



Fraunhofer

IBP

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR BAUPHYSIK IBP

Michael Baumann

Methode zur Ermittlung von Umweltprofilen fluktuierender Stromerzeugung

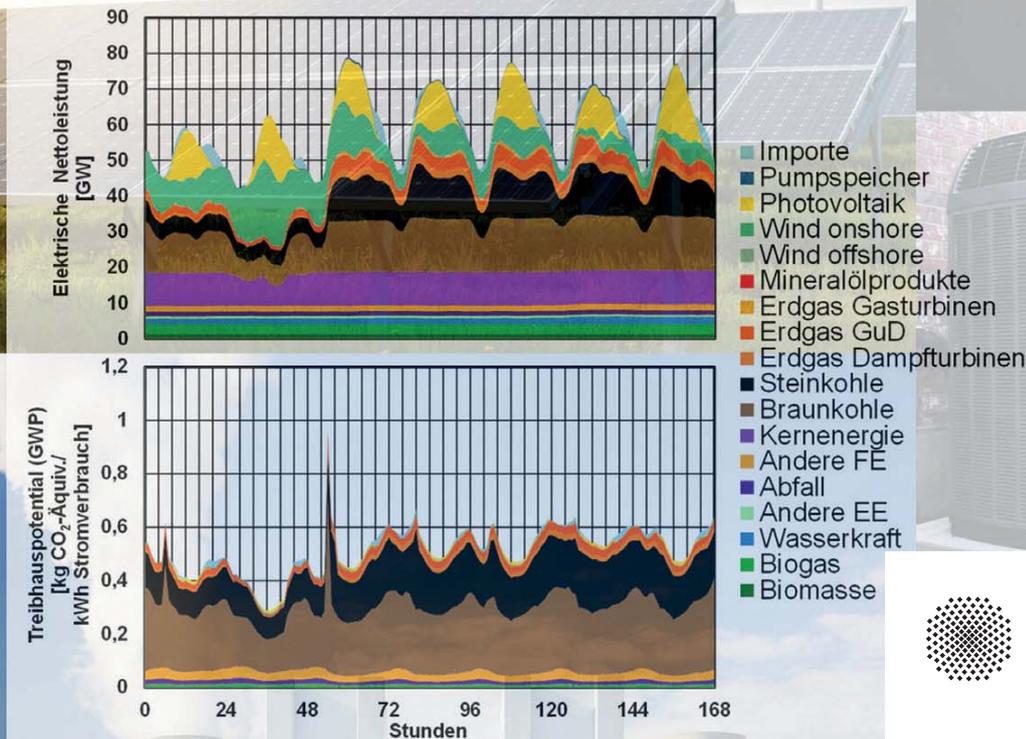
FORSCHUNGSERGEBNISSE AUS DER BAUPHYSIK

Herausgeber:

Prof. Dr. Klaus Peter Sedlbauer

Prof. Dr. Philip Leistner

Prof. Dr. Schew-Ram Mehra



Universität Stuttgart

Institut für Akustik
und Bauphysik



Technische Universität München

Lehrstuhl für Bauphysik

FRAUNHOFER VERLAG

FORSCHUNGSERGEBNISSE AUS DER BAUPHYSIK

BAND 35

Herausgeber: Prof. Dr. Klaus Peter Sedlbauer
Prof. Dr. Philip Leistner
Prof. Dr. Schew-Ram Mehra

Michael Baumann

**Methode zur Ermittlung von Umweltprofilen
fluktuierender Stromerzeugung**

Kontaktadresse:

Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart
Telefon 0711 970-00
Telefax 0711 970-3395
E-Mail info@ibp.fraunhofer.de
URL www.ibp.fraunhofer.de

Titelbild:

Erneuerbare Energien: © artjazz/Shutterstock
Braunkohlekraftwerk: © IndustryAndTravel/Shutterstock
Elektrofahrzeug: © guteksk7/Shutterstock
Smart Home: © NicoEINino/Shutterstock
Wärmepumpe: © GSPhotography/Shutterstock

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

ISSN: 1869-5124

ISBN: 978-3-8396-1463-1

D 93

Zugl.: Stuttgart, Univ., Diss., 2018

Druck: Mediendienstleistungen des
Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB, Stuttgart

Für den Druck des Buches wurde chlor- und säurefreies Papier verwendet.

© by **FRAUNHOFER VERLAG**, 2019

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB
Postfach 800469, 70504 Stuttgart
Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart
Telefon 0711 970-2500
Telefax 0711 970-2508
E-Mail verlag@fraunhofer.de
URL <http://verlag.fraunhofer.de>

Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürften.

Soweit in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z.B. DIN, VDI) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden ist, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen.

Methode zur Ermittlung von Umweltprofilen fluktuierender Stromerzeugung

Von der Fakultät Bau- und Umweltingenieurwissenschaften
der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

vorgelegt von
Michael Baumann
aus Ulm

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. Schew-Ram Mehra
Mitberichter: Univ.-Prof. Dr. techn. Günter Scheffknecht

Tag der mündlichen Prüfung:
22.10.2018

Institut für Akustik und Bauphysik
Universität Stuttgart
2018

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Ganzheitliche Bilanzierung des Instituts für Akustik und Bauphysik der Universität Stuttgart.

Bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Schew-Ram Mehra möchte ich mich für die Betreuung der Arbeit als Hauptberichter und die wertvollen Ratschläge zur Gestaltung der Arbeit bedanken.

Herrn Univ.-Prof. Dr. techn. Günter Scheffknecht danke ich für die Übernahme des Mitberichtes und das entgegengebrachte Interesse.

Weiterhin danke ich meinen Kollegen der Abteilung Ganzheitliche Bilanzierung, die mich bei der Erstellung der Dissertation begleitet und mich in meinem Vorhaben bestärkt haben. Ein besonderes Dankeschön geht dabei an Michael Held, Matthias Fischer und Robert Ilg, die mit ihren Tipps und Verbesserungsvorschlägen maßgeblich zum erfolgreichen Abschluss der Arbeit beigetragen haben.

Ein Dank gilt auch den Kollegen des Instituts für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik Michael Salzinger, Benjamin Schober und Simon Remppis, die mich bei der Integration der Kraftwerkseinsatzdaten in die HD-LCA-Methode unterstützt haben.

Danken möchte ich außerdem meinen Freunden (u. a. vom A-Cappella-Ensemble „D'Maulhelda“), die auf mich während meiner intensivsten Arbeitsphasen verzichten mussten.

Meinen Eltern Marianne und Gottfried Baumann möchte ich ganz besonders für die Unterstützung aller meiner Ziele während meines ganzen Lebens und die Geduld während des Verfassens der Arbeit danken.

Zu guter Letzt geht ein außerordentliches Dankeschön an meine Frau Susanne, die mich unterstützt und motiviert hat und die größte Geduld mit mir aufbringen musste. Danke, dass du immer für mich da bist.

Michael Baumann

Stuttgart, im Oktober 2018

„Das ist nicht die Sonne, die untergeht,
sondern die Erde, die sich dreht.“

Thees Uhlmann, Sänger der Band „Tomte“,
im Lied „Die Schönheit der Chance“

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	8
Kurzfassung.....	13
Abstract.....	15
Tabellenverzeichnis	17
Bildverzeichnis.....	19
1 Einführung	22
1.1 Motivation und Ziel	23
1.2 Aufbau der Arbeit	25
2 Stand des Wissens.....	27
2.1 Grundlagen	27
2.1.1 Stromversorgungssysteme und Strommarktmodellierung	27
2.1.2 Kraftwerkstechnologien und -emissionen	35
2.1.3 Methode der Ökobilanz	53
2.2 Stand der Forschung	58
2.2.1 Brennstoffeinsätze und Emissionsprofile fossil befuerter Kraftwerke	58
2.2.2 Ökobilanzen von Stromversorgungssystemen	66
2.3 Forschungsbedarf	78
2.3.1 Bestehende methodische Ansätze	79
2.3.2 Ableitung des Forschungsbedarfs.....	81
3 Entwicklung der Methode	82
3.1 Anforderungen an die Methode	82
3.2 Methodischer Ansatz	84
3.2.1 Untersuchungsrahmen und Anwendungsgebiet.....	84
3.2.2 Struktur	85

3.2.3	Konzeption	86
3.3	Basisanalyse des Stromversorgungssystems	88
3.3.1	Auswahl des geographischen und zeitlichen Bezugsraums	89
3.3.2	Analyse des Energieträgermix der Stromerzeugung und -importe	89
3.3.3	Prüfung der Verfügbarkeit geeigneter Kraftwerkseinsatzdaten	90
3.4	Ziel und Untersuchungsrahmen	91
3.4.1	Definition des Ziels	91
3.4.2	Funktion und funktionelle Einheit	91
3.4.3	Elementarflüsse und Wirkungskategorien	92
3.4.4	Systemgrenze	92
3.4.5	Allokationsverfahren	93
3.4.6	Anforderungen an die Datenqualität	93
3.5	Ökobilanzmodell	95
3.5.1	Identifizierung der Kraftwerkstypen für die detaillierte Auflösung	95
3.5.2	Ökobilanz der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung	96
3.5.3	Aggregierte Ökobilanz der Stromerzeugung	117
3.5.4	Bezug der Ökobilanz auf die funktionelle Einheit	119
3.6	Auswertung	119
3.6.1	Ergebnisdarstellung und Identifizierung signifikanter Parameter	119
3.6.2	Vollständigkeits-, Sensitivitäts- und Konsistenzprüfung	120
3.6.3	Schlussfolgerungen	121
4	Anwendung der Methode	122
4.1	Basisanalyse des Stromversorgungssystems	122

4.1.1	Auswahl des geographischen und zeitlichen Bezugsraums.....	122
4.1.2	Analyse des Energieträgermix der Stromerzeugung und -importe.....	123
4.1.3	Prüfung der Verfügbarkeit geeigneter Kraftwerkseinsatzdaten.....	124
4.2	Ziel und Untersuchungsrahmen	125
4.2.1	Definition des Ziels	125
4.2.2	Funktion und funktionelle Einheit.....	126
4.2.3	Elementarflüsse und Wirkungskategorien	126
4.2.4	Systemgrenze.....	127
4.2.5	Allokationsverfahren	128
4.2.6	Anforderungen an die Datenqualität	128
4.3	Ökobilanzmodell.....	129
4.3.1	Identifizierung der Kraftwerkstypen für die detaillierte Auflösung	129
4.3.2	Ökobilanz der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung	134
4.3.3	Aggregierte Ökobilanz der Stromerzeugung.....	144
4.3.4	Bezug der Ökobilanz auf die funktionelle Einheit	146
4.4	Auswertung	147
4.4.1	Ergebnisdarstellung und Identifizierung signifikanter Parameter	147
4.4.2	Vollständigkeits- und Konsistenzprüfung	157
4.4.3	Gegenüberstellung der HD-LCA-Methode und jährlich aggregierten Ökobilanzen	158
4.4.4	Schlussfolgerungen	163
5	Prüfung der Methode.....	166
5.1	Umsetzung der Anforderungen	166

5.2	Anwendungsmöglichkeiten und Grenzen der Methode.....	169
6	Zusammenfassung.....	171
7	Ausblick.....	176
8	Literaturverzeichnis.....	178
Anhang	193
Lebenslauf	197

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

AG	Arbeitsgemeinschaft
AP	Acidification Potential (dt. Versauerungspotential)
Äquiv.	Äquivalent
BAT	Best Available Techniques (dt. Beste verfügbare Technik)
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
Bk	Braunkohle
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BVT	beste verfügbare Techniken
CCS	Carbon Capture and Storage (dt. CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CEM	Continuous Emission Monitoring (dt. Kontinuierliche Emissionsmessung)
DeNO _x	Rauchgasentstickung
DLN	Dry-Low-NO _x (dt. Trockene NO _x -arme-Vormischbrennung)
e. V.	eingetragener Verein
EC	European Commission (dt. Europäische Kommission)
EE	Erneuerbare Energie
EEA	European Environment Agency (dt. Europäische Umweltagentur)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
Eg	Erdgas
el.	elektrisch

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators (dt. Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EP	Eutrophierungspotential
EPA	Environmental Protection Agency (dt. US-amerikanische Umweltschutzbehörde)
EU	Europäische Union
FWL	Feuerungswärmeleistung
G	Generator
GaBi	Ganzheitliche Bilanzierung
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
GWP	Global Warming Potential (dt. Treibhauspotential)
HD-LCA	Hourly Defined Life Cycle Assessment (dt. stündlich aufgelöste Ökobilanz)
IEA	International Energy Agency (dt. Internationale Energieagentur)
IED	Industrial Emissions Directive (dt. Richtlinie über Industrieemissionen)
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
IFK	Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik
IGCC	Integrated Gasification-Combined-Cycle (dt. Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung)
IIR	Informative Inventory Report (dt. Informative Inventarbericht)
IPPC Directive	Integrated Pollution Prevention and Control Directive (dt. Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung)
ISO	International Organization for Standardization (dt. Internationale Organisation für Normung)
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

LCPD	Large Combustion Plant Directive (dt. Richtlinie zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft)
M	Motor
MCPD	Medium Combustion Plant Directive (dt. Richtlinie zur Begrenzung der Emissionen bestimmter Schadstoffe aus mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft)
NIR	National Inventory Reports (dt. Nationale Inventarberichte)
NMVOG	Non Methane Volatile Organic Compounds (dt. Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (dt. Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
P	Pumpe
PE _{ne}	Primärenergiebedarf aus nicht erneuerbaren Ressourcen
PM	Partikelgröße
POCP	Photochemical Ozone Creation Potential (dt. photochemisches Oxidantienbildungspotential)
PV	Photovoltaik
REA	Rauchgasentschwefelungsanlagen
SCR	Selective Catalytic Reduction (dt. Selektive katalytische Reduktion)
Sk	Steinkohle
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (dt. Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen)
USA	United States of America (dt. Vereinigte Staaten von Amerika)

Formelzeichen und Einheiten

%	Prozent
°C	Grad Celsius
a	Jahr
CH ₄	Methan
C ₂ H ₄	Ethen
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
e	Emissionsfaktor
E	Emission
F	Brennstofffaktor
h	Stunde
HCl	Chlorwasserstoff
HF	Fluorwasserstoff
K	Kelvin
kg	Kilogramm
kPa	Kilopascal
kWh	Kilowattstunde
min	Minute
MJ	Megajoule
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
N ₂ O	Distickstoffmonoxid
NO	Stickstoffmonoxid
NO ₂	Stickstoffdioxid
NO _x	Stickstoffoxide
O _B	Bezugssauerstoffgehalt
P _{Bed,res,t}	Residuallast
P _{Bed,tot,t}	Gesamter Strombedarf
P _{EE,t}	Stromerzeugung aus EE-Anlagen
P _{Exp,t}	Stromexporte
P _{Imp,t}	Stromimporte

$P_{el,N,net}$	Elektrische Nettonennleistung
$P_{el,net}$	Elektrische Nettoleistung
Q_{Br}	Brennstoffeinsatz
\dot{Q}_{FWL}	Feuerungswärmeleistung
$\dot{Q}_{FWL,max}$	Installierte Feuerungswärmeleistung
\dot{Q}_{th}	Thermische Leistung
S	Stromverlustkennzahl
SO_2	Schwefeldioxid
t	Kraftwerkslebensdauer
t	Tonne
TJ	Terajoule
t_V	jährliche Volllaststunden
$W_{el,brutto}$	Bruttostromerzeugung
$W_{el,h}$	Stromverbrauch je Stundenintervall
$W_{el,net}$	Nettostromerzeugung
β_{AV}	Massenkonzentration im Normzustand, bezogen auf das trockene Abgasvolumen
$\eta_{el,brutto}$	Elektrischer Bruttonutzungsgrad
$\eta_{el,net}$	Elektrischer Nettowirkungsgrad
$\eta_{ges,net}$	Brennstoffausnutzungsgrad
ρ	Normdichte der Emission
σ	Stromkennzahl
σ_{AV}	Volumenkonzentration im Normzustand, bezogen auf das trockene Abgasvolumen

Kurzfassung

Um das Ziel der internationalen Staatengemeinschaft aus dem Klimaschutzabkommen von Paris zu erreichen, die Erderwärmung zu beschränken, wird eine verstärkte Kopplung der Stromversorgung mit der Wärmeversorgung, dem Verkehr und der Industrie angestrebt. Regelbaren fossil befeuerten Kraftwerken fällt auf dem Weg zur Dekarbonisierung der Energieversorgung die Aufgabe zu, durch einen unregelmäßigen und diskontinuierlichen Betrieb die Stromerzeugung und den Stromverbrauch im Gleichgewicht zu halten und so eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Die Kombination aus fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und Sonne, dem unregelmäßigen Betrieb von regelbaren Verbrennungskraftwerken, sowie intelligenten Stromnetzen mit intelligent steuerbaren Erzeugern und Verbrauchern führt dazu, dass es hochrelevant ist, in welchen Zeiträumen der verbrauchte Strom erzeugt wird. Da die Ökobilanzen vielzähliger Produkte signifikant vom Umweltprofil ihrer Stromversorgung beeinflusst werden, ist es nicht mehr ausreichend, durchschnittliche, über ein Jahr aggregierte Umweltprofile zu verwenden.

Die in dieser Arbeit vorgestellte HD-LCA-Methode (Hourly Defined Life Cycle Assessment) wurde mit dem Ziel entwickelt, stündlich aufgelöste Umweltprofile von Stromversorgungssystemen mit fluktuierender Stromerzeugung zu ermitteln. Die HD-LCA-Methode eignet sich dafür, das Umweltprofil der heutigen und zukünftigen Stromversorgung zu untersuchen und baut auf stündlich aufgelösten Kraftwerkseinsatzdaten auf. Die Methode setzt sich aus vier Schritten zusammen. Zunächst wird anhand einer Basisanalyse überprüft, ob eine detaillierte, stündliche Auflösung des Umweltprofils des untersuchten Stromversorgungssystems eine höhere Ergebnisqualität als jährlich aggregierte Ökobilanzen mit sich bringt. Im zweiten Schritt werden das Ziel und der Untersuchungsrahmen der Ökobilanzstudie festgelegt. Die als dritter Schritt durchgeführte Erstellung eines Ökobilanzmodells der Stromversorgung teilt sich in die detailliert aufgelöste und die aggregierte Ökobilanzierung der Stromerzeugung auf. Die Stromerzeugungsarten, für die eine hohe Relevanz für das stündlich aufgelöste Umweltprofil der Stromversorgung festgestellt wird, werden mit detaillierter Auflösung untersucht. Hierfür ist ein Sachbilanzmodell vorgesehen, das Brennstoffeinsätze und die Emissionen der einzelnen beitragenden Kraftwerke in einstündigen Zeitintervallen abbildet. Es werden sowohl der Strom- und Wärmeerzeugungsbetrieb

der einzelnen Kraftwerke, als auch An- und Abfahrvorgänge kraftwerksgenau berücksichtigt. Die Berechnung der Brennstoffeinsätze und Emissionen der Kraftwerke mit lastabhängigen Wirkungsgrad- und Emissionskennlinien gewährleistet eine realitätsnahe Berücksichtigung des Teillastbetriebs. Die Stromerzeugungsarten mit untergeordneter Relevanz für das Umweltprofil werden durch eine aggregierte Ökobilanzierung der Stromerzeugung abgebildet. In der als letzten Schritt vorgenommenen Auswertung werden die Ergebnisse strukturiert und dargestellt, signifikante Parameter identifiziert, die Qualität der Ergebnisse geprüft und abschließend die Schlussfolgerungen abgeleitet.

Die HD-LCA-Methode wird am Beispiel der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 angewendet. Durch die Anwendung der Methode wird veranschaulicht, welches Umweltprofil sich für die 8760 Jahresstunden ergibt und welche Energieträger in signifikantem Maße zu diesem Umweltprofil beitragen. Aus der Jahresganglinie des Treibhauspotentials ergeben sich signifikante positive und negative Abweichungen im Vergleich zum Jahresmittel für 2014. Der Anteil der Anfahrvorgänge von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken am Umweltprofil ist in Zeiträumen mit zurückgehender Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und bzw. oder steigendem Strombedarf erheblich. Abfahrvorgänge tragen in geringerem Maße zum Umweltprofil bei, besitzen jedoch in Zeiträumen mit zunehmender Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und bzw. oder sinkendem Stromverbrauch ebenfalls signifikante Anteile am Umweltprofil. Die stündlich aufgelösten Ergebnisse der HD-LCA-Methode werden Ergebnissen der jährlich aggregierten Ökobilanzierung gegenübergestellt. Für das Treibhauspotential, Versauerungspotential und photochemische Oxidantienbildungspotential ergeben sich für bestimmte Zeiträume signifikante Erhöhungen und Verminderungen der Umweltwirkungen im Vergleich zum Jahresmittelwert der aggregierten Ökobilanz.

Die Erfassung der Ökobilanz der Stromversorgung in einstündigen Zeitintervallen und die damit verbundene Steigerung des Detaillierungsgrads können in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Gestaltung von intelligenten, ökologisch vorteilhaften Stromversorgungssystemen leisten. Zudem sind die Informationen, die die HD-LCA-Methode bereitstellt, für die Ökobilanz vielfältiger Produkte relevant. Daher leistet diese Methode einen wichtigen Beitrag zu einer ökologischen Gestaltung der Stromversorgung und zur Entwicklung ökologisch optimierter Produkte.

Abstract

To meet the international community's goal of the Paris Agreement to limit the global warming, an intensified coupling of electricity supply, heat supply, mobility and industry is aimed at. On the road to a decarbonized energy supply, dispatchable fossil-fueled power plants have the role to guarantee a reliable electricity supply by keeping the balance between electricity generation and electricity consumption and operating in an intermittent manner. The combination of fluctuating electricity generation from wind and solar energy, intermittent operation of dispatchable combustion power plants, as well as smart electricity grids with smart controlled producers and consumers makes it highly relevant in which periods the consumed electricity is generated. Since life cycle assessment results of numerous products are significantly influenced by the environmental profile of their electricity supply, the application of averaged, annual aggregated data is not sufficient anymore.

The developed HD-LCA method (Hourly Defined Life Cycle Assessment) aims to determine hourly resolved environmental profiles of electric power supply systems with high shares of fluctuating electricity generation. The application of the HD-LCA method makes it possible to analyze the environmental profile of today's and future electricity supply based on hourly resolved power plant operation data. The method consists of four steps. The goal of the basic analysis is to determine if a detailed hourly resolution of the environmental profile of the assessed electric power supply system leads to a higher quality of results than annual aggregated LCAs. Within the second step, the goal and scope of the LCA study are defined. The LCA model of the electricity supply which is developed as a third step divides into detailed resolved LCA and aggregated LCA of electricity generation. Electricity generation types showing a high relevance for the hourly resolved environmental profile of the electricity supply are analyzed with detailed resolution. The detailed resolved LCA is based on a life cycle inventory model which describes plant-specific fuel inputs and emissions in an hourly resolution. The model considers the electricity and heat generation of the single power plants as well as their startups and shutdowns. The calculation of the power plants' fuel inputs and emissions through load-dependent efficiency and emission factor curves ensures a realistic consideration of part-load operation. Electricity generation types with lower relevance for the environmental

profile are analyzed through an aggregated LCA. Within the last step of the method, the evaluation, results are structured and described, significant parameters are identified, results are quality checked, and finally conclusions are drawn.

The HD-LCA method is applied by using the example of the German public electricity supply in 2014. The application of the method and its results cover the environmental profile for 8,760 hours in 2014 and illustrate which energy carriers contribute significantly to this environmental profile. The hourly resolved profile of global warming potential for 2014 shows considerable positive and negative deviations from the annual average. The contributions from startups of lignite, hard coal and natural gas power plants during hours with decreasing electricity generation from fluctuating renewables and/or increasing electricity demand are significant. Shutdowns contribute to a lesser extent to the environmental profile; however in hours with increasing electricity generation from fluctuating renewables and/or decreasing electricity consumption their contribution is also significant. The hourly resolved results of the HD-LCA method are compared with the results of annual aggregated LCA. This comparison shows for Global Warming Potential, Acidification Potential and Photochemical Ozone Creation Potential high deviations compared to the annual average values.

Hourly defined LCA of electricity supply and the corresponding increased level of detail can make an important contribution to the design of smart and environmentally beneficial electric power supply systems in future. The HD-LCA method furthermore provides relevant information for the LCAs of numerous products. The HD-LCA method therefore valuably contributes to an ecological design of both, electricity supply as well as electricity consuming products.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kennzahlen für die Berechnung von Emissionsfaktoren [9] [11] [41] [42] [43] [45].	38
Tabelle 2:	Betriebskennwerte fossil befeuerter Kraftwerke nach [51] [95] [98] [104] (heute üblich bzw. Stand der Technik).	49
Tabelle 3:	Ausgewählte Wirkungskategorien in Anlehnung an [5] [61] [128].	57
Tabelle 4:	Bruttonutzungsgrade deutscher Braunkohle-, Steinkohle und Erdgaskraftwerke in der GaBi-Datenbank für 2012 [123].	71
Tabelle 5:	Zusammenstellung der Kennzahlen von KWK-Anlagen verschiedener Technologien nach [77] und [131].	102
Tabelle 6:	CO ₂ -Emissionsfaktoren für in Deutschland verwendete Brennstoffe [123] [127].	110
Tabelle 7:	Zusammenstellung der Kraftwerkseinsatzkennwerte und deren Datenbasis nach [102] und [103].	125
Tabelle 8:	Analyse der Relevanz der Stromerzeugungsarten für die Ökobilanzierung mit detaillierter Auflösung.	131
Tabelle 9:	Kraftwerkstypen für die Ökobilanzierung mit detaillierter Auflösung.	133
Tabelle 10:	Kennwerte des Beispielkraftwerks.	134
Tabelle 11:	Emissionen des Beispielkraftwerks am 12.05.2014 zwischen 6:00 Uhr und 7:00 Uhr.	141
Tabelle 12:	Maximales und minimales Treibhauspotential im Jahr 2014.	149
Tabelle 13:	Relative Anteile der Stromerzeugung sowie An- und Abfahrvorgängen am Treibhauspotential der Stromversorgung	152
Tabelle 14:	Maximale und minimale Beiträge von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken zum Treibhauspotential in der Beispielwoche.	153

Tabelle 15:	Relative Anteile der Lebenszyklusphasen am Treibhauspotential der Nettostromerzeugung aus Steinkohle im Jahr 2014.	155
Tabelle 16:	Einfluss der Allokation auf das Treibhauspotential der Nettostromerzeugung alter und neuer Steinkohlekraftwerke.	157
Tabelle 17:	Gegenüberstellung von Sachbilanzkennwerten für Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke der HD-LCA-Methode und der jährlich aggregierten Ökobilanz der Stromversorgung.	159
Tabelle 18:	Abweichungen des Umweltprofils der Stromversorgung auf Basis der HD-LCA-Methode im Vergleich zur jährlich aggregierten Ökobilanzierung.	163

Bildverzeichnis

Bild 1:	Strommarktdesign in Deutschland in Anlehnung an [20] und [87].	28
Bild 2:	Stromlieferungsmöglichkeiten am Energy-only-Markt in Anlehnung an [87] und [98].	29
Bild 3:	Schematische Darstellung der Anlageneinsatzoptimierung des IFK-Kraftwerkseinsatzmodells in Anlehnung an [102] und [103].	34
Bild 4:	Schematische Darstellung des typischen Anlagenschemas von Steinkohlekraftwerken in Anlehnung an [67] [68] [114].	43
Bild 5:	Schematische Darstellung des typischen Anlagenschemas von Gasturbinenkraftwerken und Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken in Anlehnung an [78].	46
Bild 6:	Relative Feuerungswärme- sowie relative elektrische Nettoleistung eines Steinkohlekraftwerks mit 450 MW elektrischer Nettonennleistung in Abhängigkeit von der Zeit. Dargestellt sind die Verläufe für einen Kaltstart und einen Heißstart in Anlehnung an [113].	51
Bild 7:	Relative Feuerungswärme- sowie relative elektrische Nettoleistung von Gasturbinenkraftwerken und GuD-Kraftwerken in Abhängigkeit von der Zeit. Dargestellt sind die Verläufe für einen Kaltstart und einen Heißstart in Anlehnung an [76] [78] [111].	51
Bild 8:	Schematische Darstellung der einzelnen Schritte einer Ökobilanz in Anlehnung an [28].	54
Bild 9:	Wirkungsgradkennlinien unterkritischer und überkritischer Steinkohlekraftwerke in Anlehnung an [59].	60
Bild 10:	NO _x - und CO-Emissionskennlinien einer Gasturbine in Anlehnung an [23].	62
Bild 11:	Wirkungsgradkennlinien verschiedener Kraftwerkstypen in Anlehnung an [85].	65

Bild 12:	Schematische Darstellung der Struktur des Moduls „Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung“ in der GaBi-Datenbank [106].	70
Bild 13:	Schematische Darstellung der Struktur der HD-LCA-Methode.	86
Bild 14:	Schematische Darstellung der Konzeption der HD-LCA-Methode.	87
Bild 15:	Schematische Darstellung des Ablaufs der Basisanalyse des Stromversorgungssystems (Schritt 1).	88
Bild 16:	Schematische Darstellung des Ablaufs der Ökobilanz der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung.	97
Bild 17:	Wirkungsgradkennlinie für deutsche Steinkohlekraftwerke in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme [35] [73] [112] [113] [137].	103
Bild 18:	Wirkungsgradkennlinie in Abhängigkeit von der elektrischen Nettoleistung für überkritische Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke.	104
Bild 19:	Ermittlung der NO _x -Emissionskennlinie eines Steinkohlekraftwerks für positive Laständerungen aus einzelnen Messpunkten.	113
Bild 20:	NO _x -Emissionskennlinien der drei steinkohlebefeueten Basiskraftwerke für positive Laständerungen.	114
Bild 21:	Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2014 nach Energieträgern [2].	123
Bild 22:	Schematische Darstellung der Systemgrenze des Anwendungsbeispiels.	127
Bild 23:	Anteile der Energieträger und Stromimporte an den festgelegten Elementarflüssen und Wirkungskategorien, die sich aus der Screening-Ökobilanz ergeben.	130
Bild 24:	Verlauf der relativen elektrischen Nettoleistung des Beispielkraftwerks in der Beispielwoche vom 10.05.2014 bis 16.05.2014.	135

Bild 25:	Verlauf der relativen elektrischen Nettoleistung des Beispielkraftwerks am 12.05.2014.	136
Bild 26:	Verlauf der relativen Feuerungswärmeleistung des Beispielkraftwerks am 12.05.2014.	138
Bild 27:	NO _x -Emissionskennlinie des Beispielkraftwerks für positive Laständerungen. Dargestellt ist der NO _x -Emissionsfaktor in Abhängigkeit von der relativen Feuerungswärmeleistung.	141
Bild 28:	Jahresganglinie und jährlicher Mittelwert des Treibhauspotentials der deutschen öffentlichen Stromversorgung für 2014.	148
Bild 29:	Verlauf der Nettostromerzeugung, des Treibhauspotentials und des Versauerungspotentials in der Beispielwoche vom 10.05.2014 bis 16.05.2014.	151
Bild 30:	Verteilung des Treibhauspotentials von Steinkohlekraftwerken in der Beispielwoche vom 10.05.2014 bis 16.05.2014 nach den Kriterien „Lebenszyklusphasen“, „Betriebsart“ und „Kraftwerkalter“.	156
Bild 31:	Vergleich des Treibhauspotentials für 2014 auf Basis der HD-LCA-Methode und der jährlich aggregierten Ökobilanz.	161
Bild 32:	Vergleich des Versauerungspotentials für 2014 auf Basis der HD-LCA-Methode und der jährlich aggregierten Ökobilanz.	162

1 Einführung

Mit dem Klimaschutzabkommen von Paris vom 12.12.2015 [13] hat sich die internationale Staatengemeinschaft das Ziel gesetzt, die Erderwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 °C, idealerweise auf 1,5 °C zu beschränken. Durch den Klimaschutzplan 2050 [14] konkretisiert die deutsche Bundesregierung den Weg zur Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens. Der Klimaschutzplan 2050 legt für 2030 verbindliche Ziele zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen fest. So müssen die gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands bis spätestens 2030 um mindestens 55 % im Vergleich zu 1990 gesenkt werden.

Die deutsche Energiewirtschaft, von der 2014 der größte Anteil der Treibhausgasemissionen ausging, ist verpflichtet, bis zum Jahr 2030 eine Emissionsreduzierung von 61 % bis 62 % im Vergleich zu 1990 herbeizuführen [14]. Alle anderen Sektoren müssen ebenfalls erhebliche Beiträge zur Senkung der Treibhausgasemissionen leisten. Um die Ziele im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor zu erreichen, sieht der Klimaschutzplan 2050 eine verstärkte Kopplung dieser Sektoren mit der Energiewirtschaft vor [14]. Als Technologien zur Verstärkung der Sektorenkopplung sind beispielsweise Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge vorgesehen [14]. Außerdem soll durch die Kopplung der Sektoren die Flexibilität des Strommarkts durch eine kurzfristige Anpassbarkeit der Stromnachfrage des Wärme- und Verkehrssektors erhöht werden [14]. Im 2016 beschlossenen Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende [18] ist zur Erhöhung der Flexibilität des Strombedarfs der Einsatz von intelligenten Messsystemen (Smart Meter) und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen geplant. Ein weiteres Beispiel für die intelligente Gestaltung des Stromverbrauchs ist die Norm ISO 15118 [71], die die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen und Ladestationen beschreibt und intelligent steuerbare Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen vorsieht. Zudem werden aktuell Pilotprojekte zum Thema Lastmanagement (Demand Side Management) durchgeführt, in denen die Steuerung der Stromnachfrage der Industrie durch das gezielte Ab- und Zuschalten von Lasten untersucht wird [25]. Durch die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeversorgung, des Verkehrs und der Industrie steigt die Bedeutung der Stromversorgung und daher auch des Umweltprofils der Stromversorgung signifikant.

Gleichzeitig besitzt die Stromerzeugung aus fossil befeuerten Kraftwerken immer noch eine hohe Relevanz. Nach Statistiken der AG Energiebilanzen [2] trugen im Jahr 2014 Braunkohlekraftwerke zu 24,8 %, Steinkohlekraftwerke zu 18,9 % und Erdgaskraftwerke zu 9,7 % der Bruttostromerzeugung Deutschlands bei. Bis zur nahezu vollständigen Dekarbonisierung der Energieversorgung, die spätestens für das Jahr 2050 in Deutschland vorgesehen ist [14], werden fossil befeuerte Kraftwerke daher eine abnehmende, aber weiterhin zu berücksichtigende Rolle bei der Stromversorgung spielen. Mit der zunehmenden fluktuierenden Stromeinspeisung aus Windkraft und Photovoltaik fällt dabei fossil befeuerten Kraftwerken als regelbaren Stromerzeugungsanlagen die Aufgabe zu, die Stromerzeugung und den Stromverbrauch im Gleichgewicht zu halten und so eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Die fossil befeuerten Kraftwerke werden zunehmend unregelmäßig und diskontinuierlich betrieben und weisen daher einen ungleichmäßigen Stromerzeugungsverlauf mit häufigerem Teillastbetrieb und einer steigenden Anzahl von An- und Abfahrvorgängen auf. Der in kurzen Zeitabschnitten variierende Stromerzeugungsmix führt daher zu einem variierenden Umweltprofil der Stromversorgung.

1.1 Motivation und Ziel

Die heute in Ökobilanzdatenbanken angewendeten Methoden zur Ökobilanzierung der Stromversorgung wurden für Stromversorgungssysteme entwickelt, die ein regelmäßiges Erzeugungsprofil aufweisen und auf fossilen Energieträgern basieren. Das regelmäßige Erzeugungsprofil führt dazu, dass auch das Umweltprofil dieser Stromversorgungssysteme einen regelmäßigen Verlauf aufweist.

Wie einleitend beschrieben, ist jedoch schon heute absehbar, dass die Stromversorgung vor fundamentalen Veränderungen steht. Die Kombination aus fluktuierender Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik, dem damit verbundenen unregelmäßigen Betrieb von regelbaren Verbrennungskraftwerken, sowie intelligenten Stromnetzen (Smart Grids) mit intelligent steuerbaren Erzeugern und Verbrauchern führt dazu, dass es hochrelevant ist, in welchen Zeiträumen der verbrauchte Strom erzeugt wird. Ökobilanzen von vielzähligen Produkten werden in signifikantem Maße vom Umweltprofil der Stromversorgung beeinflusst. Aufgrund der zunehmenden Kopplung von Stromversorgung, Wärmeversorgung, des Verkehrs und der Industrie wird dieser Einfluss in Zukunft erheblich steigen.

Für die Ökobilanz von zahlreichen Produkten ist es daher nicht mehr ausreichend, durchschnittliche, über ein Jahr aggregierte Umweltprofile zu verwenden. So ist beispielsweise die Ökobilanz von Elektrofahrzeugen in starkem Maße davon abhängig, welcher Stromerzeugungsmix bei den Ladevorgängen der Fahrzeuge vorliegt. Um zukünftig die Ökobilanz von Elektrofahrzeugen zu bestimmen, muss bekannt sein, wann und mit welchem Stromerzeugungsmix die Ladevorgänge stattfinden. Zusätzlich könnten die Zeiträume der Ladevorgänge so gesteuert werden, dass die Ökobilanz der Fahrzeuge optimiert wird.

Die Erfassung kurzfristig variierender Umweltprofile der Stromversorgung erfordert die Entwicklung neuartiger Ansätze. Diese Dissertation verfolgt daher das Ziel, eine Methode zur Ermittlung von Umweltprofilen fluktuierender Stromerzeugung mit stündlicher Auflösung zu entwickeln.

Die Ökobilanz der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung baut auf stündlich aufgelösten Kraftwerkseinsatzdaten auf, wie sie z. B. durch Kraftwerkseinsatzmodelle ermittelt werden können. Die Kraftwerke mit hoher Relevanz für das Umweltprofil werden durch kraftwerksgenaue Energieträgereinsätze und Emissionen unter Berücksichtigung des Teillastbetriebs und der An- und Abfahrvorgänge abgebildet. Die kraftwerksgenaue Auflösung bietet die Möglichkeit, die Ökobilanzergebnisse in nahezu beliebigen Aggregationsarten darzustellen. Die Methode eignet sich nach [52] dafür, sowohl diagnostische, prädiktive, als auch präskriptive Fragestellungen zum Umweltprofil eines Stromversorgungssystems zu beantworten. Es können somit auch zukünftige Stromversorgungsszenarien untersucht werden.

Die Erfassung der Ökobilanz der Stromerzeugung in einstündigen Zeitintervallen und die damit verbundene Steigerung des Detaillierungsgrads können in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Gestaltung von intelligenten, ökologisch vorteilhaften Stromversorgungssystemen leisten. Durch die zunehmende Kopplung von Stromversorgung, Wärmeversorgung, Verkehr und Industrie bietet sich die entwickelte Methode zudem für die ökologische Optimierung vielseitiger Anwendungen mit steuerbarem Stromverbrauch an. Die Stromnachfrage, z. B. von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Produktionsmaschinen wird zukünftig zunehmend intelligent steuerbar sein. Die Ökobilanzen zahlreicher Produkte werden daher signifikant davon abhängen, in welchen Zeiträumen der Stromverbrauch stattfindet. Die entwickelte Methode kann

dazu beitragen, neue Technologien so auszulegen, dass sie dann Strom verbrauchen, wenn eine ökologische, wie auch ökonomisch vorteilhafte Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien vorliegt.

Durch die Anwendung der Methode am Beispiel der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 wird aufgezeigt, welches Umweltprofil sich für die 8760 Jahresstunden ergibt, wie Ergebnisse zusammengefasst und dargestellt werden können und welchen Informationsmehrwert diese Ergebnisse bereitstellen.

1.2 Aufbau der Arbeit

Der Aufbau dieser Arbeit gliedert sich in acht Ziffern. Die folgende Ausführung gibt einen Überblick über deren Struktur und Inhalte. Zunächst wird im Rahmen der Einführung unter Ziffer 1 die Motivation und das Ziel dieser Dissertation sowie der Aufbau der Arbeit beschrieben.

Unter Ziffer 2 wird der Stand des Wissens aufgezeigt. Dazu werden erforderliche Grundlagen zu Stromversorgungssystemen und zur Strommarktmodellierung, zu Kraftwerkstechnologien und -emissionen sowie zur Methode der Ökobilanz vermittelt. Im Anschluss daran wird der Stand der Forschung bei der Ermittlung von Umweltprofilen fluktuierender Stromerzeugung wiedergegeben und analysiert. Zudem wird der sich aus den vorhandenen Forschungslücken ergebende Forschungsbedarf abgeleitet.

Anschließend werden unter Ziffer 3 die Anforderungen an die Methode formuliert und auf Grundlage dieser Anforderungen und des unter Ziffer 1.1 vorgegebenen Ziels der Arbeit der Untersuchungsrahmen und das Anwendungsgebiet der Methode beschrieben. Im Anschluss folgt der Hauptteil der Arbeit mit der Entwicklung der Struktur und der Konzeption der Methode sowie der Beschreibung der einzelnen Methodenschritte.

Unter Ziffer 4 wird die Methode am Beispiel der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 angewendet und das Umweltprofil der Stromversorgung in stündlicher Auflösung ermittelt. Das Anwendungsbeispiel soll zu einem tieferen Verständnis der Methodenschritte beitragen und die Möglichkeiten der Ergebnisdarstellung aufzeigen. Im Rahmen einer Gegenüberstellung der entwickelten Methode und der heute üblichen Methodik zur Ökobilanzierung der Stromversorgung werden

die Umweltprofile, die sich aus beiden Ansätze ergeben, verglichen und die Gründe für die unterschiedlichen Ergebnisse dargelegt.

Die Methode wird unter Ziffer 5 geprüft, indem die Umsetzung der für die Methodentwicklung definierten Anforderungen kritisch beurteilt wird. Zudem werden die Anwendungsmöglichkeiten und Grenzen der Methode beschrieben.

In Ziffer 6 werden die erarbeiteten Inhalte und gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst. Abschließend wird unter Ziffer 7 ein Ausblick auf die zukünftige Anwendung der Methode gegeben und der zukünftige Forschungsbedarf dargestellt. Unter Ziffer 8 ist die im Rahmen dieser Arbeit verwendete Literatur aufgelistet.

2 Stand des Wissens

Der Stand des Wissens ist in drei Abschnitte gegliedert. Der erste Abschnitt gibt eine grundlegende Einführung in die Technologien und Systeme, die für das Verständnis und die Anwendung der in dieser Arbeit entwickelten Methode zur Ermittlung von Umweltprofilen fluktuierender Stromerzeugung von Bedeutung sind. Der zweite Abschnitt beschreibt den aktuellen Stand der Forschung und fasst die relevanten Studien zur Ermittlung des Brennstoffeinsatzes und der Emissionsprofile von fossil befeuerten Kraftwerken zusammen. Anschließend wird der aktuelle Stand der Ökobilanzierung von Stromversorgungssystemen dargestellt. Auf Grundlage der beiden vorherigen Abschnitte wird im dritten Abschnitt die Eignung der bestehenden methodischen Ansätze zur Ermittlung von Umweltprofilen einer fluktuierenden Stromerzeugung analysiert und darauf aufbauend der Forschungsbedarf abgeleitet.

2.1 Grundlagen

Zunächst werden die Grundlagen zum Aufbau und zu der Wirkungsweise von Stromversorgungssystemen am Beispiel des Strommarkts Deutschland und die Modellierung des Strommarkts durch Kraftwerkseinsatzmodelle beschrieben (Ziffer 2.1.1). Anschließend werden relevante Hintergrundinformationen zu den fossil befeuerten Kraftwerkstypen zusammengefasst, deren variierende Umweltprofile in die Methodenanwendung miteingehen (Ziffer 2.1.2). Als Abschluss werden unter Ziffer 2.1.3 die Grundlagen der Ökobilanzierung vermittelt.

2.1.1 Stromversorgungssysteme und Strommarktmodellierung

Der Aufbau und die Wirkungsweise von Stromversorgungssystemen werden am Beispiel des Strommarktdesigns der deutschen öffentlichen Stromversorgung beschrieben. Im Anschluss wird die Methodik von Strommarktmodellen durch die Vorstellung des für die Anwendung der Methode (siehe Ziffer 4) ausgewählten Strommarktmodells veranschaulicht.

Stromversorgungssysteme

Der Aufbau von Strommärkten in Mitgliedstaaten der EU wird aktuell durch die Richtlinie 2009/72/EG [44] festgelegt. In der EU ist u. a. ein wettbewerbsorientierter, auch für ausländische Anbieter geöffneter Strommarkt vorgeschrieben. In Deutschland werden die EU-Richtlinien durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [11] umgesetzt, das in seiner zuletzt 2016 überarbeiteten Version die Grundlage für ein auf freiem Stromhandel aufbauendes Stromversorgungssystem bildet. Durch die Umsetzung des liberalisierten Stromhandels ergibt sich für Deutschland das in Bild 1 beschriebene Strommarktdesign.

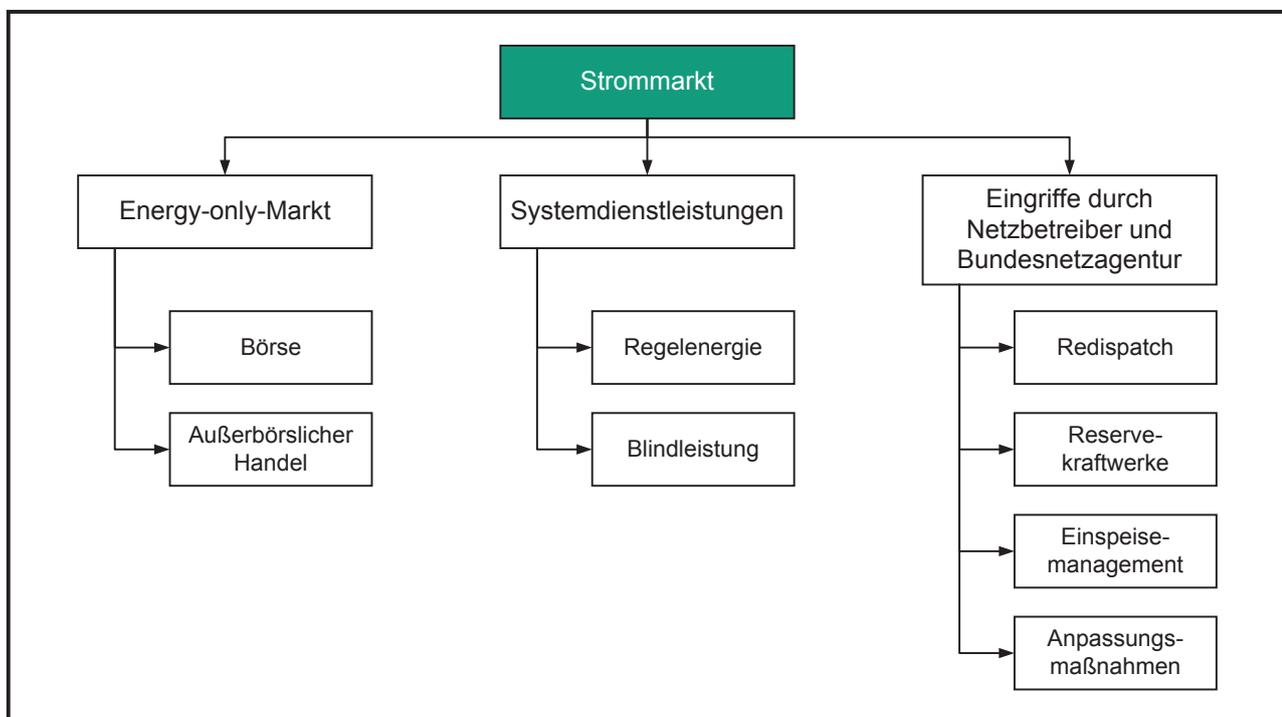


Bild 1: Strommarktdesign in Deutschland in Anlehnung an [20] und [87].

In den folgenden Unterkapiteln werden die in Bild 1 dargestellten, drei Bereiche des Strommarkts „Energy-only-Markt“, „Systemdienstleistungen“ und „Eingriffe durch Netzbetreiber und Bundesnetzagentur“ beschrieben.

Energy-only-Markt

Wie in Bild 1 dargestellt, teilt sich der Energy-only-Markt in an Strombörsen gehandelte und außerbörslich gehandelte Stromlieferungen auf. Der an Strombörsen durchgeführte Handel unterteilt sich wiederum in Terminmarkt und Spotmarkt [98] [102]. Insgesamt ergeben sich die in Bild 2 aufgeführten Stromlieferungsmöglichkeiten.

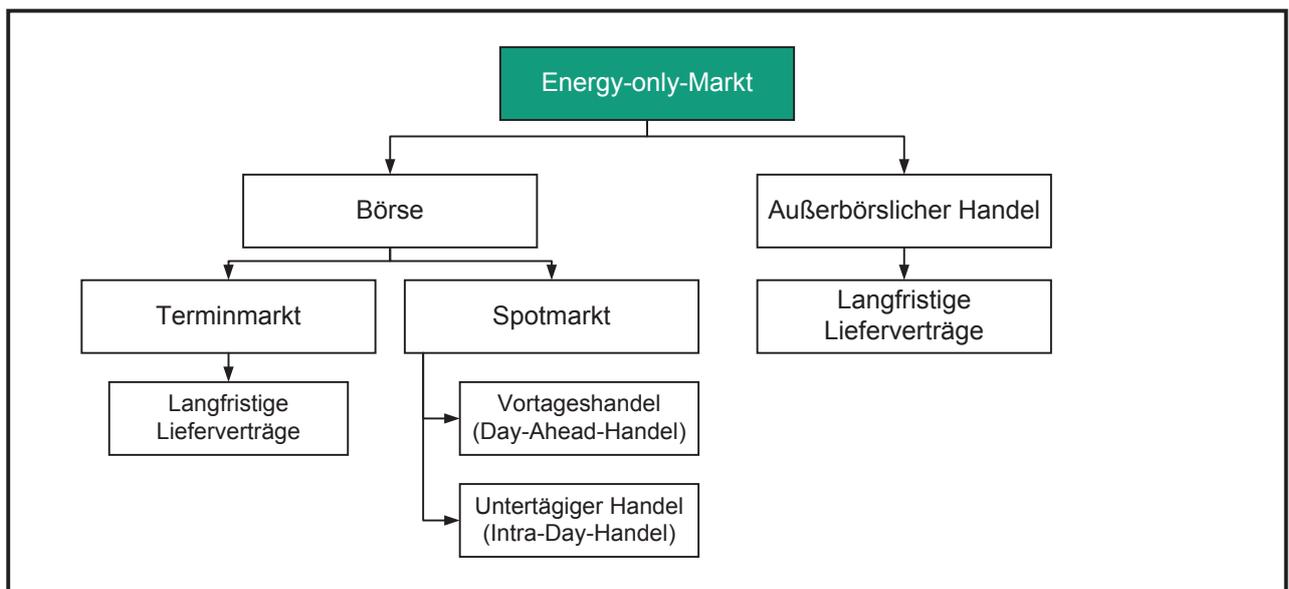


Bild 2: Stromlieferungsmöglichkeiten am Energy-only-Markt in Anlehnung an [87] und [98].

In Deutschland übernimmt die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig [47] die Organisation des Stromhandels. Es wird nur ein kleiner Teil des insgesamt benötigten elektrischen Stroms an der Strombörse gehandelt, da der große Anteil der Stromlieferungen auf Grundlage langfristiger, außerbörslicher Verträge erfolgt [98]. Dennoch stellt der an der Strombörse erzielte Strompreis eine Referenz für die gesamte Stromversorgung dar [98]. Der Kraftwerkseinsatz wird, obwohl der Terminmarkt ein wesentlich größeres Handelsvolumen besitzt, stärker durch den Handel am Spotmarkt bestimmt, da sich Verpflichtungen sowohl am Terminmarkt, wie auch aus außerbörslichen Verträgen als Spotmarktgeschäfte umsetzen lassen [47] [98].

Eine Besonderheit der deutschen Stromversorgung ist, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, geregelt durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [16],

Vorrang gegenüber der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern hat. Das Ziel des EEG ist, die Energieversorgung umzubauen und den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der Stromversorgung bis 2050 auf mindestens 80 % zu erhöhen. Im EEG waren bis 2016 feste Mindestvergütungen für Strom aus neu installierten EE-Anlagen gesetzlich vorgeschrieben. Um die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energien zu verbessern, sind in der Aktualisierung des EEG ab 2017 flexible Vergütungen für Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorgesehen, die über Ausschreibungen ermittelt werden. [16]

Bestimmend für die Einsatzplanung von Kraftwerken sind deren Grenzkosten. Diese beziehen sich auf die Bereitstellung von einer Megawattstunde Strom [98]. Maßgebliche Einflussfaktoren auf die Grenzkosten thermischer Kraftwerke sind die Brennstoffkosten, Kosten für notwendige CO₂-Zertifikate sowie sonstige variable Betriebskosten (z. B. für Hilfsstoffe zur Rauchgasreinigung) [141]. Die Grenzkosten der Kraftwerke eines Kraftwerksparks sind für ihre Einsatzreihenfolge maßgebend, die durch die sogenannte Merit Order [141] bestimmt wird. Für die Bildung der Merit Order wird der Kraftwerkspark aufsteigend nach den Grenzkosten sortiert und über die kumulierte installierte Leistung aufgetragen [98]. Aus dieser Grenzkostenkurve wird der für einen gegebenen Strombedarf wirtschaftlich günstigste Kraftwerkseinsatz abgelesen [98]. Die Stromerzeugung aus EE-Anlagen, die im Rahmen des EEG gefördert werden, ist unabhängig vom Marktgeschehen an der Strombörse. Strom aus Wind-, Photovoltaik- und Wasserkraftwerken, der ohne EEG-Förderung am Strommarkt angeboten wird, besitzt sehr niedrige Grenzkosten, da keine Kosten für die Primärenergieträger anfallen [98]. Das bedeutet, dass die Stromerzeugung durch EE-Anlagen auch bei sehr niedrigem Börsenstrompreis wirtschaftlich sinnvoll ist [98]. Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke, die aufgrund ihrer kostengünstigen Energieträger niedrige Grenzkosten aufweisen, werden zur Deckung der Grundlast eingesetzt [98]. Dagegen besitzen Steinkohle- und Erdgaskraftwerke aufgrund der teureren Brennstoffe höhere Grenzkosten und werden bevorzugt als Mittel- bzw. Spitzenlastkraftwerke betrieben [98].

Da für den Einsatz von EE-Anlagen durch die EEG-Vergütung eine Sonderrolle vorgesehen ist, wirkt sich die Strompreisbildung am Spotmarkt hauptsächlich auf den Einsatz von Kraftwerken aus, die die sogenannte Residuallast decken. Gedeckt wird die Residuallast durch regelbare Stromerzeugungsanlagen (in Deutschland fossil

befeuerte Kraftwerke und Wasserkraftwerke). Der Großteil der Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen basiert auf Braunkohle, Steinkohle und Erdgas [2]. Ölkraftwerke trugen im Jahr 2014 nur mit 0,9 % zur deutschen Bruttostromerzeugung bei [2]. Kernkraftwerke werden aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten bevorzugt mit konstant hoher Leistung betrieben und werden nicht zum Ausgleich der Residuallast eingesetzt [141]. Biomassekraftwerke sind prinzipiell technisch in der Lage, ihre elektrische Leistung an die Stromnachfrage bzw. an den Börsenstrompreis anzupassen [98]. Aufgrund ihrer Unterstützung mit einer festen EEG-Einspeisevergütung werden sie jedoch mit möglichst konstant hoher Leistung betrieben und stehen daher nicht zum Ausgleich der Residuallast zur Verfügung [98]. Bei der Stromerzeugung aus Abfällen und anderen Energieträgern kann von einem Betrieb mit gleichmäßiger Leistung ausgegangen werden [4]. Daher tragen diese Anlagen ebenfalls nicht zum Residuallastausgleich bei. Die Residuallast berechnet sich nach [102] für den Zeitpunkt t aus folgender Gleichung:

$$P_{\text{Bed, res}_t} = P_{\text{Bed, tot}_t} - P_{\text{EE}_t} - P_{\text{Imp}_t} + P_{\text{Exp}_t} \quad [\text{MW}] \quad (1)$$

$P_{\text{Bed, res}_t}$	Residuallast	[MW]
$P_{\text{Bed, tot}_t}$	Gesamter Strombedarf	[MW]
P_{EE_t}	Stromerzeugung aus EE-Anlagen	[MW]
P_{Imp_t}	Stromimporte	[MW]
P_{Exp_t}	Stromexporte	[MW]

Neben EE-Anlagen und den zum Residuallastausgleich beitragenden Kraftwerken tragen auch Must-Run-Anlagen zur Stromerzeugung bei. Must-Run-Anlagen sind wärmegeführte, d. h. primär vom Wärmebedarf abhängige Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen), die unabhängig vom Strombedarf kontinuierlich eine bestimmte elektrische Leistung ins Netz einspeisen müssen. Bei diesen Anlagen handelt es sich meist um Industriekraftwerke, die Prozesswärme und Strom zur industriellen Nutzung bereitstellen [98].

Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen werden in die Bereitstellung von Regelenergie und Blindleistung unterteilt. Es wird zunächst die Systemdienstleistung „Regelenergie“ beschrieben. Im Anschluss folgt die Beschreibung der Systemdienstleistung „Blindleistung“.

Um einen zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten und Schäden an Erzeuger- und Verbrauchereinrichtungen zu vermeiden, ist es notwendig, die Netzfrequenz innerhalb vorgegebener Grenzen zu halten [98]. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für die Kontrolle der Netzfrequenz verantwortlich und benötigen dazu Regelenergie in unterschiedlichen Qualitäten (Primärregelenergie-, Sekundärregelenergie sowie Minutenreserveenergie) [97]. Die Beschaffung der Regelenergie erfolgt über einen gemeinsamen Ausschreibungswettbewerb der deutschen Übertragungsnetzbetreiber unter Beteiligung zahlreicher Anbieter (Kraftwerksbetreiber und Stromkunden) [97].

Die zweite relevante Systemdienstleistung ist die Reduzierung von Blindströmen durch Blindleistungskompensation. Blindleistung tritt auf, wenn Leistung aus dem Versorgungsnetz bezogen, dann aber zeitversetzt wieder in das Netz eingespeist wird und so zwischen Verbraucher und Erzeuger hin und her pendelt [6]. Blindströme führen zu Belastungen von Übertragungsnetzen und Transformatoren und haben in Leitungen Übertragungsverluste zur Folge [6]. Zusätzlich dient die Blindleistungskompensation der Spannungshaltung, da Blindströme Spannungsabfälle beeinflussen [101].

Eingriffe durch Netzbetreiber und Bundesnetzagentur

Zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems sind die Netzbetreiber gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, die in Bild 1 aufgeführten Maßnahmen durchzuführen. Dabei handelt es sich bei den Redispatchmaßnahmen um Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen [21]. Die Maßnahmen des Betriebs von Reservekraftwerken, des Einspeisemanagements und weitere Anpassungsmaßnahmen werden angewendet, wenn durch die Redispatchmaßnahmen die Sicherheit der Stromversorgung noch nicht gewährleistet werden kann [20]. Die Maßnahmen werden von der Bundesnetzagentur in [20] und [21] im Detail erläutert.

Strommarktmodellierung

Für die Anwendung der unter Ziffer 3 beschriebenen Methode werden als Eingangsgrößen Betriebsdaten der einzelnen zum Ausgleich der Residuallast beitragenden Kraftwerkseinheiten benötigt. Die Bereitstellung dieser Eingangsdaten kann durch Strommarktmodelle erfolgen, die durch Simulation den Einsatz der einzelnen zur Stromversorgung beitragenden Kraftwerke abbilden. Strommarktmodelle, die den Betrieb einzelner Kraftwerke darstellen, werden auch als Kraftwerkseinsatzmodelle bezeichnet. Es existiert eine Vielzahl von Kraftwerkseinsatzmodellen, wie z. B. die Simulationsmodelle DIMENSION [33] [99], PLEXOS® [36] oder E2M2s [63], die in den unter Ziffer 2.2.2 vorgestellten Studien zum Einsatz kommen. Die im weiteren Verlauf der Arbeit beschriebene Methode erlaubt die Verwendung beliebig ermittelter Kraftwerkseinsatzdaten. Daher ist die Anwendung der Methode mit verschiedensten Kraftwerkseinsatzmodellen möglich. Für die Methodenanwendung unter Ziffer 4 stellte das Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) der Universität Stuttgart die Ergebnisse seines Kraftwerkseinsatzmodells [102] zur Verfügung (bezeichnet als „IFK-Kraftwerkseinsatzmodell“).

Ein Hauptziel der Anwendung von Kraftwerkseinsatzmodellen ist es, auf Basis des Strommarktdesigns die ökonomischen Auswirkungen verschiedener Zukunftsszenarien (Ausbau von erneuerbaren Energien, von Energiespeichern etc.) auf die Stromversorgung zu erfassen, zu bewerten und optional Handlungsempfehlungen für die zukünftige Gestaltung der Stromversorgung abzuleiten. Nach [52] werden mit Kraftwerkseinsatzmodellen auf Grundlage von diagnostischen Untersuchungen prädiktive und optional präskriptive Analysen von Stromversorgungssystemen durchgeführt. Da für die Methodenanwendung die Ergebnisse des IFK-Kraftwerkseinsatzmodells verwendet werden, wird die Funktionsweise dieses Modells vorgestellt.

Das Ziel des IFK-Kraftwerkseinsatzmodells [102] [103] ist die Bestimmung des wirtschaftlich optimalen Einsatzes eines länderspezifischen Kraftwerksanlagenportfolios. Die Zielfunktion stellt die variablen Kosten des Stromversorgungssystems für die Strom- und Wärmeerzeugung dar. Die variablen Kosten setzen sich dabei aus den Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke, zusätzlichen Kosten durch Strombezug für Pumpspeicherkraftwerke und Power-to-Heat-Anlagen, sowie sonstigen variablen

Kosten zusammen. Im Modell werden Anfahrvorgänge und Laständerungen und die damit verbundenen Restriktionen und Kosten durch den zusätzlichen Brennstoffbedarf und die notwendigen CO₂-Zertifikate, sowie Kapital- und Instandhaltungskosten berücksichtigt. Das gesamte Kraftwerksportfolio muss dabei die Residuallast, die sich aus dem Stromhandel am Energy-only-Markt ergibt, sowie Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie vorhalten. Die Modellierung des Regelenergieabrufs erfolgt durch einen stochastischen Ansatz, der auf der Analyse des historischen Einsatzes von Sekundär- und Tertiärregelenergie basiert. Zusätzlich wird der standortspezifische Wärmebedarf abgebildet, der durch den Einsatz von KWK- und Power-to-Heat-Anlagen sowie Heizwerken gedeckt werden muss. Das Kraftwerkseinsatzmodell berücksichtigt die Strommarktbereiche „Energy-only-Markt“ und „Systemdienstleistungen“. Netzseitige Restriktionen werden bei der Ermittlung des Anlageneinsatzes aktuell noch nicht abgebildet. Bild 3 gibt einen schematischen Überblick über die Ein- und Ausgangsdaten des IFK-Kraftwerkseinsatzmodells. [102]

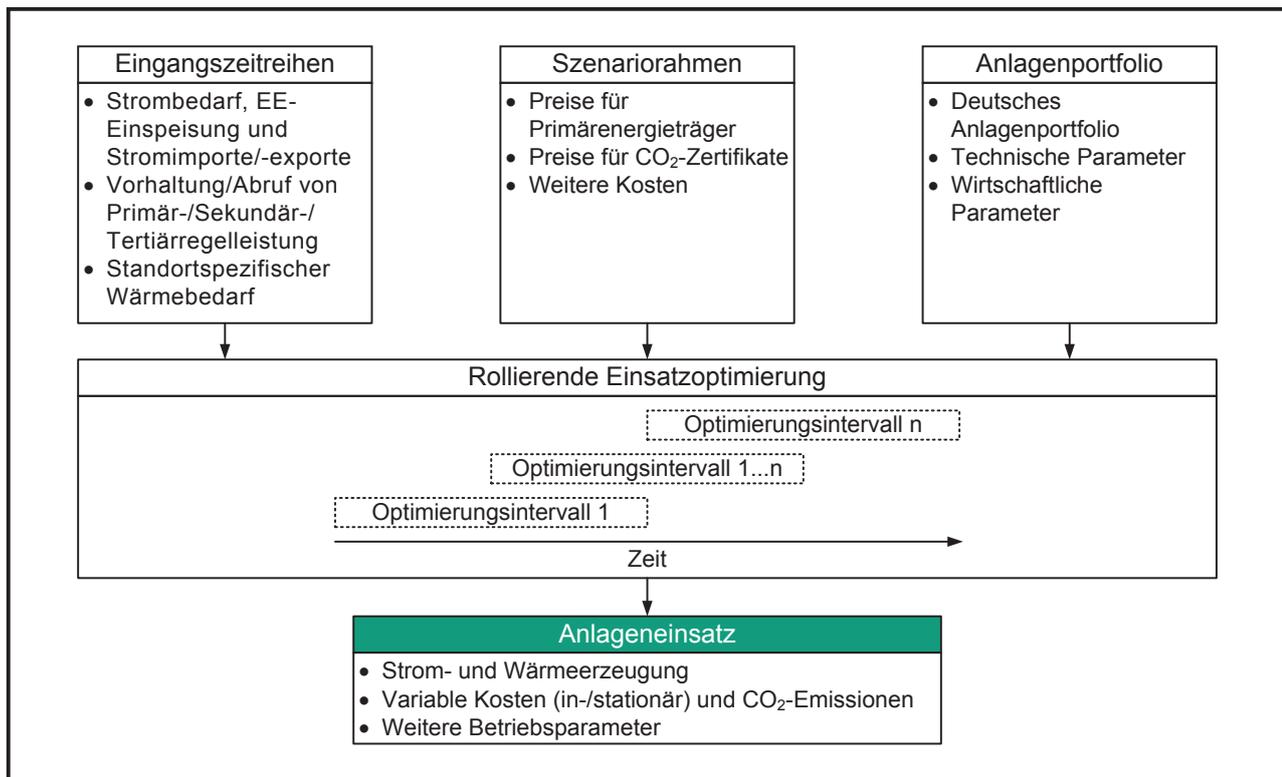


Bild 3: Schematische Darstellung der Anlageneinsatzoptimierung des IFK-Kraftwerkseinsatzmodells in Anlehnung an [102] und [103].

2.1.2 Kraftwerkstechnologien und -emissionen

Wie in der Einführung und unter Ziffer 2.1.1 beschrieben, wird in Deutschland mit der Energiewende eine Transformation der Stromerzeugung von konventionellen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energieträgern vorgenommen. Um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, werden regelbare Kraftwerke benötigt, die die Residuallast ausgleichen. Die Residuallast wird in Deutschland, wie unter Ziffer 2.1.1 beschrieben, derzeit durch fossil befeuerte Kraftwerke und Wasserkraftwerke ausgeglichen. Da Wasserkraftwerke nur geringe Umweltwirkungen verursachen, konzentriert sich die Grundlagenbeschreibung auf die fossil basierten Kraftwerkstechnologien und deren Emissionen.

Kraftwerkskennwerte

Zum Verständnis der im weiteren Verlauf der Arbeit angewandten Wirkungsgrad- und Nutzungsgradkennwerte von fossil befeuerten Kraftwerken werden die Gleichungen zur Ermittlung der relevanten Kennwerte vorgestellt. Nach [64] und [73] berechnet sich der elektrische Bruttowirkungsgrad aus dem Quotient der elektrischen Bruttoleistung (an den Generatorklemmen des Kraftwerks) und der bereitgestellten Feuerungswärmeleistung. Durch verschiedene, für die Stromerzeugung notwendige Kraftwerkseinrichtungen (z. B. Speise- und Kühlwasserpumpen oder die Rauchgasreinigung) wird ein elektrischer Kraftwerkseigenbedarf hervorgerufen. Dieser führt dazu, dass die an das Stromnetz abgegebene elektrische Nettoleistung geringer als die elektrische Bruttoleistung des Kraftwerks ist [114]. Der elektrische Nettowirkungsgrad berücksichtigt im Gegensatz zum Bruttowirkungsgrad sowohl die Leistungsverluste von der Brennstoffverfeuerung bis zur Stromerzeugung im Generator, als auch die Verluste durch den Kraftwerkseigenbedarf und ergibt sich gemäß Gleichung (2) aus dem Quotienten der elektrischen Nettoleistung und der Feuerungswärmeleistung [64] [73]:

$$\eta_{el,net} = \frac{P_{el,net}}{\dot{Q}_{FWL}} \quad [\%] \quad (2)$$

$\eta_{el,net}$	Elektrischer Nettowirkungsgrad	[%]
$P_{el,net}$	Elektrische Nettoleistung	[MW]
\dot{Q}_{FWL}	Feuerungswärmeleistung	[MW]

Für fossil befeuerte Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist der Brennstoffausnutzungsgrad von Bedeutung. Dieser ergibt sich nach Gleichung (3) aus der Summe der abgegebenen elektrischen und thermischen Leistung, die durch die zugeführte Feuerungswärmeleistung dividiert wird [64] [73]:

$$\eta_{\text{ges,net}} = \frac{P_{\text{el,net}} + \dot{Q}_{\text{th}}}{\dot{Q}_{\text{FWL}}} \quad [\%] \quad (3)$$

$\eta_{\text{ges,net}}$	Brennstoffausnutzungsgrad	[%]
$P_{\text{el,net}}$	Elektrische Nettoleistung	[MW]
\dot{Q}_{th}	Thermische Leistung	[MW]
\dot{Q}_{FWL}	Feuerungswärmeleistung	[MW]

Im weiteren Verlauf der Arbeit werden zur Berechnung der Umweltprofile von Stromversorgungssystemen sowohl Wirkungsgrade als auch Nutzungsgrade angewandt. Im Unterschied zu Wirkungsgraden werden Nutzungsgrade nicht leistungsabhängig, sondern energieabhängig ermittelt. Ein Jahresnutzungsgrad eines Energieumwandlungsprozesses wird folglich aus dem Quotienten der Summe der nutzbar abgegebenen Energie und der Summe der zugeführten Energie innerhalb eines Jahres gebildet [73]. Der Nutzungsgrad stellt daher den gewichteten Mittelwert der Wirkungsgrade einer Anlage über einen Zeitraum, unter Einbeziehung von Anfahr-, Abfahr- und Teillastverlusten sowie Änderungen der Umgebungsluft- und Kühlwassertemperatur, dar [140]. Wie unter Ziffer 2.2.2 ausgeführt, kommen für Ökobilanzen der Stromversorgung Bruttojahresnutzungsgrade zur Anwendung. Der elektrische Bruttonutzungsgrad lässt sich mit Gleichung (4) nach [73] berechnen:

$$\eta_{\text{el,brutto}} = \frac{W_{\text{el,brutto}}}{Q_{\text{Br}}} \quad [\%] \quad (4)$$

$\eta_{\text{el,brutto}}$	Elektrischer Bruttonutzungsgrad	[%]
$W_{\text{el,brutto}}$	Bruttostromerzeugung	[MWh]
Q_{Br}	Brennstoffeinsatz	[MWh]

Emissionsgesetzgebung

In Deutschland sind die Emissionsgrenzwerte für Verbrennungskraftwerke durch die 13. BImSchV (Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen, gültig für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 50 MW) [11] und die TA Luft (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, gültig für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung unter 50 MW) [12] vorgegeben. Die aktuelle Version der 13. BImSchV ist seit 01.01.2016 rechtsgültig und setzt die Richtlinie 2010/75/EU (Industrial Emissions Directive, IED) [45] in nationales Recht um. Die IED ersetzt die zuvor gültigen EU-Direktiven 2001/80/EG (Large Combustion Plant Directive, LCPD) [42] und 2008/1/EG (Integrated Pollution Prevention and Control Directive, IPPC Directive) [43].

Die IED und 13. BImSchV sehen eine wesentliche Verschärfung der Emissionsgrenzwerte für Schwefeldioxid, Stickstoffoxide und Staub in Feuerungsanlagen vor [90]. Die Emissionserfassung muss dabei durch kontinuierliche Messungen erfolgen [11]. Die Kraftwerksbetreiber sind verpflichtet, u. a. die Massenkonzentration der Emissionen an Gesamtstaub, Quecksilber, Gesamtkohlenstoff, Kohlenmonoxid, Stickstoffmonoxid, Stickstoffdioxid, Schwefeldioxid, Schwefeltrioxid und die Rußzahl zu melden [11]. Die Grenzwerte der 13. BImSchV sind als gemittelte Grenzwerte für verschiedene Kraftwerksbetriebszeiträume (Halbstundenmittelwerte, Tagesmittelwerte, Jahresmittelwerte) vorgegeben, die auf Basis von kontinuierlichen Messungen berechnet werden [11]. Die Emissionsgrenzwerte sind an technische und regionale Gegebenheiten angepasst. Es wird beispielsweise zwischen verschiedenen Anlagengrößen (differenziert nach Feuerungswärmeleistung) und zwischen Neu- und Altanlagen unterschieden [11]. Außerdem sind beispielsweise spezielle Grenzwerte für Anlagen mit verkürzten Betriebszeiten, sowie für Anlagen, die mit regional verfügbaren Brennstoffen mit erhöhtem Schwefelgehalt betrieben werden, vorgesehen [11].

Die aktuell rechtsgültige Version der TA Luft stammt aus dem Jahr 2002 [12]. Bis Ende 2017 muss die TA Luft auf Basis der Richtlinie 2015/2193 des Europäischen Parlaments und des Rates (Medium Combustion Plant Directive, MCPD) [41] aktualisiert werden [120]. Auch die TA Luft sieht eine Emissionserfassung durch kontinuierliche Messungen vor. Die Überprüfung der Einhaltung von Emissionsgrenzwerten erfolgt analog zur 13. BImSchV anhand von Halbstunden- und Tagesmittel-

werten [12]. Die Emissionsgrenzwerte sind an die technischen Eigenschaften der Anlagen angepasst. So wird auch bei der TA Luft zwischen verschiedenen Anlagengrößen (Differenzierung nach Feuerungswärmeleistung) und zwischen Neu- und Altanlagen unterschieden [12]. Zudem sind ebenfalls angepasste Grenzwerte für Anlagen mit verkürzten Betriebszeiten vorgesehen [12].

Die Emissionsgrenzwerte werden in allen beschriebenen Dokumenten auf das Abgasvolumen bezogen (Einheit: mg/m^3) [11] [12] [41] [42] [43] [45]. Zur Anwendung der Emissionsgrenzwerte müssen der zu jedem Grenzwert zugehörige Bezugssauerstoffgehalt sowie der Zustand des Abgases bekannt sein. In Tabelle 1 sind die in der 13. BImSchV und in den EU-Direktiven angewandten Bezugssauerstoffgehalte zusammengefasst. Die Grenzwerte beziehen sich auf das Abgasvolumen unter normierten Randbedingungen (Temperatur 273,15 K, Druck 101,3 kPa) nach Abzug des Feuchtegehalts.

Für die Umrechnung von auf das Abgasvolumen bezogenen Massenkonzentrationen in brennstoffeinsatzspezifische Emissionsfaktoren kann auf sogenannte Brennstofffaktoren zurückgegriffen werden (vgl. Tabelle 1) [9]. Die Brennstofffaktoren beziehen sich auf den unteren Heizwert der Brennstoffe und sind für Abgase unter Normbedingungen sowie einem Bezugssauerstoffgehalt von 0 % anzuwenden.

Tabelle 1: Kennzahlen für die Berechnung von Emissionsfaktoren [9] [11] [41] [42] [43] [45].

Feuerungsart	Kennzahl	
	Bezugssauerstoffgehalt O_B (Normzustand) [%]	Brennstofffaktor F (Normzustand, $O_{B,0} = 0 \%$) [m^3/MJ]
Kesselfeuerung mit Braunkohle	6	0,256
Kesselfeuerung mit Steinkohle	6	0,256
Kesselfeuerung mit Erdgas	3	0,240
Gasturbine mit Erdgas	15	0,240

Gleichung (5) beschreibt die Umrechnung von abgasvolumenspezifischen Massenkonzentrationen zu brennstoffeinsatzspezifischen Emissionsfaktoren nach [9] und [11]. Damit die Brennstofffaktoren angewendet werden können, müssen die abgasvolumenspezifische Massenkonzentration auf einen Bezugssauerstoffgehalt von 0 % umgerechnet werden.

$$e_{Br} = \beta_{AV} \cdot \frac{21 \% - O_{B,0}}{21 \% - O_B} \cdot F \quad [\text{kg/TJ}] \quad (5)$$

e_{Br}	Emissionsfaktor, bezogen auf den Brennstoffeinsatz	[kg/TJ]
β_{AV}	Massenkonzentration im Normzustand, bezogen auf das trockene Abgasvolumen	[mg/m ³]
$O_{B,0}$	Bezugssauerstoffgehalt zur Anwendung des Brennstofffaktors F ($O_{B,0} = 0 \%$)	[%]
O_B	Bezugssauerstoffgehalt der Feuerungsart	[%]
F	Brennstofffaktor	[m ³ /MJ]

In den USA werden Gasturbinenemissionen häufig als Volumenkonzentration (Einheit ppm) angegeben. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird auch auf US-amerikanische Literatur zurückgegriffen. Gleichung (6) ermöglicht die Umrechnung von Massenkonzentrationen in Volumenkonzentrationen [108]. Die Anwendung der Gleichung setzt voraus, dass sich die Volumenkonzentration auf den Normzustand bezieht und ihr zugehöriger Bezugssauerstoffgehalt dem Wert für Gasturbinen in Tabelle 1 entspricht. Außerdem muss die Normdichte der jeweiligen Emission (z. B. Normdichte von NO₂ oder CO) bekannt sein.

$$\beta_{AV} = \rho \cdot \sigma_{AV} \quad [\text{mg/m}^3] \quad (6)$$

β_{AV}	Massenkonzentration im Normzustand, bezogen auf das trockene Abgasvolumen	[mg/m ³]
ρ	Normdichte der Emission	[kg/m ³]
σ_{AV}	Volumenkonzentration im Normzustand, bezogen auf das trockene Abgasvolumen	[ppm]

Seit Inkrafttreten der Large Combustion Plant Directive (LCPD) ist für EU-Mitgliedsstaaten vorgeschrieben, eine jährliche Aufstellung von Betriebs- und Emissionsdaten der von der LCPD betroffenen Anlagen bereitzustellen [42]. Diese Daten müssen alle drei Jahre der Europäischen Kommission übermittelt werden [42]. Die zusammenge-

fassten Betriebs- und Emissionsdaten werden von der Europäischen Umweltagentur (European Environment Agency, EEA) in den Tabellenblättern „Plant-by-plant emissions of SO₂, NO_x and dust and energy input of large combustion plants covered by Directive 2001/80/EC“ [48] veröffentlicht. Die Betriebs- und Emissionsdaten umfassen folgende Angaben [42] [48]:

- Installierte Feuerungswärmeleistung der Feuerungsanlage [MW]
- Jahresgesamtemissionen an SO₂, NO_x und Staub (als Schwebstoffe) [t/Jahr]
- Jährlicher Brennstoffeinsatz, bezogen auf den unteren Heizwert, aufgeschlüsselt nach den Brennstoffkategorien Biomasse, andere feste Brennstoffe, flüssige Brennstoffe, Erdgas und sonstige Gase [TJ/Jahr]
- Angabe, ob Feuerungsanlage Teil einer Raffinerie ist.

Im Zuge der aktuell gültigen EU-Direktive IED wurde die Anforderung, dass EU-Mitgliedstaaten eine jährliche Aufstellung von Betriebs- und Emissionsdaten der betroffenen Anlagen bereitstellen müssen, fortgesetzt und überarbeitet [45]. Es wurden u. a. folgende Angaben aktualisiert bzw. hinzugefügt [11] [45]:

- Art der Feuerungsanlage (z. B. Kesselfeuerung, Gasturbine, Gasmotor)
- Jährliche Betriebsstunden der Feuerungsanlage [h/Jahr]
- Jährlicher Brennstoffeinsatz, bezogen auf den unteren Heizwert, aufgeschlüsselt nach Brennstofftyp (z. B. Braunkohle, Steinkohle, Erdgas) [TJ/Jahr]

Die 13. BImSchV gibt vor, dass die Anlagenbetreiber die durch die LCPD und IED geforderten Betriebs- und Emissionsdaten jährlich für jede einzelne Anlage vorlegen müssen [11]. Die LCPD, wie auch die IED geben vor, dass bei der Aufstellung der Betriebs- und Emissionsdaten Zeitabschnitte des An- und Abfahrens (mit häufig höheren Emissionen als im Stromerzeugungsbetrieb) der Anlagen nicht berücksichtigt werden müssen [42] [45]. Im Rahmen der IED wurde ein Durchführungsbeschluss [27] erlassen, der diese Zeitabschnitte des An- und Abfahrens spezifiziert. Bei stromerzeugenden Feuerungsanlagen ist die Anfahrzeit an dem Punkt abgeschlossen, an dem die Anlage die Mindestanfahrlast für eine stabile Stromerzeugung erreicht [27]. Die Abfahrzeit beginnt an dem Punkt, an dem die Mindestabfahrlast für die stabile Erzeugung erreicht ist, die Brennstoffzufuhr auszulaufen beginnt, und der erzeugte Strom dem Verbundnetz nicht länger zur Verfügung steht [27]. Die Lastschwellen für die Bestimmung des Endpunktes der Anfahrzeit und des Startpunktes der Abfahrzeit

entsprechen einem festen, in der Genehmigung der Anlage vorgegebenen Prozentsatz der elektrischen Nennleistung der Feuerungsanlage [27].

Emissionsbildung

Da sich die im Rahmen dieser Arbeit berechneten Emissionskennlinien und -faktoren auf die Emissionen CO₂, NO_x, SO₂, Staub und CO beziehen, wird der Fokus der Grundlagenbeschreibung auf diese Emissionen gelegt. Zur Ermittlung des Standes des Wissens von Kraftwerken eignen sich die Merkblätter zur „besten verfügbaren Technik“ (BVT) oder „Best Available Techniques“ (BAT), die von der EU im Rahmen der IED [130] und der Vorgängerrichtlinie IPPC Directive [121] oder von der Internationalen Energieagentur (IEA) [61] veröffentlicht werden. In diesem und den folgenden beiden Unterkapiteln wird daher u. a. auf diese Merkblätter zurückgegriffen.

Die zur Einhaltung der Emissionsgesetzgebung notwendige Emissionsreduzierung von fossil befeuerten Kraftwerken kann durch unterschiedliche Maßnahmen erfolgen. Diese lassen sich in die folgenden zwei Kategorien gliedern:

- Primärmaßnahmen:
„Integrierte Maßnahmen zur Emissionsminderung an der Entstehungsquelle oder während des Feuerungsprozesses, einschließlich Maßnahmen der Brennstoffbereitstellung und Feuerungsmodifikationen“ [130]
- Sekundärmaßnahmen:
„End-of-Pipe-Maßnahmen; Reduzierung von Emissionen in die Medien Luft, Wasser und Boden“ [130]

Zur Umsetzung von Primärmaßnahmen und eventuell notwendigen Sekundärmaßnahmen sind Kenntnisse über Emissionsbildungsmechanismen notwendig.

Die Kohlendioxidemissionen eines Feuerungsprozesses hängen direkt vom brennstoffspezifischen Kohlenstoffgehalt sowie vom notwendigen Brennstoffeinsatz und damit vom thermischen Wirkungsgrad des Feuerungsprozesses ab [130]. Eine Steigerung des thermischen Wirkungsgrads führt zu niedrigeren CO₂-Emissionen. Eine weitere Option zur Senkung von CO₂-Emissionen stellt die CO₂-Abscheidung mit anschließender CO₂-Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) dar [130]

[143]. Diese Technologie befindet sich jedoch im Forschungsstadium und wird nicht im regulären Betrieb von Kraftwerken eingesetzt [143].

Schwefeloxide werden bei der Verfeuerung des Brennstoffs durch Oxidation des im jeweiligen Brennstoff vorhandenen Schwefels ausgestoßen. Der Schwefelgehalt von Erdgas wird bereits in einer Erdgasaufbereitungsanlage durch die Auswaschung von Schwefelwasserstoff so weit reduziert, dass die SO_2 -Emissionsgrenzwerte für alle Anwendungen ohne weitere Maßnahmen erfüllt werden können. [130]

Stickstoffoxide umfassen hauptsächlich NO , NO_2 und N_2O [130]. NO hat dabei meist einen Anteil von mehr als 90 % an der gesamten NO_x -Menge [130]. Zur Bildung von Stickstoffmonoxid NO existieren theoretisch drei Bildungsmechanismen [75] [130]:

- Bildung von thermischem NO im Rauchgas (Nachreaktionszone) aus Luftstickstoff und Luftsauerstoff
- Bildung von promptem NO an der Flammenfront aus der Reaktion von Luftstickstoff mit Kohlenwasserstoffen aus dem Brennstoff
- Bildung von Brennstoff- NO , das ebenfalls an der Flammenfront aus dem chemisch gebundenen Stickstoffanteil im Brennstoff und verschiedenen Oxidatoren entsteht.

Die Bildung von Staubemissionen ist vom verwendeten Brennstoff abhängig. Bei der Verfeuerung von Kohle entsteht Staub aufgrund von Mineralien, die zu Asche umgewandelt werden und dann den Dampfkessel teils als Flugasche mit dem Abgas verlassen. Die Eigenschaften und die Menge der Flugasche hängen dabei von der mineralischen Zusammensetzung der Kohle und vom Feuerungskonzept ab. Feinstäube können erhebliche Konzentrationen von Schwermetallen enthalten, da Schwermetalle auf der großen Gesamtoberfläche der Feinstaubteilchen kondensieren können. Der Staubgehalt von Erdgas wird bereits in einer Erdgasaufbereitungsanlage durch die Auswaschung von Partikeln so weit reduziert, dass die Emissionsgrenzwerte für Staub unter normalen Betriebsbedingungen ohne weitere Maßnahmen erfüllt werden können. [130]

CO -Emissionen werden durch unvollständige Verbrennungsprozesse hervorgerufen und können durch zu niedrige Verbrennungstemperaturen, eine zu kurze Verweilzeit im Verbrennungsraum oder durch ein uneffektives Vermischen von Brennstoff und Verbrennungsluft hervorgerufen werden, wodurch ein Sauerstoffmangel auftritt [130].

Emissionsreduzierung in Kohlekraftwerken mit Staubfeuerung

Aufgrund ihrer großen technologischen Ähnlichkeit werden Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke gemeinsam beschrieben. Neben Kohlekraftwerken mit Staubfeuerung, die am weitesten verbreitet sind, sind einige Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke mit Wirbelschichtfeuerung und Kohlekombikraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification-Combined-Cycle, IGCC) in Betrieb [143]. Die beiden alternativen Technologien konnten sich bisher jedoch nicht gegenüber der klassischen Staubfeuerung durchsetzen. Daher wird in [143] davon ausgegangen, dass die Staubfeuerung in Deutschland und der EU in absehbarer Zukunft die vorherrschende Technologie zur Kohleverstromung sein wird. Aus diesem Grund konzentriert sich die folgende Beschreibung der Maßnahmen zur Emissionsreduzierung auf Stein- und Braunkohlekraftwerke mit Staubfeuerung. Bild 4 zeigt die übliche Anordnung von Feuerung und Dampferzeuger, des Wasser-Dampf-Kreislaufs und der Abgasreinigungssysteme von Steinkohlekraftwerken mit Staubfeuerung auf.

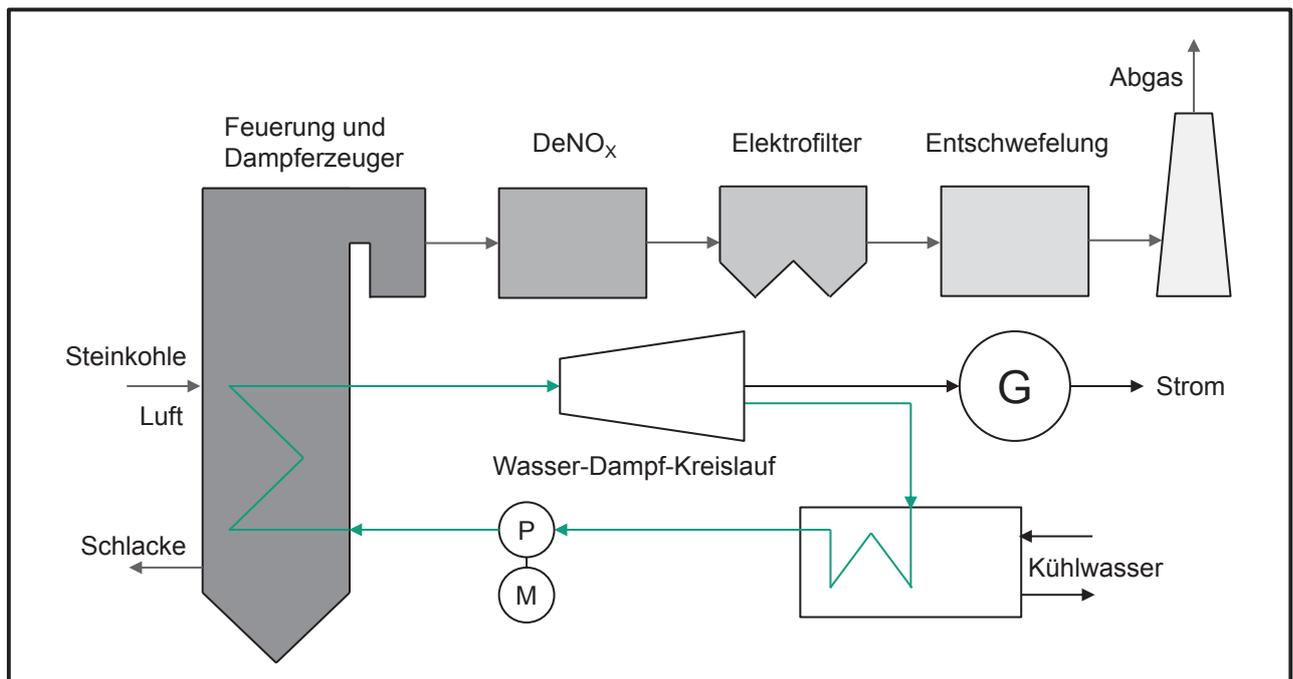


Bild 4: Schematische Darstellung des typischen Anlagenschemas von Steinkohlekraftwerken in Anlehnung an [67] [68] [114].

Die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte von Steinkohlekraftwerken nach der 13. BImSchV wird durch die in Bild 4 dargestellten Abgasreinigungssysteme

sichergestellt, die seit ihrer Einführung in den 1980er-Jahren kontinuierlich weiterentwickelt wurden. Für Braunkohlekraftwerke ergibt sich, mit Ausnahme der DeNO_x-Anlage, dieselbe Anordnung der Abgasreinigungssysteme. Eine DeNO_x-Anlage ist hier für die meisten Anlagen nicht notwendig, da die NO_x-Emissionsgrenzwerte der 13. BImSchV bereits mit Primärmaßnahmen eingehalten werden können. [143]

Die Abgasentschwefelung wird in Kohlekraftwerken üblicherweise durch Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA) durchgeführt, die auf der kalkbasierten Nasswäsche beruhen. Gründe hierfür sind die hocheffiziente SO₂-Abscheidung sowie der hohe Verfügbarkeitsgrad dieser Anlagen. Das aus dem Elektrofilter kommende Abgas wird in der Regel durch einen Wärmeaustauscher an den REA-Absorber weitergeleitet. Dort wird das SO₂ durch direkten Kontakt mit kontinuierlich zugeführter wässriger Suspension aus fein gemahlenem Kalkstein ausgefällt. Das gewaschene Abgas wird anschließend durch einen Tröpfchenabscheider geleitet und über einen Schornstein oder Kühlturm in die Atmosphäre entlassen. Als Nebenprodukt kann Gips gewonnen werden, durch dessen Verkauf sich die Betriebskosten der REA reduzieren lassen. [130]

Um die NO_x-Bildung zu minimieren, werden derzeit verschiedene Primärmaßnahmen angewandt, wie z. B. Low-NO_x-Brenner [130]. Damit Steinkohlekraftwerke die geforderten NO_x-Emissionsgrenzwerte einhalten können, sind jedoch zusätzliche Sekundärmaßnahmen notwendig. Da bei Braunkohlekraftwerken bereits durch niedrigere Verbrennungstemperaturen die Bildung von thermischem NO reduziert wird, ist die Einhaltung der NO_x-Grenzwerte mit Primärmaßnahmen möglich [143]. In Braunkohlekraftwerken in Deutschland werden dazu als Feuerungskonzept Tangentialfeuerungen eingesetzt [144]. In deutschen Steinkohlekraftwerken werden verschiedene Feuerungskonzepte angewendet (Eckenfeuerung, Gegenfeuerung, Boxerfeuerung und Allwandfeuerung) [82] [144]. Das als Sekundärmaßnahme angewendete SCR-Verfahren basiert auf der selektiven katalytischen Reduktion von NO_x durch Ammoniak oder Harnstoff unter Anwesenheit eines Katalysators [130]. In den meisten Anlagen wird Ammoniak aufgrund seiner geringeren Kosten verwendet, Harnstoff kommt bei Feuerungswärmeleistungen unter 50 MW zur Anwendung [130]. In zahlreichen Fällen werden als Katalysatoren Metalloxid-SCR-Katalysatoren eingesetzt [130]. SCR-Entstickungsanlagen können in drei verschiedenen Anordnungen eingesetzt werden [130]:

- High-Dust-Anordnung: Anordnung direkt nach dem Dampferzeuger und vor dem Elektrofilter
- Low-Dust-Anordnung: Anordnung nach dem Elektrofilter
- Tail-End-Anordnung: Anordnung am Ende der Abgasreinigungsanlagen

Die High-Dust-Anordnung ist am kostengünstigsten und wird daher auch am häufigsten realisiert (vgl. auch Bild 4) [130]. Zur Reduzierung des Staubgehalts im Abgas kommen hauptsächlich Elektrofilter zum Einsatz, die den Staub durch die Einwirkung eines elektrischen Feldes und der damit verbundenen Ionisierung der Staubpartikel durch Elektronen abscheiden [114] [130]. Die CO-Emissionsgrenzwerte können, wenn die Verbrennung gut gesteuert wird, im Stromerzeugungsbetrieb ohne Sekundärmaßnahmen eingehalten werden [130].

Emissionsreduzierung in Erdgaskraftwerken

Für die Anwendung der Methode unter Ziffer 4 sind Gasturbinenkraftwerke, Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Kraftwerke) und Gas-Dampfkraftwerke relevant. Daher werden diese Kraftwerkstypen beschrieben und die in Deutschland üblichen Maßnahmen zur Emissionsreduzierung vorgestellt.

Gasturbinenkraftwerke bestehen aus einer Gasturbine, die mit dem Generator über eine Welle direkt verbunden ist [61]. Bis zu einer elektrischen Leistung von 50 MW werden heute meist umgebaute Flugtriebwerke (Aeroderivate) verwendet, die sich durch ihre sehr kompakte Bauweise und hohen Wirkungsgrade zur Spitzenlastanwendung eignen [78]. Für größere Gasturbinenkraftwerke werden schwere, für den Kraftwerksbetrieb konstruierte Gasturbinen (Heavy-Duty-Gasturbinen) mit elektrischen Leistungen von bis zu 300 MW genutzt [61] [78]. Die in Bild 5 dargestellten grauen Komponenten bilden den Aufbau eines Gasturbinenkraftwerks ab.

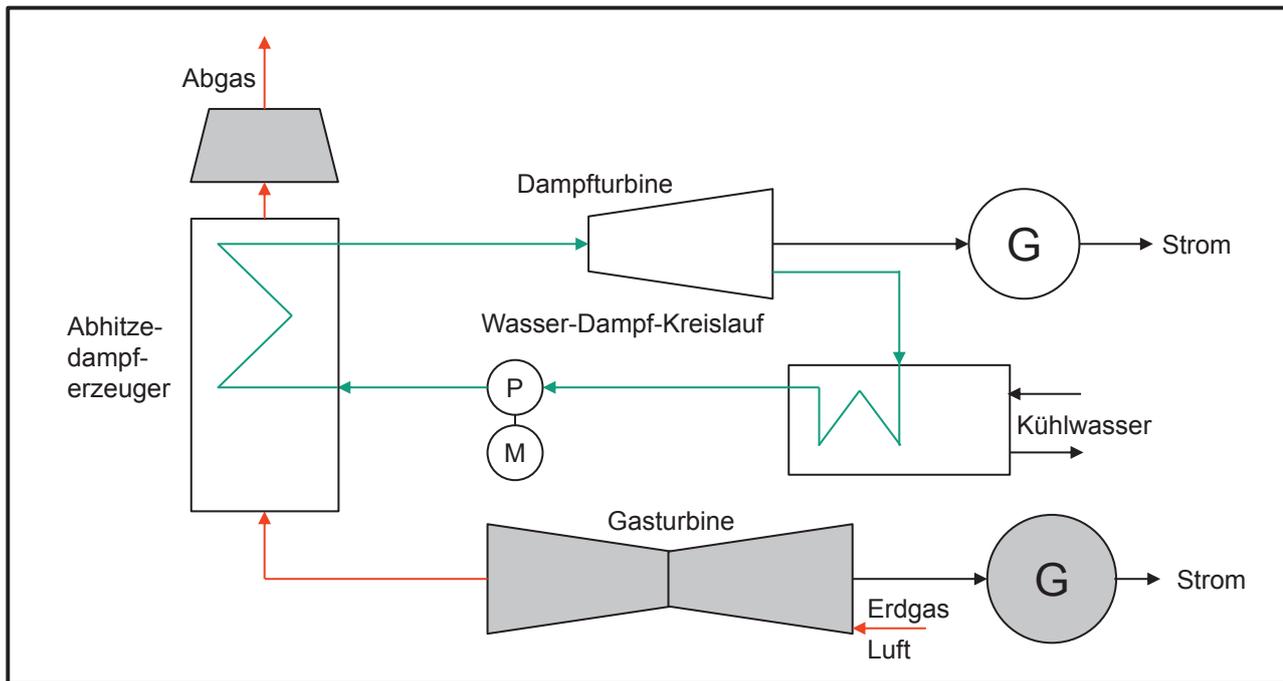


Bild 5: Schematische Darstellung des typischen Anlagenschemas von Gasturbinenkraftwerken und Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken in Anlehnung an [78].

Die Anwendung von Gasturbinen in GuD-Kraftwerken nimmt stetig zu, da so weitere Wirkungsgradverbesserungen und Emissionseinsparungen ermöglicht werden [130]. GuD-Kraftwerke bestehen prinzipiell aus denselben Grundkomponenten wie Gasturbinenkraftwerke, besitzen jedoch zusätzlich einen Abhitzedampferzeuger sowie die Grundkomponenten des Wasser-Dampf-Kreislaufs (vgl. Bild 5) [61] [78].

GuD-Kraftwerke werden als Mehrwellenanlagen (mit einer oder mehreren Gasturbinen) mit physikalischer Trennung der Gasturbine(n) und der Dampfturbine, oder als Einwellenanlagen mit einer Anordnung von Gasturbine und Dampfturbine auf einer Welle ausgeführt [78]. Üblicherweise wird ca. 2/3 der elektrischen Leistung eines GuD-Kraftwerks von der (den) Gasturbine(n) und ca. 1/3 von der Dampfturbine bereitgestellt [130]. Gas-Dampfkraftwerke besitzen einen analogen Aufbau wie Braunkohle- und Steinkohle-Dampfkraftwerke (vgl. Bild 4). Da die Emissionsgrenzwerte nach der 13. BImSchV bei Gaskraftwerken üblicherweise durch die Anwendung von Primärmaßnahmen eingehalten werden können, sind üblicherweise keine Sekundärmaßnahmen erforderlich. Daher entfällt der Einsatz der in Bild 4 abgebildeten Abgasreinigungssysteme. Zudem fällt bei diesen Anlagen keine Schlacke an. Bei Erdgaskraft-

werken sind nur CO₂-, NO_x- und CO-Emissionen ökologisch relevant, da Erdgas ein sehr reiner Brennstoff ist.

Zur Reduzierung der NO_x-Emissionen kommen bei fast allen neuen Gaskraftwerken Low-NO_x-Brenner zum Einsatz [130]. Bei Gasturbinen stellt die sogenannte trockene NO_x-arme Vormischbrennung (Dry-Low-NO_x, DLN) den Stand der Technik dar [130] [23]. DLN-Verfahren basieren darauf, dass das Mischen von Luft und Erdgas und die Verbrennung in zwei aufeinanderfolgenden Schritten durchgeführt werden [130]. Da das Mischen der Verbrennungsluft und des Brennstoffs schon vor der Verbrennung erfolgt, werden eine homogene Temperaturverteilung sowie eine niedrige Flammentemperatur erzielt, die niedrigere NO_x-Emissionen zur Folge haben [130]. Die exakte Umsetzung der DLN-Brenner kann sich abhängig vom Gasturbinenhersteller und -modell erheblich unterscheiden [130]. Bei bestehenden Gasturbinenanlagen kann eine Senkung der NO_x-Emissionen durch Wasser- und Dampfeindüsung oder Umrüstung auf DLN-Verfahren erreicht werden [130]. Die Wasser- oder Dampfeindüsung erfolgt entweder durch das Eindüsen einer vorbereiteten Mischung aus Brennstoff und Wasser oder Dampf, oder alternativ durch die Zugabe von Wasser oder Dampf durch Düsen in der Verbrennungskammer [130]. Durch die beschriebenen Maßnahmen wird die Flammentemperatur gesenkt und somit die NO_x-Bildung reduziert [130]. Ein wichtiger Nachteil der Wasser- sowie Dampfeindüsung ist ein mit der Turbinenlast stark schwankendes Emissionsprofil. Dieses ist zunächst darin begründet, dass der zur NO_x-Minderung notwendige Dampf nur in hohen Lastbereichen zur Verfügung steht [130]. Zudem führt die mit dem Eindüsen verbundene Reduzierung der Verbrennungstemperaturen zu steigenden CO-Emissionen und zu einer Absenkung des thermischen Wirkungsgrads [78] [130]. Zusätzlich zu den beschriebenen Primärmaßnahmen wird in einigen Gaskraftwerken außerhalb Deutschlands das SCR-Verfahren zur Reduzierung der NO_x-Emissionen eingesetzt. In mehreren Bundesstaaten der USA werden z. B. bereits seit längerer Zeit sehr niedrige NO_x-Emissionsgrenzwerte gefordert, die deutlich unter den Emissionsgrenzwerten nach der 13. BImSchV liegen und ohne den Einsatz des SCR-Verfahrens nicht erreicht werden können [78].

Die Emissionsgrenzwerte nach der 13. BImSchV für CO können im Normalbetrieb ohne Sekundärmaßnahmen eingehalten werden [130]. Bei strengeren Emissionsgrenzwerten (wie z. B. in einigen Bundesstaaten der USA) ist ein zusätzliches CO-

Katalysatorpaket notwendig, um die CO- und NO_x-Grenzwerte gleichzeitig einzuhalten [78].

Teillastbetrieb und An- und Abfahrvorgänge von Kraftwerken

Wie einleitend unter Ziffer 1 beschrieben, ergeben sich durch den steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energieträger an der Stromversorgung erhöhte Anforderungen an einen flexiblen Betrieb der fossil befeuerten Kraftwerke mit zunehmendem Teillastbetrieb und häufigeren An- und Abfahrvorgängen. Der Teillastbetrieb von fossil befeuerten Kraftwerken hat niedrigere elektrische Wirkungsgrade als im Vollastbetrieb zur Folge. Teillastwirkungsgrade von fossil befeuerten Kraftwerken sind in zahlreichen Studien untersucht worden und werden unter Ziffer 2.2.1 genauer beschrieben.

Der Brennstoffeinsatz und damit auch die auftretenden Emissionen während eines Anfahrvorgangs hängen bei Kraftwerken mit Wasser-Dampf-Kreislauf von der vorangegangenen Stillstandzeit und bei allen fossil befeuerten Kraftwerken von der kraftwerksspezifischen Mindestanfahrlast ab. Die Mindestanfahrlast beschreibt dabei diejenige Last, bei der eine stabile Stromerzeugung unter Einhaltung der gültigen Emissionsgrenzwerte gewährleistet ist [27] [95].

Die zulässige Änderungsgeschwindigkeit der Feuerungswärmeleistung wird von den zulässigen Temperaturänderungsgeschwindigkeiten der Komponenten des Wasser-Dampf-Kreislaufs bestimmt [113]. Da die Temperaturen der temperaturführenden Komponenten zu Beginn des Anfahrvorgangs mit zunehmender Kraftwerksstillstandzeit abnehmen, steigt die notwendige Anfahrzeit. Die Anfahrzeiten von Gasturbinenkraftwerken sind unabhängig von der vorangegangenen Stillstandzeit, da kein Wasser-Dampf-Kreislauf zum Einsatz kommt und somit die Begrenzung der Laständerungsgeschwindigkeit durch deren Komponenten entfällt. Je niedriger diese Mindestanfahrlast ist, desto weniger Brennstoff muss der Feuerung während des Anfahrens zugeführt werden. Anfahrvorgänge werden abhängig von der Stillstandzeit folgendermaßen differenziert [95] [113]:

- Kaltstart (Stillstandzeit > 48 h)
- Warmstart (8 h < Stillstandzeit < 48 h)
- Heißstart (Stillstandzeit < 8 h)

Der Brennstoffeinsatz und die Emissionen der Abfahrvorgänge werden von der zulässigen Änderungsgeschwindigkeit der Feuerungswärmeleistung (die durch die zulässigen Temperaturänderungsgeschwindigkeiten der dickwandigen Komponenten begrenzt ist) und der Mindestabfahrlast beeinflusst.

Die Mindestabfahrlast kann geringere Werte als die Mindestanfahrlast aufweisen, da das Kraftwerk, wenn nach einer gewissen Betriebszeit eine ausreichende Temperatur erreicht ist, teilweise auch bei geringerer Leistung stabil betrieben werden kann [27]. In zahlreichen Literaturquellen, z. B. in [51] [95] [98], ist jedoch die übliche Vorgehensweise, die gleiche Mindestlast für An- und Abfahrvorgänge zu verwenden. Angegeben wird die Mindestlast als prozentualer Anteil der elektrischen Nettonennleistung ($P_{el,N,net}$) des Kraftwerks [27]. Die Laständerungsgeschwindigkeit wird ebenfalls in Abhängigkeit zur elektrischen Nettonennleistung des Kraftwerks dargestellt [95]. Beschränkt wird die Laständerungsgeschwindigkeit von der zulässigen Änderungsgeschwindigkeit der Feuerungswärmeleistung. Tabelle 2 fasst die beschriebenen Betriebskennwerte für verschiedene fossil befeuerte Kraftwerkstypen zusammen.

Tabelle 2: Betriebskennwerte fossil befeuerter Kraftwerke nach [51] [95] [98] [104] (heute üblich bzw. Stand der Technik).

Kennwert	Kraftwerkstyp				
	Braunkohlekraftwerk	Steinkohlekraftwerk	GuD-Kraftwerk	Gas-turbine	Gas-Dampfkraftwerk
Laständerungsgeschwindigkeit im Stromerzeugungsbetrieb [% $P_{el,N,net}$ /min]	1 / 2,5	1,5 / 4	2 / 4	8 / 20	6 / 6
Mindestlast [% $P_{el,N,net}$]	60 / 50	40 / 25	50 / 40	50 / 20	38 / 38
Anfahrzeit Heißstart (bis 100 % $P_{el,N,net}$) [h]	6 / 1,5	3 / 1,5	1,5 / 1	<0,4 / <0,2	1 / 1
Anfahrzeit Kaltstart (bis 100 % $P_{el,N,net}$) [h]	10 / 8	10 / 5	4 / 3	<0,4 / <0,2	5 / 4

Um den Verlauf der Feuerungswärmeleistung und der elektrischen Leistung bei Anfahrvorgängen zu verdeutlichen, sind in Bild 6 ein Kaltstart (Stillstandzeit 48 h) und ein Heißstart (Stillstandzeit 30 min) eines Steinkohlekraftwerks mit einer elektrischen Nettonennleistung von 450 MW dargestellt [113]. Die Anfahrvorgänge von Braunkohle- und Erdgas-Dampfkraftwerken verlaufen prinzipiell analog zu den dargestellten Anfahrvorgängen von Steinkohle-Dampfkraftwerken. Sie unterscheiden sich jedoch in ihrer Dauer, die von den unterschiedlichen Laständerungsgeschwindigkeiten und Mindestlasten beeinflusst wird (vgl. Tabelle 2). Braunkohle- und Steinkohle-Dampfkraftwerke werden zu Beginn des Anfahrvorgangs üblicherweise mit Heizöl befeuert, um die Temperatur der Feuerung und des Dampferzeugers schnell zu erhöhen und somit die Dauer der Anfahrvorgänge zu verkürzen. Sowohl in Bild 6 als auch in Bild 7 (Anfahrvorgänge für Kraftwerke mit Gasturbinen) sind die charakterisierenden Zeitpunkte für Anfahrvorgänge gekennzeichnet [113] [119]:

- Zeitpunkt 1: Zündung der Feuerung bzw. der Gasturbine
- Zeitpunkt 2: Synchronisierung der Dampfturbine
- Zeitpunkt 3: Erreichen der Mindestanfahrlast
- Zeitpunkt 4: Erreichen der Volllast (elektrische Nettonennleistung)

Bild 7 zeigt den Verlauf der Feuerungswärmeleistung und der elektrischen Leistung bei Anfahrvorgängen eines Gasturbinenkraftwerks mit einer elektrischen Nettonennleistung von 50,5 MW und eines GuD-Kraftwerks mit einer elektrischen Nettonennleistung von 395 MW auf. Der dargestellte Anfahrvorgang des Gasturbinenkraftwerks ist nach zehn Minuten abgeschlossen. Wie zuvor beschrieben, ist die Anfahrzeit von Gasturbinen nicht von der vorangegangenen Stillstandzeit abhängig. Bei GuD-Kraftwerken wird zunächst nur die Leistung der Gasturbine erhöht [78]. Die Abgase der Gasturbine heizen während des gesamten Vorgangs direkt den Dampferzeuger auf, bis eine ausreichende Dampftemperatur für den Start der Dampfturbine erreicht wird [78]. In Bild 7 sind ein Kaltstart (Stillstandzeit 72 h) und ein Heißstart (Stillstandzeit 8 h) dargestellt. Für die Darstellung der Feuerungswärmeleistungen wurde auf Wirkungsgradkennlinien, wie sie unter Ziffer 2.2.1 beschrieben werden, zurückgegriffen.

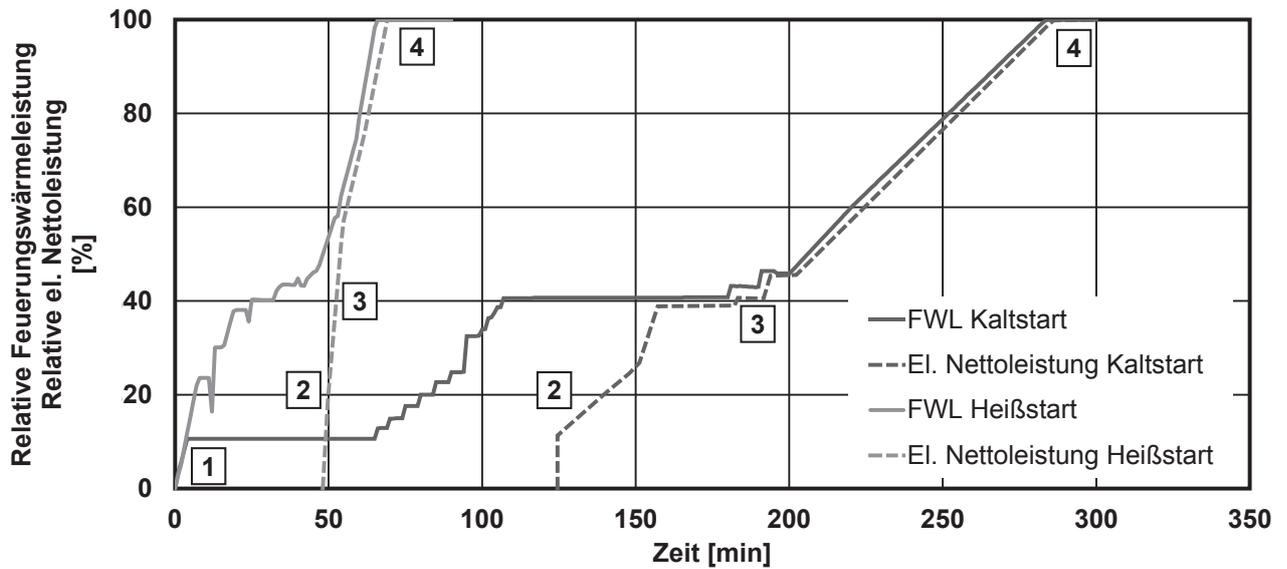


Bild 6: Relative Feuerungswärme- sowie relative elektrische Nettoleistung eines Steinkohlekraftwerks mit 450 MW elektrischer Nettonennleistung in Abhängigkeit von der Zeit. Dargestellt sind die Verläufe für einen Kaltstart und einen Heißstart in Anlehnung an [113].

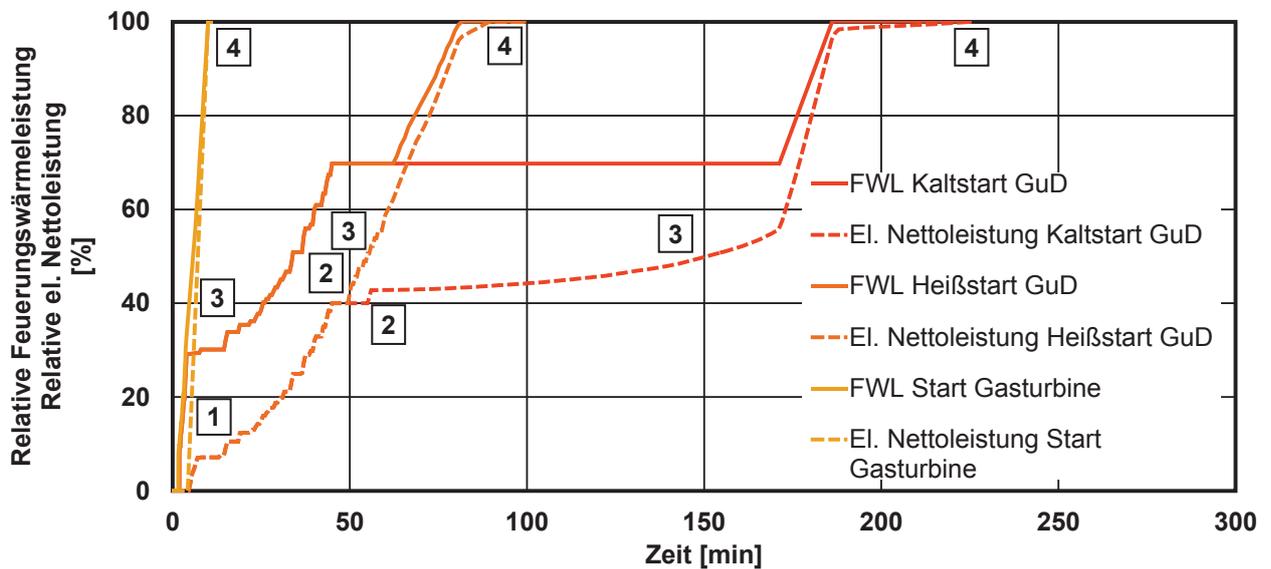


Bild 7: Relative Feuerungswärme- sowie relative elektrische Nettoleistung von Gasturbinenkraftwerken und GuD-Kraftwerken in Abhängigkeit von der Zeit. Dargestellt sind die Verläufe für einen Kaltstart und einen Heißstart in Anlehnung an [76] [78] [111].

Der Abfahrvorgang läuft im Wesentlichen in umgekehrter Reihenfolge wie der Anfahrvorgang ab [113]. Da die temperaturführenden Kraftwerkskomponenten aufgrund des vorangegangenen Stromerzeugungsbetriebs aufgeheizt sind, erfolgt das Abfahren, abhängig von der jeweils zulässigen Laständerungsgeschwindigkeit, in wesentlich kürzerer Zeit als das Anfahren. Bei Dampfkraftwerken wird zunächst die Leistung des Kraftwerksblocks auf die Mindestabfahrlast zurückgefahren [113]. Als nächstes wird die Dampfturbine außer Betrieb genommen und anschließend die Feuerung abgeschaltet [113]. Beim Abfahren von GuD-Kraftwerken wird zunächst die Leistung der Gasturbine bis zum Erreichen der Mindestabfahrlast reduziert [78]. Im Anschluss wird die Bypassstation geöffnet und die Dampfturbine entlastet [78]. Die Leistung der Gasturbine wird anschließend weiter reduziert. Die Gasturbine kann dann unabhängig von der Dampfturbine weiter betrieben oder sofort entlastet werden [78]. Bei Gasturbinen wird die Leistung in umgekehrter Reihenfolge zum Anfahren bis zum Stillstand der Turbine gesenkt [78].

Auswirkungen auf die Abgasreinigungssysteme

Die Emissionsreduzierungsmaßnahmen von bestehenden fossil befeuerten Kraftwerken sind darauf ausgelegt, einen möglichst emissionsarmen Betrieb bei Volllast zu ermöglichen. Nachfolgend wird beschrieben, wie sich der Betrieb bei niedrigen Feuerungswärmeleistungen beim An- und Abfahren sowie im Teillastbetrieb auf die Funktionsfähigkeit der Sekundärmaßnahmen zur Emissionssenkung auswirkt.

In Deutschland werden in Erdgaskraftwerken üblicherweise keine Sekundärmaßnahmen eingesetzt. Daher ist für diese Kraftwerke ausschließlich die Funktionsfähigkeit der Primärmaßnahmen bei niedrigen Feuerungswärmeleistungen relevant. Primärmaßnahmen zeigen nur im Flammentemperaturbereich des Stromerzeugungsbetriebs ihre optimale Wirkung [86].

In Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA) wird bei niedrigen Feuerungswärmeleistungen aufgrund des geringeren Rauchgasvolumenstroms weniger SO_2 abgeschieden, da der Auftrieb der Waschflüssigkeitströpfchen sinkt und so weniger Zeit für den Stoffaustausch zwischen Rauchgas und der wässrigen Waschsuspension verbleibt [138]. Die Funktionsfähigkeit der REA ist dabei vor allem während An- und Abfahrvorgängen reduziert, bei Teillast im Stromerzeugungsbetrieb kann SO_2 ohne Einschränkungen abgeschieden werden [73]. Bei An- und Abfahrvorgängen hängen

die SO₂-Emissionsfaktoren daher, im Unterschied zum Stromerzeugungsbetrieb, in größerem Maße vom Schwefelgehalt des verwendeten Brennstoffs ab [34].

SCR-Entstickungsanlagen sind ab Rauchgastemperaturen über der minimalen Betriebstemperatur von 280 °C (High-Dust-Anordnung) voll funktionsfähig [138]. Da im Stromerzeugungsbetrieb Rauchgastemperaturen über 280 °C üblich sind, ist die Reduktion von NO_x sichergestellt [73]. Beim An- und Abfahren befinden sich die Rauchgastemperaturen teilweise unter der minimalen Betriebstemperatur von SCR-Entstickungsanlagen [73]. Daher sind die NO_x-Emissionsfaktoren in diesen Zeitabschnitten in starkem Maße vom Feuerungskonzept und den umgesetzten Primärmaßnahmen (z. B. Eckenfeuerung mit Low-NO_x-Brennern) sowie vom Stickstoffanteil des verwendeten Brennstoffs abhängig [34].

Die Staubabscheidrate von Elektrofiltern steigt im Stromerzeugungsbetrieb bei Teillast und damit verbundenen geringeren Rauchgasvolumenströmen tendenziell sogar an [138]. Im Stromerzeugungsbetrieb können die Staubemissionsfaktoren daher als lastunabhängig angenommen werden [73]. Zu Beginn von Anfahrvorgängen und am Ende von Abfahrvorgängen steigen die Staubemissionen kurzzeitig an, da der Elektrofilter noch nicht in Betrieb ist [73]. Die Höhe der in diesem Fall auftretenden Staubemissionsfaktoren hängt von der mineralischen Zusammensetzung der Kohle und vom Feuerungskonzept ab [130].

2.1.3 Methode der Ökobilanz

Bei der Ökobilanz handelt es sich um eine durch die Normen ISO 14040 [28] und ISO 14044 [29] standardisierte Methode zur Quantifizierung der Umweltwirkungen von Produkten im Verlauf ihres Lebensweges. Unter dem Begriff „Produkt“ werden entsprechend der ISO 14040 Waren und Dienstleistungen verstanden. Eine detaillierte Beschreibung der Grundlagen und Anwendung der Ökobilanzen findet sich in [5], [46], [49], [57], [60], [61], [62], [74], [79] und [105].

Nach ISO 14040 bestehen Ökobilanzstudien entsprechend Bild 8 aus vier Schritten. Ökobilanzen folgen dabei einem iterativen Ansatz, der zur Konsistenz der Studie und deren Ergebnisse beitragen soll. Dazu werden in den einzelnen Schritten die Ergebnisse der anderen Schritte einbezogen. Die Datensammlung bei der Sachbilanzierung oder Ergebnisse der Wirkungsabschätzung können beispielsweise eine An-

passung des Untersuchungsrahmens erfordern, um so das Erreichen des ursprünglichen Ziels der Studie sicherzustellen. Auch bei der Auswertung wird ein iteratives Verfahren, sowohl innerhalb des Schritts der Auswertung, als auch im Zusammenhang mit den anderen Schritten der Ökobilanz angewendet. [28]

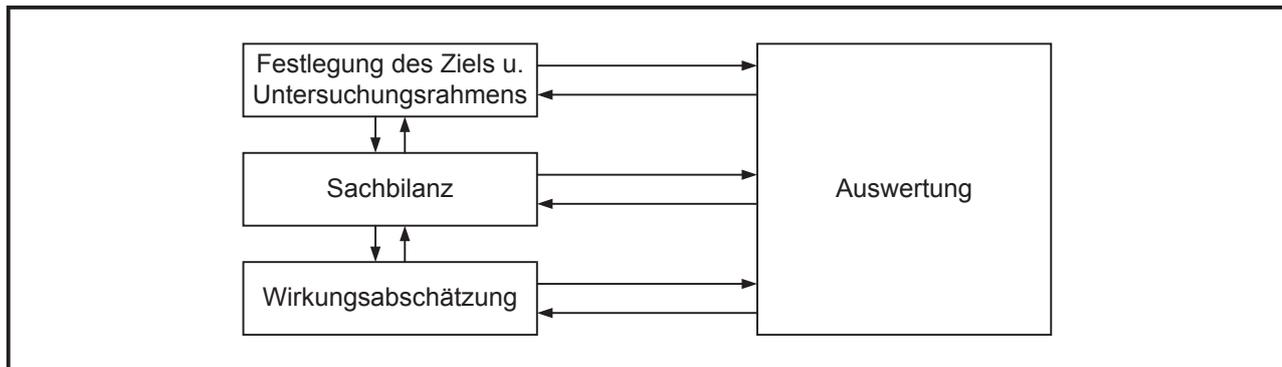


Bild 8: Schematische Darstellung der einzelnen Schritte einer Ökobilanz in Anlehnung an [28].

Ökobilanzen werden heute meist mit Software wie GaBi [123], SimaPro [94] oder Umberto [65] durchgeführt. Die Software wird in Kombination mit professionellen Datenbanken eingesetzt, die eine Vielzahl an Sachbilanzinformationen für die wichtigsten Produkte und eine breite Auswahl an Wirkungsabschätzungsmodellen beinhalten. Die bekanntesten Beispiele sind die GaBi-Datenbank [123] und die ecoinvent-Datenbank [32]. Die Schritte einer Ökobilanz nach ISO 14040 und ISO 14044 werden nachfolgend kurz vorgestellt. Der Schwerpunkt wird dabei auf die für diese Arbeit relevanten Aspekte gelegt.

Ziel und Untersuchungsrahmen

Zur Festlegung des Ziels und Untersuchungsrahmens der Ökobilanzstudie sind in der ISO 14044 [29] bestimmte Aspekte vorgegeben. Die für diese Arbeit wichtigsten Aspekte sind:

- Ziel:

Die Zieldefinition umfasst die Beschreibung der beabsichtigten Anwendung der Studie, die Gründe für deren Durchführung und die angesprochene Zielgruppe.

- Funktion des Produktsystems und funktionelle Einheit:
Die funktionelle Einheit, die sich aus der Funktion des Produktsystems ableitet, dient als Bezugsgröße, auf die die Input- und Outputdaten der Sachbilanz und Wirkungsabschätzung normiert werden.
- Systemgrenze:
Durch die Systemgrenze wird festgelegt, welche Lebenszyklusphasen und Prozessmodule der Lebenszyklusphasen untersucht werden. Bei einem Prozessmodul handelt es sich dabei um den kleinsten in der Sachbilanz berücksichtigten Bestandteil, für den die Input- und Outputdaten quantifiziert werden. Im Idealfall wird die Systemgrenze so festgelegt, dass die Inputs und Outputs an der Systemgrenze Elementarflüsse sind. Elementarflüsse sind Stoff- oder Energieflüsse, die der Umwelt ohne vorherige Behandlung durch den Menschen entnommen oder ohne anschließende Behandlung durch den Menschen an die Umwelt abgegeben werden [29]. Elementarflüsse sind Ressourcen oder Emissionen.
- Allokationsverfahren:
Bei der Stromversorgung handelt es sich um ein System mit mehreren Produktoutputs, da neben Strom durch den Einsatz von Abgasreinigungsanlagen zusätzliche Produkte hergestellt werden und in KWK-Anlagen auch Wärme erzeugt wird. Um Produktsysteme mit mehreren Produktoutputs in einer Ökobilanz abzubilden, ist eine Zuordnung der Sachbilanzergebnisse zu den verschiedenen Produktoutputs durch Allokationsverfahren üblich.

Weitere für diese Arbeit relevante Kenngrößen nach ISO 14044 betreffen die Festlegung der Methode für die Wirkungsabschätzung und der Wirkungskategorien, sowie der Anforderungen an die Datenqualität [29].

Sachbilanz

In der ISO 14040 wird die Sachbilanz als „Bestandteil der Ökobilanz, der die Zusammenstellung und Quantifizierung von Inputs und Outputs eines gegebenen Produkts im Verlauf seines Lebensweges umfasst“ definiert [28]. In der Sachbilanz werden zunächst die relevanten physikalischen Größen aller Prozessmodule innerhalb der Systemgrenze erfasst und dargestellt. Die einzelnen Prozessmodule werden anschließend durch Stoff- und Energieflüsse verknüpft und so zu einer Gesamtbilanz zusammengefasst. Die Systemgrenze wird, falls notwendig, iterativ

angepasst, so dass sie nur von Elementarflüssen überschritten wird [29]. Das Ergebnis der Sachbilanz ist die auf die funktionelle Einheit bezogene Quantifizierung der Elementarflüsse [29]. Dieses Ergebnis ist der Ausgangspunkt für die Wirkungsabschätzung [29].

Um die Sachbilanzierung komplexer Systeme zu ermöglichen, können Prozessmodule als generische Module umgesetzt werden. Das Ziel bei der Entwicklung generischer Module ist es, allgemeingültige Modulkomponenten so zu gestalten, dass sie sich für möglichst viele spezifizierte Anwendungen nutzen lassen. Im Kontext der Sachbilanzierung der Stromversorgung bedeutet dies, dass die Spezifizierung der generischen Module über Parameter erfolgen sollte, die auf das Umweltprofil von Kraftwerken einen relevanten Einfluss ausüben, wie z. B. die jährlichen Volllaststunden, der Wirkungsgrad oder technologiespezifische Emissionsfaktoren. Generische Module werden bereits für Ökobilanzen in verschiedensten Branchen eingesetzt, u. a. auch bei der Ökobilanzierung der Stromversorgung in der GaBi-Datenbank [106] [107]. Die ausführliche Beschreibung der Anwendung generischer Module bei Ökobilanzen zur Stromversorgung erfolgt unter Ziffer 2.2.2.

Wirkungsabschätzung

Auf Basis der Sachbilanz wird die Wirkungsabschätzung vorgenommen. Die ISO 14040 definiert die Wirkungsabschätzung als „Bestandteil der Ökobilanz, der dem Erkennen und der Beurteilung der Größe und Bedeutung von potenziellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf des Lebensweges des Produktes dient“ [28].

Auf Grundlage der Auswahl der Umweltwirkungskategorien bei der Festlegung des Ziels und Untersuchungsrahmens werden im Rahmen der Wirkungsabschätzung die obligatorischen Schritte der Klassifizierung und Charakterisierung durchgeführt. Im Rahmen dieser Arbeit werden diejenigen Umweltwirkungen ausgewählt und beschrieben, die für die Ermittlung des Umweltprofils der Stromversorgung die höchste Relevanz besitzen. Laut Umweltbundesamt sind dies die Klimaänderung, saurer Regen und Sommersmog [128]. Um zusätzlich eine Bewertung des Ressourcenbedarfs ins Umweltprofil aufzunehmen, wird als weitere Auswertungskategorie der Primärenergiebedarf aus nicht erneuerbaren Ressourcen (bezogen auf den unteren Heizwert) ausgewählt. In Tabelle 3 sind die für diese Arbeit relevanten Wirkungskategorien

zusammengefasst. Bei der Klassifizierung wird die Zuordnung der Sachbilanzergebnisse (Elementarflüsse) zu den ausgewählten Wirkungskategorien vorgenommen (siehe Spalte „Beispiele“ in Tabelle 3) [29]. Bei der Charakterisierung werden die Elementarflüsse durch die Multiplikation mit Charakterisierungsfaktoren in die Einheit der jeweiligen Wirkungskategorie umgerechnet und zusammengefasst (siehe Spalte „Einheit“ in Tabelle 3) [29]. Nach ISO 14044 [29] können im Rahmen der Wirkungsabschätzung nach der Charakterisierung zusätzliche optionale Schritte durchgeführt werden, die im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht angewendet werden und daher nicht detailliert beschrieben sind.

Tabelle 3: Ausgewählte Wirkungskategorien in Anlehnung an [5] [61] [128].

Wirkungskategorie	Eigenschaften		
	Beschreibung	Beispiele	Referenzeinheit
Klimaänderung (Treibhauspotential, GWP)	Emissionen in Luft, die auf die Temperatur der Atmosphäre einwirken	CO ₂ , CH ₄	kg CO ₂ -Äquivalente
Saurer Regen (Versauerungspotential, AP)	Emissionen in Luft und Boden, die eine Regenwasserversauerung verursachen	SO ₂ , NO _x , HCl, HF	kg SO ₂ -Äquivalente
Sommersmog (Photochemisches Oxidantienbildungspotential, POCP)	Emissionen in Luft, die zu bodennaher Ozonbildung führen	Kohlenwasserstoffe, NO _x , CO	kg C ₂ H ₄ -Äquivalente
Primärenergiebedarf, nicht erneuerbar (PE _{ne})	Verbrauch an fossilen Primärenergieträgern	Braun-/Steinkohle, Erdgas, Uran	MJ

Auswertung

Im Rahmen der Auswertung erfolgt zunächst die Identifizierung signifikanter Parameter auf Basis der Ergebnisse der Sachbilanz und Wirkungsabschätzung [29]. Signifikante Parameter sind bedeutende Beiträge von Lebenswegabschnitten, einzelnen Prozessmodulen oder Prozessmodulgruppen zu den Ergebnissen der

Sachbilanz und Wirkungsabschätzung [29]. Im Anschluss wird durch die Anwendung von Beurteilungsmethoden die Umsetzung des festgelegten Ziels und Untersuchungsrahmens überprüft. Als Beurteilungsmethoden werden in der ISO 14044 Vollständigkeits-, Sensitivitäts- und Konsistenzprüfungen empfohlen [29]. Abschließend werden Schlussfolgerungen abgeleitet, Einschränkungen beschrieben und Empfehlungen für die angesprochene Zielgruppe zusammengefasst [29].

2.2 Stand der Forschung

Die Beschreibung des Standes der Forschung stellt die Literatur vor, auf der die unter Ziffer 3 entwickelte Methode aufbaut. Zunächst werden Studien beschrieben, die den aktuellen Stand zur Ermittlung des Brennstoffeinsatzes und der Emissionsprofile von fossil befeuerten Kraftwerken widerspiegeln. Anschließend wird der aktuelle Stand der Ökobilanzierung von Stromversorgungssystemen dargestellt.

2.2.1 Brennstoffeinsätze und Emissionsprofile fossil befeuerter Kraftwerke

Die notwendigen Brennstoffeinsätze für die Stromerzeugung von fossil befeuerten Kraftwerken sind direkt vom Nutzungsgrad und damit von den erzielten Wirkungsgraden während des Kraftwerksbetriebs abhängig. Der Wirkungsgrad wiederum steigt mit zunehmender Kraftwerklast, da die Kraftwerke für den Betrieb in hohen Lastbereichen nahe Volllast ausgelegt sind und in diesen Bereichen ihre optimalen Wirkungsgrade erreichen. Da die absoluten Verbrennungsemissionen vom Brennstoffeinsatz abhängig sind, sinken diese mit geringerem Brennstoffeinsatz. Zusätzlich zur Abhängigkeit vom Brennstoffeinsatz ist die Bildung aller Emissionen außer CO₂ von den Feuerungseigenschaften (z. B. von der Verbrennungstemperatur, dem Feuerungskonzept und der Verwendung von Maßnahmen zur Emissionsreduzierung) abhängig. Die Bildung der Emissionen CO₂, NO_x, SO₂, Staub und CO bei Verbrennungsprozessen in Kraftwerken wurde bereits in den Grundlagen unter Ziffer 2.1.2 beschrieben. Im Folgenden werden bestehende Studien, die sich mit der Ermittlung des Brennstoffeinsatzes und der Emissionsprofile fossil befeuerter Kraftwerke beschäftigen, zusammengefasst. Die aufgeführten Studien befassen sich nur mit den direkt bei der Verbrennung in den Kraftwerken anfallenden Emissionen. Dies bedeutet, dass dabei keine lebenszyklusübergreifende Betrachtung erfolgt und somit die bei der Brennstoffversorgung und beim Kraftwerksbau und -rückbau auftretenden

Emissionen nicht einbezogen werden. Der Fokus bei der Auswertung der betrachteten Literatur liegt auf die Struktur der jeweils angewandten Methoden.

Wirkungsgradkennlinien

Die Ermittlung des Brennstoffeinsatzes im Teillastbetrieb von Kraftwerken erfolgt üblicherweise über Wirkungsgradkennlinien, die über die elektrische Leistung aufgetragen werden. Wirkungsgradkennlinien können entweder direkt aus in der Literatur vorhandenen Diagrammen entnommen werden, oder indirekt über den zeitlichen Verlauf der elektrischen Leistung und der Feuerungswärmeleistung über eine Betriebsperiode eines Kraftwerks durch Verwendung von Gleichung (2) aus Ziffer 2.1.2 bestimmt werden.

Bei Dampfkraftwerken muss bei der Bestimmung der Wirkungsgradkennlinien zwischen älteren Dampfkraftwerken, die für unterkritische Dampfstände ausgelegt sind und neueren Dampfkraftwerken, die mit überkritischen Dampfständen betrieben werden, differenziert werden. In Deutschland werden seit 1991 neu in Betrieb genommene Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke mit überkritischen Dampfständen betrieben [109]. Wirkungsgradkennlinien von unterkritischen Steinkohle- oder Braunkohlekraftwerken werden in [59] (vgl. Bild 9) und [85] (vgl. Bild 11) sowie in den Literaturquellen [9], [10], [58], [67], [125] und [142] aufgeführt. Die Wirkungsgradkennlinien von überkritischen Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken sind in [59] (vgl. Bild 9) sowie [40], [56], [67] und [100] verfügbar oder können aus [82] indirekt aus dem zeitlichen Verlauf der elektrischen Nettoleistung und Feuerungswärmeleistung während einer Kraftwerksbetriebsperiode ermittelt werden.

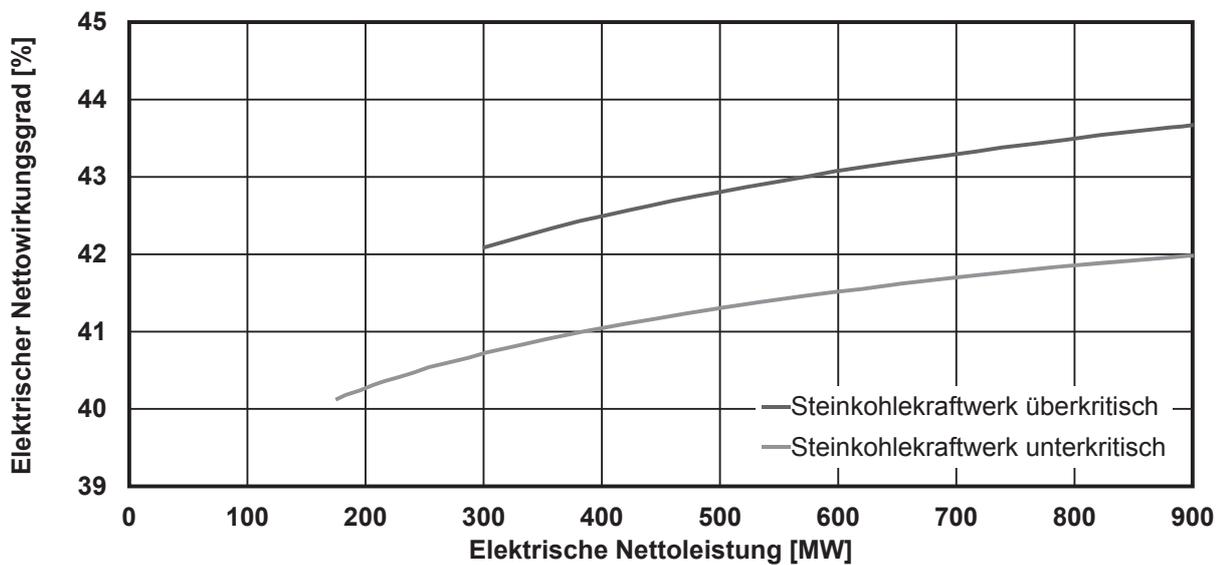


Bild 9: Wirkungsgradkennlinien unterkritischer und überkritischer Steinkohlekraftwerke in Anlehnung an [59].

Die Wirkungsgradkennlinien erdgasbefuerter GuD-Kraftwerke, Gasturbinenkraftwerke und Dampfkraftwerke sind in [85] (vgl. Bild 11) und [125] aufgefuehrt. Die Wirkungsgradkennlinien- von GuD-Kraftwerken und Gasturbinenkraftwerken sind ebenfalls in [142] dargestellt. Sie koennen auch indirekt aus [82] aus dem zeitlichen Verlauf der elektrischen Nettoleistung und Feuerungswaermeleistung waehrend des Kraftwerksbetriebs bestimmt werden. In [10] und [56] werden die Wirkungsgradkennlinien von GuD-Kraftwerken beschrieben. Fuer Gasturbinenkraftwerke koennen die Wirkungsgradkennlinien aus dem zeitlichen Verlauf der elektrischen Nettoleistung und Feuerungswaermeleistung nach [111] berechnet werden.

Emissionskennlinien

Die Kraftwerksemissionen haengen vom Brennstoffeinsatz und von den Feuerungseigenschaften ab. Daher werden in der Literatur Emissionsfaktoren haeufig auf den Brennstoffeinsatz bezogen. Emissionskennlinien sollten daher bevorzugt ueber die Feuerungswaermeleistung aufgetragen werden. Die Emissionskennlinien fuer die betrachteten Kraftwerkstypen koennen entweder direkt aus in der Literatur vorhandenen Diagrammen entnommen werden, oder indirekt anhand des zeitlichen Verlaufs

der Emissionen und der Feuerungswärmeleistung über eine Betriebsperiode eines Kraftwerks bestimmt werden.

Die Revision des Merkblattes zur „besten verfügbaren Technik“ (BVT) [73] beschreibt den zeitlichen Verlauf der Emissionen und der Feuerungswärmeleistung eines unterkritischen Steinkohlekraftwerks mit einer elektrischen Bruttoleistung von 280 MW während eines Betriebszeitraums von 24 Stunden. Für den Betriebszeitraum, der einen Anfahr- und einen Abfahrvorgang beinhaltet, sind in [73] die abgasvolumenspezifischen Emissionsfaktoren SO_2 , NO_x , CO und Staub (Einheit mg/m^3) über die Betriebszeit aufgetragen. Um die Emissionsgrenzwerte der 13. BImSchV einzuhalten, ist das Kraftwerk mit Low- NO_x -Brennern, sowie einer De NO_x -Anlage (mit SCR-Entstickung, High-Dust-Anordnung), einem Elektrofilter und einer Rauchgasentschwefelungsanlage ausgestattet (vgl. auch Bild 4). In [23] werden verschiedene Bauarten von Dry-Low- NO_x -Brennern in Gasturbinen unterschiedlicher Leistungsklassen beschrieben und die resultierenden NO_x - und CO-Emissionen in Emissionskennlinien dargestellt, die über der Turbinenleistung aufgetragen sind. In Bild 10 sind die Emissionskennlinien einer erdgasbefeuerten Gasturbine mit einer elektrischen Nettoleistung von 44 MW abgebildet, die mit DLN-Brennern der ersten Generation ausgestattet ist und zum ersten Mal in den 1990er-Jahren in Betrieb ging [23] [54]. Durch die Emissionskennlinien sind die bereits in den Grundlagen unter Ziffer 2.1.2 beschriebenen, von der Verbrennungstemperatur abhängigen gegenläufigen Tendenzen der NO_x - und CO-Emissionsbildung erkennbar. Die Emissionen sind, wie in den USA üblich, in der Einheit ppm angegeben. Der Bezugssauerstoffgehalt der angegebenen Emissionswerte ist auf 15 % korrigiert.

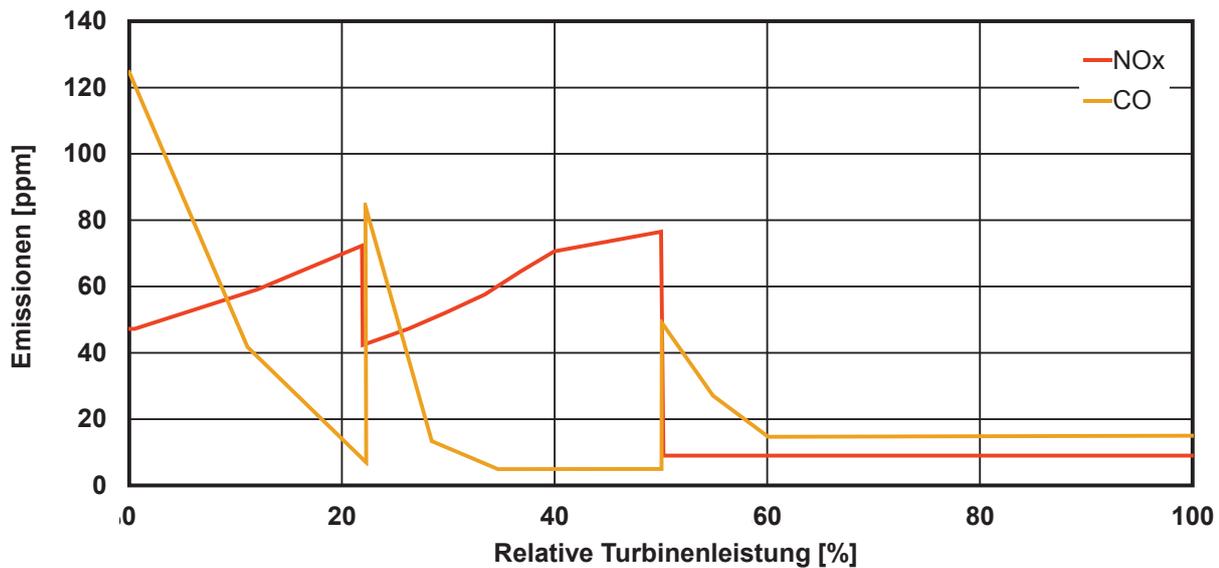


Bild 10: NO_x- und CO-Emissionskennlinien einer Gasturbine in Anlehnung an [23].

In [73] sind die NO_x- und CO-Emissionen und die Feuerungswärmeleistung während des Anfahrvorgangs einer Gasturbine mit einer elektrischen Nettoleistung von 47 MW wiedergegeben. Die Gasturbine, die Teil eines GuD-Kraftwerks ist, ist mit DLN-Brennern ausgestattet und ging 2011 in Betrieb.

Ermittlung von Brennstoffeinsätzen und Emissionen der Stromversorgung mit Kraftwerkseinsatzmodellen

Es existieren zahlreiche Studien, die sich mit der technischen Umsetzbarkeit von Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien, wie auch mit den daraus resultierenden Brennstoffeinsätzen und möglichen CO₂-Emissionseinsparungen beschäftigen [24], [37], [53], [81], [88], [96], [102] und [103]. Die Grundlage dieser Veröffentlichungen sind Kraftwerkseinsatzmodelle, wie sie unter Ziffer 2.1.1 beschrieben sind. Der Brennstoffeinsatz der Kraftwerke wird in diesen Modellen üblicherweise über kraftwerkstypspezifische, lastabhängige Wirkungsgrade (z. B. ermittelt aus Wirkungsgradkennlinien, vgl. Bild 9 und Bild 11) berechnet. Zur Ermittlung der CO₂-Emissionen wird der Brennstoffeinsatz mit konstanten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren multipliziert (vgl. Gleichung (18) unter Ziffer 3.5.2).

[86] und [85], in dem die Methodik von [86] detailliert beschrieben wird, verwenden ein zeitlich hochauflösendes Kraftwerkseinsatzmodell als Basis für die Ermittlung von potenziellen Emissionseinsparungen für das Stromversorgungssystem (Stromversorgung durch Kraftwerke der USA über die Western Interconnection). Dazu werden verschiedene Ausbauszenarien für Wind, Photovoltaik und Solarthermie im Jahr 2020 gegenübergestellt. Im Unterschied zu den zuvor genannten Veröffentlichungen werden die Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells jedoch mit lastabhängigen Wirkungsgrad- und Emissionskennlinien, die in Abhängigkeit zur elektrischen Bruttoleistung für jedes fossil befeuerte Kraftwerk ermittelt werden, kombiniert. Zudem werden Emissionsaufschläge für Anfahrvorgänge und Laständerungen angewendet. Die wichtigsten Bestandteile der in [86] und [85] angewandten Methode sind nachstehend aufgeführt:

- Die eingehenden Betriebs- und Emissionsdaten der Kraftwerke beziehen sich auf das Jahr 2008 und stammen aus Datensätzen der US-amerikanischen Umweltbehörde EPA [133], die durch eine kontinuierliche Emissionsüberwachung (Continuous Emission Monitoring, CEM) stündlich erfasst werden.
- Es werden die Brennstoffeinsätze, sowie CO₂-, NO_x- und SO₂-Emissionen ermittelt.
- Die Wirkungsgradkennlinien zur Ermittlung des Brennstoffeinsatzes und die Emissionskennlinien werden abhängig von der elektrischen Bruttoleistung kraftwerksspezifisch über Regressionskurven abgebildet. Betriebsstunden, in denen Anfahrvorgänge stattfinden, werden bei der Bildung der Regressionskurven nicht miteinbezogen.
- Ein Anfahrvorgang gilt dann als abgeschlossen, wenn die elektrische Leistung erreicht ist, die in 95 % der Betriebsstunden des Kraftwerks überschritten wird.

- Die Brennstoffeinsätze und die Emissionen von Anfahrvorgängen werden durch Aufschläge berücksichtigt. Zur Ermittlung dieser Aufschläge werden zunächst für jedes Kraftwerk der reale Brennstoffeinsatz und die realen Emissionen der Betriebsstunden mit Anfahrvorgängen erfasst und für ein Jahr aufsummiert. Anschließend werden für dieselben Betriebsstunden jahresübergreifend der Brennstoffeinsatz und die Emissionen ermittelt, die sich durch die Anwendung der zuvor beschriebenen lastabhängigen Regressionskurven ergeben würden. Die Differenz aus realen Brennstoffeinsatz- bzw. Emissionswerten und Brennstoffeinsatz- bzw. Emissionswerten auf Basis der Regressionskurven wird anschließend durch die jährliche Anzahl an Anfahrvorgängen dividiert. Aus dieser Division ergibt sich der Aufschlag, der bei jedem Anfahrvorgang des jeweiligen Kraftwerks zusätzlich berücksichtigt wird.
- Die Aufschläge für Laständerungen werden analog zu den Aufschlägen für Anfahrvorgänge über die Betriebsstunden mit Laständerungen ermittelt.
- Bei den Anfahrvorgängen wird nicht nach Kaltstart, Warmstart und Heißstart unterschieden.
- Abfahrvorgänge werden nicht betrachtet.

Um die Auswirkungen des Teillastbetriebs der fossil befeuerten Kraftwerkstypen aufzuzeigen, werden in [86] und [85] zusätzlich aus allen kraftwerksspezifischen Regressionskurven, die sich mit ausreichender Qualität darstellen lassen, durchschnittliche Wirkungsgrad- und Emissionskennlinien der Kraftwerkstypen gebildet. Diese Kennlinien werden nach der jeweiligen jährlichen Stromerzeugung der einzelnen Kraftwerke gewichtet. Das bedeutet, dass Kraftwerke, die große Mengen an Strom produzieren, stärker in die durchschnittlichen Funktionen eingehen, als Kraftwerke, die geringe Mengen an Strom produzieren. In Kohlekraftwerken der USA wird zu großem Anteil Steinkohle verfeuert, Braunkohle spielt nur eine untergeordnete Rolle [126]. Bild 11 stellt exemplarisch die durchschnittlichen Wirkungsgradkennlinien für Kohle- und Erdgaskraftwerke dar. Die dargestellten Kennlinien in [85] sind in US-amerikanischen Einheiten aufgeführt und beziehen sich auf den oberen Heizwert der Brennstoffe. Daher erfolgt auf Basis von [3], [22] und [67] für alle Kennlinien eine Umrechnung auf SI-Einheiten und den in Deutschland üblichen Bezug der Wirkungsgrade auf untere Heizwerte.

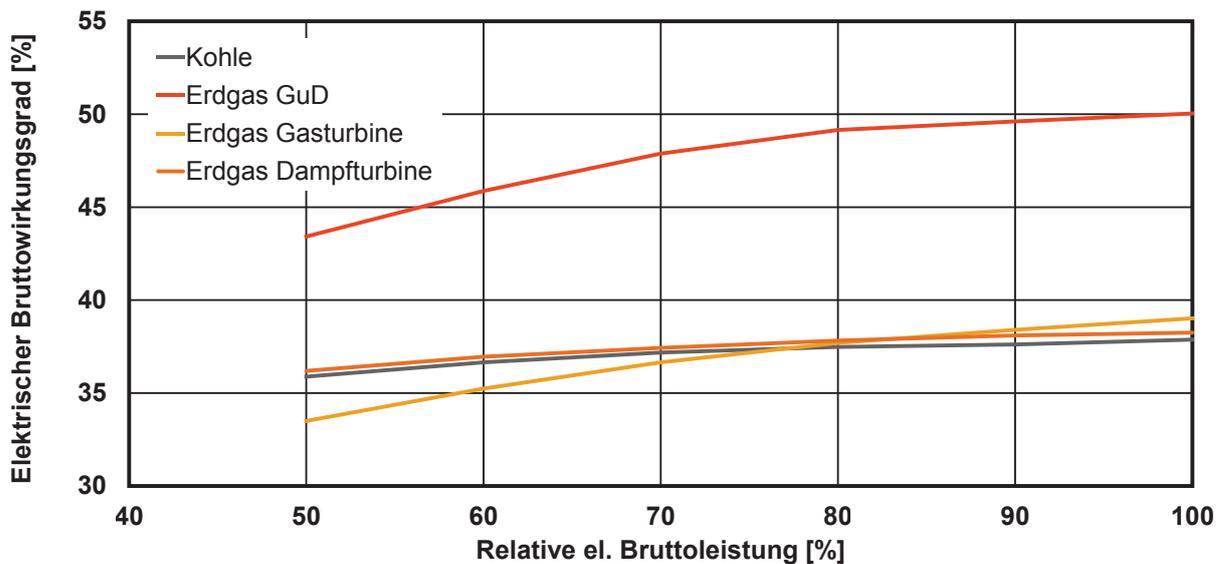


Bild 11: Wirkungsgradkennlinien verschiedener Kraftwerkstypen in Anlehnung an [85].

Auch in [136] werden als Eingangsdaten die Stromerzeugungskennwerte aus einem stündlich auflösenden Kraftwerkseinsatzmodell verwendet. Diese werden mit kraftwerkstypspezifischen Wirkungsgradkennlinien und konstanten kraftwerkstypspezifischen Emissionsfaktoren für Stromerzeugungsbetrieb und Anfahrvorgänge kombiniert. Die Methode wird am Beispiel des Stromversorgungssystems des US-Bundesstaats Illinois für vier Monate des Jahres 2006 angewendet. Dabei werden die möglichen Emissionseinsparungen verschiedener Windausbauszenarien unter Annahme eines gleichbleibenden Kraftwerksparks aus fossil befeuerten Kraftwerken verglichen. Nachfolgend werden relevante Bestandteile der in [136] angewendeten Methode beschrieben:

- Es werden die Brennstoffeinsätze, sowie die Emissionen CO_2 , CH_4 , N_2O , CO , NO_x , SO_2 und Staub ermittelt.
- Der Brennstoffeinsatz wird durch durchschnittliche kraftwerkstypspezifische Wirkungsgradkennlinien berechnet.
- Die Emissionen im Stromerzeugungsbetrieb werden über kraftwerkstypspezifische Emissionsfaktoren der EPA [134] bestimmt (z. B. NO_x -Emissionsfaktor für mit bituminöser Steinkohle befeuertes Dampfkraftwerk mit Wandfeuerung, Low- NO_x -Brennern und SCR-Entstickungsanlage).
- Der Anfahrvorgang gilt als abgeschlossen, wenn die Kraftwerksvollast erreicht ist.

- Für Dampfkraftwerke wird der Brennstoffeinsatz der Anfahrvorgänge auf Basis von verfügbaren Daten als Funktion der vorangegangenen Stillstandzeit ermittelt.
- Für die Berechnung des Brennstoffeinsatzes beim Anfahren von Gasturbinenkraftwerken wird die Anfahrdauer bis Volllast auf 20 Minuten fixiert und der Brennstoffeinsatz während der ersten Betriebsstunde ebenfalls dem Anfahrvorgang zugerechnet.
- Für die Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes von GuD-Kraftwerken wird angenommen, dass die Gasturbine stets in 20 Minuten bis Volllast anfährt und erst im Anschluss die Dampfturbine zugeschaltet wird. Die gesamte Anfahrdauer bis zum Erreichen der Volllast liegt kraftwerksgenau im Kraftwerkseinsatzmodell vor.
- Für die Emissionsermittlung der Anfahrvorgänge werden für alle betrachteten Emissionen mit Ausnahme der NO_x- und CO-Emissionen der Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke ebenfalls Emissionsfaktoren der EPA [134] verwendet. Es werden jedoch die Emissionsfaktoren ohne Primär- und Sekundärmaßnahmen herangezogen (z. B. NO_x-Emissionsfaktor für mit bituminöser Steinkohle befeuertes Dampfkraftwerk mit Wandfeuerung ohne Emissionsreduzierungsmaßnahmen).
- Zur Berechnung der NO_x- und CO-Emissionen der Anfahrvorgänge von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken werden in Absolutzahlen bestimmte Emissionssummen für 20-minütige Anfahrvorgänge auf Basis von NO_x- und CO-Emissionsmessungen aus [80] und [83] verwendet.
- Abfahrvorgänge werden nicht betrachtet.

2.2.2 Ökobilanzen von Stromversorgungssystemen

Die Ökobilanznorm ISO 14044 gibt für Ökobilanzen der Stromversorgung vor, dass bei der Bereitstellung von Strom die Zusammensetzung des Stroms, die Wirkungsgrade für die Verbrennung von Energieträgern, die Umwandlung, Übertragung und die Verteilungsverluste zu berücksichtigen sind [29]. Da diese Vorgabe allgemein gehalten ist und keine exakte Methodik für die Ökobilanzierung der Stromversorgung darstellt, existieren verschiedene Methoden zur ökobilanziellen Abbildung von Stromversorgungssystemen. Die heute üblicherweise verwendeten Ansätze, wie sie zum Beispiel in den professionellen Ökobilanzdatenbanken GaBi [123] und ecoinvent [32] zur Anwendung kommen, ermöglichen die Ermittlung von jahresdurchschnittlichen Umweltprofilen der Stromversorgung. Sie wurden für Stromversorgungssysteme entwickelt, die auf fossilen Energieträgern basieren und ein regelmäßiges Erzeu-

gungsprofil und damit auch Umweltprofil aufweisen. Es sind jedoch bereits Methoden entwickelt worden, die Stromversorgungssysteme mit stark variierendem Erzeugungsprofil (aufgrund von hohen Anteilen an Strom aus erneuerbaren Energien oder signifikanten Stromimporten und -exporten) durch kürzere Aggregationszeiträume (z. B. stündliche Auflösung) in Ökobilanzen abbilden.

Es werden zunächst die heute üblichen Methoden der Ökobilanzdatenbanken beschrieben. Der Fokus wird dabei auf die Ökobilanzierung der Stromversorgung in der GaBi-Datenbank gelegt, da diese auch bei der späteren Anwendung der in dieser Arbeit vorgestellten Methode eingesetzt wird. Im Anschluss werden bestehende Methoden zur Ökobilanzierung von Stromversorgungssystemen mit detaillierter zeitlicher Auflösung zusammengefasst.

Ökobilanzierung in Ökobilanzdatenbanken

Die Ökobilanzmodelle zur Stromversorgung in den Datenbanken GaBi und ecoinvent verfolgen das Ziel, die Sachbilanzdaten inklusive aller Elementarflüsse und die daraus resultierenden Umweltwirkungen der Stromversorgung über den vollständigen Lebenszyklus länderspezifisch abzubilden [30] [106] [107] [124]. Der Ressourcenbedarf und die Emissionen der Stromversorgung eines Landes werden also lebenszyklusübergreifend analysiert. Das bedeutet, dass die Energieträger- und Materialversorgung (Ressourcenabbau, Herstellungsprozesse und Transport), die Stromerzeugungstechnologien (Bau, Betrieb und Rückbau der Kraftwerke, klimatische Bedingungen), die Stromübertragung und die Stromverteilung bis zum Stromverbrauch am Ende der Versorgungskette berücksichtigt werden. Um eine länderspezifische Anpassung zu ermöglichen, besitzen die Sachbilanzmodelle der GaBi-Datenbank einen Aufbau aus generischen Modulen (Beschreibung der Zielsetzung generischer Module unter Ziffer 2.1.3). Die Anpassung der generischen Module erfolgt über länderspezifische Parameter. Sowohl die GaBi- als auch die ecoinvent-Datenbank verwenden durchschnittliche brennstoffspezifisch auf Basis von verfügbaren Literaturdaten ermittelte Nutzungsgrade und Emissionsfaktoren zur Bestimmung des Brennstoffeinsatzes und der Emissionen des Betriebs der fossil befeuerten Kraftwerke eines Landes [30] [106] [107] [124]. Die Bezugsjahre der Ökobilanzmodelle zur Stromversorgung liegen üblicherweise in der Vergangenheit. Die Ökobilanzmodelle beschreiben also bereits aufgetretene Umweltprofile und haben daher nach der

Definition von [52] einen deskriptiven Charakter. Da bei der Anwendung der in dieser Arbeit entwickelten Methode die GaBi-Datenbank eingesetzt wird, wird im Folgenden nur die Modellierung der Stromversorgung in der GaBi-Datenbank im Detail beschrieben. Für ausführliche Informationen zu den Stromversorgungsmodellen der ecoinvent-Datenbank sei auf [30] sowie [124] verwiesen.

Die funktionelle Einheit, auf die sich die Input- und Outputdaten der Sachbilanz und die Wirkungsabschätzung beziehen, ist bei Ökobilanzen der Stromversorgung üblicherweise die Bereitstellung von 1 kWh elektrischer Energie beim Stromverbraucher.

In der GaBi-Datenbank sind, wie in den Grundlagen unter Ziffer 2.1.3 erwähnt, eine Vielzahl an Wirkungsabschätzungsmodellen hinterlegt, die die Ermittlung der Umweltwirkungen in allen wichtigen Wirkungskategorien erlauben. Im Folgenden wird der Fokus auf die Sachbilanzmodelle zur Stromversorgung gelegt, da sich die in dieser Arbeit entwickelte Methode auf eine Neugestaltung der Sachbilanz der Stromversorgung konzentriert. Die länderspezifischen Sachbilanzmodelle der GaBi-Datenbank gliedern sich nach [106] in folgende Module, die im Anschluss detailliert beschrieben werden:

- Infrastruktur (Kraftwerksbau und -rückbau)
- Energieträgerproduktion
- Energieträgertransport und -mix
- Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung

Das Modul „Infrastruktur“ der GaBi-Datenbank basiert auf den Massen- und Energieflüssen real existierender Kraftwerke und wird mit den Sachbilanzdaten der, für den Bau notwendigen, länderspezifischen Materialherstellungs- und Transportprozessen verknüpft [106] [107]. So wurde beispielsweise für den Fall der deutschen Stromversorgung der Materialbedarf für einzelne Steinkohle-, Braunkohle- und GuD-Kraftwerke ermittelt und mit den für Deutschland spezifizierten Materialherstellungs- und Transportprozessen verknüpft (z. B. typische Produktions- und Transportrouten von Stahl und Beton für Deutschland). Außerdem ist das Lebensende der Baumaterialien durch Sachbilanzdaten hinterlegt (z. B. Stahlrecycling und Betondeponierung in der EU). Die Sachbilanzdaten des Moduls „Infrastruktur“ werden auf die kraftwerkstyp-spezifische Stromerzeugung über die Kraftwerkslebensdauer bezogen [123]. Die

Nettostromerzeugung über die Lebensdauer ergibt sich nach Gleichung (7) aus der elektrischen Nettonennleistung, der Kraftwerkslebensdauer und den jährlichen Volllaststunden [123].

$$W_{el,net} = P_{el,N,net} \cdot t \cdot t_V \quad [\text{MWh}] \quad (7)$$

$W_{el,net}$	Nettostromerzeugung	[MWh]
$P_{el,N,net}$	Elektrische Nettonennleistung	[MW]
t	Kraftwerkslebensdauer	[a]
t_V	Jährliche Volllaststunden	[h/a]

Im Modul „Energieträgerproduktion“ der GaBi-Datenbank sind die Massen- und Energieflüsse des Ressourcenabbaus und der Verarbeitungsprozesse, die zur Herstellung der einzelnen Energieträger notwendig sind, zusammengefasst. Der generische Aufbau des Moduls ermöglicht z. B. die Sachbilanzierung des Steinkohle- und Braunkohleabbaus für alle relevanten Abbauländer, sowie der Erdgasförderung für alle relevanten Erdgasförderländer [106]. Für die Braunkohleherstellung in Deutschland sind beispielsweise Sachbilanzen für das Rheinische, Lausitzer und Mitteldeutsche Braunkohlerevier hinterlegt [123].

Innerhalb des Moduls „Energieträgertransport und -mix“ der GaBi-Datenbank können die Anteile der jeweiligen Abbau-, Förder- oder Anbauländer am Energieträgermix eines Landes eingestellt, sowie die Transportarten und -distanzen angepasst werden [123]. Im Fall des deutschen Steinkohlemix stellen z. B. Russland, Kolumbien und die USA die ausländischen Abbauggebiete mit den höchsten Anteilen dar. Als Transportarten sind z. B. für kolumbianische Steinkohle Zug- und Schiffstransporte, oder für russisches Erdgas der Transport per Pipeline in der Sachbilanz hinterlegt [123].

Da bei der in dieser Arbeit vorgestellten Methode die maßgeblichen Entwicklungen bei der Sachbilanzierung von fossil befeuerten Kraftwerken vorgenommen werden, ist die Zusammenfassung des Standes der Forschung dieser Sachbilanzierung in Ökobilanzdatenbanken besonders relevant. Die Sachbilanzierung der Stromerzeugung erfolgt in der GaBi-Datenbank im Modul „Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung“. In Bild 12 ist die grundlegende Struktur dieses Moduls schematisch dargestellt.

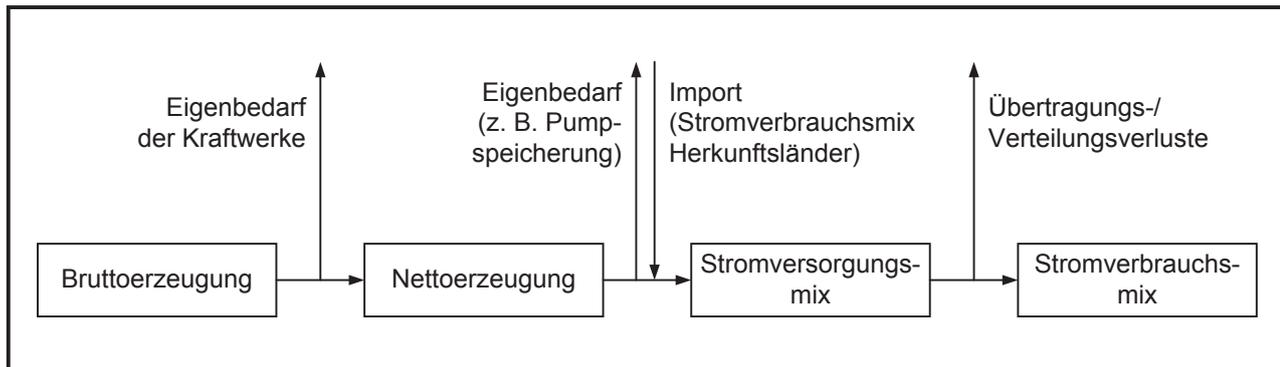


Bild 12: Schematische Darstellung der Struktur des Moduls „Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung“ in der GaBi-Datenbank [106].

In den folgenden Absätzen wird das Vorgehen im Modul „Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung“ von der Bruttostromerzeugung bis zum Stromverbrauchsmix detailliert beschrieben. Die in der aktuellen GaBi-Datenbank verwendeten Sachbilanzdaten in diesem Modul beziehen sich auf das Jahr 2012 [123].

Zur Bestimmung des aus der Bruttostromerzeugung resultierenden Brennstoffeinsatzes der fossil befeuerten Kraftwerke werden in der GaBi-Datenbank brennstoffspezifische Nutzungsgrade verwendet. Es wird beispielsweise zwischen Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken unterschieden und keine kraftwerkstypspezifische Unterscheidung in erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke, Gasturbinenkraftwerke und Gasdampfkraftwerke vorgenommen [106]. Die elektrischen Bruttonutzungsgrade für ausschließlich stromerzeugende Anlagen werden brennstoffspezifisch mit Gleichung (4) aus Ziffer 2.1.2 aus der Bruttostromerzeugung und dem Brennstoffeinsatz unter der Berücksichtigung aller in einem Land betriebenen Kraftwerke im Zeitraum eines Kalenderjahres ermittelt [106]. Für KWK-Anlagen werden die brennstoffspezifischen Bruttogesamtnutzungsgrade in Anlehnung an Gleichung (3) aus Ziffer 2.1.2 aus der Bruttostromerzeugung, der Wärmeerzeugung und dem Brennstoffeinsatz aller im Betrachtungsjahr in einem Land betriebenen KWK-Anlagen berechnet. Die länderspezifischen Eingangsdaten der brennstoffspezifischen Bruttostromerzeugung, Wärmeerzeugung und der Brennstoffeinsätze stammen aus den „World Energy Balances“ der Internationalen Energieagentur (IEA) [69] [106]. Tabelle 4 fasst die Bruttonutzungsgrade für deutsche Braunkohle-, Steinkohle und Erdgaskraftwerke für das Bezugsjahr 2012 zusammen.

Tabelle 4: Bruttonutzungsgrade deutscher Braunkohle-, Steinkohle und Erdgaskraftwerke in der GaBi-Datenbank für 2012 [123].

Kennwert	Brennstofftyp der Kraftwerke		
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas
Elektrischer Bruttonutzungsgrad [%]	38,3	40,2	51,9
Bruttogesamtnutzungsgrad (KWK-Anlagen) [%]	74,7	79,1	74,1

Die Emissionsfaktoren für fossil befeuerte Kraftwerke in der GaBi-Datenbank beziehen sich auf den Brennstoffeinsatz und basieren auf verschiedenen Datenquellen. Die Emissionsfaktoren CO₂, SO₂, NO_x, Staub, CO, NMVOC, N₂O, CH₄ und Dioxin sind länderspezifisch anpassbar und basieren auf öffentlich verfügbarer Literatur. Weitere, bei den Verbrennungsprozessen anfallende Emissionen, wie z. B. Schwermetalle oder Emissionen in Wasser werden durch Verbrennungsrechnungen unter Verwendung der länderspezifischen Brennstoffzusammensetzung ermittelt. [106]

Der Bedarf an Hilfsstoffen für Rauchgasentschwefelungsanlagen und SCR-Entstickungsanlagen sowie die Menge an bei der Abgasreinigung anfallenden Nebenprodukten werden ebenfalls berücksichtigt. Der Verbrauch an Kalk und Ammoniak wird dabei in Abhängigkeit von der Differenz der NO_x- bzw. SO₂-Emissionsfaktoren vor der Abgasreinigung und der Emissionsfaktoren nach der Abgasreinigung länderspezifisch berechnet. Die länderspezifischen Sachbilanzdaten der Kalk- und Ammoniakproduktion sind zusätzlich hinterlegt. Der bei der Rauchgasentschwefelung anfallende Gips wird als Nebenprodukt abhängig von der Differenz der SO₂-Emissionsfaktoren vor und nach der Rauchgasentschwefelung länderspezifisch erfasst, der Ammoniakschlupf in Abhängigkeit zur Differenz der NO_x-Emissionsfaktoren vor und nach der SCR-Entstickungsanlage. Als weitere Nebenprodukte werden die, abhängig von der Brennstoffzusammensetzung und der Abscheiderate des Elektrofilters anfallende Flugasche und die, abhängig von der Brennstoffzusammensetzung anfallende Kesselasche durch Verbrennungsrechnungen berücksichtigt. Weitere, nicht trennbare Verbrennungsrückstände, die der Deponierung zugeführt werden müssen, und die Sachbilanzdaten deren Deponierung werden ebenfalls miteinbezogen. [123]

Da im weiteren Verlauf dieser Arbeit Emissionskennlinien und -faktoren für die Emissionen CO₂, NO_x, SO₂, Staub und CO von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken entwickelt werden, wird im Folgenden das Vorgehen zur Ermittlung der Emissionsfaktoren für diese Emissionen beschrieben. Die CO₂-Emissionsfaktoren stammen für Deutschland, als Vertragsstaat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC), aus jährlich veröffentlichten Nationalen Inventarberichten (National Inventory Reports, NIR) [115] [116]. Für EU-Mitgliedstaaten werden die SO₂-, NO_x- und Staub-Emissionsfaktoren auf Basis der von der Europäischen Umweltagentur veröffentlichten Betriebs- und Emissionsdaten europäischer Kraftwerke berechnet (Beschreibung des Dateninhalts unter Ziffer 2.1.2) [48]. Dazu werden die einzelnen Kraftwerke nach Brennstofftyp gruppiert und für jeden Brennstofftyp SO₂-, NO_x- und Staub-Emissionen sowie der Brennstoffeinsatz über das Bezugsjahr aufsummiert. Durch die Division der Emissionssummen mit dem summierten Brennstoffeinsatz wird so ein durchschnittlicher Emissionsfaktor für das Bezugsjahr ermittelt. In Gleichung (8) ist das Vorgehen zusammengefasst:

$$e_{i,j,k} = \frac{\sum E_{i,j,k}}{\sum Q_{Br,i,j,k}} \quad [\text{kg/TJ}] \quad (8)$$

e	Emissionsfaktor	[kg/TJ]
i	Brennstofftyp	[-]
j	Emissionstyp	[-]
k	Bezugsjahr	[-]
E	Jahresgesamtemission eines Kraftwerks	[kg]
Q _{Br}	Jährlicher Brennstoffeinsatz eines Kraftwerks (unterer Heizwert)	[TJ]

Die CO-Emissionsfaktoren werden im Fall Deutschlands aus regelmäßig veröffentlichten Informativen Inventarberichten (Informative Inventory Reports, IIR) [129] [132], die von allen Staaten veröffentlicht werden, die am Genfer Luftreinhaltekonvention beteiligt sind, entnommen.

Wie in Bild 12 dargestellt, müssen zur Bestimmung der Nettostromerzeugung die auf den „World Energy Balances“ der IEA [69] basierenden Bruttonutzungsgrade um die Energieverluste durch den Kraftwerkseigenbedarf ergänzt werden (vgl. auch Gleichung (2) aus Ziffer 2.1.2). Der Eigenbedarf der fossil befeuerten Kraftwerke wird

in der GaBi-Datenbank für Mitgliedstaaten der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD), zu denen auch Deutschland zählt, aus jährlich vorliegenden Daten der „Electricity Information“ der IEA [66] berechnet. Diese Daten sind jedoch nur aggregiert für alle mit fossilen und erneuerbaren Brennstoffen befeuerten Kraftwerke verfügbar. Daher werden in der GaBi-Datenbank z. B. für Braunkohle-, Steinkohle und Erdgaskraftwerke die gleichen Eigenbedarfsverluste angenommen [123].

Beim Kraftwerksbetrieb fallen neben dem Hauptprodukt Strom auch die Nebenprodukte Flugasche, Kesselasche und Gips sowie, im Fall von KWK-Anlagen, Wärme an. Da diese Nebenprodukte als Eingangsprodukt für externe Produktlebenszyklen eingesetzt werden können, müssen die für die Stromerzeugung notwendigen Sachbilanzdaten (ein- und ausgehenden Massen- und Energieflüsse) nicht nur dem Hauptprodukt Strom, sondern auch den Nebenprodukten zugerechnet werden. Da sowohl das Hauptprodukt Strom, als auch die Nebenprodukte länderspezifisch ermittelbare Marktpreise besitzen, wird in der GaBi-Datenbank die Zuordnung der ein- und ausgehenden Massen- und Energieflüsse zu den Produkten durch eine Allokation nach Marktpreis vorgenommen [123]. Die Marktpreise sind z. B. für Deutschland in der GaBi-Datenbank hinterlegt [123].

Die Umweltprofile der Nettostromerzeugung der einzelnen, nach Energieträger gruppierten Stromerzeuger werden, wie in Bild 12 beschrieben, zu einem Stromversorgungsmix zusammengefasst. Die relativen Anteile der Energieträger am Stromversorgungsmix des Bezugsjahres werden auf Basis der jährlichen Bruttostromerzeugung aus den „World Energy Balances“ der IEA [69] ermittelt [123]. Der Stromversorgungsmix wird um die Energieverluste durch den Eigenbedarf der Stromversorgung (Pumpspeicherung, Wärmepumpen, elektrisch beheizte Kessel), sowie den Stromimporten auf Grundlage der „World Energy Statistics“ der IEA [70] ergänzt [123]. Die Anteile der Herkunftsländer an den Importen werden für Deutschland als OECD-Mitgliedstaat aus der „Electricity Information“ der IEA [66] entnommen [123]. Die Sachbilanzdaten der Importe stammen aus den Ökobilanzmodellen zur Stromversorgung der Herkunftsländer [123].

Der länderspezifische Stromverbrauchsmix ergibt sich aus dem Stromversorgungsmix unter Einbeziehung der Energieverluste der Übertragungs- und Verteilnetze (vgl. Bild 12) [123].

Methoden zur Ökobilanzierung mit detaillierter zeitlicher Auflösung

Für die Ökobilanzierung des Umweltprofils der Stromversorgung sind der Zeitraum und der Ort des Stromverbrauchs von Bedeutung. Da sich die in dieser Arbeit entwickelte Methode auf variierende Umweltprofile der Stromversorgung in verschiedenen Zeiträumen konzentriert, werden nachfolgend bestehende Studien zusammengefasst, die Umweltwirkungen auf Basis einer detaillierten zeitlichen Auflösung der Stromversorgung beschreiben.

In [118] wird eine Methode zur Ökobilanzierung der deutschen Stromversorgung des Jahres 2009 mit einer stündlichen Auflösung der Umweltwirkungen beschrieben. Datenbasis ist ein Kraftwerkseinsatzmodell, das die Stromerzeugung mit stündlicher Genauigkeit auflöst. Für die Modellierung der Massen- und Energieflüsse der Sachbilanz werden die Ökobilanzsoftware Umberto [65] mit der Ökobilanzdatenbank ecoinvent [32] verwendet. Im Folgenden werden die wichtigsten Merkmale der in [118] verwendeten Methode aufgeführt:

- Die gewählte funktionelle Einheit ist die Bereitstellung von 1 kWh elektrischer Energie beim Stromverbraucher.
- Eventuell verwendete Allokationsverfahren für die Sachbilanzierung von KWK-Anlagen werden nicht beschrieben.
- Die Wirkungsabschätzung wird für die Umweltwirkungskategorien Treibhauspotential (GWP), Versauerungspotential (AP) und Eutrophierungspotential (EP) durchgeführt.
- Die Volllastwirkungsgrade der einzelnen, im Kraftwerkseinsatzmodell hinterlegten Kraftwerke werden abhängig vom Kraftwerkstyp und Jahr der Inbetriebnahme variiert.

- Bei der Sachbilanz der Kraftwerke werden konstante, für Deutschland spezifizierte, kraftwerkstypspezifische Emissionsfaktoren aus der ecoinvent-Datenbank verwendet, die die notwendigen Massen- und Energieströme für den Bau und Rückbau der Kraftwerke sowie für die Bereitstellung der Energieträger und Hilfsstoffe und deren Entsorgung mit abbilden.
- Die Emissionen aus An- und Abfahrvorgängen werden nicht miteinbezogen.
- Stromimporte werden mit durchschnittlichen, jährlich aggregierten Sachbilanzdaten der Herkunftsländer berücksichtigt.
- Die stündlich für das Jahr 2009 vorliegenden Umweltwirkungen werden zu durchschnittlichen Tagestypen (Durchschnittstag, Arbeitstag, Tag am Wochenende) zusammengefasst, deren Umweltprofile stündlich aufgelöst dargestellt werden.

In [93], die auf [91] aufbaut, wird eine lebenszyklusübergreifende Analyse der möglichen jährlichen CO₂-Einsparungen durch Offshore-Windenergie für verschiedene Szenarien der deutschen Stromversorgung bis 2020 durchgeführt. Die Datengrundlage für die Ökobilanz des Kraftwerkseinsatzes ist das Kraftwerkseinsatzmodell E2M2s [63]. Die Modellierung der Massen- und Energieflüsse der Sachbilanz wird mit der Ökobilanzsoftware Umberto [65] und einem Stromnetz-Ökobilanzmodell des Instituts für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) vorgenommen. Die wichtigsten Eigenschaften der in [93] und [91] beschriebenen Methode werden nachfolgend zusammengefasst:

- Die gewählte funktionelle Einheit ist eine durch Offshore-Windkraft erzeugte kWh elektrische Energie, da die Konsequenzen des Ausbaus von Offshore-Windkraft auf die gesamte deutsche Stromversorgung aufgezeigt werden sollen.
- Die Zuordnung der Sachbilanzdaten zur Strom- und Wärmeerzeugung der KWK-Anlagen wird durch eine Allokation nach Exergie umgesetzt.
- Es wird die Sachbilanzgröße CO₂ ausgewertet. Eine Wirkungsabschätzung wird nicht durchgeführt.
- Das Kraftwerkseinsatzmodell verwendet variierende Wirkungsgrade der einzelnen fossil befeuerten Kraftwerkstypen zwischen Mindest- und Volllast. Die Volllastwirkungsgrade werden kraftwerkstypspezifisch variiert. Bei Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken wird eine Differenzierung des Volllastwirkungsgrads in jeweils zwei Gruppen abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme vorgenommen. Außerdem wird der Brennstoffeinsatz beim Anfahren der Kraftwerke berücksichtigt.

- Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells sind von den Szenarien abhängige, jährlich aggregierte Stromerzeugungsmixe und kraftwerkstypspezifisch, auf Grundlage des Betriebs der einzelnen Kraftwerken aggregierte Jahresnutzungsgrade, die auf Basis zwölf typischer Tage (ein typischer Wochen- und ein Wochenendtag alle zwei Monate) ermittelt werden. Die typischen Tage sind in zwölf Zeitsegmente aufgeteilt. Es erfolgt also keine detaillierte stündliche Auflösung der Stromerzeugung über ein ganzes Jahr.
- Das Ökobilanzmodell wird an die jeweiligen Szenarien angepasst, indem der jeweilige Stromerzeugungsmix und die Jahresnutzungsgrade aus dem Kraftwerkseinsatzmodell übernommen werden.
- Das Ökobilanzmodell berücksichtigt die Kraftwerksprozesse zur Stromerzeugung (inklusive der CO₂-Emissionen durch die Verbrennungsprozesse in fossil befeuerten Kraftwerken), die Bereitstellung der Brennstoffe und Hilfsstoffe, sowie die Übertragungs- und Verteilungsverluste bis zum Endabnehmer.
- Die Systemgrenze beschränkt sich auf die deutsche Stromversorgung. Stromimporte und -exporte werden nicht betrachtet.
- Die CO₂-Emissionen der Infrastruktur beinhalten nur den Bau der Offshore-Windkraftanlagen, den zusätzlich notwendigen Netzausbau und den Bau optionaler Druckluftspeicherkraftwerke.

In [125] werden für das Jahr 2025 die Auswirkungen des zunehmenden variierenden Betriebs von fossil befeuerten Kraftwerken auf die Emissionen der irischen Stromversorgung für verschiedene Windkraftausbauszenarien untersucht. Datenbasis für die Ökobilanzierung ist das stündlich auflösende Strommarktmodell PLEXOS® [36]. Die Modellierung der Massen- und Energieflüsse der Sachbilanz wird mit der Ökobilanzdatenbank ecoinvent [32] vorgenommen. Die verwendete Ökobilanzsoftware ist nicht genannt. Die wichtigsten Merkmale der in [125] entwickelten Methode werden nachfolgend beschrieben:

- Die funktionelle Einheit ist die Deckung des irischen Stromverbrauchs im Jahr 2025.
- Eventuell verwendete Allokationsverfahren für die Sachbilanzierung von KWK-Anlagen werden nicht beschrieben.
- Es werden die Elementarflüsse CO₂, SO₂ und NO_x ausgewertet. Eine Wirkungsabschätzung wird nicht durchgeführt.

- Der Brennstoffeinsatz der einzelnen fossil befeuerten Kraftwerke im Stromerzeugungsbetrieb wird durch lastabhängige kraftwerkstypspezifische Wirkungsgradkennlinien ermittelt (analog zu Bild 9 und Bild 11). Für GuD-Kraftwerke erfolgt dabei eine Unterteilung in zwei Altersklassen.
- Die CO₂-, NO_x- und SO₂-Emissionsfaktoren der verschiedenen Kraftwerkstypen werden auf den Brennstoffeinsatz bezogen. Dabei handelt es sich um Jahresdurchschnittswerte für die verschiedenen Energieträger der irischen Stromproduktion für 2011, die dem irischen Informativen Inventarbericht (IIR) 2013 [31] entnommen sind.
- Der Brennstoffeinsatz durch die Anfahrvorgänge der einzelnen fossil befeuerten Kraftwerke wird auf Basis des Kraftwerkseinsatzmodells ebenfalls berücksichtigt.
- Zur Abbildung der NO_x- und SO₂-Emissionen, die aufgrund der nicht optimal funktionierenden Abgasreinigung während der Anfahrvorgänge entstehen, werden die Emissionsaufschläge aus [86] übernommen und mit den im Kraftwerkseinsatzmodell ermittelten Brennstoffeinsätzen der Anfahrvorgänge kombiniert (Zusammenfassung von [86] unter Ziffer 2.2.1).
- Übertragungs- und Verteilungsverluste bei der Stromversorgung der Endabnehmer werden nicht berücksichtigt.
- Zur Abbildung von Stromimporten aus Großbritannien wird eine durchschnittliche, nicht stündlich variierende Sachbilanz des britischen Stromerzeugungsmix für das Jahr 2025 erstellt.
- Die Emissionen für die Brennstoffversorgung sowie zur Kraftwerksinfrastruktur (Bau und Rückbau der Kraftwerke) stammen aus der ecoinvent-Datenbank. Die Verwendung von Hilfsstoffen wird nicht berücksichtigt.

In [50] wird der Fokus nicht wie bei den zuvor beschriebenen Studien auf die detaillierte Beschreibung des Umweltprofils der Stromerzeugung eines Landes durch eine hohe zeitliche Auflösung gelegt. Die Studie konzentriert sich dagegen auf die Auswirkungen einer hohen zeitlichen Auflösung des Stromhandels zwischen benachbarten Ländern, des Transitstromhandels, des Zertifikatehandels sowie des Betriebs von Stromspeichern auf das Umweltprofil der Stromversorgung eines Landes. Die Ermittlung der Umweltprofile der länderspezifischen Stromversorgung wird für 18 Länder des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) für die Jahre 2009, 2020 and 2030 auf Basis des Kraftwerkseinsatzmodells DI-

MENSION [33] durchgeführt, das den Betrieb aller Kraftwerke und die Stromflüsse zwischen den Ländern in stündlicher Auflösung simuliert. Die Sachbilanzen der Kraftwerkstypen basieren auf länderspezifischen Kraftwerkssachbilanzdaten der GaBi-Datenbank [123], deren Struktur im vorherigen Unterkapitel beschrieben wurde. Im Folgenden werden die relevanten Ergebnisse von [50] zusammengefasst:

- Als funktionelle Einheit wird die Bereitstellung von 1 kWh elektrischer Energie beim Stromverbraucher gewählt.
- Da der Fokus nicht auf die detaillierte Beschreibung des Umweltprofils der stromerzeugenden Kraftwerke gelegt wird, werden die Wirkungsgrade und Emissionsfaktoren der einzelnen Kraftwerke auf Basis der Sachbilanzdaten der GaBi-Datenbank [123] nur länderspezifisch differenziert und unabhängig von der Betriebsweise und des Jahres der Inbetriebnahme der Kraftwerke als konstant angenommen.
- Wenn für eine Ökobilanzstudie detailliert zeitlich aufgelöste Stromhandelsbilanzen (z. B. stündliche Auflösung der Importe) vorliegen, wird empfohlen, diese statt jährlich aggregierten Handelsbilanzen zu verwenden und diese mit den jahresdurchschnittlichen Umweltprofilen der Stromerzeugung der jeweiligen Stromherkunftsländer zu verknüpfen. Die Verwendung von detailliert zeitlich aufgelösten Umweltprofilen der Erzeugungsmixe der Herkunftsländer anstatt von jahresdurchschnittlichen Umweltprofilen der Stromerzeugung wirkt sich dagegen nur im vernachlässigbaren Maße auf das Umweltprofil der gesamten Stromversorgung eines Landes aus.

2.3 Forschungsbedarf

Auf Basis der unter Ziffer 2.1 beschriebenen grundlegenden Kenntnisse und des unter Ziffer 2.2 dargestellten Standes der Forschung wird der Forschungsbedarf abgeleitet. Dazu werden die bestehenden methodischen Ansätze mit Bezug auf ihre Eignung für die Ermittlung von Umweltprofilen einer fluktuierenden Stromerzeugung mit detaillierter zeitlicher Auflösung beurteilt und im Anschluss die resultierenden Forschungslücken identifiziert.

2.3.1 Bestehende methodische Ansätze

Die Ökobilanzmodelle zur Stromversorgung in Ökobilanzdatenbanken legen den Fokus auf die deskriptive Abbildung von lebenszyklusübergreifenden, länderspezifischen Umweltprofilen unter Verwendung von durchschnittlichen Nutzungsgraden und Emissionsfaktoren eines vergangenen Bezugsjahrs. Durchschnittliche brennstoffspezifische Nutzungsgrade und Emissionsfaktoren eignen sich nicht zur Berechnung kraftwerksgenauer, zeitlich hochaufgelöster Umweltprofile, da sowohl die Wirkungsgrade, wie auch die Emissionen der einzelnen Kraftwerke im Voll- und Teillastbetrieb sowie während An- und Abfahrvorgängen stark variieren. Zudem ist es aufgrund des statischen Aufbaus der Ökobilanzmodelle nicht möglich, die sich aus dem z. B. stündlich aufgelösten Einsatz einzelner Kraftwerke ergebenden Datenmengen zu erfassen, zu verarbeiten und auszuwerten. Ansatzpunkte für die in dieser Arbeit entwickelte Methode ergeben sich durch die in der GaBi-Datenbank [123] verfügbaren Sachbilanzdaten zur Infrastruktur, Energieträgerversorgung, Hilfsstoffversorgung und -entsorgung, sowie zur Stromübertragung und -verteilung. Außerdem sind in der GaBi-Datenbank Sachbilanzdaten für alle relevanten erneuerbaren und fossilen Energieträger vorhanden, auf die ebenfalls zurückgegriffen werden kann. Der Aufbau der Ökobilanzmodelle zur Stromversorgung aus generischen Modulen bietet des Weiteren eine sehr gut geeignete Grundlage zur Entwicklung von detailliert zeitlich aufgelösten Sachbilanzmodellen.

Die bestehenden Studien zur Ermittlung der Brennstoffeinsätze und Emissionen der Stromversorgung eignen sich nicht zur stündlich aufgelösten Abbildung des Umweltprofils, da nur die direkt bei der Verbrennung in den Kraftwerken anfallenden Energieträgereinsätze und Emissionen berücksichtigt werden. Es erfolgt keine lebenszyklusübergreifende Betrachtung. Die Kraftwerkseinsatzmodelle, die in den Studien zur Ermittlung der Brennstoffeinsätze und Emissionen der Stromversorgung sowie zur Entwicklung von Methoden zur Ökobilanzierung der Stromversorgung mit detaillierter zeitlicher Auflösung angewendet werden, eignen sich jedoch dazu, den Kraftwerksbetrieb in heutigen und zukünftigen Stromversorgungssystemen abzubilden. Kraftwerkseinsatzmodelle stellen in den betrachteten Studien sowohl diagnostisch, als auch prädiktiv ermittelte hochaufgelöste Kraftwerksbetriebsdaten zur Verfügung. Daher kann abgeleitet werden, dass Kraftwerkseinsatzmodelle, die im optimalen Fall auch Stromimporte berücksichtigen, mit ihren qualitativ hochwertigen

Eingangsdaten einen Beitrag zur Ermittlung detailliert zeitlich aufgelöster Umweltprofile der Stromversorgung liefern.

Um die aus der Stromerzeugung der fossil befeuerten Kraftwerke resultierenden Brennstoffeinsätze kraftwerksgenau zu ermitteln, werden in den Studien zur Ermittlung der Brennstoffeinsätze und Emissionen der Stromversorgung sowie in den Ökobilanzstudien mit detaillierter zeitlicher Auflösung die, aus der Kraftwerkseinsatzmodellierung stammenden Stromerzeugungsdaten meist mit Wirkungsgradkennlinien kombiniert (vgl. Ziffern 2.2.1 und 2.2.2). Wirkungsgradkennlinien stellen ein geeignetes Mittel dar, um die Feuerungswärmeleistung eines Kraftwerks abhängig von der aktuell vorliegenden elektrischen Nettoleistung zu berechnen. [118] und [50], die als einzige der untersuchten Studien mit dem Ziel durchgeführt wurden, stündlich aufgelöste lebenszyklusübergreifende Umweltprofile der Stromversorgung darzustellen, nutzen jedoch keine Wirkungsgradkennlinien. Sie bilden daher die Feuerungswärmeleistungen und die daraus resultierenden Brennstoffeinsätze der einzelnen Kraftwerke nicht realitätsnah ab.

Emissionskennlinien, die sich auf die jeweils aktuell vorliegende Feuerungswärmeleistung beziehen, sind eine probate Möglichkeit, die Emissionen zu erfassen, die aufgrund der nicht optimal funktionierenden Abgasreinigung bei An- und Abfahrvorgängen und im niedrigen Teillastbereich anfallen. Von der Feuerungsleistung abhängige Emissionskennlinien werden jedoch in keiner der unter Ziffer 2.2 beschriebenen Studien verwendet. Bis auf die Western Wind and Solar Integration Study Phase 2 des NREL [86] greifen alle Studien auf konstante Emissionsfaktoren zurück. [86] ermittelt Emissionskennlinien abhängig von der elektrischen Leistung, was eine Trennung von Wirkungsgradeinflüssen und Einflüssen suboptimal funktionierender Abgasreinigung nicht möglich macht.

Der Brennstoffeinsatz und damit auch die auftretenden Emissionen während der Anfahrvorgänge sind, wie unter Ziffer 2.1.2 ausgeführt, bei Kraftwerken mit Wasserdampf-Kreislauf von der vorangegangenen Stillstandzeit und bei allen fossil befeuerten Kraftwerken von der kraftwerksspezifischen Mindestlast abhängig. Weder in den untersuchten Studien, die Brennstoffeinsätze und mehrere Emissionstypen der Stromversorgung betrachten, noch in den Studien, die eine detaillierte zeitliche Auflösung für die Ökobilanzierung nutzen, werden die Anfahrvorgänge abhängig zur

vorangegangenen Stillstandzeit und der Mindestlast differenziert. [136] ermittelt als einzige Studie die Brennstoffeinsätze und Emissionen der Anfahrvorgänge fossil befeuerter Kraftwerke mit Wasser-Dampf-Kreislauf abhängig von der Stillstandzeit, sieht jedoch keine Abhängigkeiten zur kraftwerksspezifischen Mindestlast vor. Die Brennstoffeinsätze und die Emissionen von Abfahrvorgängen werden in keiner der unter Ziffer 2.2 untersuchten Studien berücksichtigt.

2.3.2 Ableitung des Forschungsbedarfs

Forschungsbedarf besteht insbesondere bei der realitätsnahen Ökobilanzierung von Stromerzeugern mit hoher Relevanz für das Umweltprofil der heutigen und zukünftigen Stromversorgung. Für eine realitätsnahe detailliert zeitlich aufgelöste Ermittlung der Umweltprofile dieser Stromerzeuger (z. B. in einstündigen Zeitintervallen) müssen die Umweltwirkungen von Teillastbetriebszuständen sowie An- und Abfahrvorgängen kraftwerksgenau erfasst werden. Bisher wurde kein methodischer Ansatz entwickelt, der die realitätsnahe Ökobilanzierung über den kompletten Lebenszyklus der Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Sachbilanzdaten der Kraftwerksinfrastruktur, Energieträgerversorgung, Hilfsstoffversorgung und -entsorgung, sowie der Stromübertragung und -verteilung erlaubt. Bisher ist auch kein methodischer Ansatz bekannt, der mit dem Fokus durchgeführt wurde, einen Beitrag zur zukünftigen ökologischen Optimierung von Anwendungen mit intelligent steuerbarem Stromverbrauch zu leisten.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass bisher kein methodischer Ansatz existiert, der die realitätsnahe detailliert zeitlich aufgelöste Ermittlung von Umweltprofilen fluktuierender Stromerzeugung ermöglicht.

3 Entwicklung der Methode

Aufbauend auf dem Stand des Wissens wird die Entwicklung der Methode zur Ermittlung von Umweltprofilen fluktuierender Stromerzeugung mit stündlicher Auflösung beschrieben, die im Folgenden als HD-LCA-Methode (Hourly Defined Life Cycle Assessment) bezeichnet wird. Die Entwicklung der HD-LCA-Methode orientiert sich an dem unter Ziffer 2.3 identifizierten Forschungsbedarf.

Zunächst werden unter Ziffer 3.1 die Anforderungen an die Methode festgelegt. Unter Ziffer 3.2 wird der Untersuchungsrahmen und das Anwendungsgebiet des methodischen Ansatzes definiert, deren grundlegende Struktur beschrieben und darauf basierend die Konzeption der Methode vorgestellt. Unter den Ziffern 3.3 bis 3.6 wird die Entwicklung der HD-LCA-Methode anhand ihrer einzelnen Schritte ausführlich erläutert.

3.1 Anforderungen an die Methode

Die Anforderungen an die HD-LCA-Methode werden zu Beginn der Methodenentwicklung festgelegt. Sie stellen die Grundlage der Methodenentwicklung dar. Die Anforderungen umfassen methodische und praktische Aspekte. Die methodischen Anforderungen geben den Gültigkeitsbereich der Methode vor. Die folgenden methodischen Anforderungen müssen erfüllt werden:

- Erfüllung der Vorgaben der Ökobilanznormen:

Die obligatorischen Schritte nach ISO 14040 [28] und ISO 14044 [29], sowie die Vorgabe der ISO 14044, wonach bei der Bereitstellung von Strom die Zusammensetzung des Stroms, die Wirkungsgrade für die Verbrennung von Energieträgern, die Energieumwandlung, die Übertragung und Verteilungsverluste zu berücksichtigen sind, müssen umgesetzt werden.

- Lebenszyklusbezug:

Es ist notwendig, alle relevanten Elementarflüsse und Umweltwirkungen über den vollständigen Lebenszyklus der Stromversorgung zu erfassen.

- Stündliche Auflösung der Sachbilanzdaten der Stromerzeugung:

Eine realitätsnahe Abbildung der zeitlich variierenden Energieträgereinsätze und Emissionen in der Sachbilanz muss sichergestellt sein.

- Diagnostische, prädiktive und präskriptive Anwendbarkeit:
Da Ergebnisse auf Basis realer, wie auch szenariobasierter Kraftwerkseinsatzdaten ermittelt werden sollen, müssen auch die Sachbilanzdaten an heutige und zukünftige Rahmenbedingungen anpassbar sein.
- Berücksichtigung von Länderspezifika:
Der Energieträgermix der Stromerzeugung und die Stromhandelsbilanzen verschiedener Länder unterscheiden sich signifikant. Diese Unterschiede müssen erfasst werden.
- Berücksichtigung von Technologiespezifika:
Die Erfassung der von Kraftwerkstyp und Abgasreinigung abhängigen und in signifikantem Maße variierenden Wirkungsgrade und Emissionen muss gewährleistet sein.
- Konsistenz und Kompatibilität der Sachbilanzdaten:
Die Eingangsdaten müssen konsistent und als Voraussetzung für deren Kombinierbarkeit kompatibel zueinander sein. Die Erfüllung dieser Anforderung muss im Vorfeld überprüft werden.
- Transparenz und Reproduzierbarkeit der Ergebnisse:
Durch Dokumentation der getroffenen Annahmen mit Einfluss auf die Ergebnisbildung und der gewählten Randbedingungen muss die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse sichergestellt werden.

Die praktischen Anforderungen stellen die Anwendbarkeit der Methode und damit die Umsetzung der methodischen Anforderungen sicher:

- Vertretbarer Arbeitsaufwand durch Parametrisierung des Sachbilanzmodells:
Das Sachbilanzmodell muss durch die Integration von anpassbaren Parametern so gestaltet sein, dass das Umweltprofil eines Stromversorgungssystems mit vertretbarem Arbeitsaufwand ermittelt werden kann.
- Flexible Anbindungsfähigkeit an Kraftwerkseinsatzdaten:
Die Bezugsquelle für die stündlich aufgelösten, kraftwerksgenauen Betriebsdaten der einzelnen Kraftwerke muss frei wählbar sein.
- Integration von bestehenden Sachbilanzdaten:
Das neu entwickelte Sachbilanzmodell muss so aufgebaut sein, dass bereits existierende Sachbilanzdaten zur Stromversorgung (z. B. aus Ökobilanzdatenbanken) eingebunden werden können.

- Erweiterbarkeit des Sachbilanzmodells:

Das durch die Anwendung der Methode entwickelte Sachbilanzmodell muss Erweiterungen mit Zukunftstechnologien, wie z. B. intelligent steuerbare Stromverbraucher oder Stromspeichersysteme erlauben.

3.2 Methodischer Ansatz

Die Entwicklung der vorgestellten Methode baut auf dem angestrebten Ziel, Untersuchungsrahmen und Anwendungsgebiet auf. Daraus ergeben sich die grundlegende Struktur und detaillierte Konzeption des methodischen Ansatzes. Nachfolgend werden der Untersuchungsrahmen und das Anwendungsgebiet, die Struktur sowie die daraus resultierende Konzeption der Methode vorgestellt.

3.2.1 Untersuchungsrahmen und Anwendungsgebiet

Der Untersuchungsrahmen der Methode leitet sich aus dem Ziel der vorliegenden Arbeit ab, die Umweltprofile fluktuierender Stromerzeugung zu ermitteln. Die konkrete Gestaltung des Untersuchungsrahmens ist durch die unter Ziffer 3.1 definierten Anforderungen an die Methode vorgegeben.

Umweltprofile fluktuierender Stromerzeugung mit detaillierter zeitlicher Auflösung können für zahlreiche Anwendungen eingesetzt werden. Die Erfassung der Ökobilanz der Stromversorgung in einstündigen Zeitintervallen und die damit verbundene Steigerung des Detaillierungsgrads können in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Gestaltung von intelligenten, ökologisch vorteilhaften Stromversorgungssystemen leisten. Durch die zunehmende Kopplung von Stromversorgung, Wärmeversorgung, Verkehr und Industrie bietet sich die entwickelte Methode zudem für die ökologische Optimierung vielseitiger Anwendungen mit intelligent steuerbarem Stromverbrauch an. So werden die Ökobilanzen zahlreicher Produkte in Zukunft signifikant davon abhängen, in welchen Zeiträumen der Stromverbrauch stattfindet. Die HD-LCA-Methode kann dazu beitragen, intelligente Systeme so auszulegen, dass Strom zu verbrauchen, wenn eine ökologische, wie auch ökonomisch vorteilhafte Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien vorliegt. Der ökologisch optimierte Betrieb intelligenter Stromverbraucher auf Basis der HD-LCA-Methode würde zudem zu einer weitergehenden Verbesserung des Umweltprofils der Stromversorgung führen, da der Stromverbrauch an die fluktuierende Stromerzeugung angepasst wird

und dadurch der Betrieb von regelbaren Verbrennungskraftwerken reduziert werden kann. Die Methode unterstützt die Beantwortung folgender Fragestellungen:

- Wie sollten intelligent steuerbare Stromverbraucher (z. B. Wärmepumpen, Elektromobilität, Systeme für Demand Side Management) betrieben werden, damit sowohl das Umweltprofil der Stromverbraucher, als auch das Umweltprofil der Stromversorgung verbessert werden?
- Welches Umweltprofil besitzt das heutige Stromversorgungssystem und was sind die Gründe dafür (diagnostische Analyse)?
- Wie kann das zukünftige Stromversorgungssystem gestaltet werden (prädiktive Analyse)?
- Wie sollte das Stromversorgungssystem zukünftig gestaltet sein, damit vorgegebene ökologische Ziele, z. B. einer Regierung oder eines Stromversorgungsunternehmens erreicht werden (präskriptive Analyse)?
- Wie sollten Kraftwerke, die zum Ausgleich der Residuallast beitragen, zukünftig ausgelegt sein, damit sie zu einer emissionsarmen Stromversorgung beitragen?

3.2.2 Struktur

Bild 13 zeigt die Struktur der HD-LCA-Methode auf. Um das Ziel „Ermittlung von Umweltprofilen fluktuierender Stromerzeugung mit stündlicher Auflösung“ zu erreichen, sind vier Schritte notwendig. Zunächst wird eine Basisanalyse durchgeführt, um zu untersuchen, ob eine detaillierte zeitliche Auflösung des Umweltprofils des ausgewählten Stromversorgungssystems eine höhere Ergebnisqualität als jährlich aggregierte Ökobilanzen mit sich bringt und somit die Durchführung einer detaillierteren Studie notwendig ist. Im zweiten Schritt werden das Ziel und der Untersuchungsrahmen der Ökobilanzstudie festgelegt. Im dritten Schritt wird ein stündlich aufgelöstes Sachbilanzmodell entwickelt, daraus die Elementarflüsse quantifiziert und darauf aufbauend die Wirkungsabschätzung vorgenommen. Im vierten Schritt folgt die Auswertung der Studie, bei der zunächst die Ergebnisse geprüft, sowie zum Abschluss die Schlussfolgerungen abgeleitet werden.

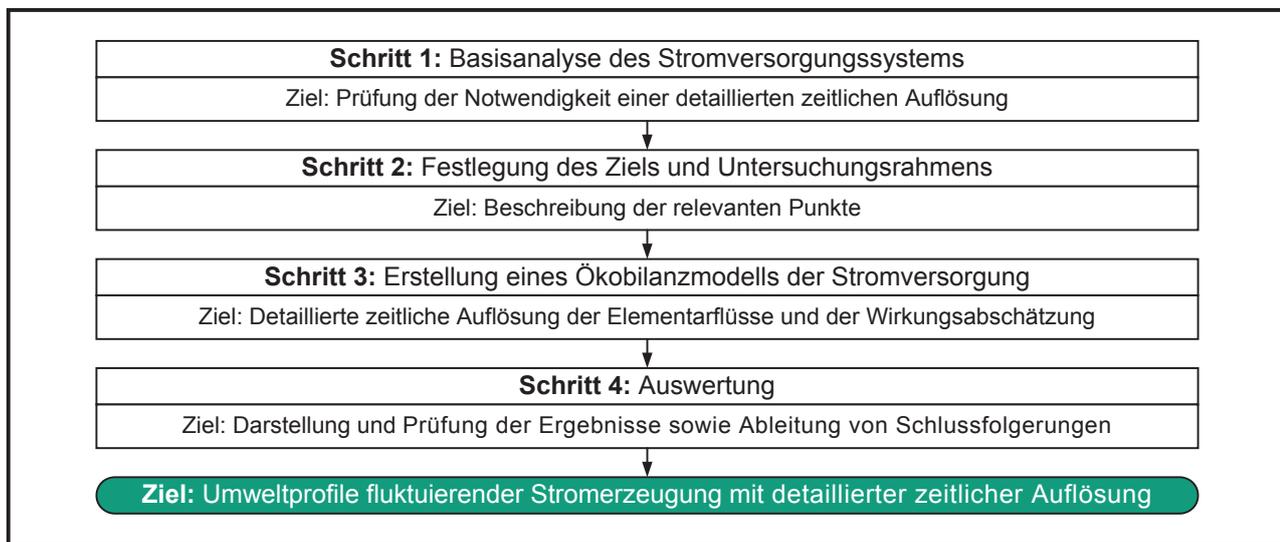


Bild 13: Schematische Darstellung der Struktur der HD-LCA-Methode.

3.2.3 Konzeption

Aufbauend auf der grundlegenden Struktur wird die detaillierte Konzeption der Methode gemäß Bild 14 vorgenommen. Dazu wird der Aufbau der einzelnen Schritte weiter ausgearbeitet und daraus die genaue Abfolge der Teilschritte abgeleitet, sowie notwendige Teilschritte mit iterativem Charakter identifiziert. Es ist notwendig, die Systemgrenze sowie die Beschreibung der Allokationsverfahren und die Anforderungen an die Datenqualität aufgrund von Erkenntnissen aus der Identifizierung der Kraftwerkstypen für die detaillierte Auflösung, sowie aus der detailliert aufgelösten und aggregierten Sachbilanzierung iterativ anzupassen. Der Inhalt der einzelnen Schritte wird unter den folgenden Ziffern 3.3 bis 3.6 im Detail beschrieben.

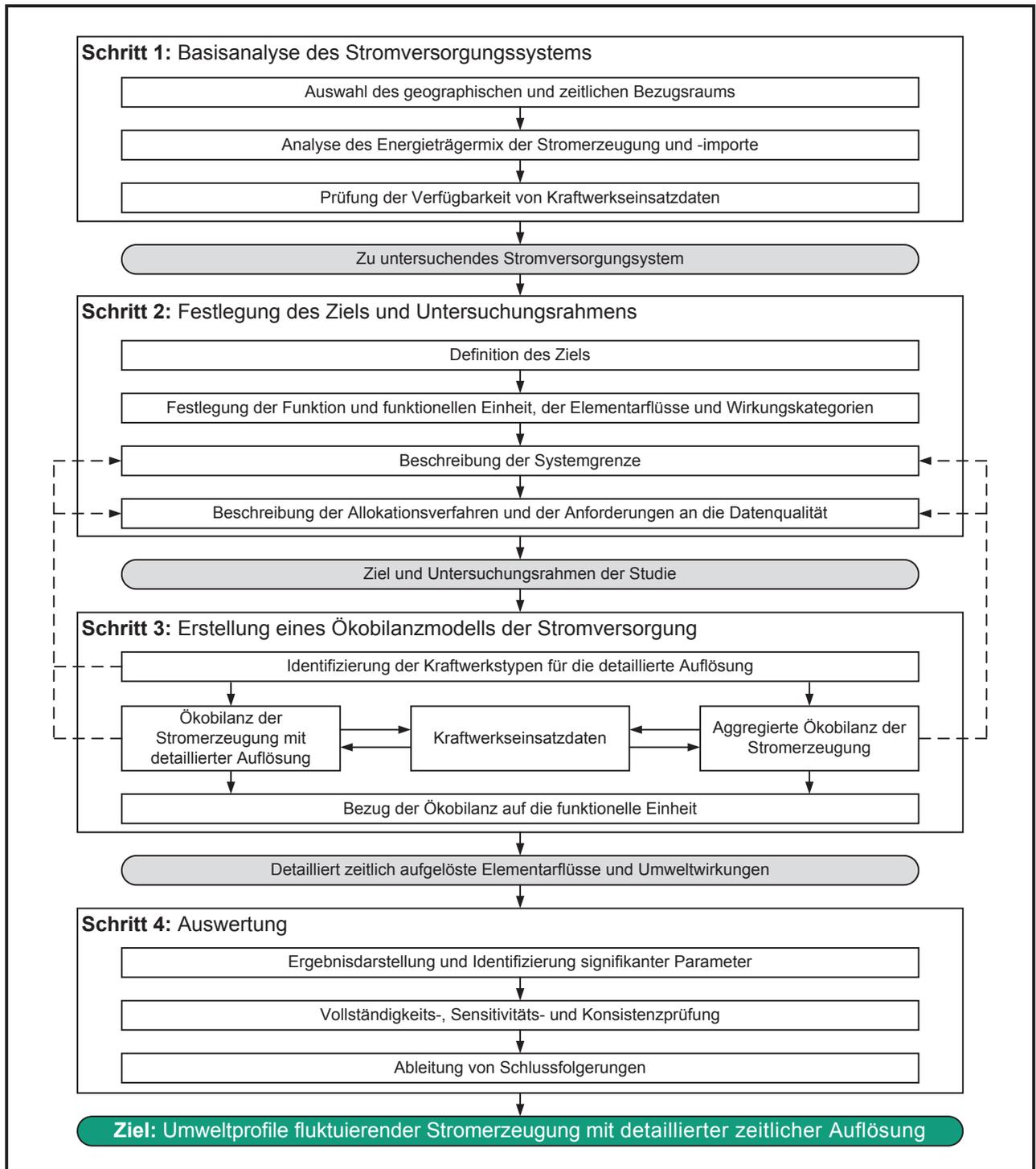


Bild 14: Schematische Darstellung der Konzeption der HD-LCA-Methode.

3.3 Basisanalyse des Stromversorgungssystems

Das Ziel der Basisanalyse des Stromversorgungssystems (Schritt 1) ist es, zu untersuchen, ob durch eine detaillierte zeitliche Auflösung des Umweltprofils des ausgewählten Stromversorgungssystems eine höhere Ergebnisqualität erzielt werden kann und somit die Durchführung der nachfolgenden Schritte der HD-LCA-Methode erfolgen muss. Der Ablauf der Basisanalyse ist in Bild 15 dargestellt.

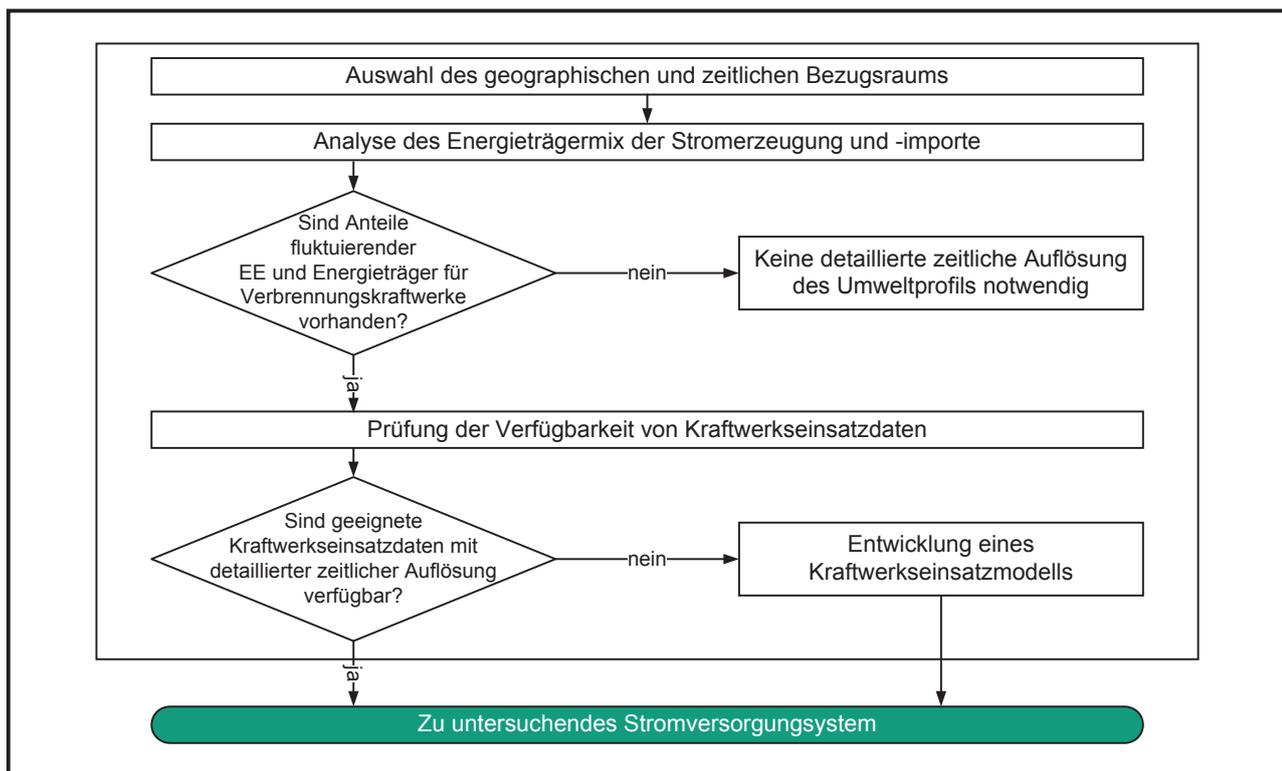


Bild 15: Schematische Darstellung des Ablaufs der Basisanalyse des Stromversorgungssystems (Schritt 1).

Für den Abschluss der Basisanalyse sind, wie aus Bild 15 ersichtlich wird, abhängig davon, ob geeignete Kraftwerkseinsatzdaten verfügbar sind, drei bzw. vier Teilschritte vorgesehen. Das Ergebnis der Basisanalyse ist die Festlegung des zu untersuchenden Stromversorgungssystems. Die Teilschritte und die damit verbundenen Entscheidungen werden im Folgenden beschrieben.

3.3.1 Auswahl des geographischen und zeitlichen Bezugsraums

Zunächst wird der geographische und zeitliche Bezugsraum des zu untersuchenden Stromversorgungssystems definiert. Aus geographischer Sicht kann sich der Bezugsraum z. B. auf Länder, Länderverbünde oder auch Insellösungen ohne Anschluss an die öffentliche Stromversorgung beziehen. Der zeitliche Bezugsraum beschreibt üblicherweise das Bezugsjahr, da notwendige Eingangsdaten z. B. für die anschließende Analyse des Energieträgermix meist in jährlich aggregierter Form vorliegen. Das Bezugsjahr kann abhängig vom Ziel der Ökobilanzstudie ein bereits vergangenes oder ein Jahr in der Zukunft sein.

3.3.2 Analyse des Energieträgermix der Stromerzeugung und -importe

Auf Basis des gewählten geographischen und zeitlichen Bezugsraums wird die Analyse des Energieträgermix der Stromerzeugung vorgenommen. Für Bezugszeiträume, die in der Vergangenheit liegen, kann z. B. auf jährlich veröffentlichte länderspezifischen Stromerzeugungsdaten der „World Energy Balances“ der IEA [69] zurückgegriffen werden. Falls die Stromversorgung eines Bezugsraums im starken Maße von Stromimporten abhängt, kann für die Ermittlung der Anteile der Herkunftsländer beispielsweise die jährlich veröffentlichte „Electricity Information“ der IEA [66] als Datenquelle verwendet werden. Der Energieträgermix der Stromherkunftsländer wird in diesem Fall dann wieder auf Basis von verfügbaren länderspezifischen Stromerzeugungsdaten ermittelt. Für Zukunftsbetrachtungen wird beispielsweise, abhängig vom geographischen Bezugsraum, auf Stromversorgungsszenarien von Regierungen, öffentlichen Institutionen oder Stromversorgungsunternehmen zurückgegriffen. Im Rahmen der Analyse des Energieträgermix werden die Anteile aller Energieträger an der Stromerzeugung ermittelt. Ist das Ergebnis, dass sowohl fluktuierende erneuerbare, als auch fossile oder biogene Energieträger erhebliche Anteile zur Stromerzeugung beisteuern, folgt, wie in Bild 15 dargestellt, der nächste Teilschritt „Prüfung der Verfügbarkeit geeigneter Kraftwerkseinsatzdaten“. Sind keine oder nur sehr geringe Anteile fluktuierender erneuerbarer Energie vorhanden, bringt eine detaillierte zeitlich aufgelöste Auflösung keinen signifikanten Mehrwert. Die Durchführung einer detailliert zeitlich aufgelösten Ökobilanz ist dann nicht erforderlich.

3.3.3 Prüfung der Verfügbarkeit geeigneter Kraftwerkseinsatzdaten

In diesem Teilschritt wird geprüft, ob für das zuvor definierte Stromversorgungssystem geeignete Kraftwerkseinsatzdaten vorliegen. Folgende Mindestanforderungen werden an die Kraftwerkseinsatzdaten gestellt:

- Die Kraftwerkseinsatzdaten müssen die zum Ausgleich der Residuallast beitragende Stromerzeugung kraftwerksgenau in stündlicher Auflösung beschreiben. Die Darstellung der Stromerzeugung muss dabei durch die Erfassung der elektrischen Nettoleistungen der Kraftwerke in einstündigen Zeitintervallen erfolgen.
- Die Abbildung der übrigen Stromerzeuger sollte in mindestens energieträgergenauer, stündlicher Auflösung durch Darstellung von elektrischen Gesamtnettoleistungen erfolgen.
- Eventuell vorhandene Stromimporte müssen in stündlicher Auflösung aus den Kraftwerkseinsatzdaten ermittelbar sein. Falls Stromimporte in signifikantem Maße zur Stromversorgung beitragen, müssen diese für jedes relevante Herkunftsland, unter Berücksichtigung der zwei vorherigen Mindestanforderungen, detailliert aufgelöst werden.
- Die dargestellte Stromerzeugung sollte alle relevanten Bereiche des Strommarktdesigns des Stromversorgungssystems berücksichtigen und somit das Stromversorgungssystem realitätsnah abbilden.

Zur Sicherstellung der Konsistenz der Kraftwerkseinsatzdaten muss die Berücksichtigung und die Datenbasis von folgenden Kennwerten dokumentiert werden:

- Anlagenportfolio
- Nettostrombedarf (stündliche Auflösung)
- Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (stündliche Auflösung)
- Preise für Primärenergieträger, CO₂-Zertifikate und weitere Kosten
- Wärmeerzeugung der KWK-Anlagen (stündliche Auflösung)
- Stromimporte und -exporte (stündliche Auflösung)
- Systemdienstleistungen (stündliche Auflösung)
- Eingriffe der Netzbetreiber (stündliche Auflösung)

Kraftwerkseinsatzmodelle, wie sie in den Grundlagen unter 2.1.1 beschrieben sind, liefern geeignete Eingangsdaten, da sie die Stromerzeugung üblicherweise in

stündlichen Zeitintervallen auflösen. Für den Fall, dass keine geeigneten Kraftwerkseinsatzdaten vorliegen, ist, wie in Bild 15 veranschaulicht, die Entwicklung eines stündlich auflösenden Kraftwerkseinsatzmodells notwendig.

3.4 Ziel und Untersuchungsrahmen

Die Gestaltung des Ziels und des Untersuchungsrahmens (Schritt 2) baut auf den Vorgaben der ISO 14044 [29] auf. Diese Vorgaben werden an die Rahmenbedingungen für die Ökobilanzierung von Stromversorgungssystemen und an die iterative Gestaltung der HD-LCA-Methode angepasst.

3.4.1 Definition des Ziels

Die Zieldefinition richtet sich nach der ISO 14044 [29] und umfasst die Beschreibung der beabsichtigten Anwendung der stündlich aufgelösten Ökobilanzstudie, die Gründe für deren Durchführung und die angesprochene Zielgruppe. Die Beschreibung der beabsichtigten Anwendung adressiert dabei auch die Darstellungsart der Ergebnisse mit einer Erklärung, in welcher Form die Ergebnisse aggregiert werden sollen. Da in Schritt 3 die Umweltprofile für Stromerzeugungsarten mit hoher Relevanz kraftwerksgenau und stündlich aufgelöst werden, bieten sich vielfältige Aggregationsmöglichkeiten. Zwei mögliche Aggregationen sind beispielsweise die Gruppierung in alte und neue Kraftwerke eines Kraftwerktyps oder die Gruppierung in ausschließlich stromerzeugende Kraftwerke und KWK-Anlagen.

3.4.2 Funktion und funktionelle Einheit

Die Beschreibung der Funktion und funktionellen Einheit der untersuchten Stromversorgung baut direkt auf den Eigenschaften des unter Schritt 1 (vgl. Ziffer 3.3) definierten Stromversorgungssystems auf. Folgende Kenngrößen müssen definiert werden:

- Funktion (z. B. Versorgung der Endverbraucher mit elektrischer Energie)
- Funktionelle Einheit (z. B. Bereitstellung von elektrischer Energie beim Stromverbraucher)
- Referenzfluss (z. B. 1 kWh elektrische Energie)

Die funktionelle Einheit und der zugehörige Referenzfluss können je nach Zielvorgabe angepasst werden. Es können auch mehrere funktionelle Einheiten definiert werden, um verschiedene Ergebnisaggregationen darzustellen.

3.4.3 Elementarflüsse und Wirkungskategorien

Die folgenden Elementarflüsse werden durch die Methode detailliert untersucht:

- Kohlendioxid (CO₂)
- Schwefeldioxid (SO₂)
- Stickstoffoxide (NO_x)
- Staub (PM_{2,5}; PM_{2,5} - PM₁₀; > PM₁₀)
- Kohlenmonoxid (CO)

Die Auswahl der Wirkungskategorien orientiert sich an der in Tabelle 3 aufgeführten Zusammenstellung. Folgende Kategorien werden betrachtet:

- Treibhauspotential (GWP)
- Versauerungspotential (AP)
- Photochemisches Oxidantienbildungspotential (POCP)
- Primärenergiebedarf aus nicht erneuerbaren Ressourcen (PE_{ne})

3.4.4 Systemgrenze

Die Systemgrenze ist nach folgenden Kriterien festzulegen:

- Basierend auf der gewählten funktionellen Einheit muss sie die Sachbilanz des Stromversorgungssystems umschließen und nur von Elementarflüssen überschritten werden, die zu den ausgewählten Wirkungskategorien beitragen.
- Sie muss so definiert werden, dass sie möglichst den vollständigen Lebenszyklus der Stromversorgung umfasst und die Vorgaben der ISO 14044 [29] erfüllt.
- Der Zeitraum, für den das stündlich aufgelöste Umweltprofil untersucht wird, muss festgelegt werden.

- Auf Grundlage der Ergebnisse des Methodenteilschritts „Identifizierung der Kraftwerkstypen für die detaillierte Auflösung“ müssen die Teilmodule der Sachbilanz iterativ so angepasst werden, dass die Stromerzeugungsarten mit hoher Relevanz für das Umweltprofil mit detaillierter Auflösung bilanziert werden. Außerdem muss der modulare Aufbau des Sachbilanzmodells die aggregierte Ökobilanzierung der Stromerzeugungsarten mit niedriger Relevanz ermöglichen.
- Es muss ebenfalls angegeben werden, ob alle Bereiche oder nur einzelne Bereiche des Strommarktdesigns in den als Eingangsgröße für die Sachbilanz dienenden Kraftwerkseinsatzdaten berücksichtigt sind.

Die HD-LCA-Methode sieht vor, dass die Systemgrenze aufgrund von Erkenntnissen aus der detailliert aufgelösten und aggregierten Sachbilanzierung unter Umständen iterativ angepasst werden muss.

3.4.5 Allokationsverfahren

Bei der Stromversorgung handelt es sich um ein System mit mehreren Produktoutputs, da neben Strom durch den Einsatz von Abgasreinigungsanlagen zusätzliche Nebenprodukte (z. B. Flugasche, Kesselasche und Gips in Kohlekraftwerken) hergestellt werden, sowie in KWK-Anlagen auch Wärme erzeugt wird. Daher muss an dieser Stelle dokumentiert werden, durch welche(s) Allokationsverfahren die Sachbilanzergebnisse zu den verschiedenen Produktoutputs zugeordnet werden.

3.4.6 Anforderungen an die Datenqualität

Die Anforderungen an die Datenqualität müssen aufgrund von Erkenntnissen aus der detailliert aufgelösten und aggregierten Sachbilanzierung iterativ angepasst werden. Bei der Beschreibung der Anforderungen an die Datenqualität der Sachbilanz sind folgende Kriterien zu beachten:

- Der geographische Erfassungsbereich der gesammelten Daten orientiert sich an dem, bei der Basisanalyse gewählten, geographischen Bezugsraum.
- Der zeitbezogene Erfassungsbereich der Daten muss sich nach dem, bei der Basisanalyse definierten, zeitlichen Bezugsraum richten. Das kleinste Zeitintervall der verwendeten Kraftwerkseinsatzdaten ist eine Stunde. Daher ist auch das kleinste Zeitintervall der Sachbilanz eine Stunde.

- Falls geographisch und zeitlich geeignete Daten nicht oder nur eingeschränkt verfügbar sind, müssen zusätzliche Daten verwendet werden, die, trotz ihres unterschiedlichen geographischen und zeitlichen Erfassungsbereichs, die Sachbilanzdaten der Technologien des Stromversorgungssystems in hoher Qualität repräsentieren.
- Die Konsistenz der verwendeten Daten muss durch deren Dokumentation überprüfbar und bewertbar sein und die Kompatibilität der Daten zueinander muss ebenfalls untersucht und nachgewiesen werden. Die Dokumentation umfasst alle verwendeten Sachbilanzdaten: Die Daten aus der Literaturrecherche, die Kraftwerkseinsatzdaten und die Sachbilanzdaten aus Ökobilanzdatenbanken.

Für die Sachbilanzierung der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung müssen folgende zusätzliche Kriterien berücksichtigt werden:

- Wirkungsgradkennlinien, die abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme der Kraftwerke ermittelt werden, müssen sich auf die im geographischen Bezugsraum betriebenen Kraftwerke beziehen.
- Abhängig von der elektrischen Nettoleistung gebildete Wirkungsgradkennlinien sind kraftwerkstypspezifisch und müssen einen allgemeingültigen Verlauf für jeden Kraftwerkstyp aufweisen.
- Der Verlauf der über die An- bzw. Abfahrzeit aufgetragenen Feuerungswärmeleistungskennlinien ist kraftwerksspezifisch und hängt von der Mindestlast eines Kraftwerks ab. Die Mindestlast ist wiederum u. a. von den im geographischen Bezugsraum gültigen Emissionsgrenzwerten abhängig. Daher muss für jedes Kraftwerk eine realistische elektrische Mindestlast hinterlegt sein.
- Die über die Feuerungswärmeleistung aufgetragenen Emissionskennlinien hängen vom eingesetzten Brennstoff und von den Feuerungseigenschaften ab und sind damit technologieabhängig. Die notwendigen Maßnahmen zur Emissionsreduzierung resultieren aus den im geographischen und zeitlichen Bezugsraum gültigen Emissionsgrenzwerten. Daher müssen sowohl die im Bezugsraum verwendeten Brennstoffe, als auch die für die Erfüllung der Emissionsgrenzwerte angewendeten technischen Maßnahmen bei der Ermittlung der Emissionskennlinien berücksichtigt werden.

3.5 Ökobilanzmodell

Die Erstellung des Ökobilanzmodells (Schritt 3) orientiert sich direkt an den Vorgaben des Ziels und des Untersuchungsrahmens. Die Ökobilanzmodellierung umfasst die Sachbilanzierung und die Wirkungsabschätzung des ausgewählten Stromversorgungssystems in stündlicher Auflösung. Wie unter Ziffer 2.1.3 beschrieben, stellt die Verwendung von generischen Modulen ein geeignetes Mittel für die Sachbilanzierung komplexer Systeme dar. Die gewählte Struktur des Sachbilanzmodells baut daher auf der modularen Gestaltung der Sachbilanzmodelle zur Stromversorgung in der Ökobilanzdatenbank GaBi [123] auf. Zusätzlich ist für die Kraftwerkstypen, die als relevant für das stündlich aufgelöste Umweltprofil der Stromerzeugung identifiziert werden, ein detailliert auflösendes Sachbilanzmodul vorgesehen. Die Erkenntnisse, die sich aus den Teilschritten der Identifizierung der Kraftwerkstypen, sowie der detailliert aufgelösten und aggregierten Sachbilanzierung ergeben, müssen iterativ durch eine Anpassung der Systemgrenze, der Beschreibung der Allokationsverfahren und der Anforderungen an die Datenqualität dokumentiert werden.

3.5.1 Identifizierung der Kraftwerkstypen für die detaillierte Auflösung

Die Identifizierung der Kraftwerkstypen für die Ökobilanzierung der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung stellt den ersten Teilschritt bei der Erstellung des Ökobilanzmodells dar. Die Identifizierung erfolgt durch eine Relevanzanalyse. Dabei werden alle Kraftwerkstypen identifiziert, die eine hohe Relevanz für das stündlich aufgelöste Umweltprofil der Stromerzeugung besitzen. Die Kraftwerkstypen, die als hoch relevant identifiziert werden, werden im nächsten Teilschritt durch eine Ökobilanz der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung abgebildet. Die Stromerzeuger, die eine geringe ökologische Relevanz für das stündlich aufgelöste Umweltprofil aufweisen, werden durch eine aggregierte Ökobilanz der Stromerzeugung erfasst.

Die Relevanzanalyse baut auf einer Screening-Ökobilanz des untersuchten Stromversorgungssystems auf. Für die Screening-Ökobilanz wird der innerhalb der Basisanalyse ermittelte Energieträgermix der Stromerzeugung und -importe mit für den Bezugsraum geeigneten, jährlich aggregierten Sachbilanzdaten der Ökobilanzdatenbanken GaBi [123] oder ecoinvent [32] kombiniert. Die gewählte funktionelle Einheit der Screening-Ökobilanz muss dokumentiert werden. Die Relevanz der Kraftwerkstypen wird durch die folgenden Kriterien ermittelt, die erfüllt werden müssen:

- Die Stromerzeugungsart besitzt in mehr als der Hälfte der im Untersuchungsrahmen festgelegten Elementarflüsse und Wirkungskategorien einen Anteil von mindestens 5 % am auf die gesamte Stromversorgung bezogenen Wert.
- Die Stromerzeugungsart trägt zum Ausgleich der Residuallast im untersuchten Stromversorgungssystem bei und weist daher eine unregelmäßige Stromerzeugung auf.

Wird die Relevanz einer Stromerzeugungsart für das stündlich aufgelöste Umweltprofil festgestellt, werden in Übereinstimmung mit der Zieldefinition der Ökobilanzstudie die Kraftwerkstypen, die im Stromversorgungssystem zur Stromerzeugungsart beitragen, identifiziert. Für diese Identifizierung wird auf Daten des eingesetzten Kraftwerkseinsatzmodells oder alternativ auf Kraftwerkslisten zurückgegriffen, die alle relevanten, zur öffentlichen Stromversorgung beitragenden Kraftwerke eines Landes aufführen. Kraftwerkslisten werden z. B. für Deutschland [19] und die USA [126] veröffentlicht. Falls KWK-Anlagen Teil der Stromerzeugung sind, müssen diese den, unter Ziffer 2.1.2 in Tabelle 5 beschriebenen KWK-Technologien zugeordnet werden.

3.5.2 Ökobilanz der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung

Die im vorherigen Teilschritt als relevant für das Umweltprofil der Stromerzeugung identifizierten Kraftwerkstypen werden mit einer kraftwerksgenau, stündlich auflösenden Sachbilanz und Wirkungsabschätzung abgebildet. Die Ökobilanzierung mit detaillierter Auflösung richtet sich nach dem in Bild 16 dargestellten Ablauf. In den folgenden Unterkapiteln werden die für die Sachbilanzierung vorgesehenen Teilschritte ausführlicher beschrieben.

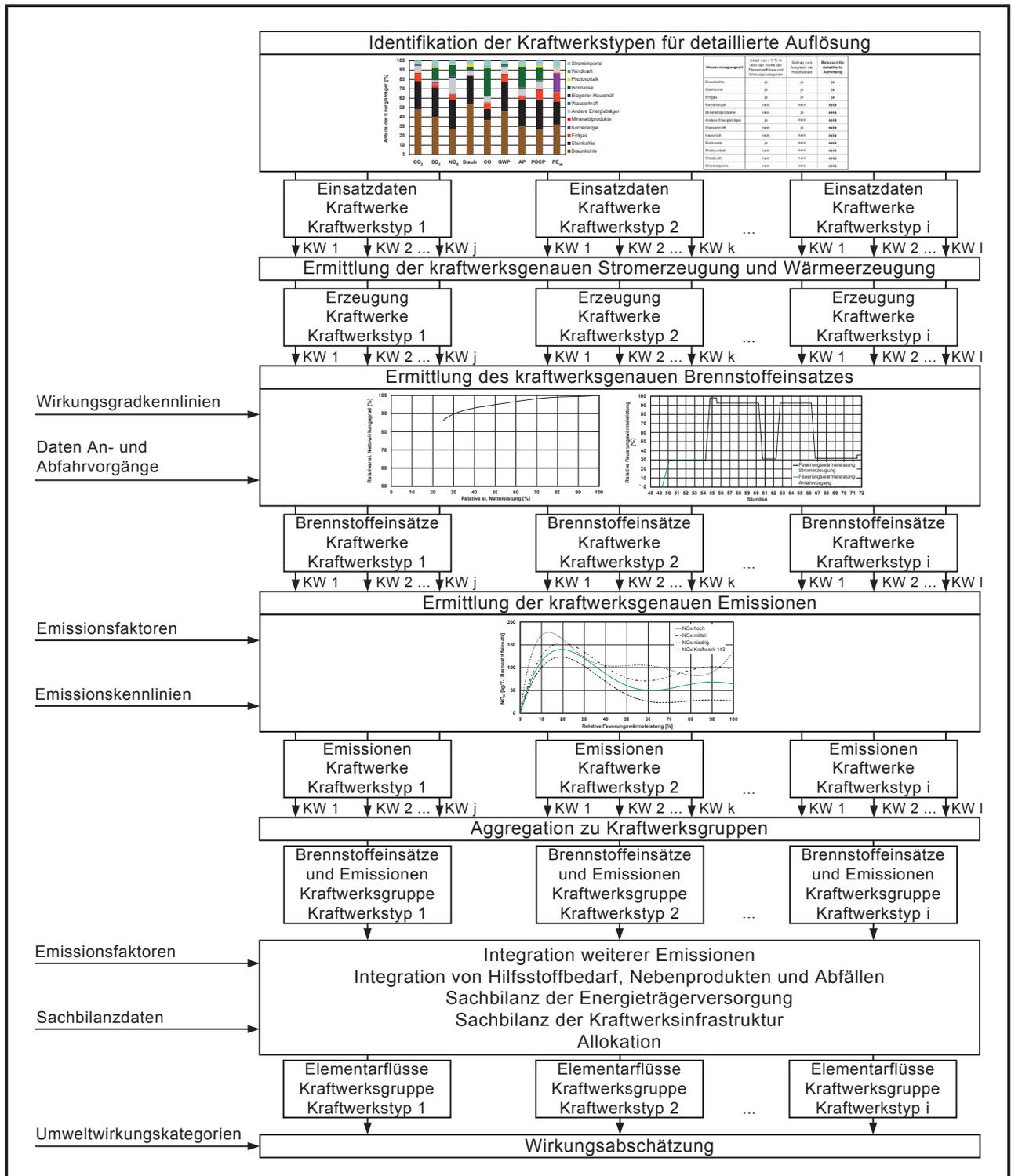


Bild 16: Schematische Darstellung des Ablaufs der Ökobilanz der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung.

Ermittlung der kraftwerksgenauen Stromerzeugung

Die im Rahmen der Basisanalyse (Schritt 1) definierten Kraftwerkseinsatzdaten bilden die Nettostromerzeugung der zum Ausgleich der Residuallast beitragenden Kraftwerke durch die Darstellung der elektrischen Nettoleistung in stündlichen Zeitintervallen kraftwerksgenau ab. Aus den elektrischen Nettoleistungen zu Beginn und am Ende des Zeitintervalls lässt sich die Stromerzeugung innerhalb des einstündigen Zeitintervalls durch die Verwendung der folgenden Gleichung berechnen:

$$W_{el,net} = \frac{P_{el,net,B} + P_{el,net,E}}{2} \cdot t \quad [\text{MWh}] \quad (9)$$

$W_{el,net}$	Nettostromerzeugung	[MWh]
$P_{el,net,B}$	Elektrische Nettoleistung, Beginn	[MW]
$P_{el,net,E}$	Elektrische Nettoleistung, Ende	[MW]
t	Zeitintervall = 1 h	[h]

Die in stündlicher Auflösung berechnete Nettostromerzeugung wird direkt für die Sachbilanz übernommen.

Ermittlung der kraftwerksgenauen Wärmeerzeugung

Befinden sich unter den als relevant für das Umweltprofil der Stromerzeugung identifizierten Kraftwerkstypen KWK-Anlagen, muss deren Wärmeerzeugung ermittelt werden. Wenn die Kraftwerkseinsatzdaten die thermische Leistung von KWK-Anlagen kraftwerksgenau stündlich aufgelöst abbilden, kann die Wärmeerzeugung, analog der Vorgehensweise von Gleichung (9), durch Bildung des Mittelwerts der thermischen Leistung vor und nach dem betrachteten Zeitintervall direkt in die Sachbilanz integriert werden.

Sind keine Wärmeerzeugungsdaten vorhanden, müssen diese näherungsweise durch die Anwendung von Gleichung (11) auf Basis der kraftwerkstypspezifischen Stromkennzahl (vgl. Tabelle 5) und der elektrischen Nettonennleistung in Kombination mit stündlich aufgelösten Wärmelastprofilen berechnet werden.

Ermittlung des kraftwerksgenauen Brennstoffeinsatzes

Der Brennstoffeinsatz von thermischen Kraftwerken resultiert aus dem Stromerzeugungsbetrieb sowie An- und Abfahrvorgängen. Der einem einstündigen Betriebszeitintervall eines Kraftwerks zugeordnete Brennstoffeinsatz berechnet sich aus der Summe des Brennstoffeinsatzes des Stromerzeugungsbetriebs und der potenziell vor und nach der Betriebsstunde vorliegenden An- und Abfahrvorgänge gemäß Gleichung (10):

$$Q_{Br} = Q_{Br,S} + Q_{Br,An} + Q_{Br,Ab} \quad [\text{MWh}] \quad (10)$$

Q_{Br}	Gesamter Brennstoffeinsatz	[MWh]
$Q_{Br,S}$	Brennstoffeinsatz Stromerzeugungsbetrieb	[MWh]
$Q_{Br,An}$	Brennstoffeinsatz Anfahren	[MWh]
$Q_{Br,Ab}$	Brennstoffeinsatz Abfahren	[MWh]

Wenn in den Kraftwerkseinsatzdaten die stündlich aufgelöste Feuerungswärmeleistung des Stromerzeugungsbetriebs der einzelnen Kraftwerke berücksichtigt ist, lässt sich daraus direkt, durch Bildung des Mittelwerts der Feuerungswärmeleistung zu Beginn und am Ende des einstündigen Zeitintervalls (analoges Vorgehen wie in Gleichung (9)) der Brennstoffeinsatz berechnen. Zusätzlich müssen die Brennstoffeinsatzdaten der stattfindenden An- und Abfahrvorgänge hinterlegt sein. Liegen die Brennstoffeinsatzdaten in dieser Ausführlichkeit vor, können sie direkt in die Sachbilanz übertragen werden.

Falls keine stündlich aufgelösten Feuerungswärmeleistungen verfügbar sind und bzw. oder keine Brennstoffeinsatzangaben zu An- und Abfahrvorgängen vorliegen, müssen diese Daten berechnet werden. Im Folgenden wird daher zunächst das Vorgehen zur Berechnung der Feuerungswärmeleistungen des Stromerzeugungsbetriebs beschrieben. Im Anschluss wird das Vorgehen zur Ermittlung der Brennstoffeinsätze von An- und Abfahrvorgängen aufgezeigt.

Die Feuerungswärmeleistungen, die bei der Stromerzeugung eines thermischen Kraftwerks auftreten, lassen sich stündlich aufgelöst auf Basis der stündlich vorliegenden elektrischen Nettoleistungen berechnen. Für alle Kraftwerke, außer

KWK-Anlagen mit Entnahme-Kondensationsturbine, kann dazu Gleichung (2) aus Ziffer 2.1.2 verwendet werden.

Zur Ermittlung der Feuerungswärmeleistung von KWK-Anlagen ist die Berechnung weiterer Kennwerte notwendig. Die Kraft-Wärme-Kopplung kann auf verschiedene Arten umgesetzt werden. Eine wichtige Kenngröße zur Differenzierung von KWK-Anlagen stellt die Stromkennzahl σ dar, die mit Gleichung (11) nach [135] ermittelt werden kann:

$$\sigma = \frac{P_{el,net}}{\dot{Q}_{th}} \quad [\%] \quad (11)$$

σ	Stromkennzahl	[%]
$P_{el,net}$	Elektrische Nettoleistung	[MW]
\dot{Q}_{th}	Thermische Leistung	[MW]

In KWK-Anlagen mit Wasser-Dampf-Kreislauf wird die Heizwärme durch spezielle Dampfturbinen (Gegendruckturbinen oder Entnahme-Kondensationsturbinen) bereitgestellt, die zum Erhitzen des Fernheizwassers Dampf zu Heizkondensatoren weiterleiten [84]. Bei Gasturbinen und Verbrennungsmotoren wird die Abhitze des Verbrennungsprozesses zur Fernheizwassererhitzung genutzt [131]. Gegendruckturbinen werden wärmegeführt betrieben, da die Entspannung des Dampfes in der Turbine bei jenem Gegendruck abgebrochen wird, bei dem die gewünschte Vorlauf-temperatur des Fernwärmeverteilungsnetzes erreicht wird [84]. Daher besteht hier auch eine starre Kopplung zwischen Stromerzeugung und Heizwärmeerzeugung (konstante Stromkennzahl σ) [84]. Bei Entnahme-Kondensationsturbinen handelt es sich dagegen um Dampfturbinen, die über eine oder mehrere zusätzliche Dampfanzapfungen im Bereich des Mittel- und Niederdruckteils verfügen und so eine flexible Entnahme von Dampf auf verschiedenen Druckniveaus erlauben [84]. Die Heizleistung des Heizkondensators wird über die angezapfte Dampfmenge und die Anzapfdampf-temperaturen geregelt [84]. Durch das partielle Ausleiten des Dampfes für Heizzwecke steht ein Teil des Dampfes nicht mehr den unteren Turbinenstufen zur Stromerzeugung zur Verfügung [84]. Diese Verminderung der Stromerzeugung in Abhängigkeit der ausgekoppelten Wärmemenge wird durch die Stromverlustkennzahl S abgebildet [84]. Die Stromverlustkennzahl S ergibt sich nach [72] aus Gleichung (12):

$$S = \frac{P_{el,net,0} - P_{el,net}}{\dot{Q}_{th}} \quad [\%] \quad (12)$$

S	Stromverlustkennzahl	[%]
$P_{el,net,0}$	Elektrische Nettoleistung (ohne Dampfentnahme)	[MW]
$P_{el,net}$	Elektrische Nettoleistung (mit Dampfentnahme)	[MW]
\dot{Q}_{th}	Thermische Leistung	[MW]

Der Vorteil von Entnahme-Kondensationsturbinen im Vergleich zu Gegendruckturbinen ist, dass die Stromerzeugung und Heizwärmeerzeugung in einem weiten Bereich unabhängig voneinander eingestellt werden können (variable Stromkennzahl σ) [84]. Eine KWK-Anlage mit Entnahme-Kondensationsturbine kann daher strom- oder wärmegeführt betrieben und der Betrieb an den, in der Regel nicht zeitgleich anfallenden, Strom- und Heizwärmebedarf angepasst werden [84]. Bei Gasturbinen und Verbrennungsmotoren mit Abhitzenutzung ist die Stromerzeugung vorgegeben [117]. Strom und Wärme werden stets in einem festen Verhältnis erzeugt (konstante Stromkennzahl σ) [7]. Gasturbinen und Verbrennungsmotoren mit Abhitzenutzung können strom- oder wärmegeführt betrieben werden [7]. Tabelle 5 fasst die vorgestellten Kennzahlen von KWK-Anlagen zusammen und gibt einen Überblick über die Größenordnung der Kennzahlen für die KWK-Technologien.

Tabelle 5: Zusammenstellung der Kennzahlen von KWK-Anlagen verschiedener Technologien nach [77] und [131].

KWK-Technologie	Kennzahl [%]		
	$\eta_{\text{ges,net}}$	σ	S
Gasturbine mit Abhitzenutzung	70-85	30-70	-
Gegendruckturbine Dampfkraftwerk	82-90	30-60	-
Entnahme-Kondensationsturbine Dampfkraftwerk	55-75	80-250	15
Gegendruckturbine GuD-Kraftwerk	80-90	70-85	-
Entnahme-Kondensationsturbine GuD-Kraftwerk	60-75	150-270	15

Für KWK-Anlagen mit Entnahme-Kondensationsturbine lässt sich die Feuerungswärmeleistung nach Gleichung (13) durch die Kombination von Gleichung (2) aus Ziffer 2.1.2 und Gleichung (12) ermitteln. Für die Stromverlustkennzahl S kann dabei der Wert 15 % angenommen werden (vgl. Tabelle 5).

$$\dot{Q}_{\text{FWL}} = \frac{P_{\text{el,net}} + S \cdot \dot{Q}_{\text{th}}}{\eta_{\text{el,net,0}}} \quad [\text{MW}] \quad (13)$$

\dot{Q}_{FWL}	Feuerungswärmeleistung	[MW]
$P_{\text{el,net}}$	Elektrische Nettoleistung (mit Dampfentnahme)	[MW]
S	Stromverlustkennzahl = 15 %	[%]
\dot{Q}_{th}	Thermische Leistung	[MW]
$\eta_{\text{el,net,0}}$	Elektrischer Nettowirkungsgrad (ohne Dampfentnahme)	[%]

Um die Feuerungswärmeleistung kraftwerksgenau und stündlich aufgelöst berechnen zu können, muss der elektrische Nettowirkungsgrad kraftwerksgenau ermittelt werden. Der Nettowirkungsgrad eines thermischen Kraftwerks variiert zunächst abhängig vom Kraftwerkstyp. Zusätzliche Variationen resultieren aus dem Alter und

dem Teillastverhalten des Kraftwerks. Diese Variationen werden über zwei Arten von Wirkungsgradkennlinien berücksichtigt:

- Kraftwerkstypspezifische Wirkungsgradkennlinien in Abhängigkeit vom Jahr der Kraftwerksinbetriebnahme, die sich auf den geographischen Bezugsraum beziehen.
- Kraftwerkstypspezifische Wirkungsgradkennlinien in Abhängigkeit von der elektrischen Nettogleistung (ausführliche Beschreibung unter Ziffer 2.2.1)

Durch die Anwendung der Wirkungsgradkennlinien, die in Abhängigkeit vom Jahr der Kraftwerksinbetriebnahme gebildet werden, wird zunächst der bei Vollast vorliegende maximale elektrische Nettowirkungsgrad ermittelt. Die Wirkungsgradkennlinie für deutsche Steinkohlekraftwerke ist in Bild 17 dargestellt.

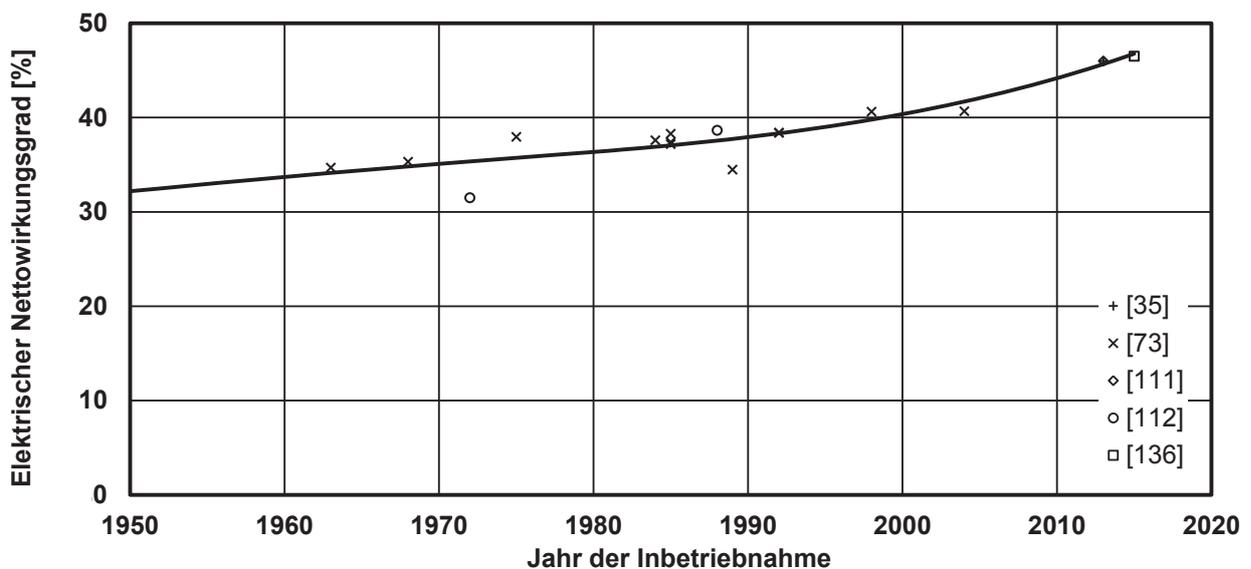


Bild 17: Wirkungsgradkennlinie für deutsche Steinkohlekraftwerke in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme [35] [73] [112] [113] [137].

Die kraftwerkstypspezifischen Wirkungsgradkennlinien, die in Abhängigkeit von der elektrischen Nettogleistung ermittelt werden, dienen anschließend der Bestimmung des relativen elektrischen Nettowirkungsgrads. Bild 18 zeigt basierend auf den unter Ziffer 2.2.1 aufgeführten Literaturquellen [40], [56], [59], [67], [82] und [100] beispielhaft eine Wirkungsgradkennlinie für überkritische Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke.

Der abhängig von der relativen elektrischen Nettoleistung vorliegende Nettowirkungsgrad ergibt sich aus der Multiplikation des maximalen Wirkungsgrads (vgl. Bild 17) mit dem relativen elektrischen Nettowirkungsgrad (vgl. Bild 18) gemäß Gleichung (14):

$$\eta_{el,net,0} = \eta_{el,net,Jahr} \cdot \eta_{el,net,rel} \quad [\%] \quad (14)$$

$\eta_{el,net,0}$	Elektrischer Nettowirkungsgrad (ohne Dampfentnahme)	[%]
$\eta_{el,net,Jahr}$	Elektrischer Nettowirkungsgrad bei Volllast abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme	[%]
$\eta_{el,net,rel}$	Relativer elektrischer Nettowirkungsgrad abhängig von der elektrischen Nettoleistung	[%]

Sowohl die installierte Feuerungswärmeleistung, als auch die vor und nach einem einstündigen Betriebsintervall vorliegende Feuerungswärmeleistung, lässt sich durch die Anwendung von Gleichung (13) berechnen.

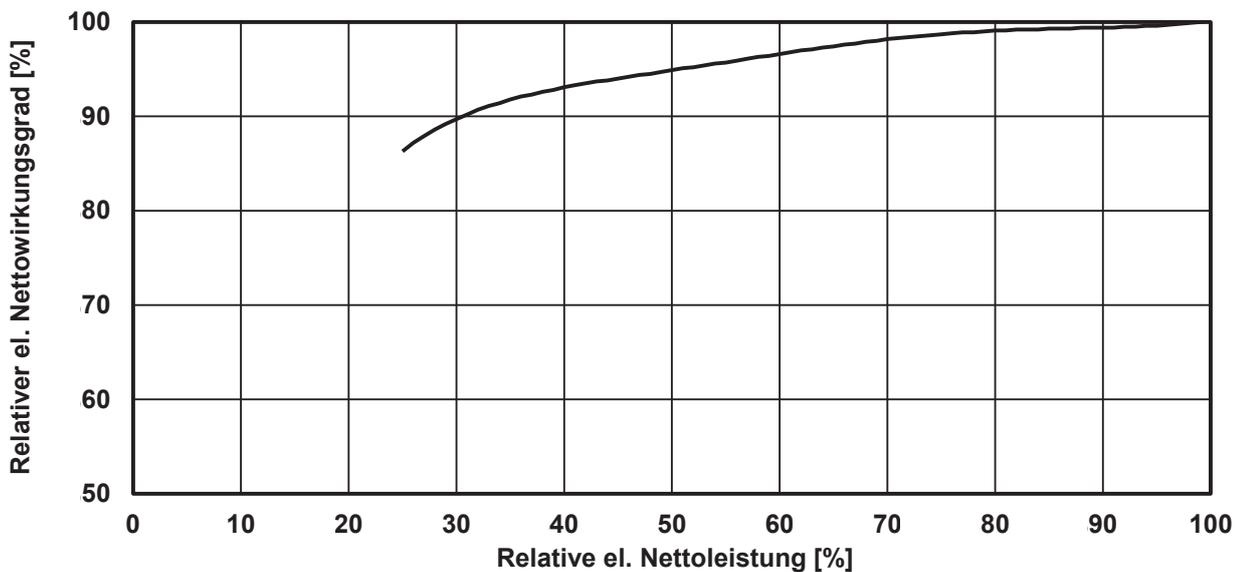


Bild 18: Wirkungsgradkennlinie in Abhängigkeit von der elektrischen Nettoleistung für überkritische Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke.

Da sich die im weiteren Ablauf der Sachbilanzierung verwendeten Emissionskennlinien auf die relative Feuerungswärmeleistung beziehen, wird der Verlauf der relativen Feuerungswärmeleistung ermittelt. Die, in einstündigen Abständen vorliegenden, relativen Feuerungswärmeleistungen werden mit Gleichung (15) durch die Division

der sich zum jeweiligen Zeitpunkt ergebenden Feuerungswärmeleistung mit der installierten Feuerungswärmeleistung berechnet:

$$\dot{Q}_{FWL,rel} = \frac{\dot{Q}_{FWL}}{\dot{Q}_{FWL,max}} \quad [\%] \quad (15)$$

$\dot{Q}_{FWL,rel}$	Relative Feuerungswärmeleistung vor oder nach einem einstündigen Betriebsintervall	[%]
\dot{Q}_{FWL}	Feuerungswärmeleistung vor oder nach einem einstündigen Betriebsintervall	[MW]
$\dot{Q}_{FWL,max}$	Installierte Feuerungswärmeleistung	[MW]

Durch die Bildung des Mittelwerts der Feuerungswärmeleistungen zu Beginn und am Ende eines einstündigen Zeitintervalls lässt sich analog zum Vorgehen in Gleichung (9) der Brennstoffeinsatz des Stromerzeugungsbetriebs berechnen.

Der Brennstoffeinsatz eines Anfahrvorgangs hängt, wie unter Ziffer 2.1.2 beschrieben, bei Kraftwerken mit Wasser-Dampf-Kreislauf von der vorangegangenen Stillstandzeit und bei allen fossil befeuerten Kraftwerken von der kraftwerksspezifischen Mindestlast ab. Als Basis für die Ermittlung des kraftwerksgenauen Brennstoffeinsatzes von Anfahrvorgängen dienen Feuerungswärmeleistungskennlinien, die über die Anfahrzeit aufgetragen werden und den Verlauf der Feuerungswärmeleistung bis zum Erreichen der elektrischen Mindestlast widerspiegeln. Aus der Integration der Feuerungswärmeleistung über der Anfahrzeit ergibt sich der Brennstoffeinsatz. Der Verlauf der Feuerungswärmeleistungskennlinie wird dabei von den folgenden Parametern beeinflusst:

- Die Feuerungswärmeleistung, die beim Erreichen der elektrischen Mindestlast vorliegt, hängt vom elektrischen Nettowirkungsgrad des Kraftwerks bei der elektrischen Mindestlast ab. Der elektrische Nettowirkungsgrad wird durch die beiden zuvor beschriebenen Wirkungsgradkennlinien kraftwerksspezifisch bestimmt.
- Die elektrische Mindestlast variiert kraftwerksspezifisch in starkem Maße. Falls keine kraftwerksspezifischen Angaben vorliegen, muss auf kraftwerkstypspezifische Mindestlasten zurückgegriffen werden (vgl. Tabelle 2).

- Die Anfahrzeit bis zum Erreichen der Mindestlast ist in Kraftwerken mit Wasser-Dampf-Kreislauf abhängig von der vorangegangenen Stillstandzeit und weist kraftwerksspezifisch ebenfalls starke Variationen auf. Wenn keine kraftwerksspezifischen Werte vorliegen, muss auch hier auf kraftwerkstypspezifische Daten zurückgegriffen werden (vgl. Tabelle 2).
- Bei Dampfkraftwerken ist die Änderungsgeschwindigkeit der Feuerungswärmeleistung nach der Zündung der Feuerung von der vorangegangenen Stillstandzeit abhängig. Daher hängt auch der Bedarf an Heizöl, das bei Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken nach der Zündung der Feuerung eingesetzt wird, von der Stillstandzeit ab.
- Bei GuD- und Gasturbinenkraftwerken ist die Änderungsgeschwindigkeit der Feuerungswärmeleistung nach der Zündung der Gasturbine von der vorangegangenen Stillstandzeit unabhängig.

Das Vorgehen zur Ermittlung der Brennstoffeinsätze von Anfahrvorgängen auf Basis von kraftwerkstypspezifischen Daten wird nachfolgend beschrieben. Der Verlauf der Feuerungswärmeleistung eines Anfahrvorgangs wird durch die kraftwerkstypspezifisch festgelegten Anfahrzeiten, die Änderungsgeschwindigkeiten der Feuerungswärmeleistung, sowie die kraftwerksspezifisch beim Erreichen der elektrischen Mindestlast vorliegende relative Feuerungswärmeleistung bestimmt.

In Tabelle 2 sind für die verschiedenen Kraftwerkstypen Anfahrzeiten bis zum Erreichen der elektrischen Nennleistung, sowie Laständerungsgeschwindigkeiten aufgeführt. Die Anfahrzeit bis zum Erreichen der elektrischen Mindestlast ergibt sich aus der Differenz der Dauer bis zum Erreichen der elektrischen Nennleistung und der Dauer der Laständerung von der elektrischen Mindestlast bis zur elektrischen Nennleistung. Für einen Kaltstart eines Steinkohlekraftwerks mit aktuellem Stand der Technik wird die Anfahrzeit bis zum Erreichen der Mindestlast folglich durch Gleichung (16) berechnet:

$$t_{\text{Kaltstart}} = 5 \text{ h} - \frac{(100 \% - 25 \%)}{4 \% \cdot 60} \text{ h} = 4,69 \text{ h} \quad (16)$$

$t_{\text{Kaltstart}}$ Anfahrzeit Kaltstart [h]

Auf Basis der Kennwerte aus Tabelle 2 wird für Kraftwerkstypen mit Wasser-Dampf-Kreislauf eine Ermittlung der Anfahrzeiten von Kalt- und Heißstarts vorgenommen. Die Anfahrzeiten für GuD-Kraftwerke werden auf Grundlage von [76] [78] [111] bestimmt (vgl. Bild 7). Die ermittelten Anfahrzeiten werden genutzt, um stillstandzeitabhängige lineare Regressionskurven zu bilden. Diese Regressionskurven erlauben eine Abschätzung der Anfahrzeit abhängig von der in stündlicher Auflösung vorliegenden Stillstandzeit. Die stillstandzeitunabhängigen Anfahrzeiten von Gasturbinenkraftwerken können prinzipiell über die kraftwerkstypspezifischen Laständerungsgeschwindigkeiten aus Tabelle 2 und die kraftwerksspezifische elektrische Mindestlast berechnet werden. Da für das Anwendungsbeispiel kraftwerksspezifische positive Laständerungsgeschwindigkeiten vorliegen (vgl. Ziffer 4.3.2), werden die Anfahrzeiten der Gasturbinenkraftwerke auf Basis dieser realitätsnahen Daten bestimmt.

Die Änderungsgeschwindigkeit der Feuerungswärmeleistung von Dampfkraftwerken während der Anfahrvorgänge wird ebenfalls durch stillstandzeitabhängige lineare Regressionskurven ermittelt, die eine Abschätzung der Änderungsgeschwindigkeit auf Basis der jeweils vorliegenden Stillstandzeit erlauben. Diese Regressionskurven werden auf Grundlage realer Anfahrvorgänge gebildet. Für Steinkohlekraftwerke werden hierzu z. B. Angaben aus [55], [73], [82] und [113] verwendet. Zusätzlich wird für Anfahrvorgänge von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken der Anteil des Brennstoffeinsatzes, der durch Heizöl bereitgestellt wird, stillstandzeitabhängig berücksichtigt. Die linearen Regressionskurven basieren auf den Heizölbedarfen realer Anfahrvorgänge. Für Steinkohlekraftwerke werden hierzu Heizölbedarfe aus [113], [114] und [145] als Datenbasis herangezogen.

Der Brennstoffeinsatz eines Abfahrvorgangs ist abhängig von der kraftwerksspezifischen Mindestlast und der Laständerungsgeschwindigkeit, die die Abfahrzeit bis zum Abschalten der Feuerung bzw. der Gasturbine bestimmt. Der Brennstoffeinsatz eines Abfahrvorgangs lässt sich analog zum Anfahrvorgang aus dem Integral der Feuerungswärmeleistung über der Abfahrzeit berechnen. Die Feuerungswärmeleistung, die bei der elektrischen Mindestlast vorliegt, hängt vom Nettowirkungsgrad des Kraftwerks bei der elektrischen Mindestlast ab. Der elektrische Nettowirkungsgrad lässt sich durch die beiden zuvor beschriebenen Wirkungsgradkennlinien kraftwerksspezifisch ermitteln. Falls keine kraftwerksspezifischen Angaben zur negativen Laständerungsgeschwindigkeit vorliegen, muss auf kraftwerkstypspezifische Daten

zurückgegriffen werden (vgl. Tabelle 2). Da für das Anwendungsbeispiel kraftwerksspezifische negative Laständerungsgeschwindigkeiten zur Verfügung stehen (vgl. Ziffer 4.3.2), werden die Abfahrzeiten auf Grundlage dieser Daten berechnet.

Ermittlung der kraftwerksgenauen Emissionen

Die bei der Festlegung des Untersuchungsrahmens ausgewählten Emissionen werden detailliert für jedes Kraftwerk bestimmt. Die Emissionen werden hierzu einem einstündigen Betriebszeitintervall eines Kraftwerks zugeordnet und setzen sich aus den Emissionen des Stromerzeugungsbetriebs und, falls ein An- oder Abfahrvorgang vor oder nach der betrachteten Stunde stattfindet, aus den Emissionen des An- oder Abfahrvorgangs zusammen. Daraus resultiert Gleichung (17):

$$E_j = E_{j,S} + E_{j,An} + E_{j,Ab} \quad [\text{kg}] \quad (17)$$

E_j	Gesamtemission	[kg]
j	Emissionstyp	[-]
$E_{j,S}$	Emission vom Typ j im Stromerzeugungsbetrieb	[kg]
$E_{j,An}$	Emission Anfahren je Typ j	[kg]
$E_{j,Ab}$	Emission Abfahren je Typ j	[kg]

Für die Berechnung der Emissionen des Stromerzeugungsbetriebs innerhalb eines einstündigen Zeitintervalls ist folgendes Vorgehen vorgesehen:

- Ermittlung des detaillierten Verlaufs der Feuerungswärmeleistung durch die Strom- und evtl. zusätzliche Wärmeenergieerzeugung im Zeitintervall, abhängig von den Feuerungswärmeleistungen zu Beginn und am Ende des Zeitintervalls und von der kraftwerksspezifischen, oder alternativ kraftwerkstypspezifischen Laständerungsgeschwindigkeit (z. B. aus Tabelle 2)
- Definition von Teilabschnitten des Verlaufs der Feuerungswärmeleistung
- Berechnung der mittleren Feuerungswärmeleistung und des Brennstoffeinsatzes der Teilabschnitte
- Zuordnung des zur mittleren relativen Feuerungswärmeleistung zugehörigen Emissionsfaktors (der Emissionsfaktor kann z. B. aus einer Emissionskennlinie abgeleitet werden)

- Berechnung der Emissionen jedes einzelnen Teilabschnitts durch Multiplikation des Brennstoffeinsatzes mit dem jeweils zugehörigen Emissionsfaktor
- Ermittlung der Emissionen des Stromerzeugungsbetriebs innerhalb des einstündigen Zeitintervalls durch Aufsummieren der Emissionen der Teilabschnitte

Die Emissionen der An- und Abfahrvorgänge werden analog zu den Emissionen des Stromerzeugungsbetriebs ermittelt. Als Eingangsgröße dienen die Feuerungswärmeleistungskennlinien für An- und Abfahrvorgänge, die auch für die Brennstoffeinsatzberechnung zum Einsatz kommen.

Da CO₂ ein Emissionstyp ist, der nur vom Brennstoffeinsatz abhängig ist, werden die Gesamtemissionen des einstündigen Zeitintervalls mit Gleichung (18) durch die Multiplikation des Brennstoffeinsatzes mit konstanten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren berechnet:

$$E_{\text{CO}_2} = Q_{\text{Br}} \cdot e_{\text{CO}_2} \quad [\text{kg}] \quad (18)$$

E_{CO_2}	CO ₂ -Emissionen	[kg]
Q_{Br}	Brennstoffeinsatz	[TJ]
e_{CO_2}	CO ₂ -Emissionsfaktor	[kg/TJ]

Die Emissionsfaktoren der verschiedenen Brennstoffe werden an den Bezugsraum angepasst. Die kraftwerksgenaue Auflösung des Kraftwerkseinsatzes erlaubt dabei eine zusätzliche Differenzierung der Emissionsfaktoren für standortspezifische Braunkohle. Da der Heizölbedarf bei Anfahrvorgängen von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken berücksichtigt wird, wird zudem der Emissionsfaktor von Heizöl benötigt. Für das Anwendungsbeispiel mit Bezugsraum Deutschland im Jahr 2014 (vgl. Ziffer 4.3.2) ergeben sich die in Tabelle 6 zusammengefassten CO₂-Emissionsfaktoren.

Tabelle 6: CO₂-Emissionsfaktoren für in Deutschland verwendete Brennstoffe [123] [127].

Brennstoff	CO₂-Emissionsfaktor [kg/TJ Brennstoffeinsatz]
Braunkohle Helmstedt	103.000
Braunkohle Lausitz	110.000
Braunkohle Mitteldeutschland	103.000
Braunkohle Rheinland	113.000
Steinkohle	94.200
Erdgas	56.000
Heizöl	78.470

Für die weiteren Emissionstypen müssen ebenfalls Emissionsfaktoren verwendet werden, die eine möglichst realitätsnahe kraftwerksgenaue Berechnung der Emissionen ermöglichen. Die Bildungsmechanismen der detailliert untersuchten Emissionstypen, die Maßnahmen zur Emissionsreduzierung, sowie die Auswirkungen von Teillastbetrieb und An- und Abfahrvorgängen auf die Funktionsfähigkeit der Abgasreinigungsmaßnahmen wurden in den Grundlagen unter Ziffer 2.1.2 beschrieben. Basierend auf diesem Wissen wird die Berechnung dieser Emissionen für die einzelnen Kraftwerke vorgenommen. Dazu wird auf Emissionskennlinien zurückgegriffen, wie sie unter Ziffer 2.2.1 beschrieben sind. Diese Emissionskennlinien bilden Emissionsfaktoren variierend in Abhängigkeit von der Feuerungswärmeleistung ab. Die Emissionskennlinien müssen brennstoffeinsatzspezifisch ermittelt werden. Wenn geeignete Emissionsfaktoren abgasvolumenspezifisch oder als Volumenkonzentration angegeben sind, können diese durch die Verwendung von Tabelle 1, Gleichung (5) und Gleichung (6) aus Ziffer 2.1.2 zu brennstoffeinsatzspezifischen Emissionsfaktoren umgerechnet werden.

Wenn es möglich ist, Emissionskennlinien durch Emissionsmessungen für jedes einzelne Kraftwerk, abhängig von der Feuerungswärmeleistung zu bestimmen, sind diese Primärdaten zu verwenden. Falls keine kraftwerksspezifischen Messdaten

vorhanden sind, müssen verfügbare Emissionsdaten exemplarischer Kraftwerke verwendet werden, die für die Bildung von kraftwerksspezifischen Emissionskennlinien aus geographischer, zeitlicher und technologischer Sicht geeignet sind.

Für die Berechnung der Emissionen SO_2 , NO_x , Staub und CO sind für Deutschland keine auf Emissionsmessungen basierenden Emissionskennlinien verfügbar. Daher werden die kraftwerksspezifischen Emissionskennlinien und Emissionsfaktoren auf der Grundlage von, für den Bezugsraum Deutschland geeigneten, öffentlich verfügbaren Daten berechnet. Zunächst werden die verwendeten Daten für alle Kraftwerkstypen zusammengefasst. Im Anschluss wird am Beispiel von Steinkohlekraftwerken die Ermittlung der Emissionskennlinien und Emissionsfaktoren im Detail beschrieben.

Die SO_2 - und NO_x -Emissionen der mit Braunkohle und Steinkohle befeuerten Kraftwerkstypen werden durch kraftwerksspezifische Basis-Emissionskennlinien bestimmt. Diese Basis-Emissionskennlinien bauen auf Betriebs- und Emissionsdaten der kontinuierlichen Emissionsüberwachung der US-amerikanischen Kraftwerke der EPA [133] aus dem Jahr 2013 und 2014, und auf den LCPD-Tabellenblättern für Kraftwerke der EU-Mitgliedstaaten für 2012 [48] auf (Beschreibung der EU-Direktiven zu Kraftwerksemissionen unter Ziffer 2.1.2). Zur Abbildung der kraftwerksgenauen Staubemissionen werden kraftwerksspezifisch ermittelte konstante Emissionsfaktoren für das Jahr 2012 aus [48] abgeleitet. Die CO-Emissionen der mit Braunkohle und Steinkohle befeuerten Kraftwerkstypen werden durch kraftwerkstypspezifische Emissionskennlinien berechnet. Grundlage hierfür ist die Revision des BVT-Merkblattes [73] und Daten aus der GaBi-Datenbank [123] für deutsche Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke des Jahres 2012.

Die Berechnung der SO_2 -Emissionen der mit Erdgas befeuerten Kraftwerkstypen wird mit kraftwerksspezifisch ermittelten, konstanten Emissionsfaktoren für das Jahr 2012 auf Grundlage von [48] vorgenommen. Zur Bestimmung der NO_x -Emissionen werden kraftwerksspezifische Emissionskennlinien angewendet, die auf Grundlage der unter Ziffer 2.2.1 beschriebenen Literaturquellen [23], [73] und [48] gebildet werden. Die Abbildung der Staubemissionen erfolgt über kraftwerksspezifisch berechnete konstante Emissionsfaktoren, die für das Jahr 2012 aus [48] abgeleitet werden. CO-Emissionen werden durch kraftwerkstypspezifische Emissionskennlinien abgebildet, die ebenfalls auf Daten aus [23] und [73] sowie dem durchschnittlichen CO-

Emissionsfaktor für deutsche Erdgaskraftwerke des Jahres 2012 der GaBi-Datenbank [123] aufbauen.

Im Folgenden wird das Vorgehen zur Ermittlung der Emissionskennlinien und Emissionsfaktoren am Beispiel von Steinkohlekraftwerken im Detail veranschaulicht. Die kraftwerksspezifischen SO₂- und NO_x-Emissionskennlinien eines Steinkohlekraftwerks werden auf Grundlage von Basis-Emissionskennlinien, der durchschnittlichen Emissionen dreier Basiskraftwerke und der durchschnittlichen Emissionen des betrachteten Kraftwerks gebildet.

Zur Ermittlung der Basis-Emissionskennlinien werden zunächst die Betriebs- und Emissionsdaten dreier US-amerikanischer Steinkohlekraftwerke für die Jahre 2013 und 2014 detailliert untersucht, die von der EPA [133] veröffentlicht werden. Damit für die Anwendung der Methode die Übertragbarkeit der Basis-Emissionskennlinien auf deutsche Steinkohlekraftwerke sichergestellt ist (vgl. Ziffer 4.3.2), werden die Kraftwerke so ausgewählt, dass sie aus technologischer Sicht deutschen Steinkohlekraftwerken entsprechen. Es werden Steinkohlekraftwerke unterschiedlichen Alters ausgewählt, die, wie deutsche Steinkohlekraftwerke, nach Angaben der US-amerikanischen Kraftwerksliste [126] bituminöse Steinkohle als Brennstoff nutzen. Sie besitzen nach EPA-Angaben [133] eine Wandfeuerung und sind mit Rauchgasentschwefelungsanlagen mit kalkbasierter Nasswäsche, Low-NO_x-Brennern und SCR-Entstickungsanlage ausgestattet. Die EPA [133] erfasst u. a. die SO₂- und NO_x-Emissionen sowie die Feuerungswärmeleistung der Kraftwerke in stündlicher Auflösung inklusive An- und Abfahrvorgängen. Auf Grundlage dieser Daten werden für die drei Kraftwerke Emissionskennlinien für positive und negative Laständerungen ermittelt. Für die Bildung der Basis-Emissionskennlinien für positive Laständerungen werden die Emissionen und dazugehörigen Feuerungswärmeleistungen aller 2013 und 2014 stattfindenden Anfahrvorgänge erfasst und mit den Emissionen und Feuerungswärmeleistungen des Stromerzeugungsbetriebs kombiniert. Dazu werden z. B. alle 2013 und 2014 bei Anfahrvorgängen und im Stromerzeugungsbetrieb gemessenen NO_x-Emissionen eines Steinkohlekraftwerks über die an jedem Messpunkt vorliegende Feuerungswärmeleistung aufgetragen. Die Emissionskennlinie entspricht dann der Regressionskurve, die sich aus den Messpunkten ergibt. Bild 19 stellt die sich ergebende NO_x-Emissionskennlinie eines der drei ausgewählten Steinkohlekraftwerke dar.

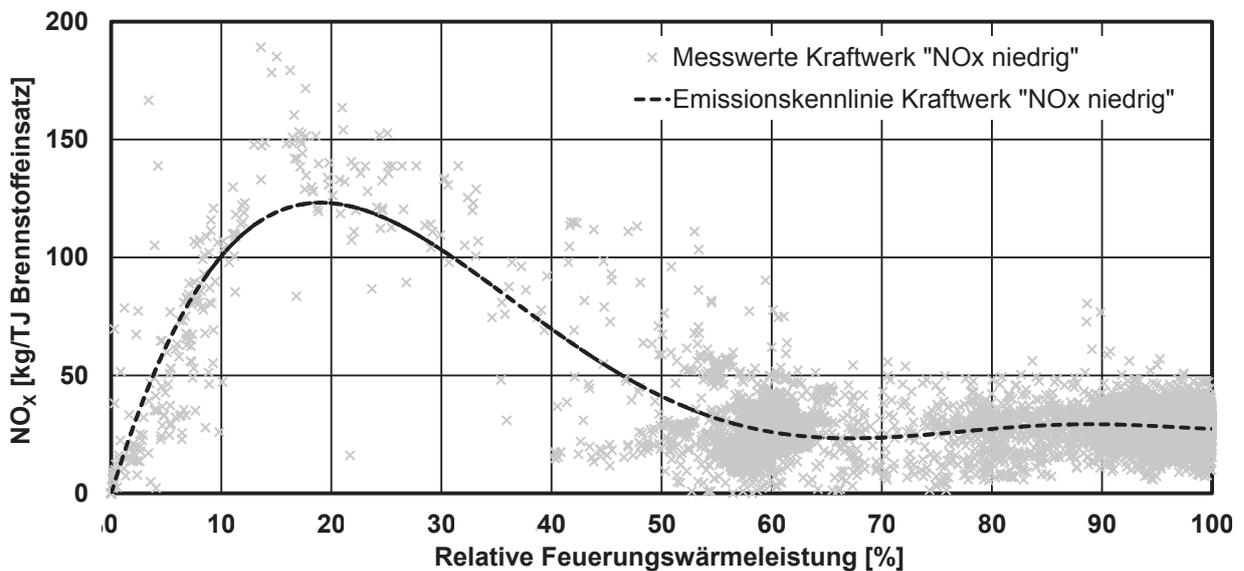


Bild 19: Ermittlung der NO_x-Emissionskennlinie eines Steinkohlekraftwerks für positive Laständerungen aus einzelnen Messpunkten.

Für die drei Basiskraftwerke ergeben sich die drei Basis-Emissionskennlinien „NO_x niedrig“, „NO_x mittel“ und „NO_x hoch“ (vgl. Bild 20). Im Anschluss werden zusätzlich die durchschnittlichen Emissionsfaktoren der drei Basiskraftwerke über die Betriebsjahre 2013 und 2014 ermittelt. Zur Ermittlung der Basis-Emissionskennlinien für negative Laständerungen werden die Emissionen und die dazugehörigen Feuerungswärmeleistungen der stattfindenden Abfahrvorgänge mit den Emissionen und Feuerungswärmeleistungen des Stromerzeugungsbetriebs kombiniert. Hierzu wird z. B. für die Bestimmung der NO_x-Emissionskennlinie eines Kraftwerks eine Regressionskurve aus allen 2013 und 2014 bei Abfahrvorgängen und im Stromerzeugungsbetrieb gemessenen NO_x-Emissionen und Feuerungswärmeleistungen gebildet.

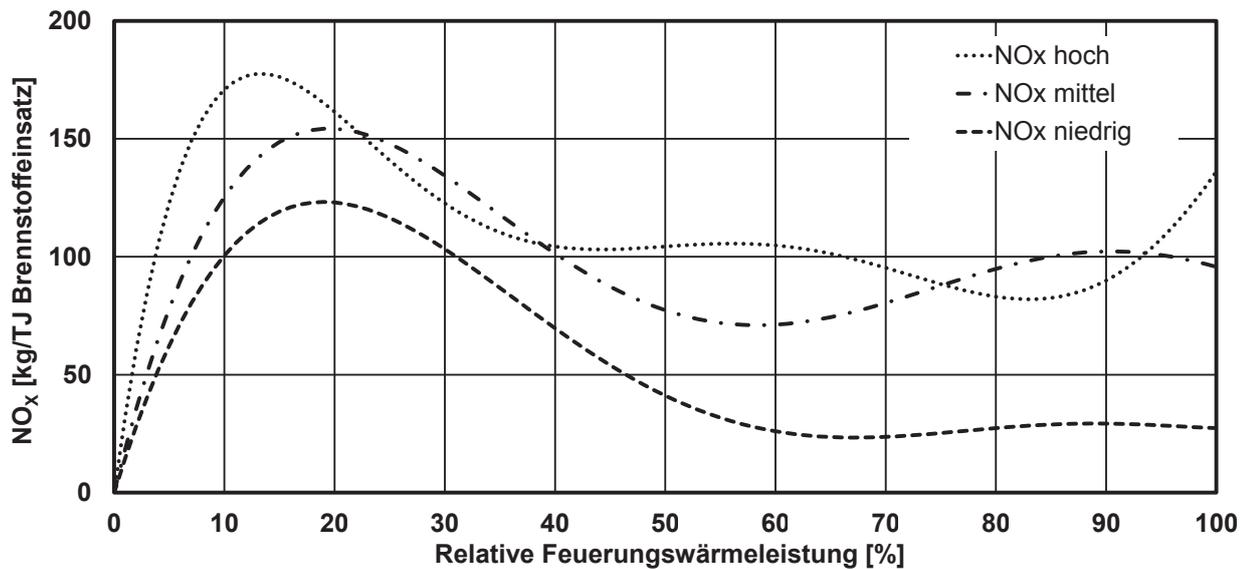


Bild 20: NO_x-Emissionskennlinien der drei steinkohlebefeueerten Basiskraftwerke für positive Laständerungen.

Für das kraftwerksgenau zu untersuchende Steinkohlekraftwerk müssen anschließend jahresdurchschnittliche SO₂- und NO_x-Emissionsfaktoren ermittelt werden, die kompatibel zum zeitlichen Bezugsraum der Ökobilanzstudie sind. Die Emissionsfaktoren können z. B. auf den LCPD-Tabellenblättern für Kraftwerke der EU-Mitgliedstaaten der EEA [48] basieren. Die jahresdurchschnittlichen Betriebs- und Emissionsdaten aus [48] werden nur im Stromerzeugungsbetrieb ermittelt, Zeitabschnitte des An- und Abfahrens werden nicht berücksichtigt (vgl. Ziffer 2.1.2). Falls einem Kraftwerk keine Betriebs- und Emissionsdaten zugeordnet werden können (z. B. weil sie nach dem Emissionserfassungsjahr in Betrieb gegangen sind, oder eine Feuerungswärmeleistung von unter 50 MW aufweisen), werden die Emissionsfaktoren abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme des Kraftwerks abgeschätzt.

Die Staubemissionen eines Steinkohlekraftwerks werden mit einem konstanten durchschnittlichen Emissionsfaktor berechnet, der sich aus den durchschnittlichen Betriebs- und Emissionsdaten des Steinkohlekraftwerks für 2012 aus [48] ergibt. Falls einem Kraftwerk nicht direkt ein Emissionsfaktor für Staub zugeordnet werden kann, muss der Emissionsfaktor über das Jahr der Inbetriebnahme des Kraftwerks näherungsweise ermittelt werden.

Die CO-Emissionen eines Steinkohlekraftwerks werden über eine kraftwerkstypspezifische Emissionskennlinie abgebildet. Sie baut auf dem in [73] dargestellten Verlauf der Emissionen und der Feuerungswärmeleistung eines deutschen Steinkohlekraftwerks und dem durchschnittlichen Emissionsfaktor für deutsche Steinkohlekraftwerke des Jahres 2012 aus der GaBi-Datenbank [123] auf.

Aggregation zu Kraftwerksgruppen

Abhängig vom im zweiten Methodenschritt definierten Ziel der Ökobilanzstudie, werden zunächst die einzelnen Kraftwerke Kraftwerksgruppen zugeordnet. Im Anschluss werden die stündlich ermittelten Strom- und Wärmeerzeugungsdaten, Brennstoffeinsätze sowie Emissionen der einzelnen Kraftwerke gruppenspezifisch aufsummiert.

Integration weiterer Emissionen

Weitere zu den ausgewählten Wirkungskategorien beitragende Emissionstypen, die nicht kraftwerksgenau über Emissionskennlinien abgebildet werden, müssen auf Basis von konstanten brennstoffeinsatzspezifischen Emissionsfaktoren ermittelt werden. Brennstoffeinsatzspezifische Emissionsfaktoren werden aus existierenden Sachbilanzmodellen zur Stromversorgung übernommen. Die stündlich aufgelösten Emissionen ergeben sich, analog zur Berechnung der CO₂-Emissionen in Gleichung (18), durch die Multiplikation der stündlich für jede Kraftwerksgruppe aggregiert vorliegenden Brennstoffeinsätze mit den konstanten Emissionsfaktoren.

Integration von Hilfsstoffbedarf, Nebenprodukten und Abfällen

Die für die Abgasreinigung notwendigen Hilfsstoffe, sowie die anfallenden Nebenprodukte und Abfälle werden in existierenden Sachbilanzmodellen zur Stromversorgung durch physikalische Zusammenhänge berücksichtigt (vgl. Ziffer 2.2.2). Der Kalkbedarf hängt vom durchschnittlichen SO₂-Reduktionsvermögen der Rauchgasentschwefelungsanlagen der Kraftwerkstypen eines Landes ab, der Ammoniakbedarf vom durchschnittlichen NO_x-Reduktionsvermögen der SCR-Entstickungsanlagen. Die anfallende Menge an Gips wird ebenfalls vom SO₂-Reduktionsvermögen der länderspezifisch ausgelegten Rauchgasentschwefelungsanlagen beeinflusst. Die Mengen an Flugasche und Kesselasche werden durch Verbrennungsrechnungen

abhängig von der Brennstoffzusammensetzung und der Abscheiderate des Elektrofilters berechnet. Die vorhandenen Sachbilanzdaten werden, inklusive der Datensätze für die Hilfsstoffversorgung und der Deponierung der Verbrennungsrückstände, in das Sachbilanzmodell integriert und mit den stündlich aufgelösten Emissionen der Kraftwerksgruppen verknüpft. Dazu werden der Bedarf an Hilfsstoffen, sowie die anfallenden Mengen an Nebenprodukten und Verbrennungsrückständen in Form von Massenflüssen in stündlicher Auflösung ermittelt. Die sich ergebenden Massenflüsse werden mit den massenspezifisch modellierten Sachbilanzdatensätzen zur Hilfsstoffversorgung und zur Deponierung der Verbrennungsrückstände verbunden. Das Ergebnis ist eine stündlich aufgelöste Sachbilanz der Hilfsstoffversorgung, der Nebenprodukte und der Abfalldeponierung der Kraftwerksgruppen.

Sachbilanz der Energieträgerversorgung

Für die Sachbilanzierung der Energieträgerversorgung in stündlicher Auflösung müssen die stündlich aufgelösten Brennstoffeinsätze der Kraftwerksgruppen mit Sachbilanzdaten der Energieträgerversorgung verknüpft werden. Die Energieträgerversorgung kann z. B. durch die Module „Energieträgerproduktion“ und „Energieträgertransport und -mix“ der GaBi-Sachbilanzmodelle zur Stromversorgung [123] abgebildet werden (Beschreibung der Module unter Ziffer 2.2.2). Da die GaBi-Sachbilanzmodelle massenspezifisch modelliert sind, werden die Brennstoffeinsätze durch die Verwendung der unteren Heizwerte der Brennstoffe in Massenflüsse umgerechnet. Die unteren Heizwerte müssen passend zum Bezugsraum ausgewählt werden. Die Massenflüsse werden anschließend an die Sachbilanzmodelle zur Energieträgerversorgung angebunden. Durch die Verknüpfung der stündlich aufgelösten Brennstoffeinsätze der Kraftwerksgruppen mit den Sachbilanzdaten zur Energieträgerversorgung wird die Sachbilanz der Energieträgerversorgung in stündlicher Auflösung ermittelt.

Sachbilanz der Kraftwerksinfrastruktur

Wie unter Ziffer 2.2.1 beschrieben, werden Sachbilanzdaten zur Kraftwerksinfrastruktur in bestehenden Sachbilanzmodellen zur Stromversorgung einbezogen. So kann z. B. das Modul „Infrastruktur“ aus der GaBi-Datenbank [123] übernommen werden, das die Massen- und Energieflüsse berücksichtigt, die für den Bau und den Rückbau verschiedener Kraftwerkstypen notwendig sind. Die Sachbilanzdaten des Moduls

„Infrastruktur“ beziehen sich, wie unter Ziffer 2.2.2 ausgeführt, auf die Nettostromerzeugung über den Kraftwerkslebenszyklus. Diese ergibt sich, wie aus Gleichung (7) hervorgeht, unter anderem aus den jährlichen Volllaststunden. So wird gewährleistet, dass die steigende Relevanz der Infrastruktur bei sinkenden Volllaststundenzahlen in die Sachbilanz miteingeht.

Allokation

Die Allokation wird mit dem oder den im Untersuchungsrahmen der Studie (Schritt 2) festgelegten Allokationsverfahren durchgeführt. Die Allokation bezieht sich auf die Strom- und Wärmeerzeugung, sowie auf die Mengen der Nebenprodukte Gips, Flugasche und Kesselasche der Kraftwerksgruppen über den gesamten Untersuchungszeitraum.

3.5.3 Aggregierte Ökobilanz der Stromerzeugung

Die Stromerzeugungsarten, für die eine untergeordnete Relevanz für das Umweltprofil der Stromerzeugung ermittelt wird, werden mit aggregierten Sachbilanzdaten in stündlicher Auflösung abgebildet. Die Aggregation hat zur Folge, dass keine kraftwerkstypgenaue oder kraftwerksgenaue Betrachtung erfolgt, sondern Stromerzeugungsgruppen gebildet werden, die mit durchschnittlichen, für den Bezugsraum des Stromversorgungssystems geeigneten, Sachbilanzdaten verbunden werden. Stromerzeugungsgruppen können sowohl Kraftwerke mit gleichem Energieträger, als auch Stromerzeugungsmixe von Stromherkunftsländern zur Abbildung von Stromimporten beinhalten. Für die aggregierte Sachbilanzierung sieht die HD-LCA-Methode den folgenden Ablauf vor:

- Aggregation der Kraftwerke zu Stromerzeugungsgruppen
- Aggregation der Stromimporte zu Stromerzeugungsgruppen
- Ermittlung der Stromerzeugung der Stromerzeugungsgruppen
- Sachbilanz der Stromerzeugung mit durchschnittlichen Sachbilanzdaten

Nach der Sachbilanzierung wird die Wirkungsabschätzung der Stromerzeugung unter Anwendung der im Untersuchungsrahmen festgelegten Wirkungskategorien durchgeführt. Nachfolgend werden die für die Sachbilanzierung notwendigen Teilschritte im Detail beschrieben.

Aggregation der Kraftwerke zu Stromerzeugungsgruppen

Die im Rahmen der Basisanalyse (Schritt 1) bestimmten Kraftwerkseinsatzdaten bilden die Nettostromerzeugung der zum Ausgleich der Residuallast beitragenden Kraftwerke kraftwerksgenau und die Nettostromerzeugung der übrigen Kraftwerke mindestens energieträgergenau in stündlicher Auflösung ab. Die Gestaltung der Stromerzeugungsgruppen richtet sich nach der Aggregationsebene der vorhandenen durchschnittlichen Sachbilanzdaten, um später im Ablauf eine problemlose Verknüpfung der Stromerzeugungsdaten mit den Sachbilanzdaten sicherzustellen. Daher müssen für die Bildung der Stromerzeugungsgruppen die Aggregationsebenen der Kraftwerkseinsatzdaten eventuell angepasst werden.

Aggregation der Stromimporte zu Stromerzeugungsgruppen

Stromimporte können in stündlicher Auflösung aus den Kraftwerkseinsatzdaten ermittelt werden. Die Bildung der Stromerzeugungsgruppen richtet sich auch hier nach der Aggregationsebene der vorhandenen durchschnittlichen Sachbilanzdaten. Daher muss für die Bildung der Stromerzeugungsgruppen die Aggregationsebene der Stromimporte eventuell angepasst werden. Eine Anpassung ist z. B. notwendig, wenn die Stromimporte des betrachteten Stromversorgungssystems nur aggregiert vorliegen, die Sachbilanzdaten jedoch die einzelnen Energieträgermixe der Stromerzeugung der Herkunftsländer abbilden.

Stromerzeugung der Stromerzeugungsgruppen

Basierend auf der in den beiden vorherigen Teilschritten durchgeführten Aggregation wird die elektrische Nettoleistung der Stromerzeugungsgruppen in stündlichen Zeitintervallen ermittelt. Die Stromerzeugung einer Stromerzeugungsgruppe innerhalb eines einstündigen Zeitintervalls wird durch die Verwendung von Gleichung (9) aus Ziffer 3.5.2 berechnet.

Sachbilanz mit durchschnittlichen Sachbilanzdaten

Die Struktur des aggregierten Sachbilanzmodells sieht eine Verknüpfung der stündlich aufgelösten Stromerzeugungsdaten der Stromerzeugungsgruppen mit den durchschnittlichen, für den Bezugsraum des Stromversorgungssystems geeigneten Sachbilanzdaten vor. Durch diese Verknüpfung wird die Sachbilanz der Energieträger

und Stromimporte mit untergeordneter Relevanz für das Umweltprofil der Stromerzeugung in stündlicher Auflösung dargestellt. Die durchschnittlichen Sachbilanzdaten müssen den Bezugsraum des Stromversorgungssystems abbilden und sich auf die Nettostromerzeugung beziehen, um eine Anbindung an die stündlich aufgelösten Energieflüsse zu ermöglichen. Geeignete Sachbilanzdaten können aus bestehenden Sachbilanzmodellen zur Stromversorgung übernommen werden. Dabei erfolgt keine Anpassung der Hintergrunddaten der durchschnittlichen Sachbilanzdaten. Wenn also Sachbilanzdaten aus den Sachbilanzmodellen der GaBi-Datenbank [123] verwendet werden, werden z. B. hinterlegte elektrische Nettowirkungsgrade, Emissionsfaktoren, die jährliche Anzahl an Volllaststunden oder Allokationsverfahren unverändert übernommen. Zur Sicherstellung der Konsistenz der Ökobilanzierung müssen für die aggregierte Ökobilanzierung und die detailliert aufgelöste Ökobilanzierung Sachbilanzdaten aus derselben Ökobilanzdatenbank verwendet werden.

3.5.4 Bezug der Ökobilanz auf die funktionelle Einheit

Die Ergebnisse der detailliert aufgelösten und aggregierten Sachbilanzen und der darauf aufbauenden Wirkungsabschätzungen werden zunächst zusammengefasst und im Anschluss auf die im Untersuchungsrahmen der Studie (Schritt 2) definierte funktionelle Einheit bezogen. Abhängig von der Wahl der funktionellen Einheit müssen eventuell zusätzliche Energieverluste durch den Eigenbedarf der Stromversorgung sowie die Übertragung und Verteilung des Stroms berücksichtigt werden.

3.6 Auswertung

Der Aufbau der Auswertung (Schritt 4) orientiert sich an den Vorgaben der ISO 14044 [29]. Zunächst werden die Ergebnisse strukturiert und dargestellt, sowie signifikante Parameter identifiziert. Anschließend werden für die durchgeführte Studie eine Vollständigkeitsprüfung, wenn notwendig eine Sensitivitätsprüfung, sowie eine Konsistenzprüfung durchgeführt. Zum Abschluss werden die Schlussfolgerungen abgeleitet.

3.6.1 Ergebnisdarstellung und Identifizierung signifikanter Parameter

Die Ergebnisse für die bei der Festlegung des Untersuchungsrahmens ausgewählten Wirkungskategorien werden in Übereinstimmung mit dem definierten Ziel der Studie

strukturiert und dargestellt. Basierend auf der Ergebnisdarstellung werden Parameter mit großer Relevanz für das stündlich aufgelöste Umweltprofil des untersuchten Stromversorgungssystems identifiziert. Die Ergebnisse müssen dabei das stündlich aufgelöste Umweltprofil des Stromversorgungssystems über den in der Systemgrenze definierten Untersuchungszeitraum darstellen. Sie müssen außerdem beschreiben, von welchen Stromerzeugungsarten signifikante Auswirkungen auf das Umweltprofil ausgehen.

3.6.2 Vollständigkeits-, Sensitivitäts- und Konsistenzprüfung

Vor der Ableitung der Schlussfolgerungen müssen die Ergebnisse der Ökobilanzstudie auf Vollständigkeit, Sensitivität und Konsistenz geprüft werden.

Im Rahmen der Vollständigkeitsprüfung wird untersucht, ob der Umfang der verwendeten Sachbilanzdaten und der Detailgrad der Ergebnisdarstellung mit den Vorgaben des Ziels und des Untersuchungsrahmens übereinstimmen.

Durch eine Sensitivitätsprüfung wird der Einfluss der als signifikant identifizierten Parameter auf das Umweltprofil der Stromversorgung analysiert. Das Umweltprofil der Stromversorgung hängt maßgeblich von der Zusammensetzung des Stromversorgungsmix ab. Stehen für eine prädiktive oder präskriptive Analyse des Stromversorgungssystems verschiedene Stromversorgungsmixe zur Auswahl, kann der Einfluss, der von verschiedenen Anteilen der Stromerzeugungsarten am Stromversorgungsmix auf das Umweltprofil der Stromversorgung ausgeht, quantifiziert werden. Im Anschluss wird untersucht, ob die aus der Sensitivitätsprüfung gewonnenen Informationen für die Ableitung der Schlussfolgerungen relevant sind.

Bevor als letzter Teilschritt die Schlussfolgerungen abgeleitet werden, muss mit einer Konsistenzprüfung untersucht werden, ob die bei der Anwendung der HD-LCA-Methode verwendeten Annahmen, Ansätze und Daten einheitlich angewendet wurden und mit den bei der Festlegung des Ziels und Untersuchungsrahmens genannten Vorgaben übereinstimmen.

3.6.3 Schlussfolgerungen

Zum Abschluss der Ökobilanzstudie werden auf Grundlage der Ergebnisse und deren Prüfung Schlussfolgerungen abgeleitet, vorhandene Einschränkungen beschrieben und für die angesprochene Zielgruppe Empfehlungen zur Verwendung der Studienergebnisse zusammengefasst.

4 Anwendung der Methode

Die entwickelte HD-LCA-Methode wird am Beispiel der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 angewendet. Die Methodenanwendung folgt der in Bild 13 dargestellten Struktur. Die deutsche Stromversorgung im Jahr 2014 wird zunächst gemäß der Basisanalyse untersucht. Da die Analyse des Energieträgermix ergibt, dass die detaillierte zeitliche Auflösung des Umweltprofils der Stromversorgung eine höhere Ergebnisqualität mit sich bringt, werden im zweiten Schritt das Ziel und der Untersuchungsrahmen der Ökobilanzstudie definiert. Das im dritten Schritt entwickelte Ökobilanzmodell der Stromversorgung teilt sich in die detailliert aufgelöste und die aggregierte Ökobilanzierung der Stromerzeugung auf. In der als letzten Schritt vorgenommenen Auswertung werden zunächst die Ergebnisse strukturiert und dargestellt, signifikante Parameter identifiziert und die Ergebnisse geprüft.

Durch die zusätzliche Gegenüberstellung der HD-LCA-Methode und der aktuell in Ökobilanzdatenbanken angewendeten Methodik zur Ökobilanzierung der Stromversorgung wird veranschaulicht, welchen Einfluss die kraftwerksgenaue, stündliche Auflösung der ökologisch relevanten Stromerzeugungsarten auf das Umweltprofil der Stromversorgung ausübt. Abschließend werden die Schlussfolgerungen abgeleitet.

4.1 Basisanalyse des Stromversorgungssystems

Die Basisanalyse umfasst die Auswahl des geographischen und zeitlichen Bezugsraums, die Analyse des Energieträgermix des Stromversorgungssystems und die Prüfung der Verfügbarkeit von Kraftwerkseinsatzdaten, da das Anwendungsbeispiel sowohl Anteile an fluktuierenden erneuerbaren, als auch fossilen Energieträgern aufweist.

4.1.1 Auswahl des geographischen und zeitlichen Bezugsraums

Als geographischer Bezugsraum wird die öffentliche Stromversorgung Deutschlands und als Bezugsjahr das Jahr 2014 ausgewählt. Es wird daher eine diagnostische Analyse des Umweltprofils der deutschen Stromversorgung durchgeführt.

4.1.2 Analyse des Energieträgermix der Stromerzeugung und -importe

Die für Deutschland in den „World Energy Balances“ der IEA [69] verwendeten Daten werden durch die AG Energiebilanzen e. V. [2] ermittelt. Bild 21 stellt den Mix der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2014 dar.

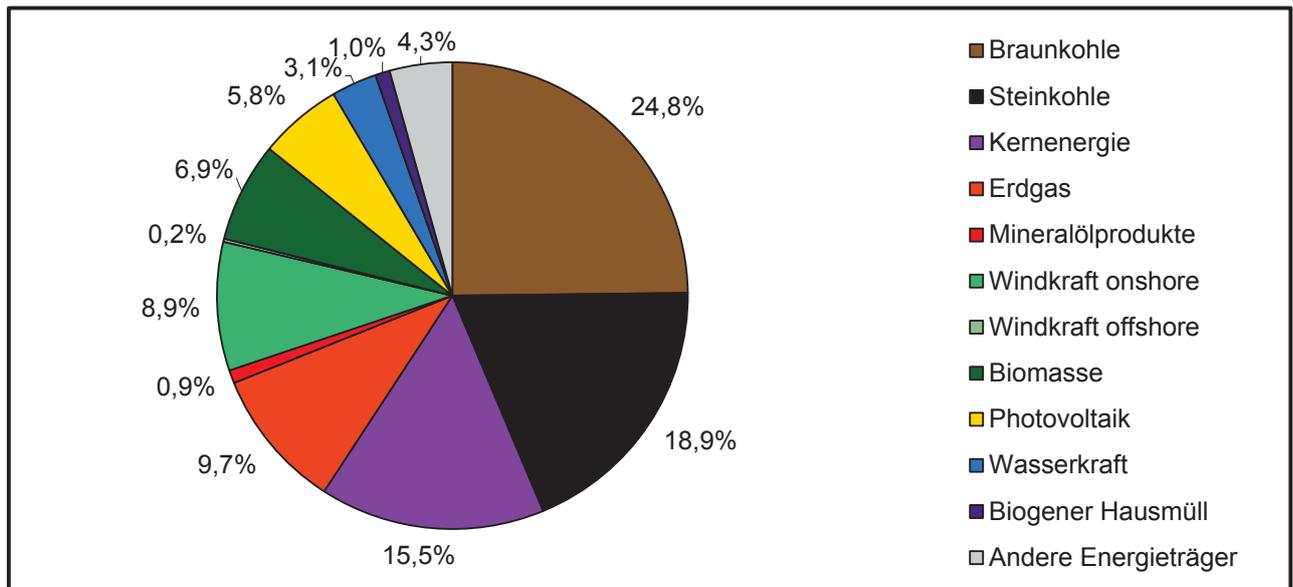


Bild 21: Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2014 nach Energieträgern [2].

Wie aus Bild 21 ersichtlich wird, tragen 2014 sowohl die fluktuierenden erneuerbaren Energieträger Wind und Sonne mit ca. 15 %, als auch die fossilen Energieträger Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Mineralöl mit rund 54 % zur deutschen Bruttostromerzeugung bei. Die Stromimporte aus Nachbarländern weisen, bezogen auf die Bruttostromerzeugung 2014, einen Anteil von 6,9 % auf [2]. Da die inländische Stromerzeugung bereits erhebliche Anteile an fluktuierenden erneuerbaren und fossilen Energieträgern besitzt, ist, wie im Ablauf der Basisanalyse in Bild 15 dargestellt, die Grundvoraussetzung für eine detaillierte zeitliche Auflösung des Umweltprofils vorhanden. Daher kann auf eine weitergehende Analyse der Stromimporte verzichtet werden.

4.1.3 Prüfung der Verfügbarkeit geeigneter Kraftwerkseinsatzdaten

Das in Ziffer 2.1.1 beschriebene IFK-Kraftwerkseinsatzmodell ermöglicht die Ermittlung von Kraftwerkseinsatzdaten der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014. Die Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells können dabei so aufbereitet werden, dass sie die unter Ziffer 3.3.3 vorgegebenen Mindestanforderungen erfüllen:

- Der Kraftwerkseinsatz der fossil befeuerten Kraftwerkstypen mit hohen Anteilen an der Nettostromerzeugung Deutschlands wird durch die kraftwerksgenaue Darstellung der elektrischen Nettoleistungen in stündlicher Auflösung erfasst. Biomassekraftwerke tragen in Deutschland aufgrund ihrer EEG-Förderung nicht zum Ausgleich der Residuallast bei.
- Die Stromerzeugung aus erneuerbaren, sowie übrigen Energieträgern mit kleineren Anteilen an der Stromerzeugung wird energieträgergenau in stündlicher Auflösung erfasst.
- Stromimporte sind in stündlicher Auflösung dargestellt. Die Stromimporte werden nicht nach Herkunftsland differenziert.
- Das IFK-Kraftwerkseinsatzmodell berücksichtigt, wie unter Ziffer 2.1.1 beschrieben, die für die deutsche Stromversorgung relevanten Strommarktbereiche „Energy-only-Markt“ und „Systemdienstleistungen“.

Die Struktur des IFK-Kraftwerkseinsatzmodells [102] [103] ist unter Ziffer 2.1.1 beschrieben. Zur Sicherstellung der Konsistenz der Kraftwerkseinsatzdaten werden in Tabelle 7 die Berücksichtigung der vorgegebenen Kennwerte der Kraftwerkseinsatzmodellierung und deren Datenbasis dokumentiert.

Tabelle 7: Zusammenstellung der Kraftwerkseinsatzkennwerte und deren Datenbasis nach [102] und [103].

Kennwert	Datenbasis
Anlagenportfolio	Bestandskraftwerke in Deutschland mit $P_{el,N,net} \geq 10$ MW aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [19]
Nettostrombedarf	Netzentwicklungsplan 2013 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [1]
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	
Preise für Primärenergieträger, CO ₂ -Zertifikate und weitere Kosten	Netzentwicklungsplan 2013 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [1] und Betreiberangaben
Wärmeerzeugung der KWK-Anlagen	standortspezifische Wärmebedarfsprofile auf Basis von VDI-Richtlinie 4655 [139] und Klimadaten des Deutschen Wetterdienstes für 2007 [26]
Stromimporte und -exporte	künstliches neuronales Netzwerk auf Basis von Daten der ENTSO-E [39]
Systemdienstleistungen	Regelenergiedaten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für 2014 [97]
Eingriffe der Netzbetreiber	keine Berücksichtigung

4.2 Ziel und Untersuchungsrahmen

Aufbauend auf der Basisanalyse werden das Ziel und der Untersuchungsrahmen der nach der HD-LCA-Methode durchzuführenden Ökobilanzstudie festgelegt.

4.2.1 Definition des Ziels

Das Ziel des Anwendungsbeispiels ist die Beantwortung der diagnostischen Fragestellung, welches Umweltprofil sich für die öffentliche Stromversorgung Deutschlands in stündlicher Auflösung für das Jahr 2014 ergibt und welche Energieträger in signifikantem Maße zu diesem Umweltprofil beitragen.

Durch die Anwendung der HD-LCA-Methode soll zudem aufgezeigt werden, wie die Ergebnisse zusammengefasst und dargestellt werden können und welchen Informationsmehrwert sie bereitstellen. Die angesprochene Zielgruppe umfasst sowohl Ökobilanzexperten, als auch ein breiteres Publikum, das sich mit Fragestellungen zur Gestaltung einer intelligent steuerbaren Stromversorgung mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energieträger beschäftigt.

Ein Mehrwert, der sich aus der Anwendung der HD-LCA-Methode ergibt, ist, dass die Umweltprofile der Stromerzeugungsarten mit hoher Relevanz für das Umweltprofil der Stromversorgung kraftwerksgenau vorliegen und so vielfältig aggregiert werden können. Im Rahmen dieses Anwendungsbeispiels wird eine Gruppierung in alte und neue Kraftwerke vorgenommen.

Der Methodenablauf wird am Beispiel einer ausgewählten charakteristischen Woche veranschaulicht, in der die größte Differenz des auf die funktionelle Einheit bezogenen Treibhauspotentials zwischen zwei Stunden im Jahr 2014 auftritt. Wie unter Ziffer 4.4.1 beschrieben, tritt die größte Differenz des Treibhauspotentials am 12.05.2014 zwischen 5:00 Uhr und 6:00 Uhr auf. Als Beispielwoche wird daher die Woche vom 10.05.2014 bis zum 16.05.2014 ausgewählt.

4.2.2 Funktion und funktionelle Einheit

Die Funktion der deutschen öffentlichen Stromversorgung ist die Versorgung der Endverbraucher mit elektrischer sowie thermischer Energie durch den Betrieb von KWK-Anlagen. Die funktionelle Einheit wird bei der Darstellung des Umweltprofils der gesamten Stromversorgung auf die Bereitstellung von 1 kWh elektrischer Energie in Form von Niederspannung beim Stromverbraucher festgelegt. Die Umweltprofile der Stromerzeugung aus ausgewählten Energieträgern, die im Rahmen der Detailanalyse betrachtet werden, beziehen sich auf 1 kWh Nettostromerzeugung.

4.2.3 Elementarflüsse und Wirkungskategorien

Es werden die Elementarflüsse und Wirkungskategorien angewendet, die von der HD-LCA-Methode unter Ziffer 3.4.3 vorgegeben werden.

4.2.4 Systemgrenze

Die gewählte Systemgrenze umschließt den vollständigen Lebenszyklus der zur deutschen öffentlichen Stromversorgung im Jahr 2014 beitragenden Stromerzeugung. In der Ökobilanzstudie wird das stündlich aufgelöste Umweltprofil der deutschen öffentlichen Stromversorgung für den Zeitraum vom 01.01.2014 bis 31.12.2014 (Stunde 1 bis Stunde 8760) untersucht. Aus Bild 22, auf dem die Systemgrenze dargestellt wird, geht hervor, dass die durch die HD-LCA-Methode vorgegebenen Kriterien berücksichtigt werden.

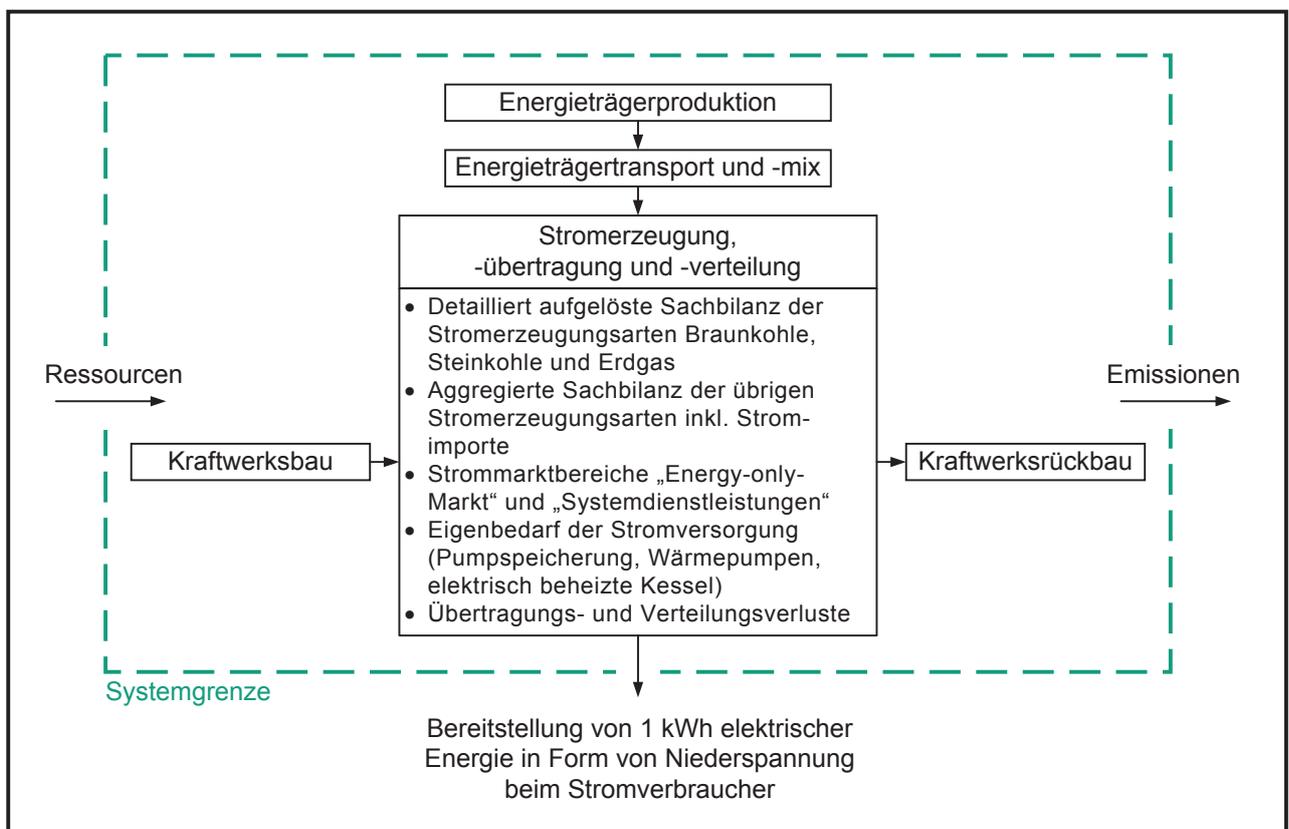


Bild 22: Schematische Darstellung der Systemgrenze des Anwendungsbeispiels.

Aus den Ergebnissen des Methodenteilschritts „Identifizierung der Kraftwerkstypen für die detaillierte Auflösung“ (vgl. Ziffer 4.3.1) ergibt sich, dass die Stromerzeugung aus den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Erdgas durch Sachbilanzen mit detaillierter Auflösung abgebildet werden muss. Die Stromerzeugung der restlichen Stromerzeugungsarten wird mit aggregierten Sachbilanzen untersucht.

4.2.5 Allokationsverfahren

Für die Zuteilung der aus dem Kraftwerksbetrieb resultierenden Elementarflüsse zu den erzeugten Produkten Strom, Wärme, sowie Flugasche, Kesselasche und Gips im Falle von Kohlekraftwerken werden kraftwerkstypspezifische Allokationen nach Marktpreis vorgenommen. Die Allokationen nach Marktpreis werden in Anlehnung an die unter Ziffer 2.2.2 beschriebene Ökobilanzierung der Stromversorgung in der GaBi-Datenbank durchgeführt. Für die Allokationen werden die sich auf Deutschland im Jahr 2012 beziehenden Produktmarktpreise verwendet, die in der GaBi-Datenbank [123] hinterlegt sind.

4.2.6 Anforderungen an die Datenqualität

Als geographischer Bezugsraum wurde in der Basisanalyse die öffentliche Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 ausgewählt. Das kleinste Zeitintervall der detailliert aufgelösten und der aggregierten Ökobilanzierung, wie auch der verwendeten Kraftwerkseinsatzdaten des IFK-Kraftwerkseinsatzmodells, beträgt eine Stunde. Die Sachbilanzdaten, die aus der GaBi-Datenbank [123] entnommen werden, beziehen sich auf Deutschland und das Jahr 2012. Zwischen den Jahren 2012 und 2014 kann von vernachlässigbaren technologischen Änderungen ausgegangen werden. Daher wird angenommen, dass sich die Sachbilanzdaten mit Bezugsjahr 2012 auch für das Bezugsjahr 2014 eignen. Die Konsistenz der Sachbilanzdaten wird durch folgende Dokumentationsmaßnahmen sichergestellt:

- Die durch Literaturrecherche ermittelten Sachbilanzdaten und deren Datenbasis, sowie getroffene Annahmen werden im Rahmen dieser Arbeit unter den Ziffern 3.5 und 4.3 beschrieben.
- Die Datengrundlage der Kraftwerkseinsatzdaten ist in Tabelle 7 dokumentiert.
- Die Sachbilanzdaten der GaBi-Datenbank [123] sind mit Dokumentationen versehen, die Annahmen und Literaturquellen beschreiben und werden zudem regelmäßig überprüft und aktualisiert.

Für die Sachbilanzierung der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung werden die durch die HD-LCA-Methode vorgegebenen Kriterien berücksichtigt:

- Wirkungsgradkennlinien, die abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme der Kraftwerke ermittelt werden, beziehen sich auf in Deutschland betriebene Kraftwerke.
- Da die abhängig von der elektrischen Nettoleistung gebildeten Wirkungsgradkennlinien einen allgemeingültigen Verlauf für jeden Kraftwerkstyp aufweisen, werden die bei der Entwicklung der Methode ermittelten Wirkungsgradkennlinien angewendet.
- Zur Ermittlung des Verlaufs der über die An- bzw. Abfahrzeit aufgetragenen Feuerungswärmeleistungskennlinien werden kraftwerksspezifische elektrische Mindestlasten verwendet.
- Die kraftwerksspezifischen Emissionskennlinien werden auf Basis der bei der Entwicklung der Methode berechneten Emissionskennlinien ermittelt und an den geographischen Bezugsraum Deutschland und das Bezugsjahr 2014 angepasst.

4.3 Ökobilanzmodell

Das entwickelte Ökobilanzmodell ermöglicht die stündlich aufgelöste Sachbilanzierung und Wirkungsabschätzung der deutschen öffentlichen Stromversorgung im Jahr 2014. Als Grundlage des Ökobilanzmodells dienen die Teilschritte der HD-LCA-Methode und die Vorgaben des Ziels und des Untersuchungsrahmens.

4.3.1 Identifizierung der Kraftwerkstypen für die detaillierte Auflösung

Zur Identifizierung der Kraftwerkstypen für die Ökobilanzierung der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung wird die durch die HD-LCA-Methode vorgegebene Relevanzanalyse durchgeführt. Für die Screening-Ökobilanz wird dazu der Energieträgermix der Bruttostromerzeugung Deutschlands im Jahr 2014 (vgl. Bild 21) in ein Sachbilanzmodell der Ökobilanzdatenbank GaBi [123] integriert. Das Sachbilanzmodell bildet Sachbilanzdaten der Stromerzeugung aus den einzelnen Energieträgern und Stromimporten für den Bezugsraum Deutschland 2012 ab. Die aggregierten Sachbilanzdaten umfassen für Deutschland länderspezifisch gestaltete Elementarflüsse und berücksichtigen den Kraftwerksbau und -rückbau, der Energieträgerproduktion, den Energieträgertransport und -mix sowie die Stromerzeugung in den Kraftwerken. Zur ökobilanziellen Abbildung der Stromimporte aus Nachbarländern werden Angaben der GaBi-Datenbank für 2012 verwendet, die den Importmix und die Sachbilanzdaten zur Stromversorgung der Herkunftsländer berücksichtigen. Der

Anteil der Stromimporte an der deutschen Stromversorgung basiert, wie auch die Bruttostromerzeugung auf Daten der AG Energiebilanzen e. V. für 2014 [2].

Die gewählte funktionelle Einheit der Screening-Ökobilanz ist 1 kWh Bruttostromverbrauch. Die Auswahl des Bruttostromverbrauchs als funktionelle Einheit ist darin begründet, dass konsistente Eingangsdaten aus [2] angewendet werden, die sich auf den Bruttostromverbrauch beziehen. Der Bruttostromverbrauch umfasst, neben dem eigentlichen Strombedarf der Verbraucher, Netzverluste und den Eigenbedarf der Stromversorgung. Aus der Sachbilanzierung und der im Anschluss durchgeführten Wirkungsabschätzung ergeben sich die folgenden relativen Anteile der Energieträger und Stromimporte am Umweltprofil der deutschen Stromversorgung.

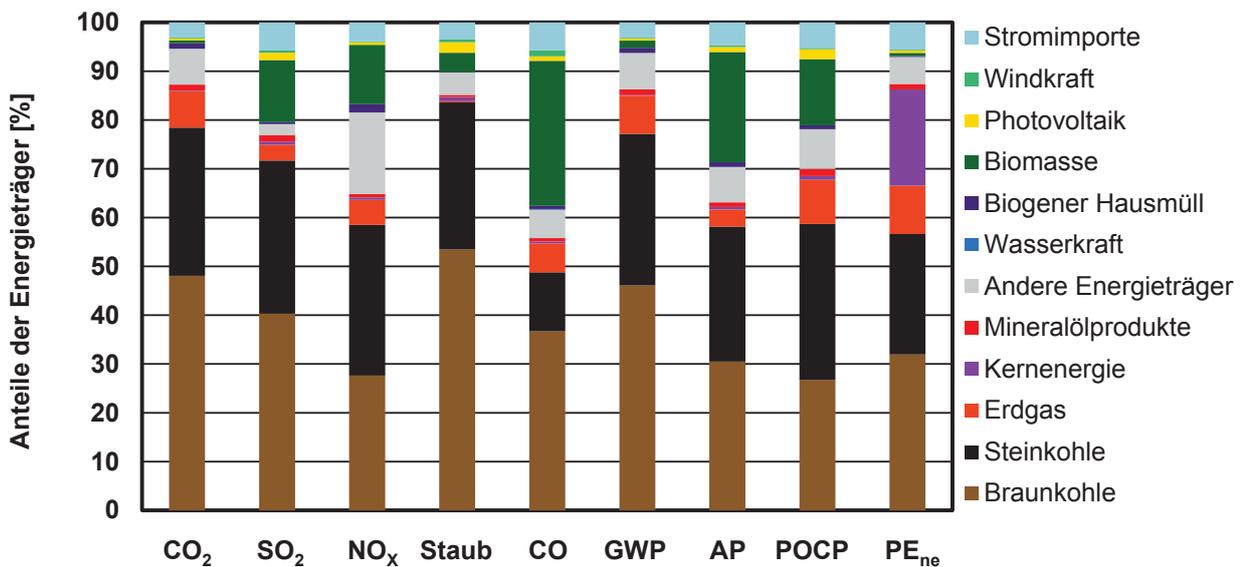


Bild 23: Anteile der Energieträger und Stromimporte an den festgelegten Elementarflüssen und Wirkungskategorien, die sich aus der Screening-Ökobilanz ergeben.

Auf Grundlage der Ergebnisse der Screening-Ökobilanz werden in Tabelle 8 die Kriterien der Relevanzanalyse überprüft. Welche Stromerzeugungsarten in Deutschland zum Ausgleich der Residuallast beitragen, wird in den Grundlagen unter Ziffer 2.1.1 beschrieben.

Tabelle 8: Analyse der Relevanz der Stromerzeugungsarten für die Ökobilanzierung mit detaillierter Auflösung.

Stromerzeugungsart	Anteil von $\geq 5\%$ in über der Hälfte der Elementarflüsse und Wirkungskategorien	Beitrag zum Ausgleich der Residuallast	Relevanz für detaillierte Auflösung
Braunkohle	ja	ja	ja
Steinkohle	ja	ja	ja
Erdgas	ja	ja	ja
Kernenergie	nein	nein	nein
Mineralölprodukte	nein	ja	nein
Andere Energieträger	ja	nein	nein
Wasserkraft	nein	ja	nein
Hausmüll	nein	nein	nein
Biomasse	ja	nein	nein
Photovoltaik	nein	nein	nein
Windkraft	nein	nein	nein
Stromimporte	nein	nein	nein

Da die Stromerzeugungsarten Braunkohle, Steinkohle und Erdgas als relevant ermittelt werden, werden die Kraftwerkstypen, die im deutschen Stromversorgungssystem zu den Stromerzeugungsarten beitragen, identifiziert. Im IFK-Kraftwerkseinsatzmodell ist eine Kraftwerkliste für die deutsche öffentliche Stromversorgung im Jahr 2014 hinterlegt, die u. a. mit den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle oder Erdgas befeuerte Kraftwerke charakterisiert. In der Kraftwerkliste sind 369 Kraftwerke hinterlegt, die mit Braunkohle, Steinkohle oder Erdgas befeuert werden. Die Kraftwerkliste beschreibt für die einzelnen Kraftwerke folgende Kennwerte:

- Brennstofftyp

- Kraftwerkstyp
- Jahr der Inbetriebnahme
- Elektrische Nettonennleistung
- Wärmeengpassleistung
- Stromkennzahl
- Stromverlustkennzahl
- Mittlere positive Laständerungsgeschwindigkeit
- Mittlere negative Laständerungsgeschwindigkeit

Basierend auf diesen Kennwerten lassen sich, unter Berücksichtigung der Angaben aus Tabelle 5 sowie der Zieldefinition des Anwendungsbeispiels, die in Tabelle 9 dargestellten Kraftwerkstypen ableiten.

Tabelle 9: Kraftwerkstypen für die Ökobilanzierung mit detaillierter Auflösung.

Kraftwerkstyp	Eigenschaften des Kraftwerkstyps	
	Jahr der Inbetriebnahme	KWK-Technologien
Alte Braunkohlekraftwerke	vor 1991	Gegendruckturbine, Entnahme-Kondensationsturbine
Neue Braunkohlekraftwerke	ab 1991	Gegendruckturbine, Entnahme-Kondensationsturbine
Alte Steinkohlekraftwerke	vor 1991	Gegendruckturbine, Entnahme-Kondensationsturbine
Neue Steinkohlekraftwerke	ab 1991	Gegendruckturbine, Entnahme-Kondensationsturbine
Alte GuD-Kraftwerke	vor 2010	Gegendruckturbine, Entnahme-Kondensationsturbine
Neue GuD-Kraftwerke	ab 2010	Gegendruckturbine, Entnahme-Kondensationsturbine
Alte Gasturbinenkraftwerke	vor 1990	Abhitzenutzung
Neue Gasturbinenkraftwerke	ab 1990	Abhitzenutzung
Alte Gas-Dampfkraftwerke	vor 1991	Gegendruckturbine, Entnahme-Kondensationsturbine
Neue Gas-Dampfkraftwerke	ab 1991	Gegendruckturbine

Die Unterscheidung zwischen alten und neuen Kraftwerken wird auf Grundlage von technologischen Eigenschaften vorgenommen. Für mit Braunkohle, Steinkohle und Erdgas befeuerte Dampfkraftwerke wird zwischen Kraftwerken mit unterkritischen und überkritischen Dampfzuständen unterschieden. Wie bei der Beschreibung der Wirkungsgradkennlinien unter Ziffer 2.2.1 beschrieben, werden in Deutschland seit 1991 neu in Betrieb genommene Dampfkraftwerke für den Betrieb mit überkritischen Dampfzuständen umgesetzt [109]. Im Jahr 2010 wurden erstmals in Deutschland GuD-Kraftwerke mit Zwangsdurchlauf-Dampferzeugern in Betrieb genommen, um so schnellere Anfahrzeiten und Lastwechsel zu realisieren [78] [110] [122]. Die

Unterscheidung der Gasturbinenkraftwerke wird auf Basis der Ausstattung der Gasturbinen mit Dry-Low-NO_x-Brennern vorgenommen, die seit 1990 erfolgt [8] [92].

4.3.2 Ökobilanz der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung

Durch das IFK-Kraftwerkseinsatzmodell wird der Kraftwerkseinsatz der 369 mit Braunkohle, Steinkohle oder Erdgas befeuerten Kraftwerke für 8760 Stunden des Jahres 2014 abgebildet. Bei der Ökobilanz mit detaillierter Auflösung werden die Brennstoffeinsätze und die im Ziel und Untersuchungsrahmen ausgewählten Emissionen jedes einzelnen Kraftwerks in stündlicher Auflösung ermittelt. Um das Vorgehen bei der Anwendung der kraftwerksgenauen Ablaufschritte aus Bild 16 übersichtlich zu gestalten, wird daher die Durchführung dieser Schritte anhand eines einzelnen Beispielkraftwerks (Kraftwerk 143) dargestellt. Das Beispielkraftwerk weist die in Tabelle 10 zusammengefassten Kennwerte auf. Die weiteren notwendigen Ablaufschritte auf Kraftwerksgruppenebene werden für alle in Tabelle 9 aufgeführten Kraftwerkstypen beschrieben.

Tabelle 10: Kennwerte des Beispielkraftwerks.

Kennwerte	Kraftwerk 143
Brennstofftyp	Steinkohle (Heizöl für Anfahrvorgänge)
Kraftwerkstyp	neues Steinkohlekraftwerk
Jahr der Inbetriebnahme	1992
Elektrische Nettonennleistung [MW]	510
Wärmeengpassleistung [MW]	300
KWK-Technologie	Entnahme-Kondensationsturbine
Stromkennzahl σ [%]	110
Stromverlustkennzahl S [%]	15
Mittlere positive Laständerungsgeschwindigkeit [% $P_{el,N,net}/min$]	2,36
Mittlere negative Laständerungsgeschwindigkeit [% $P_{el,N,net}/min$]	2,36

Im Anschluss an die Sachbilanzierung wird die Wirkungsabschätzung der Stromerzeugung mit den im Untersuchungsrahmen festgelegten Wirkungskategorien Treibhauspotential, Versauerungspotential und photochemisches Oxidantienbildungspotential, sowie dem Primärenergiebedarf aus nicht erneuerbaren Ressourcen durchgeführt.

Ermittlung der kraftwerksgenauen Stromerzeugung

Die Kraftwerkseinsatzdaten des IFK-Kraftwerkseinsatzmodells bilden die Nettostromerzeugung der Kraftwerke durch die Darstellung der elektrischen Nettoleistungen in stündlicher Auflösung ab. Bild 24 zeigt den Verlauf der relativen elektrischen Nettoleistung des in Tabelle 10 beschriebenen Beispielkraftwerks für die Beispielwoche vom 10.05.2014 bis zum 16.05.2014 auf.

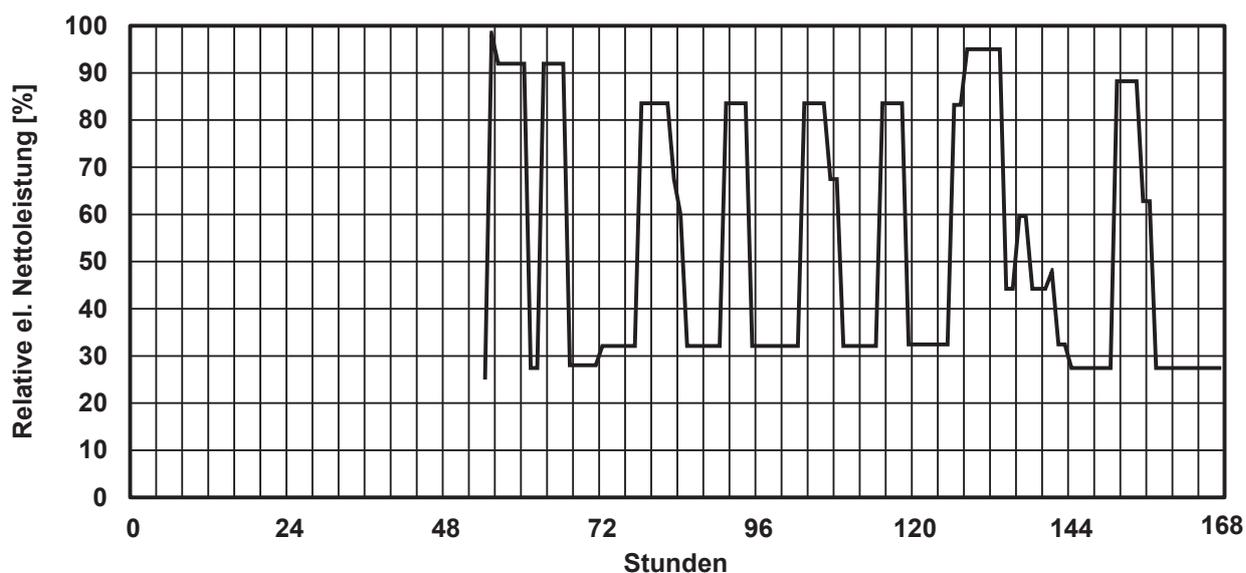


Bild 24: Verlauf der relativen elektrischen Nettoleistung des Beispielkraftwerks in der Beispielwoche vom 10.05.2014 bis 16.05.2014.

Wie aus Bild 24 ersichtlich wird, erzeugt das Beispielkraftwerk erst ab dem 12.05.2014 um 06:00 Uhr Strom (Stunde 54), zuvor findet also ein Anfahrvorgang statt. Für das Beispielkraftwerk ergibt sich auf Grundlage der auftretenden minimalen elektrischen Nettoleistungen im Jahr 2014 und der Angaben zur elektrischen Mindestlast in Tabelle 2 eine relative elektrische Mindestlast von 25 %. Um die Berechnung der kraftwerksgenauen Stromerzeugung sowie des Brennstoffeinsatzes

Ermittlung der kraftwerksgenauen Wärmeerzeugung

Das Beispielkraftwerk ist eine KWK-Anlage mit Entnahme-Kondensationsturbine (vgl. Tabelle 10). Das IFK-Kraftwerkseinsatzmodell bildet, wie bei der Basisanalyse unter Ziffer 4.1.3 beschrieben, die thermische Leistung von KWK-Anlagen kraftwerksgenau stündlich aufgelöst ab. In der Beispielwoche vom 10.05.2014 bis zum 16.05.2014 erzeugt das Beispielkraftwerk jedoch keine Wärme. Für Zeiträume, in denen eine Wärmeerzeugung erfolgt, wird diese durch die Bildung des Mittelwerts der thermischen Leistung vor und nach dem betrachteten einstündigen Zeitintervall ermittelt.

Ermittlung des kraftwerksgenauen Brennstoffeinsatzes

Der Brennstoffeinsatz eines einstündigen Zeitintervalls ergibt sich nach Gleichung (10) (Ziffer 3.5.2) aus der Summe des Brennstoffeinsatzes für den Stromerzeugungsbetrieb und des Brennstoffeinsatzes der potenziell vor und nach der Betriebsstunde vorliegenden An- und Abfahrvorgänge. Da die Brennstoffeinsatzdaten des IFK-Kraftwerkseinsatzmodells zur Stromerzeugung und zu An- und Abfahrvorgängen nicht verfügbar sind, werden sie berechnet.

Durch Anwendung der in Bild 17 dargestellten Wirkungsgradkennlinie ergibt sich für das Beispielkraftwerk, das 1992 in Betrieb ging, ein maximaler elektrischer Nettowirkungsgrad von 38,3 %. Mit Gleichung (13) aus Ziffer 3.5.2 ergibt sich die installierte Feuerungswärmeleistung. Beim Bereitstellen der elektrischen Nennleistung wird keine thermische Leistung abgegeben. Für die elektrischen Nennleistung von 510 MW (vgl. Tabelle 10) berechnet sich daher die installierte Feuerungswärmeleistung des Beispielkraftwerks zu 1331,6 MW. Die vor und nach einem einstündigen Betriebsintervall vorliegenden Feuerungswärmeleistungen werden, abhängig von der jeweils vorliegenden relativen elektrischen Nettoleistung, durch die Anwendung von Gleichung (14) und Gleichung (13) bestimmt. Zur Berechnung der Feuerungswärmeleistung der weiteren 368 Kraftwerke werden ebenfalls kraftwerkstypspezifische Wirkungsgradkennlinien angewendet.

Für die in Bild 25 dargestellte relative elektrische Nettoleistung des Beispielkraftwerks am 12.05.2014 ergibt sich mit Gleichung (15) der in Bild 26 wiedergegebene Verlauf der relativen Feuerungswärmeleistung. Bild 26 berücksichtigt ebenfalls den

Verlauf der Feuerungswärmeleistung des notwendigen Anfahrvorgangs, dessen Ermittlung im Anschluss beschrieben wird.

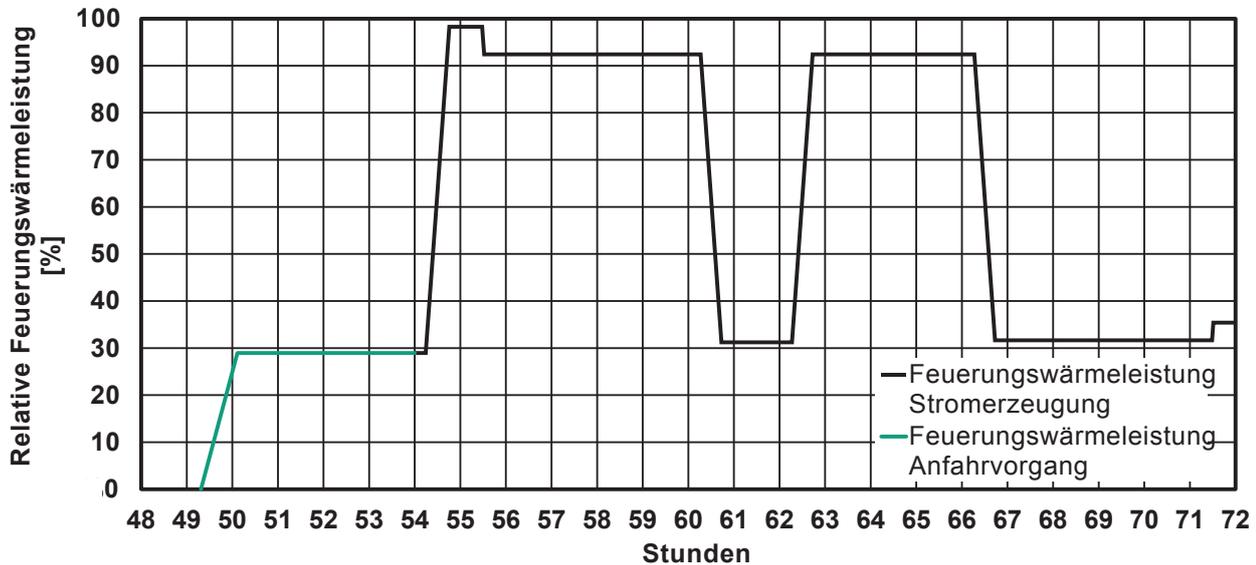


Bild 26: Verlauf der relativen Feuerungswärmeleistung des Beispielkraftwerks am 12.05.2014.

Mit Gleichung (20) ergibt sich für den Zeitraum zwischen 6:00 Uhr und 7:00 Uhr (Stunde 54 und Stunde 55) ein Brennstoffeinsatz von:

$$Q_{Br} = \frac{(29,0 \% + 98,3 \%) \cdot 1331,6 \text{ MW}}{2} \cdot 1 \text{ h} = 847,6 \text{ MWh} \quad (20)$$

Q_{Br} Brennstoffeinsatz [MWh]

Vor 6:00 Uhr (Stunde 54) wird ein Anfahrvorgang des Beispielkraftwerks durchgeführt. Der Anfahrvorgang findet nach einer Stillstandzeit von 63 Stunden statt. Nach der Definition der Anfahrvorgänge in Ziffer 2.1.2 handelt es sich hier um einen Kaltstart. Die relative elektrische Mindestlast beträgt, wie zuvor beschrieben, 25 % der elektrischen Nettonennleistung. Aus Bild 26 und Gleichung (20) geht hervor, dass beim Erreichen der elektrischen Mindestlast eine relative Feuerungswärmeleistung von 29,0 % auftritt. Für das Beispielkraftwerk ergibt sich damit auf Grundlage des unter Ziffer 3.5.2 beschriebenen Vorgehens der in Bild 26 dargestellte Kaltstart. Dieser Kaltstart weist einen Brennstoffeinsatz von 1653,0 MWh auf. Im Falle des beschrie-

benen Kaltstarts des Beispielkraftwerks beträgt der Anteil des heizölbasierten Brennstoffeinsatzes am gesamten Brennstoffeinsatz 42 %. Der Brennstoffeinsatz an Heizöl beläuft sich daher auf 694,3 MWh. Für die Abfahrvorgänge des Beispielkraftwerks ergibt sich jeweils ein Brennstoffeinsatz von 34,1 MWh.

Ermittlung der kraftwerksgenauen Emissionen

Die Emissionen eines einstündigen Zeitintervalls werden, wie mit Gleichung (17) aus Ziffer 3.5.2 beschrieben, durch die Summe aus den Emissionen des Stromerzeugungsbetriebs und, falls ein An- oder Abfahrvorgang vor, oder nach der betrachteten Stunde stattfindet, den Emissionen des An- oder Abfahrvorgangs berechnet. Im Untersuchungsrahmen ist festgelegt, dass die Emissionstypen CO₂, SO₂, NO_x, Staub und CO detailliert untersucht werden.

Die Ermittlung der Emissionen des Stromerzeugungsbetriebs sowie der An- und Abfahrvorgänge folgt dem durch die HD-LCA-Methode vorgegebenen Vorgehen. Veranschaulicht wird das Vorgehen anhand des Beispielkraftwerks und dem gewählten Zeitraum am 12.05.2014 zwischen 6:00 Uhr und 7:00 Uhr (Stunde 54 und Stunde 55):

- Der detaillierte Verlauf der Feuerungswärmeleistung des Beispielkraftwerks am 12.05.2014 zwischen 6:00 Uhr und 7:00 Uhr ergibt sich aus Bild 26.
- Die in diesem Zeitraum stattfindende positive Änderung der relativen Feuerungswärmeleistung wird in Teilabschnitte aufgeteilt, die eine Änderung der Feuerungswärmeleistung von 0,5 % aufweisen. Die Dauer der Teilabschnitte resultiert aus der kraftwerksspezifischen positiven Laständerungsgeschwindigkeit.
- Die Werte der mittleren relativen Feuerungswärmeleistungen sowie die absoluten Brennstoffeinsätze der Teilabschnitte werden ermittelt.
- Die zu den mittleren relativen Feuerungswärmeleistungen der Teilabschnitte zugehörigen Emissionsfaktoren werden z. B. auf Basis der in Bild 27 dargestellten NO_x-Emissionskennlinie für positive Laständerungen bestimmt.
- Die Emissionen jedes einzelnen Teilabschnitts werden durch Multiplikation des Brennstoffeinsatzes mit dem jeweils zugehörigen Emissionsfaktor berechnet.
- Durch Aufsummieren der Emissionen der einzelnen Teilabschnitte ergeben sich die Emissionen des Stromerzeugungsbetriebs im einstündigen Zeitintervall.

Die Ermittlung der Emissionen des vor 6:00 Uhr stattfindenden Anfahrvorgangs wird, analog zu den Emissionen des Stromerzeugungsbetriebs, auf Basis des Verlaufs der Feuerungswärmeleistung des Anfahrvorgangs in Bild 26 und der Aufteilung in Teilabschnitte durchgeführt. Für die Ermittlung der Emissionen wird auf die NO_x-Emissionskennlinie für positive Laständerungen aus Bild 27 zurückgegriffen. Ein Abfahrvorgang findet in dem betrachteten Zeitraum nicht statt.

Die Ermittlung der NO_x-Emissionskennlinie des Beispielkraftwerks basiert auf den Basis-Emissionskennlinien und den durchschnittlichen Emissionen der drei Basis-kraftwerke aus Ziffer 3.5.2, sowie auf den durchschnittlichen Emissionen des Beispielkraftwerks. Die Basis-Emissionskennlinien werden aus Bild 20 übernommen. Die im IFK-Kraftwerkseinsatzmodell hinterlegte anonymisierte Kraftwerksliste für die deutsche öffentliche Stromversorgung 2014 wird mit den für 2012 verfügbaren, durchschnittlichen, kraftwerksspezifischen Betriebs- und Emissionsdaten aus [48] durch einen Vergleich der Kraftwerksdaten zusammengeführt. Für das Beispielkraftwerk, das in den Daten von [48] berücksichtigt ist, ergibt sich ein durchschnittlicher NO_x-Emissionsfaktor von 64,48 kg/TJ Brennstoffeinsatz. Aus den durchschnittlichen Emissionen der drei Basiskraftwerke, den durchschnittlichen Emissionen des Beispielkraftwerks und den Basis-Emissionskennlinien ergibt sich für das Beispielkraftwerk die in Bild 27 dargestellte NO_x-Emissionskennlinie. Im Anhang ist zusätzlich die NO_x-Emissionskennlinie des Beispielkraftwerks für negative Laständerungen wiedergegeben.

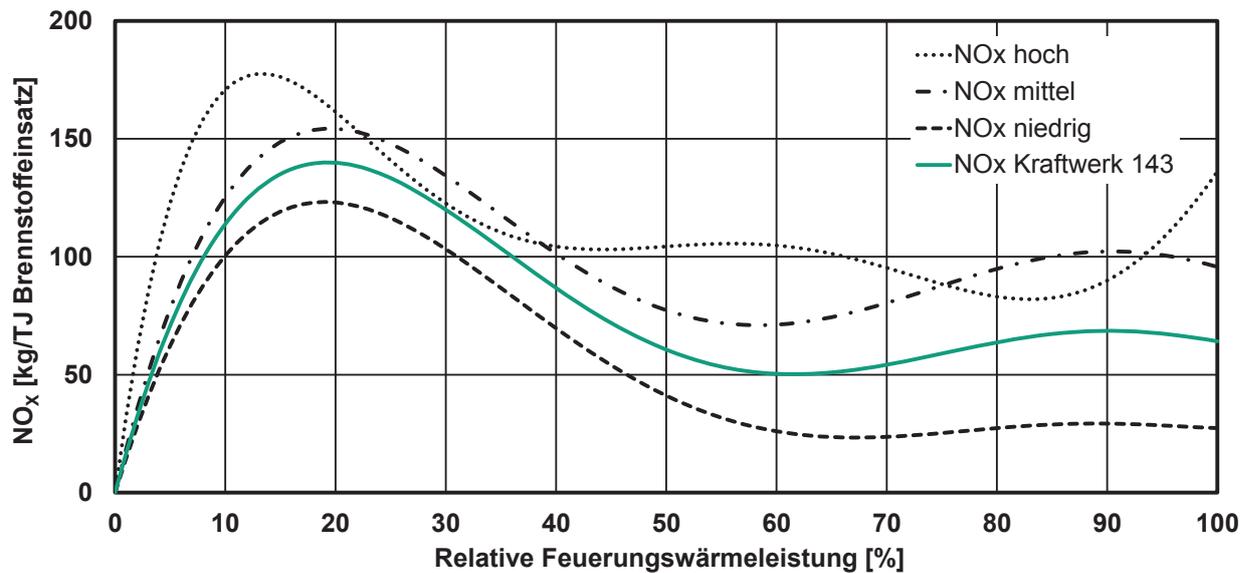


Bild 27: NO_x-Emissionskennlinie des Beispielkraftwerks für positive Laständerungen. Dargestellt ist der NO_x-Emissionsfaktor in Abhängigkeit von der relativen Feuerungswärmeleistung.

In Tabelle 11 sind die sich ergebenden Emissionen des Beispielkraftwerks für den Zeitabschnitt am 12.05.2014 zwischen 6:00 Uhr und 7:00 Uhr zusammengefasst.

Tabelle 11: Emissionen des Beispielkraftwerks am 12.05.2014 zwischen 6:00 Uhr und 7:00 Uhr.

Emissionstyp	Emissionen nach Betriebsart [kg]		
	Stromerzeugung	Anfahren	Abfahren
CO ₂	285408,8	521686,1	-
SO ₂	87,4	156,7	-
NO _x	217,9	734,7	-
Staub	7,1	13,9	-
CO	33,9	196,2	-

Aggregation zu Kraftwerksgruppen

Bei der Zielsetzung des Anwendungsbeispiels unter Ziffer 4.2.1 wurde festgelegt, dass eine Gruppierung in alte und neue Kraftwerke vorgenommen wird. Die stündlich ermittelten Strom- und Wärmeerzeugungsdaten, Brennstoffeinsätze sowie Emissionen der einzelnen Kraftwerke werden, sortiert nach Kraftwerkstypen, zu stündlichen Gesamtwerten aufsummiert. Die Kraftwerksgruppen sind in Tabelle 9 aufgeführt. Da die einzelnen Braunkohlekraftwerke standortspezifisch differenziert werden, wird für die Kraftwerksgruppen „Alte Braunkohlekraftwerke“ und „Neue Braunkohlekraftwerke“ eine stündlich aufgelöste Aufteilung des Brennstoffeinsatzes nach Braunkohleabbaugebiet vorgenommen.

Integration weiterer Emissionen

Die im Untersuchungsrahmen festgelegten Wirkungskategorien geben vor, welche Emissionen zusätzlich zu den detailliert untersuchten Emissionen berücksichtigt werden müssen. Es werden also die Betriebsemissionen der Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke einbezogen, die zu den Wirkungskategorien Treibhauspotential (GWP), Versauerungspotential (AP) und photochemisches Oxidantienbildungspotential (POCP) beitragen. Die brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren dieser Emissionen werden aus dem Sachbilanzmodell der deutschen Stromversorgung im Jahr 2012 der GaBi-Datenbank [123] übernommen. Zur Ermittlung der aus dem Kraftwerksbetrieb resultierenden Emissionen werden die Emissionsfaktoren mit den stündlich nach Stromerzeugung, Anfahren und Abfahren differenzierten Brennstoffeinsätzen der Kraftwerksgruppen multipliziert.

Integration von Hilfsstoffbedarf, Nebenprodukten und Abfällen

Die Integration des Hilfsstoffbedarfs, der Nebenprodukte und der Abfälle erfolgt auf Basis des Sachbilanzmodells der deutschen Stromversorgung im Jahr 2012 aus der GaBi-Datenbank [123]. Die dort hinterlegten physikalischen Zusammenhänge sind im Rahmen der Methodenentwicklung unter Ziffer 3.5.2 beschrieben. Die Sachbilanzdaten werden mit den stündlich aufgelösten Emissionen der Kraftwerksgruppen, wie unter Ziffer 3.5.2 vorgegeben, verknüpft. Es ergibt sich eine stündlich aufgelöste Sachbilanz der Hilfsstoffversorgung, der Nebenprodukte und der Abfalldeponierung der Kraftwerksgruppen.

Sachbilanz der Energieträgerversorgung

Die Sachbilanz der Energieträgerversorgung wird in stündlicher Auflösung ermittelt. Dazu werden die Module „Energieträgerproduktion“ und „Energieträgertransport und -mix“ des GaBi-Sachbilanzmodells der deutschen Stromversorgung im Jahr 2012 [123] verwendet. Diese Sachbilanzdaten werden unter den Vorgaben aus Ziffer 3.5.2 mit den stündlich aufgelösten Brennstoffeinsätzen der Kraftwerksgruppen verknüpft. Die Sachbilanzdaten der Heizölversorgung, die für die Abbildung der Anfahrvorgänge von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken benötigt werden, werden ebenfalls berücksichtigt. Der Braunkohlebedarf der Braunkohlekraftwerke wird den deutschen Braunkohleabbaugebieten in Form von stündlich aufgelösten Massenflüssen zugeordnet. Da das Modul „Energieträgerproduktion“ spezifische Sachbilanzdaten für die deutschen Braunkohleabbaugebiete beinhaltet, werden die Massenflüsse der Kraftwerksgruppen „Alte Braunkohlekraftwerke“ und „Neue Braunkohlekraftwerke“ an dieses Modul angebunden.

Sachbilanz der Kraftwerksinfrastruktur

Die Sachbilanzdaten zur Kraftwerksinfrastruktur werden aus dem Modul „Infrastruktur“ des GaBi-Sachbilanzmodells der deutschen Stromversorgung im Jahr 2012 [123] übernommen. Durch die stündlich aufgelösten Kraftwerkseinsatzdaten können die Volllaststunden der Kraftwerksgruppen für 2014 bestimmt werden. Das Modul „Infrastruktur“ wird an die jeweiligen Kraftwerksgruppen für das Jahr 2014 angepasst. Somit wird die steigende Relevanz des Baus und des Rückbaus von Kraftwerken bei sinkenden Volllaststundenzahlen berücksichtigt. Die Volllaststundenzahlen der Kraftwerksgruppen für 2014 sind im Anhang aufgeführt.

Allokation

Für die einzelnen Kraftwerksgruppen wird, wie bei der Festlegung des Untersuchungsrahmens beschrieben, eine Allokation nach Marktpreis mit in der GaBi-Datenbank [123] hinterlegten Produktmarktpreisen durchgeführt, die sich auf Deutschland im Jahr 2012 beziehen. Dazu werden die Stromerzeugung und die Wärmeerzeugung der einzelnen Kraftwerksgruppen für das Jahr 2014 aufsummiert und mit Marktpreisen für Strom und Wärme multipliziert. Die in den Kohlekraftwerksgruppen 2014 erzeugten Mengen der Nebenprodukte Gips, Flugasche und Kessela-

sche werden ebenfalls aufsummiert und mit massenbezogenen Marktpreisen multipliziert.

4.3.3 Aggregierte Ökobilanz der Stromerzeugung

Die aggregierte Ökobilanz der Stromerzeugung richtet sich nach dem durch die HD-LCA-Methode vorgegebenen Ablauf. Es werden Stromerzeugungsgruppen gebildet, die die Ökobilanzierung der Stromerzeuger und Stromimporte sicherstellen, die zum Umweltprofil der deutschen Stromversorgung mit untergeordneter Relevanz beitragen. Nach den nachfolgend beschriebenen Schritten zur Sachbilanzierung folgt die Wirkungsabschätzung der Stromerzeugung, unter Verwendung der im Untersuchungsrahmen festgelegten Wirkungskategorien.

Aggregation der Kraftwerke zu Stromerzeugungsgruppen

Die Gruppierung der Kraftwerke im IFK-Kraftwerkseinsatzmodell orientiert sich an der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [19]. Die im IFK-Kraftwerkseinsatzmodell vorgenommene Gruppenzuordnung der Kraftwerke wird an die sich aus der GaBi-Datenbank [123] ergebende Gruppierung angepasst. Es ergeben sich folgende Stromerzeugungsgruppen:

- Abfall
- Andere erneuerbare Energieträger
- Andere fossile Energieträger
- Biogas
- Biomasse
- Kernkraft
- Mineralölprodukte
- Photovoltaik
- Pumpspeicher
- Wasserkraft
- Windenergie (offshore)
- Windenergie (onshore)

Für die Bildung der folgenden Stromerzeugungsgruppen werden die beschriebenen Annahmen getroffen:

- Andere erneuerbare Energieträger:
Für diese Gruppe werden auf Grundlage der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [19] Sachbilanzdaten zur Stromerzeugung aus Geothermie verwendet.
- Andere fossile Energieträger:
In dieser Gruppe werden auf Basis der Analyse von [19] Sachbilanzdaten zur Stromerzeugung aus Kuppel- und Kokereigasen angewandt.
- Biogas und Biomasse:
Das IFK-Kraftwerkseinsatzmodell führt nur die Gruppe Biomasse auf, in der Biomasse- und Biogaskraftwerke zusammengefasst sind. Daher wird auf Basis von Angaben des BMWi für die deutsche Stromerzeugung aus Biomasse im Jahr 2014 [17] die Gruppe Biomasse in die Stromerzeugungsgruppen Biogas und Biomasse aufgeteilt und mit den passenden Sachbilanzdaten verbunden.

Aggregation der Stromimporte zu Stromerzeugungsgruppen

Die aus dem IFK-Kraftwerksmodell ermittelten Stromimporte sind nicht nach Herkunftsland differenziert. Es sind zusätzliche, externe Daten notwendig, um die Stromimporte nach Herkunftsländern aufzulösen. Diese Auflösung der Stromimporte ist notwendig, um die Sachbilanzmodelle der Stromversorgung der Herkunftsländer aus der GaBi-Datenbank [123] nutzen zu können. Es werden die folgenden Stromerzeugungsgruppen gebildet:

- Stromimporte aus Dänemark
- Stromimporte aus Frankreich
- Stromimporte aus Luxemburg
- Stromimporte aus der Niederlande
- Stromimporte aus Österreich
- Stromimporte aus Polen
- Stromimporte aus Schweden
- Stromimporte aus der Schweiz
- Stromimporte aus Tschechien

Stromerzeugung der Stromerzeugungsgruppen

Die stündliche Nettostromerzeugung der Stromerzeugungsgruppen wird auf Basis der stündlich vorliegenden elektrischen Nettoleistungen des IFK-Kraftwerkseinsatz-

modells berechnet. Für die Berechnung der Nettostromerzeugung wird Gleichung (9) aus Ziffer 3.5.2 angewandt. Zur Abbildung der Stromimporte aus den Herkunftsländern werden Daten der ENTSO-E [38] verwendet, die die Stromimporte nach Deutschland im Jahr 2014 in monatlicher Auflösung abbilden. Die Anteile der Herkunftsländer an den Stromimporten werden monatlich variiert und mit den sich aus den Kraftwerkseinsatzdaten ergebenden, stündlich aufgelösten Gesamtstromimporten multipliziert.

Sachbilanz mit durchschnittlichen Sachbilanzdaten

Die stündlich aufgelösten Stromerzeugungsdaten der Stromerzeugungsgruppen werden nach den Vorgaben der HD-LCA-Methode aus Ziffer 3.5.3 mit den durchschnittlichen, sich auf das Jahr 2012 beziehenden Sachbilanzdaten der GaBi-Datenbank verknüpft [123]. Das Ergebnis dieser Verknüpfung ist eine stündlich aufgelöste Sachbilanz der Energieträger und Stromimporte mit untergeordneter Relevanz für das Umweltprofil der deutschen Stromerzeugung.

4.3.4 Bezug der Ökobilanz auf die funktionelle Einheit

Die zusammengefassten Ergebnisse der Sachbilanzen und Wirkungsabschätzungen der detailliert aufgelösten und der aggregierten Ökobilanzierung werden auf die funktionelle Einheit Bereitstellung von 1 kWh elektrischer Energie in Form von Niederspannung beim Stromverbraucher bezogen. Bei der Skalierung der Ergebnisse auf die funktionelle Einheit werden zusätzlich der Eigenbedarf der Stromversorgung durch Pumpspeicherung, Wärmepumpen und elektrisch beheizte Kessel, sowie die Energieverluste durch die Übertragung und Verteilung des Stroms bis ins Niederspannungsnetz berücksichtigt. Die aus der GaBi-Datenbank [123] entnommenen durchschnittlichen Verluste durch den Eigenbedarf der Stromversorgung, sowie der Stromübertragung und -verteilung beziehen sich auf die deutsche Stromversorgung im Jahr 2012.

4.4 Auswertung

Die Auswertung der Ökobilanzstudie wird nach den Vorgaben der HD-LCA-Methode vorgenommen. Die Auswertung zeigt neue Möglichkeiten der Ergebnisdarstellung auf, die sich durch die Anwendung der HD-LCA-Methode ergeben. Zudem werden die HD-LCA-Methode und die aktuell in Ökobilanzdatenbanken angewendete Methodik zur Ökobilanzierung der Stromversorgung gegenübergestellt. Durch diese Gegenüberstellung wird verdeutlicht, welchen Einfluss die kraftwerksgenaue, stündliche Auflösung der ökologisch relevanten Stromerzeugungsarten auf das Umweltprofil der Stromversorgung ausübt.

4.4.1 Ergebnisdarstellung und Identifizierung signifikanter Parameter

Die Darstellung der Ergebnisse ist in drei Unterkapitel aufgeteilt. Zunächst wird das Umweltprofil der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 in Form einer stündlich aufgelösten Jahresganglinie beschrieben. Im Anschluss wird an der Beispielwoche vom 10.05.2014 bis 16.05.2014 veranschaulicht, wie sich durch die fluktuierende Zusammensetzung der Stromerzeugung das Umweltprofil der Stromversorgung ändert und welche Stromerzeugungsarten das Umweltprofil signifikant beeinflussen. Abschließend werden Möglichkeiten der Detailanalyse zusammengefasst, die sich aus der detailliert aufgelösten Ökobilanzierung ergeben.

Bestimmung des Umweltprofils der Stromversorgung als Jahresganglinie

Die zusammengefassten Ergebnisse der detailliert auflösenden und aggregierten Sachbilanzen und Wirkungsabschätzungen werden zunächst als stündlich aufgelöste Jahresganglinien dargestellt. In Bild 28 ist beispielhaft das Treibhauspotential der deutschen Stromversorgung veranschaulicht. Die Jahresganglinie des Versauerungspotentials ist im Rahmen der Methodengegenüberstellung unter Ziffer 4.4.3 abgebildet. Die Jahresganglinien des photochemischen Oxidantienbildungspotentials und des Primärenergiebedarfs aus nicht erneuerbaren Ressourcen sind im Anhang abgebildet.

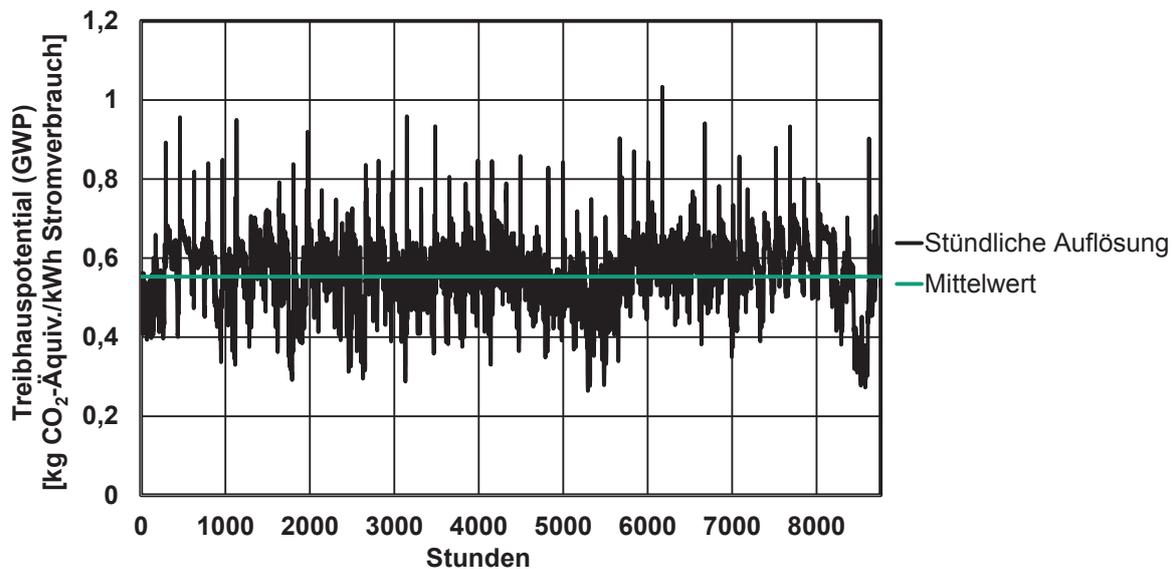


Bild 28: Jahresganglinie und jährlicher Mittelwert des Treibhauspotentials der deutschen öffentlichen Stromversorgung für 2014.

Zusätzlich zur Jahresganglinie ist in Bild 28 der Mittelwert des Treibhauspotentials abgebildet. Dieser berechnet sich mit Gleichung (21) aus der Jahressumme der stündlich aufgelösten Treibhauspotentiale der Stromerzeugung und -importe und der Jahressumme der stündlich aufgelösten Stromverbräuche:

$$GWP_{\text{mittel}} = \frac{\sum GWP_h}{\sum W_{\text{el},h}} \quad [\text{kg CO}_2\text{-Äquiv./kWh}] \quad (21)$$

GWP_{mittel}	Mittelwert Treibhauspotential	[kg CO ₂ -Äquiv./kWh]
GWP_h	Treibhauspotential je Stundenintervall	[kg CO ₂ -Äquiv.]
$W_{\text{el},h}$	Stromverbrauch je Stundenintervall	[kWh]

Es ergibt sich ein mittleres Treibhauspotential von 0,553 kg CO₂-Äquiv./kWh Stromverbrauch. Auf Grundlage der Daten, die den Jahresganglinien hinterlegt sind, werden in Tabelle 12 die maximalen Abweichungen zum Jahresmittelwert ermittelt.

Tabelle 12: Maximales und minimales Treibhauspotential im Jahr 2014.

Kennwert	Maximum	Minimum
Stundenintervall	15.09.2014, 6:00 Uhr - 7:00 Uhr (Stunde 6174 - 6175)	09.08.2014, 12:00 Uhr - 13:00 Uhr (Stunde 5292 - 5293)
Treibhauspotential [kg CO ₂ -Äquiv./kWh Stromverbrauch]	1,034	0,264
Abweichung zum Jahresmittelwert [%]	+87,0	-52,3

Wie in der Zieldefinition beschrieben, wird zur Beschreibung des Methodenablaufs und zur Veranschaulichung der Ergebnisse der Methodenanwendung die Beispielwoche vom 10.05.2014 bis zum 16.05.2014 ausgewählt, in der die größte Differenz des Treibhauspotentials zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stundenintervallen im Jahr 2014 auftritt. Bei einer großen Differenz des Treibhauspotentials geht potenziell eine Vielzahl an fossil befeuerten Kraftwerken in Betrieb und es finden daher zahlreiche Anfahrvorgänge statt. Die größte Differenz des Treibhauspotentials tritt am 12.05.2014 zwischen 5:00 Uhr und 6:00 Uhr (Stunde 3149 und Stunde 3150) auf. In dieser Stunde erhöht sich das Treibhauspotential im Vergleich zum vorherigen Stundenintervall um ca. 120 %.

Einfluss der fluktuierenden Stromerzeugung und Stromerzeugungsarten mit hoher Relevanz

Anhand der Beispielwoche wird aufgezeigt, welchen Einfluss die stündlich fluktuierende Zusammensetzung der Stromerzeugung auf das Umweltprofil der Stromversorgung ausübt und identifiziert, welche Stromerzeuger eine große Relevanz für die Variation des Umweltprofils besitzen. Bild 29 stellt den Verlauf der Nettostromerzeugung, das sich daraus ergebende Treibhauspotential, sowie das Versauerungspotential dar. Die Ergebnisse für die weiteren Umweltwirkungen sind im Anhang abgebildet. Wie in den Grundlagen unter Ziffer 2.1.1 beschrieben, hat die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch die Anwendung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) [16] Vorrang gegenüber der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern. Der Einfluss des EEG auf die Stromversorgung zeigt sich im Verlauf der

Nettostromerzeugung. Wenn eine hohe Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik vorliegt, z. B. am 11.05.2014 zwischen 12:00 und 13:00 Uhr (Stunde 36 und Stunde 37), ist erkennbar, dass die fossil befeuerten Kraftwerke in Teillast betrieben bzw. abgefahren werden. Dieser Effekt wird zusätzlich durch den Umstand verstärkt, dass der 11.05. ein Sonntag ist, und somit ein niedrigerer Stromverbrauch als an Wochentagen auftritt. Zur Gewährleistung der sicheren Strombereitstellung am 12.05. müssen daher zahlreiche Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke ihre elektrische Leistung erhöhen, bzw. aus dem Stillstand angefahren werden. Dieser Anstieg des Anteils der fossil befeuerten Kraftwerke an der Stromerzeugung wirkt sich signifikant auf den Verlauf des Umweltprofils aus.

Wie im vorherigen Unterkapitel beschrieben, steigt das Treibhauspotential am 12.05.2014 zwischen 5:00 Uhr und 6:00 Uhr (Stunde 53 und Stunde 54) um ca. 120 % auf 0,959 kg CO₂-Äquiv./kWh Stromverbrauch an. Der Anteil von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken am Treibhauspotential steigt von ca. 82 % auf ca. 93 %. Um die Ursachen für diesen sprunghaften Anstieg zu ermitteln, werden die Beiträge der Stromerzeugung sowie der An- und Abfahrvorgänge zum Treibhauspotential (vgl. Tabelle 13) und zum Versauerungspotential (siehe Anhang) für das einstündige Zeitintervall untersucht.

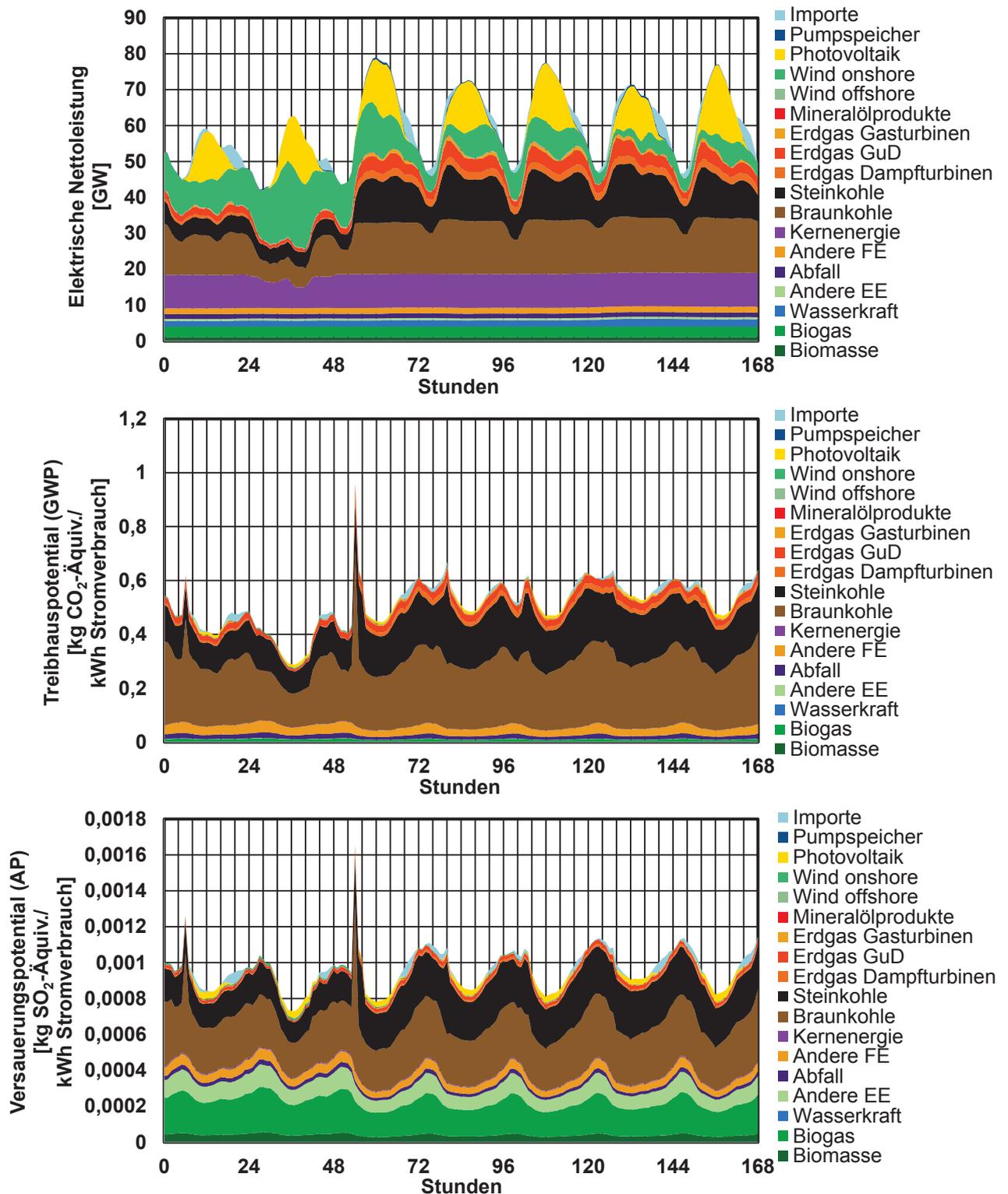


Bild 29: Verlauf der Nettostromerzeugung, des Treibhauspotentials und des Versauerungspotentials in der Beispielwoche vom 10.05.2014 bis 16.05.2014.

Die zwischen 5:00 Uhr und 6:00 Uhr durchgeführten Anfahrvorgänge verursachen ca. 47 % der Treibhausgasemissionen der gesamten deutschen öffentlichen Stromversorgung in diesem Zeitraum. Insbesondere durch die Anfahrvorgänge der Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke werden erhebliche Mengen an Treibhausgasemissionen ausgestoßen.

Tabelle 13: Relative Anteile der Stromerzeugung sowie An- und Abfahrvorgängen am Treibhauspotential der Stromversorgung

Kraftwerkstyp	Anteile (Stromerzeugung / Anfahren / Abfahren) [%]	
	12.05.2014, 5:00 Uhr - 6:00 Uhr	Mittelwert 2014
Braunkohlekraftwerke	29,0 / 38,6 / 0,5	45,1 / 0,4 / 0,0
Steinkohlekraftwerke	12,7 / 5,9 / 0,0	33,8 / 0,5 / 0,0
GuD-Kraftwerke	2,5 / 0,4 / 0,0	4,3 / 0,0 / 0,0
Gasturbinenkraftwerke	0,2 / 0,0 / 0,0	0,8 / 0,0 / 0,0
Gas-Dampfkraftwerke	1,6 / 2,0 / 0,0	2,7 / 0,0 / 0,0

Auch zum Versauerungspotential des Zeitraums tragen die Anfahrvorgänge zu ca. 42 % bei. Eine Nichtberücksichtigung der Anfahrvorgänge würde zu einer signifikanten Unterschätzung des Umweltprofils des Stundenintervalls führen. Zum Vergleich sind in Tabelle 13 die sich für das gesamte Jahr 2014 ergebenden Anteile der Stromerzeugung, sowie der An- und Abfahrvorgänge zusammengefasst. Aus dem Vergleich der Anteile im Stundenintervall und über das Jahr kann abgeleitet werden, dass auf Jahressicht Anfahrvorgänge nur mit ca. 1 % zum Treibhauspotential, als auch zum Versauerungspotential der Stromversorgung beitragen. In Zeiträumen mit zurückgehender Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und bzw. oder steigendem Strombedarf ist der Anteil der Anfahrvorgänge am Treibhaus- und Versauerungspotential dagegen signifikant. Abfahrvorgänge tragen in geringerem Maße zum Umweltprofil bei. Sie weisen jedoch in Zeiträumen mit zunehmender Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und bzw. oder sinkendem Stromverbrauch ebenfalls signifikante Beiträge auf. Die Ökobilanzierung der Brennstoffeinsätze und Emissionen der zum Residuallastausgleich beitragenden Kraftwerke mit lastabhängigen Wirkungsgrad- und Emissionskennlinien gewährleistet

zudem eine realitätsnahe Berücksichtigung der Umweltwirkungen des Teillastbetriebs dieser Kraftwerke.

Am Verlauf des Treibhauspotentials, und noch im stärkeren Maße am Verlauf des Versauerungspotentials in Bild 29, ist der emissionsenkende Effekt durch die Stromerzeugung aus Photovoltaik über die Mittagsstunden erkennbar. Wenn über die Mittagsstunden die Maxima sowohl des Stromverbrauchs, als auch der Stromerzeugung aus Photovoltaik erreicht werden und zusätzlich Strom aus Windkraft verfügbar ist, ergibt sich daraus eine Reduzierung des Umweltprofils je verbrauchter kWh Strom. So sinkt beispielsweise das Versauerungspotential am 12.05. zwischen 11:00 Uhr und 12:00 Uhr (Stunde 3149 und Stunde 3150) auf 0,000792 kg SO₂-Äquiv./kWh Stromverbrauch, was ca. 48 % des Werts zwischen 5:00 Uhr und 6:00 Uhr darstellt.

Der Verlauf, sowohl des Treibhauspotentials, als auch des Versauerungspotentials spiegelt außerdem wider, dass der Beitrag der detailliert aufgelösten Kraftwerkstypen zum Umweltprofil in absolutem Maße stark schwankt. Der relative Anteil dieser Kraftwerkstypen am Umweltprofil ist jedoch in jedem Zeitraum signifikant. Dies betrifft in erster Linie Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke. In Tabelle 14 sind die maximalen und minimalen Beiträge von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken zum Treibhauspotential während der Beispielwoche zusammengefasst.

Tabelle 14: Maximale und minimale Beiträge von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken zum Treibhauspotential in der Beispielwoche.

Kennwert	Braunkohlekraftwerke		Steinkohlekraftwerke	
	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum
Treibhauspotential [kg CO ₂ -Äquiv./kWh Stromverbrauch]	0,653	0,126	0,304	0,082
Anteil am Treibhauspotential der Stromversorgung [%]	68,1 %	43,7 %	45,4 %	28,5 %

Detailanalyse des Umweltprofils

Abhängig vom gesetzten Ziel der Ökobilanzstudie sind weitere vielfältige Aggregationsarten der Ergebnisse denkbar. Im Rahmen der Detailanalyse des Umweltprofils wird das Umweltprofil der Steinkohlekraftwerke ausführlicher betrachtet. Dazu werden die Ergebnisse für Steinkohlekraftwerke nach folgenden Arten aggregiert:

- Darstellung der Beiträge der Lebenszyklusphasen
- Differenzierung nach Betriebsart
- Aufteilung in alte und neue Steinkohlekraftwerke

Die Ergebnisse für das Treibhauspotential werden anhand der Beispielwoche in Bild 30 dargestellt. Die funktionelle Einheit, auf die sich das Treibhauspotential bezieht, ist 1 kWh Nettostromerzeugung aus Steinkohle.

Zunächst werden die Beiträge der Lebenszyklusphasen aufgezeigt. Die direkten Kraftwerksemissionen sowie die Brennstoff- und Hilfsstoffversorgung tragen zum fast gesamten Treibhauspotential der Stromerzeugung bei. Für das Jahr 2014 ergibt sich die in Tabelle 15 dargestellte Verteilung der Treibhausgasemissionen. Die sich für die Beispielwoche ergebenden Beiträge zum Treibhauspotential sind in Bild 30 veranschaulicht. Das Umweltprofil der Brennstoffversorgung wird über den Brennstoffeinsatz skaliert. Das bedeutet, dass das Treibhauspotential, abhängig von den in den jeweiligen Stundenintervallen stromerzeugenden Kraftwerken und deren Wirkungsgraden, variiert. Wenn die Steinkohlekraftwerke während Anfahrvorgängen Heizöl verbrauchen, wird das Umweltprofil der Heizölversorgung berücksichtigt. Das Umweltprofil der Hilfsstoffversorgung wird über den Bedarf an Kalk und Ammoniak für die Abgasreinigung skaliert. Wenn Kraftwerke mit niedrigeren SO₂- oder NO_x-Emissionen Strom erzeugen, sinkt auch der Bedarf an Kalk oder Ammoniak. Die Versorgung mit Steinkohle besitzt mit ca. 98 % den mit Abstand größten Anteil des Treibhauspotentials der Brennstoff- und Hilfsstoffversorgung. Die Entsorgung der Verbrennungsrückstände weist keinen relevanten Anteil am Treibhauspotential auf. Der Bau und Rückbau der Kraftwerke trägt, trotz der kraftwerkstypspezifischen Anpassung der Vollaststunden an das Jahr 2014, ebenfalls nur minimal zum Umweltprofil der Steinkohlekraftwerke bei. Diese Aussage lässt sich auch auf alle Braunkohle- und Erdgaskraftwerkstypen übertragen.

Tabelle 15: Relative Anteile der Lebenszyklusphasen am Treibhauspotential der Nettostromerzeugung aus Steinkohle im Jahr 2014.

Kennwert	Anteil am Treibhauspotential [%]
Direkte Kraftwerksemissionen	88,7
Brennstoff- und Hilfsstoffversorgung	11,2
Entsorgung Verbrennungsrückstände	0,0
Kraftwerksbau	0,1
Kraftwerksrückbau	0,0

Durch die zweite in Bild 30 dargestellte Aggregationsart wird der Einfluss der Betriebsarten auf das Umweltprofil der Steinkohlekraftwerke aufgezeigt. Am 12.05.2014 zwischen 6:00 Uhr und 7:00 Uhr (Stunde 54 und Stunde 55) steigt das Treibhauspotential der Steinkohlekraftwerke auf 1,702 kg CO₂-Äquiv./kWh Nettostromerzeugung an. Der Anteil von Anfahrvorgängen am Treibhauspotential beträgt in diesem Stundenintervall ca. 44 %, Abfahrvorgänge finden in diesem Stundenintervall keine statt.

Die Gruppierung in alte und neue Kraftwerke erlaubt eine detaillierte Unterteilung der Beiträge der verschiedenen Altersgruppen zum Umweltprofil der Stromversorgung. In Bild 30 ist die Aufteilung des Treibhauspotentials zwischen den, in Tabelle 9 definierten, alten und neuen Steinkohlekraftwerken veranschaulicht. Nach den Anfahrvorgängen am 12.05.2014 zwischen 6:00 Uhr und 7:00 Uhr (Stunde 54 und Stunde 55) sinkt das Treibhauspotential je kWh Nettostromerzeugung, da zwar insgesamt mehr Steinkohlekraftwerke Strom erzeugen, jedoch der relative Anteil der neuen Steinkohlekraftwerke, die höhere elektrische Wirkungsgrade besitzen, steigt.

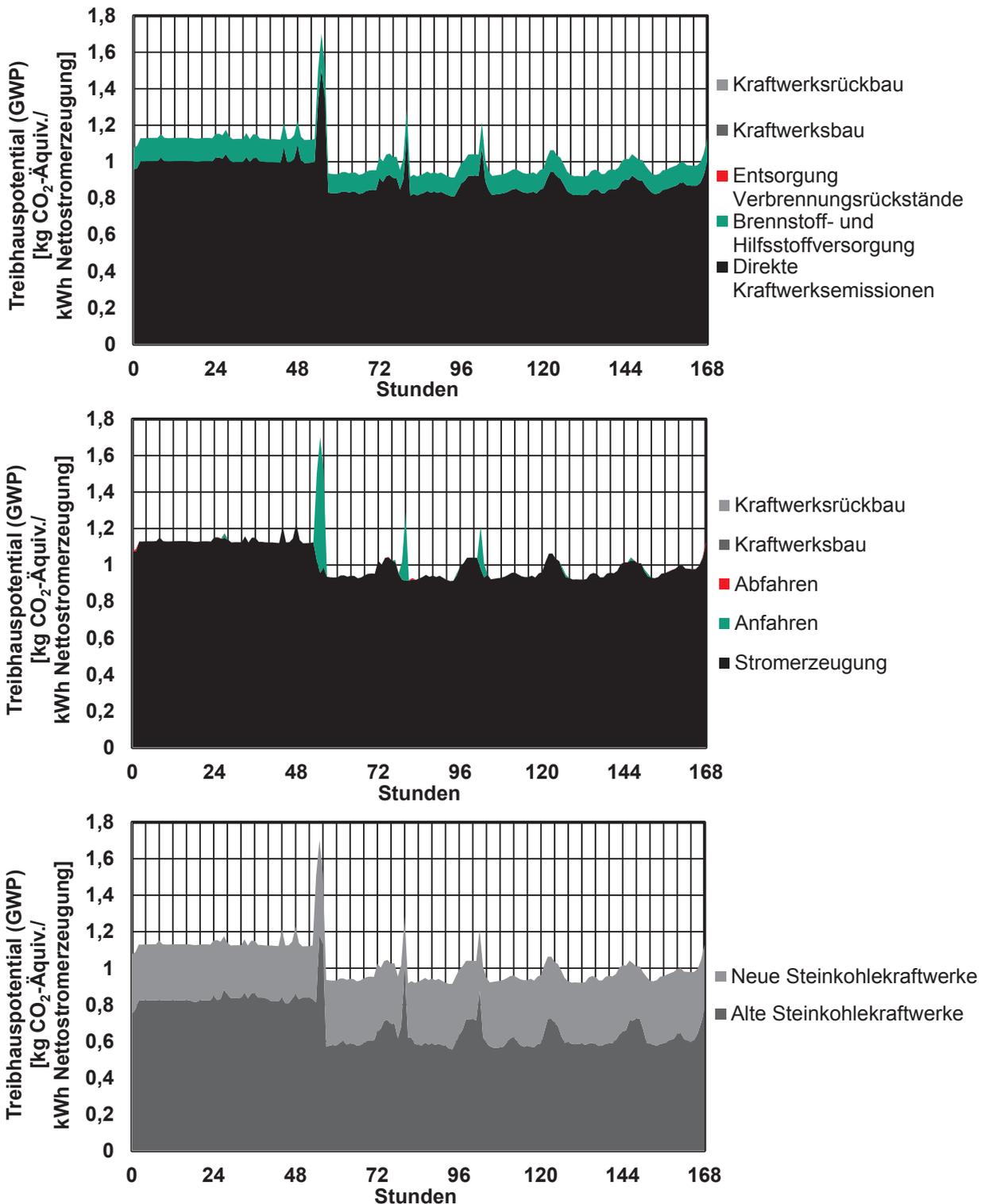


Bild 30: Verteilung des Treibhauspotentials von Steinkohlekraftwerken in der Beispielwoche vom 10.05.2014 bis 16.05.2014 nach den Kriterien „Lebenszyklusphasen“, „Betriebsart“ und „Kraftwerkalter“.

In Tabelle 16 ist für das Jahr 2014 die Verteilung des Treibhauspotentials zwischen alten und neuen Steinkohlekraftwerken der Nettostromerzeugung und den elektrischen Jahresnettonutzungsgraden gegenübergestellt. Das Verhältnis der Wärmeenergieerzeugung aus KWK-Anlagen zum erzeugten Strom ist bei neuen Steinkohlekraftwerken geringer als bei alten. Das hat zur Folge, dass aufgrund der angewendeten Allokation bei neuen Steinkohlekraftwerken mehr Emissionen der Stromerzeugung zugeordnet werden. Daher ergibt sich ein geringeres Einsparpotenzial an Treibhausgasemissionen, als der Unterschied des elektrischen Nettonutzungsgrades vermuten lassen würde.

Tabelle 16: Einfluss der Allokation auf das Treibhauspotential der Nettostromerzeugung alter und neuer Steinkohlekraftwerke.

Kennwert	Alte Steinkohlekraftwerke	Neue Steinkohlekraftwerke
Anteil am Treibhauspotential [%]	74,1	25,9
Anteil an der Nettostromerzeugung [%]	71,1	28,9
El. Nettonutzungsgrad [%]	30,6	38,1

4.4.2 Vollständigkeits- und Konsistenzprüfung

Bei der Durchführung des beschriebenen Anwendungsbeispiels der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 wurde die iterative Gestaltung der HD-LCA-Methode berücksichtigt und die Sachbilanzierung mit der Systemgrenze und den Anforderungen an die Datenqualität stetig harmonisiert. Daher stimmen der Umfang der verwendeten Sachbilanzdaten und der Detailgrad der Ergebnisdarstellung mit den Vorgaben des Ziels und Untersuchungsrahmens überein.

Eine Sensitivitätsprüfung wird nicht vorgenommen, da eine diagnostische Analyse der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 durchgeführt wird und keine unterschiedlichen Stromversorgungsmixe analysiert werden. Stattdessen wird durch eine Gegenüberstellung der HD-LCA-Methode mit der jährlich aggregierten Ökobilanzierung der Stromversorgung in Ökobilanzdatenbanken unter Ziffer 4.4.3 beschrieben, welchen Einfluss die Wahl der Ökobilanzmethode auf die Ergebnisse hat.

Durch die Erfüllung der Dokumentationsanforderungen der HD-LCA-Methode ist die Konsistenz der verwendeten Sachbilanzdaten und deren Datengrundlage sichergestellt (vgl. Anforderungen an die Datenqualität in Ziffer 4.2.6). Die Dokumentationsmaßnahmen gewährleisten, dass die verwendeten Annahmen, Ansätze und Daten einheitlich angewendet werden. Die iterative Gestaltung der HD-LCA-Methode, durch die die Sachbilanz und der Untersuchungsrahmen kontinuierlich harmonisiert werden, stellt zudem sicher, dass die Konsistenz der Sachbilanzdaten mit den im Untersuchungsrahmen festgelegten Vorgaben übereinstimmt.

4.4.3 Gegenüberstellung der HD-LCA-Methode und jährlich aggregierten Ökobilanzen

Durch die Gegenüberstellung der HD-LCA-Methode und der aktuell in Ökobilanzdatenbanken angewendeten Methodik zur jährlich aggregierten Ökobilanzierung der Stromversorgung wird veranschaulicht, wie sich die Methoden und ihre Ergebnisse unterscheiden. Um die Vergleichbarkeit der beiden Methoden sicherzustellen, nutzt auch die jährlich aggregierte Ökobilanz ein Sachbilanzmodell, das auf den Kraftwerkseinsatzdaten des IFK-Kraftwerkseinsatzmodells aufbaut. Außerdem kommen für beide Methoden Sachbilanzdaten der GaBi-Datenbank [123] für die deutsche Stromversorgung 2012 zum Einsatz.

Der maßgebliche Unterschied der HD-LCA-Methode und der jährlich aggregierten Sachbilanz liegt in der stündlichen und kraftwerksgenauen Auflösung des Umweltprofils. Wie unter Ziffer 4.3.1 beschrieben, wurden bei der Anwendung der HD-LCA-Methode Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke als relevant für die deutsche Stromversorgung identifiziert. In Tabelle 17 sind die wichtigsten Unterschiede und Übereinstimmungen der Methoden bei der Sachbilanzierung der Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke zusammengefasst.

Tabelle 17: Gegenüberstellung von Sachbilanzkennwerten für Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke der HD-LCA-Methode und der jährlich aggregierten Ökobilanz der Stromversorgung.

Kennwert	HD-LCA-Methode (stündlich aufgelöst)	Jährlich aggregierte Ökobilanz
Brennstoffeinsätze	stündlich aufgelöste Brennstoffeinsätze, kraftwerksgenau	jährlich aggregierte Brennstoffeinsätze, energieträgergenau
CO ₂	konstanter Emissionsfaktor, standortspezifisch (Bk), energieträgerspezifisch (Sk, Eg)	konstanter Emissionsfaktor, energieträgerspezifisch
SO ₂	Emissionskennlinien abhängig zur FWL, kraftwerksspezifisch (Bk, Sk); konstanter Emissionsfaktor, kraftwerksspezifisch (Eg)	konstanter Emissionsfaktor, energieträgerspezifisch
NO _x	Emissionskennlinien abhängig zur FWL, kraftwerksspezifisch	konstanter Emissionsfaktor, energieträgerspezifisch
Staub	konstanter Emissionsfaktor, kraftwerksspezifisch	konstanter Emissionsfaktor, energieträgerspezifisch
CO	Emissionskennlinien abhängig zur FWL, kraftwerkstypspezifisch	konstanter Emissionsfaktor, energieträgerspezifisch,
Weitere Emissionstypen	konstanter Emissionsfaktor, energieträgerspezifisch	konstanter Emissionsfaktor, energieträgerspezifisch
Allokation	Allokation nach Marktpreis, kraftwerkstypspezifisch	Allokation nach Marktpreis, energieträgerspezifisch

Die Jahressummen der Brennstoffeinsätze, die bei der Anwendung der jährlich aggregierten Ökobilanz eingesetzt werden, beruhen auf den, unter Ziffer 4.3.2 stündlich aufgelöst und kraftwerksgenau ermittelten Brennstoffeinsätzen. Auch zur Berechnung der Emissionen wird bei der Anwendung beider Methoden auf eine

vergleichbare Datenbasis zurückgegriffen. Für die Ermittlung der Emissionskennlinien bzw. Emissionsfaktoren für SO_2 , NO_x und Staub werden, sowohl für die Anwendung der HD-LCA-Methode, als auch für die jährlich aggregierte Ökobilanz, die Betriebs- und Emissionsdaten der EEA [48] für 2012 verwendet. Bei der Anwendung der HD-LCA-Methode werden jedoch für jedes einzelne Kraftwerk individuell berechnete Emissionskennlinien oder Emissionsfaktoren für SO_2 , NO_x und Staub eingesetzt. Im Rahmen der jährlich aggregierten Ökobilanz werden dagegen nur jahresdurchschnittliche energieträgerspezifische SO_2 -, NO_x und Staub-Emissionsfaktoren angewendet. Zudem werden bei der HD-LCA-Methode durch die Verwendung der Emissionskennlinien höhere Emissionen während An- und Abfahrvorgängen miteinbezogen, die in [48] nicht miteinfließen.

Für die Sachbilanzierung der Stromerzeugungsarten mit untergeordneter Relevanz werden bei der Anwendung beider Methoden die Sachbilanzdaten der GaBi-Datenbank [123] für die deutsche Stromversorgung 2012 verwendet. Bei der HD-LCA-Methode werden diese Sachbilanzdaten mit stündlich aufgelösten Stromerzeugungsdaten verbunden, bei der jährlich aggregierten Ökobilanz wird eine Kombination mit jährlich aggregierten Stromerzeugungsdaten vorgenommen.

Aus der Anwendung der HD-LCA-Methode und der jährlich aggregierten Ökobilanz ergeben sich unter den beschriebenen Rahmenbedingungen die im Folgenden dargestellten Umweltprofile. Würde für die Ökobilanzierung eines Stromverbrauchers, dessen Stromverbrauch intelligent in Zeiträume mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien verschoben werden kann, Ergebnisse der jährlich aggregierten Ökobilanz der Stromversorgung verwendet, ergäbe sich ein über das ganze Jahr konstantes, mittleres Umweltprofil für die Stromversorgung (vgl. rote Linien in Bild 31 und Bild 32). Die HD-LCA-Methode stellt das Umweltprofil der Stromversorgung dagegen in stündlicher Auflösung dar und ermöglicht damit die Abbildung eines realitätsnahen Umweltprofils des Stromverbrauchers (vgl. schwarze Linien in Bild 31 und Bild 32).

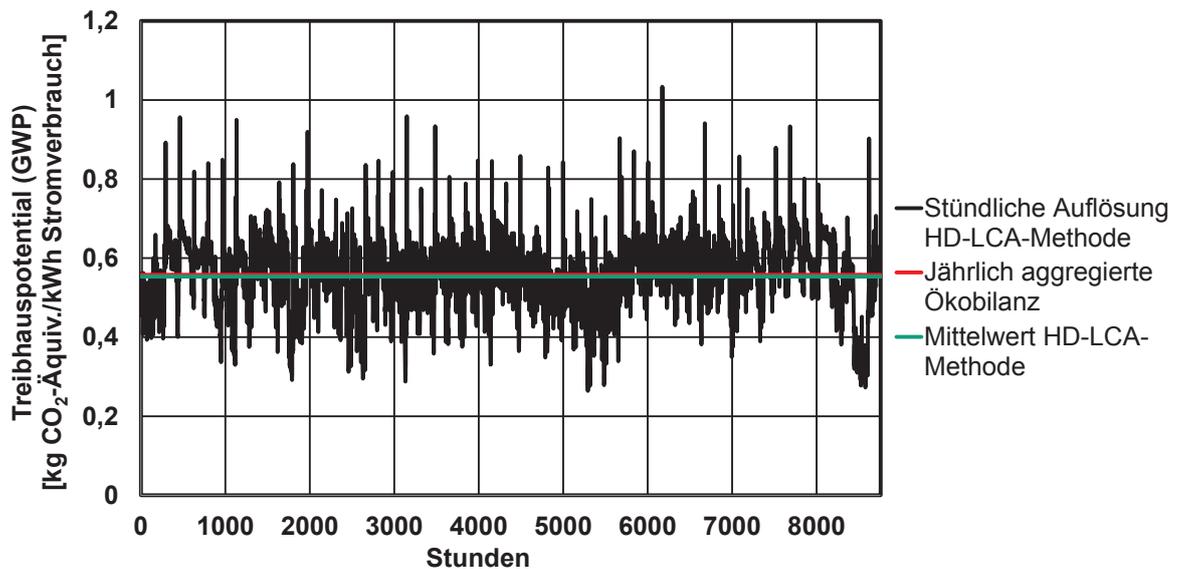


Bild 31: Vergleich des Treibhauspotentials für 2014 auf Basis der HD-LCA-Methode und der jährlich aggregierten Ökobilanz.

In das Versauerungspotential gehen sowohl SO_2 -, als auch NO_x -Emissionen ein. Auf Bild 32 ist erkennbar, dass der Mittelwert, der sich aus der HD-LCA-Methode für die deutsche öffentliche Stromversorgung im Jahr 2014 ergibt, etwas höher als der Jahresdurchschnittswert aus der jährlich aggregierten Ökobilanz ist. Diese Abweichung wird durch die bei der HD-LCA-Methode für jedes einzelne Kraftwerk individuell berechneten Emissionskennlinien für SO_2 und NO_x und der, daraus resultierenden, verbesserten Anpassung der Emissionsdaten an den Bezugsraum hervorgerufen. Für das photochemische Oxidantienbildungspotential, in das u. a. NO_x - und CO -Emissionen eingehen, ergibt sich für das Jahresmittel daher ebenfalls ein geringfügig höherer Wert (Ergebnisse für POCP vgl. Anhang).

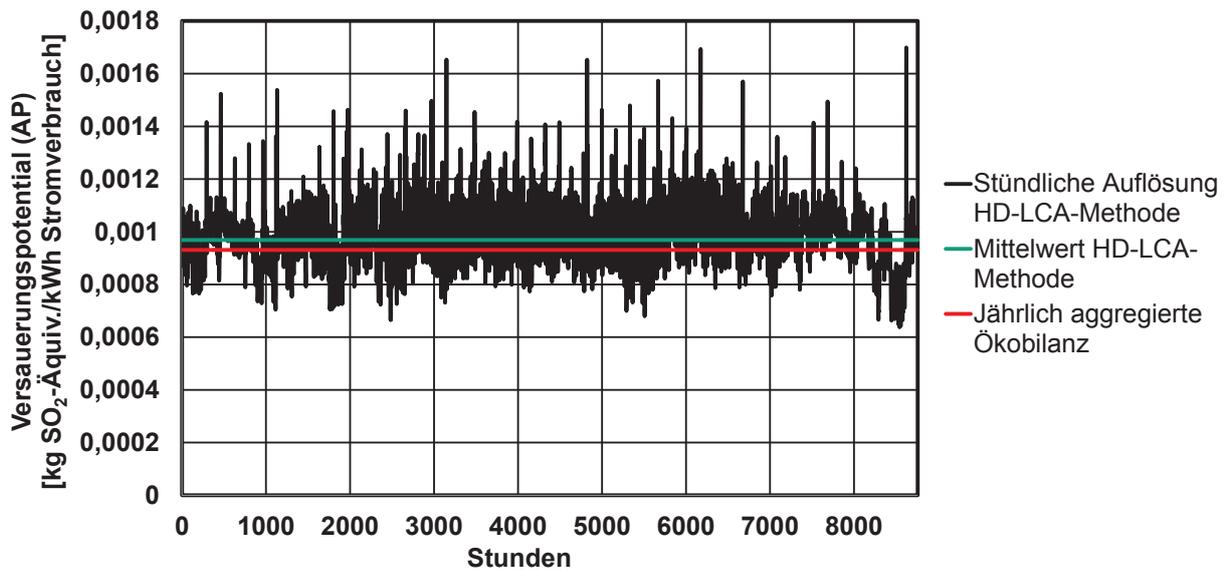


Bild 32: Vergleich des Versauerungspotentials für 2014 auf Basis der HD-LCA-Methode und der jährlich aggregierten Ökobilanz.

In Tabelle 18 sind die sich maximal und im Jahresmittel ergebenden prozentualen Abweichungen des Umweltprofils, die sich aus der HD-LCA-Methodenanwendung im Vergleich zur jährlich aggregierten Ökobilanzierung ergeben, zusammengefasst. Es zeigt sich, dass das stündlich aufgelöste Umweltprofil der HD-LCA-Methode signifikant höhere und niedrigere Umweltwirkungen (positive und negative Abweichungen) als das jährlich aggregierte Umweltprofil der Stromversorgung aufweist. Die HD-LCA-Methode stellt das kurzfristig schwankende Umweltprofil der Stromversorgung also weit realistischer dar als jährlich aggregierte Ökobilanzen. Die Jahresmittelwerte weichen hingegen nur in geringem Maße voneinander ab. Die geringe Abweichung aus Jahressicht ergibt sich aus der kraftwerksgenauen Emissionsberechnung der HD-LCA-Methode (vgl. auch Beschreibung von Bild 32).

Tabelle 18: Abweichungen des Umweltprofils der Stromversorgung auf Basis der HD-LCA-Methode im Vergleich zur jährlich aggregierten Ökobilanzierung.

Wirkungskategorie	Abweichung zur jährlich aggregierten Ökobilanz [%]		
	Maximum	Minimum	Mittelwert 2014
Treibhauspotential	+85,3	-52,7	-0,8
Versauerungspotential	+82,5	-31,5	+4,0
Photochemisches Oxidantienbildungspotential	+103,5	-41,8	+3,0

4.4.4 Schlussfolgerungen

Das Ziel der Anwendung der HD-LCA-Methode ist die Beantwortung der diagnostischen Fragestellung, welches stündlich aufgelöste Umweltprofil die öffentliche Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 besitzt und welche Energieträger in signifikantem Maße zu diesem Umweltprofil beitragen.

Im Rahmen der Basisanalyse wurde zunächst der Energieträgermix der deutschen Stromversorgung analysiert und das IFK-Kraftwerkseinsatzmodell als geeignete Datenbasis für Kraftwerkseinsatzdaten identifiziert. Die mit hoher Relevanz für das stündlich aufgelöste Umweltprofil der Stromerzeugung identifizierten Energieträger Braunkohle, Steinkohle und Erdgas wurden in einer detaillierten Ökobilanz mit kraftwerksgenauer stündlicher Auflösung untersucht. Die übrigen zur deutschen Stromversorgung beitragenden Energieträger und die Stromimporte wurden in einer aggregierten Ökobilanz analysiert. Die iterative Gestaltung der HD-LCA-Methode stellt sicher, dass die Ökobilanz vollständig und konsistent durchgeführt wurde.

Die Ergebnisse wurden zunächst als stündlich aufgelöste Jahresganglinien dargestellt. Aus der Jahresganglinie des Treibhauspotentials ergeben sich signifikante positive und negative Abweichungen im Vergleich zum Jahresmittel für 2014 (vgl. Bild 28). Die detaillierte Auflösung der Ökobilanz der Stromerzeugung ermöglicht außerdem die Ermittlung des Einflusses der stündlich fluktuierenden Zusammenset-

zung der Stromerzeugung auf das Umweltprofil. Eine signifikante Veränderung des Umweltprofils ist z. B. erkennbar, wenn zahlreiche Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke ihre elektrische Leistung erhöhen, bzw. aus dem Stillstand angefahren werden müssen. Der Anteil der Anfahrvorgänge dieser Kraftwerke am Umweltprofil ist in diesen Zeiträumen mit zurückgehender Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und bzw. oder steigendem Strombedarf signifikant. Abfahrvorgänge tragen in geringerem Maße zum Umweltprofil bei, besitzen jedoch in Zeiträumen mit zunehmender Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und bzw. oder sinkendem Stromverbrauch ebenfalls signifikante Anteile am Umweltprofil. Die Berechnung der Brennstoffeinsätze und Emissionen dieser Kraftwerke mit lastabhängigen Wirkungsgrad- und Emissionskennlinien gewährleistet zudem eine realitätsnahe Berücksichtigung der Umweltwirkungen des Teillastbetriebs. Außerdem ist der emissionsenkende Effekt durch die Stromerzeugung aus Photovoltaik im Verlauf des Umweltprofils über die Mittagsstunden sichtbar. Der Verlauf des Treibhauspotentials und des Versauerungspotentials gibt außerdem wider, dass der stündliche Beitrag von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken in absolutem Maße stark schwankt, der relative Anteil am Umweltprofil jedoch in jedem Zeitraum signifikant ist (vgl. Bild 29).

Die detailliert aufgelöste, kraftwerksgenaue Ökobilanzierung ermöglicht eine Detailanalyse mit vielfältigen Aggregationsarten der Ergebnisse. Aggregationsmöglichkeiten bieten sich z. B. durch die detaillierte Darstellung der Beiträge der Lebenszyklusphasen, die Differenzierung nach Kraftwerksbetriebsarten und die Aufteilung in alte und neue Kraftwerke.

Die Gegenüberstellung der HD-LCA-Methode und der jährlich aggregierten Ökobilanz der Stromversorgung zeigt, dass die Anwendung der HD-LCA-Methode erhebliche Veränderungen des Umweltprofils mit sich bringt. Werden die stündlich aufgelösten Ergebnisse den jährlich aggregierten Ergebnissen gegenübergestellt, ergeben sich für das Treibhauspotential, Versauerungspotential und photochemische Oxidantienbildungspotential in bestimmten Zeiträumen signifikante Erhöhungen und Verminderungen der Umweltwirkungen. Dabei treten Abweichungen im mittleren zweistelligen bis niedrigen dreistelligen Prozentbereich im Vergleich zum Jahresmittelwert der aggregierten Ökobilanz auf. Die Anwendung der HD-LCA-Methode ermöglicht zudem eine Anpassung vergangenheitsbasierter Emissionsdaten an den geographischen und

zeitlichen Bezugsraum der Ökobilanzstudie, was beim Anwendungsbeispiel zu geringfügig höheren Jahresmittelwerten des Versauerungspotentials und des photochemischen Oxidantienbildungspotentials im Vergleich zur jährlich aggregierten Ökobilanzierung führt.

Einschränkungen in der Ergebnisqualität resultieren aus den begrenzt verfügbaren Daten für die Sachbilanzierung. So wurden für die Sachbilanz der einzelnen Kraftwerke Wirkungsgrad- und Emissionskennlinien verwendet, die auf Basis von Literaturangaben ermittelt wurden. Eine weitere Verbesserung der Ergebnisqualität wäre daher durch die Verwendung von Primärdaten der einzelnen Kraftwerke möglich.

Die stündliche Auflösung des Umweltprofils der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands ist für eine Vielzahl von Produktökobilanzen relevant, da Ökobilanzergebnisse häufig maßgeblich durch den Stromverbrauch der Produkte entlang ihres Lebenszyklus beeinflusst werden. Die Resultate des Anwendungsbeispiels zeigen, dass das Umweltprofil der Stromversorgung signifikant vom Zeitraum des Stromverbrauchs abhängt. Besonders für Anwendungen, deren Stromverbrauchszeiträume gesteuert werden können, könnte so eine ökologische Optimierung durch die Verwendung von Ergebnissen der HD-LCA-Methode vorgenommen werden. Anwendungen, die aufgrund ihres hohen Stromverbrauchs den Stromerzeugungsmix und damit das Umweltprofil der Stromversorgung beeinflussen, können als Verbraucher im Kraftwerkseinsatzmodell berücksichtigt werden. Das Umweltprofil der von den Verbrauchern beeinflussten Stromversorgung könnte auf diese Weise realistisch ermittelt werden.

5 Prüfung der Methode

Die abschließende Prüfung der HD-LCA-Methode umfasst zunächst die kritische Beurteilung, ob die vor dem Beginn der Methodenentwicklung und -anwendung vorgegebenen methodischen und praktischen Anforderungen erfüllt werden. Im Anschluss wird zusammengefasst, welche Anwendungsmöglichkeiten die HD-LCA-Methode erlaubt. Außerdem werden Grenzen der Methode aufgezeigt und erläutert, in welchen Fällen die Methode nur eingeschränkt anwendbar ist.

5.1 Umsetzung der Anforderungen

Es wird überprüft, ob und wie die unter Ziffer 3.1 festgelegten Anforderungen bei der Entwicklung der Methode berücksichtigt wurden. Zunächst wird die Umsetzung der methodischen Anforderungen analysiert:

- Erfüllung der Vorgaben der Ökobilanznormen:

Die HD-LCA-Methode berücksichtigt die obligatorischen Schritte nach ISO 14040 [28] und ISO 14044 [29] und erfüllt durch die Vorgaben für die Gestaltung der Systemgrenze die Anforderung der ISO 14044 [29], wonach bei der Bereitstellung von Strom die Zusammensetzung des Stroms, die Wirkungsgrade für die Verbrennung von Energieträgern, die Energieumwandlung, die Übertragung und Verteilungsverluste zu berücksichtigen sind.

- Lebenszyklusbezug:

Die HD-LCA-Methode gibt vor, dass die Systemgrenze so gewählt wird, dass sie die Sachbilanz des Stromversorgungssystems umschließt und nur von Elementarflüssen überschritten wird, die zu den ausgewählten Wirkungskategorien beitragen. Außerdem muss die Systemgrenze so festgelegt werden, dass sie möglichst den vollständigen Lebenszyklus der Stromversorgung umfasst.

- Stündliche Auflösung der Sachbilanzdaten der Stromerzeugung:

Sowohl die Sachbilanzdaten der Ökobilanz der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung, als auch der aggregierten Ökobilanz der Stromerzeugung, werden in einstündigen Zeitintervallen aufgelöst. Die Berechnung der Sachbilanzdaten der als hoch relevant für das Umweltprofil identifizierten Stromerzeugungsarten wird, unter Berücksichtigung von An- und Abfahrvorgängen, mit kraftwerksspezifischen Wirkungsgradkennlinien, Emissionskennlinien und Emissionsfaktoren durchgeführt.

- Diagnostische, prädiktive und präskriptive Anwendbarkeit:
Durch die Verwendung von kraftwerksspezifischen Wirkungsgradkennlinien, Emissionskennlinien und Emissionsfaktoren, in die das Jahr der Inbetriebnahme der einzelnen Kraftwerke eingeht, können die Sachbilanzdaten der Ökobilanz mit detaillierter Auflösung an heutige und zukünftige Rahmenbedingungen angepasst werden.
- Berücksichtigung von Länderspezifika:
Die bei der HD-LCA-Methode vorgesehene Basisanalyse beinhaltet eine Analyse des Energieträgermix der Stromerzeugung des zuvor gewählten geographischen und zeitlichen Bezugsraums unter Einbeziehung der Stromimporte. In der im weiteren Ablauf der Methode durchgeführten Identifizierung der Kraftwerkstypen für die detaillierte Auflösung werden die Stromerzeugungsarten mit hoher Relevanz für das Umweltprofil der Stromversorgung ermittelt.
- Berücksichtigung von Technologiespezifika:
Für die im Untersuchungsrahmen festgelegten Anforderungen an die Datenqualität gibt die HD-LCA-Methode vor, dass sich die gesammelten Sachbilanzdaten am gewählten geographischen und zeitlichen Bezugsraum orientieren müssen. Wenn geographisch und zeitlich geeignete Daten nicht, oder nur eingeschränkt verfügbar sind, sollen technologisch für den Bezugsraum geeignete Daten verwendet werden. Für die Anwendung der Methode stellen diese Vorgaben zunächst sicher, dass die verwendeten Wirkungsgradkennlinien, die Verläufe der Feuerungswärmeleistung bei An- und Abfahrvorgängen, sowie die Emissionskennlinien und Emissionsfaktoren, die im Bezugsraum üblichen Kraftwerkstypen und deren Abgasreinigungssysteme realitätsnah abbilden. Außerdem ist damit gewährleistet, dass auch die übrigen Sachbilanzdaten die Technologiespezifika des Bezugsraums berücksichtigen.
- Konsistenz und Kompatibilität der Sachbilanzdaten:
Die Konsistenz der Sachbilanzdaten wird durch die Vorgabe der HD-LCA-Methode, dass die aus Literaturrecherche ermittelten Sachbilanzdaten, die Kraftwerkseinsatzdaten und Sachbilanzdaten aus Ökobilanzdatenbanken durch Dokumentationen beschrieben werden müssen, gewährleistet. Die Kompatibilität der Sachbilanzdaten wird durch die Überprüfung aller Sachbilanzdaten auf Eignung für den Bezugsraum der Ökobilanzstudie nachgewiesen.

- **Transparenz und Reproduzierbarkeit der Ergebnisse:**
Durch die detaillierte Beschreibung der Struktur und der Konzeption der Methode ist sichergestellt, dass der Ablauf der Methode transparent ist und nachvollzogen werden kann. Getroffene Annahmen in den einzelnen Methodenschritten sind dokumentiert, so dass eine Reproduzierbarkeit der Ergebnisse gewährleistet ist.

Neben den methodischen Anforderungen müssen die vorgegebenen praktischen Anforderungen erfüllt werden, deren Umsetzung nachfolgend beschrieben wird:

- **Vertretbarer Arbeitsaufwand durch Parametrisierung des Sachbilanzmodells:**
Da für die Ökobilanzierung der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung für alle einzelnen Kraftwerke ein einheitlicher Ablauf vorgesehen ist, lässt sich trotz erheblicher Datenmengen – beim Anwendungsbeispiel der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 werden 369 Kraftwerke über 8760 Stunden detailliert untersucht – durch eine generische parametrisierbare Gestaltung des Sachbilanzmodells ein vertretbarer Arbeitsaufwand realisieren. Da sich die Struktur des Sachbilanzmodells zudem an der modularen Gestaltung der Sachbilanzmodelle zur Stromversorgung in der Ökobilanzdatenbank GaBi [123] orientiert, kann der Aufbau der einzelnen Module übernommen werden.
- **Flexible Anbindungsfähigkeit an Kraftwerkseinsatzdaten:**
Die HD-LCA-Methode gibt für die im Rahmen der Basisanalyse durchzuführende Prüfung der Verfügbarkeit von Kraftwerkseinsatzdaten Mindestanforderungen an diese Daten vor. Werden die Mindestanforderungen erfüllt, können beliebige Kraftwerkseinsatzdaten verwendet werden.
- **Integration von bestehenden Sachbilanzdaten:**
Die für die HD-LCA-Methode gewählte Struktur des Sachbilanzmodells basiert auf der modularen Gestaltung der Sachbilanzmodelle zur Stromversorgung in der Ökobilanzdatenbank GaBi [123]. Daher kann eine Vielzahl von Sachbilanzdaten aus bestehenden Sachbilanzmodellen übernommen werden.
- **Erweiterbarkeit des Sachbilanzmodells:**
Aufgrund der modularen Struktur des Sachbilanzmodells können Erweiterungen mit Zukunftstechnologien auf einfache Weise vorgenommen werden.

5.2 Anwendungsmöglichkeiten und Grenzen der Methode

Anwendungsmöglichkeiten für die HD-LCA-Methode ergeben sich bei der Ökobilanzierung von heutigen und zukünftigen Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien. Der Mehrwert der HD-LCA-Methode im Vergleich zu bestehenden Ansätzen ist die detaillierte, stündliche Auflösung des Umweltprofils der Stromversorgung. Die HD-LCA-Methode bietet als erster Ansatz die Möglichkeit, die Sachbilanz der Stromerzeugungsarten mit hoher Relevanz für das Umweltprofil der Stromerzeugung kraftwerksgenau durch die Kombination von lastabhängigen Wirkungsgraden, Brennstoffeinsätzen für An- und Abfahrvorgänge und Emissionskennlinien und -faktoren zu ermitteln. Zudem berücksichtigt die HD-LCA-Methode den gesamten Lebenszyklus der Stromversorgung, indem der Bau und Rückbau der Kraftwerke, die Energieträger- und Hilfsstoffversorgung, sowie die Deponierung von Betriebsabfällen miteinbezogen werden. Wie bei der Auswertung des Anwendungsbeispiels unter Ziffer 4.4 veranschaulicht, lassen sich die Ökobilanz-ergebnisse in nahezu beliebigen Aggregationsarten darstellen.

Die HD-LCA-Methode ist für die Ökobilanzierung von Stromversorgungssystemen in zahlreichen Ländern anwendbar. Länderspezifische Kraftwerkseinsatzdaten werden in öffentlichen Datenbanken, wie der ENTSO-E Transparency Platform [39], oder durch kommerzielle Kraftwerkseinsatzmodelle, wie z. B. durch [36] bereitgestellt. Die Wirkungsgradkennlinien, die Brennstoffeinsätze für An- und Abfahrvorgänge, sowie die Emissionskennlinien und -faktoren, die im Anwendungsbeispiel der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 angewendet werden, stammen aus öffentlich verfügbaren Literaturquellen. Durch die Anbindung der stündlich aufgelösten Massenflüsse an Ökobilanzdatenbanken, die z. B. im Fall der GaBi-Datenbank [123] Sachbilanzmodelle zur Stromversorgung von ca. 80 Ländern bereitstellen [106], lassen sich für eine Vielzahl von Ländern stündlich aufgelöste Umweltprofile der heutigen und zukünftigen Stromversorgung ermitteln.

Ein weiteres Anwendungsfeld der HD-LCA-Methode ergibt sich durch die große Bedeutung der Stromversorgung für Produktökobilanzen. Die Ökobilanzen vielzähliger Produkte werden in signifikantem Maße vom Stromverbrauch beeinflusst. Die Bedeutung der Stromversorgung wird bei einer zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung, Mobilität und Industrie weiter steigen. Durch die stündliche

Auflösung des Umweltprofils der Stromversorgung kann die HD-LCA-Methode einen Beitrag zur Ökobilanzierung von Produkten leisten, insbesondere, wenn der Stromverbrauch während des Produktlebenszyklus intelligent gesteuert werden kann.

Prinzipiell ist die HD-LCA-Methode auch auf Bereiche außerhalb der Stromversorgung übertragbar. Alle Produkte, die mit kurzfristig variierenden Ressourcenbedarfs-
werten oder Emissionen hergestellt werden, können durch eine branchenspezifische Anpassung der HD-LCA-Methode ökobilanziell untersucht werden.

Grenzen für die Anwendung der HD-LCA-Methode ergeben sich aus einer eingeschränkten Qualität oder Verfügbarkeit von Daten für die Sachbilanzierung. Wenn weder Kraftwerkseinsatzdaten, noch Sachbilanzdaten aus einer Ökobilanzdatenbank zur Verfügung stehen und diese neu ermittelt werden müssen, steigt der Aufwand für die Durchführung der Methode. Zudem könnte eine höhere Ergebnisqualität erzielt werden, wenn Primärdaten zu den einzelnen Kraftwerken, z. B. von Stromversorgungsunternehmen vorlägen. Das Umweltprofil der Stromimporte muss in Zukunft mit einer höheren zeitlichen Auflösung abgebildet werden, wenn die Verwendung von detaillierteren Stromimportdaten möglich ist, die den Stromimportmix nach Herkunftsländern stündlich auflösen.

6 Zusammenfassung

Um das Ziel der internationalen Staatengemeinschaft aus dem Klimaschutzabkommen von Paris zu erreichen, die Erderwärmung zu beschränken, wird eine verstärkte Kopplung der Stromversorgung mit der Wärmeversorgung, dem Verkehr und der Industrie angestrebt. Diese Kopplung soll durch intelligent steuerbare Stromerzeuger und Stromverbraucher vorangetrieben werden. Die damit verbundene zunehmende Elektrifizierung von Produktsystemen führt zu einer steigenden Bedeutung der Stromversorgung und deren Umweltprofils. Gleichzeitig besitzt die Stromerzeugung aus fossil befeuerten Kraftwerken noch immer eine hohe Relevanz. Bis Deutschland das Ziel der Dekarbonisierung der Energieversorgung durch den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Sonne erreicht, werden fossil befeuerte Kraftwerke eine abnehmende, aber weiterhin zu berücksichtigende Rolle bei der Stromversorgung spielen. Den regelbaren fossil befeuerten Kraftwerken fällt die Aufgabe zu, die Stromerzeugung und den Stromverbrauch im Gleichgewicht zu halten und so eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Um diese Aufgabe zu erfüllen, werden diese Kraftwerke zunehmend unregelmäßig und diskontinuierlich betrieben und weisen daher einen ungleichmäßigen Stromerzeugungsverlauf mit häufigerem Teillastbetrieb und einer steigenden Anzahl von An- und Abfahrvorgängen auf. Der in kurzen Zeitabschnitten variierende Stromerzeugungsmix führt zu einem variierenden Umweltprofil der Stromversorgung.

Die heute in Ökobilanzdatenbanken angewendeten Methoden zur Ökobilanzierung der Stromversorgung wurden für Stromversorgungssysteme entwickelt, die ein regelmäßiges Erzeugungsprofil aufweisen und auf fossilen Energieträgern basieren. Die Kombination aus fluktuierender Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik, dem damit verbundenen unregelmäßigen Betrieb von regelbaren Verbrennungskraftwerken, sowie intelligenten Stromnetzen (Smart Grids) mit intelligent steuerbaren Erzeugern und Verbrauchern führt dazu, dass es hochrelevant ist, in welchen Zeiträumen der verbrauchte Strom erzeugt wird. Da die Ökobilanzen von vielzähligen Produkten in signifikantem Maße vom Umweltprofil der Stromversorgung beeinflusst werden, ist es nicht mehr ausreichend, durchschnittliche, über ein Jahr aggregierte Umweltprofile zu verwenden.

Diese Arbeit wird daher mit dem Ziel durchgeführt, eine Methode zur Ermittlung von Umweltprofilen fluktuierender Stromerzeugung mit stündlicher Auflösung zu entwickeln. Um den Stand der Forschung abzubilden, werden zunächst Studien untersucht, die im Themenfeld der detaillierten zeitlichen Auflösung von Umweltprofilen der Stromversorgung relevant sind. Es existiert bisher jedoch kein methodischer Ansatz, der die realitätsnahe detailliert zeitlich aufgelöste Ermittlung von Umweltprofilen fluktuierender Stromerzeugung lebenszyklusübergreifend ermöglicht.

Die in dieser Arbeit vorgestellte HD-LCA-Methode eignet sich dafür, das Umweltprofil von heutigen und zukünftigen Stromversorgungssystemen in stündlicher Auflösung zu untersuchen. Die Erfassung der Ökobilanz der Stromversorgung in einstündigen Zeitintervallen und die damit verbundene Steigerung des Detaillierungsgrads können in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Gestaltung von intelligenten, ökologisch vorteilhaften Stromversorgungssystemen leisten. Die Methode unterstützt die Beantwortung folgender Fragestellungen:

- Wie sollten intelligent steuerbare Stromverbraucher (z. B. Wärmepumpen, Elektromobilität, Systeme für Demand Side Management) betrieben werden, damit sowohl das Umweltprofil der Stromverbraucher, als auch das Umweltprofil der Stromversorgung verbessert werden?
- Welches Umweltprofil besitzt das heutige Stromversorgungssystem und was sind die Gründe dafür (diagnostische Analyse)?
- Wie kann das zukünftige Stromversorgungssystem gestaltet sein (prädiktive Analyse)?
- Wie sollte das Stromversorgungssystem zukünftig gestaltet sein, damit vorgegebene ökologische Ziele, z. B. einer Regierung oder eines Stromversorgungsunternehmens erreicht werden (präskriptive Analyse)?
- Wie sollten Kraftwerke, die zum Ausgleich der Residuallast beitragen, zukünftig ausgelegt sein, damit sie zu einer emissionsarmen Stromversorgung beitragen?

Die Struktur der HD-LCA-Methode besteht aus den vier Schritten Basisanalyse des Stromversorgungssystems, Festlegung des Ziels und Untersuchungsrahmens, Erstellung eines Ökobilanzmodells der Stromversorgung und Auswertung.

Ziel des ersten Schritts ist es, zu beantworten, ob eine detaillierte zeitliche Auflösung des Umweltprofils des ausgewählten Stromversorgungssystems eine höhere

Ergebnisqualität als jährlich aggregierte Ökobilanzen mit sich bringt und somit die Durchführung einer Ökobilanzstudie notwendig ist. Ist durch die detaillierte zeitliche Auflösung des Umweltprofils eine höhere Ergebnisqualität erzielbar, wird die Verfügbarkeit von stündlich aufgelösten Kraftwerkseinsatzdaten geprüft.

Im zweiten Schritt werden das Ziel und der Untersuchungsrahmen der Ökobilanzstudie festgelegt. Die Systemgrenze, die Beschreibung der Allokationsverfahren und die Anforderungen an die Datenqualität werden auf Grundlage von Erkenntnissen aus der Identifizierung der Kraftwerkstypen für die detaillierte Auflösung und der Sachbilanzierung iterativ angepasst.

Der dritte Schritt, der sich auf die Erstellung eines Ökobilanzmodells der Stromversorgung konzentriert, teilt sich in die Ökobilanzierung der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung und die aggregierte Ökobilanzierung der Stromerzeugung auf. Daher werden zunächst die Kraftwerkstypen, die detailliert aufgelöst betrachtet werden müssen, identifiziert. Mit hoher Relevanz werden Stromerzeugungsarten eingestuft, die in relevantem Maße zu den Elementarflüssen und Umweltwirkungen des gesamten Stromversorgungssystems beitragen und gleichzeitig variierend betrieben werden, da sie zum Ausgleich der Residuallast beitragen. Die Ökobilanzierung der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung sieht ein Sachbilanzmodell vor, das Brennstoffeinsätze und ausgewählte Emissionen kraftwerksgenau in einstündigen Zeitintervallen abbildet. Bei dieser Abbildung werden sowohl der Strom- und Wärmeerzeugungsbetrieb der einzelnen Kraftwerke, als auch die An- und Abfahrvorgänge berücksichtigt. Die kraftwerksgenau aufgelösten Sachbilanzdaten werden anschließend zu Kraftwerksgruppen aggregiert und mit weiteren lebenszyklusübergreifenden Sachbilanzdaten ergänzt. Die Stromerzeugungsarten, die eine untergeordnete Relevanz für das Umweltprofil der Stromversorgung besitzen, werden durch eine aggregierte Ökobilanzierung der Stromerzeugung erfasst. Dazu werden Stromerzeugungsgruppen gebildet, die mit geeigneten Sachbilanzdaten verknüpft werden. Die Stromerzeugungsgruppen können sowohl Kraftwerke mit gleichem Energieträger, als auch Stromerzeugungsmixe der Stromherkunftsländer (zur Abbildung von Stromimporten) beinhalten. Die Ergebnisse der detailliert auflösenden und aggregierten Sachbilanzen sowie der Wirkungsabschätzungen werden zusammengefasst und auf die, im Untersuchungsrahmen der Studie definierte, funktionelle Einheit bezogen.

Bei der Auswertung, die als vierter Schritt ausgeführt wird, werden zunächst die Ergebnisse strukturiert und dargestellt, sowie signifikante Parameter identifiziert. Anschließend werden Vollständigkeits-, Sensitivitäts- und Konsistenzprüfungen durchgeführt. Zum Abschluss werden die Schlussfolgerungen abgeleitet.

Die HD-LCA-Methode wird am Beispiel der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 angewendet. Durch die Anwendung der Methode wird veranschaulicht, welches Umweltprofil sich für die 8760 Jahresstunden ergibt und welche Energieträger in signifikantem Maße zu diesem Umweltprofil beitragen. Außerdem wird beschrieben, wie Ergebnisse zusammengefasst und dargestellt werden können und welchen Informationsmehrwert diese Ergebnisse bereitstellen.

Da für Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke eine hohe Relevanz für das stündlich aufgelöste Umweltprofil festgestellt wird, werden diese Stromerzeugungsarten durch eine Ökobilanz mit detaillierter Auflösung untersucht. Die übrigen zur deutschen Stromversorgung beitragenden Energieträger und die Stromimporte werden in einer aggregierten Ökobilanz analysiert. Die Ergebnisse werden als stündlich aufgelöste Jahresganglinien dargestellt. Aus der Jahresganglinie des Treibhauspotentials ergeben sich erhebliche positive und negative Abweichungen im Vergleich zum Jahresmittel für 2014. Eine signifikante Veränderung des Umweltprofils ist erkennbar, wenn zahlreiche Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke ihre elektrische Leistung erhöhen bzw. aus dem Stillstand angefahren werden müssen. Der Anteil der Anfahrvorgänge dieser Kraftwerke am Umweltprofil ist, in Zeiträumen mit zurückgehender Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und bzw. oder steigendem Strombedarf, signifikant. Abfahrvorgänge tragen in geringerem Maße zum Umweltprofil bei, besitzen jedoch in Zeiträumen mit zunehmender Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und bzw. oder sinkendem Stromverbrauch ebenfalls signifikante Anteile am Umweltprofil. Die Berechnung der Brennstoffeinsätze und Emissionen dieser Kraftwerke mit lastabhängigen Wirkungsgrad- und Emissionskennlinien gewährleistet eine realitätsnahe Berücksichtigung der Umweltwirkungen des Teillastbetriebs. Die detailliert aufgelöste, kraftwerksgenaue Ökobilanzierung ermöglicht zudem eine Detailanalyse mit vielfältigen Aggregationsmöglichkeiten für die Ergebnisse. Mit der Darstellung der Beiträge der Lebenszyklusphasen zum Umweltprofil der Stromerzeugung von Kraftwerken, der Differenzierung

nach Kraftwerksbetriebsarten und der Aufteilung in alte und neue Kraftwerke werden mögliche Aggregationen veranschaulicht.

Die Gegenüberstellung der HD-LCA-Methode mit stündlicher Auflösung und der jährlich aggregierten Ökobilanz der Stromversorgung zeigt, dass die Anwendung der HD-LCA-Methode erhebliche Veränderungen des Umweltprofils mit sich bringt. Werden die stündlich aufgelösten Ergebnisse den jährlich aggregierten Ergebnissen gegenübergestellt, ergeben sich für das Treibhauspotential, Versauerungspotential und photochemische Oxidantienbildungspotential in bestimmten Zeiträumen signifikante Erhöhungen und Verminderungen der Umweltwirkungen. Dabei treten Abweichungen im mittleren zweistelligen bis niedrigen dreistelligen Prozentbereich im Vergleich zu den Jahresmittelwerten der aggregierten Ökobilanz auf. Die Anwendung der HD-LCA-Methode erlaubt zudem eine Anpassung vergangenheitsbasierter Emissionsdaten an den geographischen und zeitlichen Bezugsraum der Ökobilanzstudie, was beim Anwendungsbeispiel zu geringfügig höheren Jahresmittelwerten des Versauerungspotentials und des photochemischen Oxidantienbildungspotentials im Vergleich zur jährlich aggregierten Ökobilanzierung führt.

Die Ergebnisse der Anwendung der HD-LCA-Methode zeigen, dass das zu veranschlagende Umweltprofil der Stromversorgung erheblich davon abhängt, in welchen Zeiträumen der Stromverbrauch stattfindet. Die Informationen, die die HD-LCA-Methode bereitstellt, sind für die Ökobilanz vielfältiger Produkte relevant, da Ökobilanzen häufig erheblich durch den Stromverbrauch der Produkte entlang ihres Lebenszyklus beeinflusst werden. Die HD-LCA-Methode leistet daher einen wichtigen Beitrag zu einer ökologischen Gestaltung der Stromversorgung und zur Entwicklung ökologisch optimierter Produkte.

7 Ausblick

Die Anwendung der HD-LCA-Methode bietet sich zunächst für die Ökobilanzierung von Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien an. Der Mehrwert der HD-LCA-Methode im Vergleich zu anderen bestehenden Ansätzen ist die detaillierte, stündliche Auflösung des Umweltprofils der Stromversorgung. Wie durch das Anwendungsbeispiel der öffentlichen Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2014 veranschaulicht wurde, lassen sich die Ökobilanzergebnisse in nahezu beliebigen Aggregationsarten darstellen.

Die HD-LCA-Methode kann für Stromversorgungssysteme in zahlreichen Ländern angewendet werden. Geeignete Daten sind für eine große Anzahl von Ländern verfügbar. Daher ist die zukünftige Anwendung der HD-LCA-Methode für weitere Stromversorgungssysteme ohne Einschränkungen möglich.

Das zweite wichtige Anwendungsfeld der HD-LCA-Methode ergibt sich im Bereich der intelligenten Stromerzeuger und -verbraucher. Insbesondere die Fragestellung, wie durch neue Technologien sowohl das Umweltprofil der Stromversorgung, als auch das Umweltprofil der Stromverbraucher verbessert werden kann, wird in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Die Stromnachfrage, z. B. für Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Produktionsmaschinen, wird zunehmend intelligent steuerbar. Die HD-LCA-Methode kann dazu beitragen, intelligente Systeme so auszulegen, dass Strom zu verbrauchen, wenn eine ökologische, wie auch ökonomisch vorteilhafte Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien vorliegt. Der ökologisch optimierte Betrieb intelligenter Stromverbraucher würde zudem zu einer weitergehenden Verbesserung des Umweltprofils der Stromversorgung führen, da der Stromverbrauch an die fluktuierende Stromerzeugung angepasst wird und dadurch der Betrieb von regelbaren Verbrennungskraftwerken reduziert werden kann. Stromverbraucher, die aufgrund ihres hohen Strombedarfs den Stromerzeugungsmix und damit das Umweltprofil der Stromversorgung beeinflussen, können im Kraftwerkseinsatzmodell berücksichtigt werden. Kraftwerkseinsatzdaten können von Stromversorgungsunternehmen oder durch öffentlich verfügbare Datenbanken bereitgestellt werden.

Durch die HD-LCA-Methode werden alle Stromerzeugungsarten, die eine hohe Relevanz für das stündlich aufgelöste Umweltprofil besitzen, detailliert untersucht.

Falls in Zukunft weitere regelbare Stromerzeugungsarten, wie z. B. Biomassekraftwerke, die Deckung der Residuallast übernehmen, werden diese ebenfalls durch die HD-LCA-Methode abgedeckt.

Im Anwendungsbeispiel wurden die Emissionstypen Kohlendioxid, Schwefeldioxid, Stickstoffoxide, Staub und Kohlenmonoxid mit detaillierter Auflösung betrachtet. In Zukunft können weitere Emissionen detailliert aufgelöst abgebildet sowie weitere Umweltwirkungskategorien betrachtet werden. Außerdem würde die Verwendung von Primärdaten von Stromversorgungsunternehmen zu Brennstoffeinsätzen und Emissionen des Stromerzeugungsbetriebs und der An- und Abfahrvorgänge der Kraftwerke zu einer weiteren Steigerung der Ergebnisqualität führen. Wenn Eingangsdaten eine höhere zeitliche Auflösung als Stundenintervalle bereitstellen, kann die HD-LCA-Methode an diese Zeitauflösung angepasst werden.

8 Literaturverzeichnis

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2013. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2013_1_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [2] AG Energiebilanzen e.V.: Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20151112_brd_stromerzeugung1990-2014.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [3] AG Energiebilanzen e.V.: Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten zur Energiebilanz 2014. <http://www.ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html> (Stand: 17.02.2017).
- [4] Agora Energiewende: Agorameter – Dokumentation, Version 1.8.1 – Stand September 2016. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/Agorameter/Hintergrunddokumentation_Agorameter_v181_web.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [5] Albrecht, S.: Systematischer Ansatz zur Analyse der Energiekostensensitivität von Produktsystemen unter Berücksichtigung der Wertschöpfungskette im Rahmen der Ganzheitlichen Bilanzierung. Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart (2014).
- [6] Amprion GmbH: Blindleistung, Wirkleistung. <http://www.amprion.net/blindleistung-wirkleistung> (Stand: 17.02.2017).
- [7] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: BHKW-Fibel. Wissen in kompakter Form. http://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2015/broschueren/asue_050315_bhkw_fibel.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [8] Bender, W.: Lean Pre-Mixed Combustion. <https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Coal/energy%20systems/turbines/handbook/3-2-1-2.pdf> (Stand: 17.02.2017).

- [9] Blank, F. T. et al.: Validated methods for flue gas flow rate calculation with reference to EN 12952-15. KEMA Nederland B.V., Arnhem (2012).
- [10] Brinkman, G. et al.; NREL: Impacts of Renewable Generation on Fossil Fuel Unit Cycling: Costs and Emissions. Präsentation, Clean Energy Regulatory Forum, 20. Mai 2012.
- [11] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen – 13. BImSchV). http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bimschv_13_2013/gesamt.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [12] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [13] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Die Klimakonferenz in Paris. <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/pariser-abkommen/> (Stand: 17.02.2017).
- [14] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [15] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft). http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_24072002_IGI2501391.htm (Stand: 17.02.2017).
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Das Erneuerbare-Energien-Gesetz. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html> (Stand: 17.02.2017).

- [17] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2014. <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2014> (Stand: 17.02.2017).
- [18] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-digitalisierung-der-energiewende.pdf> (Stand: 17.02.2017).
- [19] Bundesnetzagentur: Kraftwerkliste. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html (Stand: 17.02.2017).
- [20] Bundesnetzagentur: Netz- und Systemsicherheit. https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html (Stand: 17.02.2017).
- [21] Bundesnetzagentur: Redispatch. https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html (Stand: 17.02.2017).
- [22] Convertunits.com: Convert Btu to MWh – Conversion of Measurement Units. <http://www.convertunits.com/from/Btu/to/MWh> (Stand: 17.02.2017).
- [23] Davis, L.B.; Black, S.H.: Dry Low NO_x Combustion Systems for GE Heavy-Duty Gas Turbines. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.468.8577&rep=rep1&type=pdf> (Stand: 17.02.2017).
- [24] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin (2010).
- [25] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Demand Side Management – Stromnachfrage gezielt steuern. <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/demand-side-management/> (Stand: 17.02.2017).

- [26] Deutscher Wetterdienst: CDC (Climate Data Center). http://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/cdc/cdc_node.html (Stand: 17.02.2017).
- [27] Die Europäische Kommission: 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. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012D0249&from=DE> (Stand: 17.02.2017).
- [28] DIN EN ISO 14040, Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006). Berlin (2009).
- [29] DIN EN ISO 14044, Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006). Berlin (2006).
- [30] Dones, R. et al.: Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries. Ecoinvent report No. 5. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf (2007).
- [31] Duffy, P. et al.: Ireland. Informative Inventory Report 2013. Environmental Protection Agency (epa), Johnstown Castle (2013).
- [32] ecoinvent: The ecoinvent Database. <http://www.ecoinvent.org/database/database.html> (Stand: 17.02.2017).
- [33] Elberg, C. et al.: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Köln (2012).
- [34] EMEP/CORINAIR: Combustion in Energy and Transformation Industries. In: Atmospheric Emission Inventory Guidebook, EMEP/CORINAIR (1996).
- [35] EnBW Energie Baden-Württemberg AG: Rheinhafen-Dampfkraftwerk Karlsruhe. <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/rheinhafen-dampfkraftwerk-karlsruhe/index.html> (Stand: 17.02.2017).
- [36] Energy Exemplar Pty Ltd: USBR PLEXOS® Demo. https://www.usbr.gov/mp/cvp/cvp-cas/docs/meetings/11-16-12/121612_PLEXOS_Power_Presentation.pdf (Stand: 17.02.2017).

- [37] EnerNex Corporation: Eastern Wind Integration and Transmission Study. NREL (2011). <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/47078.pdf> (Stand: 17.02.2017).
- [38] ENTSO-E: Detailed Electricity Exchange (in GWh). <https://www.entsoe.eu/db-query/exchange/detailed-electricity-exchange> (Stand: 17.02.2017).
- [39] ENTSO-E: Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu> (Stand: 17.02.2017).
- [40] Erdmann, G.: Kurzgutachten zur energiewirtschaftlichen Planrechtfertigung im Entwurf des Braunkohlenplans „Tagebau Welzow-Süd räumlicher Teilabschnitt II“. Prognoseforum GmbH, Potsdam (2013).
- [41] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union: Richtlinie (EU) 2015/2193. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015L2193&from=DE> (Stand: 17.02.2017).
- [42] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union: Richtlinie 2001/80/EG. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32001L0080&from=EN> (Stand: 17.02.2017).
- [43] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union: Richtlinie 2008/1/EG. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32008L0001&from=DE> (Stand: 17.02.2017).
- [44] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union: Richtlinie 2009/72/EG. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF> (Stand: 17.02.2017).
- [45] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union: Richtlinie 2010/75/EU. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32010L0075&from=EN> (Stand: 17.02.2017).
- [46] European Commission, Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability: General guide for Life Cycle Assessment – Detailed guidance. First edition, European Union (2010).
- [47] European Energy Exchange AG: EEX-Gruppe: Kennzahlen für 2015. <https://www.eex.com/blob/2370/9738eed0ed3ed4b2f94c89b480d87581/20160111-jahresrueckblick-data.pdf> (Stand: 17.02.2017).

- [48] European Environment Agency: Plant-by-plant emissions of SO₂, NO_x and dust and energy input of large combustion plants covered by Directive 2001/80/EC. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/plant-by-plant-emissions-of-so2-nox-and-dust-and-energy-input-of-large-combustion-plants-covered-by-directive-2001-80-ec-1> (Stand: 17.02.2017).
- [49] Eyerer, P.: Ganzheitliche Bilanzierung. Werkzeug zum Planen und Wirtschaften in Kreisläufen. Springer Verlag, Berlin (1996).
- [50] Finke, S.: A Model for the Environmental Assessment of Time Resolved Electricity Mixes Including Trade. Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin (2014).
- [51] Freund, O. et al.: Anforderungen an konventionelle Kraftwerke für die Transformation des Energiesystems. Institut für Turbomaschinen und Fluid Dynamik Leibniz Universität Hannover (2012).
- [52] Gartner Inc.: Analytic Value Escalator. <https://www.flickr.com/photos/27772229@N07/8267855748> (Stand: 17.02.2017).
- [53] GE Energy: Western Wind and Solar Integration Study. <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf> (Stand: 17.02.2017).
- [54] General Electric Company: 6BE.03 Gas Turbine (50 Hz/60 Hz). Industrial-Strength, Field-Proven Reliability. https://powergen.gepower.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/documents/product/gas%20turbines/Fact%20Sheet/6B.03-fact-sheet-2016.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [55] Gottelt, F. et al.: Auswirkungen von fluktuierender Windenergieeinspeisung auf das regel- und thermodynamische Betriebsverhalten konventioneller Kraftwerke in Deutschland – Bestandsaufnahme und Ableitung zukünftiger Anforderungen. Universität Rostock, Rostock (2009).
- [56] Grimm, V.: Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung – Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Dissertation, Ruhr-Universität Bochum, Bochum (2007).
- [57] Guinée, J. B.; Lindeijer, E.: Handbook on Life Cycle Assessment. Operational Guide to the ISO Standards. Springer Netherlands, Dordrecht (2002).

- [58] Haase, T.: Zukünftige Anforderungen an konventionelle Kraftwerke aus Netz-
sicht. Dena Dialogforum, Berlin (2012).
- [59] Häuser, U. et al.: Wirtschaftliche Stromerzeugung mit modularen Referenz-
kraftwerken. ABB Technik 3/1998, Mannheim (1998), S. 33-39.
- [60] Held, M.: Methodischer Ansatz und Systemmodell zur ökologisch-technischen
Analyse zukünftiger Elektrofahrzeugkonzepte. Dissertation, Universität Stutt-
gart, Stuttgart (2014).
- [61] IEA ETSAP: Gas-Fired Power. [http://www.virlab.virginia.edu/Energy_class/
Lecture_notes/Where_do_we_go_from_here-Cap_and_Trade_Carbon_Tax_
Supporting%20Materials/Gas%20Fired%20Power%20-%20IEA.pdf](http://www.virlab.virginia.edu/Energy_class/Lecture_notes/Where_do_we_go_from_here-Cap_and_Trade_Carbon_Tax_Supporting%20Materials/Gas%20Fired%20Power%20-%20IEA.pdf)
(Stand: 17.02.2017).
- [62] Ilg, R.: Ein methodischer Ansatz zur ökologischen Betrachtung von Luftfahrt-
systemen. Forschungsergebnisse aus der Bauphysik. Dissertation, Universität
Stuttgart, Stuttgart (2015).
- [63] Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität
Stuttgart: E2M2s. [http://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/modelle/E2M2s/
index.html](http://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/modelle/E2M2s/index.html) (Stand: 17.02.2017).
- [64] Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart:
Gesamtbilanzierung und Wirkungsgradbestimmung eines erdgasbetriebenen
Mini-Blockheizkraftwerks. [http://www.itw.uni-stuttgart.de/dokumente/Lehre
/MiniBHKW.pdf](http://www.itw.uni-stuttgart.de/dokumente/Lehre/MiniBHKW.pdf) (Stand: 17.02.2017).
- [65] Institut für Umweltinformatik Hamburg GmbH (ifu): umberto.
<https://www.ifu.com/umberto/> (Stand: 17.02.2017).
- [66] International Energy Agency (IEA): Electricity Information online data service
2016 edition – (expires 15 April 2017). [http://www.iea.org/statistics/
relateddatabases/electricityinformation/](http://www.iea.org/statistics/relateddatabases/electricityinformation/) (Stand: 17.02.2017).
- [67] International Energy Agency (IEA): Power Generation from Coal. Measuring and
Reporting Efficiency Performance and CO₂ Emissions. [http://www.iea.org/ciab/
papers/power_generation_from_coal.pdf](http://www.iea.org/ciab/papers/power_generation_from_coal.pdf) (Stand: 17.02.2017)

- [68] International Energy Agency (IEA): Technology Roadmap. High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power generation. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHighEfficiencyLowEmissionsCoalFiredPowerGeneration_WEB_Updated_March2013.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [69] International Energy Agency (IEA): World Energy Balances online data service 2016 edition – (expires 15 April 2017). <http://www.iea.org/statistics/related/databases/worldenergybalances/> (Stand: 17.02.2017).
- [70] International Energy Agency (IEA): World Energy Statistics online data service 2016 edition – (expires 15 April 2017). <http://www.iea.org/statistics/related/databases/worldenergystatistics/> (Stand: 17.02.2017).
- [71] ISO 15118-2:2014, Road vehicles -- Vehicle-to-Grid Communication Interface -- Part 2: Network and application protocol requirements. Genf (2014).
- [72] Kail, C.; Haberberger, G.: Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen. VDI-Berichte, Nr. 1594 (2001), S. 99-112.
- [73] Kather, A. et al.: Innovative Techniken – Beste verfügbare Technik in ausgewählten Sektoren – Teilvorhaben 01: Großfeuerungsanlagen (Revision des BVT-Merkblattes ab 2010). Institut für Energietechnik, Technische Universität Hamburg-Harburg, Hamburg (2013).
- [74] Klöpffer, W.; Grahl, B.: Ökobilanz (LCA). Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf. Wiley-VCH, Weinheim (2009).
- [75] Kolar, J.: Stickstoffoxide und Luftreinhaltung. Grundlagen, Emissionen, Transmission, Immissionen, Wirkungen. Springer Berlin Heidelberg, Berlin (1990).
- [76] Kreyenberg, O. et al.: Modern Combined Cycle Power Plants – Improvement of a high efficient and clean technology. Siemens PG, Wien (2004).
- [77] KWK kommt Adi Golbach UG:KWK-Technologien. <http://kwkkommt.de/knowhow/kwk-technologien.html> (Stand: 17.02.2017).
- [78] Lechner, C.; Seume, J. (Hrsg.): Stationäre Gasturbinen. 2. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg (2010).

- [79] Lindner, J. P.: Quantitative Darstellung der Wirkungen landnutzender Prozesse auf die Biodiversität in Ökobilanzen. Forschungsergebnisse aus der Bauphysik. Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart (2015).
- [80] Macak, J.: Evaluation of Gas Turbine Startup and Shutdown Emissions for New Source Permitting. <https://www.environmental-expert.com/Files/6709/articles/5647/evaluationofpermitting.pdf> (Stand: 17.02.2017).
- [81] Meibom, P. et al.: All Island Grid Study. Risø National Laboratory (2007). http://www.uwig.org/Irish_All_Island_Grid_Study/Workstream_2B.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [82] Meinke, S.: Modellierung thermischer Kraftwerke vor dem Hintergrund steigender Dynamikanforderungen aufgrund zunehmender Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung. Dissertation, Universität Rostock, Rostock (2012).
- [83] Mulkey, C.E.: Evaluation of Nitrogen Oxide Emissions During Startup of Simple Cycle Combustion Turbines. Thesis, Florida State University, Florida (2003).
- [84] Müller, L.: Handbuch der Elektrizitätswirtschaft. 1. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlin (1998).
- [85] National Renewable Energy Laboratory (NREL): Impacts of Wind and Solar on Fossil-Fueled Generators, Preprint. Conference Paper, NREL (2012).
- [86] National Renewable Energy Laboratory (NREL): The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2. Technical Report, NREL (2013).
- [87] Next Kraftwerke GmbH: Strommarkt. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt> (Stand: 17.02.2017).
- [88] Nitsch, J. et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. DLR; Fraunhofer IWES; IFNE (2012).
- [89] OECD; IEA; Eurostat: Energy Statistics Manual. OCED/IEA (2005).
- [90] Oei, P. et al.: Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende. 1. Auflage, DIW Berlin, Berlin (2014).
- [91] Oeser, M.: Systemanalyse der Umweltwirkungen hoher Windstromanteile. Diplomarbeit, Universität Stuttgart, Stuttgart (2006).

- [92] Pavri, R.; Moore, G.: Gas Turbine Emissions and Control. https://st-powergen.gepower.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/documents/technical/ger/ger-4211-gas-turbine-emissions-and-control.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [93] Pehnt, M. et al.: Consequential environmental system analysis of expected offshore wind electricity production in Germany. *Energy*, Nr. 33 (2008), S. 747-759.
- [94] PRé: SimaPro LCA Software. PRé Consultants, Amersfoort, Niederlande (2014).
- [95] Pyc, I.: VDE-Studie: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) (2013).
- [96] Raths, S. et al.: Ganzheitliche Bewertung von elektrischen Energieversorgungssystemen. Smart Grid: intelligente Energieversorgung der Zukunft, VDE-Kongress 2012, Stuttgart (2012).
- [97] Regelleistung.net: Markt für Regelleistung in Deutschland. <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information> (Stand: 17.02.2017).
- [98] Remppis, S.: Erstellung eines regional aufgeteilten dynamischen Modells zur Abbildung der Ausgleichsprozesse im europäischen Verbundsystem. Diplomarbeit, Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik, Stuttgart (2012).
- [99] Richter, J.: DIMENSION – A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Köln (2003).
- [100] Roeder, V.; Kather, A.: Part Load Behaviour of Power Plants with a Retrofitted Post-Combustion CO₂ Capture Process. *Energy Procedia*, Nr. 51 (2014), S. 207-216.
- [101] RP Photonics Consulting GmbH: Blindleistungskompensation. <https://www.energie-lexikon.info/blindleistungskompensation.html> (Stand: 17.02.2017).
- [102] Salzinger, M. et al.: Untersuchung zukünftiger Flexibilisierungsanforderungen und -maßnahmen des fossil befeuerten Kraftwerksparks. Tagungsband: 48. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, Dresden (2016), S. 283-294.

- [103] Salzinger, M.; Remppis, S.: Influence of power-to-heat systems on the German energy system. VGB PowerTech Journal 5/2016, Essen (2016), S. 25-30.
- [104] Scheffknecht, G.: Persönliche Auskunft, Stuttgart (2018).
- [105] Schuller, O.: Methode zur Bestimmung von Umweltprofilen der zukünftigen Erdölversorgung und erdölbasierten Kraftstoffbereitstellung. Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart (2010).
- [106] Schuller, O.: LCA of Electricity Supply. Workshop Power&Biomass to Gas - Potenziale der Speicherung erneuerbarer Energie im Erdgasnetz, Stuttgart (2015).
- [107] Schuller, O.; Fischer M.: LCI Modeling in the energy sector using generic models. SETAC Europe 16th Annual Meeting, The Hague (2006).
- [108] Schweizer, A.: Konzentrationsangaben der Emissionen im Abgas. http://www.schweizer-fn.de/abgas/umrech_ppm/umrech_ppm.php (Stand: 17.02.2017).
- [109] Siemens AG: BENSON® Technologie. <http://www.energy.siemens.com/hq/de/fossile-stromerzeugung/kraftwerke/dampfkraftwerke/benson-dampferzeuger.htm> (Stand: 17.02.2017).
- [110] Siemens AG: Gas- und Dampfturbinenkraftwerk Irsching 5 bei Ingolstadt setzt neue Maßstäbe. <https://www.siemens.com/press/pi/EFP201005073d> (Stand: 17.02.2017).
- [111] Siemens AG: SGT-800 Industrial Gas Turbine. Siemens Industrial Turbomachinery AB (2009).
- [112] Siemens AG: Siemens übergibt 750 MW-Dampfkraftwerk Lünen mit Rekord-Wirkungsgrad. [http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2013/energy/power-generation/ep201312013.htm&content\[\]=EP&content\[\]=PG](http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2013/energy/power-generation/ep201312013.htm&content[]=EP&content[]=PG) (Stand: 17.02.2017).
- [113] STEAG AG Essen (Hrsg.): Strom aus Steinkohle: Stand der Kraftwerkstechnik. Springer-Verlag Berlin Heidelberg (1988).
- [114] Strauß, K.: Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. 6., aktualisierte Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlin (2009).

- [115] Strogies, M.; Gniffke, P.: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2014. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2012. Umweltbundesamt, Dessau (2014).
- [116] Strogies, M.; Gniffke, P.: Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol 2014. National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 - 2012. Umweltbundesamt, Dessau (2014).
- [117] Styczynski, Z.A. et al.: Wandlung von Primärenergie in Nutzenergie. In: Grote, K.-H.; Feldhusen, J. (Hrsg.): Dubbel. 24. Auflage, Springer, Berlin (2014), S. 796-811.
- [118] Szczechowicz, E. et al.: Time dependency of emissions from energy generation influencing the life cycle management. Program Life Cycle Management Conference LCM 2011, Berlin (2011).
- [119] Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiesysteme: Prozesstechnik und Umweltschutz in modernen Kraftwerken, Kapitel 3 – Dampferzeuger. München (2010).
- [120] The European Commission: The Medium Combustion Plant (MCP) Directive. <http://ec.europa.eu/environment/industry/stationary/mcp.htm> (Stand: 17.02.2017).
- [121] The European IPPC Bureau: Reference documents under the IPPC Directive and the IED. <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/> (Stand: 17.02.2017).
- [122] Then, O. et al.: Emsland KA26 power plant: high efficiency with flexibility. Modern Power Systems, March 2008 (2008).
- [123] thinkstep: GaBi Software System and Databases for Life Cycle Engineering. thinkstep, Leinfelden-Echterdingen (1992-2017).
- [124] Treyer, K.; Bauer, C.: Life cycle inventories of electricity generation and power supply in version 3 of the ecoinvent database – part I: electricity generation. The International Journal of Life Cycle Assessment, Nr. 21 (2016), S. 1236-1254.

- [125] Turconi, R. et al.: Emissions from cycling of thermal power plants in electricity systems with high penetration of wind power: Life cycle assessment for Ireland. *Applied Energy*, Nr. 131 (2014), S. 1-8.
- [126] U.S. Energy Information Administration: Operable Generating Units in the United States by State and Energy Source, 2011. <https://www.eia.gov/electricity/data/eia860/> (Stand: 17.02.2017).
- [127] Umweltbundesamt: Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen. https://www.thru.de/fileadmin/SITE_MASTER/content/Dokumente/Downloads/2015-11-25d_braun-_und_steinkohlen_aktualisierung_2015.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [128] Umweltbundesamt: Energiebedingte Emissionen. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energiebedingte-emissionen> (Stand: 17.02.2017).
- [129] Umweltbundesamt: Genfer Luftreinhalteabkommen. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/regelungen-strategien/internationale-uebereinkommen#textpart-1> (Stand: 17.02.2017).
- [130] Umweltbundesamt: Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU). Merkblatt über beste verfügbare Techniken für Großfeuerungsanlagen, Juli 2006, mit ausgewählten Kapiteln in deutscher Übersetzung. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/419/dokumente/bvt_grossfeuerungsanlagen_vv.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [131] Umweltbundesamt: Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/kraft-waerme-kopplung-kwk> (Stand: 17.02.2017).
- [132] Umweltbundesamt: Public Electricity And Heat Production. <http://iir-de-2014.wikidot.com/public-electricity-and-heat-production> (Stand: 17.02.2017).
- [133] United States Environmental Protection Agency (EPA): Air Markets Program Data. <https://ampd.epa.gov/ampd/> (Stand: 17.02.2017).
- [134] United States Environmental Protection Agency (EPA): AP-42: Compilation of Air Emission Factors. <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-Compilation-air-emission-factors> (Stand: 17.02.2017).

- [135] Universität Duisburg, Lehrstuhl Energietechnik: Schaltungen von Kombiprozessen. <https://www.uni-due.de/imperia/md/content/verfahrenstechnik/et52010.pdf> (Stand: 17.02.2017)
- [136] Valentino, L. et al.: System-Wide Emissions Implications of Increased Wind Power Penetration. *Environmental Science and Technology*, Nr. 46 (2012), S. 4200-4206.
- [137] Vattenfall AB: Heizkraftwerk Moorburg – eines der modernsten und effizientesten Kraftwerke in Europa. <http://kraftwerke.vattenfall.de/moorburg> (Stand: 17.02.2017).
- [138] Verein Deutscher Ingenieure: Statusreport 2013. Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland – Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen. VDI, Düsseldorf (2013).
- [139] Verein Deutscher Ingenieure: VDI-Richtlinie: VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Beuth Verlag, Berlin (2008).
- [140] VGB PowerTech e.V.: VGB Stellungnahme. Jahresnutzungsgrad von fossil befeuerten Kraftwerken gemäß den „besten verfügbaren Kraftwerkstechniken“, Stand August 2004. <https://www.vgb.org/vgbmultimedia/Benchmark+Ansatz.pdf> (Stand: 17.02.2017).
- [141] Von Roon, S.; Huck, M.: Merit Order des Kraftwerkparcs. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München (2010).
- [142] Wärtsilä Corporation: Combustion Engine vs. Gas Turbine: Part Load Efficiency and Flexibility. <http://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-part-load-efficiency-and-flexibility> (Stand: 17.02.2017).
- [143] Wietschel, M. et al.: *Energietechnologie der Zukunft. Erzeugung, Speicherung Effizienz und Netze*. Springer Vieweg, Wiesbaden (2015).

- [144] Zentrum für Energieforschung Stuttgart, Universität Stuttgart: Neubau fossil gefeuerter Kraftwerke – Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, CO₂-Reduzierung. Endbericht. http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/Zfes_2006_0008_%20Fossile_Kraftwerke.pdf (Stand: 17.02.2017).
- [145] Ziems, C. et al.: Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen. Universität Rostock, Rostock (2012).

Anhang

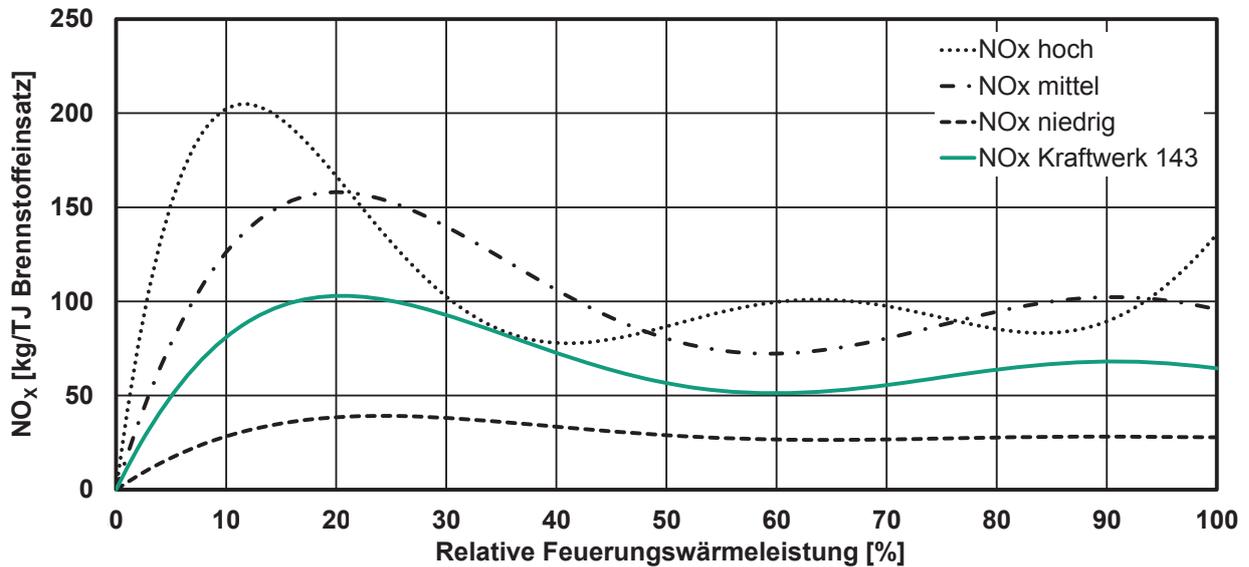


Bild A-1: NO_x-Emissionskennlinie des Beispielkraftwerks für positive Laständerungen. Dargestellt ist der NO_x-Emissionsfaktor in Abhängigkeit von der relativen Feuerungswärmeleistung.

Tabelle A-1: Volllaststunden der Kraftwerksgruppen im Jahr 2014.

Kraftwerkstyp	Volllaststunden im Jahr 2014 [h]
Alte Braunkohlekraftwerke	5237
Neue Braunkohlekraftwerke	6353
Alte Steinkohlekraftwerke	3425
Neue Steinkohlekraftwerke	4525
Alte GuD-Kraftwerke	1945
Neue GuD-Kraftwerke	480
Alte Gasturbinenkraftwerke	1276
Neue Gasturbinenkraftwerke	626
Alte Gas-Dampfkraftwerke	1654
Neue Gas-Dampfkraftwerke	6188

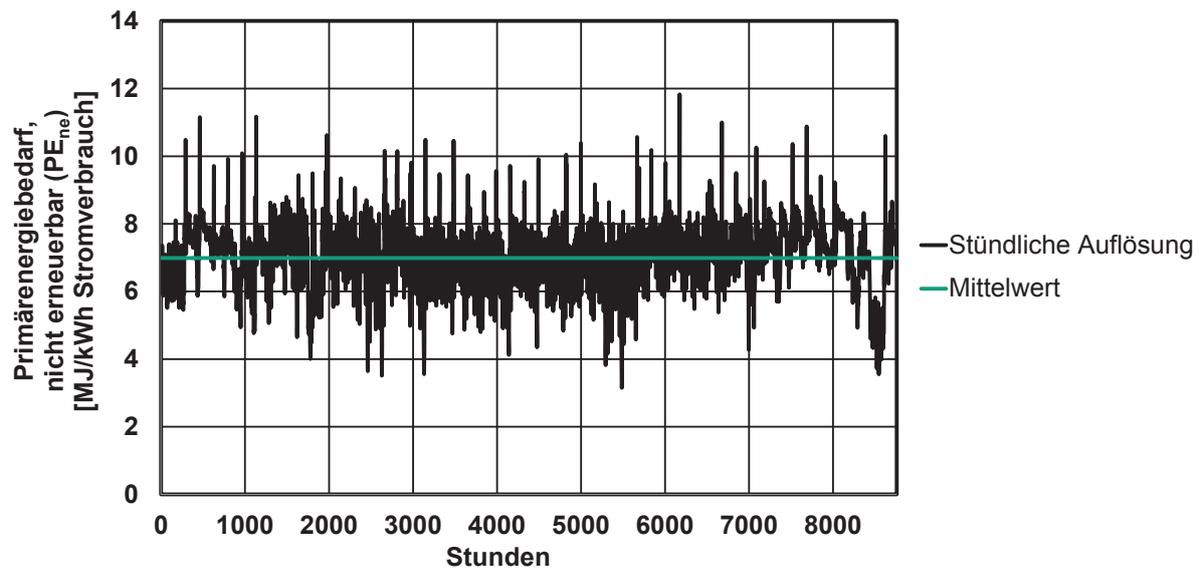


Bild A-2: Jahresganglinie und jährlicher Mittelwert des Primärenergiebedarfs aus nicht erneuerbaren Ressourcen für 2014.

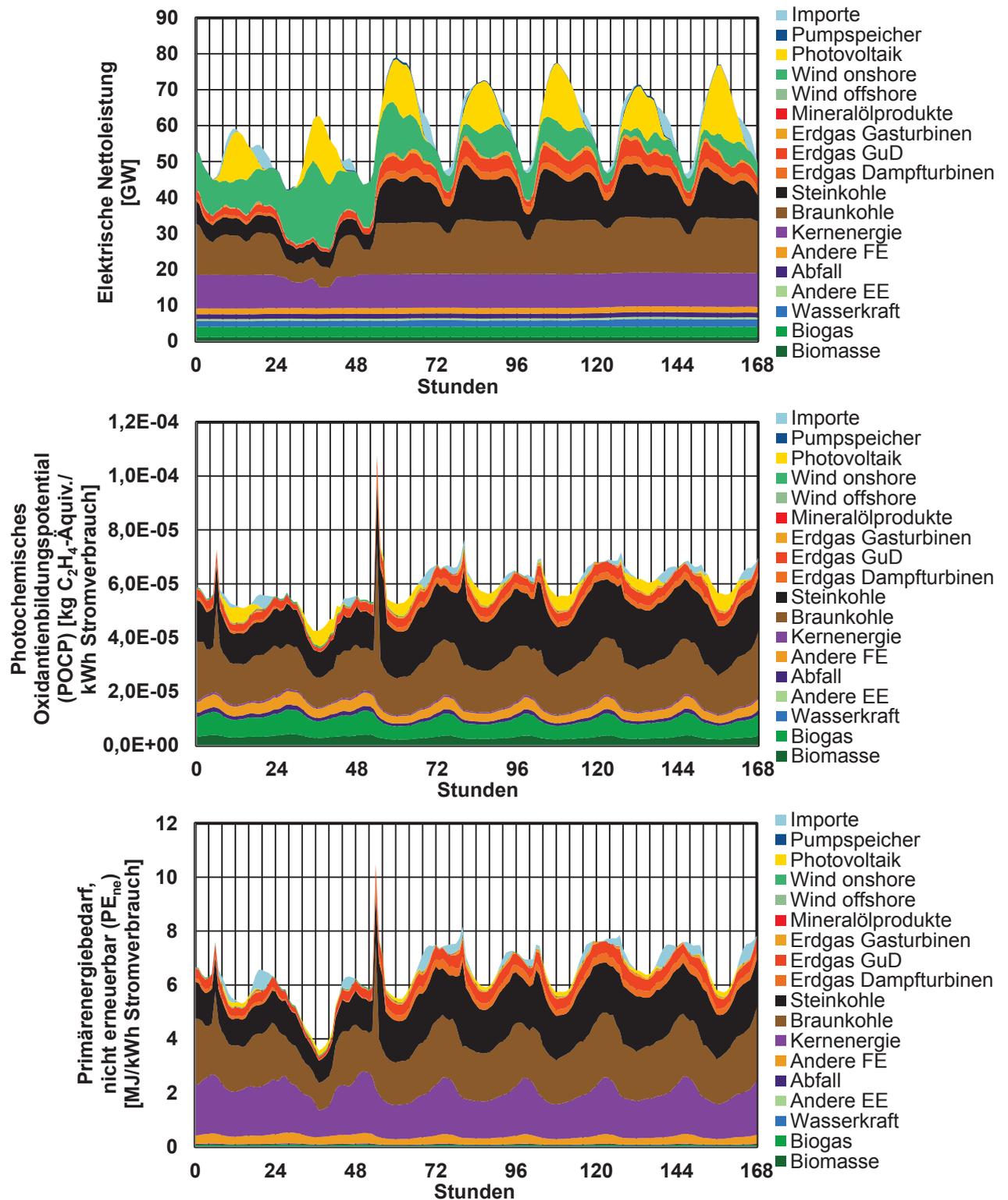


Bild A-3: Verlauf der Nettostromerzeugung, des photochemischen Oxidantienbildungspotentials und des Primärenergiebedarfs aus nicht erneuerbaren Ressourcen in der Beispielwoche vom 10.05.2014 bis 16.05.2014.

Tabelle A-2: Relative Anteile der Stromerzeugung sowie An- und Abfahrvorgängen am Versauerungspotential der Stromversorgung.

Kraftwerkstyp	Anteile (Stromerzeugung / Anfahren / Abfahren) [%]	
	12.05.2014, 5:00 Uhr - 6:00 Uhr	Mittelwert 2014
Braunkohlekraftwerke	20,3 / 35,8 / 0,6	28,9 / 0,4 / 0,0
Steinkohlekraftwerke	10,2 / 5,4 / 0,0	26,1 / 0,4 / 0,0
GuD-Kraftwerke	1,2 / 0,2 / 0,0	1,9 / 0,0 / 0,0
Gasturbinenkraftwerke	0,1 / 0,0 / 0,0	0,4 / 0,0 / 0,0
Gas-Dampfkraftwerke	0,6 / 1,1 / 0,0	1,0 / 0,0 / 0,0

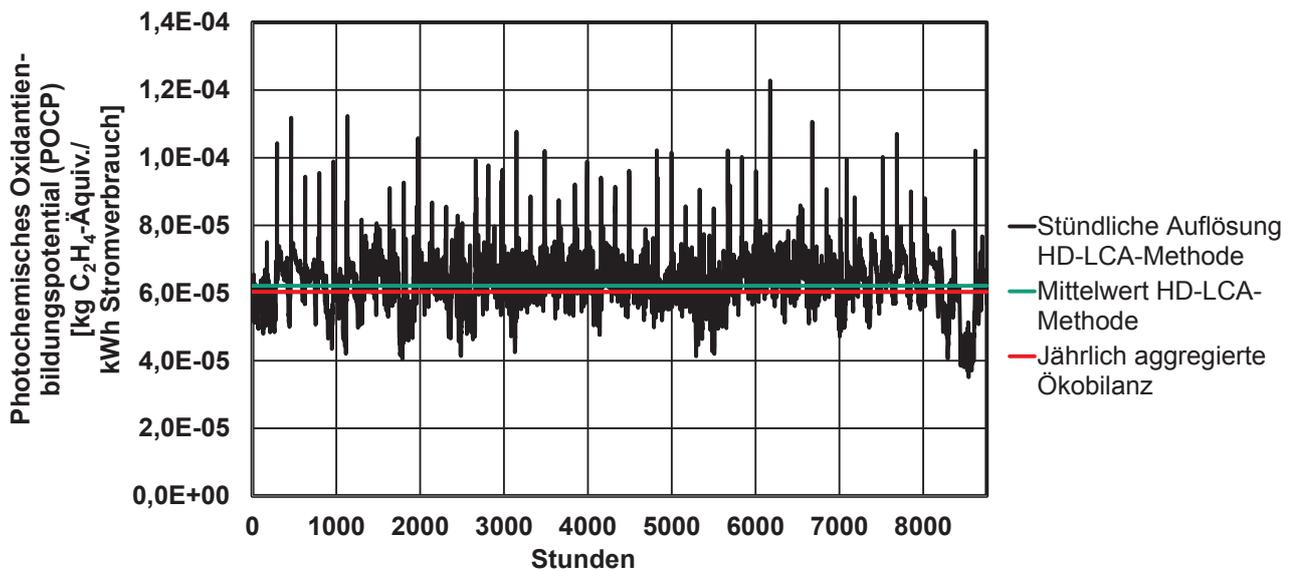


Bild A-4: Vergleich des photochemischen Oxidantienbildungspotentials für 2014 auf Basis der HD-LCA-Methode und der jährlich aggregierten Ökobilanz.

Lebenslauf

Persönliche Angaben

Name	Michael Baumann
Familienstand	verheiratet, 1 Kind
Geburtsdatum	21.03.1983
Geburtsort	Ulm

Berufliche Tätigkeiten

Seit 2018	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP in der Abt. Ganzheitliche Bilanzierung (GaBi), Stuttgart
Seit 2010	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Akustik und Bauphysik (ehemals Lehrstuhl für Bauphysik) in der Abt. Ganzheitliche Bilanzierung (GaBi) der Universität Stuttgart
2009	Praktikum bei der Daimler AG im Mercedes-Benz Werk Hamburg
2006-2008	Studentische Hilfskraft am Lehrstuhl für Bauphysik in der Abt. Ganzheitliche Bilanzierung (GaBi) der Universität Stuttgart

Schulbildung und Studium

2010	Diplom im Ingenieurstudiengang Maschinenwesen an der Universität Stuttgart
2003-2010	Studium des Maschinenwesens an der Universität Stuttgart, Hauptfächer: Kunststoffkunde, Umformtechnik
2002-2003	Zivildienst am St. Anna-Stift Ulm
2002	Abitur am Bertha-von-Suttner-Gymnasium Neu-Ulm

Mit dem Ziel der Senkung des Treibhausgasausstoßes werden Technologien zunehmend elektrifiziert. Beispiele hierfür sind Elektroautos und Wärmepumpen. Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne und der unregelmäßige Betrieb von Verbrennungskraftwerken führen jedoch schon heute zu zeitlich variierenden Umweltprofilen der Stromversorgung. Für stromverbrauchende Produkte ist es daher hochrelevant, wann und mit welchem Mix der Strom erzeugt wird. Die HD-LCA-Methode (Hourly Defined Life Cycle Assessment) ermöglicht es, Umweltprofile der heutigen und zukünftigen Stromversorgung in stündlicher Auflösung zu ermitteln. Es werden die Strom- und Wärmeenergieerzeugung einzelner Kraftwerke, An- und Abfahrvorgänge und in Teillast variierende Wirkungsgrade und Emissionen berücksichtigt. Die Methodenanwendung am Beispiel der deutschen Stromversorgung 2014 zeigt, dass die stündliche Auflösung des Treibhauspotentials und weiterer Umweltwirkungen signifikante Abweichungen im Vergleich zu jährlichen Mittelwerten mit sich bringt. Die HD-LCA-Methode leistet durch die realitätsnahe Ökobilanzierung einen Beitrag zur ökologischen Gestaltung der Stromversorgung und zur Entwicklung ökologischer Produkte.

