kohlekraftwerke ist eine Zunahme des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung mit einer zunehmend variableren Stromerzeugung verbunden. Das erhöhte Vorkommen von nicht optimalen Betriebszuständen vergrößert somit auch den Anteil der Emissionen an den Gesamtemissionen, welcher bedingt durch diese Betriebszuständen entsteht. Am stärksten tragen Anfahrprozesse zu den zusätzlichen Emissionen bei. Gaskraftwerke werden bereits flexibel eingesetzt, sodass der Anteil

der dynamischen Stickoxidemissionen mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nicht so stark zunimmt wie das für Kohlekraftwerke der Fall ist.

Diese Arbeit hat deutlich gemacht, dass die Betrachtung von nicht optimalen Betriebszuständen bei der Ermittlung der Luftschadstoffemissionen von großer Bedeutung ist und mit fortschreitendem Ausbau der erneuerbaren Energien in Zukunft weiter an Relevanz gewinnen wird. Dementsprechend ist eine weitere Optimierung der Modellierung der Luftschadstoffemissionen und eine Ausweitung auf weitere emittierende Kraftwerkstypen wie Biomassekraftwerke zu empfehlen. Der geringe Umfang der bisher bestehenden Literatur zeigt deutlich, dass für Luftschadstoffemissionen aus Kraftwerken im Zusammenhang mit nicht-optimalen Betriebszuständen Forschungsbedarf besteht.

VI. Erklärung zur Selbständigkeit

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe.

Vorname, Name und Heimatort:

Lars, Maiwald, Stuttgart

Ort, Datum:

Stuttgart, den 15. Dezember 2024



.....

(Unterschrift)

VII. Literaturverzeichnis

- Aretz, Benjamin; Janssen, Fanny; Vonk, Judith M.; Heneka, Michael T.; Boezen, H. Marike; Doblhammer, Gabriele (2021): Long-term exposure to fine particulate matter, lung function and cognitive performance: A prospective Dutch cohort study on the underlying routes. In: *Environmental research* 201, S. 111533. DOI: 10.1016/j.envres.2021.111533.
- Bartsch, Elga (1992): Grenzüberschreitende Umweltprobleme am Beispiel der Schwefeldioxidemissionen in Europa. Hg. v. Institut für Weltwirtschaft.
- Baumann, Michael (2019): Methode zur Ermittlung von Umweltprofilen fluktuierender Stromerzeugung. Dissertation. Fraunhofer-Institut für Bauphysik.
- Bell, Michelle L.; Samet, Jonathan M.; Dominici, Francesca (2004): Time-series studies of particulate matter. In: *Annual review of public health* 25, S. 247–280. DOI: 10.1146/annurev.publhealth.25.102802.124329.
- Blondeau, J.; Mertens, J. (2019): Impact of intermittent renewable energy production on specific CO₂ and NO emissions from large scale gas-fired combined cycles. In: *Journal of Cleaner Production* 221, S. 261–270. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.02.182.
- BMWK (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. 1. Auflage. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/klimaschutzplan-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 04.09.2024.
- Brinkmann, Thomas; Canova, Michele; Delgado Sancho, Luis; La Ferrería de Fuente, José Félix; Jankov, Ivan; Lecomte, Thierry et al. (2017): Best Available Techniques (BAT) reference document for large combustion plants. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control). Luxembourg: Publications Office of the European Union (EUR, Scientific and technical research series, 28836).
- Bundesministeriums der Justiz (2004): Elfte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Emissionserklärungen) in der Fassung der Bekanntmachung vom 5. März 2007 (BGBl. I S. 289), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 9. Januar 2017 (BGBl. I S. 42) geändert worden ist. 11. BImSchV, vom Neugefasst durch Bek. v. 05.03.2007 I 289.

- Bundesministeriums der Justiz (2023): Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung. KVBG, vom (BGBl. 2023 I Nr. 405. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/KVBG.pdf>, zuletzt geprüft am 04.09.2024.
- Busca, Guido; Lietti, Luca; Ramis, Gianguido; Berti, Francesco (1998): Chemical and mechanistic aspects of the selective catalytic reduction of NO by ammonia over oxide catalysts: A review. In: *Applied Catalysis B: Environmental* 18 (1-2), S. 1–36. DOI: 10.1016/S0926-3373(98)00040-X.
- Ciucci, Matteo (2024): Energiebinnenmarkt. Hg. v. Europäische Union. Online verfügbar unter <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/45/energiebinnenmarkt>, zuletzt geprüft am 29.09.2024.
- COM (2018): National energy and climate plans. Hg. v. European Commission. Online verfügbar unter https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en, zuletzt geprüft am 06.11.2024.
- COM (2022): DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on ambient air quality and cleaner air for Europe. COM(2022) 542 final/2. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022PC0542&qid=1725437313900>, zuletzt geprüft am 04.09.2024.
- Denny, E.; O'Malley, M. (2006): Wind Generation, Power System Operation, and Emissions Reduction. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 21 (1), S. 341–347. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.857845.
- DLR (2023): REMix – Optimierungsframework für Energiesysteme. Hg. v. DLR. Online verfügbar unter <https://www.dlr.de/de/ve/forschung-und-transfer/infrastruktur/modelle/remix>, zuletzt geprüft am 24.10.2024.
- Dong, Yuliang; Jiang, Xu; Liang, Zhihong; Yuan, Jiahai (2018): Coal power flexibility, energy efficiency and pollutant emissions implications in China: A plant-level analysis based on case units. In: *Resources, Conservation and Recycling* 134, S. 184–195. DOI: 10.1016/j.resconrec.2018.03.012.
- Draheim, Patrick; Buschmann, Jan; Pregger, Thomas; Jochem, Patrick (2024): Temporal and spatial dynamics of NO_x, SO₂ and PM₁₀ emissions from European power plants under different energy transition scenarios. Hg. v. DLR.

- EEA (2024): Emissions and energy use in large combustion plants in Europe. Hg. v. European Environment Agency. Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/emissions-and-energy-use-in?activeAccordion=546a7c35-9188-4d23-94ee-005d97c26f2b>, zuletzt geprüft am 29.08.2024.
- Enderdata (2022): Power Plant Tracker. The most up-to-date power generation database. Hg. v. Enderdata. Online verfügbar unter <https://www.enerdata.net/research/power-plant-database.html>, zuletzt geprüft am 07.11.2024.
- Eser, Patrick; Singh, Antriksh; Chokani, Ndaona; Abhari, Reza S. (2016): Effect of increased renewables generation on operation of thermal power plants. In: *Applied Energy* 164, S. 723–732. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.12.017.
- Europäische Union (2008): RICHTLINIE 2008/50/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES. Luftqualitätsrichtlinie 2008/50/EG.
- Europäische Union (2010): RICHTLINIE 2010/75/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung), vom Neufassung.
- Europäische Union (2012): Durchführungsbeschluss der Kommission vom 7. Mai 2012 zur Festlegung der Zeitabschnitte des An- und Abfahrens von Feuerungsanlagen zum Zwecke der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates über Industrieemissionen. Hg. v. Europäische Union. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012D0249>, zuletzt geprüft am 25.10.2024.
- Europäische Union (2017): DURCHFÜHRUNGSBESCHLUSS (EU) 2017/1442 DER KOMMISSION.
- European Environment Agency (2019): Plant-by-plant emissions (LCP) and information on derogations. Hg. v. European Environment Agency. Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/lcp-9/plant-by-plant-emissions-lcp>, zuletzt geprüft am 07.11.2024.
- European Environment Agency (2023): EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023. Technical guidance to prepare national emission inventories. Luxembourg: Publications Office of the European Union (EEA report, 2023, 06). Online verfügbar unter [https://op.europa.eu/o/opportal-service/download-handler?identifier=ef079eba-7de9-11ee-99ba-01aa75ed71a1&format=pdf&language=en&productionSystem=cellar&part=.](https://op.europa.eu/o/opportal-service/download-handler?identifier=ef079eba-7de9-11ee-99ba-01aa75ed71a1&format=pdf&language=en&productionSystem=cellar&part=)

- European Environment Agency (2024): Air pollution in Europe. 2024 reporting status under the National Emission reduction Commitments Directive. Hg. v. European Environment Agency. Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/publications/national-emission-reduction-commitments-directive-2024>, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- Eurostat (2023): Electricity production, consumption and market overview. Hg. v. Eurostat. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_production,_consumption_and_market_overview, zuletzt geprüft am 29.08.2024.
- Fraunhofer ISE (2013): Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenpreise. Kurzstudie für die Bundestagsfraktion Bündnis 90. Hg. v. Fraunhofer ISE.
- Gao, Wei; Yin, Junjie; Liu, Ming; Zhao, Yongliang; Wang, Chaoyang; Yan, Junjie (2024): Enhancement of SCR denitrification control strategy considering fluegas temperature fluctuation: Fundamental principle and performance evaluation. In: *Fuel* 359, S. 130453. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.130453.
- Gils, Hans Christian; Scholz, Yvonne; Pregger, Thomas; Luca de Tena, Diego; Heide, Dominik (2017): Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. In: *Energy* 123, S. 173–188. DOI: 10.1016/j.energy.2017.01.115.
- Gonzalez-Salazar, Miguel Angel; Kirsten, Trevor; Prchlik, Lubos (2018): Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82, S. 1497–1513. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.278.
- Hegemann, Karl-Rudolf; Guder, Ralf (2019): Roheisenerzeugung. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Henninger, Sascha; Weber, Stephan (2020): Stadtklima. Paderborn: Ferdinand Schöningh (UTB, Band 4849).
- Hoang, Anh; Nguyen, Tuyen; Nguyen, Mao (2018): Experimental Verification of Electrostatic Precipitator Stable Operation Under Oil and Co-fuel Firing Conditions of a Coal-fired Power Plant. In: 2018 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE). 2018 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE). Phuket, Thailand, 24.10.2018 - 26.10.2018: IEEE, S. 1–5.
- Hübel, Moritz; Meinke, Sebastian; Andrén, Marcus T.; Wedding, Christoffer; Nocke, Jürgen; Gierow, Conrad et al. (2017): Modelling and simulation of a coal-fired power plant for start-up optimisation. In: *Applied Energy* 208, S. 319–331. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.033.

- IEA (2023): Global Hydrogen Review 2023. Hg. v. IEA. Paris. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>, zuletzt geprüft am 05.09.2024.
- Jarre, Matteo; Noussan, Michel; Poggio, Alberto (2016): Operational analysis of natural gas combined cycle CHP plants: Energy performance and pollutant emissions. In: *Applied Thermal Engineering* 100, S. 304–314. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2016.02.040.
- Joshi, Mohit; Palchak, Joseph; Rehman, Saif; Soonee, S.; Saxena, S.; Narasimhan, S. (2020): Ramping Up the Ramping Capability: India's Power System Transition.
- Juhrich, Kristina; Beckers, Rolf (2019): Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen. Hg. v. Umweltbundesamt.
- Kather, Alfons; Gellert, Sebastian; Woltersdorf, Niels; Roeder, Volker; Paschke, Benedikt; Everts, Birte (2013): Innovative Techniken - Beste verfügbare Technik in ausgewählten Sektoren - Teilvorhaben 01: Großfeuerungsanlagen. Revision des BVT- Merkblattes ab 2010). Hg. v. Institut für Energietechnik Technische Universität Hamburg-Harburg.
- Katzenstein, Warren; Apt, Jay (2009): Air emissions due to wind and solar power. In: *Environmental science & technology* 43 (2), S. 253–258. DOI: 10.1021/es801437t.
- Kumar, N.; Besuner, P.; Lefton, S.; Agan, D.; Hillemann, D. (2012): Power plant cycling costs. Hg. v. National Renewable Energy Lab.
- Lew, D.; Brinkman, G.; Kumar, N.; Besuner, P.; Agan, D.; Lefton, S. (2012): Impacts of wind and solar on emissions and wear and tear of fossil-fueled generators. In: 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2012 IEEE Power & Energy Society General Meeting. New Energy Horizons - Opportunities and Challenges. San Diego, CA, 22.07.2012 - 26.07.2012: IEEE, S. 1–8.
- Lew, Debra; Brinkman, Greg; Ibanez, E.; Florita, A.; Heaney, M.; Hodge, B. et al. (2013): The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2.
- Liu, Xiao; Gao, Xing; Wu, Xinbin; Yu, Weilin; Chen, Lulu; Ni, Ruijing et al. (2019): Updated Hourly Emissions Factors for Chinese Power Plants Showing the Impact of Widespread Ultralow Emissions Technology Deployment. In: *Environmental science & technology* 53 (5), S. 2570–2578. DOI: 10.1021/acs.est.8b07241.
- Locatelli, Giorgio; Mancini, Mauro (2010): Small–medium sized nuclear coal and gas power plant: A probabilistic analysis of their financial performances and influence of CO₂ cost. In: *Energy Policy* 38 (10), S. 6360–6374. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.06.027.

- Luekewille, EEA/Anke (2018): European Union emission inventory report ... under the UNECE Convention on Long-range Transboundary Air Pollution (LRTAP). Luxembourg: Publications Office of the European Union (EEA report, no 2018,6). Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/39bfecbd-7ffe-11e8-ac6a-01aa75ed71a1>.
- Luhn, David (2014): Technical Assessment of the Operation of Coal & Gas Fired Plants. Hg. v. Parsons Brinckerhoff. Department of Energy & Climate Change.
- Maitre, Anne; Bonnetterre, Vincent; Huillard, Laurent; Sabatier, Philippe; Gaudemaris, Régis de (2006): Impact of urban atmospheric pollution on coronary disease. In: *European heart journal* 27 (19), S. 2275–2284. DOI: 10.1093/eurheartj/ehl162.
- Makri, Anna; Stilianakis, Nikolaos I. (2008): Vulnerability to air pollution health effects. In: *International journal of hygiene and environmental health* 211 (3-4), S. 326–336. DOI: 10.1016/j.ijheh.2007.06.005.
- Mertens, Nicolas (2018): Transiente Berechnung des Anfahrvorgangs verschiedener Abhitzedampferzeuger im Kombiprozess. Dissertation. Eric Cuvillier.
- Microsoft Corporation (2019): Microsoft Excel. Version 2019: Microsoft Corporation. Online verfügbar unter <https://office.microsoft.com/excel>.
- Mulkey, Cynthia E. (2003): Evaluation of Nitrogen Oxide Emissions during Startup of Simple Cycle Combustion Turbines. Online verfügbar unter <https://diginole.lib.fsu.edu/islandora/object/fsu:180429>.
- Nakamura, Kotaro; Muramatsu, Takehiko; Ogawa, Takashi; Nakagaki, Takao (2021): Prediction of de-NO_x performance using monolithic SCR catalyst under load following operation of natural gas-fired combined cycle power plants. In: *Energy* 227, S. 120383. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120383.
- Navarrete, B.; Vilches, L. F.; Cañadas, L.; Salvador, L. (2004): Influence of start-ups with fuel-oil on the operation of electrostatic precipitators in pulverised coal boilers. In: *Environ. Prog.* 23 (1), S. 29–38. DOI: 10.1002/ep.10002.
- Nicoletti, Giovanni; Arcuri, Natale; Nicoletti, Gerardo; Bruno, Roberto (2015): A technical and environmental comparison between hydrogen and some fossil fuels. In: *Energy Conversion and Management* 89, S. 205–213. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.09.057.
- Nussbaumer, Thomas; Lauber, Adrian (2016): Monitoring the availability of electrostatic precipitators (ESP) in automated biomass combustion plants. In: *Biomass and Bioenergy* 89, S. 24–30. DOI: 10.1016/j.biombioe.2016.02.027.

- Oates, David Luke; Jaramillo, Paulina (2013): Production cost and air emissions impacts of coal cycling in power systems with large-scale wind penetration. In: *Environ. Res. Lett.* 8 (2), S. 24022. DOI: 10.1088/1748-9326/8/2/024022.
- Obaid, Juwairia; Ramadan, Ashraf; Elkamel, Ali; Anderson, William (2017): Comparing Non-Steady State Emissions under Start-Up and Shut-Down Operating Conditions with Steady State Emissions for Several Industrial Sectors: A Literature Review. In: *Energies* 10 (2), S. 179. DOI: 10.3390/en10020179.
- Park, Cheolwoong; Kim, Changgi; Choi, Young; Won, Sangyeon; Moriyoshi, Yasuo (2011): The influences of hydrogen on the performance and emission characteristics of a heavy duty natural gas engine. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 36 (5), S. 3739–3745. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.12.021.
- Perea-Moreno, Miguel-Angel; Samerón-Manzano, Esther; Perea-Moreno, Alberto-Jesus (2019): Biomass as Renewable Energy: Worldwide Research Trends. In: *Sustainability* 11 (3), S. 863. DOI: 10.3390/su11030863.
- Peters, Annette; Herr, Caroline; Bolte, Gabriele; Heutelbeck, Astrid; Hornberg, Claudia; Kraus, Thomas et al. (2023): Gesundheitsschutz und Klimawandel erfordern ambitionierte Grenzwerte für Luftschadstoffe in Europa : Stellungnahme zur Revision der Richtlinie über Luftqualität und saubere Luft für Europa der Kommission Environmental Public Health des Robert Koch-Instituts und des Umweltbundesamtes. In: *Bundesgesundheitsblatt, Gesundheitsforschung, Gesundheitsschutz* 66 (9), S. 1030–1034. DOI: 10.1007/s00103-023-03755-8.
- Poullikkas, Andreas (2015): Review of Design, Operating, and Financial Considerations in Flue Gas Desulfurization Systems. In: *Energy Technology & Policy* 2 (1), S. 92–103. DOI: 10.1080/23317000.2015.1064794.
- Rossi, Iacopo; Sorce, Alessandro; Traverso, Alberto (2017): Gas turbine combined cycle start-up and stress evaluation: A simplified dynamic approach. In: *Applied Energy* 190, S. 880–890. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.141.
- Schrems, Isabel; Wieland, Peter (2021): Deutschland ist mit seinem langsamen Kohleausstieg Schlusslicht in Europa. Hg. v. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft. Online verfügbar unter https://foes.de/publikationen/2021/2021-09_FOES_Factsheet_Deutschlands_langsamer_Kohleausstieg.pdf, zuletzt geprüft am 04.09.2024.
- Strauß, Karl (2009): Kraftwerkstechnik. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

- Tebert, Christian (2018): Stickstoffoxid-Emissionen aus Kohlekraftwerken. Online verfügbar unter https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/kohle/kohle_stick-oxid_emissionen_gutachten.pdf.
- Umweltbundesamt (2006): Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umwelt - verschmutzung (IVU). Merkblatt über beste verfügbare Techniken für Großfeuerungsanlagen.
- Umweltbundesamt (2017): Luftschadstoffe im Überblick. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe-im-ueberblick>, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- Umweltbundesamt (2022a): Feinstaub. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe-im-ueberblick/feinstaub#undefined>, zuletzt geprüft am 15.08.2024.
- Umweltbundesamt (2022b): Quellen der Luftschadstoffe. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/emissionen-von-luftschadstoffen/quellen-der-luftschadstoffe>, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- Umweltbundesamt (2024a): Beurteilung der vorgeschlagenen neuen Grenzwerte zur Luftqualität. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/regelungen-strategien/luftreinhaltung-in-der-eu/ueberarbeitung-der-richtlinie-zur-luftqualitaet/beurteilung-der-vorgeschlagenen-neuen-grenzwerte>, zuletzt geprüft am 13.08.2024.
- Umweltbundesamt (2024b): Großfeuerungsanlagen. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/industriebereiche/feuerungsanlagen/grossfeuerungsanlagen#grossfeuerungsanlagen-in-deutschland>, zuletzt geprüft am 29.08.2024.
- Valentino, Lauren; Valenzuela, Viviana; Botterud, Audun; Zhou, Zhi; Conzelmann, Guenter (2012): System-wide emissions implications of increased wind power penetration. In: *Environmental science & technology* 46 (7), S. 4200–4206. DOI: 10.1021/es2038432.
- Wang, S. X.; Zhao, B.; Cai, S. Y.; Klimont, Z.; Nielsen, C. P.; Morikawa, T. et al. (2014): Emission trends and mitigation options for air pollutants in East Asia. In: *Atmos. Chem. Phys.* 14 (13), S. 6571–6603. DOI: 10.5194/acp-14-6571-2014.

- Warwick, Nicola J.; Archibald, Alex T.; Griffiths, Paul T.; Keeble, James; O'Connor, Fiona M.; Pyle, John A.; Shine, Keith P. (2023): Atmospheric composition and climate impacts of a future hydrogen economy. In: *Atmos. Chem. Phys.* 23 (20), S. 13451–13467. DOI: 10.5194/acp-23-13451-2023.
- WHO (2006): Air Quality Guidelines. Particulate Matter, Ozone, Nitrogen Dioxide and Sulfur Dioxide. Primary pollutants. Geneva: World Health Organization. Online verfügbar unter <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=305215>.
- WHO (2021): Globale Luftgüteleitlinien der WHO: Feinstaubpartikel (PM_{2,5} und PM₁₀), Ozon, Stickstoffdioxid, Schwefeldioxid und Kohlenmonoxid. Zusammenfassung. Hg. v. Weltgesundheitsorganisation.
- WHO (2023): Internationaler Tag der sauberen Luft für einen blauen Himmel: Bekämpfung der Luftverschmutzung erfordert stärkere Partnerschaften, mehr Investitionen und geteilte Verantwortung. Hg. v. WHO. Weltgesundheitsorganisation. Online verfügbar unter <https://www.who.int/europe/de/news/item/07-09-2023-international-day-of-clean-air-for-blue-skies--stronger-partnerships--more-investments-and-shared-responsibility-needed-to-tackle-air-pollution>, zuletzt geprüft am 22.10.2024.
- Witek, T. J.; Schachter, E. N.; Beck, G. J.; Cain, W. S.; Colice, G.; Leaderer, B. P. (1985): Respiratory symptoms associated with sulfur dioxide exposure. In: *International archives of occupational and environmental health* 55 (2), S. 179–183. DOI: 10.1007/BF00378381.
- Yi, Honghong; Hao, Jiming; Duan, Lei; Tang, Xiaolong; Ning, Ping; Li, Xinghua (2008): Fine particle and trace element emissions from an anthracite coal-fired power plant equipped with a bag-house in China. In: *Fuel* 87 (10-11), S. 2050–2057. DOI: 10.1016/j.fuel.2007.10.009.
- Yin, Junjie; Liu, Ming; Wu, Qingyang; Yan, Junjie (2023): Optimized fluegas denitrification control strategy to enhance SCR performance during load-cycling transient processes in coal-fired power plants. In: *Fuel* 344, S. 127837. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.127837.

VIII. Danksagung

An dieser Stelle bedanke ich mich bei allen, die mich während der dreimonatigen Arbeitsphase meiner Abschlussarbeit unterstützt haben.

Zunächst gilt mein Dank der Hochschule für Technik Stuttgart, die es mir ermöglichte, meine Masterarbeit in Kooperation mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt durchzuführen.

Mein besonderer Dank gilt meinem externen Betreuer und Ansprechpartner Patrick Draheim für die durchweg gute Betreuung. Für die ständige Verfügbarkeit, schnellen Antworten und das harmonische Arbeitsumfeld möchte ich mich recht herzlich bedanken.

Des Weiteren gilt mein Dank dem gesamten DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme für das Möglichmachen der Arbeit sowie dem zur Verfügung stellen eines Arbeitsplatzes. Besonders hervorheben möchte ich Jan Buschmann, Yvonne Scholz und Thomas Pregger.

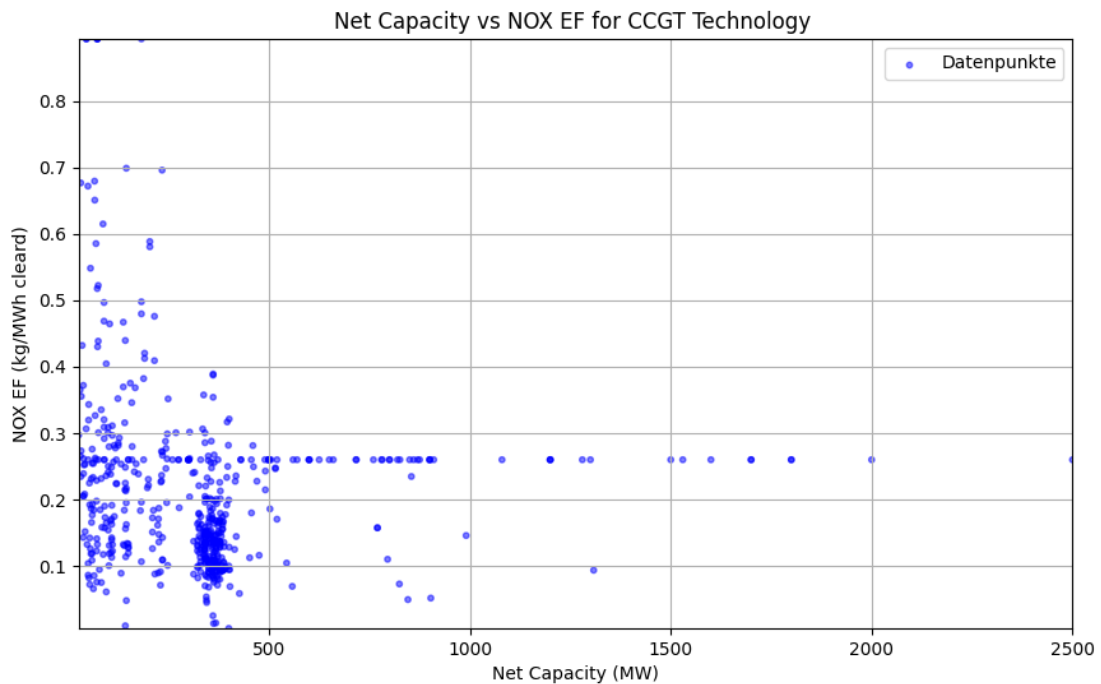
Abschließend bedanke ich mich bei Prof. Dr. Dietmar Graeber von der Technischen Hochschule Ulm für das Betreuen und Begutachten dieser Arbeit.

IX. Anhang

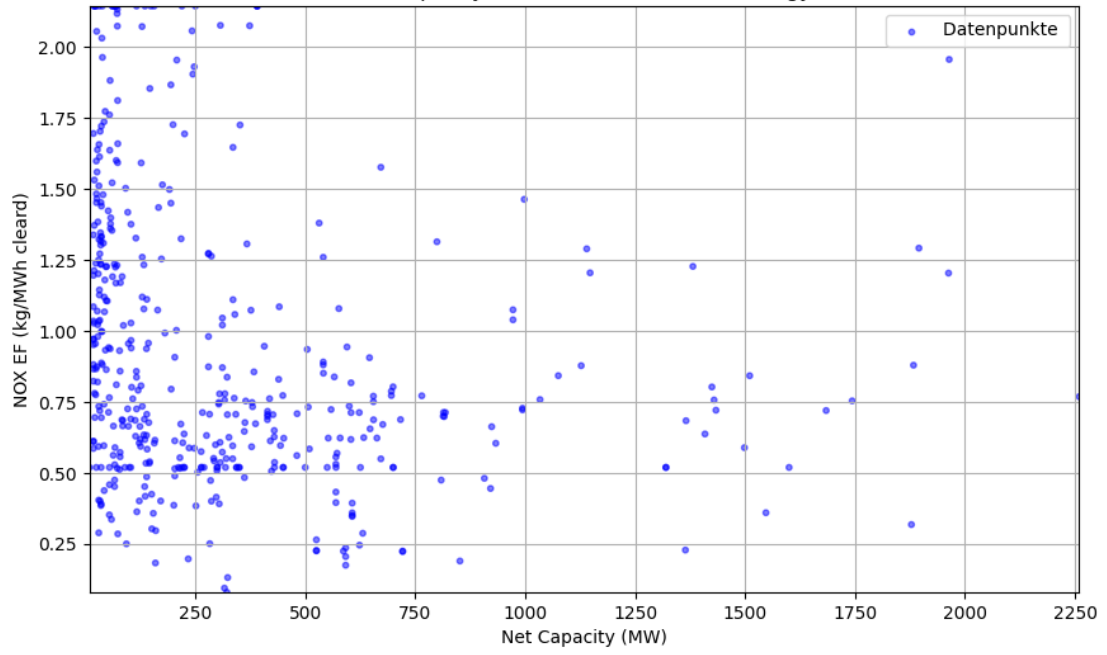
1) Jährliche Gesamtemissionen in Tonnen nach Luftschadstoff und Szenario

	t NOx	t NOx	t SO2	t Staub
Kraftwerke	Gas	Kohle	Kohle	Kohle
Szenario 1 Volllast	6258,9	755508,2	1126884,0	63460,2
Szenario 1 Dynamisch	3062,9	49618,3	87715,1	7296,2
Szenario 2 Volllast	2724,6	137550,3	208539,0	11422,1
Szenario 2 Dynamisch	1442,7	34684,4	62238,2	6572,8
Szenario 3 Volllast	1453,0	75541,8	110852,7	6023,6
Szenario 3 Dynamisch	810,5	22477,1	40353,3	4112,
Szenario 4 Volllast	613,5	29465,7	40183,4	2222,4
Szenario 4 Dynamisch	331,9	11313,3	20396,3	2033,7

2) Emissionsfaktoren in Abhängigkeit der Kraftwerksgröße



Net Capacity vs NOX EF for Coal Technology



Net Capacity vs SO2 EF for Coal Technology

