

Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Forschungsbericht

**Methodische Weiterentwicklung
dynamischer, prospektiver
Treibhausgasemissionsfaktoren zur
Analyse von Technologien der
Sektorkopplung**

Nils
Seckinger

Band 146

Methodische Weiterentwicklung dynamischer, prospektiver Treibhausgasemissionsfaktoren zur Analyse von Technologien der Sektorkopplung

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur
Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Nils Seckinger
geboren in Bad Urach

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. Peter Radgen
Mitberichter: Univ.-Prof. Dr. techn. Günter Scheffknecht

Tag der Einreichung: 05. Juli 2021
Tag der mündlichen Prüfung: 11. Januar 2022

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek

Abteilung Effiziente Energienutzung (EE)
Prof. Dr.-Ing. P. Radgen

2021

ISSN 0938-1228

D93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Danksagung

Die vorliegende Forschungsarbeit entstand am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart im Rahmen eines Stipendiums der Graduierten- und Forschungsschule „Effiziente Energienutzung“ Stuttgart (GREES) und während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Effiziente Energienutzung.

Mein Dank gilt zuallererst meiner Partnerin Valerie Eberle, meinen Eltern und meiner Familie für die bedingungslose Unterstützung, auf die ich mich jederzeit verlassen konnte. Ich bedanke mich für den Rückhalt und all die Kraft während der Dauer meiner Promotion.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Peter Radgen für die Betreuung meiner Forschungsarbeit, die konstruktiven Anregungen und Diskussionen sowie die vertrauensvolle Zusammenarbeit, die zum erfolgreichen Abschluss dieser Forschungsarbeit geführt haben. Ebenso danke ich Herrn Univ.-Prof. Dr. techn. Günter Scheffknecht für die Übernahme des Mitberichts.

Weiterhin möchte ich mich insbesondere bei meinen Kollegen Dr.-Ing. Roman Flatau, Annika Gillich, Dirk Turek, Paula Wenzel, Hélène Godin, Samah Gouya, Matthias Leisin und meinem Bruder Sven Seckinger für die vielen konstruktiven Diskussionen und Hinweise oder die kritische Durchsicht meiner Forschungsarbeit bedanken.

Für die unvergessliche Zeit sowohl am, als auch außerhalb des IER, die Kollegialität und die freundschaftliche Zusammenarbeit möchte ich mich zudem bei allen Kolleginnen und Kollegen des IER bedanken.

Stuttgart im Juli 2021

Nils Seckinger

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	XIII
Abkürzungsverzeichnis	XVII
Formelzeichen, Indizes und Mengen	XXI
Kurzfassung	XXV
Abstract	XXVII
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund	4
1.2 Problemstellung und Zielsetzung	8
1.3 Aufbau der Forschungsarbeit	11
2 Energie wirtschaftliche Grundlagen	13
2.1 Struktur des Energiebedarfs Deutschlands	13
2.2 Dekarbonisierung der Stromerzeugung	15
2.3 Sektorkopplung.....	17
2.4 Technologischer Transformationsprozess.....	20
3 Stand der Forschung	23
3.1 Methoden zur Berechnung von Emissionsfaktoren	23
3.1.1 Brennstoffspezifische Emissionsfaktoren	25
3.1.2 Allokationsmethoden der Kraft-Wärme-Kopplung	29
3.1.3 Emissionsfaktoren der Strombereitstellung	35
3.1.4 Strommix-Emissionsfaktor	41
3.1.5 Marginaler Emissionsfaktor	42
3.2 Anwendung von Emissionsfaktoren	47
3.2.1 Energiesystemsicht – Emissionshandel	47
3.2.2 Interpretation der Emissionsfaktoren in der Ökobilanzierung.....	48
3.2.3 Herleitung von Lastprofilen.....	49
3.2.4 Berechnung der Treibhausgasvermeidungskosten	51
3.3 Limitierung der Methoden	54
3.3.1 Einordnung relevanter Literatur	55
3.3.2 Erweiterung der Methoden	58

4	Entwicklung der Emissionsfaktoren.....	61
4.1	Modell- und Simulationsbeschreibung	61
4.2	Datengrundlage	62
4.2.1	Strommarktmodellierung	63
4.2.2	Szenarien der Stromerzeugung	65
4.2.3	Datenaufbereitung	69
4.3	Strommix-Emissionsfaktor	76
4.3.1	Berechnungsmodell	76
4.3.2	Analyse des Strommix-Emissionsfaktors	80
4.4	Methodische Weiterentwicklung des marginalen Emissionsfaktors	88
4.4.1	Berechnungsmodell	88
4.4.2	Analyse des marginalen Emissionsfaktors	101
4.4.3	Sensitivitätsanalyse	109
4.5	Kritische Betrachtung der Emissionsfaktoren	112
4.5.1	Einfluss der methodischen Erweiterung	112
4.5.2	Vergleich der Strommix- und marginalen Emissionsfaktoren	114
4.5.3	Interpretation und Anwendung der entwickelten Emissionsfaktoren	115
5	Analyse von Sektorkopplungstechnologien.....	119
5.1	Exemplarische Anwendung der entwickelten Emissionsfaktoren	119
5.2	Treibhausgasarme Wasserstoffherzeugung.....	120
5.2.1	Modellierung der Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse	126
5.2.2	Ergebnis mit dem Strommix-Emissionsfaktor	128
5.2.3	Ergebnis mit dem marginalen Emissionsfaktor	130
5.2.4	Schlussfolgerung	131
5.3	Elektrifizierung der industriellen Dampferzeugung.....	132
5.3.1	Modellierung der Dampferzeugung	136
5.3.2	Ergebnis mit dem Strommix-Emissionsfaktor	140
5.3.3	Ergebnis mit dem marginalen Emissionsfaktor	145
5.3.4	Schlussfolgerung	148
6	Schlussbetrachtung	149
6.1	Zusammenfassung	149
6.2	Weiterer Forschungsbedarf	155
6.3	Fazit	156

Literaturverzeichnis.....	159
A Anhang: Berechnungen und Annahmen.....	199
B Anhang: Entwicklung der Emissionsfaktoren.....	209
C Anhang: Analyse von Sektorkopplungstechnologien.....	215

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Emissionsquellen der von der UN-Klimarahmenkonvention abgedeckten Treibhausgase im Verlauf seit 1990 mit den aktuellen unverbindlichen Treibhausgasminderungszielen des Klimaschutzplans der Bundesregierung gegenüber dem Basisjahr 1990. Stand der Daten: 18.06.2021.....	3
Abbildung 1-2:	Lösungsraum der Emissionsfaktoren des Stromverbrauchs als Funktion des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung und der Bereitstellung der Residuallast durch erdgasbefeuerte Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke oder Braunkohlekraftwerke.	7
Abbildung 1-3:	Aufbau der Forschungsarbeit.	12
Abbildung 2-1:	Bilanz des gesamten Primär- (3641 TWh) und Endenergiebedarfs (2499 TWh = 100 %) in Deutschland im Jahr 2018. Die eingesetzten Energieträger werden als Endenergie aufgeteilt in die jeweiligen Anwendungsgebiete dargestellt. Anmerkung: Der Exportüberschuss im Stromsektor ist bereits abgezogen und somit der Nettostromverbrauch inklusive Handelssaldo angegeben.....	14
Abbildung 3-1:	Darstellung der verschiedenen Eigenschaften welche den Emissionsfaktor der Stromerzeugung beeinflussen.....	25
Abbildung 3-2:	Boxplot der harmonisierten LCA-Emissionsfaktoren von erneuerbaren Energien und Kernkraftwerken aus zahlreichen veröffentlichten Studien, bilanziert auf die erzeugte Kilowattstunde Strom (funktionelle Einheit). Die Daten beruhen auf einer Metaanalyse des National Renewable Energy Laboratory (NREL) aus dem Jahr 2013.....	28
Abbildung 3-3:	Verschiedene Allokationsmethoden für die Wärmeerzeugung in KWK-Systemen in Abhängigkeit vom elektrischen Wirkungsgrad im Vergleich. Ein elektrischer Nettowirkungsgrad bis $\eta_{el} = 0,58$ bei einem Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 0,9$ wird nur von modernen, hocheffizienten GuD-Kraftwerken erreicht. Eine zusätzliche Übersicht über die Stromerzeugung, weitere Methoden sowie alle berechneten Datenpunkte ist im Anhang in Tabelle A-2 zu finden.	34
Abbildung 3-4:	Bilanzierung der deutschen Stromversorgung vom Primärenergieeinsatz bis zur Endenergienutzung im Jahr 2018. Es wird angenommen, dass die Anteile der unterschiedlichen Erzeugungsarten (Gase, Braunkohle usw.) am	

	Gesamtverbrauch hin zum Nettostromverbrauch inklusive Handelssaldo gleich bleiben.	36
Abbildung 3-5:	Die Steigung β der Regressionsgerade bildet nach Hawkes (2010) eine gute Näherung für den durchschnittlichen MEF – hier berechnet für Deutschland im Jahr 2020 aus der fossilen Stromerzeugung des Strommarktmodells E2M2 (alle Stromerzeugungsanlagen abzüglich der erneuerbaren Energien).	44
Abbildung 3-6:	Exemplarischer Vergleich der jährlichen (oben) und auf die Lebenszeit (10 Jahre) kumulierten (unten) THG-Emissionen verursacht durch eine Elektrifizierungsmaßnahme und deren Referenztechnologie. Die THG-Emissionen kumuliert auf die Lebenszeit sind dem Jahr der Inbetriebnahme zugeordnet.	52
Abbildung 3-7:	Einordnung der methodischen Änderungen im jeweiligen Problemcluster der beiden grundsätzlichen Bewertungsmethoden AEF und MEF. Die Problemcluster 1, 3 und 4 sind dem Problemcluster 2 jeweils untergeordnet.	59
Abbildung 4-1:	Prozessschema der verschiedenen Simulationsschritte: Datengrundlage, Strommix-Emissionsfaktor (AEF), marginaler Emissionsfaktor (MEF) und exemplarische Anwendung. Das Strommarktmodell E2M2, die damit getätigten Rechenläufe und die daraus erzeugten Szenarien sind externe Ergebnisse und wurden in dieser Forschungsarbeit nur begleitet und teilweise aufgearbeitet.	62
Abbildung 4-2:	Modellierter blockscharfer Kohleausstieg in E2M2 in beiden Szenarien mit den Zielvorgaben der Kraftwerkskapazität nach dem Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes und dem bereits beschlossenen Zu- und Rückbau der Kohlekraftwerke. Die Kapazitätsangaben beziehen sich jeweils auf den Jahresanfang.	66
Abbildung 4-3:	Ergebnis der Optimierung: Bruttostromerzeugung inklusive Handelssaldo, abzüglich des Kraftwerkseigenverbrauchs der beiden Szenarien BAU und KS. Die korrespondierende installierte Leistung des Kraftwerksparks ist in Abbildung 4-4 dargestellt. Werte kleiner als 3 TWh sind nicht beschriftet. Quelle: aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021).	67
Abbildung 4-4:	Installierte Leistung des Kraftwerksparks in den Szenarien BAU und KS als Ergebnis des Optimierungsmodells E2M2. Geringere Werte als 5 GW sind nicht beschriftet. Quelle: aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021).	69

Abbildung 4-5:	Struktur der Ausgabedaten von E2M2 und die Aggregationsebenen der Erzeugungseinheiten.....	70
Abbildung 4-6:	Spezifische THG-Emissionen je kWh _{el} beeinflusst durch den elektrischen Bruttowirkungsgrad des Kraftwerks im Kondensationsbetrieb im Strommarktmodell E2M2 sowie der durchschnittliche Bruttowirkungsgrad ohne Wärmeauskopplungen des energieträgerspezifischen Kraftwerksparks 2018.....	76
Abbildung 4-7:	Oben: Boxplot der Strommix-Emissionsfaktoren (AEF) in den Szenarien BAU und KS. Die Länge der Whisker beträgt $w = 1,5; q3 + w \cdot q3 - q1 < \text{Ausreißer} < q1 - w \cdot q3 - q1$. Das entspricht einer Abdeckung der Werte von etwa 99,3 % bei einer Normalverteilung. Die waagerechte Linie in der Box zeigt den Median. Unten: die geordneten Jahresdauerlinien der Stützjahre im Vergleich. Der AEF _{LCA} wird im Anhang in Abbildung B-1 gezeigt. Quelle: aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021).....	81
Abbildung 4-8:	Oben: Zusammenhang des stündlichen AEF mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung (Ordinate) und der gleichzeitig nachgefragten Last, dem Nettostromverbrauch (Abszisse), als Streudiagramm. Szenario: KS. Aufteilung Januar und Juni im Anhang in Abbildung B-2. Unten: die zeitliche Verteilung der 8760 AEF-Werte im Verlauf des Jahres und Tages in Form einer Heatmap. Der AEF wird in einer farbigen Skala aufgezeigt. Der AEF _{LCA} wird im Anhang in Abbildung B-3 gezeigt. Quelle: aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021).....	84
Abbildung 4-9:	Zusammenhang des AEF mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung im KS-Szenario im Jahr 2020 (oben) und im Jahr 2040 (unten). Links: Einfärbung der Datenpunkte in Abhängigkeit von der ausgespeicherten Strommenge. Rechts: Einfärbung der Datenpunkte in Abhängigkeit von der Stromaustauschmenge. Quelle: aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021).....	86
Abbildung 4-10:	Durchschnittlicher stündlicher Differenzfaktor $D_{Ft,bGew}$ in 24 Klassen.....	95
Abbildung 4-11:	Geordnete Jahresdauerlinien des Auftretens von Überschussstrom in den beiden Szenarien. Überschussstrom von weniger als 100 MWh wird nicht dargestellt (2020 und bei BAU auch 2025).....	97
Abbildung 4-12:	Erklärung der Bedingungen zur Bildung des MEF. Die bedingten Rechenanweisungen aus Gleichung 4-10 sind nummeriert von links nach rechts dargestellt.	98
Abbildung 4-13:	Programmablaufplan der in MATLAB durchgeführten Berechnungen für die Bildung des MEF. Die Rechenschritte sind mit der jeweiligen Gleichung	

	(Gl.) und der entsprechenden Zeile (Z) benannt. Datenimport, interne Schleifen und Datenexport werden nicht angezeigt. Der übergreifende Modellaufbau wird in Abbildung 4-1 beschrieben.	99
Abbildung 4-14:	Unten: Nettostromerzeugung im Szenario KS im Jahr 2030, Stunden 3384 bis 3504. Mitte: der korrespondierende Verlauf des MEF. Oben: die Zusammensetzung des MEF aus den einzelnen Kategorien und Berechnungsvorschriften.....	100
Abbildung 4-15:	Jährliche Zusammensetzung des MEF in den beiden Szenarien BAU und KS mit den Anteilen des Emissionsfaktors für Überschussstrom <i>EFC</i> , des gewichteten Differenzfaktors <i>DftGew</i> sowie des durchschnittlichen Differenzfaktors <i>Dft,bGew</i>	101
Abbildung 4-16:	Durchschnittliche Anteile einer Kraftwerksgruppe am stündlichen Differenzfaktor <i>DftGew</i> je Szenario und Stützjahr.....	102
Abbildung 4-17:	Oben: Boxplot der marginalen Emissionsfaktoren (MEF) in den Szenarien BAU und KS. Die Länge der Whisker beträgt $w = 1,5; q_3 + w \cdot q_3 - q_1 < \text{Ausreißer} < q_1 - w \cdot q_3 - q_1$. Das entspricht einer Abdeckung der Werte von etwa 99,3 % bei einer Normalverteilung. Die waagrechte Linie in der Box zeigt den Median. Unten: die geordneten Jahresdauerlinien der Stützjahre im Vergleich. Der MEF_{LCA} wird in Abbildung B-7 gezeigt.	103
Abbildung 4-18:	Oben: Zusammenhang des MEF mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung und der gesamten gleichzeitigen Nettostromerzeugung als Streudiagramm. Unten: die zeitliche Verteilung der 8760 MEF-Werte im Verlauf des Jahres und Tages in Form einer Heatmap. Der MEF wird in einer farbigen Skala aufgezeigt.....	105
Abbildung 4-19:	Oben: Zusammenhang der Art des MEF mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung und der gesamten gleichzeitigen Nettostromerzeugung als Streudiagramm. Unten: die zeitliche Verteilung der 8760 MEF-Werte aufgeteilt in die Zusammensetzung im Verlauf des Jahres und Tages in Form einer Heatmap. Der Art des MEF wird in einer farbigen Skala aufgezeigt.	107
Abbildung 4-20:	Sensitivitätsanalyse: Variation der beiden Parameter (Schwellenwerte) der Bedingungen des Emissionsfaktors für Überschussstrom (oben) und des gewichteten Differenzfaktor (unten). Auf der Ordinate ist die Abweichung vom Jahresdurchschnittswert des MEF mit den gewählten Parametern angegeben.....	111
Abbildung 4-21:	Vergleich der beiden methodischen Optionen „Kein Curtailment“ (oben) und „Keine Bioenergie“ (unten) zum Normalfall (mit den methodischen	

	Erweiterungen). Dargestellt ist die Abweichung jeweils vom Jahresdurchschnittswert und der Standardabweichung des MEF.	113
Abbildung 4-22:	Streudiagramm der stündlichen Werte für den AEF und MEF für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050.....	115
Abbildung 5-1:	Wirkungsgefüge der verschiedenen Methoden der Emissionsbewertung für das Substitut Wasserstoff.....	125
Abbildung 5-2:	Bewertung mit dem AEF. Links: jährliche <i>EFH2</i> in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. Rechts: TVK der PEMEL im Vergleich zu Wasserstoff aus dem SMR. Die Werte des <i>EFH2</i> sind im Anhang in Tabelle C-1 aufgelistet.	128
Abbildung 5-3:	Bewertung mit dem MEF. Links: jährliche <i>EFH2</i> in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. Rechts: TVK der PEMEL im Vergleich zum Wasserstoff aus dem SMR. Die Werte des <i>EFH2</i> sind im Anhang in	131
Abbildung 5-4:	Wirkungsgefüge der verschiedenen Methoden der Emissionsbewertung für die Analyse der Dampferzeugung.	135
Abbildung 5-5:	Synthetische Lastprofile (24 h) der nachgefragten Dampfmenge. Die Maximallast von 2,36 t/h wird theoretisch bei voller Auslastung der Dampferzeuger erreicht.....	137
Abbildung 5-6:	Bewertung mit dem AEF. Links: jährlicher Emissionsfaktor der Dampferzeugung <i>EFDa</i> . Rechts: jährliche LCOS (oben) und die zugehörigen TVK (unten).....	141
Abbildung 5-7:	Bewertung mit dem AEF. Links: relative Lebenszeitemissionen der Dampferzeugung zum Vergleichszeitpunkt des Jahres der Inbetriebnahme. Rechts: TVKL zum Zeitpunkt des Jahres der Inbetriebnahme.....	142
Abbildung 5-8:	Sensitivitätsanalyse im KS-Szenario mit dem AEF für die Dampferzeugung: Variationen von jeweils einem Parameter und die Auswirkungen auf die Ergebnisvariablen für alle Stützjahre. Anmerkung: Hyb = hybrid.....	144
Abbildung 5-9:	Bewertung mit dem MEF. Links: jährlicher Emissionsfaktor der Dampferzeugung <i>EFDa</i> . Rechts: jährliche LCOS (oben) und die zugehörigen TVK (unten).....	145
Abbildung 5-10:	Bewertung mit dem MEF. Links: relative Lebenszeitemissionen der Dampferzeugung zum Vergleichszeitpunkt des Jahres der Inbetriebnahme. Rechts: TVKL zum Zeitpunkt des Jahres der Inbetriebnahme.....	146
Abbildung 5-11:	Sensitivitätsanalyse im KS-Szenario mit dem MEF für die Dampferzeugung: Variationen von jeweils einem Parameter und die Auswirkungen auf die Ergebnisvariablen für alle Stützjahre. Anmerkung: Hyb = hybrid.....	147

Abbildung 6-1:	Lösungsraum der Emissionsfaktoren des Stromverbrauchs als Funktion des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung und der Bereitstellung der Residuallast durch erdgasbefeuerte Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke oder Braunkohlekraftwerke. Prospektive Jahresdurchschnittswerte der Modellergebnisse aus den Szenarien.....	152
Abbildung A-1:	Verlauf der minimalen Emissionsreduktion der Stromerzeugung als exogener Modellparameter, abgeleitet von den Zielen der Bundesregierung (Klimaschutzplan) für die gesamte THG-Reduktion Deutschlands. Quelle: Aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021).	207
Abbildung A-2:	Verschiedene Allokationsmethoden für die Stromerzeugung in KWK-Systemen in Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrads im Vergleich. Das Strommarktmodell E2M2 nutzt die Arbeitswertmethode zur Allokation der Brennstoffmenge. Einen elektrischen Nettowirkungsgrad bis $\eta_{el} = 0,58$ bei einem Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 0,9$ wird nur von modernen hocheffizienten GuD-Kraftwerken erreicht.....	208
Abbildung B-1:	Oben: Boxplot der Strommix-Emissionsfaktoren (AEF_{LCA}) in den Szenarien BAU und KS. Die Länge der Whisker beträgt $w = 1,5; q3 + w \cdot q3 - q1 < Ausreißer < q1 - w \cdot q3 - q1$. Das entspricht einer Abdeckung der Werte von etwa 99,3 % bei einer Normalverteilung. Die waagerechte Linie in der Box zeigt den Median. Unten: die geordneten Jahresdauerlinien der Stützjahre im Vergleich.....	210
Abbildung B-2:	Zusammenhang des stündlichen AEF mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung (Ordinate) und der gleichzeitig nachgefragten Last, dem Nettostromverbrauch (Abszisse) als Streudiagramm. Szenario: KS. Oben: Januar. Unten: Juni.	211
Abbildung B-3:	Oben: Zusammenhang des stündlichen (AEF_{LCA}) mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung (Ordinate) und der gleichzeitig nachgefragten Last, dem Nettostromverbrauch (Abszisse) als Streudiagramm. Szenario: KS. Unten: die zeitliche Verteilung der 8760 AEF_{LCA} -Werte im Verlauf des Jahres und Tages in Form einer Heatmap. Der AEF_{LCA} wird in einer farbigen Skala aufgezeigt.	211
Abbildung B-4:	Streudiagramm des Strommix-Emissionsfaktors AEF mit den 24 diskreten Werten des Import-Emissionsfaktors EF_{EU} für das KS-Szenario. Siehe auch Tabelle B-1.	212
Abbildung B-5:	Gemittelter stündlicher Differenzfaktor $Df_{t,b,LCAGew}$ in 24 Klassen.	212
Abbildung B-6:	Oben: Boxplot der Emissionsfaktoren für Überschussstrom EF_{CLCA} in den Szenarien BAU und KS. Die Länge der Whisker beträgt $w = 1,5; q3 + w \cdot$	

	$q3 - q1 < \text{Ausreißer} < q1 - w \cdot q3 - q1$. Das entspricht einer Abdeckung der Werte von etwa 99,3 % bei einer Normalverteilung. Die waagrechte Linie in der Box zeigt den Median. Unten: die geordneten Jahresdauerlinien der Stützjahre im Vergleich.....	213
Abbildung B-7:	Oben: Boxplot der marginalen Emissionsfaktoren (MEF_{LCA}) in den Szenarien BAU und KS. Die Länge der Whisker beträgt $w = 1,5$; $q3 + w \cdot q3 - q1 < \text{Ausreißer} < q1 - w \cdot q3 - q1$. Das entspricht einer Abdeckung der Werte von etwa 99,3 % bei einer Normalverteilung. Die waagrechte Linie in der Box zeigt den Median. Unten: die geordneten Jahresdauerlinien der Stützjahre im Vergleich.....	214
Abbildung C-1:	Bewertung mit dem AEF. Links: jährliche EFH2 in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. Rechts: TVK der PEMEL im Vergleich zu Wasserstoff aus dem SMR. Strompreis = 0 €/MWh _d	215
Abbildung C-2:	Bewertung mit dem AEF. Links: jährliche EFH2 in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. Rechts: TVK der PEMEL im Vergleich zu Wasserstoff aus dem SMR. Strompreis = 90 €/MWh _d	215
Abbildung C-3:	Bewertung mit dem MEF. Links: jährliche EFH2 in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. Rechts: TVK der PEMEL im Vergleich zu Wasserstoff aus dem SMR. Strompreis = 0 €/MWh _d	216
Abbildung C-4:	Bewertung mit dem MEF. Links: jährliche EFH2 in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. Rechts: TVK der PEMEL im Vergleich zu Wasserstoff aus dem SMR. Strompreis = 90 €/MWh _d	216

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Sektorkopplungsmatrix mit Umwandlungsart, energetischem Anwendungsgebiet und exemplarischen Technologien.....	21
Tabelle 3-1:	THG-Emissionen der Vorkette zur Bereitstellung von fossilen Brennstoffen zur Stromerzeugung aus dem Globalen Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS).....	28
Tabelle 3-2:	Einordnung ausgewählter Literatur zur Methodik und Berechnung von prospektiven und/oder stündlichen Emissionsfaktoren im Kontext dieser Forschungsarbeit (links). Übereinstimmende Schwerpunkte der Eigenschaften bezüglich der vorliegenden Forschungsarbeit wurden farblich markiert.....	56
Tabelle 4-1:	Brennstoffspezifische Emissionsfaktoren und Treibhauspotenziale der eingesetzten Energieträger zur Stromerzeugung bezogen auf den Heizwert. Berechnet nach Formel 4-2.....	73
Tabelle 4-2:	THG-Emissionsfaktoren der fossilen Energieträger und Stromerzeugungstechnologien mit und ohne Vorkette.....	74
Tabelle 4-3:	Berechneter Emissionsfaktor EF_{SpO} des bereitgestellten Stroms aus Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern.....	79
Tabelle 4-4:	Jahresdurchschnittswert des AEF und die Standardabweichung in den beiden Szenarien BAU und KS.....	82
Tabelle 4-5:	Vergleich der Jahresdurchschnittswerte des AEF mit denen anderer Veröffentlichungen, die prospektive Emissionsfaktoren für Deutschland berechnen.	88
Tabelle 4-6:	Steuerbare Kraftwerksgruppen nach Energieträgern, die in dieser Forschungsarbeit für die Berechnung der marginalen Emissionsfaktoren ausgewählt werden.	91
Tabelle 4-7:	Jährlicher Durchschnitt des MEF und die Standardabweichung in den beiden Szenarien BAU und KS.....	104
Tabelle 4-8:	Vergleich der ermittelten Jahresdurchschnittswerte des MEF mit denen anderer Veröffentlichungen, die prospektive Emissionsfaktoren für Deutschland berechnen.	108
Tabelle 4-9:	Parametervariation der gewählten Schwellen in Gleichung 4-10.....	110
Tabelle 5-1:	Parameter und Annahmen der simulierten Wasserstofftechnologien.	127

Tabelle 5-2:	Annahmen zu den technischen und ökonomischen Parametern der eingesetzten Technologien zur Dampferzeugung.....	138
Tabelle A-1:	Quantitative Ziele aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung und der Status quo.....	199
Tabelle A-2:	Spezifische Emissionen für die Wärme- und Stromerzeugung in KWK-Systemen mit verschiedenen Allokationsmethoden in Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrads im Vergleich.	204
Tabelle A-3:	Entwicklung der installierten Nettoleistung, Zubau und Rückbau des deutschen Kraftwerksparks.	205
Tabelle A-4:	Verwendete Energieträgerpreise der Szenarien im Strommarktmodell E2M2 in den Stützjahren.....	206
Tabelle A-5:	Berechnung des Emissionsfaktors der Braunkohle in Deutschland für das Jahr 2018.....	207
Tabelle A-6:	Berechnung des Emissionsfaktors der sonstigen Brennstoffe.....	208
Tabelle B-1:	Stündliche aggregierte Emissionsfaktoren der Europäischen Union aus zwei Szenarien „Stated“ und „Sustainable“ der IEA bis 2040. Trendextrapolation bis in das Jahr 2050. Bedingung: Minimalwert = 0 g _{CO₂-Äq} /kWh _{el} , keine negativen Emissionsfaktoren möglich.....	209
Tabelle C-1:	Wasserstoffemissionsfaktoren <i>EFH2</i> nach Volllaststunden. Bewertungsmethode mit dem AEF.....	217
Tabelle C-2:	Wasserstoffemissionsfaktoren <i>EFH2</i> nach Volllaststunden. Bewertungsmethode mit dem MEF.	218
Tabelle C-3:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 10 Jahren Lebenszeit.....	219
Tabelle C-4:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 20 Jahren Lebenszeit.	220
Tabelle C-5:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 30 Jahren Lebenszeit.	221
Tabelle C-6:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh _{el} und 10 Jahren Lebenszeit.	222
Tabelle C-7:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh _{el} und 20 Jahren Lebenszeit.	223
Tabelle C-8:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh _{el} und 30 Jahren Lebenszeit.	224

Tabelle C-9:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 10 Jahren Lebenszeit.....	225
Tabelle C-10:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 20 Jahren Lebenszeit.....	226
Tabelle C-11:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 30 Jahren Lebenszeit.....	227
Tabelle C-12:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh _{el} und 10 Jahren Lebenszeit.....	228
Tabelle C-13:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh _{el} und 20 Jahren Lebenszeit.....	229
Tabelle C-14:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh _{el} und 30 Jahren Lebenszeit.....	230
Tabelle C-15:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem MEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 10 Jahren Lebenszeit.....	231
Tabelle C-16:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem MEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 20 Jahren Lebenszeit.....	232
Tabelle C-17:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem MEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 30 Jahren Lebenszeit.....	233
Tabelle C-18:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem MEF: Variationen mit 90 €/MWh _{el} und 10 Jahren Lebenszeit.....	234
Tabelle C-19:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem MEF: Variationen mit 90 €/MWh _{el} und 20 Jahren Lebenszeit.....	235
Tabelle C-20:	Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem MEF: Variationen mit 90 €/MWh _{el} und 30 Jahren Lebenszeit.....	236
Tabelle C-21:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 10 Jahren Lebenszeit.....	237
Tabelle C-22:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 20 Jahren Lebenszeit.....	238
Tabelle C-23:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 45 €/MWh _{el} und 30 Jahren Lebenszeit.....	239
Tabelle C-24:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 90 €/MWh _{el} und 10 Jahren Lebenszeit.....	240
Tabelle C-25:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 90 €/MWh _{el} und 20 Jahren Lebenszeit.....	241

Tabelle C-26:	Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 90 €/MWh _d und 30 Jahren Lebenszeit.....	242
----------------------	--	-----

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AEF	Strommix-Emissionsfaktor, engl. average emission factor
AEL	alkalische Elektrolyse
ALCA	attributional life cycle assessment
Anm	Anmerkungen
BAU	business as usual
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEV	batterieelektrisches Fahrzeug, engl. battery electric vehicles
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSE	Bruttostromerzeugung
C	Curtailement; Kohlenstoff
CCS	carbon capture and storage
CCU	carbon capture and utilisation
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reductions
Cf	Kapazitätsfaktor
CH ₄	Methan, Methan
CLCA	consequential life cycle assessment
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ -Äq.	Kohlendioxid-Äquivalent, CO ₂ -Äquivalent
DAC	direct air capture
DF	Differenzfaktor
DSM	demand-side management
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Elektrodenkessel
ENavi	Energiewende Navigationssystem
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EU	Europäische Union
EUA	European Union Allowance
EU-EHS	Europäisches Emissionshandelssystem

Fin	Finnische Methode
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
GAMS	General Algebraic Modeling System
GEMIS	Globales Emissions-Modell integrierter Systeme
ggi	gegenüber
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
Gl	Gleichung
GT	(Mikro) Gasturbine
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GWP	Global Warming Potential
H ₂	Wasserstoff (Molekül), Wasserstoff
HRSG	Abhitzedampferzeuger, engl. heat recovery steam generator
Hu	Heizwert
IEA	International Energy Agency
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ILCD	The International Reference Life Cycle Data System Handbook
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KS	Klimaschutz
KWK-Anlagen	Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	life cycle assessment
LCOH	annualisierte Wasserstoffgestehungskosten
LCOS	annualisierte Dampfgestehungskosten / Wärmegestehungskosten
LCOX	annualisierte Gestehungskosten einer Nutzenergie X
LULUCF	engl. Land Use, Land-Use Change and Forestry; Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft
MATLAB	MATrix LABoratory
MDF	marginal displacement factor
MEF	marginaler Emissionsfaktor
MSR	marginal system response
MtG	Methanol to Gasoline
N ₂ O	Distickstoffmonoxid
NREL	National Renewable Energy Laboratory, National Renewable Energy Laboratory
NSE	Nettostromerzeugung
NSV	Nettostromverbrauch
NuG	Nahrungs- und Genussmittel
ORC	Organic Rankine Cycle
PEMEL	Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse

ppm	parts per million
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
rel. LEM	relative Lebenszeitemissionen
SDE	Schnelldampferzeuger
SG	Stromgutschrift
SMR	Dampfreformierung, engl. steam methane reforming
SOEC	Festoxidelektrolyse, engl. solid oxid electrolyzer cell
Sz	Szenario
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
TVK	Treibhausgasvermeidungskosten
TVKL	Treibhausgasvermeidungskosten mit Berücksichtigung der Lebenszeit/Nutzungsdauer
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VLH	Volllaststunde
WG	Wärmegutschrift
Z	Zeile

Formelzeichen, Indizes und Mengen

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
A	€/a	Annuität
AEF	g/kWh; g _{CO2-Äq} /kWh _{el}	Strommix-Emissionsfaktor (System Average Emission Factor)
AF	1/a	Annuitätenfaktor
α	kg _{CO2-Äq}	Ergebnisvariable einer bedingten Anweisung. Monovalenter Betrieb des SDE.
β	–	Steigung der Regressionsgeraden
DF	g _{CO2-Äq} /kWh _{el}	Differenzfaktor
E	kWh; MWh	Energie
\dot{E}_x	J/s; MW	Exergiestrom
EF	g/kWh; t/MWh	Emissionsfaktor
Em	g; t	Emissionen
$\dot{E}m$	t/s	Emissionsstrom
η	–	Wirkungsgrad
η_C	–	Carnot-Faktor
γ	kg _{CO2-Äq}	Ergebnisvariable einer bedingten Anweisung. Monovalenter Betrieb des EK.
GWP	–	global warming potential, Treibhauspotenzial
h	kJ/kg	Enthalpie
I	€	Investition
L	€	Restwert
$LCOX$	€/kWh	annualisierte Gestehungskosten einer Nutzenergie X
m	kg	Masse
MEF	g/kWh; g _{CO2-Äq} /kWh _{el}	marginaler Emissionsfaktor
MSR	g _{CO2} /kWh _{el}	marginal system response-Faktor
N	–	Ende des Betrachtungszeitraums
NPV	€	Kapitalwert, net present value
P	W; kW; MW	elektrische Leistung
\dot{Q}	W; kW; MW	thermische Leistung
q_1	–	unteres Quartil (Enthält 25% der Werte)
q_3	–	oberes Quartil (Enthält 75% der Werte)
r	–	Korrelationskoeffizient
R^2	–	Bestimmtheitsmaß

T	$^{\circ}\text{C}; \text{K}$	Temperatur; thermodynamische Temperatur
τ	$\text{g}_{\text{CO}_2\text{-}\ddot{\text{A}}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{el}}$	Ergebnisvariable für eine bedingte Anweisung
TVK	$\text{€}/\text{t}_{\text{CO}_2\text{-}\ddot{\text{A}}\text{q}}$	annualisierte Treibhausgasvermeidungskosten
$TVKL$	$\text{€}/\text{t}_{\text{CO}_2\text{-}\ddot{\text{A}}\text{q}}$	Treibhausgasvermeidungskosten
ϑ	–	Stromverlustkennzahl
\dot{W}	MW	Einsatzleistung, Brennstoffenergiestrom
ω	–	Brennstoffausnutzungsgrad
w	–	statistischer Parameter zur Bestimmung der Länge der Whisker im Boxplot
Z	€	Zahlungsstrom

Indizes	Bedeutung
0	Zeitpunkt Null; Startzeitpunkt
abs	absoluter Wert
B	thermische Energie als Brennstoff aus fossilen Energieträgern
b	durchschnittlich (klassifiziert), engl. binning
BSE	Bruttostromerzeugung
C	Curtailement
CH_4	Methan
CO_2	Kohlendioxid
$CO_2 - \ddot{\text{A}}\text{q}$	Kohlenstoffdioxidäquivalent
d	steuerbare Erzeugungseinheit, engl. dispatchable, Kraftwerksgruppe
Da	Dampf
de	Art der Dampferzeugung
EK	Elektrodenkessel
el	elektrisch
El	Stromversorgung
$Erdgas$	Erdgas
EU	Europäische Union
ex	Export
ges	Gesamt
Gew	gewichtet
H	ausgekoppelter Heizdampf in einem Dampfkraftwerk
H_2	Wasserstoff
i	generischer Index mit $i \in \mathbb{N}\{1, 2, \dots, I\}$; Kraftwerksgruppe
im	Import
j	generischer Index mit $j \in \mathbb{N}\{1, 2, \dots, J\}$ und $j \in \mathbb{N}\{2015, 2016, \dots, J\}$
k	konventionell

<i>LCA</i>	life cycle assessment. Spezifischer Emissionsfaktor für die Verbrennung von Energieträgern und dem gesamten Lebenszyklus inklusive Transport und Materialvorleistungen bis zur Bereitstellung der Energieträger und erneuerbarer Energiequellen
<i>m</i>	mittel (Mitteltemperatur)
<i>Maß</i>	Maßnahme
<i>max</i>	maximale Auslastung, 100 %
<i>N₂O</i>	Distickstoffmonoxid
<i>NSE</i>	Nettostromerzeugung
<i>NSV</i>	Nettostromverbrauch
<i>PEMEL</i>	Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse
<i>Ref</i>	Referenz
<i>Res</i>	Residuallast
<i>S</i>	Elektrische Energie aus erneuerbaren Erzeugungstechnologien und Kernenergie
<i>SDE</i>	Schnelldampferzeuger
<i>SpI</i>	Einspeicherung; Ladevorgang
<i>SpO</i>	Ausspeicherung; Entladevorgang
<i>Spw</i>	Speisewasser
<i>t</i>	Zeitintervall (Jahr, Monat, Tag, Stunde) mit $t \in \mathbb{N}\{1, 2, \dots, T\}$
<i>th</i>	thermisch
<i>u</i>	Umgebung
<i>V</i>	spezifischer Emissionsfaktor für die Verbrennung von Energieträgern
<i>v</i>	Anzahl der geordneten Volllaststunden nach den niedrigsten Emissionen mit $v \in \mathbb{N}\{1, 2, \dots, V\}$
<i>X</i>	beliebige Nutzenergie

Mengen

<i>D</i>	Menge der steuerbaren Kraftwerksgruppen
<i>DE</i>	Menge der Arten der Dampferzeugung
<i>I</i>	generische Menge mit $i \in \mathbb{N}$, sei $\mathbb{N} := \{1, 2, \dots\}$ und $\mathbb{N}_0 := \mathbb{N} \cup \{0\}$.; Menge der Kraftwerksgruppen
<i>J</i>	Menge aller Jahre im Betrachtungszeitraum, $\{2015, 2016, \dots, 2050\}$
<i>T</i>	Menge der Stunden im Jahr, $\{1, 2, \dots, 8760\}$
<i>V</i>	Menge der diskreten Schritte der geordneten Volllaststunden $v, \{500, 1000, \dots, 8500\}$
<i>v</i>	Menge der Stunden t und Anzahl der geordneten Volllaststunden nach den niedrigsten Emissionen, $\{1, 2, \dots, v\}$

Kurzfassung

Das Voranschreiten der Dekarbonisierung der Stromversorgung in Deutschland ermöglicht es, brennstoffbasierte Anwendungen in der Wärmeversorgung oder dem Straßenverkehr direkt oder indirekt zu elektrifizieren, um so die gesamten Treibhausgas(THG)-Emissionen nachhaltig zu reduzieren. Die kurzfristig fluktuierende und langfristig sinkende Emissionsintensität der Stromerzeugung sowie die Effekte erneuerbarer Energien wie Überschussstrom können mit den etablierten wissenschaftlichen Methoden zur Berechnung von THG-Emissionsfaktoren der Stromversorgung nicht vollständig berücksichtigt werden. Daher werden in dieser Forschungsarbeit der Strommix-Emissionsfaktor (engl. average emission factor, AEF) und der marginale Emissionsfaktor (MEF) weiterentwickelt, sodass sie dynamisch und prospektiv sind.

Dazu wird in einem Optimierungsmodell der wettbewerbliche Strommarkt für Deutschland kraftwerksscharf dargestellt. Mit dieser Datengrundlage wird ein modulares Emissionsmodell in MATLAB entwickelt, welches aus zwei normativen Szenarien mit unterschiedlicher THG-Obergrenze die stündlichen Emissionsfaktoren in 8 Stützjahren bis 2050 berechnet. Dabei wird der AEF um einen Speicherfaktor sowie einen Stromhandelsfaktor erweitert, sodass bilanzielle Emissionsverschiebungen zwischen den einzelnen Sektoren oder Ländern dem Verursacher zugeordnet werden können. Der MEF wird durch eine Analyse der Stromerzeugung im jeweiligen Zeitschritt mit einem bedingten Algorithmus so erweitert, dass plausible stündliche Werte auch bei Überschussstrom oder geringen Änderungsraten der steuerbaren Stromerzeugung berechnet werden können. In den Szenarien werden dadurch beim MEF Werte zwischen 0 und $1200 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ berechnet. Eine Nachfragerhöhung führt somit nicht zwangsläufig zu den Treibhausgasemissionen, die der Emissionsintensität eines fossil befeuerten Kraftwerks entsprechen. Ohne eine Berücksichtigung von Überschussstrom werden um bis zu 40 % höhere Jahresdurchschnittswerte des MEF sowie eine deutlich geringere Streuung der Stundenwerte berechnet. Bei der exemplarischen Anwendung der entwickelten Emissionsfaktoren werden die THG-Emissionen der kompletten Nutzungsphase der elektrischen sowie einer hybriden Dampferzeugung berechnet. Zusätzlich wird mit einer Simulation der optimalen Nutzung emissionsarmer Stunden der Stromversorgung ein THG-Emissionsfaktor für elektrolytischen Wasserstoff in Abhängigkeit von den jährlichen Betriebsstunden des Elektrolyseurs berechnet.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung auch zur Senkung des marginalen Emissionsfaktors beiträgt. In dieser Forschungsarbeit wird die Methode der dynamischen, prospektiven Emissionsfaktoren zur Bewertung von Dekarbonisierungsmaßnahmen weiterentwickelt, sodass diese in einem zunehmend flexiblen Energieversorgungssystem als adäquate wissenschaftliche Berechnungsmethode von THG-Emissionen angewandt werden kann.

Abstract

The progress of decarbonisation of the power supply in Germany enables typical fossil-fuelled applications in heat supply or road transport to be directly or indirectly electrified in order to sustainably reduce total greenhouse gas (GHG) emissions. The short-term fluctuating and long-term decreasing emission intensity of power generation as well as the impacts of renewable energies such as excess power cannot be taken into account with the established scientific methods for calculating GHG emission factors of power supply. Therefore, in this thesis, the average emission factor (AEF) and the marginal emission factor (MEF) are further developed to be dynamic and prospective.

To achieve this, an optimisation model is used to simulate the competitive electricity market for Germany on a unit-by-unit basis. Based on this data, a modular emission model is developed in MATLAB, which calculates the hourly emission factors in 8 milestone-years up to 2050 for two normative scenarios with different GHG caps. The AEF is extended by a storage factor and a power trade factor, so that emission shifts between the individual sectors or countries can be assigned to the polluter. The MEF is extended by an analysis of the power generation in the respective time step with a conditional algorithm in order to calculate plausible hourly values even in the case of excess power or minor changes in the dispatchable power generation. As a result, the MEF values calculated in the scenarios range between 0 and 1200 g_{CO₂-eq}/kWh_{el}. Thus, an increase in demand does not necessarily lead to greenhouse gas emissions that correspond to the emission intensity of a fossil-fuelled power plant. Without taking excess power into consideration, up to 40 % higher annual average values of the MEF are calculated, as well as a significantly lower standard deviation. In the exemplary application of the developed emission factors, the GHG emissions of the whole use phase of the electrical as well as a hybrid process steam generation are analysed. Additionally, a GHG emission factor for electrolytic hydrogen is calculated with a simulation of the optimal use of low-emission hours of power supply depending on the annual operating hours of the electrolyser.

The results clearly show that the expansion of renewable energies in the power supply also contributes to the reduction of the marginal emission factor. In this thesis, the method of dynamic, prospective emission factors for the assessment of decarbonisation measures is further developed so that it can be applied as an adequate scientific calculation method of GHG emissions in an increasingly flexible energy supply system.

1 Einleitung

Der Einfluss des Menschen auf die globale Erwärmung seit der Industrialisierung¹ wird vom Weltklimarat (engl. Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) als extrem wahrscheinlich² bezeichnet und mit großer Sicherheit auf einen Bereich von 0,8 bis 1,2 °C geschätzt (IPCC 2013; IPCC 2018). Steigt die mittlere globale Oberflächentemperatur mit der aktuellen Intensität weiter an, wird bereits zwischen den Jahren 2030 und 2052 mit einem globalen Temperaturanstieg von 1,5 °C gerechnet. Dieser Temperaturanstieg wird mehrere Jahrhunderte andauern und das Klimasystem der Erde kontinuierlich verändern (IPCC 2018). Die möglichen Folgen für den Menschen, wie ein Anstieg des Meeresspiegels oder der Anzahl extremer Wetterereignisse, können drastisch sein. Ohne Maßnahmen zur Minderung der Erderwärmung könnten bis in das Jahr 2100 Kippunkte eintreten, wobei sich die durch den Klimawandel ausgelösten Veränderungsprozesse verselbstständigen und nicht mehr umkehrbar sein werden (BMU 2018, S. 14). Die Ursache der Erwärmung ist hauptsächlich dem anthropogen verursachten Anstieg der Konzentration von Treibhausgasen³ in der Atmosphäre zuzuordnen, welche die globale Strahlungsbilanz beeinflussen. Das Treibhausgas mit dem größten absoluten Einfluss auf den positiven Strahlungsantrieb ist Kohlendioxid – mit einer atmosphärischen Konzentration von 414 parts per million (ppm) im Jahr 2020 (IPCC 2013; Tans und Keeling 2021). Etwa 88 % der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland sind auf Kohlendioxid zurückzuführen (BMU 2018, S. 28). In den letzten 2,1 Millionen Jahren schwankte die atmosphärische Kohlendioxidkonzentration annähernd zwischen 180 und 290 ppm, stieg jedoch nie über einen vorindustriellen Wert von 280–290 ppm (IPCC 2013, S.486 u. 493).

Bei der Weltklimakonferenz im Jahr 2015 in Paris wurde das Übereinkommen beschlossen, dass die 197⁴ Mitgliedstaaten der Vereinten Nationen gemeinsam das Ziel verfolgen, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Zu-

¹ Das IPCC datiert den Beginn der Industrialisierung in Europa auf das Jahr 1750 (IPCC 2013). Die Periode zwischen 1850 und 1900 dient als Referenzzeitraum für die Einschätzung der mittleren globalen Oberflächentemperatur vor der Industrialisierung (IPCC 2018).

² In der physikalisch-wissenschaftlichen Grundlage des Fünften Sachstandsberichts des IPCC wird die Belastbarkeit einer entscheidenden wissenschaftlichen Aussage in diskreten Stufen ausgedrückt. Äußerst wahrscheinlich oder „extremely likely“ soll eine Sicherheit von 95–100% ausdrücken. Eine weiterführende Erklärung der Systematik findet sich in IPCC 2013, S. 36.

³ Zu den wichtigen anthropogenen Treibhausgasen mit einem signifikanten Einfluss auf den Strahlungsantrieb zählen Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffmonoxid (N₂O) und Halogenkohlenwasserstoffe (R-X) (IPCC 2013, S. 14).

⁴ Stand: Dezember 2015.

dem sollen Anstrengungen unternommen werden, den Temperaturanstieg auf 1,5 °C zu begrenzen (BMUB 2016). Zum aktuellen Zeitpunkt⁵ haben 191 Teilnehmerländer das Abkommen ratifiziert (UN 2021). Die aktuell beschlossenen nationalen Klimaschutzziele hinterlassen allerdings eine Ambitionsücke und reichen nicht aus, um das Ziel des Übereinkommens von Paris zu erreichen. Denn diese freiwilligen Reduktionsziele sind weitgehend konsistent mit den kosteneffizientesten Pfaden und würden zu einer globalen Erwärmung von 3 °C bis ins Jahr 2100 führen (IPCC 2018, S. 18; BMU 2018, S. 19).

Diesem völkerrechtlich verbindlichen Ziel des Klimaschutzes dienend, wurde mithilfe von wissenschaftlichen Studien und Szenarioanalysen der Klimaschutzplan der Bundesregierung Deutschlands mit quantifizierten Zielen zum Ausbau von erneuerbaren Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz erstellt (siehe Tabelle A-1 im Anhang). Bereits im Jahr 2010 wurde das wesentliche Ziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität Deutschlands bis 2050 festgelegt (BMUB 2016), welches in Einklang mit den anspruchsvollen Klimaschutzzielen auf EU-Ebene steht (BMWi 2018). Das bedeutet, dass „die Treibhausgasemissionen bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 80 bis 95 Prozent“ (BMUB 2016, S. 7) vermindert werden sollen. Im deutschen Klimaschutzgesetz müssen bis spätestens Ende 2022, neben dem festgelegten Reduktionsziel für 2030, auch Minderungsziele für die Jahre ab 2031 konkretisiert werden (BVerfG 2021).

In Deutschland entstehen 84,5 % der anthropogenen Treibhausgasemissionen durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Energieumwandlung (energiebedingte Emissionen) (siehe Abbildung 1-1). Im Jahr 2018 wurden durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe in thermischen Kraftwerken zur Stromerzeugung, in Fahrzeugmotoren oder in Haushalten und Industrie zur Wärmeerzeugung 712 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente⁶ (CO₂-Äq.) ausgestoßen. Weitere 138 Millionen Tonnen CO₂-Äq. wurden durch industrielle Prozesse, die Landwirtschaft und die Abfallwirtschaft emittiert (UBA 2020a). Daher ist es naheliegend, konventionelle Verbrennungsprozesse durch emissionsarme Energieträger und Technologien zu ersetzen, um die gesteckten Treibhausgasreduktionsziele zu erfüllen.

⁵ Stand: 31.05.2021.

⁶ Ein CO₂-Äquivalent ist ein üblicher Vergleichswert, welcher die Menge an CO₂-Emissionen wiedergibt, die über einen gegebenen Zeithorizont den gleichen Strahlungsantrieb verursachen würde wie das emittierte Treibhausgas oder das Gemisch aus Treibhausgasen. Für die Berechnung des CO₂-Äquivalents eines Treibhausgases wird die Emissionsmenge mit dem Treibhauspotenzial des Treibhausgases multipliziert. Das Treibhauspotenzial (GWP) ist der kumulierte Strahlungsantrieb, der aus der Emission einer Einheit Gas über einen definierten Zeitraum entsteht, ausgedrückt als resultierende CO₂-Emissionen, die den gleichen Effekt hätten (IPCC 2013, S. 1453–1455).

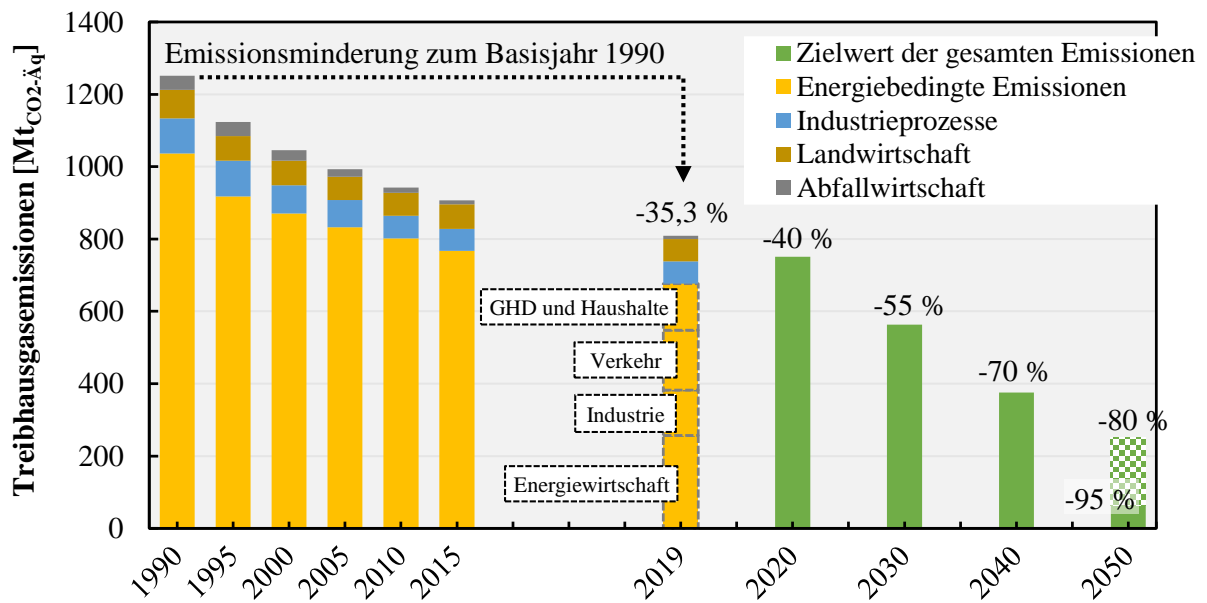


Abbildung 1-1: Emissionsquellen der von der UN-Klimarahmenkonvention abgedeckten Treibhausgase im Verlauf seit 1990 mit den aktuellen unverbindlichen Treibhausgasminderungszielen des Klimaschutzplans der Bundesregierung gegenüber dem Basisjahr 1990⁷. Stand der Daten: 18.06.2021.

Quelle: eigene Darstellung. Daten aus den Nationalen Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen (UBA 2020a); Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende (BMWi 2018).

Durch die Coronapandemie und die dadurch verringerte Energienachfrage wurde das Zwischenziel für das Jahr 2020, die Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % gegenüber 1990 zu senken, wider Erwarten mit $-42,3$ % erreicht (Hein et al. 2021).⁸ Die Projektionen der Bundesregierung erwarten für das Jahr 2030 allerdings eine Treibhausgasminderung um 41,7 % und liegen damit weit unter dem Ziel einer Minderung um 55 % (Bundesregierung 2019, S. 23). Durch die geplante Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes soll mit den Zwischenzielen im Jahr 2030 -65 % und im Jahr 2040 -88 % bereits im Jahr 2045 das Ziel der Treibhausgasneutralität in Deutschland erreicht werden (BMU 2021).

⁷ Für die Treibhausgase der teilfluorierten Kohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierten Kohlenwasserstoffe (FKW), Schwefelhexafluorid (SF_6) und Stickstofftrifluorid (NF_3) gilt das Basisjahr 1995 (Bundesregierung 2019, S. 24).

⁸ Die Vorjahresschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020 beträgt $-40,8$ % (ohne LULUCF) (UBA 2021a).

1.1 Hintergrund

Unter dem Begriff „Dekarbonisierung“⁹ versteht man die Reduktion von CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von fossilen Brenn- oder Kraftstoffen (Sun 2005), ein wenig allgemeiner formuliert die Emissionsreduktion von Kohlenstoff in die Atmosphäre verursacht durch den Energieverbrauch (Margolis und Kammen 1999) oder die „Umstellung aller Wirtschaftssektoren auf einen Betrieb, der frei von Kohlendioxid-Emissionen ist“ (BMUB 2016, S. 84). In dieser Forschungsarbeit werden hauptsächlich die energiebedingten Treibhausgas(THG)-Emissionen betrachtet.

Die Möglichkeiten zur Reduzierung der energetisch bedingten CO₂-Emissionen lassen sich in vier Teilgebiete gliedern:

Die **erste Möglichkeit** ist es, den spezifischen Energiebedarf durch die Vermeidung von unnötigem Nutzenergiebedarf zu reduzieren. Das gelingt beispielsweise durch bedarfsabhängige Beleuchtungen, verminderte Temperaturniveaus bei der Raumtemperierung oder verminderte Druckniveaus bei der Druckluftnutzung sowie durch das Vermeiden von Leerlaufzeiten von Maschinen und Anlagen.

Bei der **zweiten Möglichkeit** wird einerseits die Effizienz der Umwandlungsprozesse bei der Strom- und Wärmeerzeugung gesteigert, beispielsweise durch den Einsatz von Gas- und Dampf(GuD)-Kombikraftwerken oder anderen Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlagen). Andererseits können durch eine gesteigerte Effizienz bei der Endenergienutzung, wie beispielsweise durch effizientere Antriebe oder eine mechanische statt thermische Trocknung, ebenfalls THG-Emissionen, aufgrund des verminderten Energieträgerverbrauchs in der vorgelagerten Umwandlungskette, reduziert werden (Beer et al. 2009, S. 5–8). Die Reduktion des Nutzenergiebedarfs und die Energieeffizienzpotenziale sind begrenzt. Energie kann nur so weit eingespart werden, bis der theoretisch niedrigstmögliche Energiebedarf erreicht ist. Dieser entspricht dem Energiebedarf der notwendigen physikalischen und chemischen Vorgänge eines Produktionsprozesses ohne Verluste. Durch technische Einschränkungen kann dieses theoretische Potenzial niemals vollständig erschlossen werden. Zusätzlich ist das technische Potenzial nicht immer wirtschaftlich und selbst das wirtschaftlich darstellbare Energieeffizienzpotenzial wird nicht vollständig ausgeschöpft (Brunke 2017, S. 9–10; Wohlfarth et al. 2018). Durch Energieeinsparungen allein können die Emissionsreduktionsziele somit nicht erreicht werden.

⁹ Manchmal auch als Defossilisierung bezeichnet, weil auch bei der Dekarbonisierung weiterhin kohlenstoffhaltige Brennstoffe eingesetzt werden – nur eben kein fossiler Kohlenstoff. In den Sprachgebrauch ist der Begriff Dekarbonisierung eingegangen.

Die **dritte Möglichkeit** ist es, die CO₂-Emissionen, nachdem sie entstanden sind, direkt im Entstehungsprozess oder aus der Luft aufzufangen, zu speichern und zu binden, damit sie nicht in die Atmosphäre der Erde gelangen. Mit dieser Technologie der CO₂-Abtrennung und -Speicherung (engl. carbon capture and storage, CCS) kann die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre sogar reduziert werden (Fischedick et al. 2015, S. 5–6). Trotz der technischen Machbarkeit und des großen Minderungspotenzials der CCS-Technologie ist neben dem zusätzlichen notwendigen Aufwand die fehlende gesellschaftliche Akzeptanz von einer Speicherung von CO₂ im Untergrund die größte Hürde. Zudem ermöglicht es die deutsche Gesetzgebung den Einsatz von CCS-Technologien in bestimmten Gebieten zu verbieten (Fischedick et al. 2015, S. 671–675; Vögele et al. 2018).

Wird der gesamte Energiebedarf emissionsfrei bereitgestellt, können durch Energieeinsparungen auch keine Emissionen mehr reduziert werden. Eine weitere Emissionsminderung kann also auch durch die Wahl des Energieträgers bzw. der Energieform¹⁰ erreicht werden. Die **vierte Möglichkeit** ist somit die Energieträgersubstitution. Dabei werden Energieträger mit hohen spezifischen Emissionen bei der Verbrennung, wie beispielsweise Braunkohle oder Steinkohle, durch emissionsärmere Energieträger, wie beispielsweise Erdgas, oder erneuerbare Energien, wie Windkraft, Photovoltaik oder Wasserkraft, ersetzt.¹¹ Dadurch entstehen im Umwandlungsprozess von Primärenergie zu Sekundär-, End- oder Nutzenergie weniger oder im Falle der Verwendung von erneuerbaren Energien gar keine CO₂-Emissionen (Beer et al. 2009, S. 5–8).¹² Strom aus erneuerbaren Energien ist ein knappes Wirtschaftsgut, welches einen hohen Flächen- und Ressourcenverbrauch verursacht. Daher ist es neben der Nutzung von erneuerbaren Energien unbedingt notwendig, den Endenergiebedarf weiterhin zu reduzieren (Deutscher Bundestag 2018, S. 15). Sinkt die Nachfrage nach Energie, führt der Ausbau von erneuerbaren Energien zu einer schnelleren Dekarbonisierung.

Die größte Emissionsminderung im Jahr 2018 durch den Ausbau und Einsatz erneuerbarer Energien wurde mit 141 Megatonnen CO₂-Äq. bei der Bruttostromerzeugung (BSE) erreicht. Im Bereich des Endenergiebedarfs von Wärme sowie Kälte waren es lediglich 35 Megatonnen und im Bereich des Verkehrs 8 Megatonnen (BMW 2019a). Die deutlichen Ausbauerfolge im Bereich der Stromerzeugung sollen sektorübergreifend genutzt werden. Zum einen lässt sich

¹⁰ Eine Strommenge oder elektrische Energie ist eine Energieform und wird in der Forschungsarbeit, zur besseren Lesbarkeit, auch als Energieträger bezeichnet.

¹¹ Durch die Verbrennung von Braunkohle mit dem thermischen Energiegehalt von 1 kWh_{th} (Heizwert) entstehen 401 g_{CO₂} (Steinkohle: 337 g_{CO₂}/kWh_{th}, Erdgas: 201 g_{CO₂}/kWh_{th}, siehe Tabelle 4-1).

¹² Neben erneuerbaren Energien gilt die Nutzung der Kernenergie auch als emissionsfreie Technologie zur Wärme- und Stromerzeugung, da keine Verbrennung des Energieträgers stattfindet. Nach der Nuklearkatastrophe im japanischen Kernkraftwerk Fukushima im Jahr 2011 wurde der bereits geplante Kernenergieausstieg beschleunigt und die Beendigung der Kernenergienutzung in Deutschland beschlossen. Die letzten deutschen Kernkraftwerke dürfen bis spätestens Ende 2022 in das Stromnetz einspeisen (Konstantin 2017, S. 156 u. 162).

elektrische Energie aus technischer Sicht in fast allen energetischen Anwendungsgebieten als Substitut anwenden und zum anderen kann er die begrenzten Potenziale erneuerbarer Energien in den Sektoren Wärme und Verkehr kompensieren (Bechem et al. 2015, S. 32–72; Schwan et al. 2016).

Der Prozess der Dekarbonisierung durch die Substitution fossiler Brennstoffe durch regenerativ erzeugte elektrische Energie – in der Energiewirtschaft auch als elektrischer Strom oder Strom bezeichnet – in bestimmten Anwendungen soll durch neue und bekannte Anwendungen wie Power-to-X (PtX¹³) ermöglicht werden (vgl. Unterkapitel 2.3). Die Stromerzeugung in Deutschland ist allerdings noch nicht frei von Treibhausgasemissionen und kann deshalb auch noch nicht bedingungslos für eine Dekarbonisierung durch Substitution eingesetzt werden (Purr et al. 2019, S. 80–85; Drünert et al. 2019). Im Wesentlichen bestimmen die spezifischen CO₂-Emissionen der eingesetzten Energieträger und die Effizienz der Umwandelungstechnologien die Reduktionswirkung einer Substitution. Beispielsweise kann zur Raumwärmebereitstellung mit sehr effizienten Wärmepumpen eine Emissionsreduktion gegenüber einer erdgasbefeuerten Brennwertheizung erreicht werden – trotz der höheren spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung (Ausfelder et al. 2017, S. 100).

Wird das Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2050 – ein Anteil von erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostrombedarf von mindestens 80 % – erreicht, dann werden 20 % des Strombedarfs von fossilen Kraftwerken erzeugt. Somit schwanken die durchschnittlichen jährlichen THG-Emissionsfaktoren je nach Bereitstellung der Residuallast¹⁴ zwischen 80 und 200 g_{CO₂}/kWh_{el} (siehe Abbildung 1-2). Dadurch werden viele Power-to-Heat(PtH)- oder Power-to-X(PtX)-Anwendungen zur Erzeugung von Sekundärenergieträgern zu nachhaltigen Sektorkopplungstechnologien. Durch deren Nutzung kann dann der Ausstoß der gesamten Treibhausgasemissionen vermindert werden. Die aktuelle Struktur der Stromerzeugung und deren Entwicklung ist für das Dekarbonisierungspotenzial von Elektrifizierungsmaßnahmen entscheidend (Philipp et al. 2018; Kennedy 2015; Peng et al. 2018). Bei Nutzungsdauern und Reinvestitionszyklen von 20 bis 50 Jahren der Anlagen in der industriellen Energieversorgung¹⁵ werden fundierte Analysen zur Emissionsreduktion über die Anlagenlebenszeit benötigt (Schneider et al. 2017; Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019, S. 10–33; Fay et al. 2015).

¹³ Das Erzeugen von Chemikalien oder Brennstoffen durch elektrische Energie wird unter der Bezeichnung Power-to-X zusammengefasst (Kober et al. 2019, S. 10).

¹⁴ Als Residuallast wird die aktuelle Last abzüglich der Einspeisung der volatilen erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik bezeichnet. Bei einer zukünftig erwarteten negativen Residuallast übersteigt die EE-Erzeugung die momentane Nachfrage (Buttler et al. 2015, S. 70).

¹⁵ Vom Prozessdampfzeuger bis zum Drehrohrofen in der Zementindustrie.

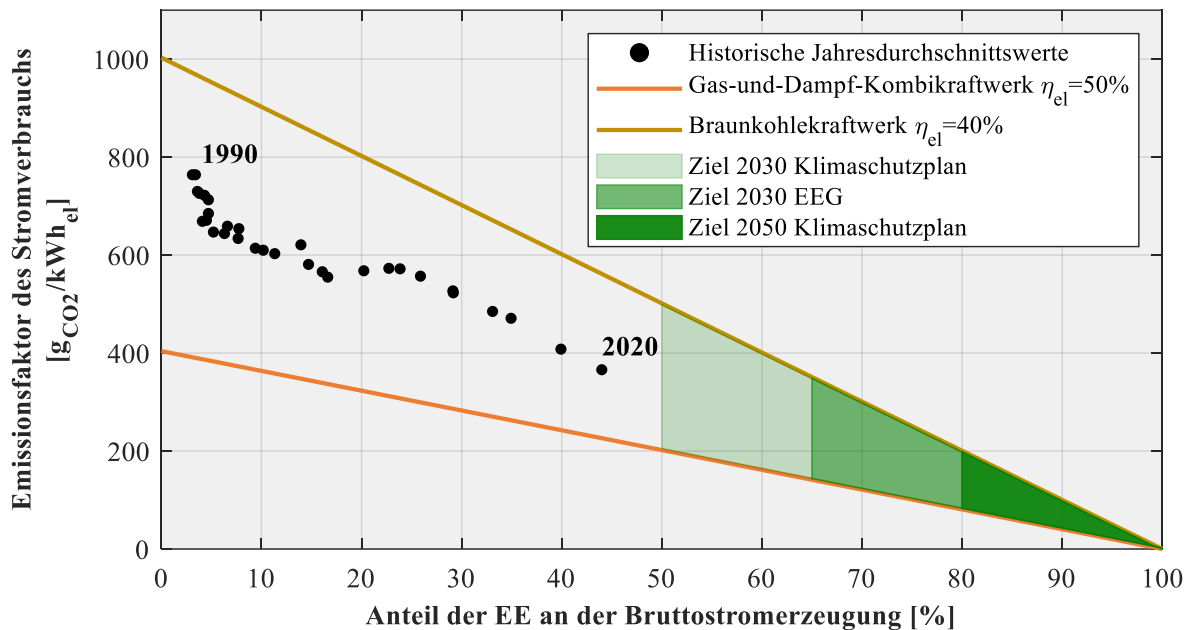


Abbildung 1-2: Lösungsraum der Emissionsfaktoren¹⁶ des Stromverbrauchs als Funktion des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung¹⁷ und der Bereitstellung der Residuallast durch erdgasbefeuerte Gas- und Dampf-Kombikraftwerke oder Braunkohlekraftwerke.

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Ausfelder et al. (2018, S. 71), basierend auf UBA (2019a), BMWi (2018), BMWi (2020a) und UBA (2021b)

Für die Fragestellung, ob der Energieträgerwechsel bei Elektrifizierungsmaßnahmen zu einer Reduktion der Treibhausgase führt, basiert entweder auf sehr komplexen und aufwendigen Energiesystemmodellen oder es wird eine unterkomplexe Annahme zur Emissionsintensität einer Stromnutzung getroffen. Letzteres wird mit der Verwendung von Emissionsfaktoren der Stromerzeugung durchgeführt – eine einfache oder weniger aufwendigere Methode. Beide methodischen Wege sind für eine Lebenszyklusanalyse (engl. life cycle assessment, LCA) in einer praktischen wissenschaftlichen Anwendung nicht unbedingt geeignet (Garcia und Freire 2016; Hitchin und Pout 2002; Vandepaer et al. 2019).

¹⁶ Die Eigenschaften der Emissionsfaktoren des Stromverbrauchs für Deutschland aus den Veröffentlichungen des Umweltbundesamtes werden in Abschnitt 3.1.3 beschrieben. Hier werden keine Emissionen aus dem Stromhandel betrachtet, sondern nur der Kraftwerkeigenverbrauch sowie die Leitungs- und Pumpverluste abgezogen.

¹⁷ Die Ziele der Bundesregierung sind für den Bruttostromverbrauch definiert und werden hier auch für den Anteil an der Bruttostromerzeugung verwendet.

1.2 Problemstellung und Zielsetzung

In dieser Forschungsarbeit soll die einfachere Methode der Berechnung mit den THG-Emissionsfaktoren¹⁸ der Stromversorgung¹⁹ verbessert und erweitert werden, um wissenschaftlich fundiertere Bewertungen der durch die Stromnutzung entstandenen THG-Emissionen zu ermöglichen. Dafür werden grundsätzlich zwei Arten von Emissionsfaktoren der Stromerzeugung unterschieden. Mit dem Strommix-Emissionsfaktor wird meist eine vergangene oder fest eingeplante Stromnutzung bewertet. Mit dem direkten marginalen Emissionsfaktor werden die THG-Emissionen berechnet, welche durch eine kurzfristige Nachfrageänderung im komplexen Stromerzeugungssystem auslöst werden (Yang 2013). Dynamische, prospektive Emissionsfaktoren der Stromversorgung für die deutsche Energiewende wurden bisher nur von Böing und Regett (2019) berechnet. Ein bisher ungelöstes Problem sind die Auswirkungen der sehr hohen Einspeisemengen von erneuerbarem Strom auf den marginalen Emissionsfaktor. Die Unterkomplexität bei den Berechnungsmethoden von Emissionsfaktoren kann in vier Bereiche gegliedert werden, die im Folgenden erläutert werden.

(1) Dynamik der Emissionsfaktoren

Der deutsche Kraftwerkspark zur Stromerzeugung ist durch einen vielfältigen Erzeugungsmix aus fossilen und erneuerbaren Energien geprägt. In Kombination mit den regulatorischen und ökonomischen Marktmechanismen sowie den fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien, schwankt die Emissionsintensität des Stroms aus dem Netz der allgemeinen Versorgung erheblich im abgebildeten Lösungsraum aus Abbildung 1-2 (Kono et al. 2017). Das heißt, der Jahresdurchschnittswert ist in einem flexiblen Energieversorgungssystem²⁰ kein adäquater Bewertungsparameter für zukünftige Flexibilitätsoptionen wie hybride Energiesysteme²¹, Demand-Side-Management-Anwendungen oder andere zeitlich fluktuierende Verbraucher, weil dadurch saisonale, tägliche und stündliche Schwankungen unbeachtet bleiben (Kopsakangas-Savolainen et al. 2017; Smith und Hittinger 2019; Gil und Joos 2007). Diese Notwendigkeit von dynamischen Emissionsfaktoren wird in Untersuchungen von Marmioli et al. (2018), Vuarnoz und Jusselme (2018), Khan et al. (2018), Kono et al. (2017) sowie Regett und Heller (2015) deutlich aufgezeigt. Es wird auf einen maßgeblichen Fehler hingewiesen, wenn der übliche durchschnittliche jährliche Emissionsfaktor zur Emissionsbewertung herangezogen wird, solange es sich nicht um eine kontinuierliche Stromnachfrage handelt (Milovanoff et al. 2018; Spork et al. 2015). Vor allem der marginale Emissionsfaktor wird meist methodisch bedingt

¹⁸ In dieser Forschungsarbeit wird der THG-Emissionsfaktor auch vereinfacht als Emissionsfaktor bezeichnet.

¹⁹ Oder Stromnutzung.

²⁰ Auf der Erzeuger- und auf der Verbraucherseite (Elsner et al. 2015).

²¹ Hybride Energiesysteme kombinieren verschiedene Energiequellen, wie Strom und Erdgas, für eine Versorgungsaufgabe. Durch ein flexibles Wechseln zwischen den Energiequellen können dadurch Treibhausgasemissionen vermieden und die Nutzung erneuerbarer Energien gefördert werden (Erdinc und Uzunoglu 2012).

als Durchschnittswert oder als Ergebnis von einfachen Analysen nicht differenziert berechnet (siehe Abschnitt 3.1.5).

(2) Transformationsprozess der Stromversorgung

Durch den wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien, wie Photovoltaik und Windkraftanlagen, in der Stromerzeugung und den deutschen Kohleausstieg bis 2038 wird der Emissionsfaktor der Stromerzeugung in den kommenden Jahren kontinuierlich absinken (BMWi 2019b). Das bedeutet, dass heutige Elektrifizierungsmaßnahmen möglicherweise erst in den kommenden Jahren zu einer THG-Reduzierung beitragen können. Durch lange Reinvestitionszyklen und Nutzungsdauern von Technologien entscheiden jedoch die heutigen Investitionen über die zukünftigen THG-Emissionen (Fay et al. 2015; Reichel 1998, S. 198). Für die Entwicklung von dynamischen, prospektiven Emissionsfaktoren zur Berechnung der über die Lebensdauer entstehenden THG-Emissionen zweier Investitionsentscheidungen (Technologien) werden fundierte Szenarien und Strommarktmodelle benötigt – vor allem für sich im Wandel befindende Energieversorgungssysteme (Ryan et al. 2016; IWES und IBP 2017, S. 35). Mit der Szenarioplanung werden mit unterschiedlichen Annahmen und Methoden mögliche Entwicklungspfade aufgezeigt. Je nach Aufgabenstellung, Zielsetzung sowie den aktuellsten politischen Entscheidungen und wirtschaftlichen Entwicklungen variieren die Ergebnisse und somit auch die entwickelten Emissionsfaktoren (Schmidt-Scheele 2020). Zur Bildung stündlicher, prospektiver Emissionsfaktoren für Deutschland wurden bisher noch keine normativen Szenarien eingesetzt.

(3) Methodische Schwächen bei der Berechnung der stündlichen Emissionsfaktoren

Oftmals werden Effekte aus dem Stromhandel stark vereinfacht oder nicht beachtet, obwohl der grenzüberschreitende Stromhandel den Emissionsfaktor beeinflusst (Moro und Lonza 2017; Tranberg et al. 2019; Soimakallio und Saikku 2012). Der Strommix-Emissionsfaktor sollte daher für die genutzte elektrische Energie, unter Berücksichtigung des Stromhandels und der Stromspeicherung, berechnet werden (Soimakallio und Saikku 2012). Durch die höhere zeitliche Auflösung kommt es zudem zu einer zeitlichen Verzerrung des Emissionsfaktors durch Stromspeicher (Böing und Regett 2019). Bei der stündlichen Berechnung von historischen und prospektiven marginalen Emissionsfaktoren kann es sein, dass der Emissionsfaktor – kontraintuitiv – negative Werte annimmt. Der Vergleich unterschiedlicher Energiesysteme, An- und Abfahrprozesse von Kraftwerken sowie die nicht ausreichend genaue Abbildung von Wärmeauskopplungen sind mögliche Ursachen davon (Braeuer et al. 2020; Böing und Regett 2019).

(4) Fehlende Berücksichtigung von Effekten durch hohe Anteile erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung

Der kontinuierliche Ausbau der erneuerbaren Energien hat Auswirkungen, die mit den aktuellen Methoden zur Berechnung des Strommix- und des marginalen Emissionsfaktors nicht abbildbar sind (Vandepaer et al. 2019). Die folgende Problematik zeigt sich bei prospektiven Emissionsfaktoren: Zum einen ist es bei aktuellen Methoden nicht möglich, spezifische Arten erneuerbarer Energien als marginale Erzeugungseinheit zu definieren, was sich zumindest bei der Bioenergie zukünftig ändern kann; zum anderen werden künftig auftretende Mengen von erneuerbarem Überschussstrom, welche durch ein Einspeisemanagement abgeregelt²² werden müssen, nicht in der Bildung eines MEF berücksichtigt. Durch eine Nachfrageerhöhung würde allerdings das Einspeisemanagement (Curtailement²³) vermieden und somit durch eine zusätzliche Stromnutzung keine THG-Emissionen ausgestoßen werden (Regett et al. 2018). Edwards et al. (2020), Röder et al. (2020), Regett et al. (2018), Carson und Novan (2013) sowie Li et al. (2017) sprechen diese Problematik an, integrieren die Effekte jedoch nicht in einen dynamischen, prospektiven marginalen Emissionsfaktor.

Die differenzierte Problembeschreibung kann in der folgenden **Forschungsfrage** zusammengefasst werden:

Wie kann die Methode zur Berechnung der THG-Emissionsfaktoren der Stromerzeugung verbessert und weiterentwickelt werden, um die kurzfristige und langfristige Dynamik des Stromerzeugungssystems abbilden zu können sowie die Effekte der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu berücksichtigen?

Aus den vier Problemkategorien werden drei Ziele der Forschungsarbeit abgeleitet. Es soll die Hypothese belegt werden, dass mit einer methodischen Erweiterung dynamische, prospektive Emissionsfaktoren aus normativen Szenarien entwickelt werden können, die eine detaillierte Analyse der Lebenszeitemissionen von direkten und indirekten Elektrifizierungsmaßnahmen erlauben. Dadurch können mit genaueren Lebenszyklusanalysen Entscheidungen zum Umsetzungszeitpunkt, der Betriebsweise und der Wirtschaftlichkeit emissionsmindernder Maßnahmen wissenschaftlich fundierter getroffen werden.

²² Gezwungene Reduktion der Einspeisung oder ein Abschalten der Erzeugungsanlage (BNetzA und BKartA 2020, S. 155).

²³ Die erzwungene Minderung der Einspeiseleistung von Stromerzeugungsanlagen – meist EE-Anlagen – wird auch Curtailement genannt. Im Unterkapitel 2.2 findet sich eine ausführliche Erläuterung.

Ziel 1: methodische Verbesserungen

In einer ausführlichen Literaturanalyse soll eine Übersicht über die Berechnung von THG-Emissionen mit der Methode der Emissionsfaktoren erstellt und die bestehenden Anforderungen und Limitierungen ermittelt werden. Daraus soll eine Verbesserung der Methode zur Erstellung von stündlichen, prospektiven Emissionsfaktoren der Stromnutzung abgeleitet und anschließend ein Emissionsmodell erstellt werden. Diese Verbesserungen der Methodik bezüglich des Stromhandels und der Speicherwirtschaft sind aus der Literatur abgeleitet und werden für die deutsche Stromversorgung angewandt.

Anhand eines stündlichen Strommarktmodells sollen das normative Verhalten des Kraftwerks-parks und die Entwicklungen mit den aktuellen Ausbauzielen und bereits beschlossenen Maßnahmen simuliert werden. Dafür werden zwei normative Szenarien mit individuellen THG-Obergrenzen entwickelt.

Ziel 2: methodische Weiterentwicklung

Anhand der Strommarktdaten soll die Methode zur Berechnung von stündlichen, prospektiven marginalen Emissionsfaktoren weiterentwickelt werden. Diese marginalen Emissionsfaktoren sollen künftig auftretenden Überschussstrom und das Problem der geringen Änderungsraten der steuerbaren Stromerzeugung als Effekte hoher Anteile erneuerbarer Energien an der Stromversorgung berücksichtigen sowie das Problem der negativen stündlichen Werte lösen.

Ziel 3: Analyse von Sektorkopplungstechnologien

Die erzeugten Emissionsfaktoren sollen zur Berechnung der THG-Emissionen bei typischen Sektorkopplungstechnologien angewandt werden. Hier sollen die elektrische Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyseur – als Bereitstellung von Sekundärenergieträgern – und die elektrische Dampferzeugung im industriellen Maßstab – als Power-to-Heat-Maßnahme – analysiert werden. Ziel ist es, geeignete Umsetzungszeitpunkte für die Technologien zu ermitteln, ab denen THG-Emissionen vermieden werden können.

1.3 Aufbau der Forschungsarbeit

Im einleitenden Kapitel 1 folgte nach dem Einbetten der Problemstellung der Forschungsarbeit in den übergeordneten globalen Kontext des Klimawandels die Festlegung der Ziele (siehe Abbildung 1-3). In Kapitel 2 werden die energiewirtschaftlichen Grundlagen zum weiteren Verständnis der Problemstellung und Zielsetzung dargestellt. Zudem werden zentrale Begriffe wie „Sektorkopplung“ und „Überschussstrom“ definiert. Der Stand der Forschung ist in drei

Teile gegliedert und beginnt mit einer umfassenden Literaturrecherche zu den unterschiedlichen Berechnungsmethoden für Emissionsfaktoren der Stromversorgung, gefolgt von deren Interpretation und Anwendung. Abschließend zeigt eine ausgewählte Gegenüberstellung der relevanten Literatur die Limitierungen der etablierten Methoden auf. In Kapitel 4 wird mit der Bildung der Szenarien die Datengrundlage für die Erstellung von stündlichen, prospektiven Emissionsfaktoren gelegt. Daraus werden dann die Strommix-Emissionsfaktoren gebildet. Mit einer ausführlichen Beschreibung des Berechnungsmodells und der integrierten methodischen Weiterentwicklungen werden die marginalen Emissionsfaktoren berechnet. Die Ergebnisse der beiden Arten der Emissionsfaktoren werden hier analysiert und diskutiert. Darauf folgt die exemplarische Anwendung der gebildeten Emissionsfaktoren in der Analyse der typischen Sektorkopplungstechnologien der Wasserstoffelektrolyse und der elektrischen Dampferzeugung. Es werden jeweils technologiespezifische Fragestellungen, die mit der Verwendung der entwickelten dynamischen, prospektiven Emissionsfaktoren beantwortet werden können, behandelt. In der Schlussbetrachtung werden die zentralen Ergebnisse bezüglich der Zielsetzung der Forschungsarbeit zusammengefasst, der weitere Forschungsbedarf diskutiert und ein Fazit der wissenschaftlichen Arbeit gezogen.

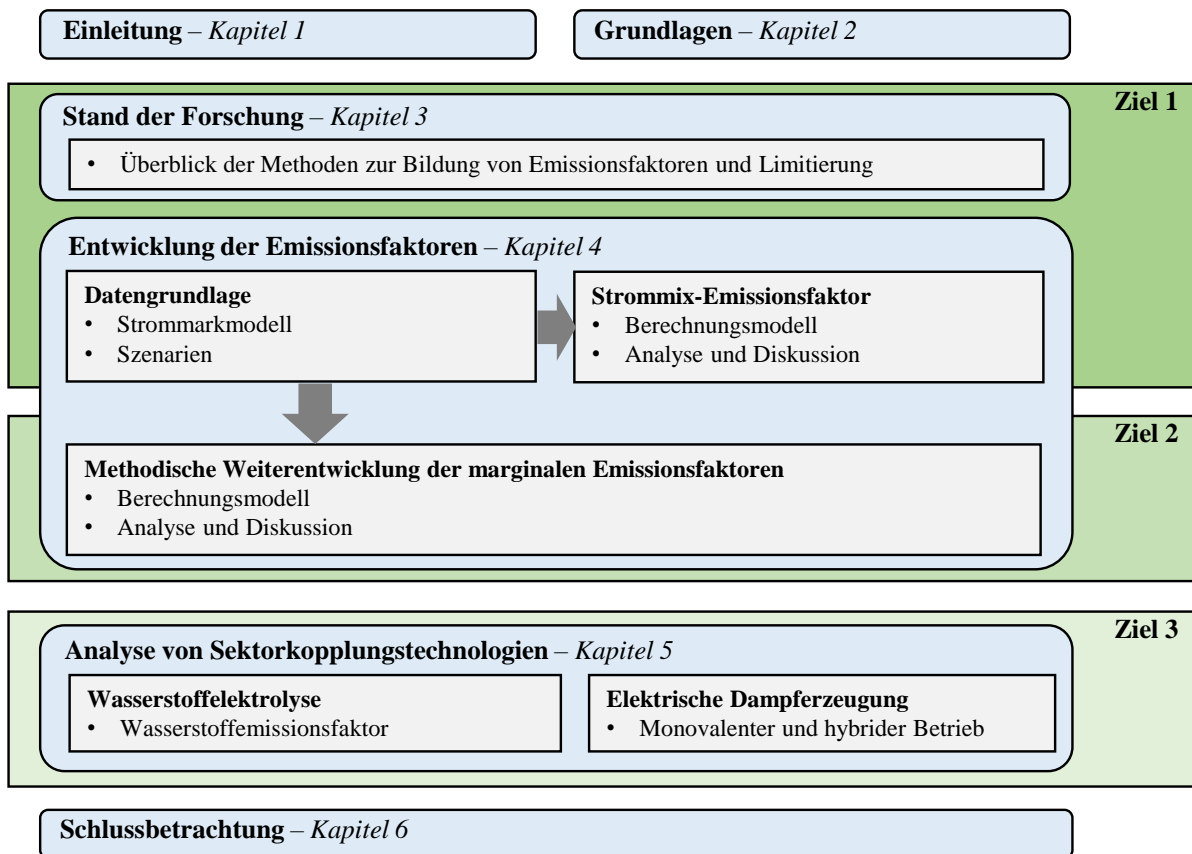


Abbildung 1-3: Aufbau der Forschungsarbeit.

2 Energiewirtschaftliche Grundlagen

Das Kapitel 2 stellt den Status quo des Energiebedarfs in Deutschland und die in Szenarien und Studien skizzierte mögliche Entwicklung dar. Es werden die wichtigsten Energieträger und Anwendungsgebiete quantitativ dargestellt, um die Bereiche für gezielte Maßnahmen zur THG-Reduktion aufzuzeigen (Unterkapitel 2.1). In Unterkapitel 2.2 liegt der Fokus auf der Stromerzeugung sowie der Definition von Überschussstrom. Anschließend werden die Notwendigkeit, die Ziele und das Prinzip der Sektorkopplung beschrieben (Unterkapitel 2.3). Die wichtigsten Technologien der Sektorkopplung werden in Unterkapitel 2.4 erörtert. Zudem werden hier die Auswirkungen des technologischen Transformationsprozesses und der Prozess selbst erklärt.

2.1 Struktur des Energiebedarfs Deutschlands

Aus den eingesetzten 3641 Terawattstunden (TWh) Primärenergie in Deutschland im Jahr 2018 wird durch Energieverluste und Energieaufwendungen bei der Förderung, der Umwandlung, dem Transport und der Verteilung zunächst Sekundärenergie, welche dann durch die Verwendung der Energieträger zu 2499 TWh Endenergie wird. Fast 40 % der Endenergie wird für mechanische Energie, hauptsächlich für Antriebe im Transportsektor, benötigt (siehe Abbildung 2-1). Etwa 53 % werden zur Warmwasser-, Prozesswärme- und Raumwärmeerzeugung aufgewendet. Nur knappe 8 % der Endenergie fallen auf typische nur strombasierte Anwendungen wie die Beleuchtung, die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) sowie die Prozess- und Klimakälte²⁴ (AGEB und BDEW 2019). Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieeinsatz beträgt 13,7 %, beim gesamten Endenergieeinsatz sind es 15,1 %, bei der Bruttostromerzeugung 37,8 %, für den Endenergieeinsatz bei der Wärme- und Kälteerzeugung 14,4 % und für den Endenergieeinsatz im Sektor Verkehr 5,6 %. Die deutsche Energieversorgung ist von den Energieträgern Mineralöl, Gas und Kohle dominiert und bezüglich der THG-Reduktion hauptsächlich durch einen erfolgreichen Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor geprägt (BMWi 2019c).

²⁴ Prozesskälte wird für industrielle Kühlprozesse wie beispielsweise in der Nahrungs- und Genussmittelindustrie oder zur Kühlung von Serverräumen verwendet. Als Klimakälte werden die Raumklimatisierung und die Anwendung in der Raumlufttechnik bezeichnet.

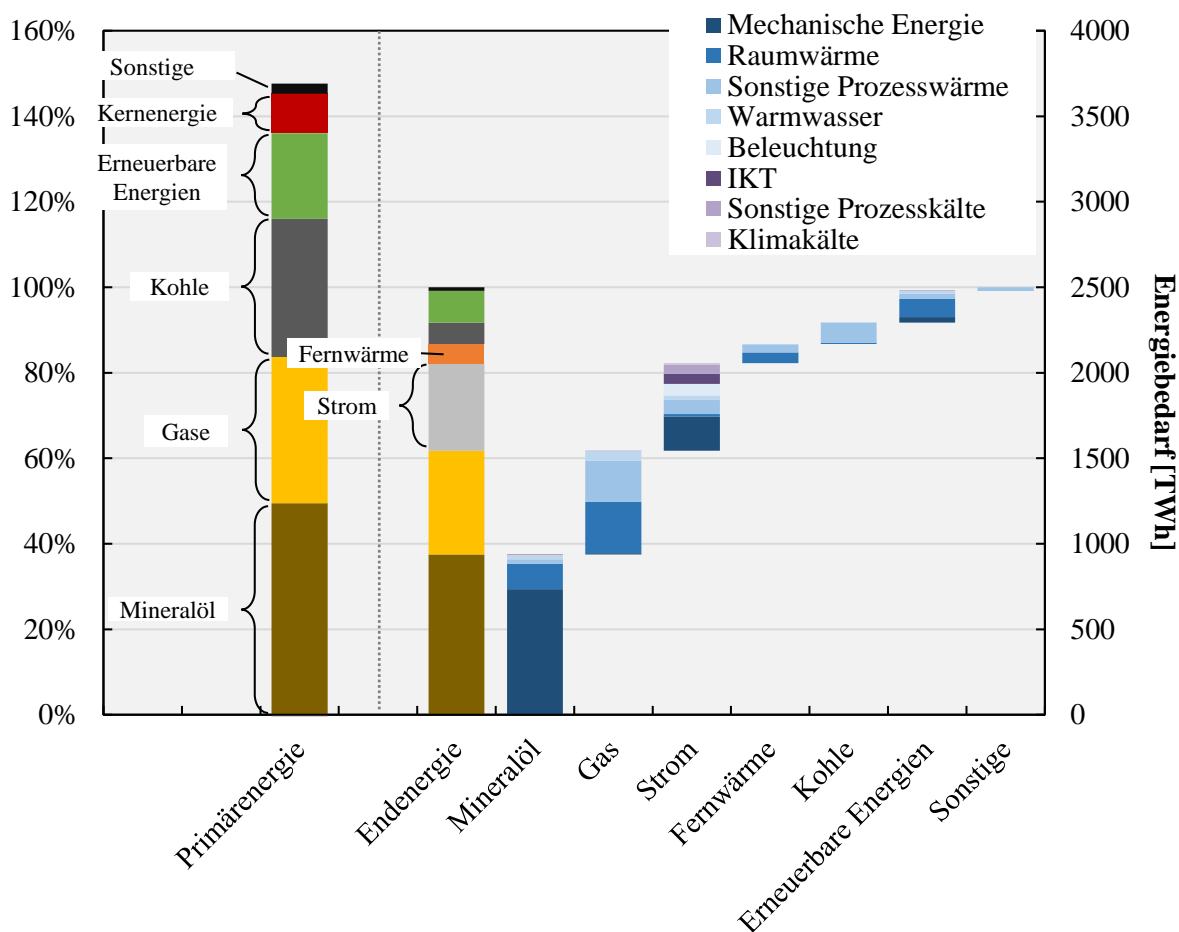


Abbildung 2-1: Bilanz des gesamten Primär- (3641 TWh) und Endenergiebedarfs (2499 TWh = 100 %) in Deutschland im Jahr 2018. Die eingesetzten Energieträger werden als Endenergie aufgeteilt in die jeweiligen Anwendungsgebiete dargestellt. Anmerkung: Der Exportüberschuss im Stromsektor ist bereits abgezogen und somit der Nettostromverbrauch inklusive Handelssaldo angegeben.

Quelle: eigene Darstellung, Daten aus AGEb und BDEW (2019)

Die Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland wird von zahlreichen Studien durch die Bildung von Referenz- und Zielszenarien²⁵ untersucht. Aus der „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“ (ewi 2018), der Studie „Klimapfade für Deutschland“ (BCG und Prognos 2018) und dem „Klimaschutzszenario 2050“ (Repenning et al. 2015) lassen sich folgende Trends für das Jahr 2050 ableiten und zusammenfassen: In den Referenzszenarien wird bis in das Jahr 2050 eine maximale Emissionsminderung von 62 % erreicht und der Primärenergieeinsatz um 30 bis 33 % verringert. Der Nettostromverbrauch steigt um 11 bis 17 %. In den Zielszenarien, in welchen die THG-Reduktionsziele von –80 bis –95 % erreicht werden, sinkt der Primärenergiebedarf um 44 bis 55 %. Der Nettostromverbrauch steigt um 2 bis 118 % an.

²⁵ Als Zielszenarien sind hier die Treibhausgasreduktionsziele der Bundesregierung von –80 bis –95 % bis in das Jahr 2050 festgelegt. Eine detailliertere Beschreibung der Szenarien, der Methodik und der Ergebnisse ist in Repenning et al. (2015), BCG und Prognos (2018) und ewi (2018) zu finden.

Es zeigt sich, dass in den Zielszenarien nur noch geringe Mengen Erdgas und Mineralöl als fossile Energieträger zur Deckung des Energiebedarfs beitragen. Die Potenzialgrenzen für die Nutzung von biogenen Energieträgern und Wasserkraft sind bis auf wenige Ausbaumöglichkeiten bereits erreicht. Den überwiegenden Anteil der Endenergiebereitstellung decken die erneuerbaren Energien mit einem gesteigerten Ausbau von Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen sowie Photovoltaikanlagen. Bei der Nettostromerzeugung (NSE) beträgt der Anteil der EE in den Zielszenarien 88 bis 100 % (Repenning et al. 2015; BCG und Prognos 2018; ewi 2018).

Die Nutzung synthetischer Energieträger (aus nicht fossilem Ursprung) steigt in zahlreichen Szenarien bis in das Jahr 2050 deutlich an. Dabei sollen Produktionsvorteile in anderen Ländern genutzt werden, weshalb zukünftig auch der Import von synthetischen Energieträgern eine große Rolle spielen wird (Leopoldina et al. 2019; Ausfelder et al. 2018, S. 24).

Ein Wechsel der fossilen Energieträger von Kohle und Öl auf Erdgas mit einem geringeren spezifischen Emissionsfaktor ermöglicht eine Reduktion der THG-Emissionen durch Energieträgersubstitution. Dem wirkt entgegen, dass der Kernenergieausstieg zunächst auch durch fossile Energieträger kompensiert werden muss. Für eine notwendige weitere THG-Reduktion ist der Wechsel hin zu erneuerbaren Energien jedoch unausweichlich. Besonders in den Anwendungsgebieten des Transportsektors und der Wärmeerzeugung erscheint der Einsatz geeigneter emissionsarmer Energieträger bis auf ein begrenztes Potenzial an biogenen Brennstoffen schwierig. Weitere erneuerbare Energien wie die Solarthermie oder Geothermie sind aufgrund des begrenzten Potenzials, des erreichbaren Temperaturniveaus, zu hoher Erzeugungskosten und einer aufwendigen technischen Systemintegration meist nicht praktikabel. Die technischen Substitutionslösungen hierfür sind die direkte Elektrifizierung der Prozesse, wie bei elektrisch betriebenen Fahrzeugen, Wärmepumpen oder elektrischen Widerstandsheizungen, sowie die Umwandlung von Strom in Sekundärenergieträger wie Wasserstoff und andere synthetische Kraftstoffe, welche in herkömmlichen Verbrennungsprozessen eingesetzt werden können (Görner und Lindenberger 2018, S. 16–21). Damit diese direkte und indirekte Elektrifizierung emissionsmindernd wirken, muss die eingesetzte elektrische Energie möglichst emissionsarm erzeugt werden.

2.2 Dekarbonisierung der Stromerzeugung

Strom als Endenergieträger ist ein Umwandlungsprodukt aus der Energiewirtschaft, hauptsächlich aus der Verbrennung von Kohle und Erdgas, der Nutzung von Kernenergie und den erneuerbaren Energien wie Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen (AGEB und BDEW 2019). Die Emissionen der Stromerzeugung sind direkt von den eingesetzten Energieträgern abhängig. Der Emissionsfaktor sinkt mit dem erfolgreichen Ausbau der erneuerbaren Energien seit

1990 konstant (siehe Abbildung 1-2). Der typischerweise vom Umweltbundesamt (UBA) angegebene durchschnittliche jährliche Emissionsfaktor des Stromverbrauchs in Deutschland ist der Quotient aus den direkten CO₂-Emissionen der Bruttostromerzeugung und dem Stromverbrauch ohne die Berücksichtigung des Stromhandelsaldos. Eine detailliertere Beschreibung der eingesetzten Energieträger und Bilanzierungsmöglichkeiten der Stromerzeugung wird in Abschnitt 3.1.3 gezeigt. Der Emissionsfaktor des Stromverbrauchs im Jahr 2020 betrug nach Schätzungen aus vorläufigen Daten des UBA 366 g_{CO2}/kWh_{el} (UBA 2021b).

Überschussstrom

Ein Effekt des Ausbaus der EE ist das Einspeisemanagement.²⁶ Durch unzureichende Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze müssen zur Netzstabilität immer häufiger Anlagen mit Einspeisevorrang²⁷ abgeregelt werden. Von 5,4 TWh Ausfallarbeit, verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen, entstehen aktuell mehr als 97 % bei Windkraftanlagen, vornehmlich in Norddeutschland auf dem Festland. Diese Menge hat sich seit dem Jahr 2013 verzehnfacht (BNetzA und BKartA 2020, S. 155–159). Laut Modellierungen des Netzentwicklungsplans 2030 steigt die Menge der Dumped Energy²⁸ mit dem Ausbau der EE an, wobei ab 2030 signifikante Mengen (bis zu 4,5 TWh) nicht mehr in den Strommarkt integriert werden können – trotz eines ausreichend gut ausgebauten Stromnetzes. Diese nicht genutzte Strommenge kann durch flexible Erzeuger oder Abnehmer reduziert werden (50Hertz et al. 2019, S. 102). Dumped Energy wird von Drünert et al. (2019) auch marktbasierter Stromüberschuss genannt. Beim Auftreten dieser Stromüberschüsse ist allerdings nicht garantiert, dass zeitgleich die gesamte Stromerzeugung emissionsfrei durch EE erbracht wird – obwohl

²⁶ EE- und KWK-Strom werden vorrangig in das Netz eingespeist. Sollten Abregelungsmaßnahmen von nicht durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bzw. das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz geförderten Erzeugungsanlagen nicht mehr möglich sein, dann können die verantwortlichen Netzbetreiber diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazität nicht ausreicht, um den erzeugten Strom abzutransportieren. Die daraus entstehenden Entschädigungszahlungen beliefen sich im Jahr 2018 auf 719 Millionen Euro (BNetzA und BKartA 2020, S. 155–161).

²⁷ Der Einspeisevorrang bezeichnet die durch das EEG vorgeschriebene bevorrechtigte Einspeisung erneuerbarer Energien ins Netz der allgemeinen Versorgung unter festgelegten Vergütungssätzen (Schwintowski 2014, S. 148).

²⁸ Die nicht verwertbare Leistung (Dumped Power) tritt infolge eines Überangebots an Leistung im Strommarkt auf und ergibt aufsummiert über ein Jahr die Dumped Energy (dt. nicht verwertbare Energie). Der Überschuss ergibt sich aus der Summe der Einspeisungen, die trotz geringster Strompreise am Markt nicht zurückgefahren werden können, abzüglich der aktuellen Last. Falls dieser Überschuss nicht gespeichert oder exportiert werden kann, muss die Einspeisung im Modell abgeregelt werden (50Hertz et al. 2019, S. 190).

eine Nachfrageerhöhung emissionsfrei gedeckt werden könnte. Der Grund dafür sind konventionelle, fossile Kraftwerke, welche meist die Must-run-Einspeisung²⁹ und Systemdienstleistungen wie Regelenergie bereitstellen.

Stromüberschüsse sollen in einem zukünftigen Energiesystem mit flexiblen Verbrauchern möglichst vermieden werden. Denn auch die realisierbaren Potenziale der EE sind begrenzt und somit wird Überschussstrom zu einem wertvollen Gut (Ausfelder et al. 2017, S. 64). In dieser Forschungsarbeit wird Überschussstrom als marktbasierter, theoretisch in das Stromnetz integrierbarer Stromüberschuss definiert. Weitere Definitionsansätze werden in Görner und Lindenberger (2018) diskutiert, jedoch sind diese für die Zielsetzung der Forschungsarbeit nicht relevant.

2.3 Sektorkopplung

Der Begriff Sektorkopplung, Sektorenkopplung oder Sektorintegration ist eine relativ neue Begrifflichkeit und spielt in der aktuellen energiepolitischen Diskussion eine bedeutende Rolle. Die Sektorkopplung soll durch den verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien und die Substitution von fossilen Energieträgern in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie dabei helfen, die ambitionierten Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen. Wie eine Kopplung dieser unterschiedlichen Sektoren aus ökologischer, ökonomischer, technischer, regulatorischer und sozialwissenschaftlicher Sicht ausgestaltet werden könnte, ist Bestandteil der aktuellen Wissenschaft und Forschung (Wietschel et al. 2018, S. 1–5). Aus mehreren aktuellen Veröffentlichungen werden in Wietschel et al. (2018) aus vielen lückenhaften Definitionen von Sektorkopplung die widersprüchlichen und unvollständigen Definitionsansätze aufgearbeitet und diese definitorische Lücke der Begriffsdefinition geschlossen:

- Primäres Ziel der Sektorkopplung ist die Reduktion der THG-Emissionen durch die Substitution fossiler Energieträger.
- Sekundäre Ziele können die Nutzung von Freiheitsgraden der Optimierung im zukünftigen Energiesystem sowie eine Flexibilisierung und Energieeffizienzsteigerung sein.
- Das soll durch neue und bekannte sektorübergreifende Anwendungen (beispielsweise Power-to-Gas (PtG) und Kraft-Wärme-Kopplung) sowie durch die Kopplung der Energieträger in den Verbrauchssektoren geschehen. Das bedeutet, dass beispielsweise Abwärmepotenziale aus industriellen Prozessen durch Wärmenetze zur Beheizung von privaten Haushalten genutzt werden oder batterieelektrische Fahrzeuge (engl. battery

²⁹ Erzeugungsanlagen, die nicht nur zur Deckung der Stromnachfrage bestimmt sind und laufen müssen. Neben der elektrischen Energie erzeugen KWK-Anlagen auch Nutzwärme. Die Wärme wird beispielsweise zur Wärmeversorgung privater Haushalte benötigt. Weitere Restriktionen können sich durch die Versorgung industrieller Prozesse oder die Eigenversorgung von Kraftwerksstandorten ergeben (50Hertz et al. 2019, S. 196).

electric vehicles, BEV) während des Parkvorgangs Energie für einen stromintensiven Prozess in der Industrie bereitstellen.

- Wird Strom als Substitut genutzt, kann in eine direkte Elektrifizierung (PtH-Technologien wie eine elektrische Widerstandsheizung) und in die indirekte Elektrifizierung (Power-to-Liquid (PtL) und PtG zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe) unterschieden werden.

Zusammengefasst wird dies mit folgender Definition:

„Sektorkopplung bezeichnet den fortschreitenden Prozess der Substitution fossiler Energieträger durch weit überwiegend erneuerbar erzeugten Strom oder durch andere erneuerbare Energieträger und nachhaltige Energienutzungsformen in neuen sektorenübergreifenden Anwendungen oder durch verstärkte Nutzung bekannter sektorenübergreifender Anwendungen.“ (Wietschel et al. 2018, S. 48)

Obwohl es nicht den Zielen entspricht, kann es mitunter sein, dass unter dem Vorwand der Sektorkopplung lediglich Emissionen von Sektor zu Sektor verschoben und nicht notwendigerweise verringert werden. Beispielsweise werden durch die Elektrifizierung des Verkehrs durch BEVs die Emissionen auf den Strom- oder Umwandlungssektor verschoben und nicht unbedingt die Gesamtemissionen reduziert (Fattler et al. 2019, S. 23). Das liegt daran, dass nach aktuellem Kenntnisstand die Notwendigkeit besteht, auch Sektorkopplungsmöglichkeiten zu erschließen, welche über die reine Verwendung von überschüssigem oder rein erneuerbarem Strom hinausgehen, um eine umfangreiche Dekarbonisierung des Energie- und Wirtschaftssystems zu erreichen (Wietschel et al. 2018, S. 44). Das Problem bei der Nutzung von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist, dass der überwiegende Anteil der Stromerzeugung noch auf konventionellen, fossilen Erzeugern beruht.

Besonders im Bereich der Wärmeversorgung besteht eine Unklarheit, welche Rolle erneuerbare Energien zukünftig einnehmen können, welche Versorgungskonzepte gewählt und wie die Rückkopplungen durch eine Elektrifizierung des Wärmesektors aussehen könnten (IWES und IBP 2017, S. 22). Ein Hindernis von neuen, sektorübergreifenden Anwendungen sind die größtenteils sektorspezifisch getrennten Bereiche und regulatorischen Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft (Thomas 2017, S. 55). Beispielsweise ist Strom durch Abgaben, Umlagen und Steuern wesentlich höher belastet als Benzin, Diesel, Erdgas und Heizöl und zudem noch stark vom spezifischen Abnehmerfall abhängig (acatech et al. 2017, S. 58). In einer „Studie zur Verbesserung der kostenseitigen Wettbewerbsbedingungen für einen effizienten Einsatz von EE-Strom“ zeigen Golling et al. (2017) auf, dass aus ausgewählten Sektorkopplungsmaßnahmen und speziellen Abnehmerfällen aktuell nur wenige Optionen nahe an der Wirtschaftlichkeit sind. Dazu gehören Wärmepumpen für Haushalte und Elektrofahrzeuge, welche durch

ihren Effizienzvorteil gegenüber einer konventionellen Referenztechnologie die höheren spezifischen Stromkosten ausgleichen sowie trotz des aktuell hohen CO₂-Emissionsfaktors der Stromerzeugung zu einer Reduktion der Gesamtemissionen beitragen. Die Mehrkosten für Abnehmerfälle in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie betragen 50 bis 90 %.

Integration von erneuerbaren Energien

Zur Integration von EE in das Energiesystem mittels Sektorkopplung argumentiert Bettzüge (2017), dass verschiedene Ebenen der Energiebilanz – die der Sekundärenergieträger und die der Endenergie – miteinander vermischt würden und dass sich hinter dem Prinzip der Sektorkopplung lediglich eine Elektrifizierung von Wärme und Verkehr verberge. Zudem bemängelt er eine fehlende Technologieoffenheit, welche den Lösungsraum möglicher emissionsmindernder Technologien vergrößere. Zur Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien lässt sich Folgendes feststellen:

- Solange die Stromerzeugung nicht zu 100 % aus EE besteht, wird eine marginale Erhöhung der Nachfrage – gleichbedeutend mit einer Elektrifizierung bestimmter Prozesse – von einem konventionellen thermischen Kraftwerk erzeugt und der Deckung eines bereits bestehenden Strombedarfs dienen. Dies ist dem Einspeisevorrang und der fluktuierenden Einspeisecharakteristik von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zuzuschreiben. Hierbei muss analysiert werden, ob die Umwandlungskette „Gas zu Strom zu Wärme“ geringere Emissionen verursacht als eine direkte Umwandlung von Gas zu Wärme vor Ort.
- Eine Nutzung von EE-Strom vor Ort, ohne diesen in das Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen, verschiebt lediglich die Emissionsminderung innerhalb der Sektoren, falls der Strommix noch nicht zu 100 % aus EE gespeist wird.
- Falls durch die erhöhte Nachfrage mögliche Abschaltungen (Curtailement) von erneuerbaren Stromerzeugern durch Einspeisemanagement oder ein gehemmter Ausbau von EE vermieden werden, können durch die Elektrifizierung jedoch fossile Brennstoffe verdrängt werden (Bettzüge 2017, S. 28–35; Edwards et al. 2020, S. 29).

Die Frage, wie eine Sektorkopplungsmaßnahme zu einer THG-Minderung beiträgt, muss unter Berücksichtigung der komplexen Zusammenhänge des Umwandlungssektors und der unterschiedlichen Effizienzen und Nutzungsgrade der eingesetzten technologischen Lösungen gestellt werden. Dabei darf nicht außer Acht gelassen werden, dass der technologische Transformationsprozess möglicherweise den Aufbau einer parallelen Infrastruktur zur Energieversor-

gung, neue Anlagen und Investitionen zur Bereitstellung von Nutzenergie erfordert und industrielle Prozesse³⁰ direkt beeinflusst. Eine Sektorkopplung nach den oben genannten Zielen muss Bestandteil der Energiewende sein und ist maßgeblich von der Dekarbonisierung der Stromerzeugung abhängig (Purr et al. 2019, S. 80–85). In der Stellungnahme zur Sektorkopplung von acatech et al. (2017) wird die Energiewende in vier sich jeweils überlagernde Phasen mit steigendem Grad der Sektorkopplung eingeteilt. In der ersten Phase bis etwa 2015 wurden die Basistechnologien zum Ausbau erneuerbarer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz entwickelt sowie umgesetzt. In der zweiten Phase bis 2040 steht die Systemintegration durch Flexibilisierung, Digitalisierung, direkte Stromnutzung sowie die Entwicklung eines neuen Strommarktes im Mittelpunkt. Bis in das Jahr 2050 sollen durch die Ausnutzung sehr hoher negativer Residuallasten großskalige Elektrolyseverfahren dafür sorgen, dass genügend synthetische Kraftstoffe zur Verwendung im Verkehrssektor und der Industrie zur Verfügung stehen. Ab dem Jahr 2050 werden eine vollständige Abkehr von fossilen Energieträgern und der Abschluss des Umbaus der Energieversorgung mit einem integrierten Energiesystem – einer vollendeten Sektorkopplung – angestrebt (acatech et al. 2017, S. 57).

2.4 Technologischer Transformationsprozess

Die kontinuierliche Transformation zu einem integrierten und emissionsarmen Energiesystem bewirkt auch einen Anpassungsbedarf bei den eingesetzten Technologien zur Bereitstellung der Nutzenergie. Ausgehend von der Definition der Sektorkopplung werden die möglichen Sektorkopplungstechnologien auf verschiedene Anwendungsgebiete und in die Kategorien „direkte Elektrifizierung“, „indirekte Elektrifizierung“ und „keine Elektrifizierung“ eingeteilt (siehe Tabelle 2-1). Eine Beschreibung der Sektorkopplungstechnologien ist detailliert in Anhang A („Berechnungen und Annahmen“) dargestellt. Die eingesetzte elektrische Energie bei originären Stromanwendungen wie die Beleuchtung, bestehende elektrische Antriebssysteme oder IKT wird voraussichtlich nicht mit anderen Energieträgern substituiert werden können, welche zu einer Emissionsminderung führen würden. Deshalb werden diese originären Stromanwendungen nicht weiter betrachtet. Hierbei wird angenommen, dass diese Anwendungen durch die fortschreitende Dekarbonisierung der Stromerzeugung, die Senkung des spezifischen Nutzenergiebedarfs und weitere Effizienzmaßnahmen ihre Emissionen reduzieren können. Die notwendige Steigerung und Potenzialhebung der Energieeffizienz bei Querschnittstechnologien sowie in Prozessen der gesamten Industrie werden in Brunke (2017), Blesl und Kessler (2017) und Kuder (2013) dargestellt.

³⁰ Das Forschungsprojekt „Energiewende in der Industrie: Potenziale, Kosten und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor“, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), beschäftigt sich ausführlich mit den Möglichkeiten und Auswirkungen der Dekarbonisierung der Industrie in acht ausgewählten Branchen (BMWi 2020b).

Tabelle 2-1: Sektorkopplungsmatrix mit Umwandlungsart, energetischem Anwendungsgebiet und exemplarischen Technologien.

Umwandlung		Anwendungsgebiet			Verkehr	Stromversorgung
		Niedertemperaturw är me < 100 °C	Mitteltemperaturw är me 100–500 °C	Energieintensive Industrie > 500 °C		
Indirekte Elektrifizierung	Power-to-Liquid	Konv.	Konv.	Konv.	Konv., BSZ	Konv.
	Power-to-Gas	Konv.	Konv.	Konv., DRI	Konv., BSZ	Konv.
Direkte Elektrifizierung	Power-to-Mobility				Konv.	Speicher
	Power-to-Heat	Widerstand, Strahlung	Widerstand, Strahlung	Widerstand, Strahlung		
	Dezentrale erneuerbare Energien					PV, Wasser, Wind
Nicht elektrisch	Erneuerbare Energien	Wärmepumpe Solarthermie Geothermie Biogener Brennstoff	HT-Wärmepumpe; Konz.Solarthermie; Tiefe Geothermie	Biogener Brennstoff	Biogener Kraftstoff	Biogener Brennstoff
	Effizienztechnologie	Abw är me	Abw är me			Abw är me (ORC)

Abkürzungen:

Konv. = Konventionelle Technik; BSZ = Brennstoffzelle; DRI = Direktreduktion von Eisenoxid; HT = Hochtemperatur (hier 100 – 160 °C); PV = Photovoltaik; ORC = Organic Rankine Cycle; Konz. = Konzentrierende; Tiefe Geothermie = tiefer als 400 Meter.

Quellen: (Wietschel et al. 2015, S. 6; Viebahn et al. 2018b; Bechemet al. 2015; IWES et al. 2015; Agora Verkehrswende 2020; Ausfelder et al. 2018, S. 23)

Bei den in Tabelle 2-1 gezeigten Sektorkopplungstechnologien ist zu erkennen, dass große Anwendungsbereiche sich durch eine indirekte und eine direkte Elektrifizierung abdecken lassen. Daher wird in Kapitel 5 („Analyse von Sektorkopplungstechnologien“) der Fokus auf die elektrische Wasserstoffherzeugung für Wasserstoff als Grundstoff der synthetischen Brennstoffe und auf die PtH-Technologien im Bereich der Mitteltemperaturwärme mit der Analyse der industriellen Dampferzeugung gelegt.

Investitionszyklen und stranded assets

„Investitions- und Innovationszyklen dauern in der Industrie bis zu 30 Jahre – 15 Jahre für die Entwicklung, 15 Jahre für die Markterschließung. Deshalb müssen die richtigen Impulse bereits jetzt gesetzt und langfristig sichergestellt werden“ (Leopoldina et al. 2019, S. 14). In einem sich wandelnden Energiesystem spielt die Transformationsgeschwindigkeit der Technologien für die Endenergienutzung eine entscheidende Rolle. Beispielsweise schreiben Fische-dick und Grunwald (2017), dass Transformationsprozesse sehr lange dauern können und der

Austausch von Technologien bzw. der Reinvestitionszyklus der Nutzungs- bzw. Wirkungs-
dauer dieser Technologien entspricht (Reichel 1998, S. 189). Die durchschnittliche Nutzungs-
dauer liegt bei Automobilen bei ca. 9,6 Jahren und kann bei Infrastrukturen, Kraftwerken oder
Gebäuden 20 bis 50 Jahre betragen. Auch in der Industrie werden Technologien mit hohen
Investitionen und Fixkosten oft lange genutzt, damit sie nicht abgeschrieben werden müssen,
bevor sich die Investition amortisiert hat (Fischedick und Grunwald 2017, S. 13–17; KBA
2020). In der chemischen Industrie betragen die Investitionszyklen typischerweise 30 Jahre
und in der Stahl- oder Zementindustrie sogar 40 Jahre oder noch mehr (IEA 2020b, S. 377).
Letztendlich bedeutet eine lange technisch-ökonomische Lebensdauer von industriellen Pro-
duktionsanlagen und Anlagen zur Bereitstellung von mechanischer Energie sowie Wärme und
Kälte, dass neue Investitionen vorausschauend, im Sinne der Dekarbonisierungsziele, getätigt
werden müssen. Falls im Reinvestitionszyklus erneut in konventionelle Technologien inves-
tiert wird, drohen stranded assets³¹ mit entsprechenden unternehmerischen und volkswirt-
schaftlichen Verlusten, wenn die Dekarbonisierungsziele erreicht werden müssen (Agora Ener-
giewende und Wuppertal Institut 2019, S. 10–33). Fay et al. (2015) beschreiben diesen Um-
stand simpel mit den Worten: “Today’s investment decisions add to committed carbon emis-
sions.” (Fay et al. 2015, S. 42).

³¹ Die Kosten für den deutschen Kohleausstieg sind ein Beispiel für eine Kompensationszahlung, bevor zwangs-
weise entstehende stranded assets auftreten. Die Kompensationszahlung für die Betreiber der deutschen Kern-
kraftwerke, welche vorzeitig vom Netz gehen müssen, ist ein Beispiel für einen Ausgleich nachdem stranded
assets entstanden sind (Bos und Gupta 2019).

3 Stand der Forschung

Das Kapitel ist in drei Unterkapitel gegliedert und beginnt mit der grundlegenden Definition von Emissionsfaktoren und deren Eigenschaften sowie einer umfassenden Literaturrecherche zu den unterschiedlichen Berechnungsmethoden für Emissionsfaktoren der Stromversorgung, gefolgt von deren Interpretation und Anwendung in Unterkapitel 3.2. Abschließend zeigt eine ausgewählte Gegenüberstellung der relevanten Literatur die Limitierungen der etablierten Methoden auf und erläutert die methodischen Erweiterungen und Weiterentwicklungen die in dieser Forschungsarbeit durchgeführt werden (Unterkapitel 3.3).

3.1 Methoden zur Berechnung von Emissionsfaktoren

Zur Bewertung von Umweltauswirkungen eines Produktes wird die Methode der Ökobilanzierung, auch Lebenszyklusanalyse genannt, angewandt. In mehreren miteinander verbundenen Prozessmodulen (beispielsweise der Rohstoff- und Energieträgergewinnung) wird der gesamte Lebensweg eines Produktes, Prozesses oder einer Dienstleistung in einem System³² dargestellt und analysiert. Der Nutzen dieses Systems ist der Vergleichsmaßstab und bildet die funktionelle Einheit der Analyse (Klöpffer und Grahl 2009, S. 1–3). Bei der Bereitstellung von Energie wird als funktionelle Einheit meist eine Kilo- oder eine Megawattstunde gewählt. Aufgrund des dominierenden Einflusses der Nutzungsphase von manchen Produkten und deren Energiebedarfs werden Teile der gesamten Prozesskette auch isoliert und nicht immer vollständig (engl. from cradle to grave, von der Wiege bis zur Bahre) betrachtet und sind somit auch keine vollständige Ökobilanz, sondern ein Teil der Sachbilanz (engl. life cycle inventory, LCI) (Soinmakallio et al. 2011; Marmiroli et al. 2018). Beispielsweise ist die Stromerzeugung der Teilprozess mit den größten Auswirkungen auf die THG-Emissionen bei der Ökobilanzierung von Elektromobilität.³³ Nach Weber et al. (2010) ist die Art der Stromerzeugung eine der wichtigsten Einflusskomponenten bei klimarelevanten Untersuchungen in der Ökobilanzierung. Wie bei der Wahl von Systemgrenzen, der Nutzungsdauer und der Untersuchungstiefe gibt es deutliche Diskrepanzen bei der Bestimmung der „richtigen“ Zusammensetzung der Stromerzeugung (Marmiroli et al. 2018). Auch die Normen aus dem Umweltmanagement ISO 14040 und

³² Die Ökobilanz ist eine vereinfachte Systemanalyse. Bei der Modellierung von realen Prozessen wird meist eine Linearisierung der Wirkungszusammenhänge als Vereinfachung angenommen. Eine Ökobilanz nach DIN EN ISO 14040 besteht aus der Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen, der Sachbilanz, der Wirkungsabschätzung und einer Auswertung (DIN EN ISO 14040:2009-11; Klöpffer und Grahl 2009, S. 4). Bei einem ausschließlichen Fokus auf die Auswirkungen auf den Klimawandel wird die Analyse auch „carbon footprint“, also CO₂-Fußabdruck, genannt (Hauschild et al. 2018, S. 196).

³³ Es sei denn, der eingesetzte Strom wird treibhausgasarm bereitgestellt.

ISO 14044 beantworten die Frage nach der „richtigen“ Bestimmung der Emissionen der Stromerzeugung nicht (Soimakallio et al. 2011). Das aktuelle Paradebeispiel zur Veranschaulichung der methodischen Unterschiede bei der Berechnung und Anwendung von Emissionsfaktoren ist die Berechnung der THG-Emissionen von BEVs mit stark abweichenden Ergebnissen (Marmioli et al. 2018; Ryan et al. 2016).

Formel 3-1 beschreibt die grundlegende Berechnung eines simplen Emissionsfaktors. Durch die Bereitstellung einer Energiemenge in Form von Wärme oder Strom aus der Verbrennung oder Umwandlung einer definierten Menge eines Energieträgers entstehen verschiedene Emissionen. Der Quotient aus den entstandenen Emissionen und der Energiemenge, die Energiemenge ist die funktionelle Einheit, ergibt den Emissionsfaktor eines festgelegten Zeitintervalls (DIN EN ISO 11771:2010; Hauschild et al. 2018, S. 651–652):

$$EF_{B,i} = \frac{Em_i}{E_B}, \quad \forall i \in I \quad 3-1$$

Em_i	Emissionen eines Schadstoffs i [g]
E_B	Energie aus Brennstoff B [kWh _{th}]
$EF_{B,i}$	Emissionsfaktor eines Brennstoffs B für den Stoff i [g/kWh _{th}]

Für den Emissionsfaktor der Stromerzeugung werden zuerst die bei der Verbrennung der eingesetzten Energieträger entstehenden Emissionen berechnet. Die brennstoffspezifischen Emissionen lassen sich wiederum auch mit Emissionsfaktoren des jeweiligen Brennstoffs berechnen (IPCC 2006a).

Die verschiedenen Eigenschaften sowie Allokations- und Bilanzierungsmethoden, die den Emissionsfaktor zu einer sehr heterogenen Kennzahl machen, werden in Abbildung 3-1 dargestellt. Bei der Berechnung der Emissionen (Dividend) sind die Herleitung der Stoffwerte der eingesetzten Energieträger und die Allokationsmethode der Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung entscheidend. Der Divisor stellt die funktionelle Einheit der Energiemenge dar. Bei der Analyse der Emissionen der Stromerzeugung kann hier zwischen verschiedenen Bilanzierungs- und Erzeugungsebenen gewählt werden. Eigenschaften, die den Emissionsfaktor in seiner Ausprägung verändern, sind weiterhin die Systemgrenzen, das zugrunde liegende Emissionsmodell, die zeitliche Auflösung und der zeitliche Horizont sowie die Unterscheidung in einen Strommix- und einen marginalen Emissionsfaktor. Je nach Datengrundlage und -qualität, Anwendungszweck und Aussageabsicht können verschiedene Ausprägungen zur Berechnung des Emissionsfaktors gewählt werden. Diese verschiedenen Ausprägungen werden auch zu unterschiedlichen Ergebnissen führen – sei es im Wert des Faktors selbst oder in der anwendungsspezifischen ökologischen Bewertung des Energiebedarfs (Yang 2013; Marmioli et al. 2018;

Ryan et al. 2016). Im Folgenden werden die unterschiedlichen Möglichkeiten und Ausprägungen zur Bestimmung des Emissionsfaktors der Stromerzeugung analysiert. Diese Tatsache erschwert einen Vergleich von Ergebnissen mit unterschiedlich hergeleiteten Emissionsfaktoren.

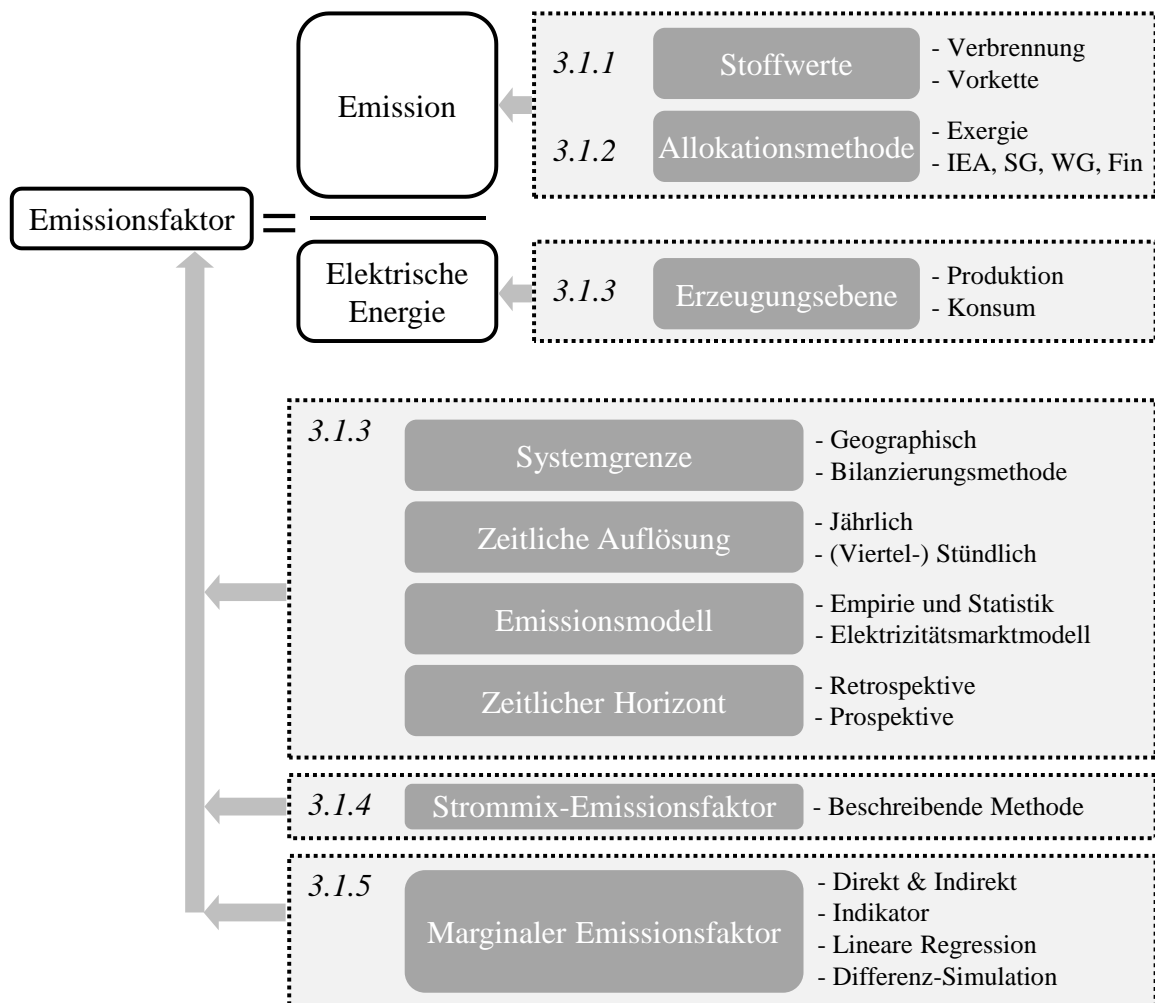


Abbildung 3-1: Darstellung der verschiedenen Eigenschaften welche den Emissionsfaktor der Stromerzeugung beeinflussen.

Quelle: eigene Darstellung zusammengefasst nach Ryan et al. (2016), Marmioli et al. (2018) und Yang (2013), mit eigenen Erweiterungen

3.1.1 Brennstoffspezifische Emissionsfaktoren

Die Emissionen der Stromerzeugung entstehen überwiegend in thermischen Kraftwerken, in denen fossile Energieträger verbrannt werden. Durch die bei der Verbrennung entstehende

Wärme wird das Arbeitsmedium Wasser verdampft, anschließend überhitzt und in einer Turbine, welche einen Generator antreibt, bis zum Erreichen der Umgebungstemperatur³⁴ entspannt. Dieser traditionelle Kreisprozess wird als Clausius-Rankine-Dampfkraftprozess bezeichnet. Weiterhin gibt es Gasturbinenkraftwerke, welche den Joule-Prozess mit gasförmigem Arbeitsmedium nutzen, Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke, welche beide Prozesse kombinieren, sowie Kraftwerke mit Verbrennungsmotoren (Otto- und Diesel-Kreisprozess). In Kernkraftwerken sowie solarthermischen und nicht thermischen Kraftwerken findet keine Verbrennung statt und es entstehen somit keine direkten CO₂-Emissionen (Konstantin 2017, 122 ff.).³⁵ Deshalb müssen die für die Verbrennung vorgesehenen Energieträger jeweils mit brennstoffspezifischen Emissionen analysiert werden.

Herleitung der brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren in Deutschland

Der brennstoffspezifische Emissionsfaktor wird in Gramm CO₂ pro Kilowattstunde thermische Energie (Wärme) (g_{CO_2}/kWh_{th})³⁶ angegeben und ist hauptsächlich vom Kohlenstoffgehalt (C-Gehalt) und vom Heizwert³⁷ des Brennstoffs abhängig (UBA 2016, S. 10). Für die Erfassung der brennstoffspezifischen Emissionen kann angenommen werden, dass in modernen Feuerungen eine vollständige Verbrennung stattfindet und somit auch der enthaltene Kohlenstoff vollständig oxidiert und emittiert wird. Durch eine Elementaranalyse des Brennstoffs kann der Emissionsfaktor, welcher proportional zur eingesetzten Brennstoffenergie ist, berechnet werden (VDI 4608 Blatt 2; UBA 2018, S. 153)³⁸. Brennstoffe wie Erdgas, Erdöl und Kohle bestehen im Wesentlichen aus Kohlenstoff und Wasserstoff in unterschiedlichen Anteilen. Weitere Bestandteile sind Sauerstoff, Stickstoff, Schwefel und Spurenstoffe (Fischedick et al. 2015, S. 157–159). In der Natur sind diese Brennstoffe jedoch in unterschiedlicher Zusammensetzung mit vielen verschiedenen Spurengasen zu finden. Beispielsweise hat Erdgas je nach Herkunftsgebiet einen unterschiedlichen Heizwert und CO₂-Emissionsfaktor, vorrangig verursacht durch einen unterschiedlichen Gehalt an Methan (CH₄). Aus diesem Grund kann der Emissionsfaktor eines Brennstoffs nicht immer allgemeingültig für alle in Deutschland verbrannten Energieträger stöchiometrisch berechnet werden (UBA 2016, 10 u. 41-42).³⁹

³⁴ Diese Temperatur wird mit verschiedenen trockenen Rückkühlwerken, nassen Rückkühlwerken oder einer Flusskühlung erreicht. Zusätzlich muss für den Prozess das mindestens benötigte ΔT des Wärmeübertragers berücksichtigt werden.

³⁵ Notsstromdiesel in Kernkraftwerken werden hierbei vernachlässigt.

³⁶ Oftmals auch angegeben in t_{CO_2}/MWh oder t_{CO_2}/TJ .

³⁷ Gilt für thermische Kraftwerke. Siehe Fußnote 80.

³⁸ In VDI 4660 Blatt 1 werden die Berechnungsvorschriften zur Ermittlung der Emissionen einer spezifischen Brennstoffzusammensetzung ausführlich erklärt (VDI 4660 Blatt 1). Die europäische Norm EN ISO 11771 beschreibt ebenfalls die „Ermittlung von zeitlich gemittelten Massenemissionen und Emissionsfaktoren“ (DIN EN ISO 11771:2010).

³⁹ Bei vollständiger Kenntnis (Elementaranalyse) über die eingesetzten Brennstoffe in den einzelnen Feuerungsanlagen wäre dies theoretisch jedoch möglich.

Bestimmung der Emissionsfaktoren am Beispiel der Steinkohle

Der Kohlenstoffgehalt von Steinkohlen variiert von Ballaststeinkohle mit einem C-Gehalt von etwa 56 % und einem Heizwert von maximal 22 MJ/kg (6,1 kWh_{th}/kg) bis zu Anthrazit mit einem C-Gehalt von über 90 % und einem Heizwert von etwa 33 MJ/kg (9,2 kWh_{th}/kg) (UBA 2016, S. 15; Langeheinecke et al. 2017, S. 487). Die in Deutschland eingesetzte Steinkohle wird seit dem Jahr 2019 ausschließlich importiert, und das aus verschiedenen Ländern. Deshalb wird zur Bestimmung des Emissionsfaktors von Steinkohlen der gewichtete Mittelwert aus den im gesamten Emissionshandel gemeldeten und geprüften Emissionsfaktoren gebildet. Der gemittelte Emissionsfaktor von Steinkohle im Jahr 2017 betrug 337,0 g_{CO₂}/kWh_{th} und lag damit nur geringfügig unter dem Standardwert des IPCC von 340,6 g_{CO₂}/kWh_{th} (UBA 2018; UBA 2016, S. 16).

Vor- und nachgelagerte Treibhausgasemissionen (Vorkette)

Als Vorkette wird der gesamte Lebensweg eines Stoffes oder einer Emission bezeichnet. Das bedeutet, dass die direkten Umwelteffekte und die vorgelagerten Prozessketten betrachtet werden. Allerdings sind die jeweils definierten Systemgrenzen zu beachten, welche je nach Datenquelle durchaus unterschiedlich sein können (UBA 2020c). Bei der Nutzung von Energieträgern wird in direkte Emissionen (1. Ordnung), indirekte Effekte der Energievorkette (2. Ordnung) und in indirekte Effekte der Stoffherstellung (3. Ordnung) unterschieden. Klimarelevante Emissionen der Energiewirtschaft werden in CO₂-Äquivalenten⁴⁰ angegeben. Die direkten Effekte sind der Verbrennung der Energieträger zuzuordnen, zu der Vorkette eines Energieträgers zählen die Exploration, Förderung, Aufbereitung sowie der Transport und zu der 3. Ordnung zählt die Herstellung von Baumaterialien und Anlagen zur Bereitstellung der Energieträger (Fritsche und Wiegmann 2008, S. 8). Ein Unterschied bei der Betrachtung der Vorketten von fossilen Energieträgern zur Stromerzeugung gegenüber den EE ist, dass bei Wind-, PV-, Wasser- oder Solarkraftwerken die Vorkette nicht dem „Energieträger“ zugeordnet werden kann, sondern nur der erzeugten Elektrizität. Zahlreiche Studien nutzen Prozesskettenanalysen, Input-Output-Modelle oder einen hybriden Ansatz, in welchen differierende Rahmenbedingungen, wie Betrachtungszeitraum, Standort oder der zur Produktion eingesetzte Energiemix, zu unterschiedlichen Ergebnissen der technologiespezifischen Emissionen der Stromerzeugung führen (Wagner et al. 2007). Ein Problem bei der Bilanzierung der Emissionen auf die erzeugte Strommenge ist die Festlegung auf einen bestimmten Wirkungsgrad des Umwandlungsprozesses. Soll ein variierender Wirkungsgrad durch Teillastverhalten, Anlagenspezifika oder Standort- und Umgebungsparameter berücksichtigt werden, kann keine eindeutig definierte Emission der Vorkette festgelegt werden. Dies wird vor allem dann zum Problem, wenn

⁴⁰ Siehe Fußnote 6, Seite 4.

zeitlich hoch aufgelöste Emissionsfaktoren und die zugrunde liegenden Schwankungen der Erzeugerstruktur im Stromsystem abgebildet werden sollen. In Tabelle 3-1 stehen die indirekten THG-Emissionsfaktoren der in Deutschland verwendeten fossilen Brennstoffe und in der folgenden Abbildung 3-2 sind die indirekten THG-Emissionsfaktoren der erneuerbaren Energien und der Kernenergie in einem Boxplot, mit Daten aus zahlreichen veröffentlichten Studien, dargestellt.

Tabelle 3-1: THG-Emissionen der Vorkette zur Bereitstellung von fossilen Brennstoffen zur Stromerzeugung aus dem Globalen Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS).

	Energieträger (Brennstoffe)				
	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Öl	Sonstige Brennstoffe
Indirekte THG-Emissionsfaktoren ¹ in $\text{gCO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{th}}$ (Heizwert)	33,1	50,5	9,3	20,2	37,0 ²

¹ Gesamter Lebenszyklus inklusive Transporten und Materialvorleistung bis zur Bereitstellung der Energieträger, ohne Entsorgung und Verbrennung.

² Mittelwert aus Vorkettenfaktor Erdgas (stellvertretend für Deponie- und Klärgas) und Vorkettenfaktor Bioenergie (stellvertretend für die biogenen Anteile in den sonstigen Brennstoffen).

Quelle: (IINAS 2017; FfE 2010)

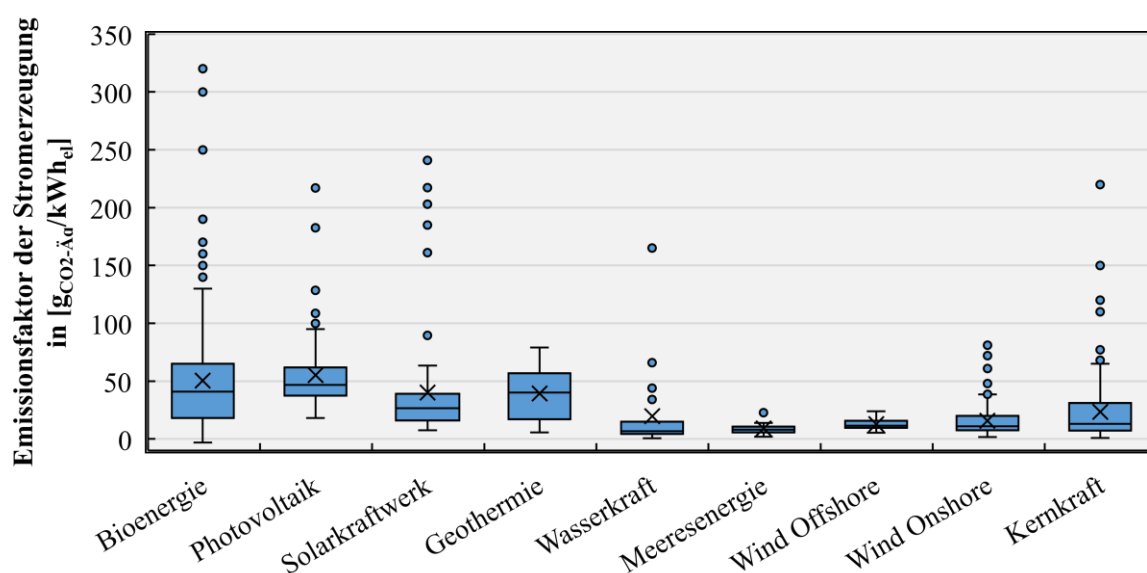


Abbildung 3-2: Boxplot der harmonisierten LCA-Emissionsfaktoren von erneuerbaren Energien und Kernkraftwerken aus zahlreichen veröffentlichten Studien, bilanziert auf die erzeugte Kilowattstunde Strom (funktionelle Einheit). Die Daten beruhen auf einer Metaanalyse des National Renewable Energy Laboratory (NREL) aus dem Jahr 2013.

Quelle: eigene Darstellung nach NREL (2013) und Krey et al. (2014, S. 26)

Die regelmäßig vom Umweltbundesamt veröffentlichten CO₂-Emissionsfaktoren des deutschen Strommix sind ohne Vorketten und nur als direkte CO₂-Emissionen berechnet. Durch die Stromerzeugung aus Kernkraft und erneuerbaren Energien werden gemäß den Bilanzierungsregeln der Klimarahmenkonvention (engl. United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) keine CO₂-Emissionen ausgestoßen (UBA 2019a). In Ländern, in denen ein großer Anteil der Stromerzeugung durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern erbracht wird, spielen die vorgelagerten Emissionen typischerweise eine geringere Rolle, wenn sie zu den gesamten Emissionen der Stromerzeugung in Relation gesetzt werden (Soimakallio et al. 2011).

Biogas und biogene Brennstoffe

Die chemisch gebundene Energie in Biomasse⁴¹ kann mit thermochemischen Prozessen zur Wärme- und Stromerzeugung genutzt werden. Ohne Berücksichtigung der Vorketten entstehen bei der Biomasseverbrennung zwar auch THG-Emissionen, jedoch werden diese als CO₂-neutral bezeichnet, da das freigesetzte CO₂ beim vorangegangenen Wachstum der Pflanzen durch diese aufgenommen wurde (Konstantin 2017, S. 240–241).⁴² Die Internationale Energieagentur (IEA) schreibt in der Dokumentation der Datenbank für Emissionsfaktoren, dass laut den IPCC-Richtlinien die Emissionen von Biokraftstoffen nicht dem Sektor Energie zugerechnet werden (IEA 2019b). Auch im europäischen Emissionshandel werden den CO₂-Äquivalenten der Zertifikate keine Emissionen aus der Bioenergie angerechnet (EU 2003; EU 2018). Die Vorkette von biogenen Brennstoffen kann, wie bei den fossilen Energieträgern, bis zur Bereitstellung vor der Verbrennung in einem thermischen Kraftwerk bestimmt werden.

3.1.2 Allokationsmethoden der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Wahl der Allokationsmethode spielt nicht nur bei der Bestimmung der Emissionsmenge der Stromerzeugung eine Rolle, sondern auch im Vergleich von spezifischen Emissionen verschiedener Sektorkopplungstechnologien (Soimakallio et al. 2011). Bei KWK-Anlagen werden aus einer zugeführten Energie gleichzeitig mehrere Zielenergien mit unterschiedlichem Nutzen, wie mechanische oder elektrische Energie und Wärme oder Kälte, erzeugt. Bei der Energieumwandlung in ein und derselben technischen Anlage stellt sich grundsätzlich das Problem der Aufteilung (Allokation) der Emissionen, Kosten oder des Primärenergiebedarfs

⁴¹ Nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der Europäischen Union gilt als Biomasse „der biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich tierischer und pflanzlicher Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie der biologisch abbaubare Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten“ (Konstantin 2017, S. 240).

⁴² Beim (Wieder-)Anfahren von Biogasanlagen werden auch geringe Mengen fossiler Brennstoffe eingesetzt. In dieser Forschungsarbeit wird dieser geringe Einsatz vernachlässigt (Kliche et al. 2015, S. 3–4).

auf die Koppelprodukte (Zielenergien) (VDI 4660 Blatt 2). Nach VDI 4661 gibt es „keine Methode, die insgesamt, das heißt nach thermodynamischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien gleichermaßen zwingend anzuwenden wäre“ (VDI 4661). Weiterhin ist die Wahl der Allokationsmethode je nach Untersuchungsgegenstand und den resultierenden Aussagen besser oder schlechter geeignet (VDI 4661; Mauch et al. 2010).

Im Wesentlichen kann zwischen drei Arten von Allokationsmethoden⁴³ unterschieden werden. Die erste Art (1) alloziert die Emissionen der eingesetzten Brennstoffanteile anhand der Energie, der Exergie oder des zugrunde gelegten Teilwirkungsgrads der Zielenergien und kann unabhängig von der Umwandlungstechnik angewandt werden. Die zweite Art (2) vergleicht den KWK-Prozess mit der jeweiligen Erzeugung in einem ungekoppelten Referenzkraftwerk, welches die gleiche Zielenergie bereitstellt, und der dabei eingesparten Primärenergie (Pehnt 2010, S. 139). Die dritte Methodengruppe (3) alloziert die Emissionen anhand eines Vergleichssystems, in dem durch die KWK-Nutzung theoretisch vermiedene Emissionen berechnet werden (VDI 4660 Blatt 2; Mauch et al. 2010; Pehnt 2010, S. 135).

(1) Die **Energetische Methode** oder **IEA-Methode** alloziert die Emissionen anhand der Energieinhalte der Zielenergien und wird beispielsweise von Eurostat⁴⁴ verwendet (Esser et al. 2016, S. 43). Die **Arbeitswertmethode** oder **Brennstoffmehraufwandmethode** kann nur bei größeren Dampfkraftwerken mit Wärme- und Prozessdampfkopplung angewandt werden (Pehnt 2010, S. 136–137; VDI 4660 Blatt 2). Anhand der Stromverlustkennzahl⁴⁵ kann die eingebüßte elektrische Leistung durch die Wärmeauskopplung ermittelt werden. Das Prinzip der **Wirkungsgradmethode** (nach Mauch et al. (2010)) ist quasi das Umgekehrte der Energetischen Methode. Für die Zuordnung der Emissionen wird der Quotient aus dem Teilwirkungsgrad des jeweils anderen Prozesses und dem Gesamtwirkungsgrad mit dem Brennstoffanteil multipliziert. Zusammen mit der IEA-Methode wird die Wirkungsgradmethode allerdings für die KWK als ungeeignet angesehen (Wuppertal Institut 2015, S. 49). Die **Exergetische Methode** oder **Carnot-Methode** berücksichtigt – physikalisch korrekt – neben der Quantität auch die Qualität der Energie.⁴⁶ Dafür sind Kenntnisse über Temperaturen und die Referenzumgebung notwendig, weshalb die Methode sich auch als Referenzmethode begreifen lässt (ifeu et al. 2014, S. 122–123).

⁴³ Pehnt (2010) differenziert in zwei: Systemerweiterungen (3) und Allokationsmethoden (1 + 2).

⁴⁴ Statistisches Amt der Europäischen Union.

⁴⁵ Die Stromverlustkennzahl ϑ gibt das Verhältnis von elektrischer Leistung $P_{el,H}$ zur ausgekoppelten Wärmeleistung \dot{Q}_H wieder. Die elektrische Leistung $P_{el,H}$ kann durch den ausgekoppelten Heizdampf in der gleichen Anlage gewonnen werden (VDI 3986).

⁴⁶ “Note that allocation based on energy quality will associate most of the burden to electricity, while allocation based on energy content will shift most of the burden to heat production.” (Hauschild et al. 2018, S. 657).

-
- (2) Die **Finnische Methode** setzt die Teilwirkungsgrade der KWK-Anlage in Relation zu auf dem Markt befindlichen Einzelsystemen und berücksichtigt zudem die durch den hohen Brennstoffausnutzungsgrad der KWK-Anlage eingesparte Primärenergie. Obwohl die Methode, zum Teil in etwas abgeänderter Form, für die Landesstatistiken in Deutschland verwendet wird, ist sie nur dazu gedacht, ein konkretes KWK-System mit der getrennten Erzeugung zu vergleichen. Auch aufgrund der hohen Sensibilität gegenüber dem gewählten Referenzsystem ist zweifelhaft, ob die Methode für einen Vergleich von KWK-Anlagen prinzipiell geeignet ist (ifeu et al. 2014, S. 127–128; Pehnt 2010, S. 139).
- (3) Die **Wärmegutschrift-** und **Stromgutschriftmethode** gelten als Substitutionsverfahren und sind nach VDI 4660 auch als **Restwertmethode** bekannt. Hierbei wird ein Hauptprodukt definiert und davon ausgegangen, dass die erzeugten Koppelprodukte gleichartige Produkte in einem hypothetischen Referenzprozess substituieren. Die durch das Koppelprodukt reduzierten Emissionen werden dem Hauptprodukt gutgeschrieben (Pehnt 2010, S. 135; ifeu et al. 2014, S. 128; VDI 4660 Blatt 2). Die **Substitutionsmethode**⁴⁷ berechnet anhand eines Brennstoffmehrbedarfs der Referenzerzeugung einen elektrischen oder thermischen Substitutionswirkungsgrad, der auf eines der beiden Koppelprodukte angewandt werden kann (VDI 4660 Blatt 2).

Exergetische Methode

Die Allokation anhand der vermiedenen Exergieverluste der Koppelprodukte ist thermodynamisch korrekt. Die Anwendung dieser Methode ist allerdings nur bei vollständiger Prozessdefinition möglich. Deshalb wird oft die normale Exergetische Methode mit einer geringeren Anzahl benötigter Prozessparameter⁴⁸ verwendet und ist in den Formeln 3-2 bis 3-7 exemplarisch beschrieben (VDI 4661; AGFW 2016). Die Exergetische Methode ist auch im weiteren Prozess der Wärmenutzung (Kaskadennutzung) anwendbar. Dadurch lassen sich auch Abwärmemengen aus der Industrie oder der Wärmeentnahme aus Fernwärmesystemen THG-Emissionen zuordnen (ifeu et al. 2014, S. 123–124).

Strom besteht aus reiner Exergie, weshalb der Exergiestrom $\dot{E}_{x,el}$ der elektrischen Leistung auch der elektrischen Leistung der KWK-Anlage entspricht.

⁴⁷ Die Methode mit dem elektrischen Substitutionswirkungsgrad nutzt die gleiche Berechnungsformel wie die der Wärmegutschrift.

⁴⁸ Beispielsweise wird der Exergieverlust bei der Wärmeübergabe mit Wärmetauschern an das Wärmeversorgungssystem nicht beachtet (Tereshchenko und Nord 2015; Dittmann et al. o. J.).

$$\dot{E}_{x,el} = P \quad 3-2$$

$\dot{E}_{x,el}$	Exergiestrom der elektrischen Leistung [MW]
P	Elektrische Leistung der KWK-Anlage [MW]

Der an das Wärmenutzungssystem übertragene Exergiestrom $\dot{E}_{x,th}$ wird mit dem Carnot-Faktor η_C bezogen auf die Umgebungstemperatur gebildet. Durch die Annahme einer konstanten spezifischen Wärmekapazität des Heizmittels und unter Vernachlässigung der Druckverluste ergibt sich die thermodynamische Mitteltemperatur T_m zwischen Vor- und Rücklauf eines Wärmeversorgungssystems.

$$\dot{E}_{x,th} = \eta_C \cdot \dot{Q} \quad 3-3$$

$\dot{E}_{x,th}$	Exergiestrom der thermischen Leistung [MW]
\dot{Q}	Thermische Leistung der KWK-Anlage [MW]
η_C	Carnot-Faktor [-].

mit

$$\eta_C = 1 - \frac{T_u}{T_m} \quad 3-4$$

T_u	Umgebungstemperatur [K]
T_m	Thermodynamische Mitteltemperatur [K]

mit

$$T_m = \frac{T_2 - T_1}{\ln \frac{T_2}{T_1}} \quad 3-5$$

T_1	Rücklauftemperatur [K]
T_2	Vorlauftemperatur [K]

Aus den Exergieströmen lassen sich nun die Emissionsfaktoren für das Koppelprodukt Strom EF_{el} ⁴⁹ und Wärme EF_{th} berechnen.

⁴⁹ In den Formeln 13 und 16 der Beschreibung zur Exergetischen Methode in der VDI Richtlinie 4660 Blatt 2 (2017), welche dieser Berechnung zugrunde liegt, sind die beiden Exergieströme der Koppelprodukte vertauscht.

$$EF_{el} = \frac{\dot{E}m_{ges}}{P + \dot{E}_{x,th}} \quad 3-6$$

EF_{el} Emissionsfaktor der elektrischen Energie [t/MWh]

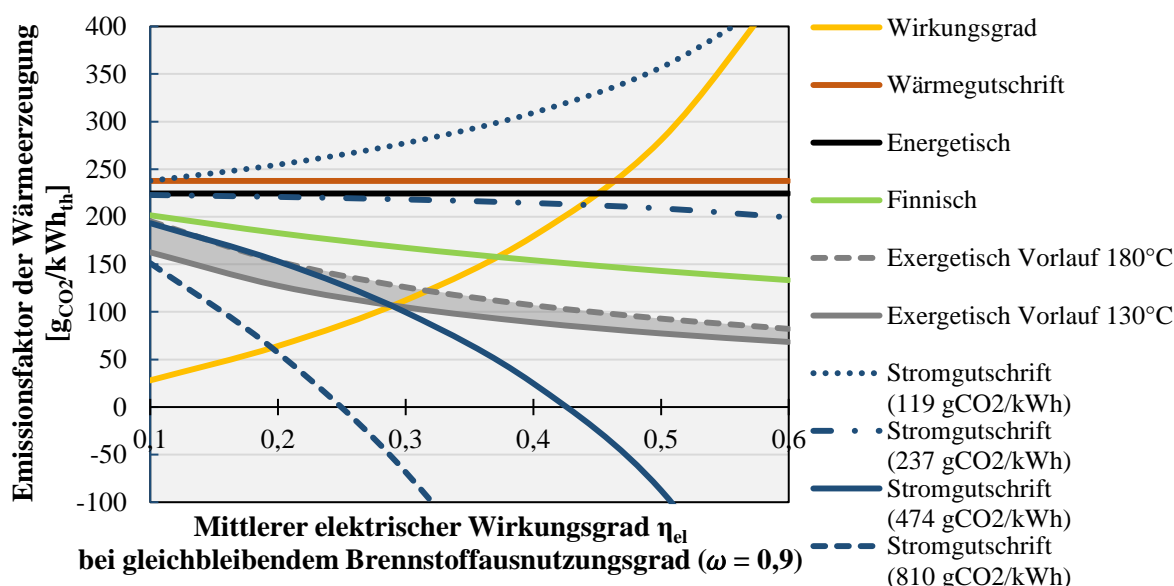
$\dot{E}m_{ges}$ Emissionsstrom aus dem Abgas des KWK-Prozesses durch die Verbrennung des eingesetzten Energieträgers [t/s]

und

$$EF_{th} = \frac{\dot{E}m_{ges}}{\frac{P}{\eta_c} + \dot{Q}} = \eta_c \cdot EF_{el} \quad 3-7$$

EF_{th} Emissionsfaktor der thermischen Energie [t/MWh]

In der Beispielrechnung aus Abbildung 3-3 werden die Allokationsmethoden dargestellt. Durch die Exergetische Methode können den beiden ausgekoppelten Wärmeströmen auf unterschiedlichem Temperaturniveau auch unterschiedliche Emissionsmengen zugeordnet werden – unabhängig von Referenztechnologien. Die Methode eignet sich besonders zum wissenschaftlichen Vergleich verschiedener Sektorkopplungstechnologien der Wärmeerzeugung unterschiedlicher Einsatzgebiete, in welcher KWK-Systeme eine große Rolle spielen (siehe Unterkapitel 2.3) (ifeu et al. 2014, S. 134). In Böing und Regett (2019), Vuarnoz und Jusselme (2018) und Spork et al. (2015) wird explizit die Exergetische Methode zur Berechnung der Emissionsfaktoren verwendet.

Annahmen:

$\dot{W} = 10$ MW; Wirkungsgrad der getrennten Stromerzeugung: $\eta_{el} = 0,42$; Wirkungsgrad der getrennten Wärmeerzeugung: $\eta_{th} = 0,85$; $T_{m,1} = 395,6$ K; $T_{m,2} = 372,3$ K; $T_u = 288,15$ K; Emissionsfaktor Erdgas = $202 \text{ gCO}_2/\text{kWh}_{th}$; Emissionsfaktor der Stromerzeugung 2018 = 474 (50% = 237, 25% = 119) $\text{gCO}_2/\text{kWh}_{el}$; Verdrängungsmix = $810 \text{ gCO}_2/\text{kWh}_{el}$.

Abbildung 3-3: Verschiedene Allokationsmethoden für die Wärmeerzeugung in KWK-Systemen in Abhängigkeit vom elektrischen Wirkungsgrad im Vergleich. Ein elektrischer Netzwirkungsgrad bis $\eta_{el} = 0,58$ bei einem Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 0,9$ wird nur von modernen, hocheffizienten GuD-Kraftwerken erreicht. Eine zusätzliche Übersicht über die Stromerzeugung, weitere Methoden sowie alle berechneten Datenpunkte ist im Anhang in Tabelle A-2 zu finden.

Quelle: eigene Darstellung und Berechnung nach VDI 4660 Blatt 2, Mauch et al. (2010), ifeu et al. (2014, S. 144), Konstantin (2017, S. 144) und BDEW (2018)

Die Stromgutschriftmethode hat den offensichtlichen Effekt, dass bei hohen Emissionen der elektrischen Referenzerzeugung, meist wird hier der Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung verwendet, sehr hohe negative Emissionen entstehen können. Das bedeutet: Je emissionsärmer die elektrische Referenzerzeugung wird, desto mehr Emissionen verursacht das Koppelprodukt Wärme der KWK-Anlage. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von etwa 42 % der mit Erdgas betriebenen KWK-Anlage würden anhand dieser Methode (Stromgutschrift: $474 \text{ gCO}_2/\text{kWh}_{el}$) durch die Wärmeerzeugung keine Emissionen verursacht bzw. die Emissionen durch den hohen Brennstoffausnutzungsgrad verglichen mit einem Referenzprozess kompensiert. Diese Betrachtungsweise basiert auf einer Systemerweiterung und reagiert je nach Definition dieser Erweiterung sehr sensibel. Wenn die Emissionen eines definierten Bilanzraums untersucht werden sollen, kann es jedoch sinnvoll sein, einen sorgfältig definierten Äquivalenzprozess festzulegen und diese Methode anzuwenden (Pehnt 2010, S. 135). Der für die KWK als emissionsarme und effiziente Technologie problematischen Tatsache des sinkenden elektrischen Referenzwertes wird mit der Methode des Verdrängungsmix entgegenge-

wirkt. Der Verdrängungsmix stellt, vereinfacht ausgedrückt, den durch das Grenzkraftwerk erzeugten Strombedarf sowie den damit einhergehenden Primärenergiebedarf und die verursachten spezifischen Emissionen dar. Damit wird vermieden, dass die KWK durch die Vorgaben der Bewertung nach Primärenergie laut Energieeinsparverordnung an Konkurrenzfähigkeit einbüßt (FfE 2009).

Der Einfluss der Allokationsmethode auf den durchschnittlichen Emissionsfaktor der Stromerzeugung wird auch in Harmsen und Graus (2013) und Soimakallio et al. (2011) analysiert.

3.1.3 Emissionsfaktoren der Strombereitstellung

Im Folgenden werden die grundlegenden Eigenschaften von Emissionsfaktoren der Strombereitstellung erläutert. Diese Eigenschaften sind die zu bestimmende Systemgrenze und Bilanzierungsebene, die zeitliche Auflösung und die Dynamik der Emissionsfaktoren sowie die Möglichkeiten zur Emissionsmodellierung und der zeitliche Horizont der Analyse.

Bilanzierungsmethode, Systemgrenze und Erzeugungsebene

Die THG-Bilanzierung in Deutschland basiert auf dem Territorialprinzip. Das wird durch Anlage A des Kyoto-Protokolls für alle Vertragsparteien festgelegt und für die Bestimmung der Emissionen werden die Richtlinien des IPCC angewandt. Das Deutsche Treibhausgasinventar wird demnach jährlich erneuert und erfasst die relevanten Emissionen, die physisch in Deutschland entstehen (UBA 2018, S. 65; Bode 2011, S. 5). Für eine detailliertere Zuordnung von energiebedingten Emissionen werden in Deutschland typischerweise zwei Bilanzierungsmethoden angewandt. Erstere, die Quellenbilanz, ist dem Territorialprinzip ähnlich und erfasst alle Emissionen, welche durch den Verbrauch von Primärenergieträgern, wie Kohle oder Erdgas, in einem geographischen Bilanzraum entstehen. Diese Emissionen werden auf den Umwandlungsbereich mit Kraftwerken der allgemeinen Versorgung, Industriekraftwerke und Fackelverluste sowie den Endenergiebereich mit den Sektoren Verkehr, Haushalte, GHD und verarbeitendes Gewerbe aufgeteilt. Die Stromerzeugung als Sekundärenergie wird nicht betrachtet. Die Verursacherbilanz hingegen stellt dar, wie viele Emissionen dem Endenergieverbrauch zuzurechnen sind. Für die Berechnung der Emissionen, die durch die Stromnutzung der Endverbrauchersektoren verursacht werden, wird ein Generalfaktor oder Emissionsfaktor der Stromerzeugung verwendet. Dieser berechnet sich aus der Summe der Emissionen aller für den inländischen Verbrauch bereitgestellten deutschen Stromerzeugungsanlagen und der Summe des inländischen Stromendverbrauchs (Bode 2011).

Der Emissionsfaktor kann beispielsweise auf die Bruttostromerzeugung, die Nettostromerzeugung⁵⁰, den Nettostromverbrauch ohne Handelssaldo oder den Nettostromverbrauch mit Handelssaldo bilanziert werden. Soimakallio und Saikku (2012) kommen zu dem Schluss, bei der Berechnung des Emissionsfaktors immer auf den Nettostromverbrauch und nicht auf die Stromerzeugung zu bilanzieren, da es sonst zu Missdeutungen der Ergebnisse bei der Anwendung der Faktoren kommen kann (siehe Abbildung 3-4).

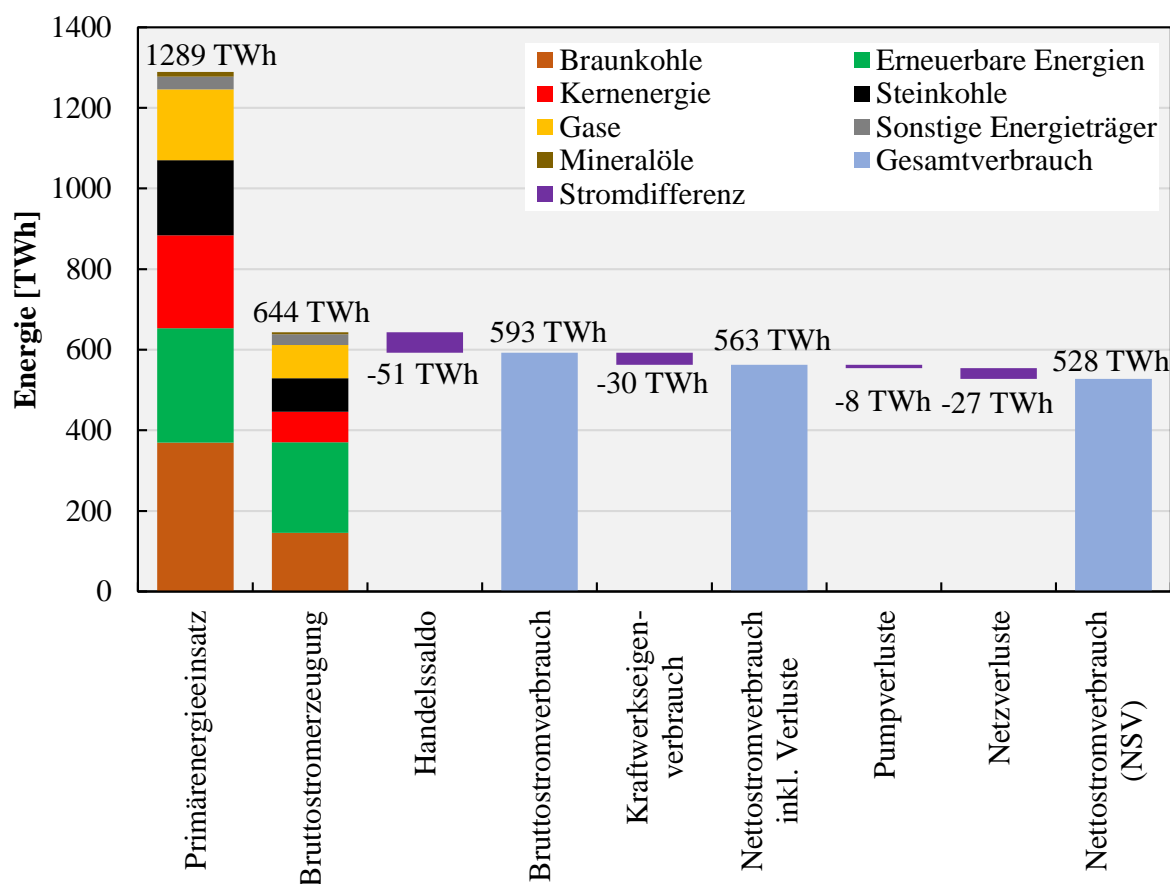


Abbildung 3-4: Bilanzierung der deutschen Stromversorgung vom Primärenergieeinsatz bis zur Endenergienutzung im Jahr 2018. Es wird angenommen, dass die Anteile der unterschiedlichen Erzeugungsarten (Gase, Braunkohle usw.) am Gesamtverbrauch hin zum Nettostromverbrauch inklusive Handelssaldo gleich bleiben.⁵¹

Quelle: eigene Darstellung. Aufteilung nach Schwab (2017, S. 56) und Buttermann et al. (2020); Energiebilanz nach AGEb (2019c), AGEb (2019b), BDEW (2019) und UBA (2019a)

Die von der IEA ermittelten Emissionsfaktoren sind auf die Stromerzeugung bilanziert, da hier die historische Datenlage vollständiger ist (Soimakallio und Saikku 2012). Der typischerweise verwendete deutsche Emissionsfaktor EF wird nach den veröffentlichten Methoden aus dem

⁵⁰ Nettostromerzeugung = Bruttostromerzeugung – Kraftwerkseigenverbrauch.

⁵¹ Im Jahr 2018 wurden 39,1 TWh erzeugter Elektrizität nicht in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist (BNetzA und BKartA 2020, S. 35).

Bericht „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix“ des UBA (2019a) nach Gleichung 3-8 ohne Berücksichtigung des Stromhandelsaldos⁵² für den Zeitraum eines Jahres berechnet. Als Nettostromverbrauch ohne Handelssaldo wird die Bruttostromerzeugung abzüglich des Kraftwerkseigenverbrauchs sowie der Netz- und Pumpverluste bezeichnet.

$$EF_j = \frac{Em_{ges,j}}{E_j^{NSV}} \quad 3-8$$

EF_j	Emissionsfaktor der elektrischen Energie im Jahr j [t_{CO_2}/MWh_{el}]
$Em_{ges,j}$	Gesamte direkte CO_2 -Emissionen der deutschen Stromerzeugung im Jahr j [t_{CO_2}]
E_j^{NSV}	Nettostromverbrauch (NSV) ohne Handelssaldo (vgl. Abbildung 3-4 ganz rechts) im Jahr j [MWh_{el}]

Der Bilanzraum lässt sich auch in andere geographische Teilräume wie die Europäische Union für den Emissionshandel, das elektrische Großraumverbundsystem in Europa oder einzelne Bundesländer abgrenzen (EU 2015, S. 20; Marriott und Matthews 2005). Problematisch sind hierbei die verfügbaren Daten über Stromerzeugung, erzeugte Emissionen und Handelsmengen sowie die zeitliche Auflösung dieser Daten. Moro und Lonza (2017) berücksichtigen auch die importierten Emissionen, jeweils mit Jahresdurchschnittswerten, für die Berechnung des Emissionsfaktors der Stromerzeugung für die Mitgliedstaaten der EU. Für Deutschland wird dadurch ein um 2 % erhöhter Emissionsfaktor für das Jahr 2013 errechnet (Moro und Lonza 2017). Tranberg et al. (2019) bestätigen diese Erkenntnis für das Jahr 2017. Allerdings wurden diese Ergebnisse nicht mit dynamischen, zeitlich hoch aufgelösten Emissions- und Stromhandelsdaten berechnet. Wie bei Moro und Lonza (2017) und Tranberg et al. (2019) stellen Soimakallio und Saikku (2012) fest, dass der Einfluss von importierten Emissionen angerechnet auf die elektrische Energie für manche Länder sehr stark ist. Beispielhaft seien hier Pareschi et al. (2017) genannt, welche Emissionsfaktoren für die Schweiz⁵³ berechnen, oder Milovanoff et al. (2018), die den Einfluss des Stromhandels auf die Emissionen Frankreichs analysieren. Die Modellierung von Handelseffekten ist nicht einfach lösbar und wird durch physikalische Gegebenheiten wie die Nichtverfolgbarkeit eines Ladungsträgers oder einen fehlenden allumfassenden Netzzugang von zwei Bilanzräumen erschwert (Milovanoff et al. 2018; Marmiroli et al. 2018). Mit dem Emissionsfaktor EF aus Gleichung 3-8, den Stromhandelsdaten und den

⁵² Stromimport abzüglich Stromexport.

⁵³ Im Jahr 2016 waren 87 % der Emissionen der Stromnutzung in der Schweiz dem importierten Strom, hauptsächlich aus Deutschland, zuzuschreiben (Vuamoz und Jusselme 2018).

Emissionsfaktoren der Herkunftsländer kann der Emissionsfaktor unter Berücksichtigung des Handelssaldos nach Moro und Lonza (2017) als Jahresdurchschnittswert berechnet werden.

Die Wahl des Bilanzraums wird auch bei einem Vergleich von Sektorkopplungstechnologien relevant. Beispielsweise können die Emissionen für den eingesetzten Strom eines BEV nach der Verursacherbilanz⁵⁴ bewertet werden. Andernfalls würden die THG-Emissionen dem Primärenergieeinsatz des Umwandlungssektors zugeordnet und man könnte den Verkehrssektor mit BEVs dekarbonisieren – ohne die dafür erforderliche Dekarbonisierung der Stromerzeugung. Die Nutzung von importiertem synthetischen Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen muss ebenfalls mit dem Verursacherprinzip bewertet werden. Nach dem Territorialprinzip oder der Quellenbilanz könnten die durch die Bereitstellung von Wasserstoff entstehenden Emissionen in einem anderen Land jedoch nicht der Nutzung im Fahrzeug angerechnet werden. Ähnliche Überlegungen müssen auch bei der Bepreisung von THG-Emissionen, dem Vermeiden von Doppelzählungen, der Wahl der Bilanzgrenzen sowie den damit verbundenen unterschiedlichen Anreizen bei CCS und der weiteren Nutzung von abgeschiedenem Kohlenstoff (engl. carbon capture and utilisation, CCU) gemacht werden (Ausfelder et al. 2019, S. 48–49).

Zeitliche Auflösung und Dynamik

Durch die Struktur der Stromerzeugung mit einem heterogenen Kraftwerkspark in Deutschland schwankt der Emissionsfaktor der Stromerzeugung kontinuierlich. Das liegt am wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien, wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen, in der Stromerzeugung und dem deutschen Kohleausstieg bis 2038 (Bundesregierung 2020). Das zukünftige Energieversorgungssystem muss ein flexibles sein, sowohl auf der Erzeugerseite als auch auf der Verbraucherseite (Elsner et al. 2015). Diese Entwicklung wird die saisonalen und untertägigen Fluktuationen erhöhen sowie ein generelles Absinken der Emissionsfaktoren bewirken (Regett und Heller 2015). Zur Bewertung der THG-Emissionen von zeitlich schwankenden Verbrauchern aufgrund von Nachfrageänderungen oder dem Einsatz als Flexibilitäts-option müssen auch zeitlich variable Emissionsfaktoren eingesetzt werden. Die Effekte von Demand-Side-Management, Effizienzmaßnahmen oder dem Ausbau erneuerbarer Energien auf die Emissionen lassen sich erst mit dynamischen Emissionsfaktoren in detaillierter Weise untersuchen (Kopsakangas-Savolainen et al. 2017; Smith und Hittinger 2019; Gil und Joos 2007). Diese Notwendigkeit von variierenden Emissionsfaktoren wird in Untersuchungen von Marmioli et al. (2018), Vuarnoz und Jusselme (2018), Khan et al. (2018), Kono et al. (2017) sowie Regett und Heller (2015) deutlich aufgezeigt. Es wird auf einen maßgeblichen Fehler hingewiesen, wenn der übliche durchschnittliche jährliche Emissionsfaktor zur Bewertung der

⁵⁴ Auch Verursacherprinzip genannt.

THG-Emissionen herangezogen wird, solange es sich nicht um eine kontinuierliche Stromnachfrage handelt (Milovanoff et al. 2018; Spork et al. 2015). Dabei werden typischerweise saisonale, lastabhängige oder stündliche Emissionsfaktoren statt der jährlichen Faktoren verwendet (Marmiroli et al. 2018; Gordon und Fung 2009; Khan et al. 2018). Röder et al. (2020) zeigen, dass es auch für die Entwicklung von emissionsarmen lokalen Energiesystemen essenziell ist, dynamische (hier stündliche) statt konstanter Emissionsfaktoren der Stromerzeugung zu verwenden. Nur so kann die durch die Sektorkopplung gewollte Emissionsreduktion erreicht werden, indem der Einsatz von flexiblen und hybriden Technologien korrekt geplant werden kann.

Obwohl die kleinste gängige energiewirtschaftliche Zeiteinheit beim Stromhandel oder der registrierenden Leistungsmessung die Viertelstunde ist, wird als kürzestes Zeitintervall eine Stunde gewählt. Das liegt an der geringeren Datenverfügbarkeit aus Modellen oder Statistiken für Viertelstundenwerte und an der Tatsache, dass in den meisten liberalisierten Energiemärkten die Stunde oder halbe Stunde als kleinste Abrechnungsperiode etabliert ist (Schwintowski 2014, S. 32). Stündliche Emissionsfaktoren wurden unter anderem für Deutschland, Belgien, Spanien, die Schweiz, Neuseeland oder Portugal berechnet (Böing und Regett 2019; Messagie et al. 2014; Spork et al. 2015; Vuarnoz und Jusselme 2018; Khan et al. 2018; Garcia und Freire 2016).

Emissionsmodellierung und zeitlicher Horizont

Nach Ryan et al. (2016) lässt sich die Emissionsmodellierung methodisch in zwei Hauptgebiete aufteilen.⁵⁵ Diese Methoden sind auch maßgeblich für den zeitlichen Horizont, also für Zukunftsszenarien, der berechneten Emissionsfaktoren entscheidend:

(1) Historische Daten und statistische Beziehungsmodelle

Einfache Emissionsfaktoren nach Gleichung 3-8 werden sehr oft mit historischen Daten erstellt. Mit Erzeugungsdaten⁵⁶ der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen für Deutschland und der Stromstatistik für 36 europäische Länder des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E), aufgeteilt in Kraftwerkstypen wie Kohlekraft oder Windenergie, lassen sich mit spezifischen Emissionsfaktoren des Erzeugungstyps oder Emissionsstatistiken aus LCA-Modellen sowie den Nationalen Inventarberichten der Vertragsstaaten der UNFCCC Emissionsfaktoren

⁵⁵ Tamayao et al. (2015) differenzieren bei der Bestimmung von marginalen Emissionsfaktoren in Top-down- und Bottom-up-Ansätze äquivalent zu der hier beschriebenen Aufteilung.

⁵⁶ Die angegebenen Datenquellen sind zusammengetragene Statistiken aus vielen Primärdatenerhebungen. Die Datenquellen sind beispielsweise die amtliche Statistik des Statistischen Bundesamtes (StBA), die halbamtliche Statistik der Kohlenwirtschaft e. V., Daten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Verbandsdaten der Industrie sowie die Statistischen Landesämter (AGEB 2019a).

der Stromerzeugung bilden (AGEB 2019c; ENTSO-E 2020; UBA 2018; IINAS 2017). Die Aggregationsebene der Emissionsfaktoren wird von den IPCC-Richtlinien in drei Ebenen eingeteilt: von technologieunabhängigen Emissionsfaktoren für Regionen über länderspezifische Faktoren bis zu anlagenspezifischen Emissionsfaktoren. Je nach geforderter Aggregationsebene muss die Datengrundlage anhand der Datenverfügbarkeit gewählt werden, wobei Letztere meist den limitierenden Faktor bei der Wahl der Ebene darstellt (IPCC 2006a, S. 6; Ryan et al. 2016).

Mit historischen Daten können auch statistische Korrelationen zwischen Stromnachfrage, Kraftwerkseinsatzplanung und Emissionen in einem statistischen Beziehungsmodell (engl. statistical relationship model) aufgezeigt werden (Ryan et al. 2016). So entwickelten Howard et al. (2017) dynamische Emissionsfaktoren, die von der aktuellen Nachfragelast abhängig sind. Kono et al. (2017) normalisieren den jährlichen Durchschnittsfaktor und gewichten nach Wochentag je Monat. Noussan et al. (2018) stellen einen Zusammenhang zwischen dem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und dem Emissionsfaktor her. In Siler-Evans et al. (2012) werden mit der Methode der linearen Regression zwischen der kontinuierlichen Emissionsüberwachung und der konventionellen Stromerzeugung diskrete Nachfrageklassen gebildet. Archsmith et al. (2015) bilden aus historischen Daten Wahrscheinlichkeiten für den Betriebszustand von Stromerzeugungsanlagen und leiten daraus einen Emissionsfaktor ab. Statistische Beziehungsmodelle berücksichtigen die Netzrestriktionen bzw. den Netzbetrieb und die Reaktionen des Stromversorgungssystems. Durch die empirischen Daten wird kein komplexes Elektrizitätsmarktmodell benötigt und die Rechenzeit sowie die benötigte Datenmenge reduziert. Diese Methode ist allerdings nicht für im Wandel befindliche Stromversorgungssysteme geeignet (Ryan et al. 2016).

(2) Strommarkt-Optimierungsmodelle

Zur Vorausplanung im Stromhandel und für den optimalen Einsatz von Kraftwerken unter Berücksichtigung der physikalischen Gesetze der Stromerzeugung und der ökonomischen Optimierung werden Strommarktmodelle und Modelle zur Kraftwerkseinsatzplanung (engl. economic dispatch and unit commitment models) verwendet. Der zeitliche Horizont dieser Modelle beträgt typischerweise nur wenige Tage oder Wochen. Modelle zur Kapazitätsplanung optimieren die Investitionen in die Infrastruktur der Stromerzeugung auf lange Sicht (25 Jahre oder länger). Beim Optimierungszeitraum kann zwischen einer perfekten Voraussicht über den gesamten Optimierungszeitraum und einem myopischen Ansatz mit einer limitierten Voraussicht unterschieden werden. Die perfekte Voraussicht entspricht dabei nicht den realen Bedingungen im Strommarkt, sondern stellt die ideale, bestmögliche Lösung dar (Thomsen et al. 2021). Mit diesen sehr komplexen Modellen können die Auswirkungen der Infrastrukturplanung, Entwicklungen von Energieträgerpreisen und Veränderungen des Strommarktes analysiert werden. Die Modelle erfordern jedoch eine Vielzahl von Eingangsparametern, von deren Qualität

und deren Annahmen die Ergebnisse stark abhängig sind (Ryan et al. 2016). Den isolierten Strommarktmodellen sind oft volkswirtschaftliche Energiesystemmodelle vorgeschaltet, beispielsweise um die Rahmendaten hinsichtlich der ökonomischen Entwicklung und der Stromnachfrage zu bestimmen. Viele Strommarktmodelle fokussieren die detaillierte Untersuchung einer einzelnen Aufgabenstellung in der Elektrizitätsversorgung und vernachlässigen bzw. vereinfachen andere Bereiche (Sun 2013, S. 30). Als Ergebnis der Optimierungsmodelle werden Daten der Stromerzeugung für spezielle Typwochen, Tage, Stunden oder Jahre für einen speziellen Bilanzraum erzeugt (Ryan et al. 2016). Mit dem modellbasierten Ansatz können Emissionsfaktoren in zukünftigen Erzeugungsszenarien berechnet und analysiert werden (Howard et al. 2017).

3.1.4 Strommix-Emissionsfaktor

Eine grundsätzliche Entscheidung bei der Definition des Emissionsfaktors der Stromerzeugung ist die zwischen Strommix- und marginalem Emissionsfaktor (Yang 2013). Bei der Methode des Strommix-Emissionsfaktors (engl. system-average emission factor, AEF) werden alle entstehenden Emissionen der Stromerzeugungsanlagen, die zur Deckung der Nachfrage im Bilanzraum produzieren, berücksichtigt. Eine Kilowattstunde Strom besteht demnach hypothetisch anteilig aus dem Erzeugungsmix des Kraftwerksparks (Ryan et al. 2016). Dieser Ansatz des AEF gilt auch für die zuvor erläuterte Gleichung 3-8. In szenariobasierten Emissionsmodellen wird der AEF oft anhand der durchschnittlichen Emissionsfaktoren der erzeugenden Kraftwerkstypen, gewichtet nach dem Anteil der je Kraftwerkstyp gedeckten Nachfrage, je Zeitintervall berechnet (Yang 2013). Meist wird der AEF in Studien angewandt, in welchen die Emissionseinsparungen als Nebeneffekt der Energieeinsparungen von beliebigen technoökonomischen Maßnahmen auftreten (Harmsen und Graus 2013). Laut Ryan et al. (2016) wird der AEF dann korrekterweise angewandt, wenn die zu analysierende Last Teil der bereits existierenden Nachfrage ist oder die Konsequenzen einer bereits erfolgten Stromnutzung berechnet werden sollen. Stellt die zu analysierende Last jedoch eine neue Nachfrageänderung dar, wird die Verwendung von marginalen Emissionsfaktoren empfohlen (siehe Abschnitt 3.1.5) (Ryan et al. 2016). Wird die neue zukünftige Nachfrage in der Planung der Stromerzeugung berücksichtigt, dann kann nach Archsmith et al. (2015) für diese neue Nachfrage auch der AEF verwendet werden. Braeuer et al. (2020) bilden beispielsweise einen AEF, welcher nur die steuerbaren (engl. dispatchable) Erzeugungseinheiten beinhaltet, und versuchen so, einen MEF darzustellen. Die Ausführungen dieses Absatzes basieren zum Teil auf Seckinger und Radgen (2021).

Aus der Sicht der Ökobilanzierung gibt es eine ähnliche Unterteilung der Sachbilanz in ein attributional LCA (ALCA) und ein consequential LCA (CLCA). Das ALCA beschreibt die

unmittelbaren Umweltauswirkungen von Produkten und nutzt meist durchschnittliche Prozessdaten wie den AEF. Das CLCA beschreibt die Änderungen von physikalischen Stoffströmen und Umweltauswirkungen verursacht durch Nachfrageänderungen (Soimakallio et al. 2011). Zudem werden bei einem CLCA auch die Effekte außerhalb der unmittelbaren Systemgrenzen betrachtet (Earles und Halog 2011). Beispielsweise werden für die Bewertung der von erneuerbaren Energien verursachten Emissionsreduktion die Systemgrenzen über die unmittelbare Anlage hinweg ausgedehnt und die reduzierten Emissionen der substituierten Erzeugungsanlage mit bilanziert (Pehnt et al. 2008; Klobasa und Sensfuß 2016). Nach Marmioli et al. (2018) ist das CLCA keine streng definierte Methode, sondern ein Ansatz, um bei einem LCA Marktmechanismen zu berücksichtigen.

Auch wenn ALCA-Studien meist nur den AEF anwenden und in CLCA-Studien oft der MEF angewandt wird, sind die Methoden nicht direkt vergleichbar und bedingen sich nicht gegenseitig (Soimakallio et al. 2011; Marmioli et al. 2018). Ein Grund für die häufigere Verwendung des AEF ist die deutlich höhere Verfügbarkeit der jeweils benötigten Daten. Rinne und Syri (2013) fassen die Verwendung des AEF wie folgt zusammen: Mit dem AEF können die verursachten Emissionen einer stabilen spezifischen Nachfrage bewertet werden, jedoch nicht die kurzfristigen oder langfristigen Folgen einer Änderung von dieser (Rinne und Syri 2013).⁵⁷

3.1.5 Marginaler Emissionsfaktor

Eine gekürzte Version des Abschnitts 3.1.5 wurde bereits in Seckinger und Radgen (2021) veröffentlicht.

Um die Auswirkungen einer Nachfrageänderung zu bestimmen, wird der marginale Emissionsfaktor (MEF) verwendet. Der MEF stellt die Emissionen dar, welche durch die reagierenden Erzeugungsanlagen aufgrund der Nachfrageänderung entstehen, und ist meist erheblich höher als der AEF (Siler-Evans et al. 2012; IWES und IBP 2017, S. 35). Das System der allgemeinen Stromversorgung ist ein stark miteinander verzweigtes Netzwerk, in dem Strom von diversen Erzeugern an verschiedene Orte im Versorgungsgebiet geliefert wird. Das System ist dynamisch und reagiert auf ökonomische Signale⁵⁸ (beispielsweise Brennstoff- und Börsenpreise), technische Restriktionen (beispielsweise Anfahrzeiten und Frequenzregelung) und Netzrestriktionen (Tamayao et al. 2015). Die Herausforderung ist es also herauszufinden, welche Anlagen des Systems der Stromversorgung zu einem gegebenen Zeitpunkt in welchem Ausmaß

⁵⁷ Harmsen und Graus (2013) bezeichnen das auch als „Henne-Ei-Problem“. Wenn durch eine Nachfrageänderung die Emissionsintensität der Stromerzeugung sich verändert, kann der Emissionsfaktor nicht mehr zur Bewertung der zukünftigen Nachfrageänderung herangezogen werden. Nach Vandepaer et al. (2019) sind selbst die Ergebnisse von Studien zu zukünftigen Emissionsfaktoren mögliche Einflussparameter mit einer nicht berücksichtigten Rückkopplung.

⁵⁸ Politische Vorgaben und Gesetze werden auch als ökonomische Signale betrachtet (beispielsweise der CO₂-Preis oder der Einspeisevorrang von erneuerbaren Energien).

auf die Änderung reagieren (Grenzstrommix oder Grenzkraftwerk) (Siler-Evans et al. 2012). Im Gegensatz zum AEF ist der Ansatz des MEF eine Bewertungsmethode, die die normative Reaktion des Erzeugungssystems realistischer widerspiegelt (Hawkes 2010).

Einige der bekannten Methoden zur Berechnung des MEF werden von Tamayao et al. (2015) in die zwei Gruppen Top-down- und Bottom-up-Ansätze eingeteilt. Die Einteilung ist durch die methodischen Gruppen der beschriebenen Emissionsmodelle (siehe Seite 39) bedingt, welche allerdings auch für die Bestimmung des AEF herangezogen werden können. Deshalb werden in dieser Forschungsarbeit die Methoden zur Bildung des MEF in die drei Ansätze Indikatormethode, Regression (durchschnittliche MEF) und Differenzsimulation eingeteilt. Zur Bildung eines MEF ist es generell möglich, verschiedene Ansätze zur Bestimmung des marginalen Kraftwerksmix zu kombinieren (Hauschild et al. 2018, S. 137).

(1) Indikatormethode

Als einfachste und schnelle Lösung zur Bestimmung des MEF wird ein bestimmtes Kraftwerk (beispielsweise ein Steinkohlekraftwerk) definiert, welchem die gesamte Nachfrageänderung zugeschrieben wird (Zheng et al. 2015). Genauer ist die Bestimmung des Grenzkraftwerks anhand der variablen Kosten, der Merit-Order⁵⁹, der eingesetzten Erzeugungseinheiten. Jedoch reagiert mehr als nur eine Erzeugungseinheit, aber nicht jede wie beim AEF, auf Nachfrageänderungen. Und durch Netzrestriktionen oder Must-run-Einspeisung reagieren die Erzeugungseinheiten auch nicht immer nach der Merit-Order (Ryan et al. 2016; Bettle et al. 2006; Hawkes 2010; Zheng et al. 2015). Weitere Indikatoren neben den variablen Kosten wären die Volllaststunden einzelner Kraftwerkstypen, wobei die höchste Einsatzzeit den niedrigsten Rang der Merit-Order darstellt (Zheng et al. 2015). Die Indikatoren können aus einem historischen oder simulierten Kraftwerkseinsatz stammen (Hawkes 2014). Regett et al. (2018) bilden beispielsweise einen stündlichen indikatorbasierten MEF für den deutschen Strommarkt im Jahr 2030. Datengrundlage hierfür ist ein Energiesystemmodell mit linearer Optimierung. Weiterhin stellen sie fest, dass sich der Anteil von EE an der Stromerzeugung nicht als Indikator für einen MEF nutzen lässt, da die variablen Kosten nicht die Emissionsintensität widerspiegeln (Regett et al. 2018).

(2) Regression, durchschnittliche MEF

Hawkes (2010) und Siler-Evans et al. (2012) bilden durchschnittliche MEF. Ersterer berechnet zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stunden die Differenz der Menge der konventionellen (fossilen) Stromerzeugung und der entstandenen Emissionen wie folgt.

⁵⁹ „Die Höhe der Nachfrage entscheidet darüber, auf welche Anlagen der Markt zurückgreifen muss. Bei der Stromerzeugung werden die Kraftwerke nach ihren variablen Kosten (von den niedrigsten bis zu den höchsten) ‚sortiert‘ und entsprechend eingesetzt. Für diese Sortierung hat sich der Begriff ‚Merit Order‘ eingebürgert“ (Schwintowski 2014, S. 64–65).

$$\begin{aligned} \Delta E_{k,t} &= E_{k,t} - E_{k,t-1} \\ \Delta Em_t &= Em_t - Em_{t-1} \end{aligned}, \quad \forall t \in T \quad 3-9$$

$\Delta E_{k,t}$	Differenz der konventionellen Stromerzeugung [MWh _{el}]
ΔEm_t	Differenz der Emissionen [t _{CO2}]
t	Zeitintervall, Stunde
T	Menge der Stunden im Jahr

Aus der linearen Regression der Differenz der Emissionen ΔEm über der Differenz der konventionellen Stromerzeugung ΔE_k wird die Steigung β der Geraden berechnet, welche als gute Näherung für den durchschnittlichen MEF angenommen werden kann (siehe Abbildung 3-5) (Hawkes 2010).

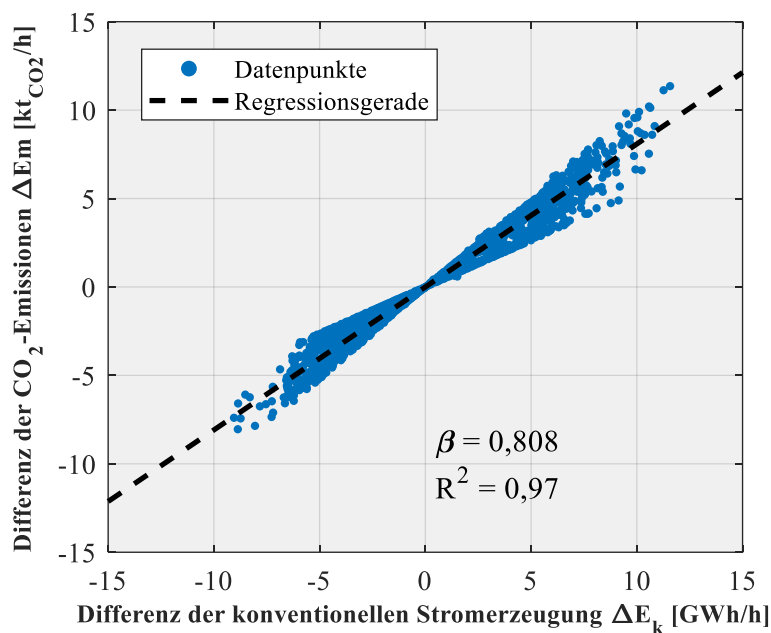


Abbildung 3-5: Die Steigung β der Regressionsgerade bildet nach Hawkes (2010) eine gute Näherung für den durchschnittlichen MEF – hier berechnet für Deutschland im Jahr 2020 aus der fossilen Stromerzeugung des Strommarktmodells E2M2 (alle Stromerzeugungsanlagen abzüglich der erneuerbaren Energien).

Quelle: eigene Darstellung und Berechnungen nach Modelldaten (siehe Unterkapitel 4.2).

Dieser Ansatz funktioniert unter der Annahme, dass die marginalen Stromerzeuger stets fossile Kraftwerke sind, weil erneuerbare Energien meist dargebotsabhängig sind und dem Einspeisevorrang unterliegen (Pareschi et al. 2017; Garcia und Freire 2016; Braeuer et al. 2020). Nach dieser Methode wurden im Jahr 2020 in Deutschland durch eine Erhöhung der Stromnachfrage

von einer Megawattstunde durchschnittlich etwa 808 kg_{CO2} ausgestoßen. Li et al. (2017) integrieren EE in die Bildung eines MEF für Regionen in Nordamerika ohne Einspeisevorrang. Der durchschnittliche MEF kann durch zeit- oder lastabhängige Klassen noch weiter präzisiert werden (Hawkes 2010; Garcia und Freire 2016; Braeuer et al. 2020). Thomson et al. (2017) erweitern Gleichung 3-9 um einen Verdrängungsmixfaktor⁶⁰ (engl. marginal displacement factor, MDF), der mit der Windkrafteinspeisung multipliziert wird, und berechnen mit dem MEF und dem MDF die Differenz der Emissionen ΔEm_t anhand der Laständerung.⁶¹ Pareschi et al. (2017) zeigen am Beispiel der Schweiz, dass die Methode der linearen Regression nicht für alle Länder gleichermaßen einsetzbar ist, weil bei hohen Anteilen emissionsarmer Stromerzeugung und großen Handelsmengen die Regression nicht mehr plausibel ist ($R^2 < 0,05$). Braeuer et al. (2020) berechnen anhand der stündlichen Quotienten aus ΔEm_t und $\Delta E_{k,t}$ einen dynamischen MEF, welcher jedoch auch negative Werte annehmen kann. Trotz der weiten Verbreitung von Regressionsmodellen in der Literatur ist die grundsätzliche methodische Schwäche festzuhalten, dass die Korrelation keine Kausalität impliziert, besonders wenn historische Daten verwendet werden (Marmioli et al. 2018).

Direkte und indirekte marginale Emissionsfaktoren

Die in den Punkten (1) und (2) beschriebenen Methoden bilden meist direkte (kurzfristige) MEF, die eine Veränderung der Zusammensetzung im Kraftwerkspark auf lange Sicht nicht berücksichtigen können (Marmioli et al. 2018; Hawkes 2014). Hitchin und Pout (2002) kombinieren einen direkten MEF – mit Auswirkung im bestehenden Kraftwerkspark – und einen indirekten MEF – unter Berücksichtigung der Veränderungen in der Struktur des Kraftwerksparks – jeweils aus der Merit-Order der Kraftwerke. Hawkes (2014) entwickelt einen indirekten MEF mit Vergleichsszenarien in einem Strommarktmodell. Da die Entwicklung des Kraftwerksparks normalerweise stark durch nationale Ausbaupläne, wie den deutschen Kernkraft- oder Kohleausstieg sowie die Förderung von erneuerbaren Energien und deren regulierten Ausschreibungsmengen, vorgegeben ist, kann hierbei von einer Unterbrechung der Ursache-Wirkungs-Kette bei der Analyse von indirekten MEF gesprochen werden (Vandepaer et al. 2019; BDEW 2018). Der indirekte MEF wird meist für ganze Zeiträume von einem oder mehreren Jahren gebildet und nicht für einzelne kurze Zeitintervalle wie eine Stunde definiert (Buyle et al. 2019; Vandepaer et al. 2019; Hawkes 2014). Vandepaer et al. (2019) implementieren einen indirekten MEF in der „ecoinvent consequential database v.3.4“, welche weltweit zur Durchführung von Ökobilanzen genutzt wird.

⁶⁰ Der Verdrängungsmix (MDF) stellt hier den Emissionsfaktor ohne Laständerung, aber mit unterschiedlichen Erzeugungseinheiten dar, welcher der substituierenden Erzeugungseinheit angerechnet wird. Er wird meist bei der Bewertung der Treibhausgasemissionen von EE- oder KWK-Anlagen angewandt (Thomson et al. 2017).

⁶¹ Die Faktoren wurden durch eine lineare Mehrfachregression gebildet.

Zur Bestimmung der Auswirkungen von Maßnahmen des Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung⁶² (engl. Clean Development Mechanism, CDM) wird ein gemischter Faktor aus dem AEF und dem indirekten MEF gebildet. Für den indirekten MEF wird als Indikator eine Gruppe aus den jüngst zugebauten Kraftwerken gebildet. Abhängig von der Struktur der Stromerzeugung werden Gewichtungsfaktoren angewandt, woraus ein kombinierter Emissionsfaktor (engl. combined margin emission factor) gebildet wird (UNFCCC 2015).

(3) Differenzsimulation

Für größere Nachfrageänderungen und bei Untersuchungen zukünftiger Emissionsfaktoren werden oft Simulations- oder Optimierungsmodelle (Strommarktmodelle) verwendet, um die Effekte des ganzen Stromerzeugungssystems zu erfassen. Für eine Betrachtung der langfristigen Änderungen, wie Kraftwerksbau und Einsatzplanung, werden zwei Szenarien in Energiesystemmodellen mit einer geänderten Nachfrage gebildet. Das Prinzip dieser Vorgehensweise ist es, die Auswirkungen einer veränderten Last bzw. Nachfrage unter sonst gleichbleibenden Eingangsparametern, jedoch dynamischen Bedingungen in Simulations- oder Optimierungsmodellen zu untersuchen (Marmioli et al. 2018). Pehnt et al. (2008), Klobasa und Sensfuß (2016)⁶³ und Böing und Regett (2019) zeigen diese Methodik für Deutschland auf. Die wesentliche Schwäche dieser Methode ist, dass einzelne Stunden in den unterschiedlichen Stromerzeugungssystemen der Optimierungsläufe nicht mehr miteinander verglichen werden können, es sei denn, dass immer nur ein Zeitschritt verändert wird, während die anderen Zeitschritte im Modell unverändert bleiben. Bei notwendigerweise stündlich aufgelösten Optimierungsmodellen ergibt das 8760 vergleichbare Rechenläufe zur Bestimmung des MEF eines Jahres. Für eine Nachfragereduktion und -erhöhung müssen separate Berechnungen durchgeführt werden. Bei direkten MEF werden nur geringe Nachfrageänderungen (< 1 % der gesamten Nachfrage) für ein ganzes Jahr bzw. einen ganzen Optimierungsschritt zu dem existierenden Bedarfsprofil aufaddiert. Dadurch kann bei manchen stochastischen Strommarktmodellen die Berechnungsgenauigkeit der marginalen Nachfrageänderung unterschritten werden (Böing und Regett 2019). Die Differenzsimulation eignet sich also nicht zur Erzeugung stündlicher direkter MEF.

⁶² Der CDM erlaubt es Nationen mit den aus dem Kyoto-Protokoll auferlegten Emissionsreduktionszielen Klimaschutzprojekte in Entwicklungsländern durchzuführen. Die dadurch erzeugte Emissionsminderung generiert Emissionsreduktionseinheiten (engl. certified emission reductions, CERs), welche den eigenen Reduktionszielen angerechnet werden können (UNFCCC 2020).

⁶³ Bildung von Substitutionsfaktoren zur Bestimmung der CO₂-Minderung durch den Einsatz erneuerbarer Energien (Klobasa und Sensfuß 2016).

3.2 Anwendung von Emissionsfaktoren

Für die ökologische Bewertung der Technologieoptionen, welche die Sektorkopplung bietet, werden die Emissionsfaktoren der eingesetzten Endenergie mit den Nachfrageprofilen zur Deckung der Nutzenergie kombiniert und der Betrieb über die Nutzungsdauer simuliert (Abschnitte 3.2.3 und 3.2.4). In Abschnitt 3.2.2 wird die anwendungsorientierte Interpretation der Emissionsfaktoren anhand internationaler Normen beschrieben und die generelle Methodik zur Bestimmung von Lastprofilen und Kennzahlen zur Bewertung von THG-Reduktionsmaßnahmen erläutert. Zu Beginn des Unterkapitels 3.2 wird die allgemeine Interpretation der Ergebnisse, berechnet mit den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung, hinsichtlich des europäischen Emissionshandels und im Kontext von Ökobilanzierungen erläutert.

3.2.1 Energiesystemsicht – Emissionshandel

Die beiden beschriebenen Emissionsfaktoren AEF und MEF zeigen den physischen Zusammenhang zwischen Stromnutzung und den daraus resultierenden THG-Emissionen. Solange fossile Kraftwerke eine zusätzliche Stromnachfrage bereitstellen, wird auch die Menge an THG-Emissionen dadurch erhöht. Besonders die Betrachtungsweise mit MEF ist zur Abschätzung des Beitrags von Sektorkopplungsmaßnahmen zur Erreichung nationaler Emissionsreduktionsziele geeignet. Eine weitere Bewertungsmöglichkeit für die zusätzliche Stromnachfrage ergibt sich aus der Systemperspektive in den Bilanzgrenzen des Europäischen Emissionshandelssystems⁶⁴ (EU-EHS) (Ausfelder et al. 2017, S. 98–100).

Durch nationale Klimaschutzmaßnahmen im Stromsektor, wie beispielsweise den Kohleausstieg, werden die Gesamtemissionen in Europa nicht reduziert. Der Wasserbetteffekt sorgt dafür, dass die vermeintlich reduzierten Emissionen nur an einen anderen Ort (bzw. in ein anderes Land) der Handelszone verschoben oder zu einem späteren Zeitpunkt emittiert werden, da die ausgegebenen Zertifikate auch verbraucht oder günstiger werden (Graichen et al. 2018; Eichner und Pethig 2019).

Ein Anstieg der CO₂-Emissionen durch einen fossilen Stromerzeuger aufgrund einer Elektrifizierungsmaßnahme führt zu weniger verfügbaren Emissionszertifikaten und somit zu einem Preisanstieg derselben (Soimakallio et al. 2011). Ist die Zertifikatsobergrenze bereits erreicht, werden durch eine Elektrifizierung von Sektoren, die nicht Teil des EU-EHS sind, somit keine zusätzlichen Emissionen ausgestoßen – zumindest nicht auf europäischer Ebene. Bisher wurde

⁶⁴ Das EU-EHS umfasst 31 Länder und deckt in den Sektoren der Strom- und Wärmeerzeugung, der energieintensiven Industrie und der gewerblichen Luftfahrt etwa 45 % der Treibhausgasemissionen ab. In einem Cap-and-trade-System werden degressive Obergrenzen für das Gesamtvolumen der Emissionen festgelegt. Innerhalb dieses Systems können Emissionszertifikate gehandelt werden, um so kosteneffizient die größtmögliche Emissionsreduktion zu erreichen (EU 2015).

die Obergrenze allerdings noch nicht erreicht (Ausfelder et al. 2017, S. 99; Graichen et al. 2018). Seit der Einführung im Jahr 2005 bis zum Jahr 2017 wurde durch eine systematische Überausstattung der Emittenten mit Zertifikaten eine Knappheit innerhalb des EU-EHS weitestgehend verhindert (Graichen et al. 2018). Es können also zusätzliche Emissionen ausgestoßen werden, die allerdings mit einem Preis versehen sind.

Mit der vierten Handelsperiode (2021 bis 2030) wird die degressive Obergrenze stärker abgesenkt, die Zuführung von Zertifikaten in die Marktstabilitätsreserve⁶⁵ wurde kurzfristig erhöht und ab 2023 wird auch die maximale Größe der Marktstabilitätsreserve auf die Auktionsmenge des Folgejahres beschränkt und der Überschuss an Zertifikaten wird durch eine Löschung dauerhaft dem Markt entzogen (EU 2020). Durch Klimaschutzmaßnahmen wie den deutschen Kohleausstieg kann die korrespondierende Menge von Zertifikaten auch unilateral stillgelegt werden. Somit soll zukünftig zum einen der Wasserbetteffekt abgeschwächt werden (Graichen et al. 2018). Zum anderen bedeutet dies, dass, wenn die Emissionen im EU-EHS ansteigen, weniger Zertifikate gelöscht werden und eine Verschiebung von Emissionen in den EU-EHS nicht emissionsneutral ist. Höhere Emissionen im Stromsektor führen somit zu einer geringeren Löschung aus der Marktstabilitätsreserve. Vice versa bedeutet dies, dass eine national treibhausgasärmere Stromerzeugung auch zu einer größeren Löschung von Zertifikaten in der Marktstabilitätsreserve führt (Ausfelder et al. 2018, S. 153–154).

3.2.2 Interpretation der Emissionsfaktoren in der Ökobilanzierung

Das EU-JRC (2012) differenziert im „International Reference Life Cycle Data System Handbook“, dem ILCD-Standard, bei der Anwendung von Ökobilanzierungen in vier Typen, auch Situationen genannt. Dabei wird für jede LCA-Anwendung eine bestimmte Situation mit zugehörigen Methoden und Implikationen bestimmt (EU-JRC 2012, S. 33–35). Wenn der Zweck des LCA ausschließlich ein beschreibender ist und nicht zu strukturellen Entscheidungen und Änderungen führt, dann wird Situation C1 oder C2⁶⁶ angewandt. Dies entspricht der Nutzung eines AEF. Wird auf der Basis der LCA-Untersuchung eine Entscheidung getroffen, beispielsweise die Wahl zwischen der Installation eines erdgasbetriebenen Wärmeerzeugers und der Installation eines Elektrodenkessels zur Wärmeversorgung, dann wird Situation A angewandt. Bei Situation A sind die Auswirkungen der Entscheidung so inkrementell, dass unabhängig

⁶⁵ Seit 2019 wird die Auktionsmenge eines Jahres automatisch für die folgenden 12 Monate gekürzt, wenn die Menge der im Umlauf befindlichen Zertifikate (Überschuss) zum Ende des Vorjahres den Schwellenwert von rund 833 Millionen Berechtigungen überschreitet. Die Auktionsmenge wird um 24 % der Überschussmenge gekürzt. Nicht versteigerte Überschussmengen fließen in die Marktstabilitätsreserve (DEHSt 2020).

⁶⁶ C1 entspricht einer Eingliederung der anfallenden Emissionen durch den AEF in das LCA-Modell (Systemerweiterung) und C2 der Anwendung von Allokationsmethoden (EU-JRC 2012, S. 35; Hauschild et al. 2018, S. 71) (siehe Abschnitt 3.1.1).

davon, welche Wahl getroffen wird, keine strukturellen Veränderungen, wie ein dadurch ausgelöster Neubau von Stromerzeugungsanlagen, auftreten. Dies entspricht dem direkten (kurzfristigen) MEF. Werden jedoch strukturelle Veränderungen durch die Entscheidung ausgelöst, beispielsweise ein geplanter Austausch von Millionen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren gegen Elektroautos, trifft Situation B zu und es werden indirekte (langfristige) MEF oder umfassende Energiesystemmodellierungen angewandt (Hauschild et al. 2018, S. 70–72). Weiterhin werden indirekte MEF meist genau auf den Untersuchungsgegenstand hin maßgeschneidert und sind weniger bedeutsam für generische LCA-Datenbanken (EU-JRC 2012, S. 35). Dafür werden dann auch explorative Szenarien statt normativer Szenarien empfohlen (Hauschild et al. 2018, S. 658). Deshalb werden in dieser Forschungsarbeit normative Szenarien verwendet. Die Wahl, ob eine A- oder B-Situation ausgewählt wird, basiert zusätzlich auf der Höhe der Nachfrageänderung, die eine untersuchte Maßnahme zur Folge hat. Die Änderung zählt als hoch, wenn die Nachfrageänderung die durchschnittliche jährliche Kapazitätsänderung im Strommarkt übersteigt. Bei geringeren Auswirkungen wird davon ausgegangen, dass der generelle Markttrend sich nicht von der Nachfrageänderung beeinflussen lässt (Hauschild et al. 2018, S. 135). Als Nachfrage kann hier die durchschnittlich nachgefragte Stromlast in Deutschland angenommen werden. Seit 2002 steigt die installierte Nettoleistung zur Stromerzeugung in Deutschland an, vor allem bedingt durch den Ausbau der EE mit wenigen Volllaststunden der Wind- und Photovoltaikanlagen gegenüber konventionellen, fossilen Kraftwerken (BDEW 2018). Zwischen 2008 und 2020 wurden jährlich durchschnittlich 3,98 % (Ø 6,71 GW) der installierten Nettoleistung zur Stromerzeugung in Deutschland zugebaut (siehe im Anhang Tabelle A-3) (ISE 2021). Durch die viel geringeren möglichen Volllaststunden der angesprochenen EE bedeutet dies allerdings nicht, dass die erzeugte Arbeit zugenommen hat und nicht, dass je GW Nachfrageanstieg nur 1 GW Erzeugungskapazität (netto) installiert wird. Nach Hauschild et al. (2018) sollten direkte marginale Emissionsfaktoren (Situation A) für Deutschland also dann angewandt werden, wenn die durchschnittliche nachgefragte Stromlast durch die zu analysierende Maßnahme um weniger als 6,71 GW ansteigt.

3.2.3 Herleitung von Lastprofilen

Die zur Deckung der Nachfrage eingesetzten Lastprofile der Sektorkopplungstechnologien werden in einer zeitlich hoch aufgelösten Form benötigt. Äquivalent zu den hoch aufgelösten Emissionsfaktoren bietet sich eine viertelstündliche oder stündliche Auflösung an (siehe Abschnitt 3.1.3). Für unterschiedliche Zwecke in der Bewertung der THG-Emissionen mit Emissionsfaktoren und in der technoökonomischen Analyse, haben sich verschiedene Ansätze zur Bildung und zur Verwendung von elektrischen und thermischen Lastprofilen herausgebildet.

Kopsakangas-Savolainen et al. (2017) verwenden empirische Haushaltslastprofile für Strom und Zeilinger und Einfalt (2012) stellen eine Methode zur Bildung von synthetischen Haushaltslastprofilen für den Strom- und Wärmebedarf vor. Bei Wärmenetzen lässt sich die zeitliche Auflösung des Wärmebedarfs mit dem Hellwig-Verfahren oder der Sochinsky-Kurve näherungsweise bestimmen (Blesl et al. 2008, S. 36–44). Zur Berechnung von Emissionseinsparungen von Effizienzmaßnahmen werden unterschiedliche Nachfrageprofile der Maßnahmen mit dem herkömmlichen Lastprofil verglichen. Dabei steht der Fokus meist auf zeitlich variablen Lasten wie Beleuchtung, Wärmeversorgung oder Klimatisierung (Bettle et al. 2006; Smith und Hittinger 2019). Den Einfluss einer Lastregelung von flexiblen Verbrauchern (engl. demand-side management, DSM) auf die Emissionsreduktion haben Dandres et al. (2017) mit Möglichkeiten zur stündlichen Lastverschiebung in Rechenzentren aus realen Daten simuliert. In Milovanoff et al. (2018) werden die Auswirkungen von DSM auf die Emissionseinsparungen mit synthetischen Laständerungen in Best- und Worst-Case-Szenarien in stündlicher Auflösung berechnet. Im Bereich der Elektromobilität werden zur Bestimmung der Lastgänge und der Ladezyklen Erhebungen bei Nutzern gemacht und anhand von Verteilungsfunktionen unterschiedliche Profiltypen gebildet (Axsen et al. 2011). Die zeitliche Lastverteilung für Energieversorgungsanlagen in der Industrie kann aus Arbeitszeitmodellen oder anhand von Energieaudits abgeleitet werden (Ohl 2016, S. 59–66). Spork et al. (2015) bilden synthetische elektrische Lastprofile anhand von Schichtmodellen für Unternehmen mit skalierbaren Szenarien auf stündlicher Basis. Weniger die stochastischen Einflüsse, wie die Außentemperatur, als vielmehr die zeitlichen Abläufe eines Betriebs haben einen Einfluss auf den elektrischen Lastgang eines Industrieunternehmens (Sander et al. 2003, S. 49–54). In der industriellen Praxis wird für die Wärmebereitstellung einzelner Prozesse meist eine zentrale Wärmeversorgung, entweder auf einem ähnlichen Temperaturniveau oder mit Kaskadennutzung, angewandt. Die Energieträgernutzung findet bei vielen Prozessen in der zentralen Wärmeversorgung statt, weshalb die Betrachtung einzelner Prozesse mit Wärmebedarf nicht unbedingt notwendig ist (Ohl 2016, S. 59). Die Möglichkeiten und Grenzen der technischen Integration von Sektorkopplungstechnologien und deren Einfluss auf die Nachfrageänderung müssen jedoch berücksichtigt werden (Ausfelder et al. 2019, S. 61–64). PtL- und PtG-Technologien sind je nach Netzintegrationsebene⁶⁷ und Größe der Anlagen lastflexibel einsetzbar und zusammen mit den Strombezugskosten werden die spezifischen Produktionskosten zu einem großen Teil von den Volllaststunden der Anlage bestimmt (Drünert et al. 2019; Ausfelder et al. 2017, S. 71). Daher werden Lastprofile in Modellen für diese Technologien oft an das Vorhandensein von Stunden mit Überschussstrom, negativer Residuallast oder geringen Strompreisen geknüpft (Drünert et al. 2019; Kober et al. 2019).

⁶⁷ Dezentrale kleine Anlagen können an Knotenpunkten mit begrenzter Netzkapazität installiert werden, um bei netzbedingten Überschüssen diese aufzunehmen (Drünert et al. 2019).

3.2.4 Berechnung der Treibhausgasvermeidungskosten

Bei gleichbleibenden spezifischen Emissionen durch eine Energieträgernutzung ist die Unterscheidung in jährliche und auf die Nutzungsdauer bezogene THG-Emissionen, hier als Lebenszeitemissionen bezeichnet, nicht immer relevant.⁶⁸ Die Lebenszeitemissionen sind die THG-Emissionen, die durch den Stromverbrauch der Nutzungsphase über die gesamte Lebenszeit einer Technologie entstehen, und grenzen sich von den Lebenszyklusemissionen dahingehend ab, dass bei der Betrachtung des Lebenszyklus noch die THG-Emissionen der Produktherstellung, -entwicklung und -entsorgung berücksichtigt werden. Sinken die Emissionsfaktoren wie bei der Nutzung von Strom kontinuierlich, wird der Unterschied deutlich. Grundsätzlich werden dadurch zwei verschiedene Fragen beantwortet. In Abbildung 3-6 sind die THG-Emissionen einer elektrischen Sektorkopplungstechnologie mit einer brennstoffbasierten Referenz exemplarisch dargestellt. Hier werden ab dem Jahr 2034 pro Jahr durch den Einsatz der Sektorkopplungstechnologie weniger THG-Emissionen als durch die Referenztechnologie ausgestoßen. Wird eine Nutzungsdauer von 10 Jahren angenommen, werden bereits ab einer Inbetriebnahme im Jahr 2029 durch die Sektorkopplungstechnologie weniger Lebenszeitemissionen verursacht. Bei einer Entscheidungshilfe, ab wann welche Technologie implementiert werden sollte, muss somit die Nutzungsdauer betrachtet werden.

⁶⁸ Die Umwandlung von Energieträger zu elektrischer Energie ändert sich hingegen schon (Wirkungsgradverbesserungen).

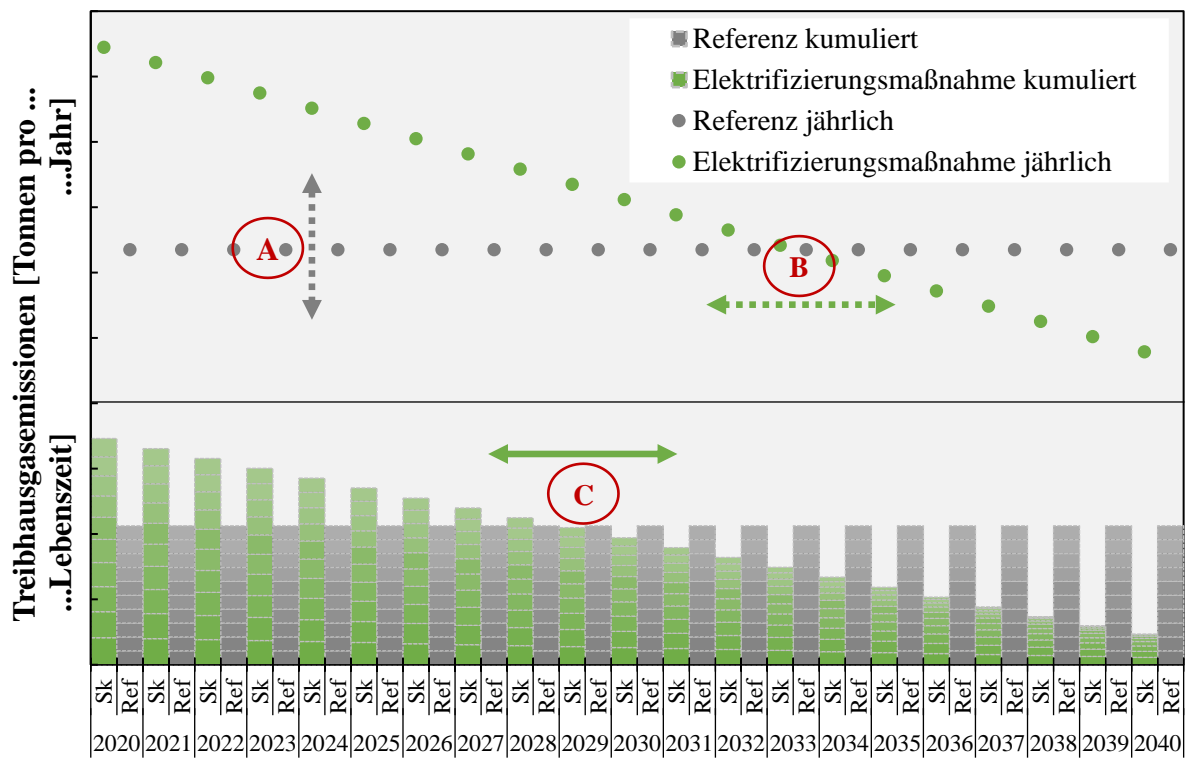


Abbildung 3-6: Exemplarischer Vergleich der jährlichen (**oben**) und auf die Lebenszeit (10 Jahre) kumulierten (**unten**) THG-Emissionen verursacht durch eine Elektrifizierungsmaßnahme und deren Referenztechnologie. Die THG-Emissionen kumuliert auf die Lebenszeit sind dem Jahr der Inbetriebnahme zugeordnet.

Die Berechnung der Lebenszeitemissionen und der sich damit ergebende Zeitpunkt (C) des Technologiewechsels zur Minderung der Emissionen sind von folgenden Faktoren abhängig:

- Der Dekarbonisierung der Stromerzeugung (Verschiebung des Schnittpunktes B)
- Dem Einsatz von biogenen und synthetischen Brennstoffen (Verschiebung der Gerade bei A)
- Der Nutzungsdauer (C)
- Den Nutzungsprofilen (Lastprofile/Betriebsart) der eingesetzten Technologien (B)
- Den angewandten Emissionsfaktoren und deren Eigenschaften (B)

Um die emissionsmindernde Wirkung einer Maßnahme mit den zugehörigen Kosten von dieser abzuwägen, werden die Treibhausgasvermeidungskosten (TVK) als Bewertungsgröße herangezogen (Kok et al. 2011; Matthes 1998). Die Berechnungsmethoden und Annahmen der TVK sind in der Literatur nicht einheitlich, was einen kennzahlbasierten Vergleich von verschiedenen Studien nur eingeschränkt zulässt (Kok et al. 2011; Roussanaly 2019). Matthes (1998) teilt die Kosten in eine volkswirtschaftliche, eine gesellschaftliche und eine betriebswirtschaftliche Betrachtungsweise ein und verweist auf die notwendigen dynamischen finanzmathematischen Berechnungsmethoden bei einem Vergleich von Varianten mit unterschiedlichen Lebensdauern.

ern. Die TVK beeinflussende Eigenschaften sind die Annahmen zu Steuern, Diskontrate, Energiepreise sowie die technischen Unterschiede von untersuchten Maßnahmen und die Variation in der Berechnung der Emissionen (beispielsweise die Wahl der Emissionsfaktoren). Weitere Unterschiede entstehen durch die Wahl der Berechnung der kumulierten oder annualisierten TVK (Kok et al. 2011). Angelehnt an Kok et al. (2011) und Beer et al. (2009) werden die verwendeten TVK in dieser Forschungsarbeit ohne eine Diskontierung der Emissionen⁶⁹ berechnet und im Folgenden beschrieben.

Die TVK werden auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme bezogen berechnet, um die TVK am Entscheidungszeitpunkt C für die potenziell emissionsmindernde Maßnahme zu bestimmen (siehe Abbildung 3-6). Hier wäre aus Sicht des Klimaschutzes der optimale Austauschzeitpunkt.

Die Berechnung der annualisierten Gesteungskosten einer Nutzenergie X (LCOX) und der TVK wird ähnlich wie bei Timmerberg et al. (2020) durchgeführt. Dabei wird zwischen den Treibhausgasvermeidungskosten auf Lebenszeit (Nutzungsdauer), den TVKL, und den annualisierten TVK unterschieden. Die TVKL berücksichtigen die Lebenszeitemissionen, die annualisierten TVK hingegen nur die Emissionen des jeweiligen Betrachtungsjahres (siehe Gleichungen 3-10, 3-11 und 3-12).⁷⁰ Eine weitere mögliche Berechnung der TVKL wäre es, die Annuität mit den Nutzungsjahren zu multiplizieren, statt den Kapitalwert zu verwenden. Weil die TVKL einen Wert zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Anlage darstellen sollen, fällt die Wahl jedoch auf den Kapitalwert.

Werden durch eine Maßnahme keine THG-Emissionen reduziert und der Divisor der Gleichung ist negativ, dann führt das Ergebnis zur falschen Interpretation und es werden auch keine TVK bestimmt. Die Berechnung des Kapitalwertes und die Berechnung der Annuität werden im Anhang in Gleichung A-1 bzw. A-2 gezeigt.

⁶⁹ Hellweg et al. (2003) empfehlen eine Diskontierung von Emissionen nur bei der genauen Kenntnis der Diskontierungsrate und einer Begründung für diese Diskontierungsrate einer Emissionsmenge und bei sehr langen Emissionsperioden (Hunderte Jahre). Weiterhin wird die Diskontierung von physikalischen Emissionsmengen in der Literatur kritisch betrachtet (Baker und Khatami 2019).

⁷⁰ Auch mit den in dieser Forschungsarbeit angewandten Szenarien bleibt die Entwicklung der THG-Emissionen der Stromversorgung über die Lebenszeit eine große Unsicherheit in den berechneten TVKL. Die Beschreibung und kritische Einordnung von Szenarien folgen in Abschnitt 4.2.2 bzw. Unterkapitel 4.5.

$$TVKL_{Ma\beta,j} = \frac{NPV_{Ma\beta,j} - NPV_{Ref,j}}{\sum_j Em_{Ref,j} - \sum_j Em_{Ma\beta,j}}, \quad \forall j \in J \quad 3-10$$

$TVKL_{Ma\beta,j}$ Treibhausgasvermeidungskosten einer Maßnahme $Ma\beta$ im Jahr der Inbetriebnahme j [€/tCO₂-Äq]

$NPV_{Ma\beta,j}$ Kapitalwert einer Maßnahme $Ma\beta$ im Jahr der Inbetriebnahme j [€]

$NPV_{Ref,j}$ Kapitalwert einer Referenz Ref im Jahr der Inbetriebnahme j [€]

$Em_{Ref,j}$ Emissionen einer Referenz Ref im Jahr j [tCO₂-Äq]

$Em_{Ma\beta,j}$ Emissionen einer Maßnahme $Ma\beta$ im Jahr j [tCO₂-Äq]

J Menge aller Jahre im Betrachtungszeitraum der Analyse

und

$$TVK_{Ma\beta,j} = \frac{LCOX_{Ma\beta,j} - LCOX_{Ref,j}}{EF_{X,Ref,j} - EF_{X,Ma\beta,j}}, \quad \forall j \in J \quad 3-11$$

$TVK_{Ma\beta,j}$ Annualisierte Treibhausgasvermeidungskosten einer Maßnahme $Ma\beta$ im Jahr j [€/tCO₂-Äq]

$LCOX_{Ma\beta,j}$ Annualisierte Gestehungskosten von X einer Maßnahme $Ma\beta$ im Jahr j [€/kWh]

$LCOX_{Ref,j}$ Annualisierte Gestehungskosten von X einer Referenz Ref im Jahr j [€/kWh]

$EF_{X,Ref,j}$ Emissionsfaktor für X einer Referenz Ref im Jahr j [tCO₂-Äq/kWh]

$EF_{X,Ma\beta,j}$ Emissionsfaktor für X einer Maßnahme $Ma\beta$ im Jahr j [tCO₂-Äq/kWh]

mit

$$LCOX_j = \frac{A_j}{E_{X,j}}, \quad \forall j \in J \quad 3-12$$

A_j Annuität im Jahr j [€/a]

$E_{X,j}$ Energiemenge von X im Jahr j [kWh/a]

3.3 Limitierung der Methoden

In Unterkapitel 3.3 werden die zentralen Limitierungen aus dem methodischen Überblick mit einer dafür spezifizierten Literaturanalyse aufgezeigt und diskutiert. Anschließend wird die Erweiterung der Methoden in dieser Forschungsarbeit dargestellt.

Limitierung bei der Verwendung von Energiesystemmodellen

Im Gegensatz zu Energiesystemmodellen, in denen die eingesetzten aggregierten THG-Reduktionsmaßnahmen die Nachfrage und die Erzeugung beeinflussen und zwei Simulationsläufe miteinander verglichen werden, können mit der LCA-basierten Methode – einer Verwendung von Emissionsfaktoren – gezielte Analysen des Einflusses einzelner Sektorkopplungstechnologien gemacht werden. Für die Erstellung von detaillierten und komplexen Energiesystemmodellen sind sehr viele Parameter und Eingangsdaten zu definieren und viele Annahmen zu treffen, um reproduzierbare Ergebnisse zu erhalten (Garcia und Freire 2016). Der damit verbundene Rechen- und Arbeitsaufwand ist enorm, je nach Tiefe der Untersuchung nicht durchführbar und für ein LCA nicht unbedingt praktikabel (Hitchin und Pout 2002; Vandepaer et al. 2019). Zusätzlich sind, um die Rechenzeit der Energiesystemmodelle zu reduzieren, Generalisierungen in Form von Typen, Klassifizierungen der Nachfrage und Technologien oder Vereinfachungen in Annahmen zu Technologien und Rückkopplungen notwendig (Jochem et al. 2015). Manche Effekte von THG-Reduktionsmaßnahmen lassen sich daher auch nicht aus den eingesetzten Maßnahmenbündeln extrahieren und aus einer entscheidungsbasierten Sicht darstellen (siehe Abschnitt 3.2.2). Die Emissionsfaktoren bzw. Ergebnisse zu den Emissionen sind immer nur mit dem zugehörigen Maßnahmenbündel gültig. Allgemeine Emissionsfaktoren für verschiedene Anwendungen mit diversen Nachfrageprofilen und -mengen können damit nicht gebildet werden (Harmsen und Graus 2013).

3.3.1 Einordnung relevanter Literatur

Angepasst an die Fragestellung der Forschungsarbeit werden zur Einordnung der Literatur zunächst die Veröffentlichungen ausgewählt, welche eine prospektive Bestimmung von Emissionsfaktoren im zukünftigen Stromerzeugungssystem mit hohen Anteilen von EE untersuchen. Der Fokus der Literaturanalyse liegt zusätzlich auf Veröffentlichungen mit Emissionsfaktoren mit zeitlich hoher Auflösung, wie es ab einer stündlichen Auflösung der Fall ist, einer Berücksichtigung von Überschussstrom und der Berechnung von Lebenszeitemissionen im Falle einer Anwendung der Emissionsfaktoren. Anhand dieser Kriterien kann die Menge der zu vergleichenden Forschungsliteratur stark eingegrenzt werden. In Tabelle 3-2 sind die ausgewählten Forschungsarbeiten, bewertet nach inhaltlichen Kategorien, vergleichend mit der vorliegenden Forschungsarbeit (ganz links) dargestellt.

Es wird gezeigt, welche Art von Emissionsfaktor mit welcher Methode und welchen Ausprägungen (siehe Unterkapitel 3.1) in der jeweiligen Veröffentlichung gebildet wird. Spezifische Eigenschaften des AEF und des MEF werden getrennt von den allgemeingültigen Eigenschaften der Faktoren aufgezeigt. Weiterhin wird im Falle einer Anwendung der Faktoren beurteilt, ob Lebenszeitemissionen nach der Definition aus Abschnitt 3.2.4 berücksichtigt werden können. Übereinstimmende Schwerpunkte mit dieser Forschungsarbeit wurden farblich markiert.

Tabelle 3-2: Einordnung ausgewählter Literatur zur Methodik und Berechnung von prospektiven und/oder stündlichen Emissionsfaktoren im Kontext dieser Forschungsarbeit (links). Übereinstimmende Schwerpunkte der Eigenschaften bezüglich der vorliegenden Forschungsarbeit wurden farblich markiert.

Inhaltliche Kategorien:	vorliegende Forschungsarbeit		vorliegende Forschungsarbeit																					
			Böing und Regett 2019	Regett et al. 2018	Howard et al. 2017	Braeuer et al. 2020	Maennel und Kim 2018	Jochheim et al. 2015	Garcia und Freire 2016	Harmsen und Graus 2013	Archsmith et al. 2015	Bettle et al. 2006	Ambrose et al. 2020	Khan et al. 2018	Kono et al. 2017	Li et al. 2017	Vandepaer et al. 2019	Carson und Novan 2013	Axsen et al. 2011	Rinne und Syri 2013	Buyle et al. 2019	Schäwer und Schneider 2018	Philipp et al. 2017	
AEF ¹		+	+	+	+	#	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
1 Stromhandel beachtet	#	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	#	#	-	-
5 Erzeugungsebene	V	V	P	P	P	P	P	P	b	P	V	P	V	V					P	V	b	P	V	
MEF		+	+	+	+		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
2 Methode	K	D	I	R,D	I,R		D	I,R	I,D	R	I		R		R	D	R	I	I	R				
1 Mit Überschussstrom	+	#	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	#	-	#	-	-	-	-	-	-	
3 Nachfrageänderung	d	d	d	d	?	i	?	i	d	d	?	?	?	i	?	i	?	d	i	i				
Eigenschaften der EF ⁸																								
1 Weiter zeitl. Horizont	+	+	#	#	-	+	+	-	#	#	#	+	-	-	-	#	-	#	#	+	#	#	#	
1 Hohe zeitl. Auflösung	+	#	+	-	+	-	-	+	-	#	+	-	+	+	#	-	#	+	+	-	-	-	-	
1 Hohe Anteile von EE	+	+	+	-	+	+	+	+	+	#	-	#	+	+	#	+	#	#	-	-	+	+	+	
4 Systemgrenze	L	L	L	B	L	m	L	L	m	L	L	B	L	L	L	m	B	B	L	L	L	L	L	
1 Mit Vorkette	+	-	-	-	-	-	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	-	-	+	-	+	+	
6 Datengrundlage	M	M	M	b	E	b	M	b	b	M	M	E	E	E	E	M	E	M	E	b	M	M	M	
7 Allokation KWK	A	X,E	E	?	?	?	?	?	m	?	?	?	?	X	?	-	?	?	S	?	?	?	E	
Anwendung																								
1 Lebenszeitemissionen	+				-	-	-	-	-	+	+	+							-	-	-	-	-	
1 Dynamische Lastprofile	+				+	+	+	+	+	+	+	-							+	+	-	#		
1 Hybride Technologien	+				-	-	-	-	-	-	-	#							+	+	#	-		

1 +: ja, trifft zu/ist möglich; #: simpel/verändert, trifft nur teilweise zu; -: nein, trifft nicht zu; ?: nicht zu bestimmen; „leer“: wurde nicht untersucht.
 2 D: Differenzsimulation; I: Indikatormethode; R: Regression; K: kombiniert aus I, R.
 3 i: indirekt; d: direkt.
 4 L: Land; B: Bundesstaat/-land; m: mehrere Regionen oder Länder.
 5 V: Stromverbrauch; P: Stromerzeugung; b: beides.
 6 M: Modell; E: Empirisch; b: beides.
 7 A: Arbeitswertmethode; X: Exergetische Methode; E: Energetische Methode; S: Substitutionsmethode; m: mehrere.
 8 Emissionsfaktoren (AEF und MEF).

Der zeitliche Horizont der berechneten Emissionsfaktoren reicht von der Historie bis hin zu mehreren Jahrzehnten in die Zukunft. Wenige Forschungsarbeiten betrachten hierbei nicht nur

einen bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft, sondern eine kontinuierliche Entwicklung und Änderung der Faktoren. Eine besondere Herausforderung ist es, den MEF prospektiv zu bestimmen (Marmioli et al. 2018, S. 10). Die hohe zeitliche Auflösung wird bei allen historischen Werten gewährleistet, jedoch werden bei mehr als der Hälfte der prospektiven Studien nur Jahresdurchschnittswerte berechnet. Die meisten betrachteten Regionen und Stromerzeugungssysteme sind durch bereits bestehende hohe oder wachsende Anteile von EE geprägt. Bei den drei verschiedenen Ansätzen der methodischen Herleitung des MEF sowie bei der Auswirkung auf die Stromerzeugung ist keine Präferenz oder Häufung erkennbar. Manche Veröffentlichungen verwenden mehr als eine Methode (zur Bestimmung des MEF), jedoch werden keine Methoden kombiniert. In keiner der betrachteten Forschungsarbeiten wurden Stromhandelseffekte detailliert abgebildet; in den meisten Fällen wurden sie gar nicht erst betrachtet und ansonsten nur stark vereinfacht dargestellt. Entgegen der Erwartung, dass bei anwendungsorientierten Studien die Erzeugungsebene der Faktoren der Stromverbrauch (V) darstellt, werden oft die Emissionen auf die Stromproduktion (P) bilanziert. Wiederum erwartungsgemäß werden bei einer historischen Betrachtung empirische Werte als Datengrundlage herangezogen und für die prospektive Betrachtung auf Modelle zurückgegriffen. In den meisten anwendungsspezifischen Analysen zur Bewertung der THG-Emissionen von Sektorkopplungstechnologien werden die THG-Emissionen nur für das Betrachtungsjahr bestimmt, ohne die Lebenszeitemissionen zu berücksichtigen. Dafür werden meist anwendungsspezifische Lastprofile zur Bewertung der Emissionen eingesetzt, jedoch nur bei wenigen die Möglichkeit genutzt, hybride Technologien mit unterschiedlichem Energieträgereinsatz zu betrachten. Limitierend ist hier die fehlende hohe zeitliche Auflösung.

Überschussstrom

Speziell der Effekt von Überschussstrom auf die Emissionsfaktoren wird nicht oder nicht ausreichend abgebildet. Carson und Novan (2013) haben die Idee, Stromüberschüsse mit Speichern in das Stromerzeugungssystem zu integrieren und somit die THG-Emissionen zu senken. Dabei werden jedoch die angeblichen Überschüsse selbst, unter anderem weil diese in der untersuchten Region nicht auftreten, nur als veränderte Speichernutzung und nicht unmittelbar im modellierten MEF berücksichtigt. Li et al. (2017) integrieren neben konventionellen Stromerzeugern EE in ihr Regressionsmodell zur Bestimmung des MEF, aufgrund der Tatsache, dass es in der untersuchten Region keinen Einspeisevorrang für EE gibt. Diese Methode berücksichtigt zwar ein Curtailment aus Sicht der Datenbasis (Strommarktdaten), jedoch nicht im Hinblick auf eine antizipierte geänderte Stromnachfrage und deren Auswirkung auf die dadurch ausgelösten THG-Emissionen. Bei Regett et al. (2018) wird der MEF indikatorbasiert anhand einer modellierten Merit-Order bestimmt. Das hat zur Folge, dass bei geringer oder

negativer Residuallast⁷¹ das Grenzkraftwerk entweder ein günstiges Kohlekraftwerk oder ein erneuerbarer Erzeuger mit Einspeisevorrang ist. Letzteres ist ein qualitativer Indikator für einen Stromüberschuss mit Curtailment. Böing und Regett (2019) können durch die Methode der Differenzsimulation zwar einen MEF berechnen, der auch Werte von 0 g_{CO2}/kWh_{el} annehmen kann, allerdings muss das methodisch bedingt nicht mit dem Auftreten von Überschussstrom zusammenhängen (siehe Abschnitt 3.1.5). Die Werte des MEF werden hier auch negativ, was einer Emissionsreduktion durch eine erhöhte Stromnachfrage entspräche. Edwards et al. (2020) entwickeln eine Methode zur Berechnung der reduzierten THG-Emissionen durch Stromspeicher. Die Autoren ziehen die im Bilanzierungszeitraum auftretenden Stunden mit Überschussstrom von den gesamten Betriebsstunden, in denen Strom bezogen wird, ab, die verbleibenden Betriebsstunden werden dann mit einem durchschnittlichen MEF multipliziert, ohne genauer darauf einzugehen, wie dieser bestimmt werden soll. Röder et al. (2020) integrieren lokale netzbedingte Stromüberschüsse in die Nutzung eines AEF – was zwei nicht kombinierbare Methoden verknüpft. Denn der AEF kann nicht einerseits den Strommix darstellen und andererseits bei Stromüberschüssen nur den abgeregelten Strom, ohne den restlichen Kraftwerkspark zu berücksichtigen.

Fazit der Einordnung relevanter Literatur

Ausgehend vom methodischen Review (Unterkapitel 3.1) und den aktuellen Forschungsarbeiten zur Bildung und Anwendung von Emissionsfaktoren der Stromerzeugung wurde das Anforderungsprofil an die in dieser Forschungsarbeit gebildeten Emissionsfaktoren zur Bestimmung von Lebenszeitemissionen von Sektorkopplungstechnologien entwickelt. Im Wesentlichen soll ein weiter zeitlicher Horizont mit normativen Szenarien erreicht werden und die Faktoren mit einer hohen zeitlichen Auflösung berechnet werden. Bei der Entwicklung des AEF sollen Stromspeicher sowie THG-Emissionen aus grenzüberschreitenden Stromhandelsmengen berücksichtigt werden. Für den MEF müssen die Auswirkungen von hohen Anteilen von EE, wie Überschussstrom und geringe Änderungsraten der steuerbaren Stromerzeugung, berücksichtigt werden, was mit aktuellen Methoden nicht im ausreichenden Maße möglich ist. Eine Kombination dieser notwendigen Eigenschaften wurde bisher noch nicht methodisch umgesetzt.

3.3.2 Erweiterung der Methoden

Aus den Methoden zur Entwicklung von Emissionsfaktoren der Stromerzeugung, der Vorgehensweise bei der Emissionsbewertung von Sektorkopplungstechnologien und der Einordnung

⁷¹ Erzeugungsszenario für das Jahr 2030 mit negativer Residuallast.

der relevanten Literatur lassen sich die notwendigen Methoden und die benötigten Erweiterungen ableiten. In Abbildung 3-7 sind die methodischen Änderungen klassifiziert und den konkreten Problemclustern aus Unterkapitel 1.2 zugeordnet. Die beschriebenen methodischen Schwierigkeiten ergeben sich unter anderem aus der Grundanforderung für die Berechnung von Lebenszeitemissionen – den benötigten prospektiven Emissionsfaktoren (Problem 2).

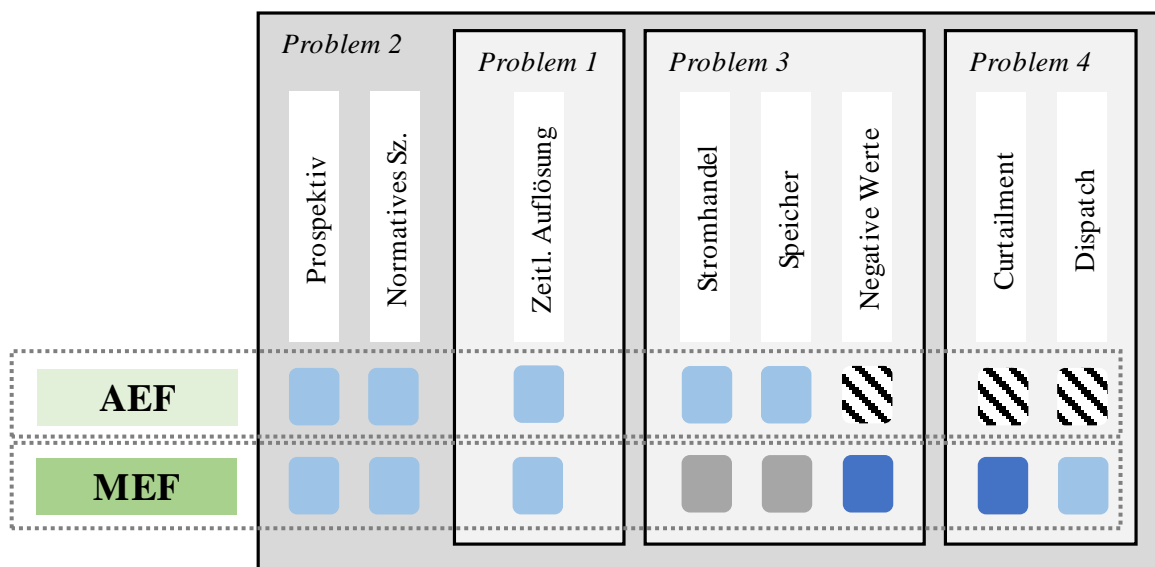


Abbildung 3-7: Einordnung der methodischen Änderungen im jeweiligen Problemcluster der beiden grundsätzlichen Bewertungsmethoden AEF und MEF. Die Problemcluster 1, 3 und 4 sind dem Problemcluster 2 jeweils untergeordnet.

Methodische Verbesserungen sollen bei der Berechnung des AEF und MEF durch die Verwendung von normativen, stündlich aufgelösten Szenarien der Stromerzeugung als Datengrundlage erreicht werden. Verbesserung bedeutet hier, dass die wissenschaftlichen Methoden dafür bereits existieren, aber die Anwendung in dieser Kombination der Eigenschaften der Emissionsfaktoren für Deutschland noch nicht durchgeführt wurde. Beim AEF sollen der grenzüberschreitende Stromhandel und Stromspeicher integriert werden und beim MEF soll Bioenergie in die steuerbaren Erzeugungseinheiten (Dispatch) implementiert werden.

Für die Implementierung von Überschussstrom in einen stündlichen MEF sind die aktuellen Methoden wie die Differenzsimulation, die lineare Regression oder die Indikatormethode nicht geeignet. Daher soll eine Methode entwickelt werden, die die Vorteile der bestehenden Methoden kombiniert und Schwächen, wie das Problem von negativen MEF-Werten, behebt.

Diese Verbesserungen und Erweiterungen werden im folgenden Kapitel erläutert und analysiert.

4 Entwicklung der Emissionsfaktoren

Kapitel 4 beginnt mit der allgemeinen Beschreibung der eingesetzten Modelle und des Aufbaus der einzelnen Simulationsschritte in Unterkapitel 4.1. Darauf folgt die Erläuterung des eingesetzten Strommarktmodells und der erzeugten Szenarien, welche die Datengrundlage im ersten Simulationsschritt bilden (Unterkapitel 4.2). In Unterkapitel 4.3 wird das Berechnungsmodell der Strommix-Emissionsfaktoren beschrieben und die Ergebnisse analysiert und diskutiert. In Unterkapitel 4.4 werden zunächst die methodische Weiterentwicklung des marginalen Emissionsfaktors sowie die Umsetzung im Berechnungsmodell beschrieben, analysiert und schließlich diskutiert. Im abschließenden Unterkapitel 4.5 werden die stündlichen, prospektiven Emissionsfaktoren kritisch betrachtet.

4.1 Modell- und Simulationsbeschreibung

Die Berechnung der Emissionsfaktoren und die angeschlossene Analyse von Sektorkopplungstechnologien wird durch mehrere numerische Simulationen durchgeführt und besteht aus verschiedenen Modellen, die jeweils ein System mit dynamischen Prozessen abbilden. Die Struktur der Modelle, die Dateneingabe und das Ergebnis werden in den folgenden Unterkapiteln detailliert erläutert. In Abbildung 4-1 ist das Prozessschema der verschiedenen Simulationsschritte – Datengrundlage, Strommix-Emissionsfaktor (AEF), marginaler Emissionsfaktor (MEF) und Analyse der Sektorkopplungstechnologien (Anwendung) – aufgezeigt. Die vertikal angeordneten Simulationsschritte sind jeweils in die horizontal angeordneten Kategorien Dateneingabe, Modell und Ergebnis eingeteilt.

In der Kategorie Dateneingabe werden die benötigten Eingabedaten definiert und zur Verwendung im Modell aufbereitet. Jeder Pfeil bildet eine Schnittstelle zwischen Datenbank, Modellumgebung und den Ergebnisvariablen ab. Zusätzlich wird so die Reihenfolge der einzelnen Arbeitsschritte und benötigten Daten visualisiert. Die Ergebnisvariablen eines Simulationsschrittes werden als Dateneingabe des folgenden Simulationsschrittes übergeben (neue Zeile). Jeder Simulationsschritt kann modular ausgeführt werden. Somit ist es möglich, nur den Simulationsschritt Datengrundlage in der Kategorie Dateneingabe zu ändern, indem beispielsweise eine geänderte CO₂-Obergrenze (CO₂-Cap) gewählt wird, ohne die Parametereingabe oder die Algorithmen der übrigen Simulationsebenen zu ändern.

Die Simulationsschritte in dieser Forschungsarbeit wurden mit MATLAB (Version R2018a), entwickelt von MathWorks, berechnet. MATLAB (MATrix LABoratory) ist eine höhere Programmiersprache zur Berechnung, Visualisierung und Programmierung von Skripten und Funktionen in gängiger mathematischer Schreibweise. Das Basisdatenelement in MATLAB –

der Array⁷² (dt. für Feld) – macht die Programmiersprache besonders geeignet für Rechenschritte mit Matrizen und Vektoren. Zusammen mit den typischen Kontrollstrukturen wie bedingten Anweisungen oder Schleifen können mit MATLAB Algorithmen effizient ausgeführt werden (Kaveh und Bakhshpoori 2019, S. 7–9). Die Datenaufbereitung, das Emissions- und Anwendungsmodell sowie die Ergebnisvisualisierung sind jeweils in mehreren Skripten mit Funktionen formuliert. Die Algorithmen werden in den Unterkapiteln 4.1 bis 4.4 und in Kapitel 5 jeweils mathematisch beschrieben und für die Berechnung des MEF in einem Programmablaufplan (siehe Abbildung 4-13) zusammengefasst.

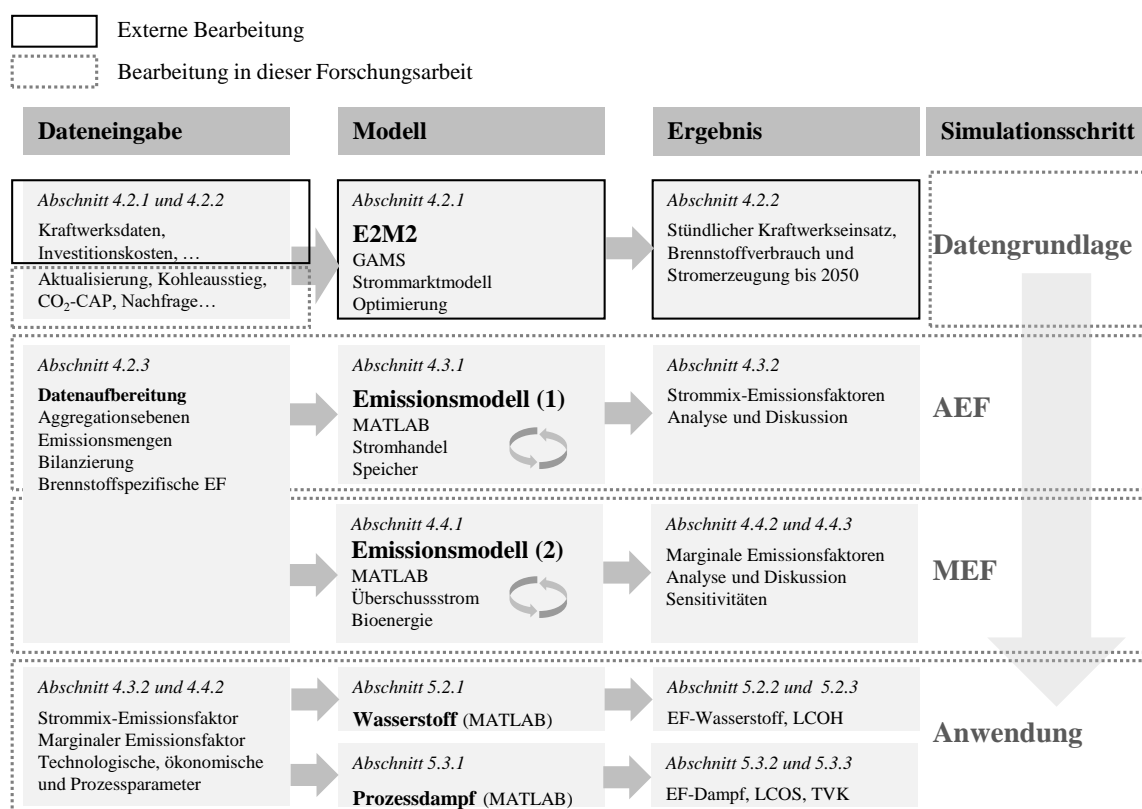


Abbildung 4-1: Prozessschema der verschiedenen Simulationsschritte: Datengrundlage, Strommix-Emissionsfaktor (AEF), marginaler Emissionsfaktor (MEF) und exemplarische Anwendung. Das Strommarktmodell E2M2, die damit getätigten Rechenläufe und die daraus erzeugten Szenarien sind externe Ergebnisse und wurden in dieser Forschungsarbeit nur begleitet und teilweise aufgearbeitet.

4.2 Datengrundlage

Die Datenverfügbarkeit und -qualität gehören zu den größten Herausforderungen für die Berechnung der dynamischen, prospektiven Emissionsfaktoren. Zur Datengrundlage der Strom-

⁷² Datenstrukturvariante aus der Informatik.

erzeugung bei historisch-empirischen Emissionsfaktoren wird meist auf internationale Organisationen wie das ENTSO-E oder auf nationale Organisationen wie die U.S. Energy Information Administration (EIA) zurückgegriffen. Die entstandenen Emissionen können entweder durch vordefinierte Emissionsfaktoren mit Annahmen zu Wirkungsgrad, Auslastung und Brennstoffzusammensetzung berechnet werden oder sie werden aus den Datenbanken wie dem European Union Transaction Log (EUTL) für Daten zum europäischen Emissionshandel oder dem European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR) entnommen (Braeuer et al. 2020; Archsmith et al. 2015).

Für die Modellierung prospektiver Emissionsfaktoren ist nicht nur die Datengrundlage, sondern auch die getroffenen Annahmen und Methoden der Modellierung entscheidend. Daher werden in den folgenden Abschnitten die Methode der Strommarktmodellierung, die Bildung, die Annahmen und die Ergebnisse der Szenarien, die Datenaufbereitung sowie die Eigenschaften der Emissionsfaktoren der Stromversorgung – welche für beide Arten der Emissionsfaktoren gültig sind – erläutert.

4.2.1 Strommarktmodellierung

Die Datengrundlage für die Entwicklung der Emissionsfaktoren wird aus Szenarien gebildet, die im Zuge des Kopernikus-Projekts „Energiewende Navigationssystem“ (ENavi) erstellt und für diese Forschungsarbeit angepasst wurden (ENavi 2016). Das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart arbeitet an diesem Projekt mit und nutzt dafür unter anderem das am IER entwickelte Elektrizitätsmarktmodell „European Electricity Market Model“ (E2M2) (ENavi 2018). E2M2 ist ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell, welches den wettbewerblichen Strommarkt abbildet und durch das Ziel der Systemkostenoptimierung den optimalen Kraftwerkeinsatz und die optimalen Investitionsentscheidungen bestimmt (IER 2019). Das Modell ist aus einer Modelldatenbank und einem linearen Programm aufgebaut, in welchem die mathematische Formulierung der Zielfunktion unter Berücksichtigung aller Eingabeparameter und Restriktionen enthalten ist. Das lineare Problem ist in der Programmiersprache GAMS (General Algebraic Modeling System) geschrieben und wird mit dem Lösungsalgorithmus CPLEX 12⁷³ gelöst (Fleischer 2019, S. 66–67).

Als Eingangsparameter werden fluktuierende erneuerbare Energien, der existierende Kraftwerkspark, Potenziale der Biomasse, politische Zielsetzungen, Investitionskosten, technologische und ökonomische Parameter sowie Flexibilitätsoptionen und Speichertechnologien berücksichtigt. Manche Inputdaten wie die Stromnachfrage, die Potenzialgrenzen für EE oder der

⁷³ CPLEX wurde nach dem Simplex-Verfahren, einem Optimierungsverfahren aus der Numerik, benannt, von der Firma IBM weiterentwickelt und wird in vielen Programmiersprachen eingesetzt (GAMS 2020).

grenzüberschreitende Import und Export von Strom wurden ursprünglich aus dem paneuropäischen Energiesystemmodell TIMES⁷⁴ (The Integrated MARKAL(MARKet ALlocation)-E-FOM System) für die entsprechenden Basisszenarien übernommen und durch eine Überarbeitung aktualisiert und für die vorliegende Forschungsarbeit stark angepasst. Somit bestimmt das Modell in einer myopischen Optimierung den stündlichen Kraftwerkseinsatz in Deutschland für 8 Stützjahre zwischen 2015 und 2050 im Abstand von jeweils 5 Jahren. In E2M2 sind die thermischen Erzeugungseinheiten für die Optimierungsaufgabe blockscharf abgebildet und im Kraftwerkspark können Restriktionen wie Mindestbetriebs- oder Mindeststillstandszeiten berücksichtigt werden. Die Struktur der Ausgabedaten der Optimierungsergebnisse wird in Abschnitt 4.2.3 erklärt. Neben reinen Kondensationskraftwerken werden auch KWK-Anlagen und die Vorhaltung von unterschiedlichen Regelenergiearten in die Optimierungsaufgabe miteinbezogen. Für die Allokation der Brennstoffmenge bei KWK-Anlagen wird mittels Stromverlustkennzahlen die Arbeitswertmethode angewandt (siehe Abbildung A-2). Der deutsche Kohle- und Atomausstieg sind mit konkreten Ausstiegszeitpunkten – bei Steinkohlekraftwerken wurde ein idealtypisch linearer Ausstieg antizipiert – nach ordnungsrechtlicher Vorgabe umgesetzt. Die Stromnachfrageentwicklung und der maximale Stromaustauschsaldo der beiden Szenarien wurde an die Szenarien der Studie „Klimapfade für Deutschland“ angelehnt (BCG und Prognos 2018). In den Szenarien entwickelt sich Deutschland vom Nettostromexportland zum Stromimportland mit einem maximalen Stromaustauschsaldo von 60 TWh im Jahr. Mit diesem externen Modellparameter wird der Stromaustauschsaldo auf den maximalen Wert der vergangenen 30 Jahre limitiert (UBA 2020b). Der Handelssaldo wird in den Szenarien als jährliche Summe vorgegeben und dann modellendogen für jede Stunde unter Einhaltung der Grenzkuppelkapazitäten verteilt. Somit kann in einem Stützjahr entweder importiert oder exportiert werden. Es wird angenommen, dass innerhalb Deutschlands keine Übertragungsbeschränkungen auftreten. Die Kraftwerksdaten werden hauptsächlich den offiziellen Angaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) entnommen und um Daten der Datenbank Open Power System Data (OPSD), des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), der Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste⁷⁵ (KWSAL) mit zu erwartendem Zu- und Rückbau von Kraftwerken sowie des Gesetzentwurfs zum Kohleausstieg ergänzt (Bundesregierung 2020). Die Annahmen für die Entwicklung der Energieträger- und CO₂-Preise sind in Tabelle A-4 dargestellt. Für die Einspeisecharakteristik werden durchschnittliche Wetterjahre verwendet. Für die Berechnung von Bottom-up-Emissionsfaktoren ist es wichtig, auf durchschnittliche Wetterreferenzjahre zurückzugreifen (Marmioli et al. 2018, S. 19).

⁷⁴ Der TIMES-Modellgenerator wurde als Teil der Methoden des IEA-ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program) entwickelt, um mit ausführlichen Langzeitszenarien energetische und umweltbezogene Analysen durchzuführen (Loulou et al. 2016).

⁷⁵ Stand: Januar 2020.

Der Fokus dieser Forschungsarbeit liegt nicht auf dem Modellierungsansatz oder dem Lösungsverfahren von Energiesystemmodellen, weshalb weitere Informationen und eine detailliertere Modellbeschreibung ENavi (2018), Sun (2013), IER (2019), Fleischer (2019) und Gillich et al. (2020) entnommen werden können. Für diese Forschungsarbeit wurden Parameter der Szenarien angepasst und die Ergebnisse der Optimierung verwendet. Manche Teile der Ausführungen in Abschnitt 4.2.1 basieren auf Seckinger und Radgen (2021).

4.2.2 Szenarien der Stromerzeugung

Bei den erzeugten normativen Szenarien handelt es sich nicht um Prognosen, sondern vielmehr um mögliche alternative Entwicklungen. Szenarien helfen dabei, diese Entwicklungen komplexer Systeme wie des Energieversorgungssystems zu verstehen. Für die Bildung der stündlichen Emissionsfaktoren ist die korrekte Abbildung eines funktionierenden Strommarktes essenziell. Somit kann die zeitliche Dynamik der Emissionsfaktoren – von stündlichen Schwankungen bis hin zu den langfristigen jährlichen Veränderungen – berücksichtigt werden (ENavi 2018). Daher sollen die berechneten Szenarien nur dem Zweck der Demonstration der Weiterentwicklung der Methode der Emissionsfaktoren dienen. Die Eingangsparameter und das Strommarktmodell können durch die modulare Struktur jederzeit angepasst werden. Die detaillierte Erläuterung der ursprünglichen Szenarien kann im Synthesebericht des ENavi-Konsortiums nachgelesen werden. Hier werden Technologieannahmen, Kostenentwicklungen und Potenziale konkretisiert. Dabei unterscheiden sich die betrachteten Szenarien der vorliegenden Arbeit hauptsächlich dadurch, dass bis in das Jahr 2050 die jeweiligen THG-Emissionsreduktionen der Stromerzeugung voneinander abweichen. Die jeweiligen minimalen Emissionsobergrenzen der Stromerzeugung als exogener Modellparameter sind im Anhang in Abbildung A-1 aufgezeigt. Die normativen Szenarien sind durch den bereits existierenden Kraftwerkspark eingeschränkt.⁷⁶ Dabei wird auch der bereits beschlossene Kernenergieausstieg berücksichtigt.

Kohleausstieg

Der bereits beschlossene Zu- und Rückbau von Kraftwerken wurde anhand der Kraftwerksliste der BNetzA berücksichtigt (BNetzA 2020). Weiterhin wird im Kohleausstiegsgesetz das Ende der Kohleverstromung in Deutschland auf das Jahr 2038, mit der Option auf einen früheren Ausstieg im Jahr 2035, festgelegt. Auf dieser aktuellen Grundlage⁷⁷ wurde der Kohleausstieg für beide Szenarien gleichermaßen in das Modell implementiert. Der Verlauf der beiden Ausstiegspfade mit den Zielen der installierten Kapazität ist in Abbildung 4-2 dargestellt.

⁷⁶ Brownfield-Ansatz.

⁷⁷ Stand: Juni 2020. Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) (Bundesregierung 2020).

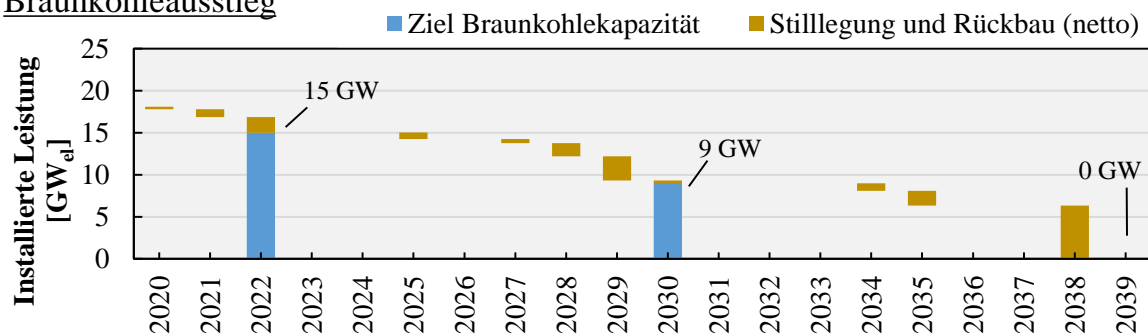
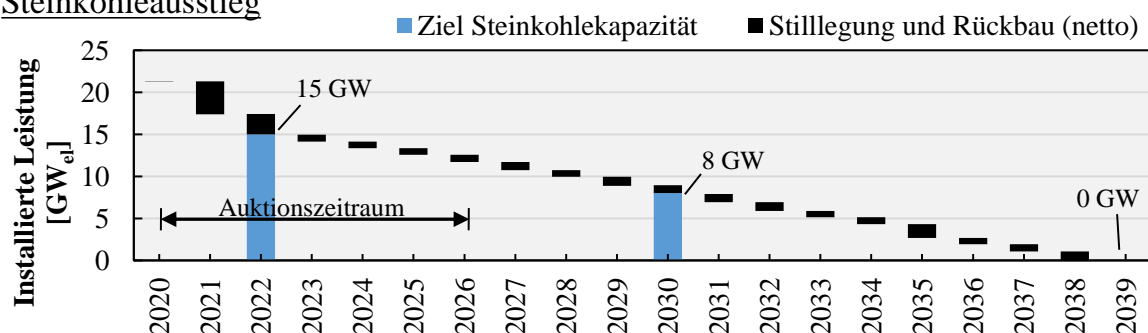
Braunkohleausstieg**Steinkohleausstieg**

Abbildung 4-2: Modellierter blockscharfer Kohleausstieg in E2M2 in beiden Szenarien mit den Zielvorgaben der Kraftwerkskapazität nach dem Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes und dem bereits beschlossenen Zu- und Rückbau der Kohlekraftwerke. Die Kapazitätsangaben beziehen sich jeweils auf den Jahresanfang.

Quelle: eigene Darstellung nach Bundesregierung (2020), NordLB (2020) und BNetzA (2020)

Braunkohlekraftwerke werden nach einem fixierten Stilllegungsplan gegen Zahlung einer festgelegten Entschädigung vom Netz genommen. Braunkohlekraftwerke, welche nicht vom existierenden Stilllegungsplan abgedeckt sind, können am regulären Ausschreibungsmechanismus⁷⁸ für Steinkohlekraftwerke teilnehmen (Bundesregierung 2020; NordLB 2020). Für den Ausschreibungsmechanismus von Steinkohlekraftwerken gilt die Annahme, dass Kraftwerke nach dem Jahr der Inbetriebnahme geordnet vom Netz gehen. Somit werden immer die ältesten Steinkohlekraftwerke der Reihe nach in einem idealtypischen linearen Stilllegungspfad vom Netz genommen. Diese Annahme kann vom tatsächlichen Stilllegungspfad abweichen, welcher zum aktuellen Zeitpunkt nicht absehbar ist. Diese Abweichung zeigt sich an der Stilllegung des relativ jungen Steinkohlekraftwerks Moorburg. Durch die beschriebene Annahme ist die verbleibende Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken im Strommarktmodell vermutlich effizienter als bei anderen Stilllegungspfaden, in denen auch jüngere und effizientere

⁷⁸ Bis in das Jahr 2026 können die Betreiber in jährlichen Auktionen um eine Entschädigung, vergeben durch die Bundesnetzagentur, konkurrieren. Ab 2027 werden die Stilllegungen über ordnungsrechtliche Anordnungen ohne Entschädigungszahlungen erfolgen. Kleinanlagen unter 150 MW_{el} sind von der Anordnung bis 2030 ausgenommen (NordLB 2020).

Kraftwerke stillgelegt werden. Durch die blockscharfe Abbildung der Kraftwerke entstehen geringe Abweichungen vom linearen Stilllegungspfad von maximal 340 MW_{el}.

Einordnung der Szenarien und Ergebnisse der Optimierung

Im Basisszenario „BAU“ (business as usual) werden die THG-Emissionen der Strombereitstellung im Jahr 2050 um 74 % gegenüber 1990 reduziert und der Anteil der EE an der Nettostromerzeugung steigt auf 57 % (2030: 43 %).

Im Szenario „Klimaschutz“ (KS) wird die Emissionsobergrenze der Stromerzeugung der gesamten THG-Emissionsminderung des Klimaschutzplans der deutschen Bundesregierung angepasst. Das bedeutet, dass die THG-Emissionen der Strombereitstellung im Jahr 2050 gegenüber dem Basisjahr 1990 um 95 % reduziert werden. Der Anteil der EE an der Nettostromerzeugung beträgt dann 92 % (2030: 50 %). In Abbildung 4-3 ist die Bruttostromerzeugung inklusive des Stromhandelssaldos und abzüglich des Kraftwerkseigenverbrauchs der beiden Szenarien für 7 Stützjahre aufgezeigt.

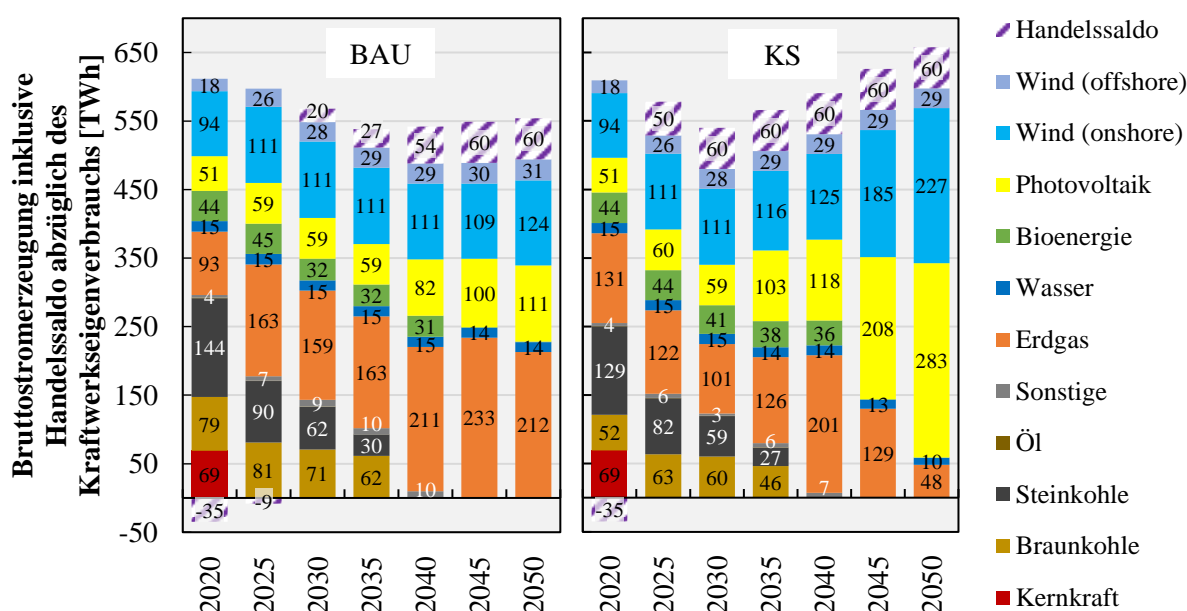


Abbildung 4-3: Ergebnis der Optimierung: Bruttostromerzeugung inklusive Handelssaldo, abzüglich des Kraftwerkseigenverbrauchs der beiden Szenarien BAU und KS. Die korrespondierende installierte Leistung des Kraftwerksparcs ist in Abbildung 4-4 dargestellt. Werte kleiner als 3 TWh sind nicht beschriftet.

Quelle: aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021)

Die höhere Nachfrage im KS-Szenario wird mit einer höheren Elektrifizierungsrate aufgrund benötigter Dekarbonisierungsmaßnahmen verursacht. Eine Wasserstoffwirtschaft wird in diesen Szenarien allerdings nicht modelliert. Somit werden zwei Szenarien als Datengrundlage gebildet, die eine unterschiedliche, aber mögliche Entwicklung der Stromerzeugung aufzeigen.

Die beiden Szenarien stellen somit eine unterschiedlich starke Dekarbonisierung der Stromerzeugung bis in das Jahr 2050 dar.

Das BAU-Szenario ist durch einen moderaten Ausbau der EE und eine sukzessive Substitution der Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke charakterisiert. Trotz des gleichen Rückbaus der installierten Leistung wird hier noch mehr Strom in Kohlekraftwerken als im KS-Szenario erzeugt. Ein markanter Unterschied ist der, dass im KS-Szenario zunächst die Stromerzeugung ein wenig geringer ausfällt und die benötigte Emissionsminderung durch Stromimporte erreicht wird. Zusammen mit dem Ausbau der EE nimmt auch der Strombedarf im KS-Szenario ab dem Jahr 2040 deutlich zu. Die Emissionsobergrenze kann im BAU-Szenario durch Stromimporte, den Kohleausstieg und den leichten Ausbau der EE, vor allem der Photovoltaik, eingehalten werden. Die nationalen THG-Reduktionen (und -ziele) werden nach dem Territorialprinzip berechnet. Das gilt auch für die Einhaltung der CO₂-Obergrenzen (Nebenbedingung) in E2M2. Die strengere Obergrenze im KS-Szenario führt zu einer kontinuierlichen Absenkung der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken ab 2040 und zu einem enormen Ausbau der Photovoltaik und Windkraft (onshore). Dadurch werden auch viele Speicherkapazitäten zugebaut, die das fluktuierende Stromangebot aufnehmen können (siehe Abbildung 4-4). Die mittlere Volllaststundenzahl der Windkraft (onshore) sinkt im KS-Szenario mit maximal 2059 h im Jahr 2030 auf 1679 h im Jahr 2050 ab. Hier zeigt sich, dass die volle Kapazität der Windkraft nicht genutzt werden kann und teilweise durch Einspeisemanagement abgeregelt wird.⁷⁹

⁷⁹ Eine Verringerung der Volllaststunden durch den Ausbau von Windkraftanlagen an Land und die damit einhergehende Standortkonkurrenz wurden im Strommarktmodell nicht berücksichtigt.

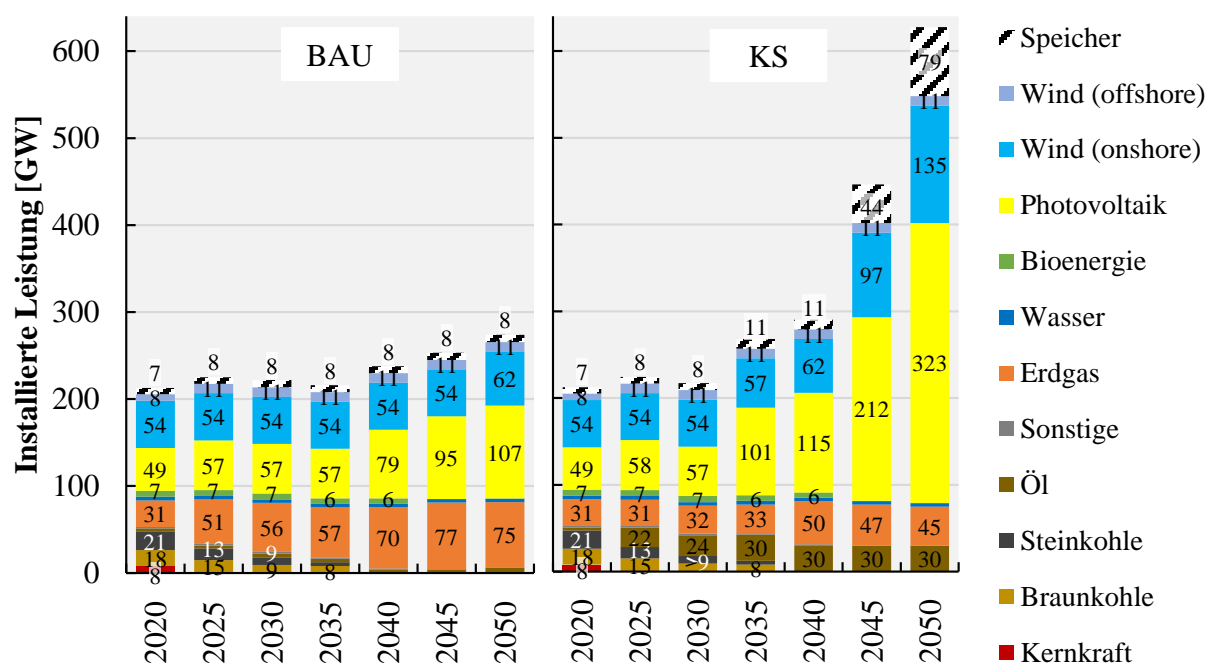


Abbildung 4-4: Installierte Leistung des Kraftwerksparks in den Szenarien BAU und KS als Ergebnis des Optimierungsmodells E2M2. Geringere Werte als 5 GW sind nicht beschriftet.

Quelle: aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021)

Trotz des Speicherausbaus kommt es zu signifikanten Mengen an Überschussstrom. Bis 2035 beträgt die jährliche abgeregelte Menge in beiden Szenarien maximal 5,9 TWh. Zwischen 2040 und 2050 steigt sie im BAU-Szenario auf 16,3 TWh und im KS-Szenario auf 123,9 TWh an. Der angenommene Preis für Biogas steigt in den Jahren 2045 und 2050 an. Biogene Brennstoffe werden auch in den Sektoren Verkehr und Industrie dringend als Dekarbonisierungsmaßnahme gebraucht. Der starke Rückgang der Stromerzeugung aus Bioenergie in den Szenarien wird dadurch erklärt. Der CO₂-Preis (engl. European Union Allowance, EUA) steigt von 7,68 €/t im Jahr 2015 über 18 €/t im Jahr 2020 kontinuierlich auf 150 €/t im Jahr 2050 an. Die Annahmen zur Preisentwicklung sind für beide Szenarien gültig und können das Ergebnis der Szenarien stark beeinflussen. Die Preisentwicklung ist aus dem Projekt ENavi entnommen (ENavi 2016; ISE 2019).

Manche Teile der Ausführungen in Abschnitt 4.2.2 basieren auf Seckinger und Radgen (2021).

4.2.3 Datenaufbereitung

In Abbildung 4-5 ist die Struktur der Ausgabedaten von E2M2 schematisch dargestellt. Die in der Optimierungsaufgabe blockscharf abgebildeten Kraftwerke bilden im Optimierungsergebnis auf der zweiten Aggregationsebene verschiedene Klassen. Für jede Klasse wird je ein Wert

für den Energiegehalt der eingesetzten Brennstoffe und die erzeugte Strommenge abzüglich des Kraftwerkseigenverbrauchs in Megawattstunden für jede Stunde der 8 Stützjahre ausgegeben. Das ist somit die gesamte eingesetzte Brennstoffmenge und die korrespondierende Nettostromerzeugung. Zur Gruppe der Bestandskraftwerke zählen alle bestehenden und bereits geplanten Erzeugungseinheiten und Stromspeicher. Beispielsweise werden in der Stunde 600 im Stützjahr 2035 im Szenario KS von den Bestandskraftwerken bei der Primärenergie-Kategorie „Erdgas“, dem Subtyp „Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk“ und dem Techniktyp „Entnahmekondensationsturbine“ 17,8 GWh_{th} Erdgas verbrannt und somit 9,6 GWh_{el} Strom erzeugt. Bestandskraftwerke sind jeweils mit ihrer individuellen Kapazität modelliert. Der endogene Zubau, also die möglichen Investitionsoptionen der Strommarktmodellierung, wird in gleicher Systematik mit zwei zusätzlichen Detailebenen ausgegeben. Eine Gruppe von endogen zugebauten Kraftwerken auf Aggregationsebene 2 bilden beispielsweise alle erdgasbetriebenen (Primärenergie) Gasturbinenkraftwerke (Subtyp) im Kondensationsbetrieb (Techniktyp) mit einer Maximallast von 150 MW_{el} und einer Minimallast von 75 MW_{el} aus dem Jahr der Inbetriebnahme 2030. In der gleichen Stunde des Jahres 2035 werden durch diese Klasse 950 MWh_{th} Erdgas verbrannt und damit 380 MWh_{el} Strom erzeugt. Die in Summe etwa 18 Millionen Werte auf dieser Aggregationsebene (2) werden in der Aggregationsebene 1 der Kraftwerksgruppen, geordnet nach Primärenergie (Erdgas, Wind usw.), auf 4,5 Millionen Datenpunkte reduziert.

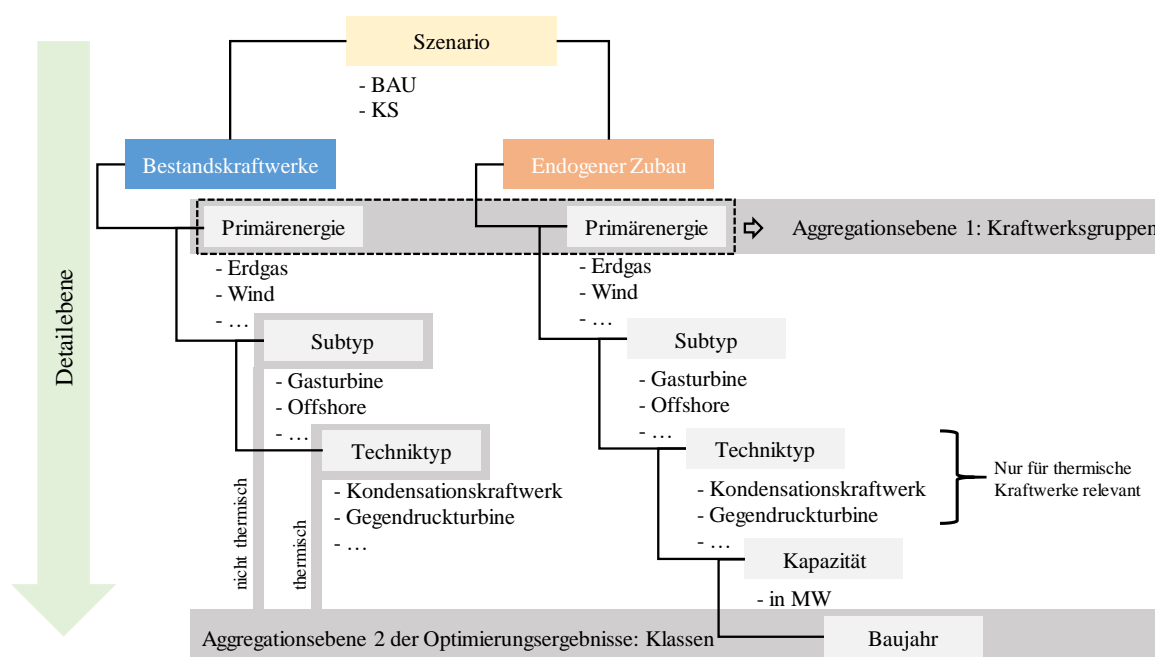


Abbildung 4-5: Struktur der Ausgabedaten von E2M2 und die Aggregationsebenen der Erzeugungseinheiten.

Berechnung der gesamten THG-Emissionen der Bruttostromerzeugung

Formel 4-1 beschreibt die Berechnung der gesamten THG-Emissionen der Bruttostromerzeugung im Stützjahr j zur Stunde t $Em_{ges,t,j}^{BSE}$ durch die Verbrennung eines bestimmten Brennstoffs oder die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien und Kernenergie einer aggregierten Kraftwerksgruppe i in einem Szenario. Im ersten Fall wird die Energiemenge der eingesetzten Brennstoffe einer Kraftwerksgruppe $E_{B,i}$ mit dem spezifischen Emissionsfaktor des eingesetzten Brennstoffs $EF_{B,i}$ multipliziert. Im zweiten Fall wird die Energiemenge in Form von Strom der Kraftwerksgruppe $E_{S,i}$ mit dem passenden spezifischen Emissionsfaktor multipliziert. Der zweite Fall wird nur beim Einsatz von Upstream-Emissionsfaktoren relevant. Ohne diese ergibt die Summe des zweiten Terms 0.

$$Em_{ges,t,j}^{BSE} = \left(\sum_i EF_{B,i} \cdot E_{B,i,t,j} \right) + \left(\sum_i EF_{S,i} \cdot E_{S,i,t,j} \right), \quad \forall i \in I, t \in T, j \in J \quad 4-1$$

$Em_{ges,t,j}^{BSE}$	Gesamte THG-Emissionen der Bruttostromerzeugung im Jahr j zur Stunde t [gCO ₂ -Äq]
$EF_{B,i}$	Emissionsfaktor eines fossilen Energieträgers B der Kraftwerksgruppe i [gCO ₂ -Äq/kWh _{th}]
$EF_{S,i}$	Emissionsfaktor einer elektrischen Energie S von erneuerbaren Erzeugungstechnologien oder Kernenergie [gCO ₂ -Äq/kWh _{el}]
$E_{B,i,t,j}$	Energiemenge des eingesetzten Energieträgers B bezogen auf den Heizwert ⁸⁰ im Jahr j zur Stunde t [kWh _{th}]
$E_{S,i,t,j}$	Erzeugte Energie als elektrische Energie S der eingesetzten erneuerbaren Erzeugungstechnologien und Kernenergie im Jahr j zur Stunde t [kWh _{el}]
T	Menge der Stunden im Jahr
J	Menge der Stützjahre
I	Menge der Kraftwerksgruppen

Berechnung der energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren

Die spezifischen Emissionsfaktoren zur Einhaltung der szenariobedingten THG-Obergrenzen im Optimierungsmodell und zur Berechnung der AEF und MEF werden im Folgenden beschrieben. Im Optimierungsmodell werden keine Vorkettenemissionen berücksichtigt.

Für Deutschland werden landesspezifische THG-Emissionsfaktoren von Brennstoffen für CO₂, CH₄ und N₂O verwendet. Diese werden auf der Basis von nationalen Statistiken, Verbandsda-

⁸⁰ Die üblichen Temperaturen der Abgase in großen technischen Feuerungen liegen meistens weit über 100 °C und enthalten somit nicht kondensierten Wasserdampf (Konstantin 2017, S. 81).

ten aus der Kohle-, Mineralöl-, verarbeitenden und energieintensiven Industrie sowie detaillierten Emissionshandelsdaten zu gemessenen brennstoffbezogenen CO₂-Emissionsfaktoren für stationäre Feuerungsanlagen ermittelt (UBA 2018, 105 u. 167). Die einzelnen Emissionsfaktoren wurden aus dem „Nationalen Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2016“ (UBA 2018) entnommen. Sie sind hinsichtlich der eingesetzten Technologien und des bauartspezifischen Emissionsverhaltens der verschiedenen Feuerungsanlagen in Kategorien eingeteilt. Die herangezogenen technikspezifischen Emissionsfaktoren für Stein- und Braunkohle sind gültig für Kraftwerke mit mehr als 50 MW Feuerungswärmeleistung. Die Emissionsfaktoren für Erdgas sowie leichtes und schweres Öl sind gültig für eine Verbrennung in GuD-Kraftwerken und Gasturbinen (UBA 2018). Bei der Methode zur Berechnung der THG-Emissionen der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der IEA, welche im „Fünften Sachstandsbericht des IPCC“ verwendet wird, werden nur die drei angegebenen THG zur Berechnung des CO₂-Äquivalents eines Brennstoffs berücksichtigt (siehe Formel 4-2) (Krey et al. 2014). Die Entscheidung für die Berücksichtigung von drei Treibhausgasen folgt auch aus der empfohlenen Bewertungstiefe für Treibhausgase verursacht durch die Energiewirtschaft aus den „IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories“ (IPCC 2006b, S. 8). Daher werden mithilfe des Treibhauspotenzials (GWP₁₀₀) von CH₄ und N₂O die CO₂-Äquivalente der Brennstoffe berechnet. Die Werte für das Treibhauspotenzial wurden konsistent zu den Auswirkungen von CO₂ mit den jeweiligen Rückkopplungen im Kohlenstoffkreislauf gewählt, welche erstmals im Fünften Sachstandsbericht des IPCC angegeben wurden (IPCC 2013; Gasser et al. 2016).

In Formel 4-2 wird dargestellt, wie der THG-Emissionsfaktor durch die Verbrennung eines bestimmten Brennstoffs berechnet wird. Die spezifischen Emissionsfaktoren für CO₂, CH₄ und N₂O eines jeweiligen Brennstoffs werden mit ihrem Treibhauspotenzial multipliziert und die Produkte summiert. Die Emissionsfaktoren für die Verbrennung von in Deutschland eingesetzten Energieträgern werden in Tabelle 4-1 aufgelistet.

$$EF_B = EF_{CO_2,B} + EF_{CH_4,B} \cdot GWP_{CH_4} + EF_{N_2O,B} \cdot GWP_{N_2O} \quad 4-2$$

EF_B	THG-Emissionsfaktor durch Brennstoff B [$g_{CO_2\text{-Äq}}/kWh_{th}$]
$EF_{CO_2,B}$	Emissionsfaktor von B für CO ₂ bezogen auf den Heizwert [g_{CO_2}/kWh_{th}]
$EF_{CH_4,B}$	Emissionsfaktor von B für CH ₄ bezogen auf den Heizwert [g_{CH_4}/kWh_{th}]
$EF_{N_2O,B}$	Emissionsfaktor von B für N ₂ O bezogen auf den Heizwert [g_{N_2O}/kWh_{th}]
GWP_{CH_4}	Treibhauspotenzial von CH ₄
GWP_{N_2O}	Treibhauspotenzial von N ₂ O

Tabelle 4-1: Brennstoffspezifische Emissionsfaktoren und Treibhauspotenziale der eingesetzten Energieträger zur Stromerzeugung bezogen auf den Heizwert. Berechnet nach Formel 4-2.

Energieträger	Emissionsfaktoren [g/kWh _{th}]					$\Sigma \text{CO}_2\text{-Äq}^1$
	CO ₂	CH ₄	CO ₂ -Äq ¹ von CH ₄	N ₂ O	CO ₂ -Äq ¹ von N ₂ O	
Erdgas	201,2	0,039	1,33	0,006	1,82	204,4
Steinkohle	337,0	0,004	0,12	0,004	1,07	338,2
Braunkohle ²	400,6	0,002	0,08	0,013	3,75	404,4
Sonstige Brennstoffe ³	270,3	0,006	0,22	0,004	1,29	271,8
Öl (leicht und schwer)	280,1	0,013	0,45	0,007	2,15	282,7
Bioenergie ⁴	326,2	1,124	38,23	0,011	3,22	367,6

¹ Treibhauspotenzial (GWP₁₀₀) bezogen auf 100 Jahre mit Berücksichtigung von Rückkopplungen im Kohlenstoffkreislauf (engl. climate-carbon feedback) von CH₄ = 34, von N₂O = 298 (IPCC 2013, S. 714). Ergebnisse gerundet.

² Gewichtete Mittelwerte aus den deutschen Abbaugebieten Rheinland, Lausitz und Mitteldeutschland (siehe Tabelle A-5).

³ Mittelwert aus der Verbrennung von Deponiegas, Klärgas, kommunalem Abfall, Holzrückständen und Biomasse (siehe Tabelle A-6). Werte für CH₄ und N₂O aus Angaben zur Müllverbrennung.

⁴ Wie in Abschnitt 3.1.1 beschrieben gilt die Annahme, dass die direkten Emissionen bei der Verbrennung von Bioenergieträgern emissionsfrei ist. Der Wert ist nur als Vergleichsgröße mit aufgeführt.

Quelle: eigene Berechnungen basierend auf den Angaben des Nationalen Inventarberichts zur Herkunft und Messungen der eingesetzten Energieträger in Deutschland (UBA 2018)

Die durch die Vorkette (engl. upstream) verursachten Emissionen der eingesetzten Brennstoffe sowie die Lebenszyklusemissionen von EE sind in Tabelle 4-2 angegeben. Die Aufteilung und Herleitung werden in Abschnitt 3.1.1 erklärt. THG-Emissionsfaktoren ohne Vorkette stehen in der Spalte „Verbrennung“. Die THG-Emissionsfaktoren inklusive Vorkette werden als Life-Cycle-Assessment-Emissionsfaktoren (LCA-EF) dargestellt. Bei der Berechnung der LCA-Emissionen wird für die EE nicht die Energiemenge, die im Brennstoff enthalten ist, sondern die Energiemenge der erzeugten elektrischen Energie herangezogen (siehe Formel 4-1).

Tabelle 4-2: THG-Emissionsfaktoren der fossilen Energieträger und Stromerzeugungstechnologien mit und ohne Vorkette.

Energieträger ³	gCO ₂ -Äq/kWh _{th}			gCO ₂ -Äq/kWh _{el}
	Verbrennung ¹ <i>EF_B</i>	Vorkette ²	LCA-EF <i>EF_{B,LCA}</i>	LCA-EF ³ <i>EF_{S,LCA}</i>
Erdgas	204,4	33,1	237,5	
Steinkohle	338,2	50,5	388,7	
Braunkohle	404,4	9,3	413,7	
Sonstige Brennstoffe	271,8	37,0	308,8	
Öl (leicht und schwer)	282,6	20,2	302,8	
Kernenergie				13,0
Bioenergie	–	–	–	41,0
Photovoltaik				46,8
Geothermie				40,0
Wasserkraft				6,6
Wind offshore				11,4
Wind onshore				11,1

¹ Siehe Tabelle 4-1.

² Gesamter Lebenszyklus inklusive Transport und Materialvorleistung bis zur Bereitstellung der Energieträger. Ohne Entsorgung und Verbrennung nach dem Globalen Emissions-Modell integrierter Systeme – GEMIS (IINAS 2017). Sonstige Brennstoffe: Mittelwert aus Vorkettenfaktor Erdgas (stellvertretend für Deponie- und Klärgas) und Vorkettenfaktor Bioenergie (stellvertretend für die Biogenen Anteile in den sonstigen Brennstoffen).

³ Median der Metaanalyse des National Renewable Energy Laboratory zu Lebenszyklusemissionen von EE und Kernenergie (NREL 2013).

Allokationsmethode in E2M2

Die in E2M2 verwendete Allokationsmethode ist die in Abschnitt 3.1.2 beschriebene Arbeitswert- oder Brennstoffmehraufwandsmethode. Das Verhältnis von elektrischer Leistung und der damit einhergehenden Wärmeleistung wird mit der Stromverlustkennzahl ausgedrückt. Damit kann mit den Arbeitskennfeldern⁸¹ der KWK-Typen⁸², je nach Betriebszustand und Anlagenspezifikationen, die eingesetzte Brennstoffmenge zur Stromerzeugung ermittelt werden (Sun 2013, S. 58–64).

Teillast und Anfahrprozesse

Die Effizienz der thermischen Kraftwerke wirkt sich direkt auf die emittierten THG aus (Thomson et al. 2017). Durch den immer größer werdenden Anteil von EE im Strommarkt müssen

⁸¹ Gegendruckanlagen mit einem Freiheitsgrad und Entnahmekondensationsanlagen mit zwei Freiheitsgraden.

⁸² Gegendruck- und Entnahmekondensationsturbine mit Wasserdampf als Arbeitsmedium.

konventionelle Kraftwerke dynamischer reagieren, um die Integration der EE in den Strommarkt zu garantieren. Das bedeutet, dass es mehr Teillast- und Anfahrprozesse geben wird und die spezifischen Emissionen der fossilen Kraftwerke dadurch ansteigen. Jansen et al. (2018) zeigen an vorläufigen Ergebnissen, dass die Reduktion von THG-Emissionen durch die Nutzung von Wind und Solarenergie in England um bis zu 12 % überschätzt wird, weil die erhöhten CO₂-Emissionen durch die Effizienzverschlechterung aufgrund des vermehrten Teillastbetriebs der konventionellen Kraftwerke nicht berücksichtigt werden. Durch die Berechnung der Emissionsfaktoren der Stromerzeugung mit brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren und einem Brennstoffbedarf ist es jedoch möglich, diesen Effekt zu berücksichtigen.

Die einzelnen Kraftwerke in E2M2 berücksichtigen Vorgaben zu Teillastverhalten (Lastfolgebetrieb), Effizienz, An- und Abfahrbeschränkungen⁸³ (engl. ramping) sowie zu minimalen Stillstands- und Betriebszeiten und zur Bereitstellung von Regelleistung (Sun 2013, S. 59–62). Das Teillastverhalten von thermischen Kraftwerken wird in E2M2 mit einer linearen Annäherung abgebildet und es können dafür Werte zwischen einem maximalen und minimalen Wirkungsgrad angenommen werden (siehe Abbildung 4-6). In Anfahrvorgängen wird ein Brennstoffverbrauch verursacht, ohne gleichzeitig Strom zu erzeugen bzw. ohne eine Einspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung. Pehnt et al. (2008) bilden Teillast- und Anfahrvorgänge ebenfalls auf diese Weise in E2M2 ab. Braeuer et al. (2020) verwenden dazu eine Regressionsformel aus Brouwer et al. (2015).

Daher ist es durchaus möglich, dass zeitweise höhere Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken auftreten, als es in der Literatur üblich ist. Eine häufige Fehlannahme ist es, dass die durch den Teillastbetrieb erhöhte Emissionsintensität die THG-Emissionen ansteigen lässt. Dies ist jedoch nur bei den spezifischen Emissionen der Fall, die gesamten Emissionen sind dennoch niedriger als bei Vollast (Thomson et al. 2017).

⁸³ Der Prozess, ein Kraftwerk aus dem Stillstand auf maximale Last oder in Betrieb zu nehmen, wird als Anfahrvorgang bezeichnet (Konstantin 2017, S. 147).

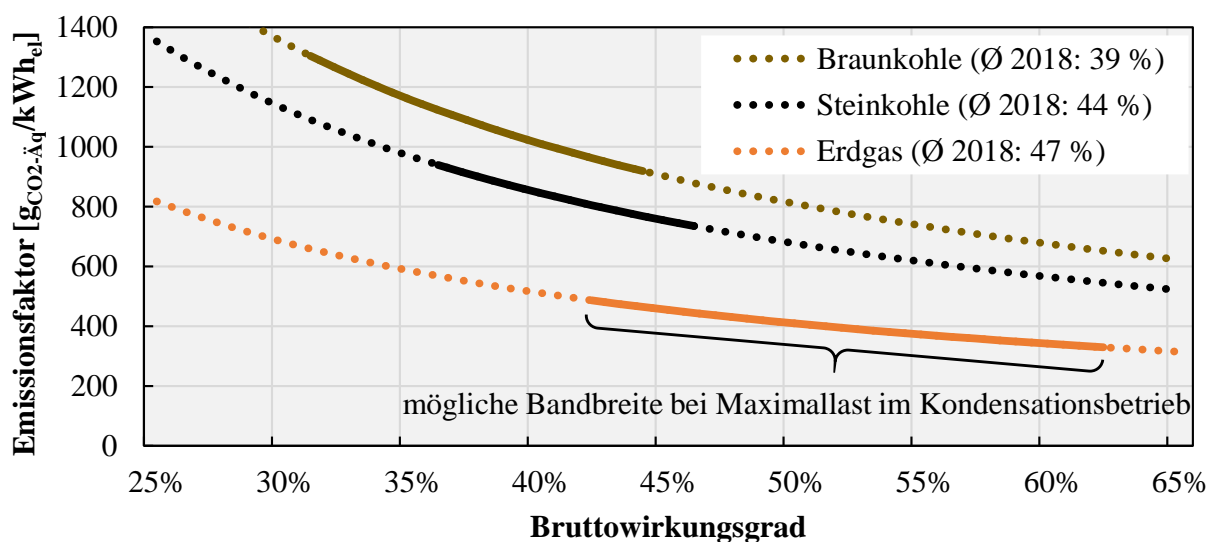


Abbildung 4-6: Spezifische THG-Emissionen je kWh_e beeinflusst durch den elektrischen Bruttowirkungsgrad des Kraftwerks im Kondensationsbetrieb im Strommarktmodell E2M2 sowie der durchschnittliche Bruttowirkungsgrad ohne Wärmeauskopplungen des energieträgerspezifischen Kraftwerksparks 2018.

Quelle: eigene Berechnungen und Darstellung anhand Tabelle 4-2 und (UBA 2019b)

4.3 Strommix-Emissionsfaktor

Nach der Erläuterung der Datengrundlage und der zentralen Eigenschaften der Emissionsfaktoren werden in Unterkapitel 4.3 spezifisch der Strommix-Emissionsfaktor mit den Besonderheiten bezüglich THG-Emissionen aus Stromhandel und Stromspeichern sowie deren Einbettung in das Emissionsmodell beschrieben. Teile des Unterkapitels 4.3 wurden in Seckinger und Radgen (2021) veröffentlicht. Die Ausführungen sind aus dem Englischen übersetzt und für diese Forschungsarbeit an manchen Stellen überarbeitet und aktualisiert worden.

4.3.1 Berechnungsmodell

Stromhandel

Die Emissionsfaktoren der Stromerzeugung werden auf der Basis einer Verursacherbilanz berechnet. Das bedeutet, dass exportierte Strommengen respektive importierte Strommengen und die dadurch reduzierten oder verursachten THG-Emissionen berücksichtigt werden. Bedingt durch die Limitation des Strommarktmodells ist für jedes Stützjahr lediglich der Handelssaldo stündlich aufgelöst dargestellt und wird nicht in eine Import- und eine Exportkomponente dif-

ferenziert. Das bedeutet, dass, solange der deutsche Emissionsfaktor der Stromerzeugung höher als der des Importstroms ist, die THG-Emissionen durch den Handel jeweils als zu gering⁸⁴ berechnet werden. Zudem wird angenommen, dass die exportierte Strommenge in Deutschland erzeugt wurde.

(1) Export

Die exportierte Strommenge wird mit dem Emissionsfaktor der Nettostromerzeugung⁸⁵ (siehe Formel 4-3) bewertet und das Produkt von der Menge der gesamten THG-Emissionen aus der Bruttostromerzeugung abgezogen (siehe Formel 4-5).

$$EF_{t,j}^{NSE} = \frac{Em_{ges,t,j}^{BSE}}{E_{t,j}^{NSE}}, \quad \forall t \in T, j \in J \quad 4-3$$

$EF_{t,j}^{NSE}$	Emissionsfaktor der Nettostromerzeugung zur Stunde t im Jahr j [$\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$]
$Em_{ges,t,j}^{BSE}$	Gesamte THG-Emissionen der Bruttostromerzeugung zur Stunde t im Jahr j [$\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$]
$E_{t,j}^{NSE}$	Nettostromerzeugung im Zeitschritt t im Jahr j [kWh_{el}]
T	Menge der Stunden im Jahr
J	Menge der Stützjahre

(2) Import

Die IEA stellt jahresgemittelte Tagesprofile der Stromnachfrage sowie der durchschnittlichen Emissionsfaktoren der Europäischen Union in stündlicher Auflösung zur Verfügung. In einem „Stated Policies Scenario“ und einem „Sustainable Development Scenario“ werden künftige mögliche Entwicklungen bis in das Jahr 2040 abgebildet und für diese Forschungsarbeit wird eine Trendextrapolation bis in das Jahr 2050 fortgeführt und entsprechend im BAU- und KS-Szenario verwendet (siehe Tabelle B-1 im Anhang). Somit kann der Importstrom aus dem europäischen Ausland mit einem stündlichen Emissionsfaktor bewertet werden. Der europäische Emissionsfaktor im Jahr 2018 von $238 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (IEA 2020a) weicht nur geringfügig vom mengengewichteten importländerspezifischen Emissionsfaktor für Deutschland im Jahr 2019 mit $270 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ ab (IEA 2020a; Moro und Lonza 2017; Pareschi et al. 2017). Daher wird der europäische Emissionsfaktor aus den Szenarien der IEA zur Bewertung der Treibhaus-

⁸⁴ Es werden mehr THG-Emissionen exportiert bei negativem Handelssaldo und mehr THG-Emissionen importiert bei einem positiven Handelssaldo.

⁸⁵ Nettostromerzeugung = Bruttostromerzeugung – Kraftwerkseigenverbrauch.

gasintensität des Importstroms verwendet. Detailliertere Stundenwerte (8760 Werte) des Emissionsfaktors der Stromerzeugung für die zukünftige europäische Stromversorgung bis 2050 sind nicht veröffentlicht.

Bilanzierung (Nettostromverbrauch)

Die Emissionsfaktoren werden auf den Nettostromverbrauch⁸⁶ bilanziert. Somit kann der Emissionsfaktor auf Prozesse angewandt werden, welche Endenergie in Nutzenergie umwandeln. Der Nettostromverbrauch wird, wie in Abbildung 3-4 dargestellt, für jede einzelne Stunde berechnet. Die Netzverluste der Szenarien werden anhand der Netzverluste für 2018 mit 4 % der Bruttostromerzeugung, vergleichbar mit Garcia und Freire (2016), berechnet (BNetzA und BKartA 2020, S. 33–34). Die Verluste beinhalten alle Spannungsebenen und der Nettostromverbrauch stellt eine Abnahme des Stroms auf der Niederspannungsebene⁸⁷ dar.

Stromspeicher

Die elektrische Energie aus dem Entladen von Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern ist bereits beim Beladen der Speicher mit THG-Emissionen belastet worden.⁸⁸ Die elektrische Energie aus dem Entladevorgang wird somit zwangsweise als emissionsfrei angesehen, womit sich der Emissionsfaktor in der betroffenen Stunde reduziert. Am Zeitpunkt des Beladevorgangs wird der benötigte generierte Strom der Kraftwerke demnach nicht im Netz der öffentlichen Versorgung zur Verfügung gestellt; der Emissionsfaktor wird somit zu diesem Zeitpunkt höhere Werte annehmen und es kommt bei einer stündlichen Betrachtung von Emissionsfaktoren zu einer zeitlichen Verzerrung (vgl. Böing und Regett 2019, S. 14; Thomson et al. 2017). Eine Nachverfolgung von Emissionen ist durch unregelmäßige Be- und Entladevorgänge sowie unterschiedlich lange Speicherzeiten und die Nichtverfolgbarkeit der Ladungsträger unmöglich. Um diese Verzerrungen zu minimieren und den Emissionsfaktor des Nettostromverbrauchs besser abzubilden, wird ein spezifischer Emissionsfaktor für Stromspeicher, angelehnt an Thomson et al. (2017), endogen berechnet.

Zuerst werden die THG-Emissionen der Einspeicherung, also der benötigten elektrischen Energie im Ladevorgang, berechnet (siehe Formel 4-4). Dafür wird der stündliche Emissionsfaktor der Nettostromerzeugung EF_t^{NSE} mit dem Strombedarf des Ladevorgangs der Speicher zur Stunde t multipliziert. Die Jahressumme dieser THG-Emissionen wird durch die jährliche Summe der ausgespeicherten Strommenge geteilt. Somit erhält man einen Emissionsfaktor für

⁸⁶ Nettostromverbrauch = Bruttostromerzeugung – Export + Import – Kraftwerkseigenverbrauch – Einspeicherung + Ausspeicherung – Netzverluste.

⁸⁷ Bei einer Abnahme des Stroms auf der Mittelspannungsebene müssten nur 2,6 % der Bruttostromerzeugung an Netzverlusten angenommen werden.

⁸⁸ Druckluftspeicherkraftwerke wie beispielsweise das Kraftwerk Huntorf werden im Strommarktmodell E2M2 nicht berücksichtigt.

den erzeugten Strom aus Speichern, basierend auf den durchschnittlichen Emissionen, die bei der Einspeicherung entstanden sind. Je niedriger der Emissionsfaktor bei der Einspeicherung ist, desto geringer sind die Emissionen der bereitgestellten elektrischen Energie aus dem Entladevorgang. Die THG-Emissionen der Einspeicherung werden somit auf die ausgespeicherte Energiemenge verteilt. Es wird angenommen, dass importierte und ausgespeicherte Strommengen nicht zum Beladen eingesetzt werden. Der berechnete Emissionsfaktor der elektrischen Energie aus Speichern steht in Tabelle 4-3.

$$EF_{SpO,j} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} (E_{SpI,t} \cdot EF_t^{NSE})}{E_{SpO,j}}, \quad \forall t \in T, j \in J \quad 4-4$$

$EF_{SpO,j}$	Emissionsfaktor der elektrischen Energie aus Speichern im Jahr j [$\text{gCO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{el}}$]
$E_{SpI,t}$	Benötigte elektrische Energie zur Einspeicherung im Zeitschritt t [kWh_{el}]
$E_{SpO,j}$	Ausgespeicherte elektrische Energie aus Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern im Jahr j [kWh_{el}]
T	Menge der Stunden im Jahr
J	Menge der Stützjahre

Tabelle 4-3: Berechneter Emissionsfaktor EF_{SpO} des bereitgestellten Stroms aus Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern.

Szenario	$\text{gCO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{el}}$						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EF_{SpO} BAU	396	426	350	334	194	90	51
KS	397	243	183	142	95	42	26

Zusammengeführte Formel

Um den stündlichen Strommix-Emissionsfaktor, den AEF, aus den Szenarien zu berechnen, wird zunächst die relevante Emissionsmenge einer Stunde im betrachteten Jahr, verursacht durch die Bruttostromerzeugung abzüglich der Emissionen aus dem Stromexport und der eingespeicherten Energie zuzüglich der Emissionen aus dem Stromimport und der ausgespeicherten Energie, berechnet.⁸⁹ Diese Emissionsmenge wird durch den Nettostromverbrauch derselben Stunde im betrachteten Jahr geteilt. Aus den Formeln 4-1 bis 4-4 kann folgende Formel 4-5 zur Berechnung des AEF gebildet werden:

⁸⁹ Mit den Stromhandelsdaten aus dieser Version von E2M2 ist keine Differenzierung gleichzeitiger Importe und Exporte möglich. Die Gleichung ist jedoch allgemeingültig.

$$AEF_{t,j} = \frac{Em_{ges,t,j}^{BSE} - (E_{ex,t,j} \cdot EF_{t,j}^{NSE}) + (E_{im,t,j} \cdot EF_{EU,t,j}) + (E_{SpO,t,j} \cdot EF_{SpO,j}) - (E_{SpI,t,j} \cdot EF_{t,j}^{NSE})}{E_{t,j}^{NSV}}$$

$$, \quad \forall t \in T, j \in J$$

4-5

$AEF_{t,j}$	Strommix-Emissionsfaktor zur Stunde t im Jahr j [$\text{gCO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{el}}$]
$Em_{ges,t,j}^{BSE}$	Gesamte THG-Emissionen der Bruttostromerzeugung zur Stunde t im Jahr j [$\text{gCO}_2\text{-Äq}$]
$E_{ex,t,j}$	Exportmenge elektrischer Energie im Zeitschritt t in [kWh_{el}].
$EF_{t,j}^{NSE}$	Emissionsfaktor der Nettostromerzeugung zur Stunde t im Jahr j [$\text{gCO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{el}}$]
$E_{im,t,j}$	Importmenge elektrischer Energie im Zeitschritt t [kWh_{el}]
$EF_{EU,t,j}$	Emissionsfaktor der EU im Zeitschritt t [$\text{gCO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{el}}$]
$E_{SpO,t,j}$	Ausgespeicherte elektrische Energie im Zeitschritt t im Jahr j [kWh_{el}]
$EF_{SpO,j}$	Jährlicher Emissionsfaktor der elektrischen Energie aus Speichern im Jahr j [$\text{gCO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{el}}$]
$E_{SpI,t,j}$	Benötigte elektrische Energie zur Einspeicherung im Zeitschritt t im Jahr j [kWh_{el}]
$E_{t,j}^{NSV}$	Nettostromverbrauch im Zeitschritt t [kWh_{el}]
T	Menge der Stunden im Jahr
J	Menge der Stützjahre

Je nachdem welche Art von brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren verwendet wurde, wird der Strommix-Emissionsfaktor einmal als AEF für nur verbrennungsbedingte fossile Emissionen berechnet und einmal als AEF_{LCA} für die zusätzliche Betrachtung der Vorketten aller eingesetzten Stromerzeugungsanlagen berücksichtigt.

4.3.2 Analyse des Strommix-Emissionsfaktors

Die in Abbildung 4-7 abgebildeten Jahresdauerlinien des AEF aus den beiden Szenarien BAU und KS zeigen die große Bandbreite der Emissionsfaktoren auf (siehe auch Tabelle 4-4). Der Median des jährlichen AEF sinkt durch den forcierten Ausstieg aus der Kohleverbrennung in beiden Szenarien kontinuierlich ab. Der Kohleausstieg zeigt sich deutlich durch einen Sprung

in den Jahresdauerlinien ab 2035. Lediglich im BAU-Szenario sinkt der AEF nur noch unwesentlich ab dem Jahr 2040. Verursacht durch den Wegfall der Bioenergie⁹⁰ steigt der Median, trotz der Einhaltung der Emissionsobergrenze im Strommarktmodell, auf das Jahr 2045 sogar leicht an. Die Spanne der Werte und auch der maximale AEF bleiben konstant auf einem hohen Niveau und erreichen lediglich im Jahr 2050 im KS-Szenario geringere Werte; der maximale stündliche AEF-Wert beträgt hier dann $100 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Der AEF kann im KS-Szenario deutlich weiter absinken und fast $0 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ erreichen, weil der Ausbau der EE und der der Stromspeicher massiv ansteigen.

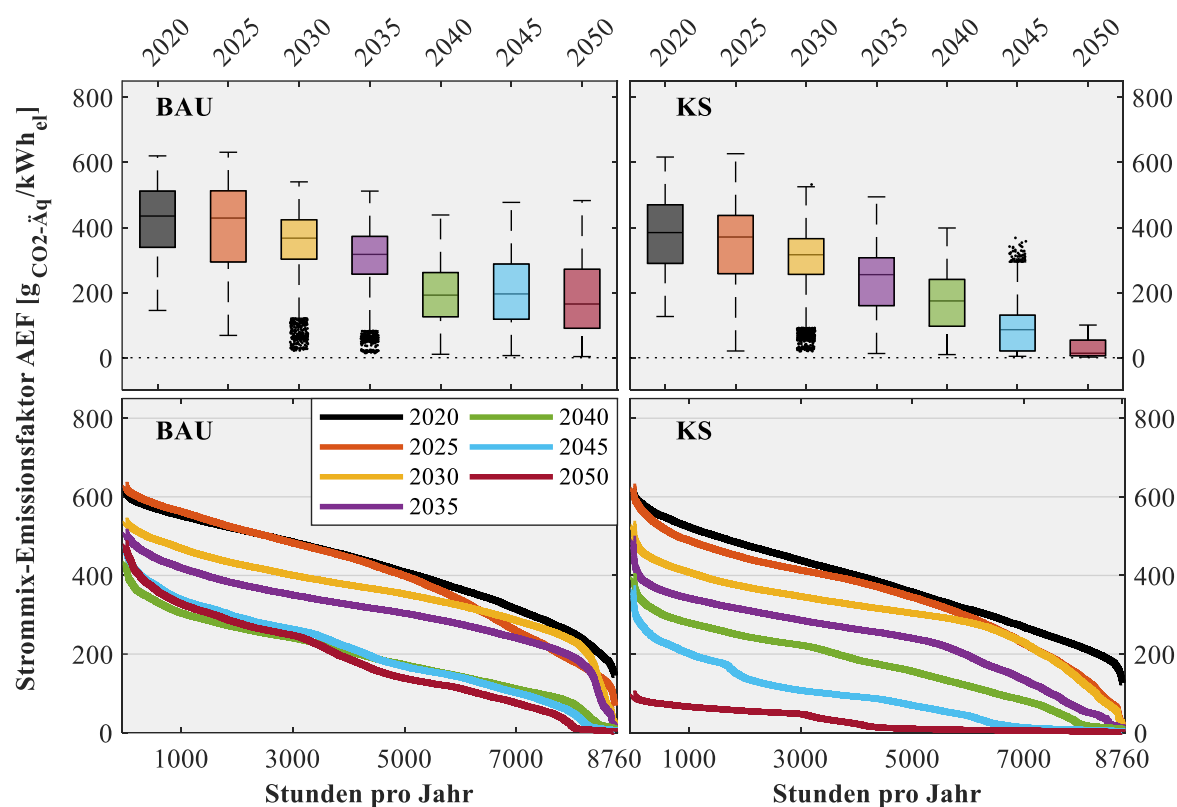


Abbildung 4-7: **Oben:** Boxplot der Strommix-Emissionsfaktoren (AEF) in den Szenarien BAU und KS. Die Länge der Whisker beträgt $w = 1,5$; $q_3 + w \cdot (q_3 - q_1) < \text{Ausreißer} < q_1 - w \cdot (q_3 - q_1)$. Das entspricht einer Abdeckung der Werte von etwa 99,3 % bei einer Normalverteilung. Die waagerechte Linie in der Box zeigt den Median. **Unten:** die geordneten Jahresdauerlinien der Stützjahre im Vergleich.⁹¹ Der AEF_{LCA} wird im Anhang in Abbildung B-1 gezeigt.

Quelle: aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021)

⁹⁰ Verursacht durch die Knappheit von THG-neutralen Energieträgern wurde diese Szenarioentwicklung angenommen und in Abschnitt 4.2.2 erläutert.

⁹¹ Die Farbkodierung der betrachteten Jahre bleibt in allen folgenden Abbildungen gleich.

Durch die Berechnungslogik von THG-Emissionen aus Stromspeichern und Must-run-Restriktionen ist das Erreichen von $0 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in diesen Szenarien beinahe ausgeschlossen. Weiterhin gilt für den Stromimport aus der EU für die Jahre 2045 und 2050, dass in manchen Stunden der Strom bereits ausschließlich emissionsfrei erzeugt wird. Insgesamt wird im Jahr 2050 im KS-Szenario in 3709 Stunden und im BAU-Szenario in 660 Stunden der Wert von $10 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ unterschritten.

Mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 74% im BAU-Szenario fällt der durchschnittliche jährliche AEF bis in das Jahr 2050 hier nur knapp unter 200 auf $182 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Weiterhin ist das Jahr 2025 im Szenario BAU als Ausreißer zu erkennen. Während die übrigen Dauerlinien eine klare Absenkung der Emissionsfaktoren in den Spitzenwerten von Stützjahr zu Stützjahr aufzeigen, sind die des Jahres 2025 im Szenario BAU zunächst höher als die aktuellen Werte. Diese Tatsache ist dem Ausstieg aus der Kernenergie und deren Substitution durch eine erhöhte Stromerzeugung aus Braunkohle- und Gaskraftwerken anzurechnen. Ähnlich zeigt sich dies auch in den Jahren 2045 und 2050. Die Spitzenwerte des AEF in Dunkelflauten⁹² resultieren hier aus der Überbrückung mit Gaskraftwerken, wohingegen im Jahr 2040 noch die Biomasse einen Teil beitragen konnte.

Tabelle 4-4: Jahresdurchschnittswert des AEF und die Standardabweichung in den beiden Szenarien BAU und KS.

Szenario	Typ	Jährlicher Durchschnitt in $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BAU	Verbrennung	524	420	402	358	311	194	203	182
	Standardabweichung ¹	85	110	136	95	91	90	109	114
	LCA-EF	577	481	459	409	358	240	247	225
	Standardabweichung	93	117	145	105	100	99	119	125
KS	Verbrennung	535	380	346	301	232	170	93	29
	Standardabweichung	86	112	127	98	100	91	75	26
	LCA-EF	578	439	395	345	272	212	127	59
	Standardabweichung	93	119	133	103	102	97	79	26

Anmerkung: Das Stützjahr 2015 wird zur Vollständigkeit angegeben. Leicht abweichende Werte im Jahr 2015 entstehen bei der myopischen Optimierung durch die unterschiedlichen Bedingungen der Szenarien.

¹ Standardabweichung s der Stichprobe. Die Stichprobe umfasst alle Stundenwerte des jeweiligen Jahres.

⁹² Als Dunkelflaute wird eine typische Wetterlage bezeichnet, aus welcher durch eine Windflaute und gleichzeitige Dunkelheit eine sehr geringe Stromerzeugung aus Solar- und Windenergieanlagen resultiert (Huneke et al. 2017).

Bei der Berechnung des AEF_{LCA} zeigen sich ein ähnlicher Verlauf der Jahresdauerlinien und eine ähnliche Verteilung der Werte. Der durchschnittliche jährliche AEF_{LCA} in allen Stützjahren ist jedoch zwischen 30 und 60 $g_{CO_2-Äq}/kWh_{el}$ höher als der AEF. Durch den kontinuierlich sinkenden AEF und AEF_{LCA} bis 2050 ist der durchschnittliche jährliche AEF_{LCA} im Jahr 2020 noch etwa 10% erhöht gegenüber dem AEF, jedoch im Jahr 2050 im KS-Szenario bereits doppelt so hoch.

Unterjährige Verteilung der Werte

In Abbildung 4-8 oben sind die AEF (farbige Skala) für das Jahr 2020, 2030 und 2040 jeweils im KS-Szenario in einem Streudiagramm mit dem Verhalten der Stundenwerte bezüglich des Nettostromverbrauchs (Abszisse) und dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung (Ordinate) dargestellt. Die sehr geringen Anteile der EE bei gleichzeitig hoher Nachfrage können durch die importierten Strommengen erklärt werden, welche nicht zur Nettostromerzeugung hinzugerechnet werden.

Zum Aufzeigen der zeitlichen Verteilung im Jahr sind die Werte zusätzlich in einer Heatmap dargestellt. Deutlich zu erkennen ist der Bereich mit niedrigen Werten durch den Einfluss von Photovoltaik und Windenergie während der erhöhten Sonneneinstrahlung mittags und im Frühsummer bis Herbst. Zudem zeigen sich in vertikaler Ausrichtung Streifen mit einer über mehrere Stunden andauernden Periode erhöhter Windkrafteinspeisung.

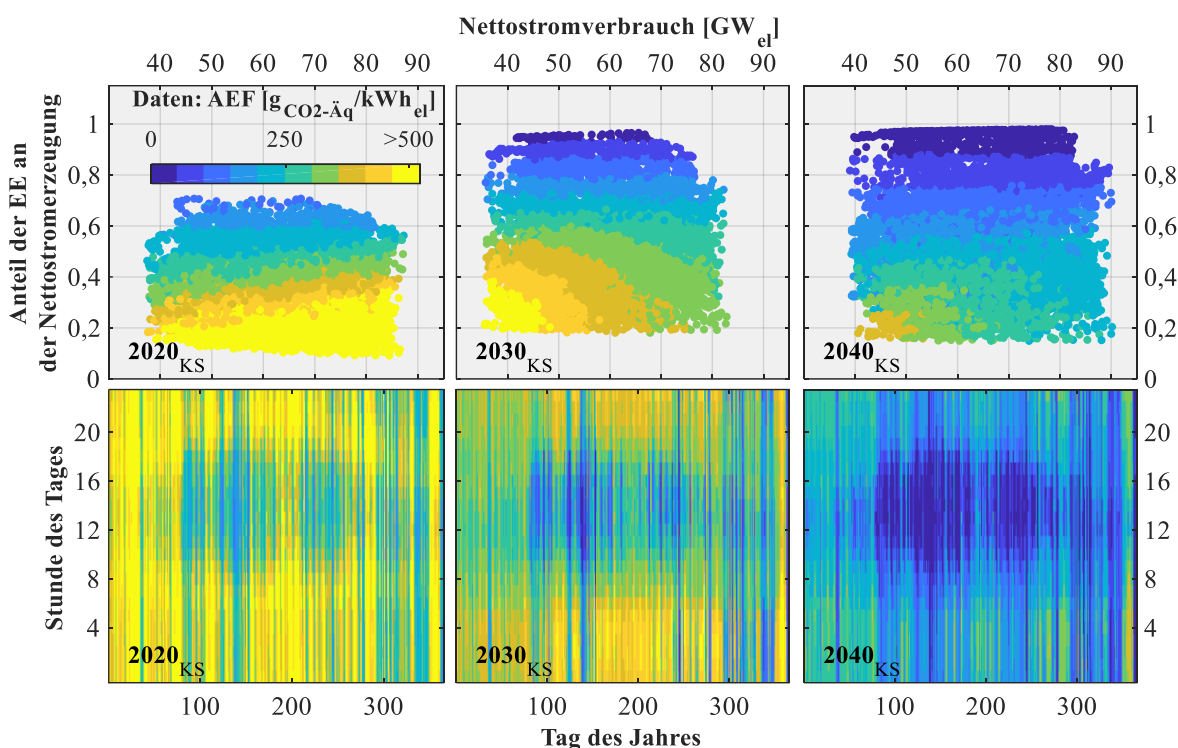


Abbildung 4-8: Oben: Zusammenhang des stündlichen AEF mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung (Ordinate) und der gleichzeitig nachgefragten Last, dem Nettostromverbrauch (Abszisse), als Streudiagramm. Szenario: KS. Aufteilung Januar und Juni im Anhang in Abbildung B-2.

Unten: die zeitliche Verteilung der 8760 AEF-Werte im Verlauf des Jahres und Tages in Form einer Heatmap. Der AEF wird in einer farbigen Skala aufgezeigt. Der AEF_{LCA} wird im Anhang in Abbildung B-3 gezeigt.

Quelle: aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021)

Untertägige Verteilung der Werte

Betrachtet man die untertägigen Schwankungen, lässt sich feststellen, dass im Jahr 2020 die höchsten Werte des AEF in den Morgenstunden zwischen 6 und 8 Uhr und in den Abendstunden zwischen 21 und 23 Uhr auftreten. Diese Spitzenwerte verschieben sich mit fortlaufender Zeit in die früheren Morgenstunden zwischen 3 und 6 Uhr und schwächen sich in den Abendstunden ab. Durch die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen gibt es typischerweise die niedrigsten Werte zur Mittagszeit in allen Szenarien und Jahren. Die Photovoltaiksenke ist im KS-Szenario ab dem Jahr 2045 weniger sichtbar und im Jahr 2050 mit dem LCA-EF nicht mehr sichtbar.

Nachfrage und Anteil der erneuerbaren Energien

Der Anteil der EE an der Nettostromerzeugung im Jahr 2020 schwankt zwischen 8,5 und 70,7 % (siehe Abbildung 4-8). Der AEF und der Anteil der EE sind negativ korreliert ($r_{2020} =$

$-0,96$; $r_{2030} = -0,94$; $r_{2040} = -0,95$). Während der Anteil der EE und die Verteilung der Werte des AEF in nahezu allen Nachfragebereichen auftreten, ist zu erkennen, dass im Jahr 2020 höhere AEF von mehr als $400 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ häufiger auch bei höherer Nachfrage vorkommen. Dieser Effekt ist in den Jahren 2030 und 2040 umgekehrt – mit steigender Nachfrage sinkt der AEF ab. Durch die Integration und den Ausbau der EE können die Höchstlastzeiten (tagsüber) besser emissionsarm gedeckt werden, weil viel Photovoltaikstrom zeitgleich eingespeist wird. Im Jahr 2030 kann die absolut höchste Nachfrage ($> 80 \text{ GW}_{\text{el}}$) noch nicht vollständig von EE gedeckt werden und es gibt keine Werte unter $200 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in diesem Höchstlastbereich. Zudem werden im Jahr 2030 die noch vorhandenen Kohlekraftwerke in Grund- und Mittellast betrieben, was bei geringer Nachfrage den AEF stark erhöht. Für das Jahr 2040 kann dieser Effekt auch durch die Gleichzeitigkeit einer Dunkelflaute und der geringen Nachfrage gegen Jahresende erklärt werden.

In Abbildung 4-9 ist der Zusammenhang zwischen der Einspeisung von EE und dem AEF aufgezeigt. Die Datenpunkte sind entsprechend der Intensität der Ausspeichermenge und dem Stromhandelssaldo gefärbt. Die Verschiebung der Punktwolke hin zu geringeren Werten des AEF (nach links) im Jahr 2040 zeigt den Einfluss des Umstiegs von Kohle auf Erdgas. Die Streuung der Datenpunkte ohne nennenswerte Handels- oder Speichereffekte kann durch die unterschiedliche Zusammensetzung der Residuallast, hinsichtlich Kraftwerkswirkungsgrad und Energieträger, erklärt werden. Die größten Exportströme im Jahr 2020 treten dann auf, wenn hohe Anteile von erneuerbarem Strom im aktuellen Erzeugungssystem sind. In diesem Zeitraum wird folglich der AEF sehr niedrig. Exportstrom wird mit dem Emissionsfaktor der Nettostromerzeugung bewertet, womit die Exporte den stündlichen spezifischen AEF nicht signifikant beeinflussen, weil die beiden Emissionsfaktoren ähnliche Werte haben. Jedoch wird die absolute Emissionsmenge der Stromerzeugung durch den Export von überwiegend erneuerbarem Strom trotzdem beeinflusst.

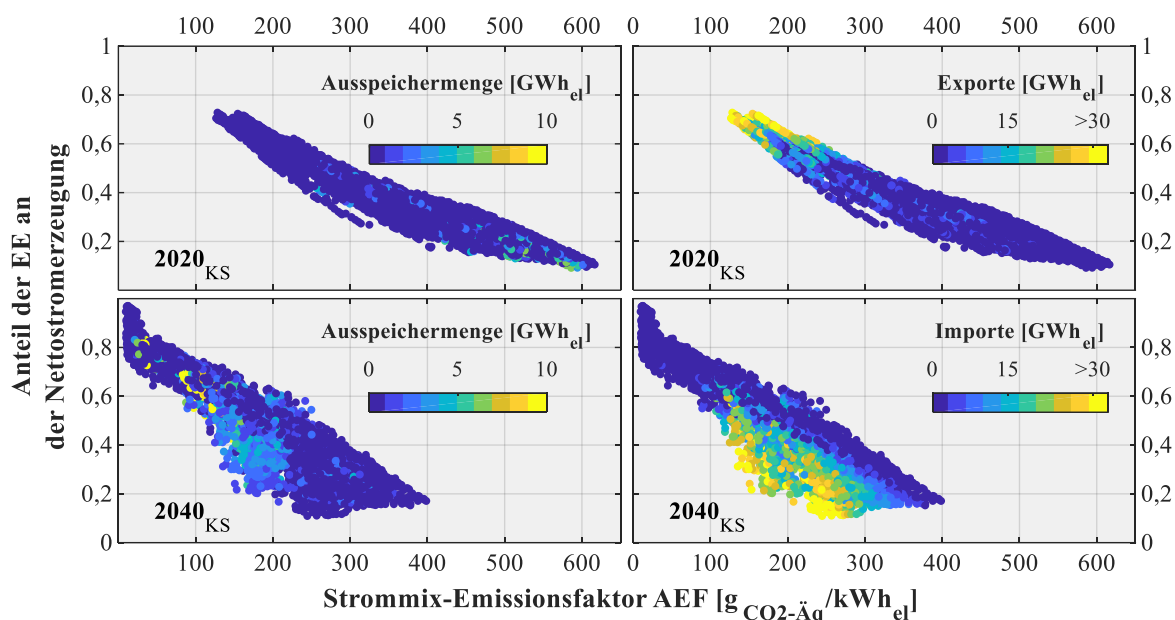


Abbildung 4-9: Zusammenhang des AEF mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung im KS-Szenario im Jahr 2020 (**oben**) und im Jahr 2040 (**unten**). **Links:** Einfärbung der Datenpunkte in Abhängigkeit von der ausgespeicherten Strommenge. **Rechts:** Einfärbung der Datenpunkte in Abhängigkeit von der Stromaustauschmenge.

Quelle: aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021)

Im Jahr 2040 sind AEF von unter 300 $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ sichtbar, trotz geringer EE-Anteile von unter 20 %. Obwohl hier der Großteil der Nachfrage durch Gaskraftwerke gedeckt wird, verringern in diesen Zeiten der relativ emissionsarme Importstrom und der emissionsärmere Strom aus Speichern (Speicherfaktor) den AEF (siehe Abbildung 4-9 unten; Ein Vergleich von AEF und den 24 diskreten Werten des Import-Emissionsfaktors EF_{EU} wird im Anhang in Abbildung B-4 gezeigt). Hier ist der Emissionsfaktor des Importstroms signifikant unterschiedlich zum Emissionsfaktor der Nettostromerzeugung. Der Anteil der EE an der Nettostromerzeugung sollte daher nicht als Indikator für die Emissionsintensität der verwendeten Stroms dienen. Durch eine höhere Nachfrage im Jahr 2040 als im Jahr 2030, bei einer gleichbleibenden installierten Leistung fossiler Kraftwerke⁹³, ist es möglich, dass trotz des fortschreitenden Ausbaus der EE und einer Reduktion der THG-Emissionen geringere Anteile der EE an der Nettostromerzeugung auftreten (siehe Abbildung 4-8). Tendenziell sind für das Szenario BAU die gleichen Effekte mit generell höheren Faktoren erkennbar.

Der Emissionsfaktor des ausgespeicherten Stroms EF_{SpO} ist im KS-Szenario ab 2025 deutlich geringer als der AEF. Zusätzlich zur Verschlechterung durch den Umwandlungsverlust (Wirkungsgrad der Stromspeicher) bedeutet das, dass hauptsächlich in Zeiten mit emissionsarmer

⁹³ Aufgrund der benötigten gesicherten Kraftwerksleistung.

Stromerzeugung eingespeichert wird, um diese geringen Werte zu erreichen (siehe Tabelle 4-3). Zusammen mit dem Effekt aus dem Stromhandel beeinflusst dies den AEF im beobachteten Zeitschritt. Im BAU-Szenario trifft dies erst ab dem Jahr 2040 zu.

Vergleich mit anderen Veröffentlichungen

Tabelle 4-5 zeigt die Jahresdurchschnittswerte des in dieser Forschungsarbeit berechneten AEF und die der Veröffentlichungen von Böing und Regett (2019), Jochem et al. (2015) sowie Maennel und Kim (2018). Diese Autoren haben prospektive Strommix-Emissionsfaktoren für Deutschland berechnet. Wie bereits in Unterkapitel 3.1 beschrieben, muss ein Vergleich unterschiedlich hergeleiteter Emissionsfaktoren immer kritisch betrachtet werden. Im Folgenden werden die betrachteten Veröffentlichungen kurz beschrieben und die Vergleichbarkeit mit den Emissionsfaktoren dieser Forschungsarbeit beschrieben. Die Merkmale sind im Literaturvergleich in Tabelle 3-2 detailliert aufgelistet.

Die in beiden Szenarien höheren AEF von Maennel und Kim (2018) werden nur als Jahresdurchschnittswerte mit einer simplen Berechnungsmethode erstellt. Dafür nehmen die Autoren die installierte Leistung des Kraftwerksparks aus verschiedenen Szenarien und kombinieren diese mit typischen Jahresnutzungsfaktoren (Kapazitätsfaktoren) und kraftwerksspezifischen Emissionsfaktoren. Im Jahr 2030 erreicht der Anteil der EE in den Szenarien von Maennel und Kim (2018) 46 % im Referenz- und 60 % im Ziel-Szenario. Die vergleichbaren EE-Anteile an der Bruttostromerzeugung in dieser Forschungsarbeit betragen 42,7 % im BAU- und 50,4 % im KS-Szenario. Die höheren Werte der Emissionsfaktoren bei Maennel und Kim (2018) sind hauptsächlich der fehlenden Betrachtung von Emissionen aus Importstrom und der größeren Stromerzeugungsmenge aus Kohlekraftwerken statt Gaskraftwerken zuzuschreiben.

Die stündlichen Emissionsfaktoren der Stromerzeugung von Jochem et al. (2015) werden anhand von 3 Typtagen je Jahreszeit aus einem Energiesystemmodell erzeugt. Hier werden ebenfalls keine Effekte aus dem Stromhandel berücksichtigt und kraftwerksklassenspezifische Emissionsfaktoren verwendet. Die Werte des AEF von Jochem et al. sind im Jahr 2020 mit $380 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ gleich wie die des KS-Szenarios dieser Forschungsarbeit. Bis 2030 sinkt der Wert von Jochem et al. jedoch ein wenig stärker auf $290 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ ab. Der Anteil der EE an der Stromerzeugung im Jahr 2030 im Szenario von Jochem et al. (2015) beträgt 60 %.

Methodisch sind am ehesten die AEF von Böing und Regett (2019) mit denen dieser Forschungsarbeit vergleichbar. Die niedrigeren Werte des AEF sind auf einen schnelleren Ausbau der Windenergie, einen geringeren Ausbau der Photovoltaik und eine ähnliche Entwicklung der installierten Gaskraftwerke im verwendeten Szenario zurückzuführen. Nur im Jahr 2050 sinkt der AEF des KS-Szenarios dieser Forschungsarbeit noch stärker auf $29 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ ab. Böing und Regett (2019) ordnen alle entstehenden Emissionen der Stromerzeugung direkt dem

gleichzeitigen Stromverbrauch zu. Der Emissionsfaktor des ausgespeicherten Stroms entspricht hier der gleichzeitig reduzierten Erzeugungskapazität. Für die Bestimmung der Emissionen des Stromhandels wurden im Wesentlichen die gleichen Methoden verwendet. Der Hauptunterschied ist der, dass in dieser Forschungsarbeit der Emissionsfaktor der Importländer als exogener Modellparameter auf einer europäischen Ebene aggregiert wird.

Tabelle 4-5: Vergleich der Jahresdurchschnittswerte des AEF mit denen anderer Veröffentlichungen, die prospektive Emissionsfaktoren für Deutschland berechnen.

Veröffentlichung	Szenario	Jahresdurchschnittswert in $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$			
		2020	2030	2040	2050
Vorliegende Forschungsarbeit	BAU	420	358	194	182
	KS	380	301	170	29
Böing und Regett (2019)	Trend	357	238	97	75
Jochem et al. (2015) ¹	–	380	290	–	–
Maennel und Kim (2018) ^{1,2}	Referenz	460	460	–	–
	Ziel	400	360	–	–

¹ Emissionsfaktoren der Stromerzeugung.

² Jährlicher Durchschnittswert, keine stündlichen Werte.

Quelle: aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021)

4.4 Methodische Weiterentwicklung des marginalen Emissionsfaktors

Das Ziel der Weiterentwicklung des MEF ist es, den Einfluss erneuerbarer Energien im zukünftigen deutschen Strommarkt auf den MEF zu berücksichtigen und es zu ermöglichen, dass der MEF zur adäquaten Bewertung von Sektorkopplungstechnologien eingesetzt werden kann. Zum einen bedeutet dies, dass Effekte von EE wie Überschussstrom mit Curtailment und sehr geringe Anteile steuerbarer Stromerzeugung im MEF abgebildet werden müssen. Und zum anderen, dass plausible stündliche Werte entwickelt werden müssen – zur Einsatzsteuerung von Flexibilitätsoptionen, hybriden Technologien oder der Bewertung von nicht kontinuierlich eingesetzten Elektrifizierungsmaßnahmen. Im ersten Teil dieses Unterkapitels werden die Weiterentwicklung und das Berechnungsmodell des MEF beschrieben, gefolgt von der Analyse der Ergebnisse und einer Sensitivitätsanalyse der entwickelten Parameter.

4.4.1 Berechnungsmodell

Der entwickelte MEF wird aus mehreren bedingten Rechenvorschriften gebildet und in diesem Abschnitt schrittweise erklärt. Der von Braeuer et al. (2020) verwendete stündliche Emissionsfaktor, bezeichnet als marginale Reaktion des Erzeugungssystems (engl. marginal system response, MSR), bildet die Reaktion der Summe aller CO_2 -Emissionen der Stromerzeugung

zur Veränderung der Residuallast jeweils zwei aufeinanderfolgender Stunden, abgeleitet aus historischen Daten des Jahres 2017, ab. Der MSR-Faktor von Braeuer et al. (2020) wird im Anhang in Formel B-1 gezeigt. Angelehnt an den MSR-Faktor wird zunächst der stündliche Differenzfaktor $DF_{d,t}$ der steuerbaren Kraftwerksgruppen d als Basis der Weiterentwicklung eingeführt. Dieser ist in Formel 4-6 in Zeile 1 als τ dargestellt. Die Gründe für diese Auswahl der Basis sind die stündliche Auflösung und die abgeleitete Berechnungsart des MEF mit der grundlegenden Methode der linearen Regression, die in zahlreichen wissenschaftlichen Veröffentlichungen angewandt wird (siehe Hawkes (2010), Siler-Evans et al. (2012) oder weitere im Abschnitt 3.1.5).

Die Kraftwerksgruppen werden im folgenden Aufzählungspunkt (1) hergeleitet und der jährlich gemittelte $DF_{d,t}$ für $\tau < 0$ $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ wird im Aufzählungspunkt (2) erläutert.

$$DF_{d,t} = \begin{cases} \tau = \frac{Em_{d,t+1} - Em_{d,t}}{E_{d,t+1}^{NSE} - E_{d,t}^{NSE}}, & \text{für } \tau \geq 0 \\ \frac{\sum_{t=1}^{8760}(Em_{d,t+1} - Em_{d,t})}{\sum_{t=1}^{8760}(E_{d,t+1}^{NSE} - E_{d,t}^{NSE})}, & \text{sonst} \end{cases}, \quad \forall d \in D, t \in T \quad 4-6$$

$DF_{d,t}$	Differenzfaktor einer steuerbaren Kraftwerksgruppe d der Stunde t [$\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$]
$Em_{d,t}$	Emissionen einer steuerbaren Kraftwerksgruppe d [$\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$]
$E_{d,t}^{NSE}$	Nettostromerzeugung der steuerbaren Kraftwerksgruppe d der Stunde t [kWh_{el}]
τ	Ergebnisvariable des ersten Falls für eine bedingte Anweisung [$\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$]
D	Menge der steuerbaren Kraftwerksgruppen

Im Folgenden wird die Weiterentwicklung der Methodik zur Entwicklung von stündlichen, prospektiven marginalen Emissionsfaktoren bezüglich

- (1) der Steuerbarkeit (engl. dispatchability) der Kraftwerke,
- (2) des Nicht-negativ-Werdens des Emissionsfaktors,
- (3) der zu geringen Änderungsraten und
- (4) der Berücksichtigung von Überschussstrom bzw. Curtailment

analysiert und das Berechnungsmodell erklärt. Anschließend wird ein kombinierter MEF aus den beschriebenen Weiterentwicklungen und Berechnungsvorschriften entwickelt.

(1) Steuerbarkeit der Kraftwerke

Als steuerbare Kraftwerke werden diejenigen angesehen, die im Strommarkt aktiv auf eine Nachfrageänderung reagieren können. Garcia und Freire (2016) zählen EE nur dann als mar-

ginale Erzeugungskapazität, wenn der erneuerbare Strom als Folge von Einspeisemaßnahmen (Curtailment) abgeregelt wird. Diese Situation wird in Aufzählungspunkt (4) erläutert. Nach Böing und Regett (2019) oder auch Braeuer et al. (2020) werden die erneuerbaren Energien aufgrund ihres Einspeisevorrangs und ihrer starken Abhängigkeit von Witterung und Wetter nicht als steuerbar angesehen.

Strom aus Speichereinrichtungen wird auf einer stündlichen Basis nicht als steuerbare Erzeugungskapazität angesehen, auch wenn ein möglicher Einfluss auf den MEF besteht. Zwar wird Strom aus Speichern auch für den Spitzenlastausgleich verwendet, jedoch ist nur eine begrenzte Menge an gespeicherter elektrischer Energie verfügbar. Ein mittlerer jährlicher Speicherfaktor, wie er beim AEF eingeführt wird, führt bei der stündlichen Betrachtung des MEF, welcher einen kausalen Zusammenhang zwischen Nachfrageänderung und THG-Emissionen impliziert, nur zu einer scheinbaren Genauigkeit (Garcia und Freire 2016). Durch die modellbedingte ausschließliche Betrachtung von Handelsalden können Import und Export nicht gleichzeitig betrachtet werden. Nach Pareschi et al. (2017) ist der Einfluss der Strom austauschmengen auf den MEF bei einem Stromerzeugungssystem der Größe von Deutschland vernachlässigbar. Weiterhin sind keine prospektiven MEF der exportierenden Länder nach Deutschland bekannt. Die MEF sind weder in stündlicher Auflösung noch in vergleichbaren Szenarien analysiert. Daher wird der MEF in dieser Forschungsarbeit anhand der Nettostromerzeugung bestimmt und Strommengen aus grenzüberschreitendem Import oder Export werden in der Berechnung des MEF nicht berücksichtigt.

Biogasanlagen sowie Kernkraftwerke sind typischerweise Grundlastkraftwerke. Trotzdem sind sie prinzipiell steuerbare Erzeugungsanlagen. Weiterhin zählen dazu alle thermischen Kraftwerke mit einer Verbrennung von fossilen Energieträgern oder Abfallstoffen (Braeuer et al. 2020). Schwellfähige Laufwasserkraftwerke sind prinzipiell auch steuerbare Stromerzeugungseinheiten. Sie werden jedoch stark vom Wetter und der Schifffahrt beeinflusst und können somit nicht beliebig auf kurzfristige Nachfrageänderungen reagieren (Konstantin 2017, S. 181). Hecker et al. (2015) stufen Laufwasserkraftwerke als unflexibel ein.

Nach Lauer et al. (2017) könnte beispielsweise der Rückgang der weniger flexiblen fossilen Überkapazitäten ein Grund für eine zukünftig erhöhte Preisvolatilität der Großhandelspreise für Strom sein. Dadurch und durch die dringend benötigten emissionsarmen Kraftwerke zur Erbringung der Residuallast ist es durchaus denkbar, dass die Biogas-Grundlastkraftwerke künftig als flexible Kraftwerke ökonomisch am Strommarkt agieren werden (Thrän et al. 2015). Weiterhin ist die Einsatzstrategie der Bioenergieanlagen von zukünftigen Entwicklungen der EEG-Regelungen abhängig. Diese mögliche zukünftige Entwicklung wird in der Berechnung des MEF bereits berücksichtigt. Die Auswahl der steuerbaren Kraftwerke ist im

Emissionsmodell beliebig anpassbar. In der folgenden Tabelle 4-6 sind die steuerbaren Kraftwerksgruppen zur Berechnung des MEF aufgezählt. Es gilt die Annahme, dass die brennstoffspezifischen THG-Emissionen innerhalb einer energieträgerspezifischen Kraftwerksgruppe immer gleich sind. Es werden auch unterschiedlich effiziente Kraftwerksarten nach Energieträgern gruppiert. Die unterschiedliche Effizienz wurde bereits im Optimierungsmodell berücksichtigt, um den Brennstoffverbrauch und die erzeugte elektrische Energie der Kraftwerksgruppen zu berechnen (das Ergebnis wird auf der Aggregationsebene 1 zusammengefasst). Eine weitere disaggregation der Kraftwerksgruppen ist für die Berechnung des MEF nicht notwendig, da immer alle einzelnen energieträgerspezifischen Kraftwerke zu der korrespondierenden Kraftwerksgruppe zählen.

Tabelle 4-6: Steuerbare Kraftwerksgruppen nach Energieträgern, die in dieser Forschungsarbeit für die Berechnung der marginalen Emissionsfaktoren ausgewählt werden.

Steuerbare Kraftwerksgruppen nach Energieträgern
Erdgas
Steinkohle
Braunkohle
Sonstige Brennstoffe
Öl (leicht und schwer)
Kernenergie
Bioenergie

(2) Nicht-negativ-Werden des Emissionsfaktors

Bei der Bildung eines Differenzfaktors können durch eine erhöhte Stromerzeugung auch Emissionen verringert werden. Diese gegensätzliche Entwicklung ist zunächst kontraintuitiv und lässt negative Werte entstehen. Bei der empirischen Methode werden Wärmeauskopplungen aus KWK-Anlagen nicht ausreichend genau abgebildet und An- und Abfahrprozesse der thermischen Kraftwerke führen zu einer Entkopplung des Zusammenhangs von Emissionen und Stromerzeugung (Braeuer et al. 2020).⁹⁴ Bei der Differenzsimulation in Böing und Regett (2019) entstehen die negativen Werte durch den Vergleich von zwei unterschiedlichen Energiesystemen und resultieren somit aus der Ungenauigkeit der Methode (siehe Abschnitt 3.1.5). Wenn die Methode aus Braeuer et al. (2020) mit den Daten aus dem hier verwendeten Strommarktmodell angewandt wird, können für manche Stunden auch negative marginale Emissionsfaktoren entstehen. Dies liegt an der Aggregationsebene der betrachteten Kraftwerke (siehe

⁹⁴ Siehe Abschnitt 4.2.3 (Punkt „Teillast- und Anfahrprozesse“).

Abbildung 4-5). Wenn mehrere Kraftwerke mit unterschiedlicher Emissionsintensität zusammengefasst werden, kann ebenso ein negativer Differenzfaktor (DF) entstehen.

Vereinfachtes Beispiel: Kraftwerk A (Kohlekraftwerk, spezifischer Emissionsfaktor $1000 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$) und Kraftwerk B (Erdgas-KWK, spezifischer Emissionsfaktor $400 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$) bilden gemeinsam die steuerbaren Erzeugungseinheiten im Strommarktmodell ab. Durch Kraftwerk A werden von Stunde t auf $t + 1$ 10 MWh weniger elektrische Energie erzeugt und dadurch $10 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$ weniger THG emittiert. In derselben Zeit erhöht Kraftwerk B seine Stromerzeugung um 15 MWh und emittiert durch die Verbrennung von Erdgas zusätzliche $6 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$. Auf der Aggregationsebene der steuerbaren Kraftwerke wird somit durch die erhöhte Stromerzeugung um 5 MWh (netto) eine Menge von $4 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$ weniger emittiert und es bildet sich ein DF von $-800 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (siehe Beispielrechnung ohne Betragsstriche in Gleichung 4-7). Dies ist die Änderungsrate des Wechsels eines Kohlekraftwerks auf ein Gaskraftwerk, beeinflusst durch die modellendogenen Entscheidungen im Optimierungsmodell.

Der marginale Emissionsfaktor bestimmt die Emissionen einer möglichen Nachfrageänderung in der betrachteten Stunde. Bei einer implizierten Nachfrageerhöhung um 1 MWh, also einer Steigerung der Stromerzeugung um 6 MWh (5 MWh ist die existierende Steigerung der Stromerzeugung (netto) im Beispiel und 1 MWh die weitere implizierte Nachfrageerhöhung), müssen die beiden im Beispiel betrachteten steuerbaren Kraftwerke auf diese Nachfrageänderung zusätzlich reagieren. Hier könnte es sein, dass Kraftwerk A seine Stromerzeugung nur um 9 statt 10 MWh reduziert oder Kraftwerk B die Stromerzeugung um 16 statt nur um 15 MWh in der betrachteten Stunde erhöht. Daraus folgt, dass entweder ein DF von 1000 (A) oder ein DF von 400 (B) $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ der zusätzlichen Nachfrage von 1 MWh angerechnet werden kann. Hier wird der DF so gebildet, dass jede Kraftwerksgruppe anteilig an der gesamten absoluten Änderung der steuerbaren Stromerzeugung mit der entsprechenden Emissionsintensität berücksichtigt wird, womit ein DF von $640 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ für die Stunde t berechnet wird. In der folgenden vereinfachten Beispielrechnung wird die absolute Änderung der Stromerzeugung und so die exemplarische Berechnung des DF gezeigt:

$$640 \frac{\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}}{\text{kWh}_{\text{el}}} = \frac{|-10 \text{ MWh}_{\text{el}}| \cdot 1000 \frac{\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}}{\text{kWh}_{\text{el}}} + |15 \text{ MWh}_{\text{el}}| \cdot 400 \frac{\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}}{\text{kWh}_{\text{el}}}}{|-10 \text{ MWh}_{\text{el}}| + |15 \text{ MWh}_{\text{el}}|} \quad 4-7$$

Das gleiche Problem kann auch innerhalb einer Kraftwerksgruppe, also verschiedener Kohlekraftwerke mit gegensätzlichen Änderungen der Stromerzeugung und eventuell auch unterschiedlichen Effizienzen, auftreten. Hier ist die unterschiedliche Emissionsintensität der Kraftwerke auf der Aggregationsebene 2 jedoch nicht so ausgeprägt wie bei den verschiedenen Kraftwerksgruppen. Findet innerhalb der Kraftwerksgruppe Erdgas eine Änderung der Stromerzeugung vom Gasturbinenkraftwerk zum hocheffizienten GuD-Kraftwerk statt, kann dieser Effekt theoretisch auch ausgeprägter auftreten. Die Aggregationsebene 2 kann nicht weiter disaggregiert werden, um die gleiche Berechnungslogik wie bei den steuerbaren Kraftwerksgruppen anzuwenden. Daher werden hier die sehr selten auftretenden negativen DF-Werte durch jährliche gemittelte spezifische DF der jeweiligen Kraftwerksgruppe ersetzt (siehe Formel 4-6 Zeile 2). Im Szenario BAU tritt dieser Fall, mit weniger als 1 % der Stunden im Jahr, bei der Kraftwerksgruppe Erdgas am häufigsten auf. Im Szenario KS tritt dieser Fall am häufigsten bei den Kraftwerksgruppen Biomasse, Steinkohle, sonstige Brennstoffe und Öl auf – mit einem Maximalwert von weniger als 7 % der Stunden im Jahr 2035 bei der Biomasse. Der stark überwiegende Anteil des $DF_{d,t}$ kann also durch den spezifischen stündlichen Berechnungsfall (τ) bestimmt werden (siehe Formel 4-6 Zeile 1).

Gewichtung

In Formel 4-8 wird der Quotient aus der absoluten Änderungsrate der Stromerzeugung aus der jeweils spezifischen steuerbaren Kraftwerksgruppe $\Delta E_{abs,d,t}$ und der Summe der Änderungsraten aller steuerbaren Kraftwerksgruppen gebildet und mit dem spezifischen $DF_{d,t}$ multipliziert. Dadurch erhält man den positiven gewichteten Differenzfaktor $DF_{d,t}^{Gew}$ einer steuerbaren Kraftwerksgruppe anhand des Anteils der absoluten Änderungsrate der Stromerzeugung dieser Gruppe. Die Gewichtung der Emissionsintensität wird demnach nicht frei festgelegt, sondern durch den berechneten Anteil ermittelt.

$$DF_{d,t}^{Gew} = DF_{d,t} \cdot \frac{\Delta E_{abs,d,t}}{\sum_d \Delta E_{abs,d,t}}, \quad \forall d \in D, t \in T \quad 4-8$$

$DF_{d,t}^{Gew}$	Gewichteter Differenzfaktor der steuerbaren Kraftwerksgruppe d der Stunde t [gCO ₂ -Äq/kWh _{el}]
$\Delta E_{abs,d,t}$	Absolute Änderung der eingespeisten elektrischen Energie der steuerbaren Kraftwerksgruppe d der Stunde t [kWh _{el}]
$DF_{d,t}$	Differenzfaktor einer steuerbaren Kraftwerksgruppe d der Stunde t [gCO ₂ -Äq/kWh _{el}]
D	Menge der steuerbaren Kraftwerksgruppen

Alle gewichteten Differenzfaktoren der steuerbaren Kraftwerksgruppe $DF_{d,t}^{Gew}$ werden aufsummiert und es kann somit der Differenzfaktor DF_t^{Gew} der gesamten steuerbaren Stromerzeugung bestimmt werden (siehe Formel 4-9). Dieser ist dadurch nach dem Anteil der geänderten erzeugten Strommenge einer Kraftwerksgruppe zur jeweiligen Stunde gewichtet.

$$DF_t^{Gew} = \sum_d DF_{d,t}^{Gew}, \quad \forall d \in D, t \in T \quad 4-9$$

DF_t^{Gew} Gewichteter Differenzfaktor der steuerbaren Stromerzeugung der Stunde t
[gCO₂-Äq/kWh_{el}]

(3) Zu geringe Änderungsraten

Wenn die absolute steuerbare Stromerzeugung sich in zwei aufeinanderfolgenden Stunden nicht ändert, kann auch kein Differenzfaktor bestimmt werden. In dem seltenen Fall, dass bei den Erzeugungseinheiten in einer Kraftwerksgruppe nur eine sehr geringe Änderung der Stromerzeugung auftritt und beispielsweise gleichzeitig ein An- oder Abfahrprozess eines Kraftwerks stattfindet, wird eine signifikante Änderungsrate beim Brennstoffverbrauch durch eine sehr geringe Änderungsrate bei der Stromerzeugung geteilt (in An- und Abfahrprozessen wird bereits Brennstoff verbrannt, jedoch noch nicht oder nicht mehr in das Stromnetz eingespeist). Hat die Änderung der Stromerzeugung also ein sehr geringes Ausmaß, können sehr hohe Extremwerte des DF_t^{Gew} auftreten. Durch die Implementierung einer Bedingung, in Form einer Änderungsrate der Stromerzeugung von mindestens 20 MWh der gesamten steuerbaren Stromerzeugung, kann diese Extremwertbildung des Emissionsfaktors im Modell bereits verhindert werden. Die maximale in einer Stunde auftretende Änderungsrate (t zu $t+1$) der gesamten steuerbaren Stromerzeugungseinheiten in den Szenarien schwankt zwischen 9300 MWh im Jahr 2015 und 26 000 MWh im Jahr 2050 (jeweils im BAU-Szenario).

Bei sehr geringen absoluten Änderungsraten von weniger als 20 MWh wird daher ein durchschnittlicher Differenzfaktor $DF_{t,b}^{Gew}$ der aktuellen Stunde eines Stützjahres gebildet. Der gewichtete Differenzfaktor wird in 24 Klassen für jede Stunde des Tages eingeteilt. Jede Klasse berechnet sich somit aus dem Mittelwert der 365 Tageswerte für je eine Stunde. Dadurch erhält man den in Abbildung 4-10 dargestellten durchschnittlichen, tageszeitspezifischen Differenzfaktor $DF_{t,b}^{Gew}$. Diese Vorverarbeitungstechnik der allgemeinen Datenanalyse wird im Kontext der Methode der Bildung von MEF unter anderem von Hawkes (2010) angewandt. Mithilfe der Klassifizierung wird ein plausibler diskreter Wert (engl. discrete binning) meist für fehlende, fehlerhafte oder unnötig viele Datenpunkte berechnet.

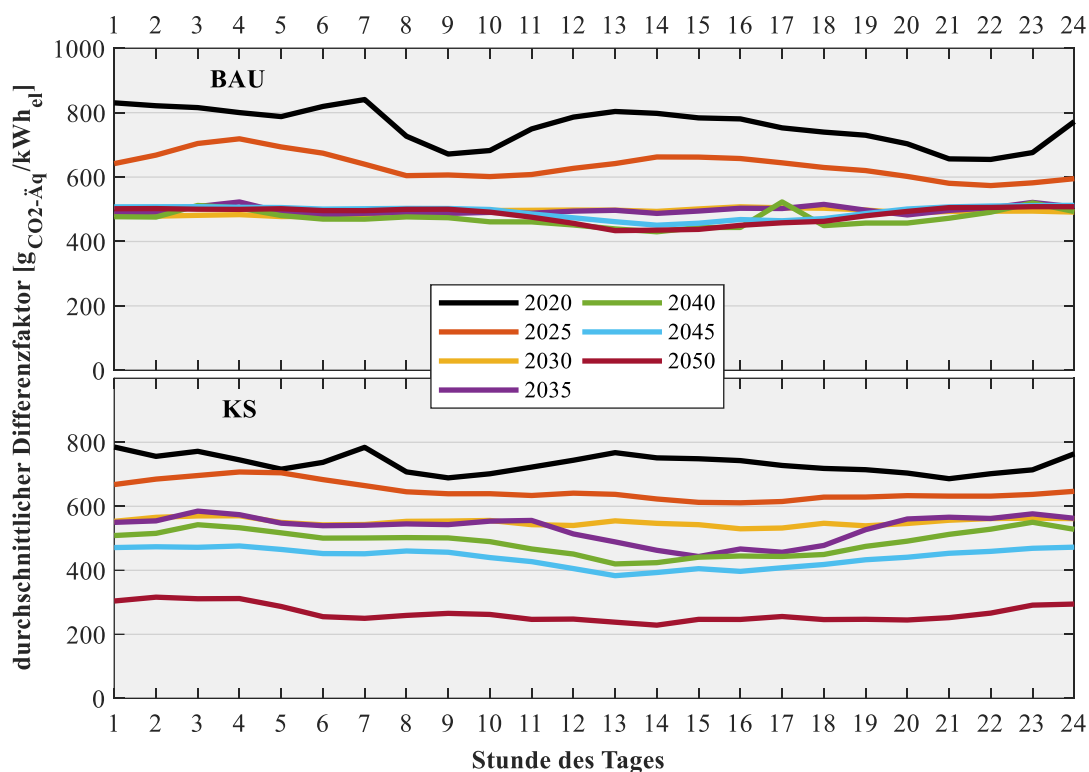


Abbildung 4-10: Durchschnittlicher stündlicher Differenzfaktor $DF_{t,b}^{Gew}$ in 24 Klassen.

Der durchschnittliche Differenzfaktor $DF_{t,b}^{Gew}$ sinkt im BAU-Szenario bis zum Jahr 2030 auf etwa $500 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und bleibt auf einem ähnlichen Niveau bis zum Jahr 2050 bestehen. Im KS-Szenario ist eine kontinuierliche Absenkung der 24 gemittelten Stundenwerte (Klassen) zu erkennen. Im BAU-Szenario ist der Anteil der Gaskraftwerke an der steuerbaren Stromerzeugung dominant, während er im KS-Szenario geringer wird und somit auch emissionsfreie Bioenergie mit einem Differenzfaktor von $0 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ stärkere Bedeutung erlangt. Das erklärt den stagnierenden durchschnittlichen Differenzfaktor im BAU-Szenario ab 2030.

(4) Berücksichtigung von Überschussstrom

Ein Optimierungsergebnis des Strommarktmodells sind die abgeregelten Strommengen aus EE, die nicht kostenoptimal in den Strommarkt integriert werden konnten. Das bedeutet, dass nach der Nutzung von Stromspeichern und einer Anpassung der konventionellen Stromerzeugung, unter der Einhaltung von Vorgaben zur Bereitstellung von Regelleistung, eine Abregelung der betroffenen EE stattfindet. Diese Strommengen gelten nach der Definition in Unterkapitel 2.2 als Überschussstrom. Dieser könnte durch flexible Sektorkopplungstechnologien genutzt, in den Strommarkt integriert und somit eine Abregelung vermieden werden. Durch diese Nutzung entstünden keine zusätzlichen THG-Emissionen, was mit der Bewertungsmethode des MEF berücksichtigt werden soll.

Eine Nachfrageerhöhung zeitgleich zum Auftreten von Überschussstrom aus EE wird als emissionsfrei betrachtet. Dadurch wird der Emissionsfaktor für abgeregelten Überschussstrom (Curtailement) EF_C mit $0 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ festgelegt. Denn durch den Einspeisevorrang und die geringen Grenzkosten von EE sowie die zu vermeidenden Kosten von Einspeisemanagement werden die erneuerbaren Überschussmengen, wenn möglich, auch genutzt.

Aus dem Optimierungsergebnis werden die einzelnen erneuerbaren Mengen an abgeregeltem Überschussstrom auf der Aggregationsebene 1 (Kraftwerksgruppen, siehe Abbildung 4-5) zu einer Gesamtmenge zusammengefasst. Da in E2M2 die Annahme besteht, dass innerhalb Deutschlands keine Übertragungsbeschränkungen existieren, ist jegliche Menge an Überschussstrom die Konsequenz aus der ökonomischen Optimierungsaufgabe im bestehenden Kraftwerkspark. Daher wird angenommen, dass ab einer Strommenge von mehr als 100 MWh abgeregeltem erneuerbaren Überschussstrom in der betreffenden Stunde nicht nur lokales, netzbedingtes Curtailement stattfindet, sondern in der gesamten Region Deutschland ausreichend Überschussstrom vorhanden ist, um eine implizierte Nachfrageänderung zu bedienen.

In Abbildung 4-11 sind die stündliche Menge an Überschussstrom $E_{C,t}$ und das generelle Auftreten von Überschussstrom in den Szenarien in geordneten Jahresdauerlinien mit einer logarithmischen Skala dargestellt. Im Szenario BAU kommen bis zum Jahr 2025 und im Szenario KS bis zum Jahr 2020 keine nennenswerten Überschussstrommengen von mehr als 50 MWh in einer Stunde vor. Wenn Überschussstrom auftritt, dann werden die Mengen sehr schnell sehr hoch ($> 1000 \text{ MWh}$). Das ist an der logarithmischen Skala und dem extremen Anstieg der Werte zwischen 100 und 1000 MWh erkennbar. Eine weitere Absenkung der Curtailement-Schwelle von 100 auf 50 MWh würde die Anzahl von Stunden mit nicht netzbedingtem Überschussstrom um maximal 164 im Jahr 2030 im BAU-Szenario erhöhen.

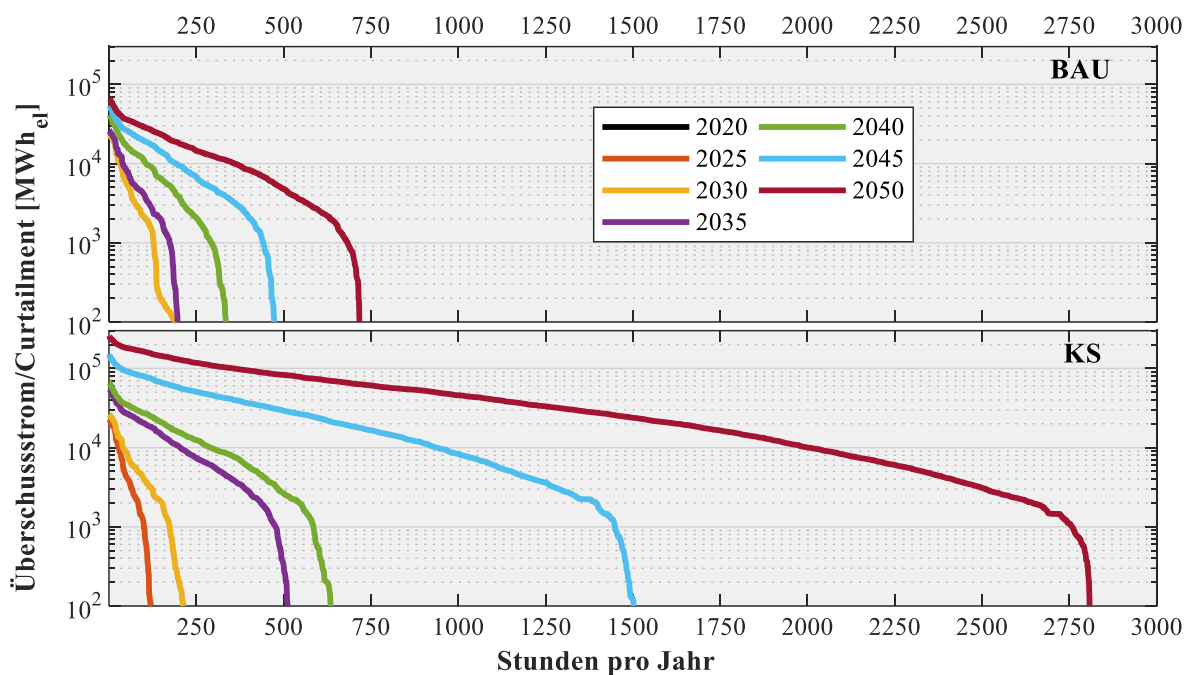


Abbildung 4-11: Geordnete Jahresdauerlinien des Auftretens von Überschussstrom in den beiden Szenarien. Überschussstrom von weniger als 100 MWh wird nicht dargestellt (2020 und bei BAU auch 2025).

Kombination der Weiterentwicklungen: Berechnung des marginalen Emissionsfaktors

Für die Berechnung des MEF wird zuerst die Stromerzeugung in der betreffenden Stunde analysiert und anhand dieses Ergebnisses aus den drei spezifischen Emissionsfaktoren

- EF_C für Überschussstrom (und das folgende Curtailment),
- DF_t^{Gew} für die Differenz aus der steuerbaren Stromerzeugung mit dem gewichteten Differenzfaktor und
- $DF_{t,b}^{Gew}$ (durchschnittlicher Differenzfaktor)

gebildet. In Abbildung 4-12 ist ein Ablaufschema und in Abbildung 4-13 ein Programmablaufplan der Einspeise- oder Stromerzeugungsanalyse und der daraus resultierenden Bildung des MEF gezeigt. Ist zur Stunde t die Menge an Überschussstrom größer als die definierte Curtailment-Schwelle, so wird der EF_C gewählt. Ist das nicht der Fall, wird die absolute Einspeiseänderung der steuerbaren Erzeugungseinheiten betrachtet. Wird hier die absolute Änderungsrate von 20 MWh überschritten, wird der DF_t^{Gew} gewählt (siehe Formel 4-8 und 4-9). Es ist möglich, dass die summierten Änderungsraten aller steuerbaren Erzeugungseinheiten $\Delta E_{d,t}$ durch einen gegensätzlichen Wechsel der jeweiligen Stromerzeugung 0 MWh beträgt. Sollte jedoch die Summe der absoluten Änderungsraten der steuerbaren Erzeugungseinheiten geringer als die Schwelle (20 MWh) sein, wird der durchschnittliche Differenzfaktor $DF_{t,b}^{Gew}$ für die jeweilige Stunde des Tages ausgewählt.

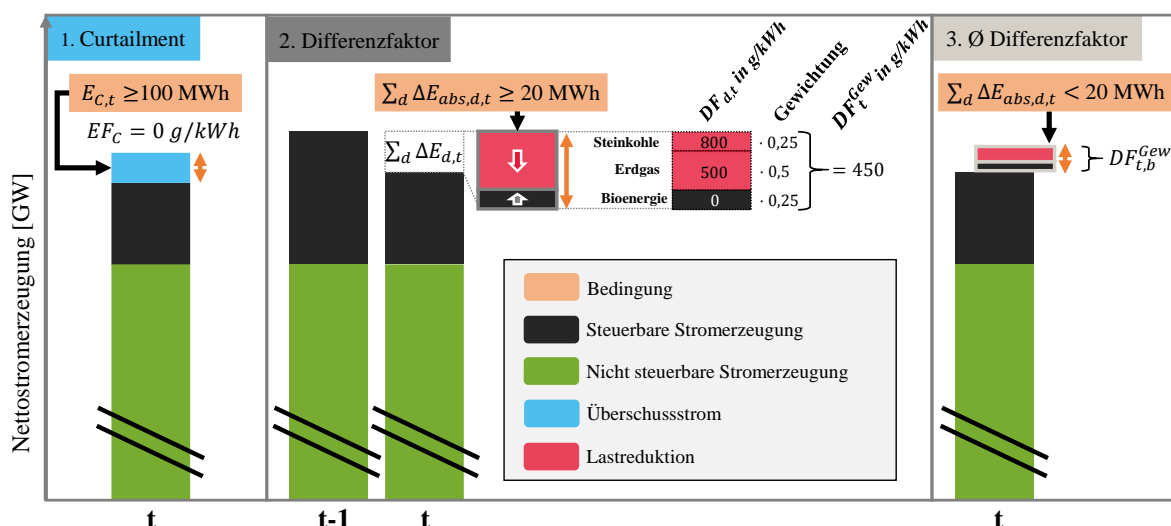


Abbildung 4-12: Erklärung der Bedingungen zur Bildung des MEF. Die bedingten Rechenanweisungen aus Gleichung 4-10 sind nummeriert von links nach rechts dargestellt.

Im Emissionsmodell werden die Bedingungen aus Formel 4-10 umgesetzt.

$$MEF_t = \begin{cases} EF_C, & \text{falls } E_{C,t} \geq 100 \text{ MWh}_{el} \\ DF_t^{Gew}, & \text{falls } \sum_d \Delta E_{abs,d,t} \geq 20 \text{ MWh}_{el}, \quad \forall d \in D, t \in T \\ DF_{t,b}^{Gew}, & \text{sonst} \end{cases} \quad 4-10$$

- MEF_t Marginaler Emissionsfaktor der Stunde t [$\text{gCO}_2\text{-Äq/kWh}_{el}$]
- EF_C Emissionsfaktor für Überschussstrom [$\text{gCO}_2\text{-Äq/kWh}_{el}$]
- DF_t^{Gew} Gewichteter Differenzfaktor aller steuerbaren Erzeugungseinheiten der Stunde t [$\text{gCO}_2\text{-Äq/kWh}_{el}$]
- $DF_{t,b}^{Gew}$ Durchschnittlicher Differenzfaktor aller steuerbaren Erzeugungseinheiten der jeweiligen Klassifizierung b der korrespondierenden Stunde t [$\text{gCO}_2\text{-Äq/kWh}_{el}$]
- $E_{C,t}$ Abgeregelte elektrische Energie (Überschussstrom) zur Stunde t [MWh_{el}]
- $\Delta E_{abs,d,t}$ Absolute Änderung der eingespeisten elektrischen Energie der steuerbaren Kraftwerksgruppe d der Stunde t [MWh_{el}]

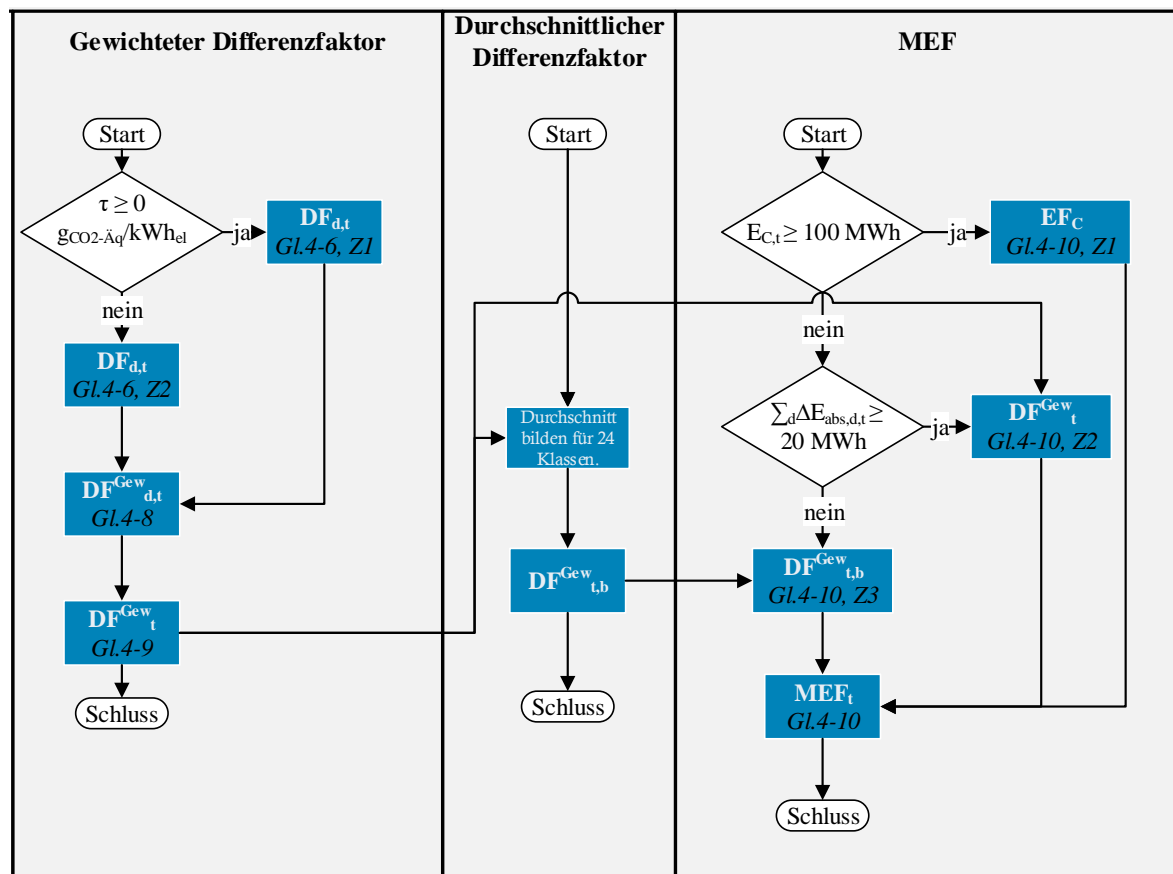


Abbildung 4-13: Programmablaufplan der in MATLAB durchgeführten Berechnungen für die Bildung des MEF. Die Rechenschritte sind mit der jeweiligen Gleichung (Gl.) und der entsprechenden Zeile (Z) benannt. Datenimport, interne Schleifen und Datenexport werden nicht angezeigt. Der übergreifende Modellaufbau wird in Abbildung 4-1 beschrieben.

In Abbildung 4-14 ist die Nettostromerzeugung in steuerbare und nicht steuerbare Erzeugung eingeteilt und zusammen mit dem durch Curtailment abgeregelten Überschussstrom sowie dem Nettostromverbrauch für 120 Stunden im Jahr 2030 im KS-Szenario abgebildet (unten). Im obersten Diagramm sind die drei einzelnen Bestandteile des resultierenden MEF farblich gekennzeichnet. Der korrespondierende Verlauf des MEF ist im mittleren Diagramm abgebildet.

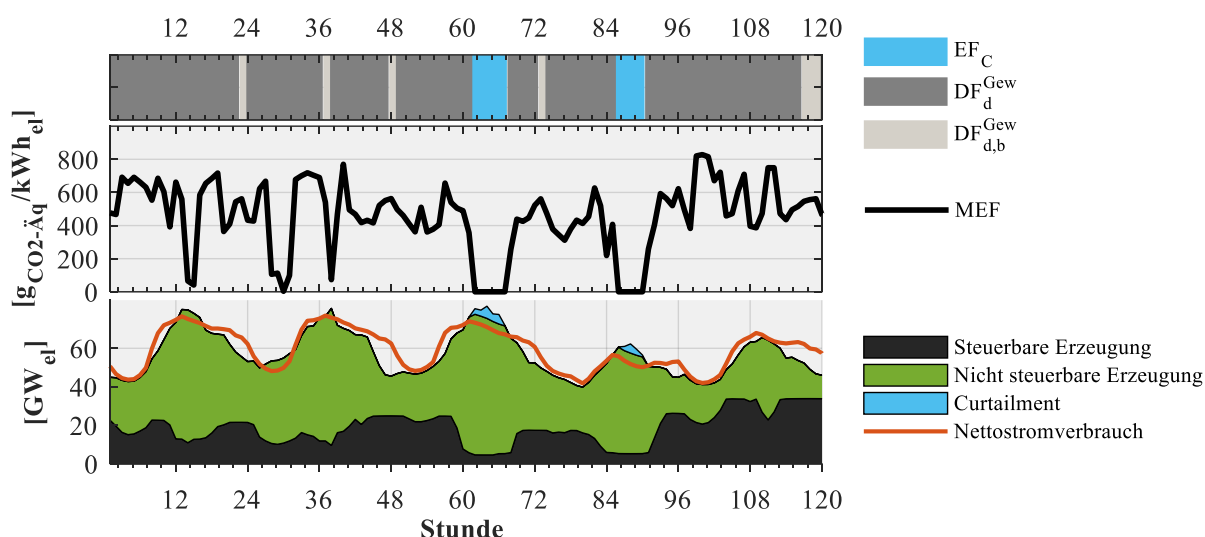


Abbildung 4-14: Unten: Nettostromerzeugung im Szenario KS im Jahr 2030, Stunden 3384 bis 3504. Mitte: der korrespondierende Verlauf des MEF. Oben: die Zusammensetzung des MEF aus den einzelnen Kategorien und Berechnungsvorschriften.

In zwei Zeiträumen ist die Menge an abgeregeltem Überschussstrom groß genug, dass der MEF konsequenterweise $0 g_{CO_2-Äq}/kWh_{el}$ beträgt, obwohl gleichzeitig noch steuerbare Erzeugungseinheiten mit einer Leistung von etwa 5 GW ins Netz einspeisen (hellblau). In fünf kurzen Zeiträumen ist die absolute Änderung der Stromerzeugung der steuerbaren Erzeugungseinheiten so gering, dass der durchschnittliche Differenzfaktor der jeweiligen Stunde verwendet wird (hellgrau). In den übrigen Stunden wird der gewichtete Differenzfaktor verwendet (dunkelgrau). In den Stunden 14 und 15 sowie 28 bis 31 wird der MEF sehr gering. Dies wird durch einen sehr hohen Anteil (über 80 %) der Bioenergie an der absoluten Änderung der steuerbaren Stromerzeugung verursacht. Das andere Extrem ist ein sehr hoher MEF in den Stunden 99 bis 101, in welchen Braunkohlekraftwerke mit über 80 % den Hauptanteil der Änderung der steuerbaren Stromerzeugung darstellen.

Die Zusammensetzung des MEF im jeweiligen Stützjahr zeigt eine deutliche Veränderung von Jahr zu Jahr und auch Unterschiede zwischen den beiden Szenarien (siehe Abbildung 4-15). Die Häufigkeit des Emissionsfaktors für Überschussstrom steigt durch das vermehrte Auftreten von Überschussstrom mit dem Ausbau der EE ab den Jahren 2025 bzw. 2030 bis 2050 an, mit einem Maximalwert von 2807 Stunden im KS-Szenario und 717 Stunden im BAU-Szenario. Der gewichtete Differenzfaktor kann durch eine ausreichend hohe absolute Änderungsrate der Stromerzeugung in beiden Szenarien bis zum Jahr 2030 mit großer Mehrheit eingesetzt werden. Ab dem Jahr 2035 sind diese Änderungsraten der steuerbaren Stromerzeugung jedoch meist zu gering und der durchschnittliche Differenzfaktor wird angewandt. Im BAU-Szenario ist dieser Trend durch einen geringeren Rückbau der steuerbaren Erzeugungseinheiten nicht so stark bemerkbar wie im KS-Szenario.

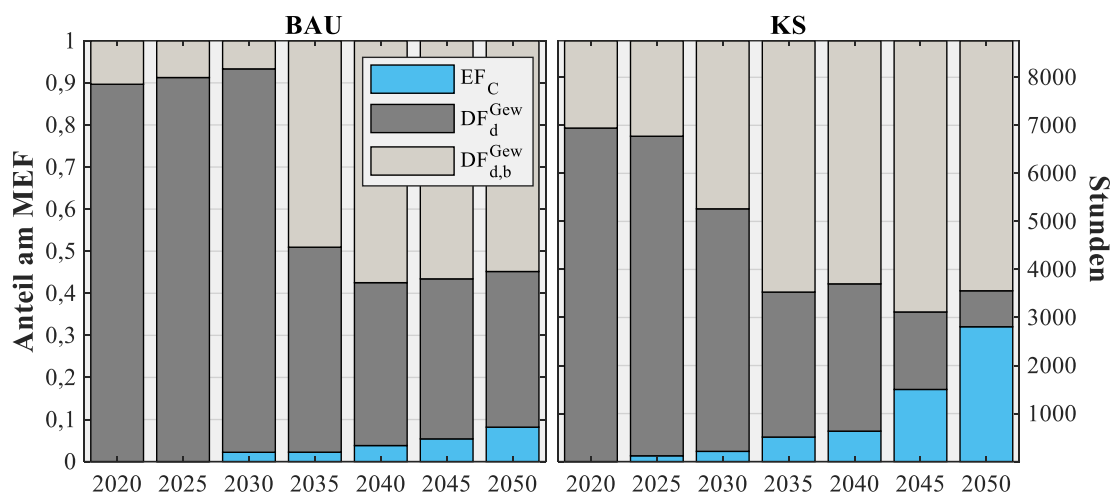


Abbildung 4-15: Jährliche Zusammensetzung des MEF in den beiden Szenarien BAU und KS mit den Anteilen des Emissionsfaktors für Überschussstrom EF_C , des gewichteten Differenzfaktors DF_t^{Gew} sowie des durchschnittlichen Differenzfaktors $DF_{t,b}^{Gew}$.

Einfluss des energieträgerspezifischen Life-Cycle-Assessment-Emissionsfaktors

Die Berechnung des MEF_{LCA} mit energieträgerspezifischen THG-Emissionsfaktoren inklusive der Vorketten von Brennstoffen sowie der Lebenszyklusemissionen von EE und Kernenergie kann mit einer Anpassung beim Emissionsfaktor für Überschussstrom ähnlich durchgeführt werden. Dafür werden zunächst die LCA-EFs aus Tabelle 4-2 für die entsprechende Primärenergiequelle der Kraftwerksgruppe verwendet.

Für den konstanten Emissionsfaktor für Überschussstrom EF_C wird der dynamische Emissionsfaktor $EF_{C,t}$ nach der Methode des AEF für die zusammengesetzte Menge an Überschussstrom eingeführt. Somit entsteht eine geringe Menge an THG-Emissionen bei der Nutzung von erneuerbarem Überschussstrom. Die Ergebnisse für den geringfügig höheren durchschnittlichen Differenzfaktor $DF_{t,b,LCA}^{Gew}$ und den $EF_{C,t,LCA}$ sind im Anhang B in Abbildung B-5 bzw. Abbildung B-6 dargestellt.

4.4.2 Analyse des marginalen Emissionsfaktors

Die Werte des entwickelten MEF sind im Durchschnitt erwartungsgemäß höher als die des Strommix-Emissionsfaktors AEF. Der Median der Werte nimmt im BAU-Szenario bis in das Jahr 2030 noch ab, um dann auf einem stabilen Niveau von etwa $500 \text{ g}_{CO_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{el}$ zu bleiben. Der Anteil der Erdgaskraftwerke am Differenzfaktor nimmt stetig zu, sodass bis 2050 im Jahresdurchschnitt mehr als 95 % der signifikanten Änderungen der steuerbaren Stromerzeugung (absolute Änderungsrate größer als 20 MWh) von erdgasbetriebenen Kraftwerken erbracht werden. Im Jahr 2015 zählen zu den signifikanten Änderungen der steuerbaren Stromerzeu-

gung noch sehr geringe Mengen an Kernenergie. In beiden Szenarien werden hier die Erzeugungsänderungen hauptsächlich von Steinkohlekraftwerken erbracht. Zeitgleich mit dem Kohleausstieg werden auch die Anteile der Kohle an den Änderungsraten geringer. Auffällig ist jedoch der größere Anteil der Braunkohle im BAU-Szenario im Jahr 2020 und der merklich höhere Anteil der Gaskraftwerke an der signifikanten Änderung der steuerbaren Stromerzeugung in den folgenden Jahren gegenüber dem KS-Szenario. Das führt dazu, dass der Median und Mittelwert des MEF in den Jahren 2025 bis 2040 im insgesamt emissionsärmeren KS-Szenario höher sind als im BAU-Szenario. Die durchschnittlichen Anteile einer Kraftwerksgruppe am Differenzfaktor je Stützjahr sind in Abbildung 4-16 dargestellt.

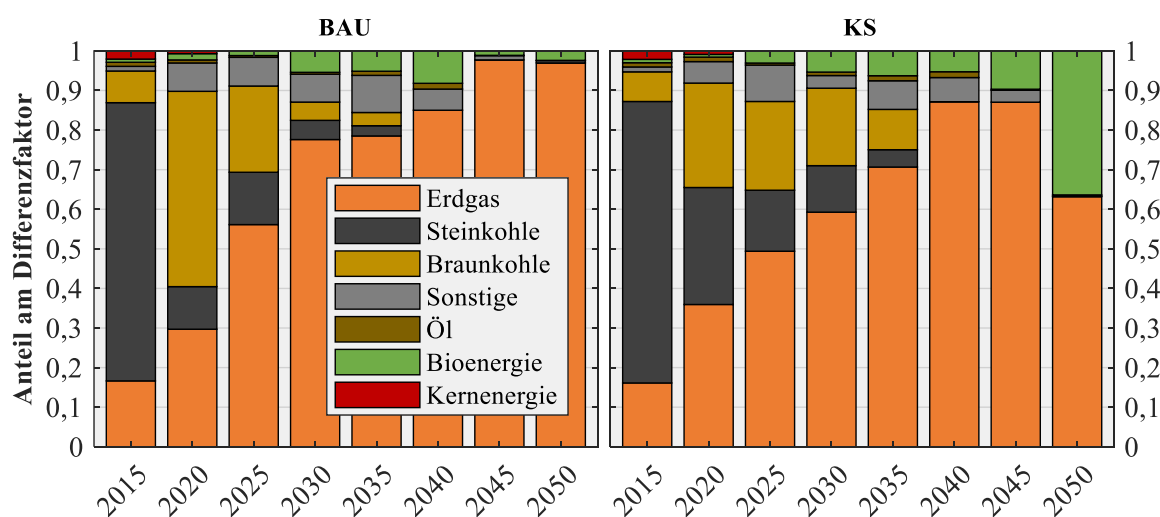


Abbildung 4-16: Durchschnittliche Anteile einer Kraftwerksgruppe am stündlichen Differenzfaktor DF_t^{Gew} je Szenario und Stützjahr.

Die in Abbildung 4-17 gezeigten Jahresdauerlinien des MEF zeigen, dass im BAU-Szenario ab dem Jahr 2030 und im KS-Szenario ab dem Jahr 2025 die Anzahl der MEF mit dem Wert $0 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ kontinuierlich mit dem Ausbau der EE und dem Auftreten von Überschussstrom ansteigt. Ein weiterer Effekt, der den MEF in den Jahren 2045 und 2050 im KS-Szenario verringert, ist der steigende Anteil der Bioenergie an signifikanten Änderungsraten der steuerbaren Stromerzeugung (Differenzfaktor). Zwar wird in den zwei letzten Stützjahren sehr wenig Strom aus Bioenergie gewonnen, jedoch sinkt auch der Anteil der erdgasbetriebenen Kraftwerke deutlich ab. Zudem ist die erzeugte Strommenge im Jahr kein Indikator für den Anteil der Änderungsraten der steuerbaren Erzeugungseinheiten.

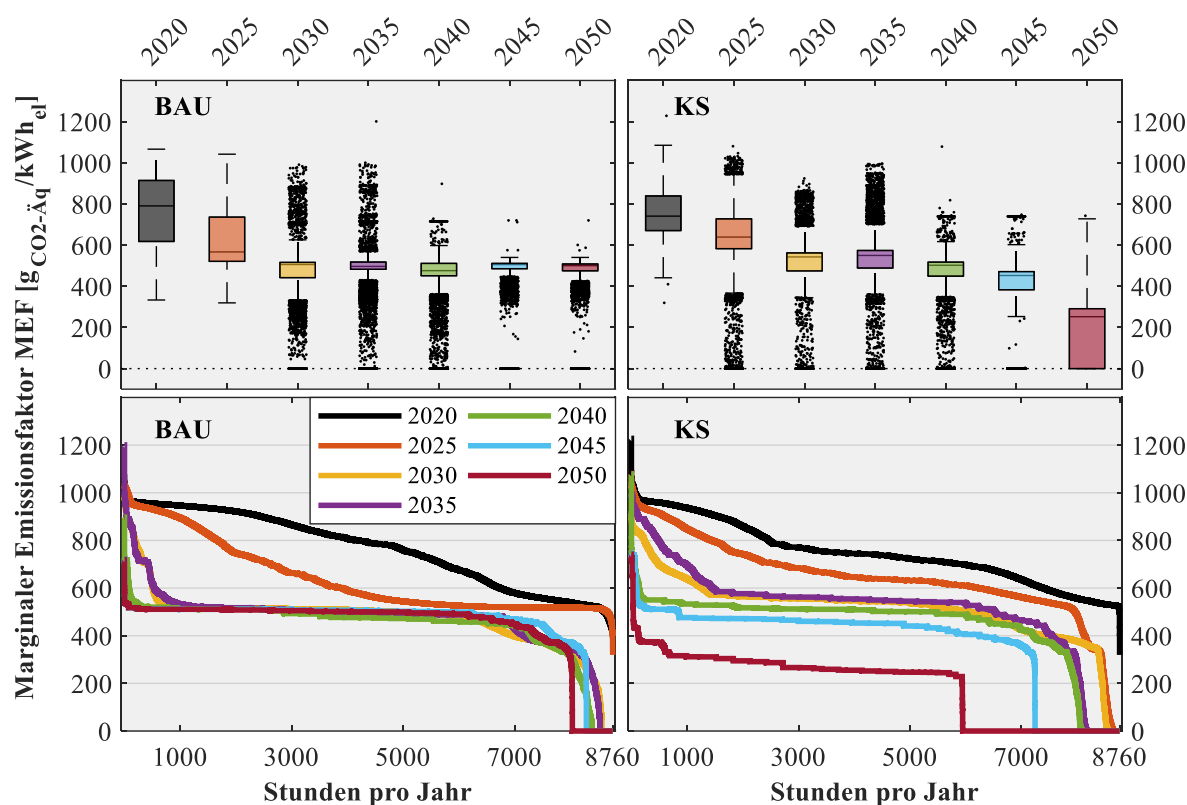


Abbildung 4-17: Oben: Boxplot der marginalen Emissionsfaktoren (MEF) in den Szenarien BAU und KS. Die Länge der Whisker beträgt $w = 1,5$; $q_3 + w \cdot (q_3 - q_1) < \text{Ausreißer} < q_1 - w \cdot (q_3 - q_1)$. Das entspricht einer Abdeckung der Werte von etwa 99,3 % bei einer Normalverteilung. Die waagrechte Linie in der Box zeigt den Median.

Unten: die geordneten Jahresdauerlinien der Stützjahre im Vergleich. Der MEF_{LCA} wird in Abbildung B-7 gezeigt.

Die sich verändernde Zusammensetzung des MEF (siehe Abbildung 4-15) vom gewichteten Differenzfaktor DF_t^{Gew} hin zum durchschnittlichen Differenzfaktor $DF_{t,b}^{\text{Gew}}$ erklärt die sichtbaren diskreten Treppenstufen der Jahresdauerlinien in den späteren Jahren.⁹⁵ Die Spanne der Werte für den MEF ist mit Werten zwischen 720 und 1200 $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in beiden Szenarien und allen Stützjahren durchgehend hoch. Folglich unterschreitet der Maximalwert des MEF in keinem Stützjahr 720 $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Durch An- und Abfahrprozesse von Gaskraftwerken oder dem geringen Einsatz von Ölkraftwerken kommt es im Jahr 2050 auch ohne Kohlekraftwerke zu sehr wenigen Stunden mit relativ hohen MEF. In Tabelle 4-7 sind die jährlichen Durchschnittswerte des MEF für die normale Bewertung mit der Verbrennung von fossilen Energieträgern und die Bewertung mit energieträgerspezifischen Lebenszyklusemissionsfaktoren (LCA-EF) angegeben.

⁹⁵ Der durchschnittliche gewichtete Differenzfaktor besteht aus 24 diskreten Werten pro Jahr.

Tabelle 4-7: Jährlicher Durchschnitt des MEF und die Standardabweichung in den beiden Szenarien BAU und KS.

Szenario	Typ	Jährlicher Durchschnitt in $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BAU	Verbrennung	744	766	642	474	478	444	464	446
	Standardabweichung ¹	116	152	147	129	129	121	118	140
	LCA-EF	847	819	713	549	553	522	540	520
MEF	Standardabweichung	129	135	130	136	136	132	133	158
	Verbrennung	747	747	645	516	521	449	374	194
KS	Standardabweichung	114	127	170	137	187	151	177	140
	LCA-EF	849	812	701	577	574	513	437	250
	Standardabweichung	128	118	165	140	185	161	195	163

Anmerkung: Das Stützjahr 2015 wird zur Vollständigkeit angegeben. Leicht abweichende Werte im Jahr 2015 entstehen bei der myopischen Optimierung durch die unterschiedlichen Bedingungen der Szenarien.

¹ Standardabweichung s der Stichprobe. Die Stichprobe umfasst alle Stundenwerte des jeweiligen Jahres.

In Abbildung 4-18 sind die stündlichen Werte des MEF in einem Streudiagramm mit der Nettostromerzeugung (Abszisse) und dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung (Ordinate) dargestellt – jeweils für das KS-Szenario. In den unteren Schaubildern ist die Verteilung der Werte im Jahr in einer Heatmap gezeigt. Im linken Abschnitt der Abbildung ist für das Jahr 2020 zu sehen, dass die Nettostromerzeugung zwischen 40 und 110 GW schwankt. Höhere Anteile der EE an der Nettostromerzeugung werden eher zu Zeiten mit sehr hoher Nettostromerzeugung erreicht. Der MEF nimmt meist Werte von über $600 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ an. Tendenziell sind die geringeren MEF bei hoher Nettostromerzeugung und geringen Anteilen von EE zu verzeichnen. Das ist auch bei der Betrachtung der zeitlichen Verteilung im Jahr zu erkennen. Hier kommen die geringeren MEF in den Morgenstunden und am Abend vor. Zur Mittagszeit mit einer typischen hohen Einspeisung von EE, vor allem PV, ist die steuerbare Erzeugungslleistung tendenziell geringer und somit ist der Anteil der emissionsintensiveren Grundlastkraftwerke – wie Braunkohlekraftwerke – am MEF größer. Hier sind mittlere bis hohe Werte des MEF zu erkennen. Die Höchstwerte sind über das Jahr und die Lastsituation sowie bei allen Anteilen von EE relativ gleichmäßig verteilt.

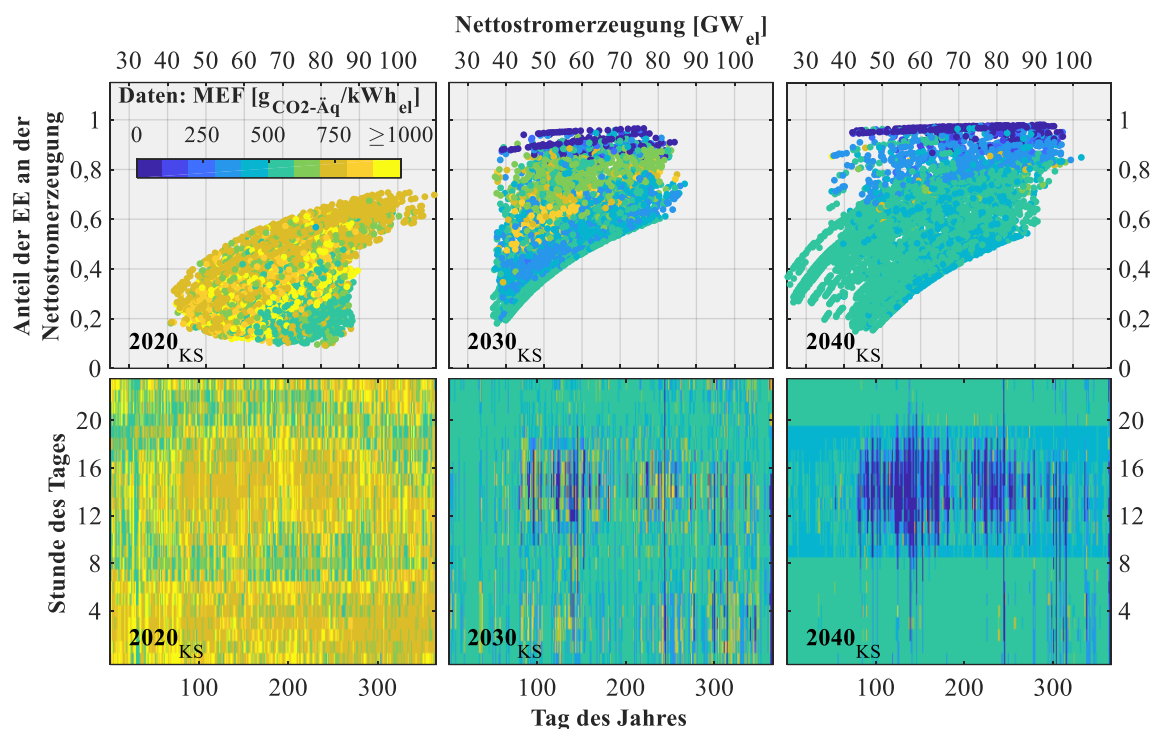


Abbildung 4-18: **Oben:** Zusammenhang des MEF mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung und der gesamten gleichzeitigen Nettostromerzeugung als Streudiagramm. **Unten:** die zeitliche Verteilung der 8760 MEF-Werte im Verlauf des Jahres und Tages in Form einer Heatmap. Der MEF wird in einer farbigen Skala aufgezeigt.

In der mittleren Darstellung für das Jahr 2030 sinkt die Nettostromerzeugung aufgrund des Importstroms etwas ab. Geringe Anteile von EE an der Nettostromerzeugung treten nur noch bei gleichzeitiger geringer Nettostromerzeugung auf. Zu Zeiten mit extrem hohen Anteilen von EE (> 85 %) sind MEF-Werte von 0 g_{CO2-Äq}/kWh_{el} zu sehen. Hier sind noch fossile Kraftwerke im Netz, welche bei einer Situation mit Curtailment ihre Leistung nicht herunterfahren können. Relativ hohe MEF treten bei EE-Anteilen an der Nettostromerzeugung von 50 bis 70 % auf. Eine Häufung der Werte in den verschiedenen Lastbereichen der Nettostromerzeugung ist nicht zu erkennen. Größere Anteile von EE verringern die steuerbare Erzeugung⁹⁶ und somit meist auch den Einfluss der dominierenden Kraftwerksgruppe Erdgas bei den signifikanten Änderungsraten der Stromerzeugung. Daher nähert sich bei geringen Anteilen von EE an der Nettostromerzeugung der Wert des MEF tendenziell dem spezifischen Emissionsfaktor der erdgasbetriebenen Kraftwerke. Bei der Verteilung der Werte innerhalb des Jahres ist zu sehen, dass die Situationen mit Überschussstrom vermehrt in den PV-Spitzen ab Mittag auftreten.

Das lässt sich auch im Jahr 2040 deutlich erkennen. Die Werte des MEF sind auch hier über die gesamten Lastbereiche der Nettostromerzeugung verteilt. Eine Ausnahme sind Zeiten mit

⁹⁶ Zwar zählt die Bioenergie zu den EE und der steuerbaren Erzeugung, jedoch ist der Anteil im Vergleich zu der Einspeisung von Photovoltaik- und Windstromerheblich geringer.

extrem niedriger Nettostromerzeugung, in welchen viel Strom importiert wird und Strom aus Speicherkapazitäten zurück ins Stromnetz gespeist wird. Hier entspricht der MEF etwa dem Jahresdurchschnitt und spiegelt somit den Einfluss der erdgasbetriebenen Erzeugungseinheiten wieder, welche im Jahr 2040 mit über 87 % den größten Anteil am stündlichen Differenzfaktor ausmachen. Die zeitliche Verteilung der Werte im Jahr zeigt, dass bei höherer Einspeisung von PV-Strom der MEF tendenziell geringer ist als in den dunklen Stunden des Tages. Das liegt daran, dass hier nicht nur erdgasbetriebene Erzeugungseinheiten, sondern auch die Bioenergie die Stromerzeugung reduziert, um die hohe Einspeisung der PV-Anlagen zu nutzen.

In Abbildung 4-19 sind die stündlichen Werte der Zusammensetzung des MEF in einem Streudiagramm mit der steuerbaren Erzeugungsleistung (Abszisse) und dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung (Ordinate) dargestellt – jeweils für das KS-Szenario. In den unteren Schaubildern ist die Verteilung der Zusammensetzung des MEF im Jahr in einer Heatmap gezeigt. Im Jahr 2020 fällt die steuerbare Stromerzeugung nicht unter 30 GW. Hier speisen noch geringere Mengen fluktuierender EE als in den späteren Jahren ein, in denen die Menge an steuerbarer Stromerzeugung zusätzlich durch den Kernenergie- und Kohleausstieg verringert wird. Durch die steigende Stromnachfrage steigt auch die maximale steuerbare Stromerzeugungsleistung vom Jahr 2030 (maximal 40 GW) auf das Jahr 2040 (maximal 46 GW) an, obwohl der Anteil der EE zunimmt. Bis in das Jahr 2050 sinkt der maximale Wert steuerbaren Stromerzeugung auf 15 GW ab. Die Versorgungssicherheit im Szenario KS wird durch einen starken Ausbau von Stromspeichern garantiert, die zur Bildung des MEF nicht berücksichtigt werden können. Je höher die steuerbare Stromerzeugung, desto geringer sind tendenziell die Anteile der EE an der Nettostromerzeugung. Der durchschnittliche Differenzfaktor wird hier hauptsächlich bei geringer steuerbarer Stromerzeugung verwendet.

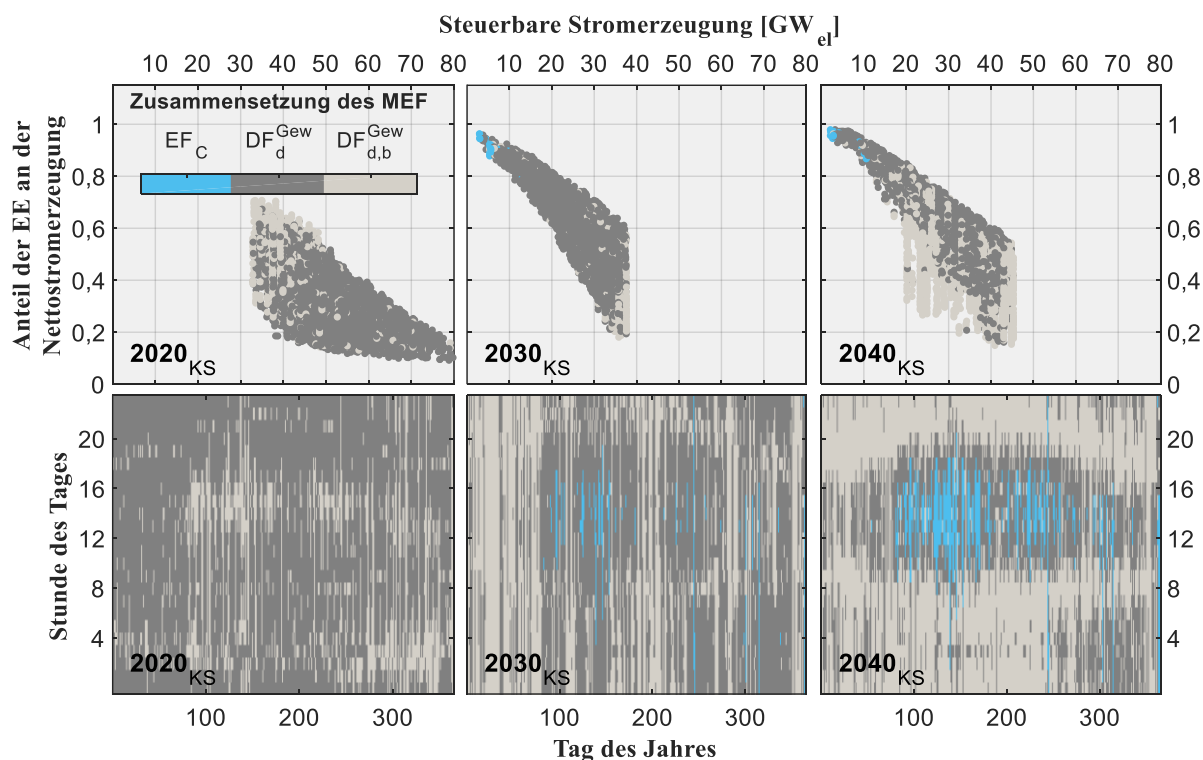


Abbildung 4-19: Oben: Zusammenhang der Art des MEF mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung und der gesamten gleichzeitigen Nettostromerzeugung als Streudiagramm.

Unten: die zeitliche Verteilung der 8760 MEF-Werte aufgeteilt in die Zusammensetzung im Verlauf des Jahres und Tages in Form einer Heatmap. Der Art des MEF wird in einer farbigen Skala aufgezeigt.

In den Jahren 2030 und 2040 ist zu sehen, dass der Emissionsfaktor für Überschussstrom erwartungsgemäß nur bei sehr geringer steuerbarer Stromerzeugung und somit nur bei sehr hohen Anteilen der EE an der Nettostromerzeugung auftritt. Der gewichtete Differenzfaktor kommt in allen Bereichen der steuerbaren Erzeugung und den korrespondierenden Anteilen der EE an der Nettostromerzeugung vor. Der durchschnittliche Differenzfaktor kommt hauptsächlich bei einer höheren steuerbaren Stromerzeugung vor. Die absoluten Änderungsraten der steuerbaren Stromerzeugung sind in diesen Zeiten oft zu gering, auch wenn große Mengen Strom eingespeist werden. Die auftretende Nachfrageänderung wird hier durch fluktuierende EE, Speicherprozesse und Importstrom erbracht.

Vergleich mit anderen Veröffentlichungen

Tabelle 4-8 zeigt die ermittelten Jahresdurchschnittswerte des in dieser Forschungsarbeit berechneten MEF und die der Veröffentlichungen von Böing und Regett (2019), Jochem et al. (2015) sowie Seckinger und Radgen (2021). Diese Autoren haben prospektive marginale Emissionsfaktoren für Deutschland berechnet. Wie bereits in Unterkapitel 3.1 beschrieben, muss ein

Vergleich unterschiedlich hergeleiteter Emissionsfaktoren immer im Kontext des methodischen Ansatzes und der getroffenen Annahmen betrachtet werden. Besonders bei der Berechnung von MEF wird deshalb die gewählte Berechnungsmethode angegeben.

Tabelle 4-8: Vergleich der ermittelten Jahresdurchschnittswerte des MEF mit denen anderer Veröffentlichungen, die prospektive Emissionsfaktoren für Deutschland berechnen.

Veröffentlichung	Szenario	Methode	Jahresdurchschnittswert in gCO ₂ -Äq/kWh _{el}			
			2020	2030	2040	2050
Vorliegende Forschungsarbeit	BAU	Kombiniert	766	474	444	446
	KS		747	516	449	194
Böing und Regett (2019)	Trend	Differenzsimulation	633	434	375	332
Jochem et al. (2015) ¹	–	Differenzsimulation	–	550	–	–
Seckinger und Radgen (2021) ¹	BAU	Lineare Regression	774	526	472	475
	KS		808	592	462	368

¹ Jährlicher Durchschnittswert, keine stündlichen Werte.

Die MEF von Seckinger und Radgen (2021) sowie Jochem et al. (2015) sind nur als jährliche Durchschnittswerte berechnet und weisen zudem höhere Werte auf. Letztere berechnen indirekte MEF, indem sie ein spezifisches Ladeprofil einer bestimmten Menge BEV zur existierenden Nachfrage addieren. Die Emissionsintensität des endogenen Zubaus an Kraftwerkskapazität in einem Strommarktmodell bestimmt hier den MEF. Daher ist dieser MEF nicht allgemein-, sondern nur für diesen Anwendungsfall, gültig. Basierend auf den gleichen Szenarien kann mit den Ergebnissen von Seckinger und Radgen (2021) der direkte Vergleich der beiden Methoden erfolgen. Zum einen sind die direkten MEF, berechnet mit der Methode der linearen Regression, in allen Stützjahren höher, mit einer Abweichung von maximal +11 % im Jahr 2025 des BAU-Szenarios und +90 % im Jahr 2050 des KS-Szenarios. Zum anderen bildet der hier verglichene Jahresdurchschnittswert die durch die kombinierte Methode sichtbar gewordenen stündlichen Schwankungen nicht ab.

Das in Böing und Regett (2019) verwendete explorative Szenario zur Bildung von direkten stündlichen MEF anhand einer Differenzsimulation wird eher für die Berechnung indirekter MEF empfohlen (Hauschild et al. 2018, S. 658). Bezüglich des Ausbaus der EE zur Stromerzeugung ist das dort verwendete Trendszenario am ehesten vergleichbar mit dem KS-Szenario. Durch den Vergleich zweier verschiedener Energiesysteme und das Problem von sehr geringen Änderungen der Stromerzeugung, speziell in Zeiten mit niedriger Nachfrage (Last), werden hier Extremwerte des MEF von bis zu ca. 16 000 gCO₂-Äq/kWh_{el} berechnet.⁹⁷ Das Problem von

⁹⁷ Siehe Abschnitt 3.1.5.

negativen MEF in bis zu über 1000 Stunden im Jahr wird hier mit Extremwerten von bis zu $-1500 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ sichtbar (siehe Abschnitte 3.1.5 und 4.4.1). Deshalb kommen Böing und Regett (2019) zu dem Schluss, dass ihr MEF nicht für Untersuchungen von elektrischen Anwendungen mit stündlichen Fluktuationen geeignet ist.

4.4.3 Sensitivitätsanalyse

Um den Einfluss der gewählten Parameter zur Berechnung des MEF zu bestimmen, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Ein maßgeblicher Einflussparameter auf alle Emissionsfaktoren sind die zugrunde liegenden Szenarien und die Entwicklung der Stromerzeugung sowie die verschiedenen Inputparameter des Optimierungsmodells E2M2 und das damit verbundene normative Verhalten des Kraftwerksparks. Damit zwei unterschiedliche Ausbaupfade abgebildet werden können, sind die zwei Szenarien BAU und KS definiert worden (siehe Abschnitt 4.2.2). Im Rahmen dieser Forschungsarbeit liegt der Fokus auf der methodischen Weiterentwicklung der Bildung von Strommix- und marginalen Emissionsfaktoren und somit ist der Kern der Sensitivitätsanalyse auch in diesem Bereich angesiedelt.

Die Einflussparameter zur Bildung des AEF sind im Wesentlichen

- die eingesetzten energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren,
- die Berücksichtigung von Handelsemissionen,
- die Bildung des Stromspeicherfaktors und
- die verwendete Bilanzierungsebene (Nettostromverbrauch oder Nettostromerzeugung).

Hierbei handelt es sich aber nicht um annahmenbasierte Parameter, sondern vielmehr um eine Variation der etablierten Methoden, meist durch die Datenverfügbarkeit oder die Detailebene des Untersuchungsrahmens definiert. Somit wird eine Sensitivitätsanalyse nur bei der Bildung des MEF durchgeführt.

Für die Berechnung des MEF sind neben den genannten Annahmen zu Szenarien und der Optimierungsaufgabe folgende Einflussgrößen für die Sensitivitätsanalyse definiert worden:

- die Auswahl der steuerbaren Erzeugungseinheiten,
- die Implementierung der Berücksichtigung von Überschussstrom

sowie die gewählten Schwellen der Bedingungen für

- den Emissionsfaktor für Überschussstrom (abgeregelte Menge Überschussstrom (Curtailement) $\geq 100 \text{ MWh}$ in der betrachteten Stunde) und
- den gewichteten Differenzfaktor (absolute Änderung der Stromerzeugung der steuerbaren Erzeugungseinheiten $\geq 20 \text{ MWh}$ in der betrachteten Stunde).

Die ersten beiden Einflussfaktoren sind übergeordnete Variationen der Methode – die methodischen Erweiterungen – und werden im folgenden Unterkapitel diskutiert. Somit werden für die Sensitivitätsanalyse die verschiedenen Schwellen für die Wahl des Emissionsfaktors aus Gleichung 4-10 untersucht. Dafür werden die beiden gewählten Parameter mit den in Tabelle 4-9 gewählten Variationen jeweils im Emissionsmodell gerechnet und die abweichenden Ergebnisse in Abbildung 4-20 angegeben. Der hier gewählte Vergleichswert ist immer der Jahresdurchschnittswert des MEF. Die Parameter C100 und DF20 bilden die gewählten Standardwerte bzw. den Normalfall.

Tabelle 4-9: Parametervariation der gewählten Schwellen in Gleichung 4-10.

Parameter	Bedingung	Parametervariation [MWh _a]								
Schwelle für den Emissionsfaktor für Überschussstrom (C): Überschussstrom zur Stunde t	$E_{C,t} \geq$	50	75	100 ¹	125	150	500	1000		
Schwelle für den gewichteten Differenzfaktor (DF): absolute Änderung der Stromerzeugung der steuerbaren Erzeugungseinheiten	$\Delta \sum_d E_{abs,d,t} \geq$	0	20 ¹	40	60	80	100	200	500	

¹ Gewählte Standardwerte; Vergleichsgrößen

In Abbildung 4-20 sind die Abweichungen vom Jahresdurchschnittswert des MEF durch die Parametervariation zum Normalfall abgebildet. Die Parametervariation der Schwelle für den Emissionsfaktor für Überschussstrom zeigt, dass weder durch eine Halbierung (C50) noch durch einen zehnfach höheren Schwellenwert (C1000) für den abgeregelten Überschussstrom hohe Abweichungen beim Jahresdurchschnittswert des MEF auftreten (maximal $-3,3\%$ bzw. $+1,3\%$). Diese extremen Abweichungen treten nur bei einer Halbierung oder einer Verzehnfachung der Schwelle im Jahr 2030 im BAU-Szenario auf. Ab den Jahren, in welchen Überschussstrom in nennenswerten Mengen und Stunden auftritt, bewirkt eine Erhöhung des Schwellenwertes, dass der Differenzfaktor öfter verwendet wird, womit der Jahresdurchschnitt des MEF ansteigt. Umgekehrt gilt für die Reduktion des Schwellenwertes das Gleiche. Ab dem Jahr 2035 sind die Mengen an Überschussstrom allerdings sehr schnell sehr hoch (vgl. Abbildung 4-11) oder der Differenzfaktor, der dann anstelle des Emissionsfaktors für Überschussstrom verwendet wird, ist sehr gering. Daher sinkt der Jahresdurchschnittswert des MEF durch eine geringe Schwelle hier nicht ab.

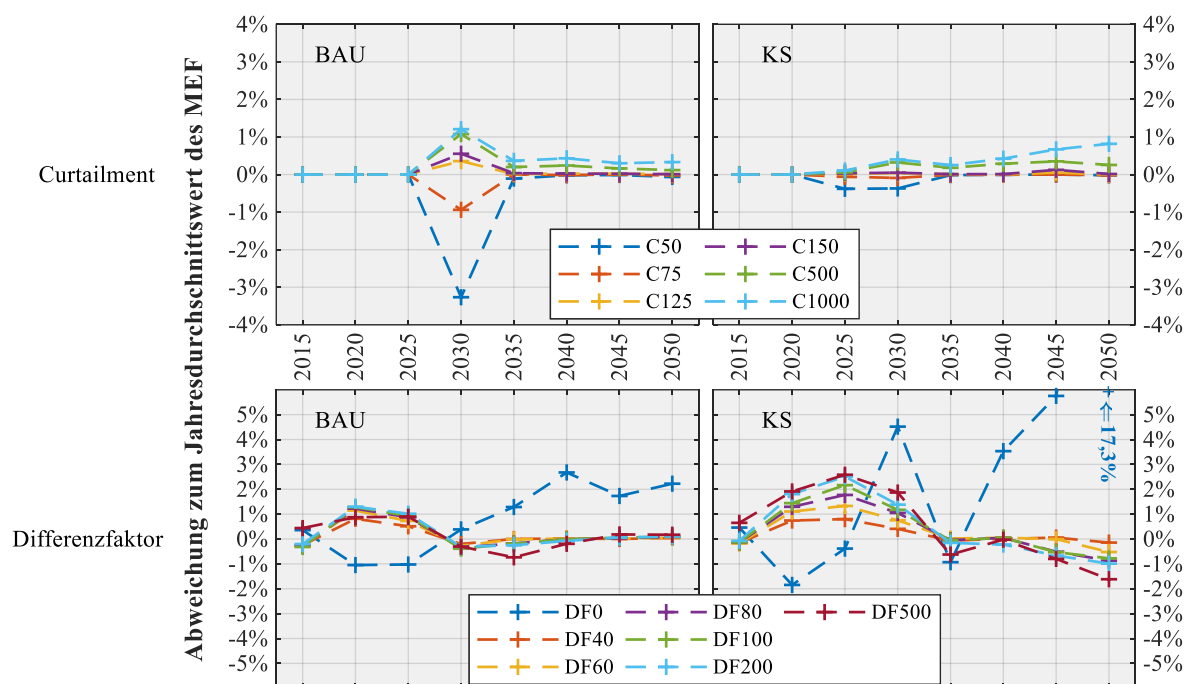


Abbildung 4-20: Sensitivitätsanalyse: Variation der beiden Parameter (Schwellenwerte) der Bedingungen des Emissionsfaktors für Überschussstrom (**oben**) und des gewichteten Differenzfaktors (**unten**). Auf der Ordinate ist die Abweichung vom Jahresdurchschnittswert des MEF mit den gewählten Parametern angegeben.

Wird die Schwelle für den gewichteten Emissionsfaktor variiert, sieht man einen meist gegenläufigen Effekt zwischen einem Aussetzen des Schwellenwertes mit dem Wert 0 (DF0) und den Erhöhungen des Schwellenwertes der absoluten Änderungen der Stromerzeugung der steuerbaren Erzeugungseinheiten auf bis zu 500 MWh (DF40 bis DF500). Eine Erhöhung des Schwellenwertes bedeutet eine häufigere Verwendung des durchschnittlichen Differenzfaktors. Das führt im BAU-Szenario in den Jahren 2020 und 2025 zu einem um bis zu 1,3 % höheren Jahresdurchschnittswert und im weiteren Verlauf nur noch bei DF500 zu einer größeren Abweichung von -0,7 %. Durch das Aussetzen des durchschnittlichen Differenzfaktors (DF0) erhöhen sich die Werte um bis zu 2,7 % mit dem gegenläufigen Effekt. Bis auf eine Unregelmäßigkeit in den Jahren 2030 und 2035 ist das Verhalten der Werte durch die Parametervariation im KS-Szenario mit einem ähnlichen Verlauf stärker ausgeprägt. Durch die DF0-Parametervariation steigen die Werte des jahresdurchschnittlichen MEF im Jahr 2050 auf eine Abweichung von bis zu 17,3 % an. Das bedeutet, dass ohne den Schwellenwert für die signifikante Änderungsrate der Jahresdurchschnitt des MEF hier 227 statt 194 $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ betragen würde.

Extremwerte

Durch die Erhöhung des Schwellenwertes werden die stündlichen Maximalwerte des MEF um bis zu 45 % abgesenkt (DF500). Der Höchstwert des MEF beträgt im Jahr 2050 des KS-Szenarios $743 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Durch die Parametervariation DF500 sinkt der maximale MEF auf $407 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ ab. Umgekehrt verursacht das Aussetzen des Schwellenwertes (DF0) sehr hohe Extremwerte von bis zu $31\,472 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Die Ursache hierfür sind die in Abschnitt 4.4.1 diskutierten geringen Änderungsraten der steuerbaren Stromerzeugung. Eine höhere Differenzierung der Werte führt zu erhöhten Extremwerten und umgekehrt führt eine zunehmende Klassifizierung der 8760 Werte zu einer Vergleichmäßigung. Die höchste Differenzierung der Werte ohne sehr hohe Extremwerte kann durch den gewählten DF20 erreicht werden.

Standardabweichung

Die Standardabweichung sinkt mit der Erhöhung des Schwellenwertes und die Streuung der Werte nimmt ab. Der durchschnittliche Differenzfaktor bildet einen Durchschnittswert ab. Dadurch treten beim Aussetzen des durchschnittlichen Differenzfaktors (DF0) die höchsten Standardabweichungen auf. Bis auf die Parametervariation (DF0) werden die Unterschiede zum normalen Parameter (DF20) in den Jahren bis 2050 immer geringer ($\leq 5\%$). Beispielsweise ist die Standardabweichung im BAU-Szenario im Jahr 2020 bei DF500 mit $119 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ um 21,5 % geringer als das Streuungsmaß der normalen DF20-Schwelle ($158 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$).

4.5 Kritische Betrachtung der Emissionsfaktoren

In Unterkapitel 4.5 wird der Einfluss der methodischen Erweiterungen des MEF in Vergleichsrechnungen quantifiziert, der AEF und der MEF untereinander verglichen und die Interpretation sowie die Aussagegrenzen der entwickelten stündlichen, prospektiven Emissionsfaktoren erläutert.

4.5.1 Einfluss der methodischen Erweiterung

Um den Einfluss der beiden methodischen Erweiterungen der Implementierung eines Emissionsfaktors für Überschussstrom und die Berücksichtigung von Bioenergie als steuerbare Erzeugungseinheit zu analysieren, wurden Vergleichsrechnungen im Emissionsmodell gemacht. Dabei wurde jeweils die entsprechende Berücksichtigung unter sonst gleichbleibenden Bedingungen im Berechnungsmodell entfernt. Ähnlich wie bei der Sensitivitätsanalyse werden die Ergebnisse hier im Vergleich zur normalen Berechnung des MEF bewertet. In Abbildung 4-21 sind die Abweichung des Jahresdurchschnittswertes des MEF und die Abweichung der Stan-

Standardabweichung des MEF zum Normalfall dargestellt. Der Normalfall in dieser Forschungsarbeit ist die Berücksichtigung von Überschussstrom (Curtailement) und Bioenergie – die methodischen Erweiterungen.

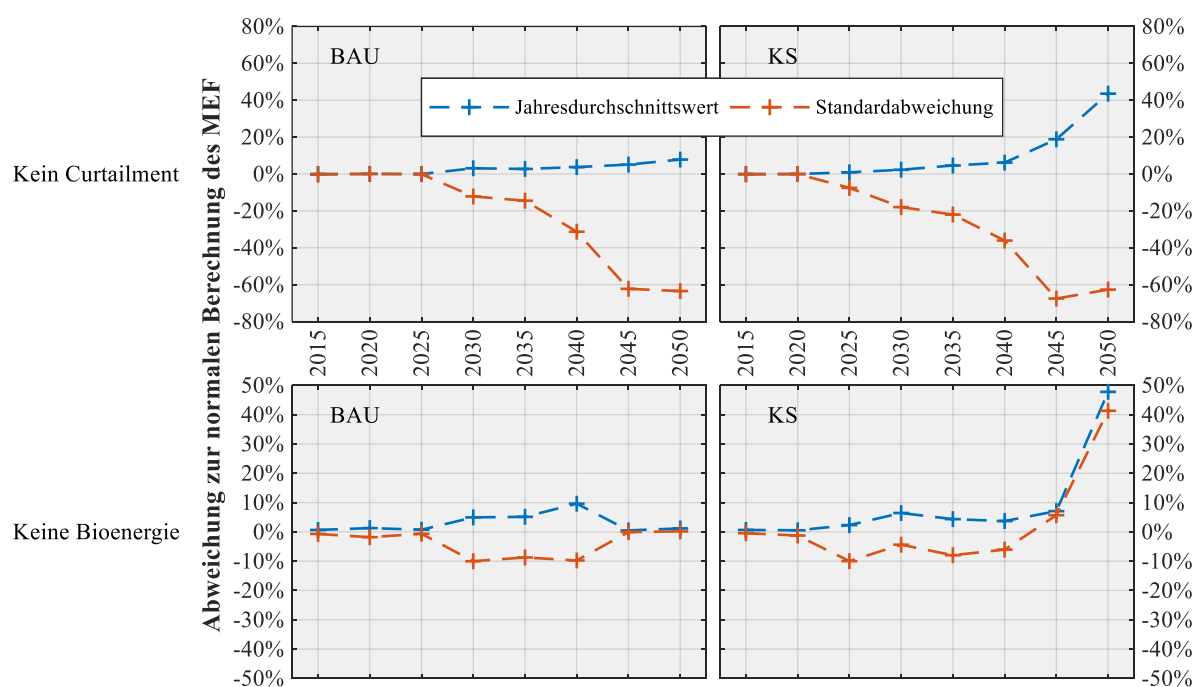


Abbildung 4-21: Vergleich der beiden methodischen Optionen „Kein Curtailement“ (**oben**) und „Keine Bioenergie“ (**unten**) zum Normalfall (mit den methodischen Erweiterungen). Dargestellt ist die Abweichung jeweils vom Jahresdurchschnittswert und der Standardabweichung des MEF.

Keine Berücksichtigung von Curtailement

Der Einfluss einer fehlenden Berücksichtigung von Curtailement wird erwartungsgemäß erst ab den Jahren 2025 (KS) bzw. 2030 (BAU) sichtbar und bewirkt eine kontinuierliche Erhöhung des MEF. Durch weniger Stunden mit Überschussstrom im BAU-Szenario ist hier der Einfluss auf den Jahresdurchschnittswert des MEF mit einer Abweichung von maximal +7,8 % geringer als im KS-Szenario mit einer stark ansteigenden Abweichung von bis zu über +40 % im Jahr 2050. Das bedeutet, dass im Jahr 2050 im KS-Szenario der Jahresdurchschnittswert des MEF ohne den Emissionsfaktor für Überschussstrom bei $278 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ liegt. In der normalen Berechnung liegt er bei $194 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Durch die methodische Erweiterung der Berücksichtigung von Überschussstrom wird der MEF folglich nicht mehr deutlich überschätzt.

Die Streuung der Werte für den MEF wird mit dem häufigeren Auftreten von Überschussstrom und der Nichtbeachtung in der Vergleichsrechnung geringer. Das liegt daran, dass der MEF in den Stunden mit dem normalen Einsatz des Emissionsfaktors für Überschussstrom hier mit dem Differenzfaktor gebildet wird. Der Differenzfaktor beträgt in einzelnen Stunden mit einer

Änderung der steuerbaren Stromerzeugung ausschließlich durch Bioenergie zwar auch $0 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$, jedoch tritt das deutlich weniger oft auf als der Nullwert durch Überschussstrom. Die Standardabweichung sinkt in der „Kein Curtailment“-Berechnung im Jahr 2050 in den Szenarien um 51 (BAU) bzw. 52 $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (KS) ab. Dies entspricht einer Abweichung vom Normalwert im Jahr 2050 mit ca. $140 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in beiden Szenarien von über -60% . Der minimale und maximale Wert des MEF ändern sich durch die methodische Erweiterung nicht.

Keine Berücksichtigung von Bioenergie

Wird Bioenergie nicht zu den steuerbaren Erzeugungseinheiten gezählt, dann wird der Jahresdurchschnittswert des MEF gegenüber dem Normalfall bis zum Jahr 2040 in beiden Szenarien leicht erhöht. Gegensätzlich verlaufen die Abweichungen der Standardabweichung. Bis 2040 wird ohne Bioenergie der durch die fossilen Erzeugungseinheiten dominierte Differenzfaktor meist etwas höher – und liegt damit näher am Durchschnittswert – und die Standardabweichung sinkt. Im BAU-Szenario wird der MEF durch nur noch sehr geringe Anteile von Bioenergie ab dem Jahr 2045 kaum beeinflusst. Das ist vergleichbar mit den von fossilen Erzeugungseinheiten dominierten Anfangsjahren. Im KS-Szenario ist hingegen in den letzten beiden Stützjahren der Anteil der fossilen Erzeugungseinheiten an der signifikanten Änderung der steuerbaren Stromerzeugung so gering, dass der Einfluss der geringen absoluten Mengen Bioenergie trotzdem deutlich sichtbar ist. Ohne die Berücksichtigung von Bioenergie als steuerbare Erzeugungseinheit steigt der Jahresdurchschnittswert des MEF im Jahr 2050 um 48% von 194 auf $286 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Die Standardabweichung steigt hier ebenfalls an, weil ohne die Bioenergie der Differenzfaktor meist deutlich höher liegt als der Durchschnittswert, geprägt durch fast 3000 Stunden mit einem MEF von $0 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ durch das Auftreten von Überschussstrom.

Ohne die beiden methodischen Erweiterungen würde der MEF, vor allem im KS-Szenario, besonders ab dem Jahr 2025 deutlich höhere Werte annehmen. Bis auf die Jahre 2045 und 2050 im KS-Szenario sinkt die Streuung der Werte ohne die Erweiterungen ab. Die beiden Effekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien sind somit auch in die Methode des marginalen Emissionsfaktors integriert und senken diesen signifikant ab – und zwar umso stärker, je höher der Anteil der EE an der Nettostromerzeugung ist.

4.5.2 Vergleich der Strommix- und marginalen Emissionsfaktoren

Um die beiden entwickelten Emissionsfaktoren AEF und MEF zu vergleichen, werden sie in Abbildung 4-22 in einem Streudiagramm mit einem Datenpunkt je Stunde und korrespondierendem Szenario sowie Stützjahr dargestellt. Auf der Abszissenachse kann man den Wert des AEF und auf der Ordinatenachse den zeitgleichen Wert des MEF ablesen.

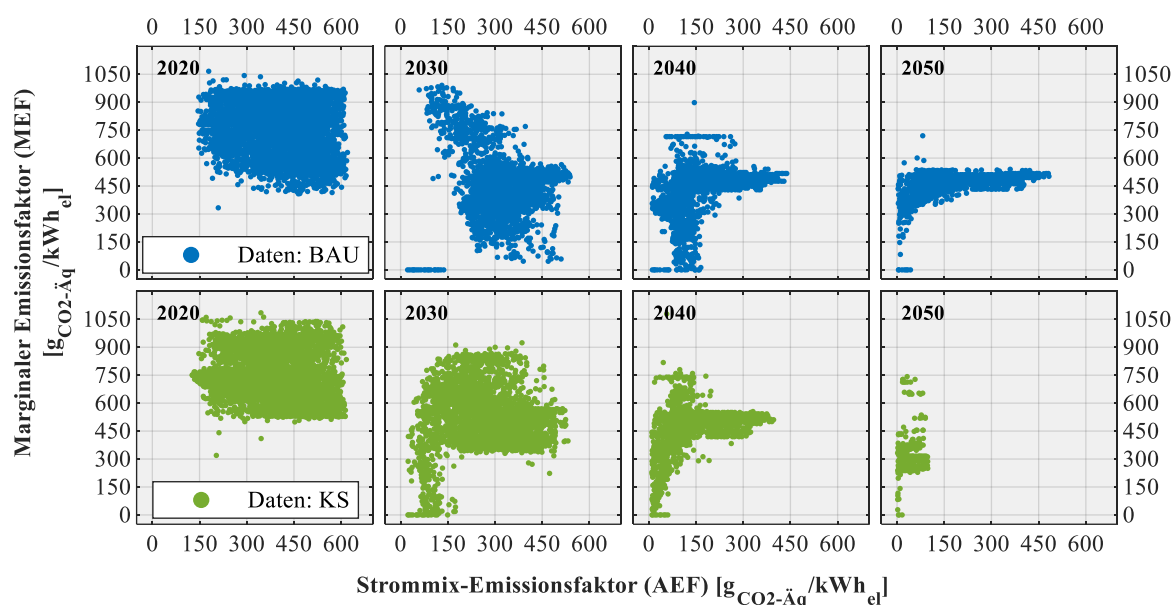


Abbildung 4-22: Streudiagramm der stündlichen Werte für den AEF und MEF für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050.

Im BAU-Szenario zeigt sich in den Jahren 2020 und 2030⁹⁸, dass niedrige MEF eher in denselben Stunden wie höhere AEF auftreten. In den restlichen Jahren ist das nicht zu erkennen. Ein entscheidender Punkt ist der, dass durch die Berücksichtigung von Überschussstrom beim MEF bereits emissionsfreie Stunden auftreten, während der AEF noch Werte bis zu $150 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ annehmen kann. Die emissionsfreien Stunden beim MEF (Nullwerte) nehmen bis 2050 zu und kommen zunehmend bei niedrigeren AEF vor. Im BAU-Szenario ist der geringere Anteil der Bioenergie an der signifikanten Änderung der Stromerzeugung der steuerbaren Erzeugungseinheiten durch die Datenlücke zwischen 1 und ca. $300 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ der MEF zu erkennen. Die Entwicklung der steuerbaren Erzeugungsleistung aus dem ursprünglichen Mix aus Braun-, Steinkohle und Erdgas hin zu fast ausschließlich erdgasbetriebenen Erzeugungseinheiten ist klar erkennbar. Sehr hohe MEF-Werte treten meist in den Stunden mit einem niedrigeren AEF auf. Die Werte des MEF sind nicht nur generell höher, sondern haben auch eine größere Spanne als die des AEF.

4.5.3 Interpretation und Anwendung der entwickelten Emissionsfaktoren

Interpretation und Anwendung

Transformationsgeschwindigkeit: Die Datenbasis der berechneten Emissionsfaktoren bilden die beiden aktuellen möglichen Szenarien der Entwicklung der Stromerzeugung. Die Faktoren

⁹⁸ Im Jahr 2030 treten im BAU-Szenario allerdings schon Stunden mit $0 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ zur selben Zeit mit niedrigen AEF auf.

aus dem BAU-Szenario zeigen eine langsamere und vor allem geringere Dekarbonisierung bis 2050 und die des KS-Szenarios zeigen eine schnellere und fast vollständige Dekarbonisierung der Stromversorgung auf. Hier können also Fragestellungen beantwortet werden, welche die Auswirkungen einer unterschiedlichen Transformationsgeschwindigkeit hin zu einer treibhausgasneutralen Stromversorgung und die Auswirkungen einer unterschiedlichen Dekarbonisierung betrachten. Durch den modularen Aufbau des Emissionsmodells können jederzeit aktualisierte Eingangsparameter, wie die Ergebnisse des Auktionsverfahrens des Steinkohleausstiegs, geänderte Potenziale erneuerbarer Energien, Energieträgerkosten sowie CO₂-Preise oder eine angepasste Nachfrageentwicklung, für das Strommarktmodell gewählt werden. Die Methode für das Erstellen der Emissionsfaktoren muss dafür nicht angepasst werden.

Vorketten: Verschiedene Bilanzräume, das Vorhandensein von Vergleichsdaten oder regulatorische Vorgaben geben die Verwendung von Emissionsfaktoren ohne und mit der Berücksichtigung von Emissionen aus Vorketten und Entsorgung vor. Daher kann bei den entwickelten Emissionsfaktoren zwischen dem normalen Emissionsfaktor ohne Betrachtung der Vorkette und dem Life-Cycle-Assessment-Emissionsfaktor gewählt werden.

Wetterjahr: Zwar können bei den Emissionsfaktoren die stündlichen Unterschiede hinsichtlich des normativen und des durchschnittlichen Verhaltens auch innerhalb des Jahres oder Tages gut abgebildet werden, jedoch gibt es folgende Beschränkungen. Die Emissionsintensität für eine sich wiederholende (zyklische) Stromnutzung ist immer bedingt durch das hinterlegte Wetterjahr. Bei der Verwendung der Emissionsfaktoren in einer Analyse ist die zeitliche Auflösung stündlich nutzbar, allerdings werden die Ergebnisse aussagekräftiger, wenn der Analysezeitraum mehrere Monate oder Jahre beträgt. Für Aussagen, dass ein bestimmter Effekt immer im Dezember und Januar auftritt, können dann Klassen aus den stündlichen Daten gebildet werden (siehe „discrete binning“ in Abschnitt 4.4.1). So lässt sich eine Scheingenauigkeit vermeiden. Allerdings können schwankende Effekte somit auch nicht mehr so genau analysiert werden.

Marginaler Emissionsfaktor: Der direkte MEF ist nur für geringe Nachfrageänderungen gültig (Situation A; siehe Abschnitt 3.2.2). Für die Emissionsbewertung von großen Nachfrageänderungen (Situation B) sind entweder indirekte MEF oder eine komplexe Energiesystemmodellierung notwendig. Der MEF ist für die aktuelle Situation mit Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien gültig.

Kritik am und Vereinfachungen im Berechnungsmodell

Die getroffenen Annahmen wurden in den vorangegangenen Kapiteln 3 und im bisherigen Verlauf von Kapitel 4 erklärt. Im Folgenden sind die notwendigen Vereinfachungen, bedingt durch

die limitierte Datenverfügbarkeit oder die angewandten Methoden, bei der Berechnung der Emissionsfaktoren aufgelistet:

Datengrundlage:

- Es werden keine Netzrestriktionen (außer den Grenzkuppelkapazitäten) berücksichtigt. Deutschland wird als „Kupferplatte“ betrachtet. Jedoch ist ein netzbedingtes Einspeisemanagement bei der Analyse von Überschussstrom ein relevantes Thema. Der Fokus der Forschungsarbeit liegt auf dem nicht netzbedingten Überschussstrom (siehe Definition in Unterkapitel 2.2).
- Zukünftige Änderungen beim Dispatch, wie flexiblere Biogasanlagen durch Flexibilitätsprämie und -zuschlag, sollten auch im Strommarktmodell E2M2 umgesetzt werden.
- Integration von Flexibilitätsoptionen auf der Stromseite: Beispielsweise kann eine Nachfrageerhöhung an einer anderen Stelle im Stromnetz einen Lastwegfall (Kompensation) verursachen, anstatt eine marginale Steigerung der Stromproduktion (MEF) auszulösen.
- Es wird keine zukünftige Wasserstoffwirtschaft mit einer nochmals erhöhten Stromnachfrage und einer eventuellen Rückverstromung des Wasserstoffs berücksichtigt. Diese Wechselwirkungen können mit dem MEF nicht abgebildet werden.
- Handelsmengen: Elektrische Energie aus grenzüberschreitendem Import und Export werden nicht zeitgleich abgebildet, sondern nur der Handelssaldo. Zudem wird der Handelssaldo auf 60 TWh pro Jahr begrenzt.
- Zur Berechnung der Emissionsfaktoren der Stromversorgung werden konstante Emissionswerte der brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren auf dem Stand von 2017–2018 verwendet. Die Zusammensetzung der eingesetzten Kohle in den deutschen Kraftwerken könnte sich ändern. Durch den Kohleausstieg und den fallenden Anteil fossiler Brennstoffe an der Stromerzeugung wird der Einfluss dieser Vereinfachung allerdings geringer.

Strommix-Emissionsfaktor:

- Handelsmengen: Nur der Handelssaldo wird in E2M2 dargestellt. Bei stark unterschiedlichen Emissionsfaktoren von Export- und Importstrom kann das zu Ungenauigkeiten führen.
- Stromspeicher: Trotz der Einführung des Speicherfaktors wird dieser als Jahresdurchschnittswert berechnet.

Marginaler Emissionsfaktor:

- Keine Berücksichtigung von Stromhandelsmengen: Wie beim AEF gilt hier, dass nur der Handelssaldo in E2M2 dargestellt wird. Zudem besteht bei der Berechnung des MEF das Problem, dass die Exportmengen nicht nur von marginalen Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden und die marginalen Kraftwerke der Importländer unbekannt sind, vor allem für den Zeitraum bis 2050. Der MEF impliziert eine Nachfrageänderung. Werden zusätzlich Handelsmengen betrachtet, kann nicht klar entschieden werden, ob bei einer Erhöhung der Nachfrage mehr inländischer Strom produziert oder mehr elektrische Energie importiert wird oder sogar weniger Strom exportiert wird. Das verhindert die Berücksichtigung von Handelsmengen bei der Bildung von MEF. Dieser Sachverhalt kann als Zuordnungsproblem oder Integrationsproblem von Stromhandelsmengen bei der Bestimmung des marginalen Kraftwerksparks betrachtet werden.
- Stromspeicher: Die gleiche Argumentation wie bei den Handelsmengen gilt auch für die Berücksichtigung von Stromspeichern. Hier kann die Einspeicherung äquivalent zum Import und die Ausspeicherung äquivalent zum Export angesehen werden.
- Bioenergie: Der Einfluss der Bioenergie auf den MEF ist zwar methodisch in die Berechnung implementiert, jedoch ist die Interpretation des jeweiligen Wertes abhängig von der Implementierung von Bioenergie in das Strommarktmodell. Das Modellieren des Verhaltens von Bioenergieanlagen in den nächsten Jahrzehnten ist wie die Entwicklung der Energieträger- und CO₂-Preise nur mit Annahmen möglich.

5 Analyse von Sektorkopplungstechnologien

Die mit der verbesserten und weiterentwickelten Methode berechneten AEF und MEF sollen exemplarisch bei zwei ausgesuchten Sektorkopplungstechnologien angewandt werden, um die THG-Emissionen in den Entwicklungsszenarien zu berechnen. Diese beiden Sektorkopplungstechnologien sind die elektrische Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse zur Bereitstellung von treibhausgasarmen synthetischen Brennstoffen (Unterkapitel 5.2) und die elektrische Wärmebereitstellung in Form von industriell genutztem Prozessdampf (Unterkapitel 5.3). Das einleitende Unterkapitel 5.1 beschreibt das Prinzip der jeweiligen Aufgabenstellung sowie die Aufbereitung der stündlichen, prospektiven Emissionsfaktoren.

5.1 Exemplarische Anwendung der entwickelten Emissionsfaktoren

Der Fokus der beiden Analysen liegt auf Fragestellungen, welche durch die Verbesserung der zeitlichen Auflösung der Emissionsfaktoren, die dynamische Veränderung über kurze und lange Zeiträume und die Weiterentwicklungen des MEF beantwortet werden können. Die Analysen werden jeweils mit der Bewertungslogik des AEF und des MEF durchgeführt. Die Anwendung des AEF bedeutet, dass die zu analysierende Last, nachgefragt durch eine Sektorkopplungstechnologie, Teil der bereits existierenden oder geplanten Nachfrage ist (siehe Abschnitt 3.1.4). Die Anwendung des MEF bedeutet, dass die zu analysierende Last, nachgefragt durch eine Sektorkopplungstechnologie, eine ungeplante Nachfrageänderung darstellt und somit quasi eine kurzfristige Flexibilitätsoption abbildet. Wenn in einer Entscheidungssituation bestimmt werden muss, welche Technologie zum Einsatz kommt, dann können durch die Bewertung mit dem MEF die Konsequenzen dieser Entscheidung hinsichtlich der verursachten THG-Emissionen berechnet werden (siehe Abschnitt 3.1.5).

Aufbereitung der Emissionsfaktoren

Für die Analyse der Sektorkopplungstechnologien werden für jedes Jahr Emissionsfaktoren benötigt. Daher wird der AEF zwischen den 8 Stützjahren linear interpoliert. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Entwicklung der Stromerzeugung, wie der Ausbau der EE, von Stützjahr zu Stützjahr ein kontinuierlicher Prozess ist. Die lineare Interpolation ist bei stützjahresscharfen Szenarioergebnissen durchaus üblich (Fattler et al. 2019, S. 21). Der MEF wird nicht linear interpoliert, sondern ist jeweils 5 Jahre gültig. Der MEF für das Jahr 2015 ist mit denen für die Jahre 2016, 2017, 2018 und 2019 identisch. Die Veränderung von Stützjahr zu Stützjahr kann hier nicht als kontinuierlich angenommen werden. Beispielsweise kann es sein, dass im Stützjahr 2030 der MEF der Stunde 500 noch durch Gaskraftwerke bestimmt wird und

im Stützjahr 2035 durch Überschussstrom. Somit würde der Emissionsfaktor bei einer Interpolation teilweise durch Gaskraftwerke und teilweise durch den Emissionsfaktor für Überschussstrom bestimmt. Für die Interpretation der Analyseergebnisse mit dem MEF muss diese diskrete Abstufung von 5 Jahren berücksichtigt werden. Für die Berechnung der Lebenszeitemissionen sind die Emissionsfaktoren für alle Jahre ab 2050 identisch.

5.2 Treibhausgasarme Wasserstoffherzeugung

Mit der direkten Nutzung von erneuerbarem Strom lässt sich nicht die gesamte Energieversorgung dekarbonisieren. Wasserstoff kann durch den Einsatz von erneuerbarem Strom in einem dekarbonisiertem Stromerzeugungssystem in Elektrolyseuren emissionsfrei erzeugt sowie gespeichert werden und somit die Brücke zwischen dem Energiesektor und der Industrie und dem Verkehr bilden, wo eine Elektrifizierung oftmals eine große Herausforderung darstellen würde, beispielsweise bei der Stahlerzeugung oder als Treibstoff für große Transportschiffe bis hin zum wasserstoffbetriebenen Individualverkehr (IEA 2020b, S. 24). Mit der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ fördert auch Deutschland den vielfältig einsetzbaren Energieträger als wesentliches Element der Sektorkopplung. Wasserstoff wird in der chemischen Industrie schon heute als Grundstoff benötigt, beispielsweise für die Ammoniakherstellung. Wasserstoff bildet auch die Basis für synthetische Kraft- und Brennstoffe wie synthetisches Methan, welches im herkömmlichen Erdgasnetz in Deutschland in konventionellen Anwendungen eingesetzt werden kann. Bis in das Jahr 2030 prognostiziert die deutsche Bundesregierung einen Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 TWh (BMWi 2020c).

Die globale Wasserstoffherzeugung ist aktuell allerdings nicht treibhausgasneutral. Im Jahr 2018 betrug der weltweite Wasserstoffbedarf in der Industrie etwa 2300 TWh (IEA 2019a, S. 17–18). Diese wurden zu 48 % aus fossilem Erdgas im Dampfreformierungsprozess (engl. steam methane reforming, SMR) ohne CCS erzeugt. 30 % des Wasserstoffs entstehen beim Prozess des Raffinierens von Erdöl, weitere 18 % werden aus Kohle (Kohlevergasung) und lediglich 1 bis 4 %⁹⁹ durch strombasierte Wasserelektrolyse hergestellt (IEA 2015, S. 10). Um Wasserstoff als Substitut für fossile Brennstoffe zu verwenden, sollte die zukünftige Wasserstoffherzeugung treibhausgasneutral sein. Im Wesentlichen unterscheidet man zwischen fossil erzeugtem Wasserstoff (schwarz/grau), einer Wasserstoffherzeugung mit anschließendem CCS (blau) und Wasserstoff aus erneuerbaren Energien (grün) (IEA 2019a, S. 34), wobei aktuell blauer und grüner Wasserstoff bislang nur eine äußerst geringe Rolle in der globalen Erzeugung spielen (Timmerberg et al. 2020).

⁹⁹ Der „World Energy Outlook 2018“ geht sogar von weniger als 1 % aus (IEA 2018, S. 307).

Zur Bestimmung der zugeteilten Emissionszertifikate für die Industrie wird im EU-EHS der Benchmark für die Wasserstoffherzeugung von $8,85 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{H}_2}$ angesetzt (EC 2011, S. 75). Das sind $265,5 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{H}_2}$ bezogen auf den Heizwert (Hu)¹⁰⁰. Timmerberg et al. (2020) analysieren die THG-Emissionen von potenziell emissionsärmeren Wasserstoffherzeugungsprozessen im Vergleich zum herkömmlichen erdgasbetriebenen SMR und berechnen für das SMR aus empirischen Anlagendaten einen Emissionsfaktor von $297,8$ bis $367,2 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{H}_2}$.¹⁰¹ Zu den alternativen Wasserstoffherzeugungsprozessen zählt die Methanpyrolyse, bei der Methan in seine elementaren Bestandteile – gasförmigen Wasserstoff und festen Kohlenstoff – zerlegt wird. Für den chemischen Prozess wird kein Sauerstoff benötigt, womit kein prozessbedingtes CO_2 entstehen kann. Allerdings benötigen die verschiedenen betrachteten Prozesse (Flüssigmetalltechnologie, Plasmabrenner, konventionelle Gasreaktorsysteme) viel Wärme, um die endotherme Reaktion von CH_4 zu C und 2 H_2 zu ermöglichen. Diese Wärme kann durch Methan erzeugt oder beispielsweise bei der Flüssigmetalltechnologie auch direkt durch erneuerbaren Strom bereitgestellt werden. Die Autoren kommen zu der Schlussfolgerung, dass der einzige emissionsarme Prozessweg über die Methanpyrolyse oder der Wasserstoffelektrolyse mit erneuerbarem Strom zu erreichen ist. Denn auch beim SMR mit CCS können nicht alle THG-Emissionen abgeschieden werden. Je nach Emissionsintensität der eingesetzten elektrischen Energie können die gesamten Emissionen der elektrischen Wasserstoffherstellung jedoch auch die höchsten der verglichenen Prozesse sein (Timmerberg et al. 2020). Der Fokus in dieser Analyse zur Herstellung von Wasserstoff mit geringen THG-Emissionen liegt auf der Wasserstoffelektrolyse, da hier auch die Emissionen der vorgelagerten Erdgasförderung entfallen.

Technologien zur Elektrolyse

Zur Erzeugung von Wasserstoff im Elektrolyseverfahren gibt es drei wesentliche Technologien, die sich anhand des unterschiedlichen eingesetzten Elektrolyten aufteilen lassen. Das Grundprinzip besteht darin, dass durch Gleichstrom eine Zersetzung des Wassermoleküls in Wasserstoff und Sauerstoff erfolgt. Die alkalische Elektrolyse (engl. alkaline electrolysis, AEL) mit wässriger Kali- oder Natronlauge als Elektrolyt ist seit Anfang des 20. Jahrhunderts eine marktreife Technologie mit Anlagengrößen von mehr als $1000 \text{ Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{h}$ ¹⁰² und einer Nennleistung von mehreren MW_{el} pro Stack.

Die Festoxidelektrolyse (engl. solid oxid electrolyzer cell, SOEC) befindet sich noch im technologischen Demonstrationsstadium also im Technology Readiness Level (TRL)¹⁰³ 4–6, nutzt

¹⁰⁰ Im Folgenden ist der Energieinhalt immer bezogen auf den Heizwert determiniert.

¹⁰¹ Berechnet aus dem benötigten Einsatz von Methan pro Kilogramm H_2 .

¹⁰² SMR-Anlagen produzieren mehr als $500\,000 \text{ Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{h}$ (Timmerberg et al. 2020).

¹⁰³ Der TRL ist eine Skala von 1 bis 9 zur Bewertung des Entwicklungsstandes neuer Technologien, entwickelt im Jahr 1988 von der NASA. TRL 1: die Beschreibung des Funktionsprinzips einer neuen Technologie –

eine keramische ionenleitende Membran als Elektrolyt, wird mit Wasserdampf betrieben und existiert bisher nur in Demonstrationsanlagen mit geringen Anlagengrößen. Durch hohe Prozesstemperaturen von 700–900 °C wird eine hohe Systemeffizienz¹⁰⁴ von bis zu 81 % erreicht, jedoch auch hohe Anforderungen an das Material gestellt (Viebahn et al. 2018a; Buttler und Spliethoff 2018).

Die dritte Technologie ist die Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEMEL), welche mit einer protonenleitenden Membran als Elektrolyt arbeitet und sich bereits in der industriellen Umsetzung befindet (TRL 6–8). Sie wird seit über zwei Jahrzehnten in Nischenanwendungen erfolgreich eingesetzt. Die maximale Nennleistung pro Stack sind aktuell 2 MW_{el} mit einer Wasserstoffproduktion von etwa 400 Nm³_{H₂}/h. Das Speisewasser wird auf der Anodenseite zugeführt und Sauerstoffgas erzeugt. Durch die ionenleitende, feste Membran werden die H⁺-Ionen auf die Kathodenseite transportiert. An dieser wird dann Wasserstoffgas erzeugt. Der Prozess findet typischerweise bei Temperaturen zwischen 50 und 80 °C und einem Druck von 20 bis 50 bar statt. Die aktuelle Systemeffizienz unter Berücksichtigung der benötigten Hilfsenergie beträgt 46 bis 64 % (Buttler und Spliethoff 2018). Die Technologie gilt als besonders geeignet für die Kopplung mit erneuerbaren Energien. Der Vorteil der PEMEL ist die hohe Flexibilität des Elektrolyseprozesses mit einer Kaltstartzeit von unter 10 Minuten, einer Warmstartzeit von unter 10 Sekunden und einer Lastflexibilität von 0–100 %. Zusammen mit dem Vorteil der kompakten Bauweise und einer Anlagengröße der neuesten Pilotanlagen mit bis zu 6 MW_{el} kann durch die Anwendung der PEMEL Lastflexibilität im zukünftigen Energiesystem bereitgestellt werden. Dadurch können auch THG-Emissionen vermieden werden, indem beispielsweise Überschussstrom aus erneuerbaren Energien genutzt wird (Mazza et al. 2018; Buttler und Spliethoff 2018; Viebahn et al. 2018a; ISI et al. 2019).

Aktuell ist der Einsatz von Technologien zur elektrischen Wasserstofferzeugung meist noch unwirtschaftlich. Mit der steigenden Nachfrage an grünem Wasserstoff und den damit verbundenen Skalierungseffekten bei den Herstellungsprozessen von Komponenten der Elektrolyseure wird eine Kostendegression erwartet. Nach Mazza et al. (2018) könnte dieser Markthochlauf durch den aufkommenden Trend zu vermehrten dezentralen Prosumern erreicht werden. Im Gegensatz zu den herkömmlichen Wasserstofferzeugungstechnologien sind Elektrolyseure auch mit kleineren Wasserstoffproduktionsvolumina erhältlich und können somit auch größere Kundengruppen erreichen. Allerdings sind für kleinere Betreiber oder Prosumer die sehr hohen Anforderungen an die Systemsicherheit und die komplizierten Genehmigungsprozesse große

TRL 9: qualifiziertes System mit dem Nachweis des erfolgreichen Einsatzes (NASA 2004; HORIZON 2020 2014).

¹⁰⁴ Oder Systemwirkungsgrad.

Hemmnisse. Die Investitionskosten der PEMEL betragen 1400 bis 2100 €/kW_{el}. Perspektivisch könnten sie auf etwa 760 €/kW_{el} bis in das Jahr 2030 absinken (Buttler und Spliethoff 2018).

Problemstellung

Für die Elektrolyseure ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht eine möglichst hohe Zahl Volllaststunden (VLH) notwendig, um die Fixkosten auf eine höhere Produktionsmenge zu verteilen (Viebahn et al. 2018a, S. 109; Gorre et al. 2019). Beispielsweise werden von Steinau et al. (2017) die Wasserstoffgestehungskosten von Elektrolyseverfahren im Vergleich mit SMR-Wasserstoff (30 €/MWh_{H2}) als Funktion der Volllaststunden der Anlage berechnet. Schon bei Strombezugskosten von 30 €/MWh_{el} können die Gestehungskosten die des SMR kaum noch unterbieten. Selbst bei kostenlosem Strombezug müssen die Volllaststunden des Elektrolyseurs mindestens 2000 Stunden erreichen, um Wasserstoff wirtschaftlich herzustellen. Bei den Strompreisen für industrielle Großabnehmer in Deutschland im Jahr 2019 zwischen 48 €/MWh_{el} bei maximal möglicher Entlastung und 174 €/MWh_{el} ohne Entlastungsregelungen sind bei der Betrachtung der gesamten Kosten nach wie vor die operativen Kosten stark dominant (BDEW 2020).¹⁰⁵ Dieses Rechenbeispiel ist natürlich von Annahmen zur Effizienz der Anlage, dem Strom- und Erdgaspreis sowie der Anlagenlebensdauer abhängig. Das Beispiel zeigt jedoch auf, dass die Verfügbarkeit und Menge von emissionsarmem Strom oder sogar Überschussstrom maßgeblich zu der benötigten emissionsarmen Wasserstoffherzeugung in Deutschland beiträgt. Letztendlich ist für eine Umsetzung jedoch entscheidend, dass die Wasserstoffherzeugung wirtschaftlich ist. Um eine hohe Anzahl Volllaststunden zu erreichen, kann dem Elektrolyseur auch ein Stromspeicher vorgeschaltet werden, welcher Überschussstrom aufnehmen kann. Das würde allerdings die Investitionssumme durch die Kosten für den elektrochemischen Speicher wiederum erhöhen (Ausfelder et al. 2017, S. 86). Nachfolgende Anlagen zur Methanisierung können zusammen mit Wasserstoffspeichern so ausgelegt werden, dass sie eine möglichst gleichmäßige, kontinuierliche Auslastung erreichen (Gorre et al. 2019). In dieser Analyse werden ausschließlich Anlagen ohne vorgeschalteten Stromspeicher betrachtet.

In aktuellen Veröffentlichungen werden die Volllast- und Betriebsstunden zur Analyse der Wasserstoffgestehungskosten meist anhand der verfügbaren Stunden mit geringen Strompreisen im Jahr, des Bedarfs an Regelleistung, der Einspeiseprofile von Stand-alone-Anlagen von erneuerbaren Energien, der Verfügbarkeit von abgeregeltem Überschussstrom oder eines statischen Jahresdurchschnittswertes für die Emissionsintensität der eingesetzten elektrischen Energie bestimmt (Gorre et al. 2019; Brändle et al. 2020; ETIP ZEP 2021). Dabei ist hier nicht

¹⁰⁵ Die Werte sind gültig für Großabnehmer ab 100 GWh/a.

zwingend garantiert, dass durch die Wasserstoffproduktion die gesamten THG-Emissionen reduziert werden. Deshalb wird in dieser Analyse diese methodische Limitierung durch das Verwenden der entwickelten AEF und MEF berücksichtigt.

Zielsetzung

In Abbildung 5-1 wird die Emissionsbewertung der Wasserstoffproduktionskette schematisch erläutert. Je nach Energieversorgung wird eine entsprechende Emissionsbewertung für die Erzeugung des Wasserstoffs gewählt. Der Wasserstoff kann dann entweder weiterverarbeitet oder direkt genutzt werden. Im Einsatzbereich wird dann entweder Wasserstoff aus konventionellem SMR oder andere Brennstoffe wie Erdgas oder Kohle substituiert.¹⁰⁶ Für den Wasserstoff aus der Elektrolyse soll nun ein Emissionsfaktor entwickelt werden, der mit dem des herkömmlichen Wasserstoffs aus dem erdgasbetriebenen SMR verglichen werden kann.

Damit kann analysiert werden, ab wann und unter welchen Bedingungen (Szenarien, Volllaststunden) die Dekarbonisierung der Stromversorgung ausreichend vorangeschritten ist, um die THG-Emissionen mit Wasserstoff als Substitut effektiv zu reduzieren. Vor allem soll auch die Frage geklärt werden, wie viel THG-Emissionen durch die dynamische strombasierte Erzeugung reduziert werden können.

Bewertung der Emissionsintensität

In der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ wird folgerichtig darauf hingewiesen, dass darauf geachtet werden muss, „dass die durch die Elektrolyseanlagen induzierte Nachfrage nach Strom im Ergebnis nicht zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen führt“ (BMWi 2020c, S. 5). In Abschnitt 3.2.1 wurde der Zusammenhang einer Stromnutzung und der damit ausgelösten THG-Emissionen auf physikalischer und bilanzieller Ebene erläutert. Die Forderung, für die Erzeugung des Sekundärenergieträgers Wasserstoff nur erneuerbaren Strom zu verwenden, klingt zunächst plausibel. Allerdings müssen hier weitere Einschränkungen gemacht werden. Solange die Stromerzeugung in Deutschland nicht vollständig aus emissionsfreien Technologien stammt, wird die für die Elektrolyse benötigte zusätzliche Menge an Strom von konventionellen Erzeugungseinheiten wie Gaskraftwerken erbracht (siehe Unterkapitel 3.1 und 2.3). Wenn beispielsweise eine Windkraftanlage nur für den Zweck der Elektrolyse erbaut wird und der erzeugte Windstrom nicht in das Netz der allgemeinen Stromversorgung integriert werden kann, dann kann der erzeugte Wasserstoff tatsächlich als treibhausgasneutral (ohne Vorketten oder THG aus der Entsorgung der Anlagen) angesehen werden. Das wird von Brändle et al.

¹⁰⁶ Zur besseren Übersicht werden manche Prozessschritte, wie der Transport, die Speicherung oder die Verwendung von Nebenprodukten wie Sauerstoff oder Abwärme, und der Kohlendioxidbedarf der Methanisierung nicht dargestellt.

(2020) bei der Berechnung von Wasserstoffgestehungskosten durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom angenommen und gleichzeitig auch als limitierend bezeichnet. Denn wenn der Strom aus der Windkraftanlage ins Stromnetz integriert werden könnte, würde er dort die Emissionen in Höhe des marginalen Emissionsfaktors verdrängen (ETIP ZEP 2021, S. 27). Das Verdrängen von Emissionen durch EE in der Stromversorgung wird beispielsweise in Gutiérrez-Martín et al. (2013), Jansen et al. (2018) oder Klobasa und Sensfuß (2016) analysiert.¹⁰⁷

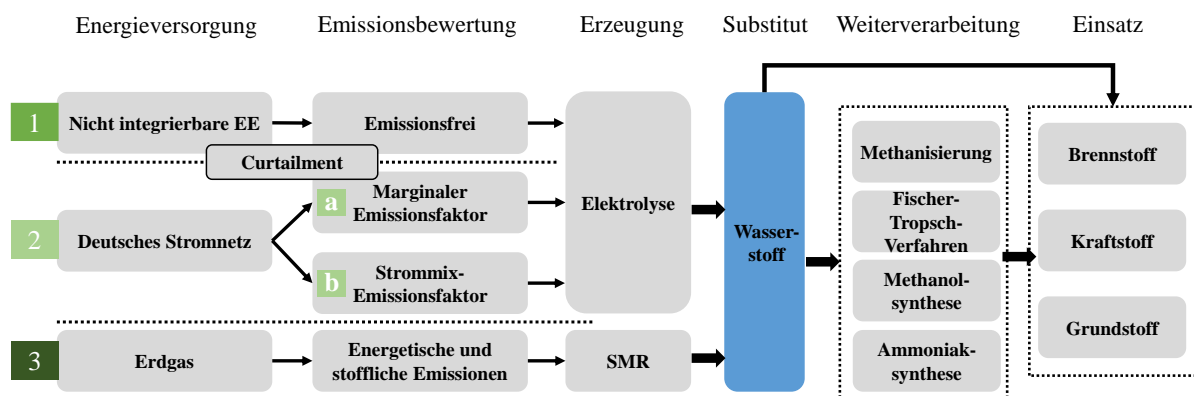


Abbildung 5-1: Wirkungsgefüge der verschiedenen Methoden der Emissionsbewertung für das Substitut Wasserstoff.

Die Energieversorgung für die Wasserstoffherzeugung kann im Wesentlichen in drei Teile gegliedert werden:

- (1) Die Nutzung von Strom aus nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung integrierbaren oder angebotenen erneuerbaren Energien und die daraus folgende treibhausgasarme Bereitstellung von Strom für die Elektrolyse.
- (2) Die Energieversorgung aus dem deutschen Stromnetz. Hier kann noch zwischen dem (a) MEF und (b) AEF unterschieden werden. Mit Letzterem werden die THG-Emissionen für eine bereits eingeplante Stromnachfrage des Elektrolyseurs berechnet. Mit dem MEF werden die THG-Emissionen der ausgelösten Nachfrageänderung berechnet. Hier können auch die Stunden mit Überschussstrom, was zum Teil nicht integrierbare erneuerbare Stromerzeugung darstellt, berücksichtigt werden.
- (3) Die Energieversorgung mit Erdgas über den Prozessweg des SMR. Hier werden die stofflichen zusammen mit den energetischen THG-Emissionen als Vergleichswert aufgezeigt. Bei der Elektrolyse wird nur Wasser als Ausgangsstoff benötigt, womit keine stofflichen oder Prozessemissionen anfallen.

¹⁰⁷ Diese Berechnungslogik wird auch beim CDM angewandt (UNFCCC 2015).

5.2.1 Modellierung der Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse

Für die Analyse sollen verschiedene Volllaststunden zum Betrieb der PEMEL vorgegeben und die zugehörigen THG-Emissionen der Wasserstoffherzeugung mit denen des konventionellen, erdgasbasierten SMR verglichen werden. Zusätzlich werden die annuitätischen Treibhausgasvermeidungskosten (TVK) berechnet. Als Basis für die Bewertung dienen die entwickelten AEF und MEF, mit denen die Emissionen berechnet werden können. Die stündliche Auflösung der Emissionsfaktoren ermöglicht es, die Einsatzstrategie der PEMEL so auszuwählen, dass nur in den Stunden mit den jeweils niedrigsten Emissionsfaktoren der Stromnutzung Wasserstoff erzeugt wird. Die Betriebsweise wird zwischen 500 und 8500 Betriebsstunden variiert. Es wird angenommen, dass die PEMEL lastflexibel in den betroffenen Einsatzzeiten zwischen den beiden Zuständen 0 % und 100 % Auslastung betrieben wird. Betriebsstunden sind hier also auch die Volllaststunden. Somit kann ein jährlicher Wasserstoffemissionsfaktor berechnet werden. In Formel 5-1 wird der Emissionsfaktor des Stroms zur Stunde t mit der korrespondierenden benötigten elektrischen Energie der PEMEL multipliziert, um die THG-Emissionen zu berechnen. Abhängig von der Betriebsweise (beispielsweise $v = 500$ Stunden im Jahr) werden jeweils die Stunden mit der geringsten Emissionsintensität als Erzeugungsstunden ausgewählt, bis die Anzahl v erreicht ist. Die summierten THG-Emissionen eines Jahres werden durch die erzeugte Menge Wasserstoff (die Energiemenge wurde mit Heizwert bestimmt) eines Jahres geteilt.

$$EF_{H_2,j,v} = \frac{\sum_t^v EF_{el,j,t} \cdot E_{el,max,t}}{\sum_t^v \eta_{PEMEL,j} \cdot E_{el,max,t}}, \quad \forall j \in J, t \in v, v \in V \quad 5-1$$

$EF_{H_2,j,v}$	Emissionsfaktor für Wasserstoff im Jahr j erzeugt in den Volllaststunden v [gCO ₂ -Äq/kWh _{th}]
$EF_{el,j,t}$	Emissionsfaktor der Stromversorgung im Jahr j und der Stunde t [gCO ₂ -Äq/kWh _{el}]
$\eta_{PEMEL,j}$	Systemeffizienz (Hu) im Jahr j [-]
$E_{el,max,t}$	Elektrische Energie bei 100% Auslastung zur Stunde t [kWh _{el}]
v	Menge der Stunden t und Anzahl der geordneten Volllaststunden nach den niedrigsten Emissionen {1, 2, ..., v }
V	Menge der diskreten Schritte der geordneten Volllaststunden v {500, 1000, ..., 8500}

Für die Systemeffizienz der PEMEL wird angenommen, dass ab dem Jahr 2030 keine weiteren merklichen Effizienzfortschritte stattfinden. Eine Effizienzverschlechterung durch den Betrieb der Anlage um 0,5 % bis zu 2,5 % pro Jahr wird vernachlässigt. Die angegebenen Investitionen gelten für das nicht installierte Erzeugungssystem, berücksichtigen jedoch die notwendigen

Nebenaggregate (siehe Tabelle 5-1). Für den Strompreis wird ein vergleichsweise sehr niedriger, konstanter Wert von 45 €/MWh angenommen. Das ermöglicht einen einfacheren Vergleich zwischen den Jahren ohne weitere Annahmen. Zwei Sensitivitäten mit 0 bzw. 90 €/MWh für den Strompreis werden zusätzlich berechnet. Die Nutzungsdauer der PEMEL beträgt 15 Jahre, womit die Lebenszeit zwischen 7500 und 127 500 Betriebsstunden variiert. Die Nennleistung beträgt 2 MW_{el} bei einer Wasserstoffproduktion von 400 Nm³/h. Durch die sehr kurzen Kalt- und Warmstartzeit wird der geringe Mehrverbrauch durch die Taktung der PEMEL nicht berücksichtigt. Die Taktung der Anlagensysteme verbunden mit langen warmen Standby-Zeiten kann vor allem bei der Kombination mit einer Methanisierung zu Effizienzverschlechterungen des PtG-Systems führen (Frank et al. 2018).¹⁰⁸

Tabelle 5-1: Parameter und Annahmen der simulierten Wasserstofftechnologien.

	2020	2025	2030	2050
PEMEL				
Systemeffizienz (Hu) [%]	64	69	74	74
Spezifischer Energiebedarf [kWh/Nm ³]	4,7	4,4	4,1	4,1
Nutzungsdauer [a]	15			
Anlagengröße [MW _{el}]	2			
Investitionen ^{1,2} [€/kW]	1400	760	760	500
Wartungskosten in % der Investitionen pro Jahr	2			
Ökonomische Parameter				
Diskontierungsrate [-]	0,1			
Bezugspreis Strom [€/MWh]	45			
SMR				
Spezifische Emissionen [gCO ₂ /kWh _{H2}]	367			
Wasserstoffgestehungskosten [€/kg _{H2} ; €/MWh _{H2}]	1,27; 38,1			

¹ Die Investitionskosten fallen bereits im Jahr 2045 auf 500 €/kW.

² Nicht installierte Systemkosten.

Quellen: (Buttler und Spliethoff 2018; Timmerberg et al. 2020; Nazir et al. 2020)

Für die Berechnung der annualisierten TVK der Sektorkopplungsmaßnahme „strombasierter Wasserstoff“ werden die annualisierten Wasserstoffgestehungskosten (engl. levelized cost of hydrogen, LCOH) berechnet und mit denen der Referenz SMR verglichen. Die LCOH des SMR sind der Mittelwert von Timmerberg et al. (2020) und Nazir et al. (2020).¹⁰⁹ Die TVK werden nach Formel 3-11 und die LCOH mit den annualisierten Kosten ohne Restwert pro

¹⁰⁸ Frank et al. (2018) berechnen deshalb für den Vergleich unterschiedlicher Einsatzstrategien von PtG-Anlagen einen jährlichen Effizienzfaktor, ähnlich der Jahresarbeitszahl.

¹⁰⁹ LCOH ohne CO₂-Steuer. Umrechnungskurs 1 \$: 0,9 € (Stand: November 2019, Einreichung Nazir et al. (2020)).

erzeugte Menge Wasserstoff aus Formel 3-12 berechnet. Die vermiedenen THG-Emissionen sind somit nur für das Jahr der Inbetriebnahme gültig und nicht für die gesamte Lebenszeit. Der LCOH der Referenz SMR bleibt in dieser Analyse statisch.

5.2.2 Ergebnis mit dem Strommix-Emissionsfaktor

Zunächst wird die Analyse der Wasserstofferzeugung mit dem AEF durchgeführt. Im linken Diagramm der Abbildung 5-2 wird der Emissionsfaktor der Wasserstofferzeugung EF_{H_2} für das entsprechende Jahr und die gewählte Anzahl Volllaststunden dargestellt. Die Spanne von 500 bis 8500 VLH wird für das BAU-Szenario in Blau und für das KS-Szenario in Grün gezeigt. Die jeweils unterste Linie der Spanne zeigt den Verlauf des EF_{H_2} bei einer VLH-Anzahl von 500 im Jahr. Die gepunkteten Linien zeigen diskrete Zwischenschritte mit 2500, 4500 und 6500 VLH bis hin zur jeweils obersten Linie mit 8500 VLH und dem dadurch höchsten EF_{H_2} . Die gestrichelte schwarze Linie bildet den EF_{H_2} des erdgasbasierten Dampfreformierungsprozesses ab und dient als Vergleichswert.

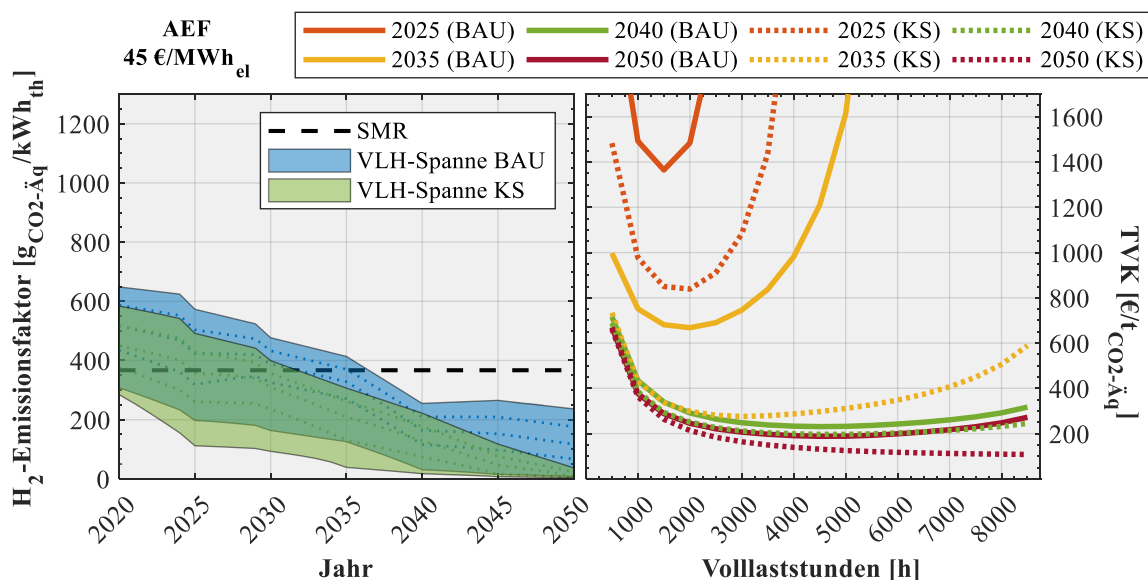


Abbildung 5-2: Bewertung mit dem AEF. **Links:** jährliche EF_{H_2} in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. **Rechts:** TVK der PEMEL im Vergleich zu Wasserstoff aus dem SMR. Die Werte des EF_{H_2} sind im Anhang in Tabelle C-1 aufgelistet.

Je geringer die VLH sind desto geringer ist auch der EF_{H_2} im jeweiligen Szenario. Das wird durch die Auswahl der emissionsärmsten Stunden im Jahr bedingt. Somit zeigt sich hier deutlich, dass durch die Variation der Betriebsweise schon heute geringere EF_{H_2} als die des Wasserstoffs aus dem SMR erreicht werden können. Mit einer geringen VLH-Anzahl von 500 kann im KS-Szenario schon ab 2035 ein EF_{H_2} von 38,8 erreicht und bis 2050 auf 3,1 $g\ CO_2\text{-}\ddot{A}q/kWh_{H_2}$ abgesenkt werden. Im BAU-Szenario werden vergleichbare Werte erst ab 2040 erreicht.

Im rechten Diagramm werden die TVK im Vergleich zum Wasserstoff aus dem SMR als Funktion der VLH in den betrachteten Stützjahren dargestellt. Durch keine oder nur sehr geringe Emissionsminderungen im Vergleich zum Wasserstoff aus dem SMR sind vor allem die späteren Jahre interessant. Zwar ist die relative Emissionsreduktion bei geringen VLH am geringsten, jedoch sind die Investitionen hier sehr hoch und die TVK starten bei allen Szenarien und Jahren bei Werten von mehr als 600 € pro vermiedene Tonne Kohlendioxidäquivalent. Der Tiefpunkt der TVK wird mit fortschreitender Zeit und dadurch auch emissionsärmerem Strom in Richtung der höheren VLH verschoben. Zudem sinkt mit den höheren VLH der LCOH beträchtlich. Im Jahr 2020 beträgt der LCOH bei jeweils 8500 VLH 3,7 €/kg_{H2} (2500 VLH = 6,9 €/kg_{H2}) und sinkt bis 2050 auf 2,5 €/kg_{H2} ab (2500 VLH = 3,5 €/kg_{H2}). Diese Wasserstoffgestehungskosten mit Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung sind verglichen mit denen aus Strom von Stand-alone-Anlagen von Photovoltaik, Onshore oder Offshore Windkraftanlagen mit etwa 1 bis 5 €/kg_{H2} in einem ähnlichen Bereich (Brändle et al. 2020).

Im Anhang in Abbildung C-1 und Abbildung C-2 sind die Ergebnisse mit den Sensitivitäten im Strombezugspreis dargestellt. Bei 90 €/MWh_{el} sind die LCOH und die TVK erwartungsgemäß höher und die TVK fallen zu keinem Zeitpunkt unter 250 €/t_{CO2-Äq}. Bei 0 €/MWh_{el} werden die TVK jeweils ab dem Jahr 2035 und etwa 3000 VLH negativ.¹¹⁰ Der Betrag der negativen TVK hat keine Aussagekraft. Mathematisch betrachtet führt nicht nur eine Kosteneinsparung, sondern auch eine geringere Emissionsreduktion der Maßnahme zu höheren negativen TVK (Fattler et al. 2019, S. 5).

Abgeleitet aus der Analyse mit den stündlichen, prospektiven Strommix-Emissionsfaktoren kann das Resümee gezogen werden, dass, wenn die Stromnachfrage für die Wasserstoffproduktion mit der PEMEL bereits eingeplant ist, es eine erhebliche Übergangszeit bis etwa 2030 oder 2040 gibt, in welcher nur eine Betriebsweise mit geringeren VLH als emissionsmindernde Sektorkopplungsmaßnahme möglich ist. Um eine möglichst große spezifische Emissionsreduktion zu erreichen, müssen jedoch höhere spezifische Kosten in Kauf genommen werden. Im Jahr 2050 werden die THG-Emissionen beim geringsten LCOH (8500 VLH) im BAU-Szenario um etwa 36% und im KS-Szenario um etwa 90% im Vergleich zu erdgasbasiertem Wasserstoff reduziert.

¹¹⁰ Die TVK sagen nichts über die gesamte Menge der reduzierten Treibhausgasemissionen aus. Das sollte bei der Interpretation berücksichtigt werden.

5.2.3 Ergebnis mit dem marginalen Emissionsfaktor

Der zweite Teil der Analyse wird mit dem MEF als Bewertungsgrundlage durchgeführt. Es gelten sonst die gleichen Bedingungen wie bei der vorherigen Analyse mit dem AEF. Der EF_{H_2} wird im linken und die dazugehörigen TVK im rechten Diagramm der Abbildung 5-3 gezeigt.

Auch hier sinkt mit der Anzahl der VLH der EF_{H_2} . Nur im KS-Szenario sind im Jahr 2050 bis zu 2500 VLH mit einem EF_{H_2} von $0 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{H}_2}$ möglich, mit erstmals $0 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{H}_2}$ im Jahr 2035. Die Spanne des EF_{H_2} über die unterschiedlichen Volllaststunden ist beim MEF deutlich größer als beim AEF. So ist nur im Jahr 2050 im KS-Szenario eine quasi kontinuierliche Wasserstoffherzeugung (8500 VLH) durch die PEMEL emissionsmindernd. Im Jahr 2020 sind die THG-Emissionen durch die PEMEL etwa dreimal so hoch wie die des erdgasbasierten SMR. Die geringsten LCOH mit gleichzeitiger Reduktion der Emissionen werden jeweils im Jahr 2050 im BAU-Szenario mit 2000 VLH (3,9 €/kg_{H₂}, Reduktion der THG-Emissionen um 5,6 %¹¹¹) und im KS-Szenario mit maximal 4500 VLH (2,8 €/kg_{H₂}, Reduktion der THG-Emissionen um 66,2 %) erreicht.

Nur im Jahr 2050 im KS-Szenario können in allen Bereichen der VLH-Anzahl TVK berechnet werden. Bei den übrigen Stützjahren werden nur bis zu 2000 VLH THG-Emissionen reduziert. Der Tiefpunkt der TVK im Jahr 2050 des KS-Szenarios bildet sich bei 3000 VLH mit $170 \text{ €/t}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$.

In Abbildung C-3 und Abbildung C-4 im Anhang sind die Ergebnisse mit den Sensitivitäten im Strombezugspreis dargestellt. Bei $90 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ sind die LCOH und die TVK erwartungsgemäß höher und die TVK fallen zu keinem Zeitpunkt unter $300 \text{ €/t}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$. Bei $0 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ werden die TVK im Jahr 2050 ab etwa 3000 VLH negativ.

¹¹¹ Im Vergleich zur erdgasbasierten Wasserstoffherzeugung im SMR-Prozess ($367 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{H}_2}$).

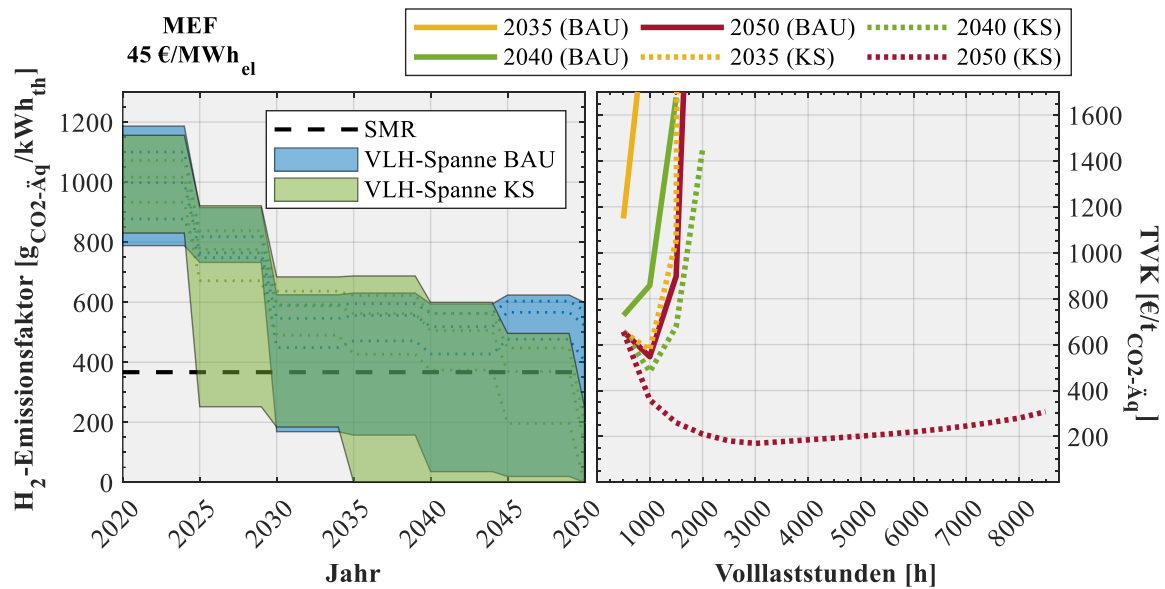


Abbildung 5-3: Bewertung mit dem MEF. **Links:** jährliche EF_{H_2} in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. **Rechts:** TVK der PEMEL im Vergleich zum Wasserstoff aus dem SMR. Die Werte des EF_{H_2} sind im Anhang in Tabelle C-2 aufgelistet.

Abgeleitet aus der Analyse mit den stündlichen, prospektiven marginalen Emissionsfaktoren kann das Resümee gezogen werden, dass wenn die Stromnachfrage für die Wasserstoffproduktion mit der PEMEL nicht eingeplant ist, bis auf die Ausnahme im KS-Szenario im Jahr 2050, nur eine Betriebsweise mit sehr geringen VLH als emissionsmindernde Sektorkopplungsmaßnahme möglich ist. Durch die Berücksichtigung von Überschussstrom ist es hier möglich, sogar eine emissionsfreie Wasserstofferzeugung zu erreichen. Um diese große spezifische Emissionsreduktion zu erreichen, müssen jedoch höhere spezifische Kosten in Kauf genommen werden und die VLH in erheblichem Maße gering gehalten werden. Im Jahr 2050 kann im BAU-Szenario bei 500 VLH (9,3 €/kg_{H2}) und im KS-Szenario bei bis zu 2500 VLH (3,5 €/kg_{H2}) ein EF_{H_2} von 0 g_{CO2-Äq}/kWh_{H2} erreicht werden.

5.2.4 Schlussfolgerung

Die Berechnung des Wasserstoffemissionsfaktors des aus der PEMEL hergestellten Wasserstoffs zeigt, dass die indirekte Elektrifizierung mit eingeplanter (AEF) und mit nicht eingeplanter (MEF) Stromnachfrage vor 2035 (KS) bzw. 2040 (BAU) nicht in den Bereich einer nahezu emissionsfreien Wasserstofferzeugung (grüner Wasserstoff) gelangt – auch wenn die Zahl der VLH nur 500 beträgt. Vorher kann grüner Wasserstoff nur durch nicht integrierbare EE erzeugt werden. Andernfalls wird der produzierte Wasserstoff automatisch zu einer Mischung aus grauem und grünem Wasserstoff. Hier zeigt sich aber, dass diese Mischung aus grauem und grünem Wasserstoff kontinuierlich in grünen Wasserstoff übergehen kann. Das bedeutet, dass

grauer Wasserstoff zu 99 % grün gefärbt sein kann (sehr niedriger Emissionsfaktor), aber immer noch als grauer Wasserstoff bezeichnet wird, weil er nicht ausschließlich durch EE erzeugt wird. Deutlich wird die Abhängigkeit des EF_{H_2} von der Anzahl der Volllaststunden im jeweiligen Jahr, was wiederum die Wirtschaftlichkeit und die Wasserstoffgestehungskosten beeinflusst. Doch bereits heute kann die PEMEL durch die geplante Betriebsweise mit sehr wenigen VLH im Jahr eine THG-Minderungsmaßnahme darstellen. Ab dem Jahr 2032 (KS) oder dem Jahr 2037 (BAU) kann sogar bei einer VLH-Anzahl von 8500 h elektrolytischer Wasserstoff emissionsärmer als mit der SMR erzeugt werden.

Die Ausnutzung von Überschussstrom und von Zeiten mit sehr hohen Anteilen von EE durch einen flexiblen Betrieb der PEMEL zeigt sich erst ab 2025 (KS) bzw. 2030 (BAU) als sinnvolle THG-Minderungsmaßnahme und kann mit dem Fortschreiten der Dekarbonisierung der Stromerzeugung mit immer mehr VLH betrieben werden. Mit der Berücksichtigung von Überschussstrom und Bioenergie können die Auswirkungen von Elektrolyseuren als Flexibilitätsoptionen, mit eventuell sehr geringen Betriebsstunden im Jahr, im zukünftigen Strommarkt besser analysiert werden. Hier zeigt sich, dass dadurch (mit dem MEF) sogar geringere EF_{H_2} als bei der Bewertung mit dem AEF, unter sonst gleichen Bedingungen, entstehen können. Die TVK sind stark abhängig vom Referenzprozess, den angenommenen Strompreisen und den VLH. Durch die stündlichen, prospektiven Emissionsfaktoren wird die Berechnung der Emissionen bei unterschiedlichen VLH im Jahr ermöglicht.

5.3 Elektrifizierung der industriellen Dampferzeugung

Etwa 25 bis 40 % des industriellen Prozesswärmebedarfs in Deutschland und Europa entfällt auf die Dampferzeugung (Rehfeldt et al. 2017). Im Jahr 2018 waren das etwa 127–200 TWh (ISI 2019). Aktuell werden hauptsächlich Erdgas, Kohle sowie Öl zur industriellen Dampferzeugung verwendet (ISE 2019, S. 43). Prozessdampf mit Temperaturen von 100 bis 500 °C wird vor allem in der Papier-, Nahrungs- und Genussmittel- sowie chemischen Industrie für Trocknungs- und Kochprozesse sowie für die kontinuierliche¹¹² Wärmeversorgung von chemischen Prozessen verwendet (Rehfeldt et al. 2017). Ein großer Anteil der benötigten Wärmeenergie kann durch PtH-Anwendungen bereitgestellt werden.¹¹³ Schüwer und Schneider (2018) berechnen ein technisches Elektrifizierungspotenzial der industriellen Dampferzeugung von 91 TWh_{th}. Bei einem Reinvestitionszyklus von 20 Jahren und einer kontinuierlich steigenden Elektrifizierungsquote der neuen Dampferzeuger (20 %/100 % der Investitionen in Dampferzeuger ab 2020/2040) sind im Jahr 2050 immer noch 15 % brennstoffbasierte Dampferzeuger

¹¹² Durch die Regelung des Systemdrucks lässt sich mit Satttdampf eine exakte Temperatur der Wärmebereitstellung festlegen. Für viele industrielle Prozesse ist das vorteilhaft (GETEC 2018).

¹¹³ Schüwer und Schneider (2018) schließen bei der Potenzialermittlung solche Anwendungen aus, bei denen anfallende Kuppelgase aus dem integrierten Produktionsprozess verbrannt werden.

zur Wärmebedarfsdeckung installiert. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass PtH-Maßnahmen langfristig eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung von industrieller Prozesswärme spielen werden, es jedoch entscheidend ist, welche spezifischen Emissionsfaktoren der Stromerzeugung angesetzt werden (Schüwer und Schneider 2018).

Zielsetzung

Dies soll in dieser Analyse mit dem AEF und MEF durchgeführt werden. Vor allem eine Betrachtung mit hybriden Dampferzeugern (elektrisch und brennstoffbasiert) kann ohne Annahmen zu den Stunden mit Überschussstrom oder mit der Verwendung von Jahresdurchschnittswerten der Emissionsfaktoren der Stromerzeugung nicht durchgeführt werden. Somit soll die dringende Entscheidung über Investitionen in PtH-Anlagen durch die Berechnung von Lebenszeitemissionen und einem Emissionsfaktor der bereitgestellten Wärme verschiedener Dampferzeugungssysteme mit den stündlichen, prospektiven Emissionsfaktoren der Stromerzeugung unterstützt werden.

Technologien der Dampferzeugung

Eine Dampfanlage besteht im Wesentlichen aus den Hauptkomponenten Wasseraufbereitung, Dampferzeuger, Dampfleitungssystem, Verbraucher und Kondensatsystem (Merritt 2016, S. 5–6). Die am häufigsten verwendeten Dampferzeuger sind Großraumwasserkessel und Schnelldampferzeuger (SDE) mit einem integrierten Brenner, welcher durch die Wärmeabgabe der Flamme und des Rauchgases Wasser zum Sieden und Verdampfen bringt. Prinzipbedingt haben SDE ein geringeres Wasservolumen und somit weniger Abpufferungsmöglichkeiten sowie eine hohe Dampfeuchte. Vorteilhaft sind allerdings der geringe Platzbedarf, ein schneller Kaltstart sowie eine schnelle Anpassung an Laständerungen und niedrige Anschaffungskosten. In einem Bereich mit einem Druck von bis zu 20 bar und mit einer Kesselleistung von bis zu 2 t/h werden häufig SDE eingesetzt (SPIRAX SARCO 2014).

In der Industrie werden auch Abhitzedampferzeuger (engl. heat recovery steam generator, HRSG) verwendet. Diese können die Restwärme aus vorgelagerten Prozessschritten oder von Rauchgasen aus Verbrennungsprozessen nutzen (Ganapathy 2015, S. 165). HRSG werden in verschiedensten Größen und Bauarten ausgeführt und können Dampf auf verschiedenen Druckstufen und sehr hohen Temperaturen bereitstellen. Meist werden HRSG in großen KWK-Anlagen mit Gasturbinen gekoppelt (Merritt 2016, S. 184–220).¹¹⁴ Für geringe Mengen Prozessdampf können auch Mikrogasturbinen mit nachgeschaltetem HRSG eingesetzt werden (SAACKE 2012; Weigt und Negele 2015).

¹¹⁴ Beispielsweise im GuD-Kraftwerk.

Als PtH-Option bietet sich zur Dampferzeugung der Widerstandserhitzer oder der Elektrodenkessel (EK) an. Während Ersterer im Wesentlichen wie ein Tauchsieder funktioniert, dient beim Elektrodenkessel das Wasser selbst als elektrischer Leiter. Durch den Betrieb mit Wechselstrom wird verhindert, dass die unter Spannung stehenden Elektroden eine elektrolytische Zerlegung des Wassers bewirken (Merritt 2016, S. 78–79). Mit sehr hohen Wirkungsgraden (bis 99 %) und einer Kapazität von bis zu 20 MW_{el} ist die technologische Entwicklung der elektrischen Dampferzeugung ausgereift (TRL 8–9) (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019, S. 182–183). PtH-Dampferzeuger stellen Satttdampf bereit, womit das Einsatzgebiet aktuell noch limitiert ist.¹¹⁵ Denn in manchen Dampfnetzen wird leicht überhitzter Dampf eingesetzt, um Kondensationsverluste zu verringern (Ausfelder et al. 2019, S. 62).

Industriewärmepumpen können Vorlauftemperaturen von bis zu 140 °C und perspektivisch bis zu 200 °C erreichen.¹¹⁶ Dadurch könnten sie zukünftig Satttdampf auf einem üblichen Druckniveau von bis zu 13 bar_{abs} bereitstellen. Aufgrund des limitierten Temperaturhubs ist dies nur mit einer vorhandenen Abwärmequelle oder einer kaskadischen Nutzung, verbunden mit einer Verringerung des Wirkungsgrads, zu verwirklichen (Wolf 2016; Viking Heat Engines 2018; Arpagaus 2018). Industrieller Prozessdampf kann auch aus reinen solaren Systemen oder teilintegriert in hybriden Systemen erzeugt werden. Je höher die Strahlungsintensität, desto besser und lohnenswerter ist die Investition in ein solches System. Die erreichbaren Druckniveaus sind stark witterungsbedingt und standortabhängig (Schenk et al. 2015).

Bewertung der Emissionsintensität

In der Analyse der industriellen Dampferzeugung sollen die PtH-Option der Dampferzeugung mit einem EK und die hybride Dampferzeugung mit alternierender Erzeugung aus EK und SDE betrachtet werden. Dabei werden die durch die Stromnutzung verursachten THG-Emissionen mit den THG-Emissionen des erdgasbetriebenen, konventionellen Dampferzeugers SDE und der KWK-Anlage, bestehend aus Gasturbine (GT) und HRSG, verglichen (siehe Tabelle 5-2 und Abbildung 5-4). Die hybride oder bivalente Wärmebereitstellung soll im Transformationsprozess zu einer vollständigen Stromversorgung aus EE als Übergangstechnologie agieren und Stromüberschüsse oder Zeiten mit hohem Anteil von EE ausnutzen, um THG-Emissionen zu reduzieren (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019, S. 181–183; Schüwer und Schneider 2018; Wolf et al. 2014).

¹¹⁵ Eine Nachverdichtung ist technisch möglich aber teuer und nicht üblich (Ausfelder et al. 2019, S. 62).

¹¹⁶ Gegebenenfalls auch in Verbindung mit einer Brüdenverdichtung (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019, S. 182).

Als Vergleichsgröße wird ein Emissionsfaktor der bereitgestellten Wärme berechnet. Zusätzlich werden die Lebenszeitemissionen ab dem Jahr der Inbetriebnahme der Dampferzeugungssysteme berechnet und jährliche sowie Lebenszeit-Treibhausgasvermeidungskosten zur Referenz SDE ermittelt. Zur Vergleichbarkeit wird ein spezifischer Dampfbedarf nachgefragt und muss von den modellierten Technologien in der Simulation erzeugt werden.

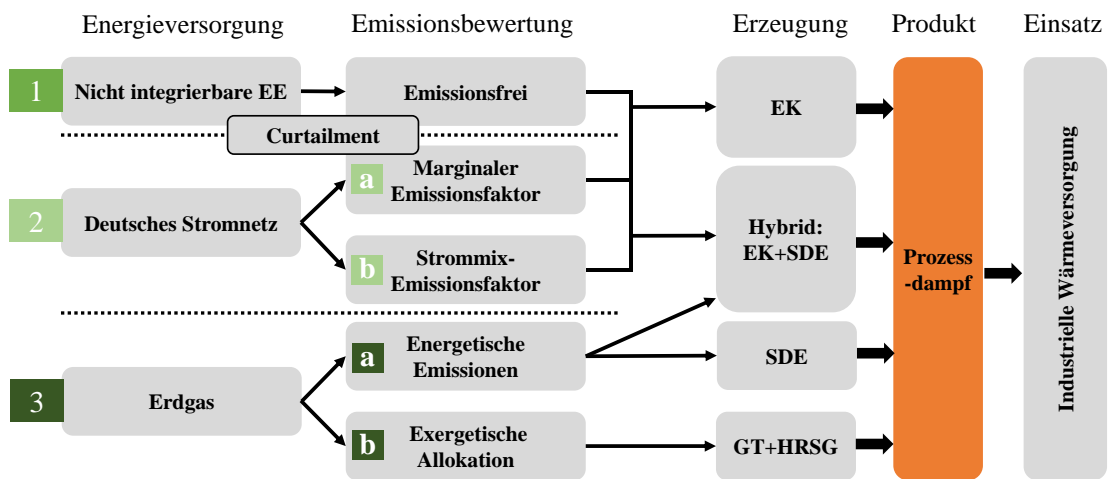


Abbildung 5-4: Wirkungsgefüge der verschiedenen Methoden der Emissionsbewertung für die Analyse der Dampferzeugung.

Ähnlich wie bei der treibhausgasarmen Wasserstoffherzeugung kann die Energieversorgung für die Wärmeversorgung in drei Teile gegliedert werden (vgl. Unterkapitel 5.2.):

- (1) Die Nutzung von Strom aus nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung integrierbaren oder angebundenen erneuerbaren Energien und die daraus folgende treibhausgasarme Bereitstellung von Strom für die elektrische Dampferzeugung.
- (2) Die Energieversorgung aus dem deutschen Stromnetz. Hier kann noch zwischen dem (a) MEF und (b) AEF unterschieden werden. Mit Letzterem werden die THG-Emissionen für eine bereits eing geplante Stromnachfrage des Elektrodenkessels berechnet. Mit dem MEF werden die THG-Emissionen der ausgelösten Nachfrageänderung berechnet. Hier können auch die Stunden mit Überschussstrom, was zum Teil nicht integrierbare erneuerbare Stromerzeugung darstellt, berücksichtigt werden.
- (3) Das Wirkungsgefüge muss bei der Bereitstellung von Erdgas für den SDE und die KWK-Anlage erweitert werden. Beim SDE werden nur die (a) energetischen (energiebedingten) Emissionen der Erdgasverbrennung bilanziert. Die energetischen Emissionen der KWK-Anlage werden mit der (b) Exergetischen Methode alloziert (siehe Abschnitt 3.1.2).

5.3.1 Modellierung der Dampferzeugung

Die Auslegung der Wärmeerzeugung wird in vielen Industriebetrieben mit der Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs ermittelt. Dabei werden zur Grundlastherzeugung besonders effiziente Anlagen ausgewählt und zur Spitzenlastdeckung meist Anlagen mit günstigem Teillastverhalten (Müller et al. 2013, S. 195). Die Dampfnachfrage kann diskontinuierlich (Chargenbetrieb oder „batch process“) oder kontinuierlich auftreten und kurzfristig höher sein als die maximale Liefermenge des Dampferzeugers (Merritt 2016, S. 51–53). Mit Dampfspeichern¹¹⁷ oder in Dampfsystemen mit mehreren Dampferzeugern, in welchen nur ein kleiner Teil der Nachfrage erzeugt werden muss, kann die Dampferzeugung kontinuierlicher gehalten werden (Merritt 2016, S. 18–20).

Für die Simulation der Dampferzeuger werden drei synthetische Lastprofile erstellt (siehe Abbildung 5-5). Diese unterscheiden sich in der Anzahl der Volllaststunden und bilden somit einen (a) 1-Schicht-Betrieb (beispielsweise NuG¹¹⁸), einen (b) 2-Schicht-Betrieb (beispielsweise Chemie) und einen (c) kontinuierlichen Betrieb (beispielsweise Papier und Chemie) ab (Gentili et al. 2014, S. 125). Während des Betriebs wird angenommen, dass der Dampferzeuger kontinuierlich Dampf erzeugt. Da die maximale Effizienz des Kessels meist nicht bei Maximallast auftritt, werden die Dampferzeuger so ausgelegt, dass die maximal nachgefragte Dampfmenge – hier die Anlagendampfleistung – von 1,6 t/h zu einer Auslastung von ca. 68% führt (Merritt 2016, S. 211). Zur besseren Vergleichbarkeit wird für alle Anwendungsfälle (Lastprofile) die gleiche Anlagenkonfiguration angenommen – diese Vereinfachung wird für das Ziel der Analyse als unkritisch betrachtet.

¹¹⁷ Dampfspeicher speichern meist keinen gasförmigen Dampf, sondern der Druck des siedenden Speisewassers wird bei Bedarf auf einen tieferen Druck abgesenkt. Dadurch wird eine Nachverdampfung durch die im Speisewasser gespeicherte Energie bewirkt (Merritt 2016, S. 18–20; SPIRAX SARCO 2016).

¹¹⁸ Zuordnung anhand des ähnlichsten durchschnittlichen Kapazitätsfaktors (Cf) der Branche.

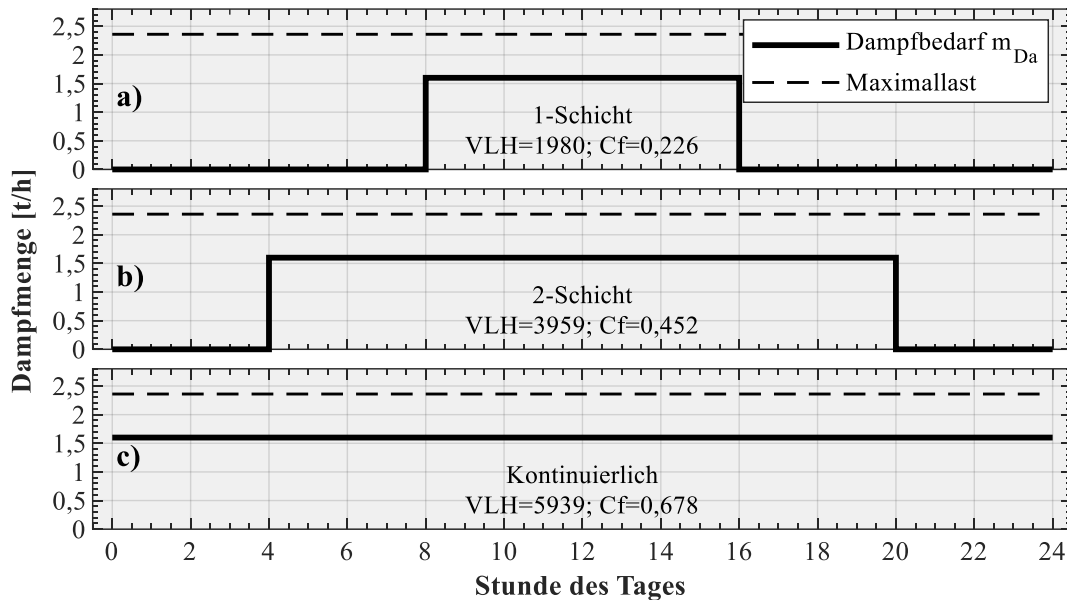


Abbildung 5-5: Synthetische Lastprofile (24 h) der nachgefragten Dampfmenge. Die Maximallast von 2,36 t/h wird theoretisch bei voller Auslastung der Dampferzeuger erreicht.

Die technischen, ökonomischen und prozessspezifischen Parameter sind in Tabelle 5-2 aufgelistet. Die Nutzungsdauer der Dampferzeuger wird einheitlich mit 10, 20 bzw. 30 Jahren angesetzt und zusammen mit dem Strombezugspreis von 45¹¹⁹ bzw. 90 €/MWh_{el} variiert. Der Bezugspreis von Erdgas für Industriekunden mit einer Abnahmemenge von 116 GWh_{th}/a betrug im Jahr 2019 zwischen 23,7 und 33,4 €/MWh_{th} und wird für diese Analyse auf 30 €/MWh_{th} festgelegt.¹²⁰ Damit werden der Einfluss der Transformationsgeschwindigkeit und die Sensitivität des Energieträgerpreisverhältnisses analysiert.

Der modellierte Gasturbinenprozess mit einem HRSG ohne Zusatzfeuerung hat 1 Freiheitsgrad und erzeugt Dampf nur auf dem nachgefragten Druckniveau.¹²¹ Der Dampf aus dem HRSG wird nicht verstromt. Der elektrische und der thermische Wirkungsgrad der GT wurden anhand von Schaumann und Schmitz (2010, S. 118–120) für typische Gasturbinenaggregate dieser Größenklasse festgelegt. Die relativ niedrige geforderte Dampftemperatur ermöglicht tendenziell einen höheren thermischen Wirkungsgrad der KWK-Anlage. Bei der hybriden Dampferzeugung werden der EK und der SDE in diskreten stündlichen Zeitschritten simuliert. Es wird in einem Zeitschritt entweder der EK oder der SDE eingesetzt. EK können innerhalb von Sekunden aus dem Stillstand in den Volllastbetrieb schalten und haben eine Kaltstartzeit von weniger als 5 Minuten (Bücken et al. 2017, S. 60; Brauner 2019, S. 228). Auch wenn das

¹¹⁹ Siehe Strompreisanalyse der Industrie in Unterkapitel 5.2.

¹²⁰ Jahresnutzungsdauer von 250 Tagen (4000 h). Ohne Umsatzsteuer. Streuung zwischen 10 und 90 % der größenorientierten Lieferantenangaben (BNetzA und BKartA 2020, S. 455–456).

¹²¹ Bei einer GT mit HRSG in der Industrie sind mehrere Druckstufen der Dampferzeugung zur besseren Wärmeausnutzung üblich – vorausgesetzt dass diese benötigt werden (Schaumann und Schmitz 2010, S. 98).

Auskühlen des Brennraums bei einem Abschalten des SDE zu einem Wirkungsgradverlust führt, wird angenommen, dass auch der SDE innerhalb von wenigen Minuten seine Last anpassen kann und in stündlich diskreten Zeitschritten betrieben wird (SPIRAX SARCO 2016). Die Dampferzeugung erfolgt also entweder durch den SDE oder den EK. Letzterer wird nicht nur zur Ergänzung eingesetzt, was auch möglich wäre. Das hybride Dampferzeugungssystem könnte auch in der Kombination EK und KWK-Anlage, die oftmals bei der Fernwärmeversorgung angewandt wird, eingesetzt werden (Brauner 2019, S. 228–230).

Tabelle 5-2: Annahmen zu den technischen und ökonomischen Parametern der eingesetzten Technologien zur Dampferzeugung.

	GT + HRSG	SDE	EK
Technische Parameter			
Wirkungsgrad elektrisch [%]	20		
Wirkungsgrad thermisch [%]	60 ⁵	92 ¹	99 ¹
Nutzungsdauer [a]	10; 20; 30	10; 20; 30	10; 20; 30
Anlagengröße elektrisch [MW _{el}]	0,5		1,5
Anlagengröße ² thermisch [MW _{th}]	1,5	1,5	
Energiezufuhr	Erdgas	Erdgas	Strom (Netz)
Ökonomische Parameter			
Diskontierungsrate [–]	0,1		
Investitionen ³ elektrisch [€/kW _{el}]	800		150
Investitionen thermisch [€/kW _{th}]	100 ⁴	60	
Betriebskosten in [%] der Investitionen pro Jahr	1	0,5	0,5
Bezugspreis Erdgas [€/MWh]	30		
Bezugspreis Strom [€/MWh]	45; 90 ⁶		
Prozessparameter			
Umgebungstemperatur [°C]	20		
Speisewasser [°C; bar _{abs}]	100; 1		
Sattdampf [°C; bar _{abs}]	192; 13		
Heizwert Erdgas [MJ/kg; kWh _{th} /kg]	40; 11,1		
Emissionsfaktor Erdgas [kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}]	0,2044		

¹ Brennstoff-/Strom-zu-Dampf-Wirkungsgrad.

² Wärmeleistung des Wärmeübertragers.

³ Für Boiler/Kessel, Installation und Hauptausstattung (beispielsweise Economizer).

⁴ Abhitzedampferzeuger (HRSG).

⁵ KWK-Anlagen zur Raumwärmebereitstellung erreichen höhere thermische Wirkungsgrade.

⁶ Einmal mit maximal möglicher Entlastung und einmal mit geringerer Entlastung von Steuern und Umlagen.

Quellen: (Schaumann und Schmitz 2010; Berenschot et al. 2017; Scholz 2013; Gentili et al. 2014; Schüwer und Schneider 2018; Brauner 2019, S. 227–228)

Der Brennstoff- bzw. Strombedarf der Dampferzeuger wird vereinfacht nach Scholz (2013, 228 ff.) bestimmt. In Gleichung 5-3 wird die Berechnung der stündlichen THG-Emissionen

des Dampfes, verursacht durch den SDE (α) und den EK (γ), dargestellt. Im hybriden oder bivalenten Betrieb kann das Dampferzeugungssystem zu jeder Stunde zwischen den beiden Technologien SDE und EK entscheiden. Hier wird immer der Dampferzeuger gewählt, welcher die geringeren THG-Emissionen verursacht. Für den monovalenten Betrieb gilt bei der Erzeugung mit dem SDE nur Zeile 1 (α) und mit dem EK nur Zeile 2 (γ) der Gleichung 5-3 ohne die bedingte Anweisung. Der Emissionsfaktor für die GT mit HRSG wird nach der Exergetischen Methode alloziert, welche in den Gleichungen 3-2 bis 3-7 beschrieben wurde.¹²² Für alle Arten der Dampferzeugung wird somit ein jährlicher Emissionsfaktor des Dampfes EF_{Da} berechnet (siehe folgende Gleichung 5-2).

$$EF_{Da,j,de} = \frac{\sum_t Em_{j,t,de}}{\sum_t E_{Da,j,t}}, \quad \forall j \in J, t \in T, de \in DE \quad 5-2$$

$EF_{Da,j,de}$	Emissionsfaktor des Dampfes im Jahr j erzeugt durch die Art der Dampferzeugung de [$\text{kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$]
$E_{Da,j,t}$	thermische Energie des erzeugten Dampfes im Jahr j und Stunde t [kWh_{th}]
$Em_{j,t,de}$	THG-Emissionen der Art der Dampferzeugung de im Jahr j und Stunde t [$\text{kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$]
DE	Menge der Arten der Dampferzeugung
de	Art der Dampferzeugung

Mit den Emissionen der hybriden Dampferzeugung

$$Em_{j,t,de} = \begin{cases} \alpha = \left(\frac{m_{Da,j,t} \cdot (h_{Da} - h_{Spw})}{60 \cdot 60 \cdot \eta_{SDE}} \right) \cdot EF_{Erdgas}, & \text{für } \alpha \leq \gamma \\ \gamma = \left(\frac{m_{Da,j,t} \cdot (h_{Da} - h_{Spw})}{60 \cdot 60 \cdot \eta_{EK}} \right) \cdot EF_{EL,j,t}, & \text{sonst} \end{cases}, \quad \forall j \in J, t \in T \quad 5-3$$

$m_{Da,j,t}$	Nachgefragte Dampfmenge im Jahr j und der Stunde t [kg]
h_{Da}	Enthalpie des Dampfes (Sattdampfenthalpie h'') [kJ/kg]
h_{Spw}	Enthalpie des Speisewassers [kJ/kg]
η_{SDE}	Kesselwirkungsgrad des Schnelldampferzeugers
EF_{Erdgas}	Emissionsfaktor Erdgas [$\text{kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$]
η_{EK}	Kesselwirkungsgrad des Elektrodenkessels
$EF_{EL,j,t}$	Emissionsfaktor der Stromversorgung im Jahr j und der Stunde t [$\text{kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$]

¹²² Für den Prozess der KWK wird davon ausgegangen, dass die beiden erzeugten Zielenergien auch genutzt werden (VDI 4608 Blatt 2, S. 2).

Für die Berechnung der TVK der verschiedenen Arten der Dampferzeugung (EK und hybrid) werden die annualisierten Wärmegestehungskosten (engl. levelized cost of heat/steam, LCOS) berechnet und mit denen der Referenz SDE verglichen. Die TVK werden nach Formel 3-11 und die LCOS mit den annualisierten Kosten ohne Restwert pro erzeugte Wärmemenge (Dampf) aus Formel 3-12 berechnet. Die vermiedenen Emissionen sind somit nur für das Jahr der Inbetriebnahme gültig. Die TVKL werden nach Formel 3-10 berechnet und zusammen mit den Lebenszeitemissionen dargestellt. Die relativen Lebenszeitemissionen werden somit wie bei EC (2020, S. 3) mit den jeweiligen Nutzungsdauern berechnet.

5.3.2 Ergebnis mit dem Strommix-Emissionsfaktor

Jährliche Betrachtung

Im ersten Teil der Analyse der Dampferzeugung wird die Stromnutzung des EK mit dem AEF bewertet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5-6 mit der jeweiligen Parameterspezifikation aufgezeigt. Im linken Bild ist der zeitliche Verlauf des jährlichen Emissionsfaktors der Dampferzeugung EF_{Da} abgebildet. Der EF_{Da} bleibt für die erdgasbetriebenen Dampferzeuger über die Jahre konstant. Der EK zeigt im KS-Szenario bis einschließlich zum Jahr 2032 und im BAU-Szenario bis 2037 einen konstant sinkenden, aber dennoch höheren EF_{Da} als der Referenzreferenzzeuger SDE mit $222,2 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$. Anschließend kann der EF_{Da} nur noch im KS-Szenario deutlich weiter auf bis zu $19,7 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$ absinken. Im BAU-Szenario wird mit $138,4 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$ im Jahr 2050 der Wert nur knapp geringer als der der erdgasbasierten GT mit HRSG mit $160,8 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$.

Das hybride Dampferzeugungssystem erreicht im BAU-Szenario bis zum Jahr 2035 nur einen marginal geringeren EF_{Da} als das Referenzsystem. Der EK kann zwar relativ oft in emissionsmindernder Weise mit bis zu 737 Stunden im Jahr (25,2 % der Betriebszeit (= 2920 Stunden) bei Lastprofil a) eingesetzt werden, senkt den EF_{Da} allerdings nur in geringem Maße ab. Gegenüber der reinen Elektrifizierungsmaßnahme erhält sich das hybride System bis zum Jahr 2050 einen leichten emissionsmindernden Vorteil (71,7 % der Betriebszeit mit EK). Im KS-Szenario bildet sich anfänglich bis zum Jahr 2030 eine ähnliche Entwicklung mit einem leicht geringeren EF_{Da} ab. Ab dem Jahr 2042 wird in über 90 % der Betriebszeit der EK eingesetzt – ohne größere Vorteile gegenüber der Dampferzeugung ausschließlich mit dem EK.

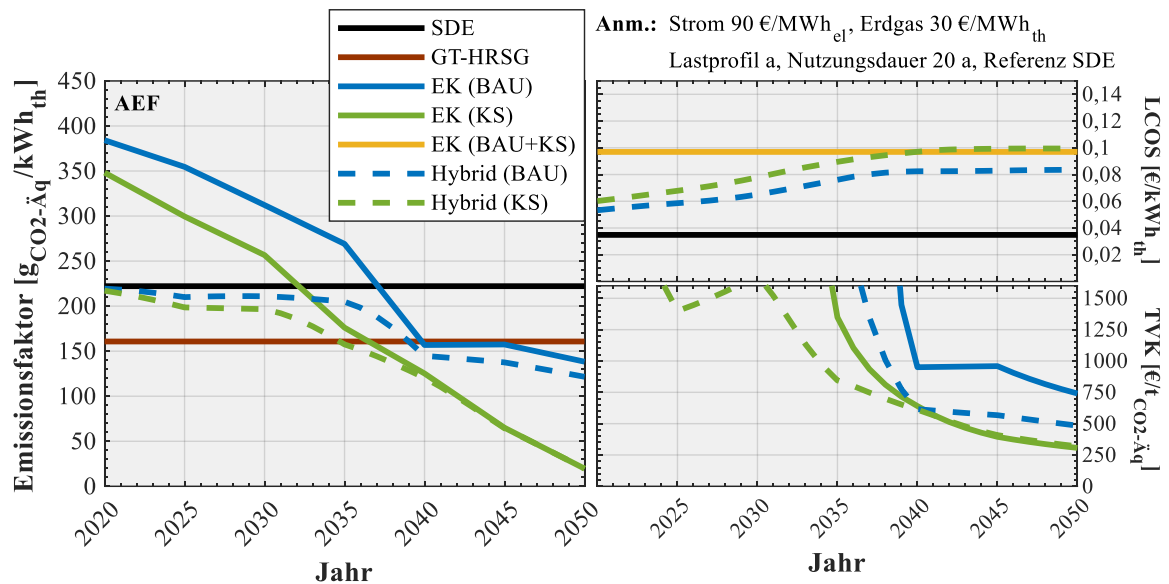


Abbildung 5-6: Bewertung mit dem AEF. **Links:** jährlicher Emissionsfaktor der Dampferzeugung EF_{Da} . **Rechts:** jährliche LCOS (oben) und die zugehörigen TVK (unten).

Die LCOS des EK sind mit $0,097 \text{ €/kWh}_{th}$ in beiden Szenarien identisch und um $0,062 \text{ €/kWh}_{th}$ höher als die des erdgasbetriebenen SDE ($0,035 \text{ €/kWh}_{th}$). Das entspricht einem Preisverhältnis von elektrischer zu erdgasbetriebener Dampferzeugung von etwa 2,77 zu 1. Das implizierte Preisverhältnis von Strom- zu Erdgasbezugspreis beträgt 3 zu 1. Ähnliche LCOS berechnen auch Rehfeldt et al. (2019) und Yilmaz et al. (2018).¹²³ Die LCOS der hybriden Dampferzeugung sind geprägt durch höhere Investitionskosten und steigen durch die vermehrte Stromnutzung etwa bis zum Jahr 2040 an. Dieser Effekt ist im KS-Szenario stärker. Ab 2040 kann weder beim EF_{Da} noch bei den LCOS ein Vorteil der hybriden Dampferzeugung gegenüber der reinen PtH-Option (EK) erzielt werden.

Trotz des kontinuierlich niedrigeren EF_{Da} der hybriden Dampferzeuger ist die anfängliche THG-Emissionsreduktion zu gering, um TVK von unter $1000 \text{ €/t}_{CO_2-Äq}$ zu erreichen. Dadurch, dass im KS-Szenario ab etwa 2040 fast ausschließlich der EK bei der hybriden Dampferzeugung läuft, steigen die TVK hier über die der reinen Elektrifizierung mit dem EK. Solange in ausreichend vielen Stunden noch mit dem SDE Dampf erzeugt wird, sind die TVK der hybriden Dampferzeugung niedriger als die der PtH-Option mit dem EK.

Lebenszeitbetrachtung

Werden die Lebenszeitemissionen¹²⁴ der Dampferzeugungstechnologien betrachtet, kann der Einfluss der Nutzungsdauer oder Lebenszeit der eingesetzten Dampferzeuger und somit der

¹²³ Durch unterschiedliche angenommene technische und ökonomische Parameter weichen die LCOS durchaus voneinander ab.

¹²⁴ Die für diese Forschungsarbeit gültige Definition der Lebenszeitemissionen wurde in Abschnitt 3.2.4 erläutert.

Transformationsprozess berücksichtigt werden. Im linken Bild der Abbildung 5-7 sind die relativen Lebenszeitemissionen zur Referenz SDE (100 %) aufgezeigt. Wird ein EK im KS-Szenario im Jahr 2030 installiert, dann betragen die Lebenszeitemissionen durch die elektrische Dampferzeugung nur 60 % von denen einer Dampferzeugung im erdgasbetriebenen SDE. Im Wesentlichen ist der Verlauf vergleichbar mit dem des jährlichen EF_{Da} aus Abbildung 5-6. Auffallend ist die deutliche Verschiebung der Werte nach links – hin zur näheren Zukunft. Das bedeutet, dass, obwohl im KS-Szenario im Jahr 2025 der EF_{Da} des EK mit etwa $300 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$ noch deutlich höher ist als der des SDE, bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren durch die PtH-Option insgesamt weniger THG emittiert werden.

Bei den TVK werden nur die Emissionen des jeweiligen Jahres berücksichtigt und bei den TVKL die der gesamten Nutzungsdauer. Ähnlich wie die Lebenszeitemissionen sind die TVKL mit vergleichbarem Verlauf deutlich nach links verschoben und die Werte sind zudem noch geringer. Die geringeren Werte werden dadurch verursacht, dass der hier betrachtete Kapitalwert vergleichbarer mit den Lebenszeitemissionen und zudem geringer als die Summe der Annuitäten über die Nutzungsdauer ist.¹²⁵

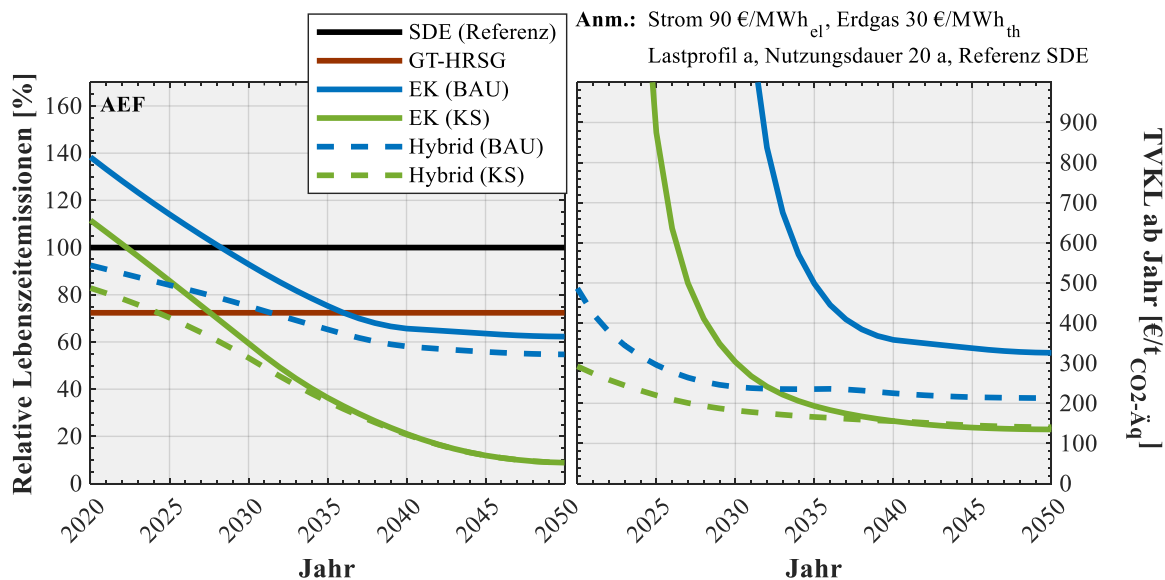


Abbildung 5-7: Bewertung mit dem AEF. **Links:** relative Lebenszeitemissionen der Dampferzeugung zum Vergleichszeitpunkt des Jahres der Inbetriebnahme. **Rechts:** TVKL zum Zeitpunkt des Jahres der Inbetriebnahme.

Abgeleitet aus der Analyse mit den stündlichen, prospektiven Strommix-Emissionsfaktoren kann das Resümee gezogen werden, dass, wenn die Stromnachfrage für die elektrische Dampferzeugung mit EK bereits eingeplant ist, es eine kurze Zeitspanne zwischen 2033 und 2039 gibt (je nach Szenario), in welcher mit dem EK ein vergleichbarer jährlicher EF_{Da} wie der bei

¹²⁵ Die THG-Emissionen werden nicht diskontiert.

der konventionellen, fossilen Dampferzeuger erreicht wird (siehe Abbildung 5-6). Nur im KS-Szenario kann durch den EK tatsächlich eine treibhausgasarme, jedoch nicht -freie Dampferzeugung ermöglicht werden. Eine Reduzierung der THG-Emissionen durch die bivalente, hybride Dampferzeugung zeigt ab 2040 kaum noch Vorteile gegenüber einer reinen Elektrifizierung. Durch die kontinuierlich sinkenden AEF und eine Lebenszeit von 20 Jahren kann der Elektrodenkessel allerdings deutlich früher eingesetzt werden, als es die jährlichen EF_{Da} vermuten ließen.

Sensitivitätsanalyse

Die Auswirkungen durch die Variationen werden in Abbildung 5-8 jeweils für eine Ergebnisvariable und das KS-Szenario gezeigt.¹²⁶ Die 36 000 Datenpunkte (Jahreswerte) der Parametervariationen sind im Anhang in Tabelle C-3 bis Tabelle C-14 je Stützjahr und für alle Variationen und Ergebnisvariablen zusammengefasst. Die Variationen sind die Lastprofile b und c, die Nutzungsdauern 10 a und 30 a sowie der Strombezugspreis 45 €/MWh_{el} (siehe Tabelle 5-2).

¹²⁶ Das bedeutet, es wird dargestellt, wie sich eine Ergebnisvariable wie der LCOS im Vergleich zum Normalfall (90 €/MWh_{el}, 20 a und Lastprofil a) durch die Variation eines Inputparameters, zum Beispiel durch den Einsatz des Lastprofils b, verändert.

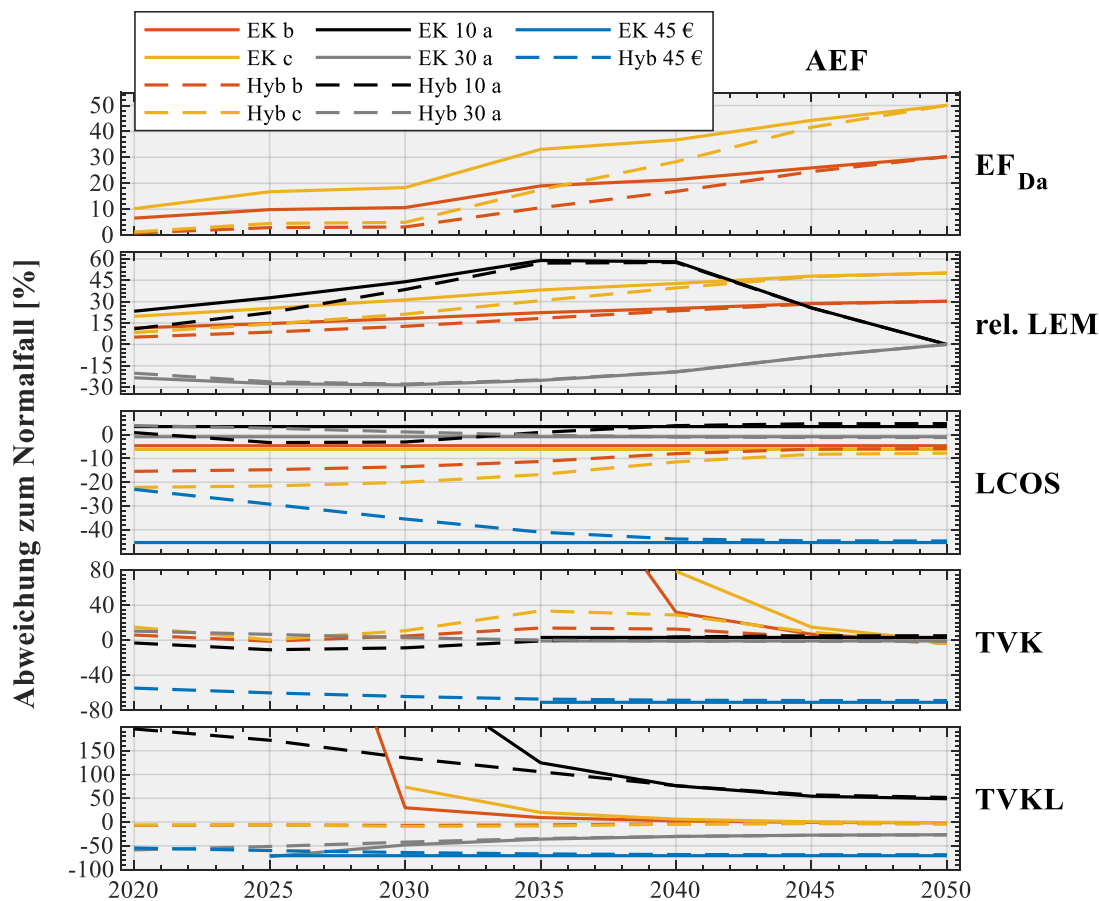


Abbildung 5-8: Sensitivitätsanalyse im KS-Szenario mit dem AEF für die Dampferzeugung: Variationen von jeweils einem Parameter und die Auswirkungen auf die Ergebnisvariablen für alle Stützjahre. Anmerkung: Hyb = hybrid.

Den einzigen Einfluss der Parametervariationen auf den EF_{Da} haben die Lastprofile: Je mehr Betriebsstunden, desto höher ist der EF_{Da} . Dadurch verhalten sich auch die relativen Lebenszeitemissionen (rel. LEM) durch den Einfluss der Lastprofile gleich. Eine geringere Lebenszeit erhöht die relativen Lebenszeitemissionen der elektrischen und hybriden Dampferzeugung und eine höhere Lebenszeit verringert sie. Dies ist durch den kontinuierlich sinkenden und ab 2050 gleichbleibenden AEF zu begründen. Die LCOS werden hauptsächlich durch den geänderten Strombezugspreis beeinflusst. Durch das Erhöhen der Betriebsstunden wird der LCOS beim EK leicht geringer und bei der hybriden Dampferzeugung durch das vermehrte Verwenden des billigeren, erdgasbetriebenen SDE sogar deutlich geringer. Bei den TVK und TVKL hat auch der Parameter des Strombezugspreises den größten kostensenkenden Einfluss. Die erhöhten Emissionen durch die höheren Betriebsstunden erhöhen auch die TVK, jedoch nicht die TVKL.¹²⁷ Eine geringere Lebensdauer erhöht die TVK und TVKL und umgekehrt, wobei sich die TVK dadurch jedoch nur kaum beeinflussen lassen.

¹²⁷ Außer die TVKL des EK in den Jahren 2025 bis 2040.

5.3.3 Ergebnis mit dem marginalen Emissionsfaktor

Jährliche Betrachtung

Im zweiten Teil der Analyse der Dampferzeugung wird die Stromnutzung des EK mit dem MEF bewertet. Der jährliche EF_{Da} im linken Bild der Abbildung 5-9 des EK ist durch den höheren MEF ebenfalls deutlich höher. Im KS-Szenario wird erst im Jahr 2050 mit $135,8 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-}\dot{\text{A}}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{th}}$ ein geringerer EF_{Da} als der der Referenz erreicht. Bei den beiden Szenarien ist der erste große Unterschied erst ab dem Jahr 2045 zu erkennen.

Der EF_{Da} der hybriden Dampferzeugung fällt sehr langsam aber konstant ab. Im BAU-Szenario wird allerdings selbst im Jahr 2050 der EF_{Da} nicht geringer als der der GT mit HRSG. Im KS-Szenario sinkt der Wert im Jahr 2050 bis auf $107,2 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-}\dot{\text{A}}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{th}}$. Die Anzahl der Betriebsstunden des EK beträgt im BAU-Szenario erstmals im Jahr 2030 mehr als 0 und steigt auf 525 Stunden (17,9 % der Betriebszeit mit EK) im Jahr 2050 an. Im KS-Szenario beträgt die Anzahl der Betriebsstunden des EK erstmals im Jahr 2025 mehr als 0 und steigt auf 1513 Stunden (51,8 % der Betriebszeit mit EK) im Jahr 2050 an.

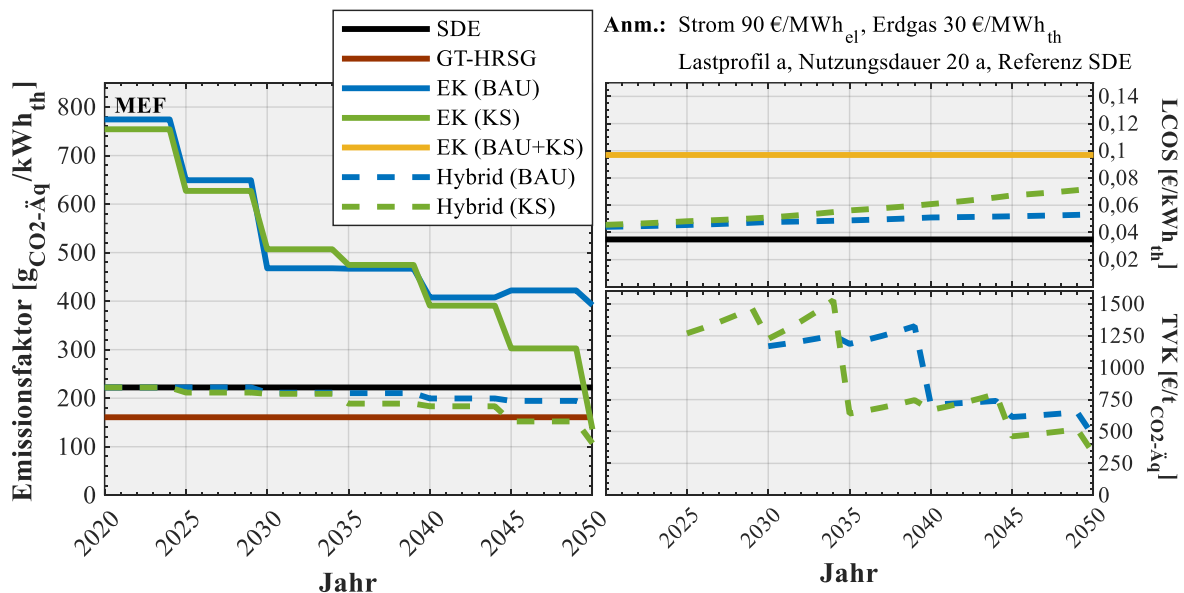


Abbildung 5-9: Bewertung mit dem MEF. **Links:** jährlicher Emissionsfaktor der Dampferzeugung EF_{Da} . **Rechts:** jährliche LCOS (oben) und die zugehörigen TVK (unten).

Die LCOS bleiben in der Bewertung mit dem MEF für den SDE und die PtH-Option EK unverändert. Die LCOS der hybriden Dampferzeugung steigen durch die wachsende Betriebsstundenanzahl des EK langsam auf Werte bis zu $0,053 \text{ €/kWh}_{\text{th}}$ (BAU) bzw. $0,072 \text{ €/kWh}_{\text{th}}$ (KS) an.

Anfänglich werden durch die zusätzlichen Investitionskosten der hybriden Dampferzeugung keine THG-Emissionen vermieden, weshalb auch keine TVK berechnet werden können. Die

TVK sinken im Jahr 2050 auf 462 €/t_{CO₂-Äq} (BAU) bzw. 326 €/t_{CO₂-Äq} (KS) ab. Durch die Dampferzeugung mit dem EK werden bis auf das Jahr 2050 im KS-Szenario (719 €/t_{CO₂-Äq}) keine THG-Emissionen vermieden.

Lebenszeitbetrachtung

In Abbildung 5-10 sind die relativen Lebenszeitemissionen der untersuchten Arten der Dampferzeugung abgebildet. Der EK kann im BAU-Szenario zu keinem Vergleichszeitpunkt des Jahres der Inbetriebnahme die THG-Emissionen gegenüber der Referenz SDE reduzieren. Ab dem Jahr 2042 werden durch die PtH-Option EK im KS-Szenario die Lebenszeitemissionen geringer als die des SDE und halbieren sich beinahe im Jahr 2050. Die Halbierung kann im KS-Szenario von der hybriden Dampferzeugung im Jahr 2050 mit 48,2 % sogar etwas unterboten werden.

Die TVKL der reinen PtH-Option im KS-Szenario erreichen ab dem Jahr 2044 Werte von weniger als 1000 €/t_{CO₂-Äq}. Die TVKL der hybriden Dampferzeugung erreichen im BAU-Szenario ihren Tiefpunkt bereits im Jahr 2048 mit 202,6 €/t_{CO₂-Äq} und im KS-Szenario im Jahr 2041 mit 134,3 €/t_{CO₂-Äq}.

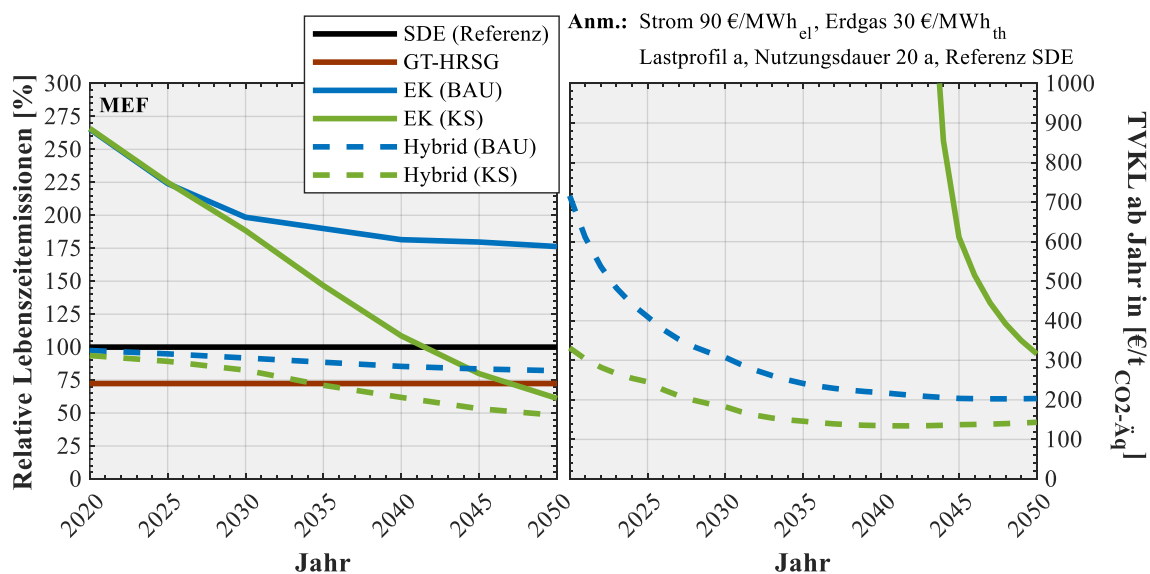


Abbildung 5-10: Bewertung mit dem MEF. **Links:** relative Lebenszeitemissionen der Dampferzeugung zum Vergleichszeitpunkt des Jahres der Inbetriebnahme. **Rechts:** TVKL zum Zeitpunkt des Jahres der Inbetriebnahme.

Unter Berücksichtigung der Lebenszeit können die Integrationszeitpunkte schon deutlich früher bestimmt werden – allerdings sinken im KS-Szenario die THG-Emissionen gegenüber der Referenz SDE für den monovalenten Betrieb des EK nur auf 61 % und bei der bivalenten Dampferzeugung auf 48 % im Jahr 2050 ab. Das bedeutet eine klare THG-Emissionsreduktion, jedoch noch keine emissionsfreie Dampferzeugung.

Sensitivitätsanalyse

Die Auswirkungen durch die Variationen werden in Abbildung 5-11 jeweils für eine Ergebnisvariable und das KS-Szenario gezeigt.¹²⁸ Die 36 000 Datenpunkte (Jahreswerte) der Parametervariationen sind in Tabelle C-15 bis Tabelle C-26 im Anhang je Stützjahr und für alle Variationen und Ergebnisvariablen zusammengefasst. Die Variationen sind die Lastprofile b und c, die Nutzungsdauern 10 a und 30 a sowie der Strombezugspreis 45 €/MWh_{el} (siehe Tabelle 5-2).

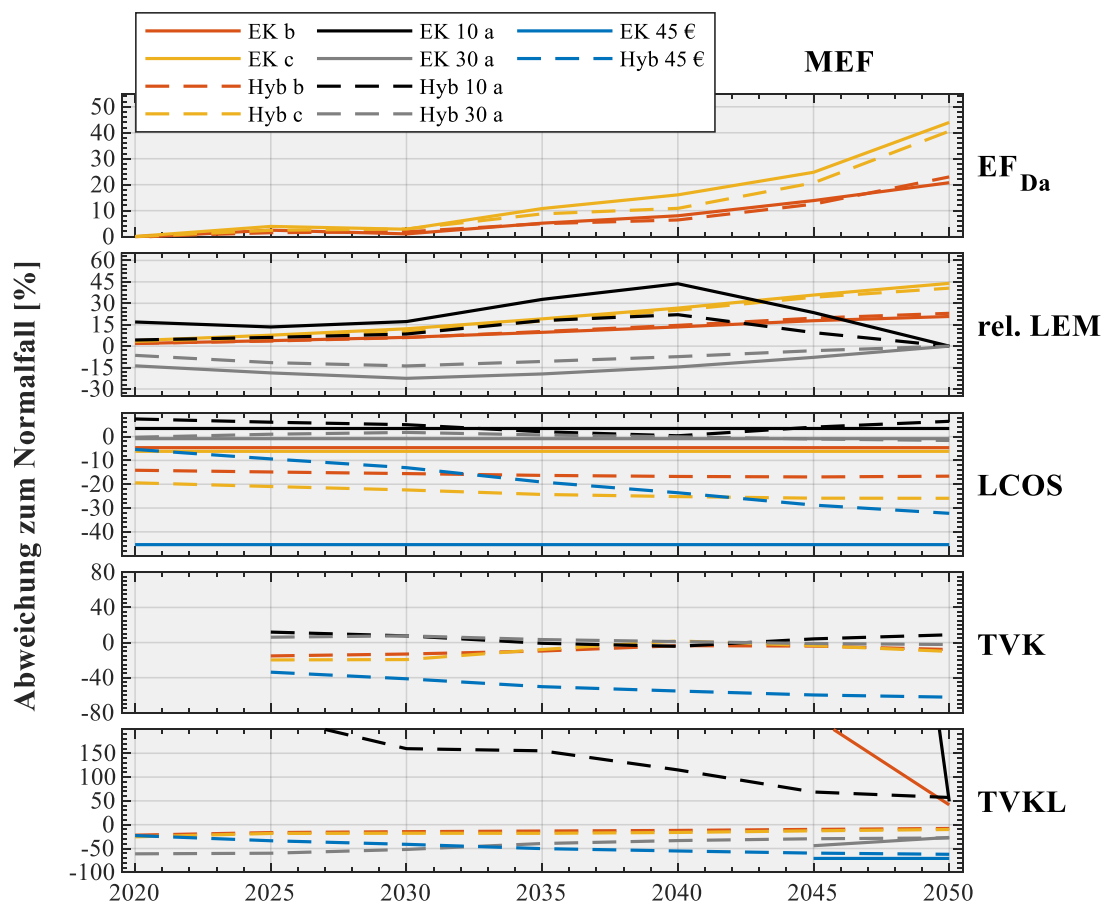


Abbildung 5-11: Sensitivitätsanalyse im KS-Szenario mit dem MEF für die Dampferzeugung: Variationen von jeweils einem Parameter und die Auswirkungen auf die Ergebnisvariablen für alle Stützjahre. Anmerkung: Hyb = hybrid.

Die Auswirkungen der Parametervariationen auf den EF_{Da} , die relativen Lebenszeitemissionen und die LCOS sind bei der Bewertung mit dem AEF und dem MEF vergleichbar (siehe Beschreibung auf Seite 144). Im Gegensatz zur Bewertung mit dem AEF führen die erhöhten Emissionen durch die höheren Betriebsstunden zu einer Absenkung der TVK und der TVKL.

¹²⁸ Das bedeutet, es wird dargestellt, wie sich eine Ergebnisvariable wie der LCOS im Vergleich zum Normalfall (90 €/MWh_{el}, 20 a und Lastprofil a) durch die Variation eines Inputparameters, zum Beispiel durch den Einsatz des Lastprofils b, verändert.

Dieser Effekt ist nur bei der hybriden Dampferzeugung zu sehen. Beim EK sind TVK und TVKL ohnehin nur im Jahr 2050 möglich, in welchem sie durch die Parametervariation aber ansteigen. Eine geringere Lebensdauer erhöht die TVK sowie die TVKL und umgekehrt, wobei sich die TVK durch die geänderte Lebensdauer weniger beeinflussen lassen.

5.3.4 Schlussfolgerung

Ziel der Analyse war es, die Möglichkeiten der elektrischen Dampferzeugung durch mono- und bivalente, also hybride Dampferzeugersysteme in Bezug auf die Reduktion der THG-Emissionen im Vergleich zu den konventionellen, erdgasbetriebenen Technologien zu berechnen. Hier zeigt sich, dass vor allem im KS-Szenario bei einer schnellen Dekarbonisierung der Stromerzeugung bereits im Jahr 2033 weniger Emissionen durch einen EK als durch einen erdgasbetriebenen SDE ausgestoßen werden. Bei Nutzungsdauern der EK und SDE von bis zu 30 Jahren kann die Integration eines EK bereits heute eine THG-Minderungsmaßnahme sein – und das, obwohl die Stromversorgung noch zu großen Teilen auf fossilen Energieträgern fußt. Das betrachtete hybride Dampferzeugersystem ist immer die THG-Minderungsmaßnahme mit der größten Reduktionswirkung. Allerdings kann ab einem bestimmten Grad der Dekarbonisierung der Stromerzeugung kein nennenswerter Vorteil mehr durch ein kostenintensiveres, hybrides Dampferzeugersystem erzielt werden.

Ein klarer Vorteil der hybriden gegenüber der monovalenten elektrischen Dampferzeugung kann bei der Berechnung der THG-Emissionen mit dem MEF gezeigt werden. Wenn der elektrische Dampferzeuger als ungeplante Nachfrageerhöhung eingesetzt wird, dann werden dieser Nachfrage immer noch sehr hohe THG-Emissionen zugerechnet. Es sei denn, es werden hybride Dampferzeugersysteme verwendet. Dies ist in den beiden Szenarien und den meisten Parametervariationen die einzige sinnvolle THG-Minderungsmaßnahme. Im KS-Szenario mit einer Nutzungsdauer der Dampferzeuger von 30 Jahren können durch die hybride Dampferzeugung im Jahr 2050 mehr als 50 % der THG-Emissionen reduziert werden. Aber auch in der näheren Zukunft (bis 2030) können durch die Entscheidung für ein hybrides Dampferzeugersystem THG-Reduzierungen von bis zu 30 % erreicht werden.

Die THG-Reduktion durch elektrische und hybride Dampferzeugung ist allerdings im pessimistischen Szenario BAU – und, wenn auch weniger ausgeprägt, im KS-Szenario – in vielen Parametervariationen nicht zu erreichen. Es wird deutlich, dass die Dekarbonisierung der Stromerzeugung schneller voranschreiten muss und die Anzahl der Stunden mit Überschussstrom, wohlgerneht in diesen Szenarien, nicht für eine starke Reduktion der THG-Emissionen der Dampferzeugung ausreicht.

6 Schlussbetrachtung

Das übergeordnete Ziel dieser Forschungsarbeit war es, die Methode der Emissionsfaktoren der Stromerzeugung zu erweitern, um deren einfache Anwendung in der wissenschaftlichen Praxis zu erhalten und gleichzeitig fundierte Bewertungen der THG-Emissionen von Sektorkopplungstechnologien im zukünftigen Energieversorgungssystem zu ermöglichen. Die in der Forschungsfrage zusammengefasste Problembeschreibung lautete:

Wie kann die Methode zur Berechnung der THG-Emissionsfaktoren der Stromerzeugung verbessert und weiterentwickelt werden, um die kurzfristige und langfristige Dynamik des Stromerzeugungssystems abbilden zu können sowie die Effekte der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu berücksichtigen?

Um diese Frage zu beantworten, wurden drei Ziele entwickelt, welche die tiefgreifendere Problemstellung beantworten sollen. Im ersten Ziel wurden in einer ausführlichen Darstellung des Forschungsstands und der eingesetzten Methoden zur Berechnung von Emissionsfaktoren die Grundlagen für die Erstellung von stündlichen, prospektiven Emissionsfaktoren anhand eines Strommarktmodells abgeleitet. Das zweite Ziel war die methodische Weiterentwicklung von marginalen Emissionsfaktoren. Hier sollte Überschussstrom und weitere Effekte von hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromversorgung auf die Emissionsfaktoren in der Berechnung berücksichtigt werden. Das dritte Ziel war die Anwendung der entwickelten Emissionsfaktoren auf typische Sektorkopplungstechnologien, wie die Wasserstoffelektrolyse und die Elektrifizierung der Prozessdampferzeugung, zur Emissionsbewertung des Energieträgerwechsels. In Unterkapitel 6.1 folgt eine Zusammenfassung der Forschungsarbeit, gefolgt von einer Beschreibung des weiteren Forschungsbedarfs (Unterkapitel 6.2) sowie einem abschließenden Fazit (Unterkapitel 6.3).

6.1 Zusammenfassung

Durch den wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien, wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen, in der Stromerzeugung und den deutschen Kohleausstieg bis 2038 wird der Emissionsfaktor der Stromerzeugung sich kontinuierlich verringern.¹²⁹ Zukünftig können typische Sektorkopplungstechnologien wie die direkte und indirekte Elektrifizierung klassische, brennstoffbasierte Anwendungen ersetzen und dadurch effektiv THG-Emissionen in Deutschland reduzieren.

¹²⁹ Dies geschieht trotz des Ausstiegs aus der emissionsarmen Kernenergie bis Ende 2022.

Stand der Forschung und Limitierung

Der Stand der Forschung zeigt auf, dass die bestehenden Methoden zur Berechnung von stündlichen marginalen Emissionsfaktoren der Stromversorgung unzureichend für die Analyse von Lebenszeitemissionen von Sektorkopplungstechnologien sind. Ein Grund dafür ist die mangelnde Abbildung der Auswirkungen von hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, wie Überschussstrom, welcher zukünftig für die Erzeugung von treibhausgasneutralem Wasserstoff oder als Substitut von fossilen Energieträgern in Deutschland genutzt werden soll. Ein zweiter Grund ist die methodisch bedingte Verwendung von jährlichen Durchschnittswerten des Emissionsfaktors, welche für die Bewertung von Sektorkopplungstechnologien in einem flexibler werdenden Energiesystem ungeeignet sind. Eine weitere Limitierung ist, dass bei der stündlichen Berechnung von marginalen Emissionsfaktoren mit bisherigen Methoden – kontraintuitiv – negative Werte auftreten, das heißt, dass durch eine Nachfragereduktion im Stromversorgungssystem zusätzliche THG-Emissionen freigesetzt werden. Zudem werden für die Berechnung von stündlichen, prospektiven Strommix- und marginalen Emissionsfaktoren für die deutsche Energiewende bisher weder normative Szenarien verwendet, noch wird die Möglichkeit der Berücksichtigung von Vorketten von fossilen Brennstoffen und erneuerbaren Energien geboten. Eine gezielte Auswahl von 21 wissenschaftlichen Veröffentlichungen mit dem Fokus auf dynamischen, prospektiven Emissionsfaktoren zeigt die beschriebenen Limitierungen auf. Daraus lässt sich ableiten, dass die methodische Weiterentwicklung dieser Forschungsarbeit unter den etablierten Methoden einen wissenschaftlichen Mehrwert schafft.

Datengrundlage und Szenarien

Anhand des gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsmodells „European Electricity Market Model“ (E2M2), welches den wettbewerblichen Strommarkt abbildet, wurden in einer myopischen Optimierung der stündliche Kraftwerkseinsatz in Deutschland für 8 Stützjahre bis 2050 für zwei unterschiedliche normative Szenarien gebildet. Die beiden Szenarien unterscheiden sich hauptsächlich in der Vorgabe zur Einhaltung unterschiedlicher THG-Obergrenzen (Basisszenario „business as usual“ (BAU) mit -74% und Szenario „Klimaschutz“ (KS) mit -95% gegenüber 1990), welche zwei verschieden schnelle Transformationsprozesse und verschieden starke Dekarbonisierungsgrade der Stromerzeugung darstellen sollen. Die Entwicklung der Stromerzeugung ist im Wesentlichen durch den implementierten Kohleausstieg und die Verwendung von Gaskraftwerken sowie durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien und den dadurch auftretenden Überschussstrom geprägt. Die Szenarien bilden die Datengrundlage des gesamten Emissionsmodells, welches modular aufgebaut und in MATLAB umgesetzt wurde. Das bedeutet, die Szenarien können hinsichtlich geänderter Randbedingungen oder aktualisierter Energieträger- oder CO₂-Zertifikatspreise ohne eine Anpassung

des nachfolgenden Emissionsmodells geändert werden. Der Fokus der Forschungsarbeit lag nicht auf dem Modellierungsansatz im Strommarktmodell oder der Bestimmung der zugrunde gelegten ökonomischen und regulatorischen Annahmen, sondern auf der exemplarischen Anwendung und Weiterentwicklung der Methodik der Berechnung der THG-Emissionsfaktoren. Die Verwendung von normativen Szenarien in einem modularen Emissionsmodell zur Erstellung von stündlichen, prospektiven Strommix- und marginalen Emissionsfaktoren ermöglicht eine kontinuierliche Integration der Faktoren in Sachbilanzen zur Verwendung in der Ökobilanzierung.

Berechnungsmodell des Strommix-Emissionsfaktors

Der historisch-empirische Strommix-Emissionsfaktor (AEF) beschreibt die gemittelte Emissionsintensität aller Stromerzeugungseinheiten im betrachteten Bilanz- und Zeitraum. Für retrospektive Analysen des Stromverbrauchs einer Sektorkopplungstechnologie wird meist diese Art von Emissionsfaktor verwendet. In der prospektiven Analyse wird der AEF hingegen ebenfalls verwendet, sofern die zu analysierende Nachfrage bereits Teil der geplanten gesamten Stromnachfrage ist. Im hier entwickelten Emissionsmodell wurden stündliche, prospektive AEF entwickelt. Durch die Implementierung eines speziellen Ausspeicherfaktors, welcher abhängig von der Emissionsintensität der eingespeicherten Strommenge ist, und eines europäischen Importfaktors sowie eines deutschen Exportfaktors konnte die Emissionsintensität des deutschen Stromverbrauchs mit dem angewandten Verursacherprinzip berechnet und zudem auch die dynamische Effizienz der Kraftwerke berücksichtigt werden. Somit werden Emissionsverschiebungen zwischen einzelnen Sektoren oder Ländern berücksichtigt und stets dem verursachenden Verbraucher zugeordnet. In Abbildung 6-1 sind die historischen und berechneten prospektiven Jahresdurchschnittswerte des AEF aufgezeigt.¹³⁰ Durch den deutschen Kohleausstieg wird der Lösungsraum für die möglichen Jahresdurchschnittswerte eingeschränkt und dadurch stärker abhängig vom Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung. Im BAU-Szenario sinkt der AEF ohne Berücksichtigung der Vorketten im Jahr 2050 auf $182 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und im KS-Szenario auf $29 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ ab. Bei der stündlichen Analyse des AEF zeigte sich, dass die jährliche Standardabweichung der Emissionsfaktoren in beiden Szenarien kontinuierlich hoch auf einem Niveau um etwa $100 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ schwankt. Nur bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 87 % an der Bruttostromerzeugung sinkt im KS-Szenario die Standardabweichung im Jahr 2050 auf lediglich $26 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Durch den Stromexport wird der stündliche AEF nicht signifikant erhöht – im Gegensatz dazu wird bei Stromimport der AEF verringert. Denn der Stromimport ist auch zukünftig meist deutlich weniger emissionsintensiv als die jeweils zeitgleiche Stromerzeugung

¹³⁰ Die historischen Werte sind Literaturwerte und nicht streng nach dem Verursacherprinzip bestimmt.

in Deutschland. Es zeigt sich, dass der Anteil der erneuerbaren Energien an der Nettostromerzeugung mit dem AEF negativ korreliert, sich aber nicht als Indikator von stündlichen Werten eignet.

Mit der ausführlichen Beschreibung der Methoden zur Bildung von Emissionsfaktoren sowie der gebildeten Datengrundlage konnten stündliche, prospektive Strommix-Emissionsfaktoren berechnet und somit das erste Ziel dieser Forschungsarbeit – die methodische Übersicht und die Verbesserung der Berechnung der Strommix-Emissionsfaktoren – erreicht werden.

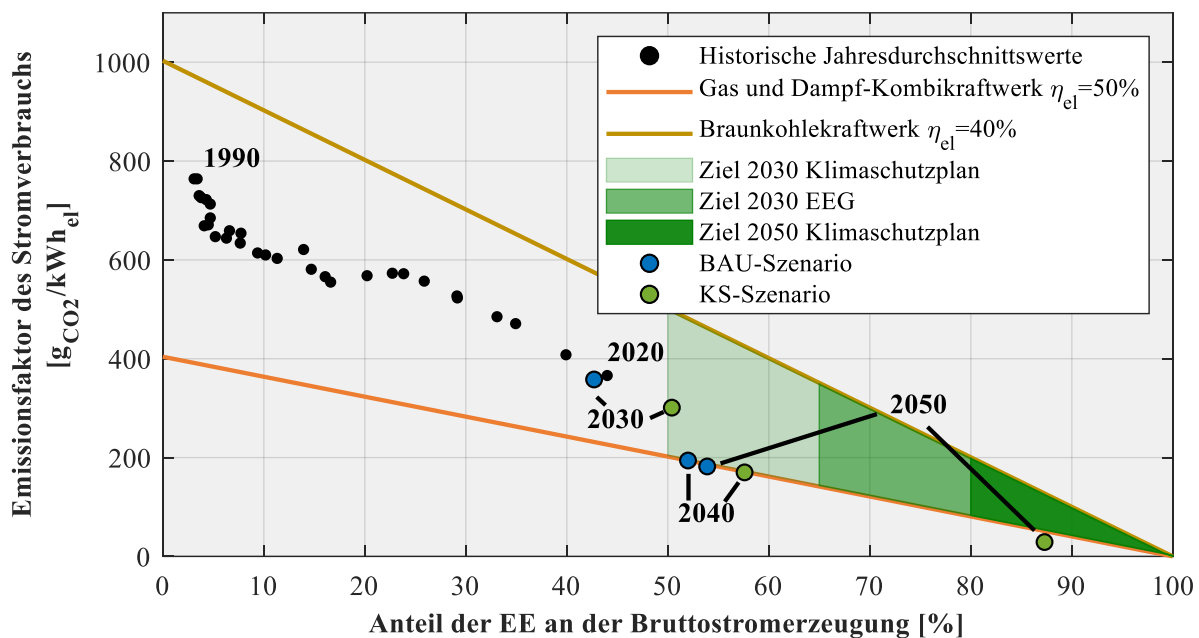


Abbildung 6-1: Lösungsraum der Emissionsfaktoren¹³¹ des Stromverbrauchs als Funktion des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung¹³² und der Bereitstellung der Residuallast durch erdgasbefeuerte Gas- und Dampf-Kombikraftwerke oder Braunkohlekraftwerke. Prospektive Jahresdurchschnittswerte der Modellergebnisse aus den Szenarien.

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (Ausfelder et al. 2018, S. 71), basierend auf (UBA 2019a; BMWi 2018; BMWi 2020a; UBA 2020b; UBA 2021b)

¹³¹ Bei den historisch-empirischen Emissionsfaktoren werden keine THG-Emissionen aus dem grenzüberschreitenden Stromhandel betrachtet, sondern nur der Kraftwerkseigenverbrauch, Leitungs- und Pumpverluste abgezogen. Die Emissionsfaktoren der Szenarien sind in $g_{CO_2-Äq}/kWh_{el}$ angegeben.

¹³² Die Ziele der Bundesregierung sind für den Bruttostromverbrauch definiert und werden hier auch für den Anteil an der Bruttostromerzeugung verwendet.

Methodische Weiterentwicklung des marginalen Emissionsfaktors

Das zweite Ziel der Forschungsarbeit war die Weiterentwicklung der Methoden zur Bestimmung von prospektiven marginalen Emissionsfaktoren (MEF), sodass diese als stündliche Werte die Effekte von hohen Anteilen erneuerbarer Energien berücksichtigen können.

Der historisch-empirische marginale Emissionsfaktor beschreibt die Emissionen, welche durch die reagierenden Stromerzeugungsanlagen aufgrund einer Nachfrageänderung entstehen. In der prospektiven Analyse wird der kurzfristige oder auch direkte MEF dann verwendet, wenn die zu analysierende zukünftige Nachfrageänderung, beispielsweise impliziert durch die Elektrifizierung einer brennstoffbasierten Anwendung, nicht in der bereits geplanten Stromnachfrage berücksichtigt wird und zusätzlich so gering ist, dass dadurch keine strukturellen Veränderungen im Kraftwerkspark ausgelöst werden. Durch die Kombination der Indikatormethode und der Methode der linearen Regression zur Berechnung des MEF sowie eine zusätzliche Weiterentwicklung beider Methoden konnten stündliche, prospektive MEF berechnet werden. Der MEF besteht aus drei wesentlichen Komponenten, welche durch eine Analyse der Struktur der steuerbaren Stromerzeugungseinheiten der jeweiligen Zeitschritte in einem bedingten Algorithmus bestimmt werden. Die erste Komponente definiert eine Emissionsintensität von $0 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ durch eine Nachfrageerhöhung bei einem gleichzeitig auftretenden Überangebot von in das Stromnetz integrierbarer elektrischer Energie durch erneuerbaren Energien (Überschussstrom). Die zwei weiteren Komponenten der Analyse ermöglichen es, dass der MEF keine negativen Werte und auch keine unplausiblen Extremwerte annimmt. Diese werden bei bisherigen Berechnungsmethoden durch sehr geringe Änderungsraten der steuerbaren Stromerzeugung und durch ein Aggregationsproblem beim Wechsel der Stromerzeugung von fossilen Erzeugungseinheiten der beteiligten marginalen Kraftwerke ausgelöst. Durch diese Weiterentwicklung ist es möglich, in den gewählten Szenarien einen MEF zu bestimmen, welcher zwischen den Extremwerten 0 und $1200 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ schwankt. Die Zusammensetzung des marginalen Kraftwerksparks ist dann entweder von Bioenergie, Überschussstrom oder emissionsintensiveren Stromerzeugern wie Kohlekraftwerken dominiert. In einer Sensitivitätsanalyse wurde gezeigt, dass ohne die Berücksichtigung von Überschussstrom der durchschnittliche MEF um bis zu 40 % höhere Werte annimmt und die Standardabweichung um mehr als 60 % absinken kann. Somit kann, trotz der zukünftig dominierenden Erdgaskraftwerke in der Residuallast, der MEF im Jahr 2050 auf einen Jahresdurchschnittswert von $194 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ im KS-Szenario absinken. Eine Nachfrageerhöhung muss somit nicht zwangsläufig die THG emittieren, die der Emissionsintensität eines fossilen Kraftwerks entsprechen. Die in dieser Forschungsarbeit weiterentwickelte Methode kann daher zur Berechnung des stündlichen MEF für Stromversorgungssysteme mit hohen Anteilen von erneuerbaren Energien verwendet werden.

Analyse von Sektorkopplungstechnologien

Das dritte Ziel der Forschungsarbeit war die exemplarische Anwendung der entwickelten Emissionsfaktoren. Diese Anwendung wurde zur Bewertung der Auswirkungen auf die Treibhausgasintensität bei den Sektorkopplungstechnologien der Wasserstoffelektrolyse und der elektrischen Prozessdampferzeugung durchgeführt. Durch die neue stündliche, prospektive Analysemöglichkeit der Stromnutzung können Fragestellungen hinsichtlich des flexiblen Betriebs, des Einsatzes hybrider Wärmeversorgungssysteme, der Lebenszeitemissionen und der Treibhausgasvermeidungskosten beantwortet werden.

In der Analyse der treibhausgasarmen Wasserstoffelektrolyse wurde ein jährlicher Wasserstoffemissionsfaktor in Abhängigkeit von den Volllaststunden gebildet, welcher mit dem des konventionell aus Erdgas erzeugten Wasserstoffs verglichen wurde. Hier zeigte sich, dass durch eine optimale Ausnutzung des emissionsarmen Stroms zu bestimmten Betriebsstunden die THG-Emissionen des elektrisch erzeugten Wasserstoffs bereits heute die des fossilen Wasserstoffs unterschreiten. Bei der Betrachtung mit dem MEF wurde allerdings klar, dass auch durch die Ausnutzung von Überschussstrom bei der Wasserstoffelektrolyse zunächst sehr hohe jährliche Wasserstoffemissionsfaktoren von mehr als $1000 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}_{\text{th}}$ entstehen und die Elektrolyse zukünftig nur bei einer geringen Volllaststundenzahl als flexible Dekarbonisierungsmaßnahme eingesetzt werden kann. Durch die Verwendung von stündlichen, prospektiven Emissionsfaktoren konnten die Auswirkungen durch diese indirekte Elektrifizierungsmaßnahme genauer analysiert sowie Unsicherheiten und Limitierungen bezüglich der Annahmen zu den Emissionsfaktoren oder der Betriebsstrategie der aktuellen Untersuchungen verringert werden.

Die elektrische Dampferzeugung birgt ein sehr großes Dekarbonisierungspotenzial in der zukünftigen Prozesswärmebereitstellung. Ein Vergleich der konventionellen, fossilen Dampferzeugung mit der elektrischen und hybriden¹³³ Dampferzeugung zeigte, dass die hybride Dampferzeugung nur in einem relativ kurzen Übergangszeitraum zwischen fossiler und rein elektrischer Dampferzeugung als wirkungsvolle Dekarbonisierungsmaßnahme eingesetzt werden kann. Mit den stündlichen, prospektiven Emissionsfaktoren können Betriebsstrategien, Umsetzungszeitpunkte sowie verschiedene Lebensdauern der eingesetzten Technologien untersucht und hinsichtlich der Dekarbonisierungswirkung bewertet werden. Bei der Bewertung mit dem MEF kann durch die monovalente Prozesswärmeerzeugung keine THG-Reduktionswirkung gegenüber einer konventionellen Verbrennung erreicht werden. Dies kann nur durch die Verwendung von hybriden Dampferzeugungssystemen erreicht werden.

¹³³ Auswahl zwischen einem elektrischen Elektrodenkessel und einer erdgasbasierten Dampferzeugung.

6.2 Weiterer Forschungsbedarf

Im Rahmen der Forschungsarbeit sind einige weitere Herausforderungen bezüglich der Aktualisierung, Weiterentwicklung und Anwendung der Emissionsfaktoren entstanden. Im Folgenden wird der weitere Forschungsbedarf erläutert:

Datengrundlage und Szenarien

Da die Entwicklung der verwendeten Stromerzeugungsszenarien nicht im Fokus dieser Forschungsarbeit stand und sich durch die modulare Modellstruktur auch andere Szenarien untersuchen lassen, können hier noch weitere mögliche Entwicklungen der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland analysiert werden. Hier ist vor allem die vollständige Dekarbonisierung der Stromversorgung bis in das Jahr 2050 als mögliches Szenario zu nennen. Zusätzlich ist die Transformationsgeschwindigkeit, insbesondere was den Kohleausstieg betrifft, durch politische Entscheidungen und den CO₂-Preis geprägt. Weitere mögliche Aktualisierungen und Anpassungen der Szenarien können hinsichtlich der Nachfrageentwicklung, des Speicherausbaus, der Wasserstoffwirtschaft und der Entwicklung des steigenden CO₂-Preises erfolgen. Speziell im Hinblick auf den zukünftigen marginalen Kraftwerkspark stellt sich die Frage, wie die zukünftige Flexibilität der Bioenergieanlagen in den Strommarkt integriert wird, welche Marktmechanismen dafür verantwortlich sein werden und wie diese im Strommarktmodell E2M2 umgesetzt werden können.¹³⁴ Der Effekt des grenzüberschreitenden Stromhandels auf die Emissionsintensität der nationalen Stromversorgung kann durch eine ausgeweitete Analyse des europäischen Versorgungsnetzes konkretisiert oder durch eine modellendogene Modellierung des gesamten europäischen Strommarktes betrachtet werden. Dies führt jedoch unweigerlich auch zu geringen Anpassungen im entwickelten Emissionsmodell im Bereich des MEF. Mit einer zusätzlichen Betrachtung der Netzrestriktionen für das im Modell auftretende Curtailement kann eine regionale Komponente mit in den Emissionsfaktor integriert werden.

Methode der Emissionsfaktoren

Sollen die Effekte des internationalen Stromhandels auf den MEF berücksichtigt werden, dann müssen das Problem der ausschließlichen Betrachtung des Handelssaldos, die fehlende Datenbasis zum marginalen Kraftwerkspark der umliegenden Importländer sowie das Zuordnungsproblem von Handelsvolumina zum marginalen Kraftwerkspark gelöst werden. Der Zusammenhang des direkten und des indirekten MEF wird mit dem kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien immer komplexer (Vandepaer et al. 2019). Eine Kombination der beiden Betrachtungsweisen stellt sich als zukünftige Herausforderung bei der Berechnung von prospektiven Emissionsfaktoren dar. Zusammen mit dem Problem der Nichtvergleichbarkeit

¹³⁴ Beispielsweise die Forschungsarbeit von Fleischer (2019) zu „Systemeffekten von Bioenergie“.

zweier unterschiedlicher Energiesystemmodelle erschwert dies die präzise Evaluation von marginalen Emissionsfaktoren.

Anwendung der Emissionsfaktoren

Die in den Anwendungsbeispielen untersuchten Sektorkopplungstechnologien können durch weitere Technologien zur elektrischen Wasserstofferzeugung, einer Implementierung von Stromspeichern sowie die nachgelagerte Weiterverarbeitung und den Transport des Wasserstoffs ergänzt werden. Auch bei der elektrischen Dampferzeugung können hinsichtlich der komplexen Integration von einzelnen Technologien in die Wärmeversorgungssysteme von industriellen Anlagen noch weitere detailliertere Analysen durchgeführt werden. Weitere potenzielle Analyseaufgaben gibt es beispielsweise in den Bereichen der Elektromobilität, der Auswirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen bei elektrischen Anwendungen oder des Lastmanagements.

6.3 Fazit

Als zentrales Fazit der Forschungsarbeit kann zusammengefasst werden, dass durch die Verwendung des stündlichen, kraftwerksscharfen Strommarktmodells die Berechnung der Strommix-Emissionsfaktoren so verbessert werden konnte, dass nun die zeitlichen und bilanziellen Verzerrungen der THG-Emissionen aus dem grenzüberschreitenden Stromhandel und den Stromspeichern im Emissionsfaktor berücksichtigt werden. Eine initiale Erzeugungsanalyse anhand der Strommarktdaten bestimmt, wie sich der marginale Kraftwerkspark verhält, und bedingt dadurch die Berechnung des MEF. Somit können spezielle Situationen mit Überschussstrom in die Bildung des MEF integriert werden und es kann trotzdem der gesamte beteiligte marginale Kraftwerkspark als plausible Basis für die stündliche Berechnung dienen. Durch diese Weiterentwicklung kann die Berechnungsmethode der Emissionsfaktoren im zukünftig flexiblen Energieversorgungssystem angewandt werden. Dadurch können bereits heute die möglichen Auswirkungen von hybriden und diskontinuierlichen elektrischen Sektorkopplungstechnologien auf den THG-Ausstoß detailliert untersucht werden. Die ausführliche Erläuterung der Methode der Emissionsfaktoren sowie die daraus weiterentwickelten Berechnungsmethoden für den AEF und MEF werden zur Ergänzung in Sachbilanzen der Ökobilanzierung oder bei der exklusiveren Ermittlung des „carbon footprint“ die wissenschaftlichen Analysen stärken und die einfache Anwendung der Emissionsfaktoren beibehalten.

Trotz der unterschiedlichen Dekarbonisierungsgrade der Szenarien von -74% und -95% im Jahr 2050 konnte hier erst durch die Weiterentwicklung des MEF ein deutlicher Unterschied der stündlichen Werte im Vergleich zu anderen Methoden wie der lineare Regression aufgezeigt werden. Somit trägt der Ausbau der erneuerbaren Energien auch zur Senkung der margi-

nenalen THG-Emissionen bei. Es konnte dargestellt werden, dass mit einem differenziert berechneten Wasserstoffemissionsfaktor, je nach Betriebsstrategie, ein kontinuierlicher Übergang zwischen grauem und grünem Wasserstoff besteht. Die sinkenden AEF und MEF führen dazu, dass die elektrische Wasserstoffherzeugung in Deutschland – je nach Betriebsstrategie – mittelfristig (bis ca. 2035) zu geringen und langfristig zu hohen THG-Reduktionen führen kann. Eine THG-freie elektrische Wasserstoffherzeugung in Deutschland ist vor 2035 (MEF) unter den hier getroffenen Annahmen nicht möglich. Ob der AEF oder der MEF für eine Berechnung gewählt wird, ist von der Interpretation der zu analysierenden Last abhängig. Bei einem intensiven Wasserstoffhochlauf mit großem Kapazitätsausbau der Elektrolyseure in Deutschland, muss auch das entsprechende Stromerzeugungsszenario (Datengrundlage) um diese extreme Nachfrageerhöhung angepasst werden.

Die Analyse der hybriden elektrischen Dampferzeugung zeigte, dass es je nach ökonomisch-technischer Nutzungsdauer einen Übergangszeitraum gibt, welcher den Einsatz der mono- oder bivalenten Energiebereitstellung als Dekarbonisierungsstrategie ermöglicht. Für eine langfristige Planung stellt der Entscheidungsprozess im jeweiligen Installationsjahr die Weichen dafür, ob eine Sektorkopplungsmaßnahme die THG-Emissionen nachhaltig vermindert oder nicht. Für die zukünftige Implementierung von Dekarbonisierungsmaßnahmen muss die dynamische Berechnung der THG-Emissionen entscheidend sein. Der geeignete Umsetzungszeitpunkt einer Elektrifizierungsmaßnahme liegt schon deutlich vor dem Zeitpunkt der ersten jährlichen (statischen) THG-Reduktion und kann durch die dynamischen Emissionsfaktoren berechnet werden. Im KS-Szenario sollten für die Reduktion von Treibhausgasen Elektrodenkessel zur Dampferzeugung frühestens ab 2023 (AEF) bzw. ab 2042 (MEF) genutzt werden.

Die konsequente Anwendung der dynamischen, prospektiven Emissionsfaktoren ermöglicht es, bei aktuellen Studien oder Förderprogrammen, welche auf eine Reduktion der THG-Emissionen abzielen, die tatsächliche THG-Minderung – entgegen der aktuellen Methode mit statischen Emissionsfaktoren oder der Annahme von 100 % erneuerbarem Strom – einer Sektorkopplungstechnologie zu berechnen. Im jahrelangen Transformationsprozess der Energiewende muss eine dynamische Emissionsberechnung die Bestimmung von adäquaten Dekarbonisierungsmaßnahmen begleiten. Die Integration von Überschussstrom in den MEF zeigte die Chancen und Grenzen des Potenzials der Nutzung dieser treibhausgasneutralen elektrischen Energie auf.

Insofern lässt sich aus den Ergebnissen schließen, dass durch die Weiterentwicklung der Methode der dynamischen, prospektiven Emissionsfaktoren ein einfaches und praktisches Werkzeug bei der Bewertung von Dekarbonisierungsmaßnahmen maßgeblich verbessert wurde und die Forschungsarbeit dadurch einen wertvollen Beitrag zur Zielerreichung der Sektorkopplung leistet.

Literaturverzeichnis

50Hertz et al. 2019

50Hertz Transmission GmbH [50Hertz]; Amprion GmbH [Amprion]; TenneT TSO GmbH [Tennet]; TransnetBW GmbH [TransnetBW] (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Umsetzungsbericht_NEP_2030_v2019.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

acatech et al. 2017

Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. [acatech]; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V. Nationale Akademie der Wissenschaften.; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (2017): "Sektorkopplung" - Optionen für die nächste Phase der Energiewende. Stellungnahme. München, Halle (Saale), Mainz. (Energiesysteme der Zukunft). Online verfügbar unter <https://www.acatech.de/publikation/sectorkopplung-optionen-fuer-die-naechste-phase-der-energiewende/>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

AGEB 2019a

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen [AGEB] (Hg.) (2019): Energie in Zahlen. Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen. Berlin. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb-energie_in_zahlen_2019.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

AGEB 2019b

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen [AGEB] (2019): Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. 1990-2019. Online verfügbar unter <https://www.ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt geprüft am 15.01.2020.

AGEB 2019c

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen [AGEB] (2019): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2018. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>, zuletzt geprüft am 24.03.2021.

AGEB und BDEW 2019

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen [AGEB]; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [BDEW] (2019): Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen. Tabellen 7, 7a und 7b der Gesamtausgabe Energiedaten. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=85, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

AGFW 2016

AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. [AGFW] (2016): Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6. Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer CO₂-Emissionsfaktoren -. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter https://docplayer.org/83039335-Arbeitsblatt-agfw-fw-309-teil-6-energetische-bewertung-von-fernwaerme-bestimmung-spezifischer-co-2-emissionsfaktoren.html#download_tab_content, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019

Agora Energiewende; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH [Wuppertal Institut] (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 11.12.2019.

Agora Verkehrswende 2020

Agora Verkehrswende (Hg.) (2020): Technologieneutralität im Kontext der Verkehrswende. Kritische Beleuchtung eines Postulats. Unter Mitarbeit von Paul Lehmann, Klaas Korte, Erik Gawel, Julius Jöhrens und Udo LambrechtHelmholz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg [ifeu]. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/Technologieneutralitaet/33_Technologieneutralitaet_LANGFASSUNG_WEB_20-04-20.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Ambrose et al. 2020

Ambrose, H.; Kendall, A.; Lozano, M.; Wachche, S.; Fulton, L. (2020): Trends in life cycle greenhouse gas emissions of future light duty electric vehicles. In: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 81, S. 102287. DOI: 10.1016/j.trd.2020.102287.

Archsmith et al. 2015

Archsmith, J.; Kendall, A.; Rapson, D. (2015): From Cradle to Junkyard: Assessing the Life Cycle Greenhouse Gas Benefits of Electric Vehicles. In: *Research in Transportation Economics* 52, S. 72–90. DOI: 10.1016/j.retrec.2015.10.007.

Arpagaus 2018

Arpagaus, C. (2018): Potential für Hochtemperatur Wärmepumpen in industriellen und gewerblichen Anwendungen. Beitrag im Symposium Energieeffizienz mit Praxisdiskussion Abwärme für Fern- und Nahwärmeanwendungen mittels Prozesswärmepumpen nutzbar machen. Windisch. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/325416193_Potential_fur_Hochtemperatur_Warmepumpen_in_industriellen_und_gewerblichen_Anwendungen, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Ausfelder et al. 2018

Ausfelder, F.; Bareiß, K.; Bellmann, E.; de la Rua, C.; Deutz, S.; Dura, H. (2018): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien. Herausforderungen - Potenziale - Methoden - Auswirkungen : 1. Roadmap des Kopernikus-Projektes "Power-to-X": Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X) : erstellt im Rahmen der Roadmapping-Aktivitäten im Koperinkus-Projekt "Power-to-X": Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X) gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Technologie. 1. Auflage. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/2018-Power-to-X.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Ausfelder et al. 2017

Ausfelder, F.; Fishedick, M.; Münch, W.; Sauer, J.; Themann, M.; Wagner, H.-J. et al. (2017): "Sektorkopplung" - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. München. (Energiesysteme der Zukunft). Online verfügbar unter https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Ausfelder et al. 2019

Ausfelder, F.; von Roon, S.; Seitz, A.; DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. [DECHEMA]; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH [FfE]; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt [DLR] (2019): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II: Analysen, Technologien, Beispiele. Bericht des AP V.6 „Flexibilitätsoptionen und Perspektiven in der Grundstoffindustrie“ im Kopernikus-Projekt „SynErgie – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung“, gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung. Frankfurt am Main, München, Stuttgart. Online verfügbar unter https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/2019_Kopernikus_Flexoptionen_Band+II_kompl.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Axsen et al. 2011

Axsen, J.; Kurani, K. S.; McCarthy, R.; Yang, C. (2011): Plug-in hybrid vehicle GHG impacts in California: Integrating consumer-informed recharge profiles with an electricity-dispatch model. In: Energy Policy 39 (3), S. 1617–1629. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.12.038.

Baker und Khatami 2019

Baker, E. D.; Khatami, S. Nazanin (2019): The levelized cost of carbon: a practical, if imperfect, method to compare CO₂ abatement projects. In: Climate Policy 19 (9), S. 1132–1143. DOI: 10.1080/14693062.2019.1634508.

BCG und Prognos 2018

The Boston Consulting Group [BCG]; Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland. Im

Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI). München, Berlin, Hamburg, Germany. Online verfügbar unter https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2018/Januar/Klimapfade_fuer_Deutschland_BDI-Studie_/Klimapfade-fuer-Deutschland-BDI-Studie-12-01-2018.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

BDEW 2018

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [BDEW] (2018): Kraftwerkspark in Deutschland. Fakten und Argumente. Aktueller Kraftwerkspark, Stromerzeugungsanlagen im Bau und in Planung, absehbare Stilllegungen konventioneller Kraftwerke. Unter Mitarbeit von Christian Bantle. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/documents/2717/20180427_Fakten-Argumente-Kraftwerkspark-Deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

BDEW 2019

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [BDEW] (2019): Energy Market Germany 2019. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20190603_Energy-Market-Germany-2019.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2020.

BDEW 2020

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [BDEW] (2020): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020. Haushalte und Industrie. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

Bechem et al. 2015

Bechem, H.; Blesl, M.; Brunner, M.; Conrad, J.; Falke, T.; Felsmann, C. et al.; Energietechnische Gesellschaft im VDE [ETG] (2015): VDE Studie: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050. Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter http://www.energiedialog2050.de/BASE/DOWNLOADS/VDE_ST_ETG_Warmemarkt_RZ-web.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Beer et al. 2009

Beer, M.; Corradini, R.; Gobmaier, T.; Köll, L.; Podhajsky, R.; Vogler, G.; Zotz, M.; Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2009): CO₂-Verminderung in Deutschland. Teil 1 - Methodik und Zusammenfassung. Endbericht. 2., überarb. Aufl. München. Online verfügbar unter http://www.ffe.de/download/langberichte/Ffe_CO2-Endbericht_komplett.pdf.

Berenschot et al. 2017

Berenschot; CE Delft; Industrial Energy Experts; Energy Matters; Netherlands Enterprise

Agency [RVO]; Top Consortia for Knowledge and Innovation (TKI) Energy and Industry (2017): Electrification in the Dutch process industry. In-depth study of promising transition pathways and innovation opportunities for electrification in the Dutch process industry. Online verfügbar unter <https://blueterra.nl/wp-content/uploads/2018/03/Electrification-in-the-Dutch-process-industry-final-report.pdf>, zuletzt geprüft am 25.01.2021.

Bettle et al. 2006

Bettle, R.; Pout, C. H.; Hitchin, E. R. (2006): Interactions between electricity-saving measures and carbon emissions from power generation in England and Wales. In: *Energy Policy* 34 (18), S. 3434–3446. DOI: 10.1016/j.enpol.2005.07.014.

Bettzüge 2017

Bettzüge, M. Oliver (2017): Die Sektorenkopplung – Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende? Hg. v. Forum für Zukunftsenergien e. V. (FfZ). Berlin. (Schriftenreihe des Kuratoriums, 10). Online verfügbar unter http://www.zukunftsenergien.de/fileadmin/user_upload/zukunftsenergien/Dokumente/FfZ_KuratSchri_Band10_Sektorenkopplung.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Blesl et al. 2008

Blesl, M.; Kempe, S.; Ohl, M.; Fahl, U.; König, A.; Jossen, T.; Eltrop, L.; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart [IER] (2008): Wärmeatlas Baden-Württemberg. Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Forschungsbericht FZKA-BWPLUS. Stuttgart. Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.18419/opus-1848>.

Blesl und Kessler 2017

Blesl, M.; Kessler, A. (2017): *Energieeffizienz in der Industrie*. Berlin. Springer Berlin Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-642-36514-0.

BMU 2018

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit [BMU] (2018): *Klimaschutz in Zahlen – Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik*. Ausgabe 2018. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Broschueren/klimaschutz_in_zahlen_2018_bf.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

BMU 2021

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit [BMU] (2021): *Lesefassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 mit markierten Änderungen zur Fassung von 2019*. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/ksg_aendg_2021_bf.pdf.

BMUB 2016

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit [BMUB] (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin, Germany. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

BMWi 2018

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (2018): Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende - Die Energie der Zukunft, Berichtsjahr 2016. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=39, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

BMWi 2019a

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (Hg.) (2019): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Umweltbundesamt [UBA]. Dessau-Roßlau, Berlin, Germany. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, zuletzt geprüft am 12.07.2019.

BMWi 2019b

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (2019): Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung". Abschlussbericht. Berlin, Germany. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

BMWi 2019c

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (2019): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2018. Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=27, zuletzt geprüft am 16.01.2020.

BMWi 2020a

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (2020): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Dezember 2020). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990->

2020.pdf;jsessionid=8C06F67BFAA1B87DD2EA015D666DEBF0?__blob=publicationFile&v=31, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

BMWi 2020b

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (Hg.) (2020): Energiewende in der Industrie. Potenziale, Kosten und Wechselwirkung mit dem Energiesektor. Ecofys; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart [IER]; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH [FfE]. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiewende-in-der-industrie.html>, zuletzt geprüft am 28.01.2020.

BMWi 2020c

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (Hg.) (2020): Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

BMWi 2020d

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (2020): Energieeffizienz in Zahlen. Entwicklungen und Trend in Deutschland 2020. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=20, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

BNetzA 2020

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [BNetzA] (2020): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2020 bis 2022. Excel-Tabelle. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, zuletzt geprüft am 16.06.2020.

BNetzA und BKartA 2020

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [BNetzA]; Bundeskartellamt [BKartA] (2020): Monitoringbericht 2019. Bonn, Germany. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 16.03.2020.

Bode 2011

Bode, S. (2011): Bilanzierung von Treibhausgasemissionen - Vorschläge für das Bundesumweltministerium vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele der Bundesrepublik Deutschland. Hg. v. arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik (arrhenius). Hamburg.

Online verfügbar unter https://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_THG-Bilanzierung_072011.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2019.

Böing und Regett 2019

Böing, F.; Regett, A. (2019): Hourly CO₂ Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. In: *Energies* 12 (12), S. 2260. DOI: 10.3390/en12122260.

Bos und Gupta 2019

Bos, K.; Gupta, J. (2019): Stranded assets and stranded resources: Implications for climate change mitigation and global sustainable development. In: *Energy Research & Social Science* 56, S. 101215. DOI: 10.1016/j.erss.2019.05.025.

Braeuer et al. 2020

Braeuer, F.; Finck, R.; McKenna, R. (2020): Comparing empirical and model-based approaches for calculating dynamic grid emission factors: An application to CO₂-minimizing storage dispatch in Germany. In: *Journal of Cleaner Production* 266, S. 121588. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.121588.

Brändle et al. 2020

Brändle, G.; Schönfisch, M.; Schulte, S. (2020): Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen. EWI Working Paper, Nr. 20/04. Köln. Online verfügbar unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/05/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfisch_Braendle_Schulte.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Brauner 2019

Brauner, G. (2019): *Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung*. Wiesbaden. Springer Fachmedien Wiesbaden. DOI: 10.1007/978-3-658-24854-3.

Broberg Viklund und Johansson 2014

Broberg Viklund, S.; Johansson, M. T. (2014): Technologies for utilization of industrial excess heat: Potentials for energy recovery and CO₂ emission reduction. In: *Energy Conversion and Management* 77, S. 369–379. DOI: 10.1016/j.enconman.2013.09.052.

Brouwer et al. 2015

Brouwer, A. Sjoerd; van den Broek, M.; Seebregts, A.; Faaij, A. (2015): Operational flexibility and economics of power plants in future low-carbon power systems. In: *Applied Energy* 156, S. 107–128. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.06.065.

Brunke 2017

Brunke, J. C. U. (2017): *Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland. Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven*. Dissertation.

Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Bubeck 2016

Bubeck, S. (2016): Potenziale elektrischer Energieanwendungstechniken zur rationellen Energieanwendung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Bücken et al. 2017

Bücken, M.; Freischlad, H.; Kalunka, J.; Kraft, A.; Leisten, M.; Milatz, S. et al.; EEB ENERKO Energiewirtschaftliche Beratung GmbH; Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (2017): Potenziale der Sektorkopplung und Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich in Sachsen-Anhalt. Berlin, Aldenhoven. Online verfügbar unter https://enerko.de/wp-content/uploads/2017/12/Endbericht_PtH_web.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Bundesregierung 2019

Bundesregierung (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland, gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Berlin. Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf, zuletzt geprüft am 30.10.2019.

Bundesregierung 2020

Bundesregierung (2020): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz). Berlin, Germany. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/19/173/1917342.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Buttermann et al. 2020

Buttermann, H.-G.; Baten, T.; Nieder, T. (2020): Methodische Konsequenzen der gegenwärtig praktizierten Behandlung von Stromspeichern in der Energiebilanz. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 70 (1), S. 84–89. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>, zuletzt geprüft am 14.05.2020.

Buttler et al. 2015

Buttler, A.; Hentschel, J.; Kahlert, S.; Angerer, M.; Technische Universität München [TUM] (2015): Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor. Eine Analyse der aktuellen marktwirtschaftlichen und technischen Herausforderungen an Speicher und Kraftwerke im Zuge der Energiewende. München. (Energiesysteme im Wandel - Teil 1). Online verfügbar unter https://www.mw.tum.de/fileadmin/w00btx/es/pdf/Statusbericht_Flexibilitaetsbedarf_2014_Final.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Buttler und Spliethoff 2018

Buttler, A.; Spliethoff, H. (2018): Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids. A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82, S. 2440–2454. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003.

Buyle et al. 2019

Buyle, M.; Anthonissen, J.; van den Bergh, W.; Braet, J.; Audenaert, A. (2019): Analysis of the Belgian electricity mix used in environmental life cycle assessment studies: how reliable is theecoinvent 3.1 mix? In: *Energy Efficiency* 12 (5), S. 1105–1121. DOI: 10.1007/s12053-018-9724-7.

BVerfG 2021

Bundesverfassungsgericht [BVerfG] (2021): Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021 - 1 BvR 2656/18-. Rn. 1-270. Karlsruhe. Online verfügbar unter http://www.bverfg.de/e/rs20210324_1bvr265618.html, zuletzt geprüft am 31.05.2021.

Carson und Novan 2013

Carson, R. T.; Novan, K. (2013): The private and social economics of bulk electricity storage. In: *Journal of Environmental Economics and Management* 66 (3), S. 404–423. DOI: 10.1016/j.jeem.2013.06.002.

Dandres et al. 2017

Dandres, T.; Farrahi Moghaddam, R.; Nguyen, K. Khoa; Lemieux, Y.; Samson, R.; Cheriet, M. (2017): Consideration of marginal electricity in real-time minimization of distributed data centre emissions. In: *Journal of Cleaner Production* 143, S. 116–124. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.12.143.

DEBRIV 2019

Bundesverband Braunkohle [DEBRIV] (2019): Braunkohle in Deutschland - Daten und Fakten 2018. Berlin, Germany. Online verfügbar unter <https://braunkohle.de/wp-content/uploads/2019/04/Braunkohle-in-Deutschland-Daten-und-Fakten-Statistikfaltblatt-deutsch.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

DEHSt 2020

Deutsche Emissionshandelsstelle [DEHSt] (2020): Überschüssige Zertifikate und Weiterentwicklung der Marktstabilitätsreserve. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Emissionshandl-verstehen/Weiterentwicklung/Ueberschuesse-MSR/ueberschuesse-msr-node.html>.

Deutscher Bundestag 2018

Deutscher Bundestag (Hg.) (2018): Dekarbonisierung und Sektorkopplung. Dokumentation. Wissenschaftliche Dienste, WD8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung. Online verfügbar unter

<https://www.bundestag.de/blob/565028/e7ff379935a919e8dd0d80b522b2352a/wd-8-064-18-pdf-data.pdf>, zuletzt geprüft am 18.02.2019.

DIN EN ISO 14040:2009-11

DIN EN ISO 14040:2009-11 (2009): Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006, 13.020.10. Beuth Verlag GmbH, Berlin.

DIN EN ISO 11771:2010

DIN EN ISO 11771:2010 (2016): Luftbeschaffenheit - Ermittlung von zeitlich gemittelten Massenemissionen und Emissionsfaktoren - Allgemeine Vorgehensweise, 13.040.40. Beuth Verlag GmbH, Berlin.

Dittmann et al. o. J.

Dittmann, A.; Sander, T.; Robbi, S.; Technische Universität Dresden (o. J.): Allocation of CO₂-Emissions to Power and Heat from CHP-Plants. Online verfügbar unter https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv/ressourcen/dateien/veroefftlg/alloc_co2?lang=de, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Drünert et al. 2019

Drünert, S.; Neuling, U.; Timmerberg, S.; Kaltschmitt, M. (2019): Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. DOI: 10.1007/s12398-019-00256-7.

Earles und Halog 2011

Earles, J. Mason; Halog, A. (2011): Consequential life cycle assessment: a review. In: Int J Life Cycle Assess 16 (5), S. 445–453. DOI: 10.1007/s11367-011-0275-9.

EC 2011

European Commission. DIRECTORATE-GENERAL. CLIMATE ACTION. Directorate B - European & International Carbon Markets [EC] (2011): Guidance Document n°9 on the harmonized free allocation methodology for the EU-ETS post 2012. Sector-specific guidance. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/allowances/docs/gd9_sector_specific_guidance_en.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

EC 2020

European Commission [EC] (2020): Innovation Fund (InnovFund). Call for proposals. Annex C: Methodology for calculation of GHG emission avoidance. Version 3.1. Online verfügbar unter <https://www.readkong.com/page/innovation-fund-innovfund-call-for-proposals-annex-c-2686555>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Ecofys et al. 2018

Ecofys; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart [IER]; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH [FfE] (2018): Innovative KWK-Systeme im Hochtemperaturbereich. Endbericht. Nicht veröffentlichte Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Unter Mitarbeit von Thobias Sach, Silvana Tiedemann, Peter Radgen, Nils Seckinger und T. Hübner. Berlin.

Edwards et al. 2020

Edwards, R.; Rejtharova, J.; Padella, M.; O'Connell, A.; Pereira, L.; Kantamaneni, R. et al.; Joint Research Centre [JRC]; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung [ISI]; ICF S.A. (2020): Draft Methodology for Calculation of GHG emission avoidance. First Call for proposals under the Innovation Fund. Discussion Paper in support of Technical Workshop 5 February 2020. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/innovation-fund/20200205_ghg_en.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Eichner und Pethig 2019

Eichner, T.; Pethig, R. (2019): EU-type carbon regulation and the waterbed effect of green energy promotion. In: Energy Economics 80, S. 656–679. DOI: 10.1016/j.eneco.2019.01.019.

Elsner et al. 2015

Elsner, P.; Fishedick, M.; Sauer, D. Uwe (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge. Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München. Online verfügbar unter <https://www.acatech.de/publikation/flexibilitaetskonzepte-fuer-die-stromversorgung-2050-technologien-szenarien-systemzusammenhaenge/download-pdf?lang=de>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

ENavi 2016

ENavi (2016): Kopernikus-Projekt. Internetauftritt des Projekts. Online verfügbar unter <https://www.kopernikus-projekte.de/en/home>, zuletzt geprüft am 13.06.2019.

ENavi 2018

Geschäftsstelle des Kopernikus-Projekts Energiewende-Navigationssystem [ENavi] (2018): Die Transformation des Stromsystems mit Fokus Kohleausstieg - Synthesebericht des Schwerpunktthemas #1, Entwurf. Unter Mitarbeit von Ottmar Edenhofer, Kai Hufendiek, Ulrich Fahl, Gunnar Luderer, Michael Pahle, Robert Pietzcker et al. Potsdam, Germany. Online verfügbar unter https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item_5011898_5/component/file_5011899/content, zuletzt geprüft am 13.06.2019.

ENTSO-E 2020

ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity [ENTSO-E] (2020): Actual Generation per Production Type. Online verfügbar unter

<https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show>, zuletzt geprüft am 15.02.2020.

Erdinc und Uzunoglu 2012

Erdinc, O.; Uzunoglu, M. (2012): Optimum design of hybrid renewable energy systems. Overview of different approaches. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (3), S. 1412–1425. DOI: 10.1016/j.rser.2011.11.011.

Esser et al. 2016

Esser, A.; Sensfuß, F.; Amann, C.; Hernandez Inarra, P.; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung [ISI] (2016): Final report Evaluation of primary energy factor calculation options for electricity -Review of the default primary energy factor (PEF) reflecting the estimated average EU generation efficiency referred to in Annex IV of Directive 2012/27/EU and possible extension of the approach to other energy carriers. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final_report_pef_eed.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

ETIP ZEP 2021

European Zero Emission Technology and Innovation Platform [ETIP ZEP] (2021): The crucial role of low-carbon hydrogen production to achieve Europe's climate ambition: A technical assessment. Brüssel. Online verfügbar unter <https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/The-crucial-role-of-low-carbon-hydrogen-production-to-achieve-Europes-climate-ambition-ZEP-report-January-2021.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

EU 2003

European Union [EU] (Hg.) (2003): RICHTLINIE 2003/87/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:275:0032:0046:de:PDF>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

EU 2015

European Union [EU] (Hg.) (2015): EU ETS Handbook. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf, zuletzt geprüft am 07.10.2019.

EU 2018

European Union [EU] (Hg.) (2018): RICHTLINIE (EU) 2018/410 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO₂-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814. Online

verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0410>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

EU 2020

European Union [EU] (Hg.) (2020): Emissions Trading System (EU ETS). Überarbeitung für Phase 4 (2021-2030). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_de, zuletzt geprüft am 04.12.2020.

EU-JRC 2012

European Commission - Joint Research Centre - IES [EU-JRC] (Hg.) (2012): The International reference Life Cycle Data system (ILCD) handbook. Towards more sustainable production and consumption for a resource-efficient Europe. Unter Mitarbeit von Marc-Andree Wolf, Rana Pant, Kirana Chomkhamsri, Serenella Sala und David Pennington. Luxembourg. (EUR. Scientific and technical research series). Online verfügbar unter <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/uploads/JRC-Reference-Report-ILCD-Handbook-Towards-more-sustainable-production-and-consumption-for-a-resource-efficient-Europe.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

ewi 2018

Energy Research & Scenarios gGmbH [ewi] (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Gutachterbericht. Studie im Auftrag von Deutsche Energie-Agentur (dena). Unter Mitarbeit von Harald Hecking, Jürgen Kruse, Oliver Hennes, Theresa Wildgrube, Dominic Lencz, Martin Hintermayer et al. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Fattler et al. 2019

Fattler, S.; Conrad, J.; Regett, A.; Böing, F.; Guminski, A.; Greif, S. et al. (2019): Dynamis Hauptbericht: Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). München. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/attachments/article/628/Dynamis_Hauptbericht.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2019.

Fay et al. 2015

Fay, M.; Hallegatte, S.; Vogt-Schilb, A.; Rozenberg, J.; Narloch, U.; Kerr, T. (2015): Decarbonizing Development: Three Steps to a Zero-Carbon Future. Washington, DC. The World Bank. DOI: 10.1596/978-1-4648-0479-3.

FfE 2009

Forschungsstelle für Energiewirtschaft [FfE] (2009): Primärenergetische Bewertung von Fernwärme aus KWK. Im Auftrag der AGFW e.V. München. Online verfügbar unter

https://www.ffe.de/download/article/294/FfE_PE-Bewertung_FW_aus_KWK.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

FfE 2010

Forschungsstelle für Energiewirtschaft [FfE] (2010): Basisdaten von Energieträgern. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/wissen/186_Basisdaten_Energietraeger/Basisdaten_von_Energietraegern_2010.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Fischedick et al. 2015

Fischedick, M.; Görner, K.; Thomeczek, M. (2015): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung - Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie. Berlin, Heidelberg. Springer Berlin Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-642-19528-0.

Fischedick und Grunwald 2017

Fischedick, M.; Grunwald, A.; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V., Nationale Akademie der Wissenschaften. [Leopoldina]; Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. [acatech]; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (2017): Pfadabhängigkeiten in der Energiewende. Das Beispiel Mobilität. München. (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). Online verfügbar unter <https://www.acatech.de/publikation/pfadabhaengigkeiten-in-der-energiewende-das-beispiel-mobilitaet/download-pdf?lang=de>, zuletzt geprüft am 27.01.2020.

Fleischer 2019

Fleischer, B. (2019): Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft. Eine modellgestützte Analyse langfristiger Energiewendeszenarien in Deutschland. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.

Frank et al. 2018

Frank, E.; Gorre, J.; Ruoss, F.; Friedl, M. J. (2018): Calculation and analysis of efficiencies and annual performances of Power-to-Gas systems. In: Applied Energy 218, S. 217–231. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.02.105.

Fritsche und Wiegmann 2008

Fritsche, U. R.; Wiegmann, K.; Öko-Institut e. V. (2008): Treibhausgasemissionen und kumulierter Primärenergieverbrauch von Bioenergie-Konversionspfaden unter Berücksichtigung möglicher Landnutzungsänderungen. Expertise im Auftrag des WBGU - revidierte Endfassung -. Darmstadt. Online verfügbar unter http://inas.org/tl_files/inas/downloads/bio/oeko/2008_Bio-THG-WBGU.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

GAMS 2020

GAMS Software GmbH [GAMS] (2020): GAMS Documentation 31: CPLEX 12.

Internetdokument. Online verfügbar unter https://www.gams.com/latest/docs/S_CPLEX.html, zuletzt geprüft am 24.03.2021.

Ganapathy 2015

Ganapathy, V. (2015): Steam Generators and Waste Heat Boilers. For Process and Plant Engineers. Boca Raton. Taylor & Francis Group.

Garcia und Freire 2016

Garcia, R.; Freire, F. (2016): Marginal Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Electricity Generation in Portugal and Implications for Electric Vehicles. In: Resources 5 (4), S. 41. DOI: 10.3390/resources5040041.

Gasser et al. 2016

Gasser, T.; Peters, G. P.; Fuglestedt, J. S.; Collins, W. J.; Shindell, D. T.; Ciais, P. (2016): Accounting for the climate-carbon feedback in emission metrics. In: Earth System Dynamics. Discussions. DOI: 10.5194/esd-2016-55.

Gentili et al. 2014

Gentili, P.; Landini, C.; D'Ovidio, S.; Lusardi, E.; Rohde Clemens; Aydemir, A. et al.; PricewaterhouseCoopers [PwC]; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung [ISI]; ICCS-NTUA (2014): Ecodesign Preparatory Study on Steam Boilers (ENTR LOT 7). Rom, Athen, Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.eco-steamboilers.eu/eco-steamboilers-wAssets/docs/20141217-Steam-Boilers-Ecodesign-Final-Report.pdf>.

GETEC 2018

G+E GETEC Holding GmbH [GETEC] (2018): Prozessdampf in der Industrie. Internetdokument. Online verfügbar unter <https://www.getec-energyservices.com/Start/Technologien/Prozessdampf-in-der-Industrie/>, zuletzt geprüft am 25.01.2021.

Gil und Joos 2007

Gil, H. A.; Joos, G. (2007): Generalized Estimation of Average Displaced Emissions by Wind Generation. In: IEEE Trans. Power Syst. 22 (3), S. 1035–1043. DOI: 10.1109/TPWRS.2007.901482.

Gillich et al. 2020

Gillich, A.; Hufendiek, K.; Klemp, N. (2020): Extended policy mix in the power sector: How a coal phase-out redistributes costs and profits among power plants. In: Energy Policy. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111690.

Golling et al. 2017

Golling, C.; Hecking, H.; Bons, M.; Bubeck, S.; König, J. Elizalde; Kruse, J. et al.; Ecofys; Energy Research & Scenarios gGmbH [ewi]; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle

Energieanwendung, Universität Stuttgart [IER] (2017): Studie zur Verbesserung der kostenseitigen Wettbewerbsbedingungen für einen effizienten Einsatz von EE-Strom. Endbericht. Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi. Berlin.

Gordon und Fung 2009

Gordon, C.; Fung, A. (2009): Hourly Emission Factors from the electricity generation sector – a tool for analyzing the impact of renewable technologies in Ontario. In: Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering 33 (1), S. 105–118. DOI: 10.1139/tcsme-2009-0010.

Görner und Lindenberger 2018

Görner, K.; Lindenberger, D.; Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik [IEK-3]; Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung [IEK-STE]; Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT; Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. [GWI]; Projektkoordination; Ruhr-Universität Bochum, Technische Chemie [RUB TC]; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH [WI]; ZBT GmbH - Zentrum für Brennstoffzellentechnik [ZBT] (2018): Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System. Abschlussbericht. Band I. Online verfügbar unter <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2018/11/VIRTUELLES-INSTITUT-ABSCHLUSSBERICHT-2018.zip>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Gorre et al. 2019

Gorre, J.; Ortloff, F.; van Leeuwen, C. (2019): Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. In: Applied Energy 253, S. 113594. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113594.

Graichen et al. 2018

Graichen, P.; Litz, P.; Matthes, F.; Hermann, H.; Agora Energiewende; Öko-Institut. Institut für angewandte Ökologie [Öko-Institut] (2018): Vom Wasserbett zur Badewanne. Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO₂-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Reform_des_Europaeischen_Emissionshandels_2018/Agora_Energiewende_Vom_Wasserbett_zur_Badewanne_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Gutiérrez-Martín et al. 2013

Gutiérrez-Martín, F.; Da Silva-Álvarez, R. A.; Montoro-Pintado, P. (2013): Effects of wind intermittency on reduction of CO₂ emissions: The case of the Spanish power system. In: Energy 61, S. 108–117. DOI: 10.1016/j.energy.2013.01.057.

Harmsen und Graus 2013

Harmsen, R.; Graus, W. (2013): How much CO₂ emissions do we reduce by saving electricity? A focus on methods. In: *Energy Policy* 60, S. 803–812. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.059.

Hauschild et al. (2018)

Hauschild, Michael Z.; Rosenbaum, Ralph K.; Olsen, Stig Irving (Hg.) (2018): Life cycle assessment. Theory and practice. Unter Mitarbeit von Michael Hauschild, Ralph K. Rosenbaum und Stig Irving Olsen. Cham. Springer. DOI: 10.1007/978-3-319-56475-3. Online verfügbar unter <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/uploads/JRC-Reference-Report-ILCD-Handbook-Towards-more-sustainable-production-and-consumption-for-a-resource-efficient-Europe.pdf>.

Hawkes 2010

Hawkes, A. D. (2010): Estimating marginal CO₂ emissions rates for national electricity systems. In: *Energy Policy* 38 (10), S. 5977–5987. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.05.053.

Hawkes 2014

Hawkes, A. D. (2014): Long-run marginal CO₂ emissions factors in national electricity systems. In: *Applied Energy* 125, S. 197–205. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.03.060.

Hecker et al. 2015

Hecker, C.; Zauner, E.; Pellinger, C.; Carr, L.; Hötzl, S.; Forschungsstelle für Energiewirtschaft [fFE] (2015): Modellierung der flexiblen Energiebereitstellung von Wasserkraftwerken in Europa. IEWT 2015: 9. Internationale Energiewirtschaftstagung der TU Wien: „ENERGIESYSTEME IM WANDEL: EVOLUTION ODER REVOLUTION?“. Wien.

Hein et al. 2021

Hein, F.; Herreiner, J.; Graichen, P.; Lenck, T.; Agora Energiewende (2021): Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021. Berlin. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2020_01_Jahresauswertung_2020/200_A-EW_Jahresauswertung_2020_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Hellweg et al. 2003

Hellweg, S.; Hofstetter, T.; Hungerbühler, K. (2003): Discounting and the Environment. Should Current Impacts be Weighted Differently than Impacts Harming Future Generations? In: *Int J Life Cycle Assess* 8 (1), S. 8–18. DOI: 10.1065/lca2002.09.097.

Hirzel et al. 2013

Hirzel, S.; Sontag, B.; Rohde Clemens (2013): Industrielle Abwärmenutzung. Kurzstudie. Hg. v. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2013/Kurzstudie_Abwaermenutzung.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Hitchin und Pout 2002

Hitchin, E. R.; Pout, C. H. (2002): The carbon intensity of electricity: how many kgC per kWh? In: Building Services Engineering Research and Technology 23 (4), S. 215–222. DOI: 10.1191/0143624402bt044oa.

HORIZON 2020 2014

HORIZON 2020 (2014): HORIZON 2020 - Work Programme 2014-2015. General Annexes. G. Technology readiness levels (TRL). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Howard et al. 2017

Howard, B.; Waite, M.; Modi, V. (2017): Current and near-term GHG emissions factors from electricity production for New York State and New York City. In: Applied Energy 187, S. 255–271. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.11.061.

Huneke et al. 2017

Huneke, F.; Linkenheil, C. P.; Niggemeier, M.; Energy Brainpool (2017): Kalte Dunkelflaute - Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter. Berlin. Online verfügbar unter https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf, zuletzt geprüft am 21.09.2020.

IEA 2015

International Energy Agency [IEA] (2015): Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells. Paris. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e669e0b6-148c-4d5c-816b-a7661301fa96/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

IEA 2018

International Energy Agency [IEA] (Hg.) (2018): World Energy Outlook 2018. France.

IEA 2019a

International Energy Agency [IEA] (2019): The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20. France. Online verfügbar unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

IEA 2019b

International Energy Agency [IEA] (2019): Emission Factors 2019: Database Documentation. Online verfügbar unter <http://data.iea.org>, zuletzt geprüft am 05.11.2019.

IEA 2020a

International Energy Agency [IEA] (2020): Average CO₂ emissions intensity of hourly

electricity supply in the European Union, 2018 and 2040 by scenario and average electricity demand in 2018. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/average-co2-emissions-intensity-of-hourly-electricity-supply-in-the-european-union-2018-and-2040-by-scenario-and-average-electricity-demand-in-2018>, zuletzt geprüft am 09.06.2020.

IEA 2020b

International Energy Agency [IEA] (2020): Energy Technology Perspectives 2020. Frankreich. Online verfügbar unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

IER 2019

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart [IER] (2019): Models and Methods: E2M2. Online verfügbar unter <https://www.ier.uni-stuttgart.de/en/research/models/E2M2/>, zuletzt geprüft am 19.03.2021.

ifeu et al. 2014

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg [ifeu]; Richtvert; Fraunhofer-Institut für Bauphysik [IBP] (2014): Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO₂-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050. Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. Unter Mitarbeit von Hans Hertle, Andrej Jentsch, Lothar Eisenmann, Julia Brasche, Sarah Brückner, Corinna Schmitt et al. Heidelberg. Online verfügbar unter https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/IFEU_EXERGIE_UBA-Format_final.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

IINAS 2017

IINAS GmbH - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien [IINAS] (2017): Ergebnisse aus GEMIS Version 4.95. Online verfügbar unter <http://iinas.org>, zuletzt geprüft am 21.02.2018.

IPCC 2006a

Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC] (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. Chapter 2: Stationary Combustion. Published by the Institute for Global Environmental Strategies (IGES). Unter Mitarbeit von H.S. Eggleston, L. Buendia, K. Miwa, T. Ngara und K. Tanabe. Hayama, Japan. Online verfügbar unter <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

IPCC 2006b

Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC] (Hg.) (2006): 2006 IPCC guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 1. General Guidance and Reporting. Chapter 4: Methodological Choice and Identification of Key Categories. Unter Mitarbeit von Anke

Herold, Suvi Monni, Erda Lin und C. P. Meyer. Hayama, Japan. Online verfügbar unter <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

IPCC 2013

Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC] (Hg.) (2013): Climate Change in 2013: The Physical Science Basis; Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Unter Mitarbeit von T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung et al. Cambridge, United Kingdom and New York. Online verfügbar unter http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_ALL_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

IPCC 2018

Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC] (2018): Summary for Policymakers: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Unter Mitarbeit von V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla et al. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

ISE 2019

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme [ISE] (Hg.) (2019): Abschlussbericht zum ENAVI-Schwerpunkt Wärmewende. Sektorkopplung, Nutzerintegration & flexible, intelligente Steuerung. Unter Mitarbeit von Christoph Kost, Christoph Schick, Benjamin Grosse und Johannes Kochems. Freiburg. Online verfügbar unter DOI: 10.24406/ISE-N-574616, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

ISE 2021

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme [ISE] (2021): Energy Charts - Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland. Online verfügbar unter https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.html?l=de&c=DE&stacking=grouped&expansion=installation_decommission, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

ISI et al. 2019

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung [ISI]; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme [ISE]; Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen [IMWS]; Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme [IKTS] (2019): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland. Unter Mitarbeit von C. Hebling, M. Ragwitz, T. Fleiter, U. Groos, D. Härle, A. Held et al. Karlsruhe, Freiburg.

ISI 2019

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung [ISI] (2019): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) - Entwurf. Unter Mitarbeit von Rohde Clemens. Karlsruhe, Germany.

IWES et al. 2015

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik [IWES]; Fraunhofer-Institut für Bauphysik [IBP]; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg [ifeu]; Stiftung Umweltenergierecht (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor. Unter Mitarbeit von Fabian Sandau, Angela Scholz, Henning Hahn, Patrick Schumacher, Christina Sager, Fabian Bergk et al. Kassel. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht_Endbericht_EE-Strom_W%C3%A4rme-Verkehr_2015.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

IWES und IBP 2017

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik [IWES]; Fraunhofer-Institut für Bauphysik [IBP] (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, Germany. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Jansen et al. 2018

Jansen, M.; Staffell, Iain; Green, R. (Hg.) (2018): Daily Marginal CO₂ Emissions Reductions from Wind and Solar Generation. 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), 1-5. Lodz, Polen, 27-29.06.2018. Online verfügbar unter DOI: 10.1109/EEM.2018.8469873, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Jochem et al. 2015

Jochem, P.; Babrowski, S.; Fichtner, W. (2015): Assessing CO₂ emissions of electric vehicles in Germany in 2030. In: Transportation Research Part A: Policy and Practice 78, S. 68–83. DOI: 10.1016/j.tra.2015.05.007.

Kaveh und Bakhshpoori 2019

Kaveh, A.; Bakhshpoori, T. (2019): Metaheuristics: Outlines, MATLAB Codes and Examples. Cham. Springer International Publishing. DOI: 10.1007/978-3-030-04067-3.

KBA 2020

Kraftfahrt-Bundesamt [KBA] (2020): Bestand in den Jahren 2011 bis 2020 nach ausgewählten Fahrzeugklassen mit dem Durchschnittsalter der Fahrzeuge. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Fahrzeugalter/b_alter_kfz_z.html?nn=645784, zuletzt geprüft am 25.03.2020.

Kennedy 2015

Kennedy, C. (2015): Key threshold for electricity emissions. In: *Nature Clim Change* 5 (3), S. 179–181. DOI: 10.1038/nclimate2494.

Khan et al. 2018

Khan, I.; Jack, M. W.; Stephenson, J. (2018): Analysis of greenhouse gas emissions in electricity systems using time-varying carbon intensity. In: *Journal of Cleaner Production* 184, S. 1091–1101. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.02.309.

Kliche et al. 2015

Kliche, R.; Effenberger, M.; Lebuhn, M.; Götz, J.; Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung; Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Abteilung für Qualitätssicherung und Untersuchungswesen; Fachverband Biogas e.V. (2015): Hinweise zum (Wieder) Anfahren von Biogasanlagen. *Biogas Forum Bayern*. Freising. Online verfügbar unter <https://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0001/Hinweise-zum-WiederAnfahren-von-Biogasanlagen.pdf>, zuletzt geprüft am 10.06.2021.

Klobasa und Sensfuß 2016

Klobasa, M.; Sensfuß, F.; Umweltbundesamt [UBA] (2016): CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien in den Jahren 2012 und 2013. Europäische Modellierung der Substitutionsbeziehungen unter Berücksichtigung des deutschen Stromaußenhandels. Dessau-Roßlau, Germany. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_11_2016_co2_minderung_im_stromsektor_durch_den_einsatz_erneuerbarer_energien_0.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Klöpffer und Grahl 2009

Klöpffer, W.; Grahl, B. (2009): *Ökobilanz (LCA)*. Wiley. DOI: 10.1002/9783527627158.

Kober et al. 2019

Kober, T.; Bauer, C.; Bach, C.; Beuse, M.; Georges, G.; Held, M. et al.; SCCER Joint Activity (2019): *Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz. Ein Weissbuch*. Online verfügbar unter <http://www.sccer-hae.ch/wpp2x.php>, zuletzt geprüft am 12.07.2019.

Kok et al. 2011

Kok, R.; Annema, J. Anne; van Wee, B. (2011): Cost-effectiveness of greenhouse gas

mitigation in transport: A review of methodological approaches and their impact. In: Energy Policy 39 (12), S. 7776–7793. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.09.023.

Kono et al. 2017

Kono, J.; Ostermeyer, Y.; Wallbaum, H. (2017): The trends of hourly carbon emission factors in Germany and investigation on relevant consumption patterns for its application. In: Int J Life Cycle Assess 22 (10), S. 1493–1501. DOI: 10.1007/s11367-017-1277-z.

Konstantin 2017

Konstantin, P. (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg. 4. Aufl. Berlin, Heidelberg. Springer Berlin Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-662-49823-1.

Kopsakangas-Savolainen et al. 2017

Kopsakangas-Savolainen, M.; Mattinen, M. K.; Manninen, K.; Nissinen, A. (2017): Hourly-based greenhouse gas emissions of electricity – cases demonstrating possibilities for households and companies to decrease their emissions. In: Journal of Cleaner Production 153, S. 384–396. DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.11.027.

Krey et al. 2014

Krey, V.; Masera, O.; Blanford, G.; Bruckner, T.; Cooke, R.; Fisher-Vanden, K. et al. (2014): Annex II: Metrics & Methodology. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Unter Mitarbeit von O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani und S. Kadner. Cambridge, New York. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-ii.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Kuder 2013

Kuder, R. (2013): Energieeffizienz in der Industrie - Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Langeheinecke et al. 2017

Langeheinecke, K.; Kaufmann, A.; Langeheinecke, K.; Thieleke, G. (2017): Thermodynamik für Ingenieure. 10. Aufl. Wiesbaden. Springer Fachmedien Wiesbaden. DOI: 10.1007/978-3-658-14301-5.

Lauer et al. 2017

Lauer, M.; Dotzauer, M.; Hennig, C.; Lehmann, M.; Nebel, E.; Postel, J. et al. (2017): Flexible power generation scenarios for biogas plants operated in Germany: impacts on economic viability and GHG emissions. In: Int. J. Energy Res. 41 (1), S. 63–80. DOI: 10.1002/er.3592.

Leopoldina et al. 2019

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V, Nationale Akademie der Wissenschaften. [Leopoldina]; Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. [acatech]; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.; Bundesverband der Deutschen Industrie [BDI]; Deutsche Energie-Agentur GmbH [dena] (2019): Expertise bündeln, Politik gestalten - Energiewende jetzt! Essenz der drei Grundsatzstudien zur Machbarkeit der Energiewende bis 2050 in Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Energiesysteme/dena-Leitstudie/Expertise_buendeln_Studienvergleich.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Li et al. 2017

Li, M.; Smith, T. M.; Yang, Y.; Wilson, E. J. (2017): Marginal Emission Factors Considering Renewables: A Case Study of the U.S. Midcontinent Independent System Operator (MISO) System. In: *Environ. Sci. Technol.* 51 (19), S. 11215–11223. DOI: 10.1021/acs.est.7b00034.

Linde Gas GmbH 2013

Linde Gas GmbH (Hg.) (2013): Rechnen Sie mit Wasserstoff. Die Datentabelle. Online verfügbar unter https://www.linde-gas.at/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_v110_tcm550-169419.pdf, zuletzt geprüft am 24.03.2021.

Loulou et al. 2016

Loulou, R.; Goldstein, G.; Kanudia, A.; Lettila, A.; Remme, U. (2016): Documentation for the TIMES Model. Part I. Online verfügbar unter <http://www.iea-etsap.org/web/Documentation.asp>.

Maennel und Kim 2018

Maennel, A.; Kim, H.-G. (2018): Comparison of Greenhouse Gas Reduction Potential through Renewable Energy Transition in South Korea and Germany. In: *Energies* 11 (1), S. 206. DOI: 10.3390/en11010206.

Margolis und Kammen 1999

Margolis; Kammen (1999): Underinvestment: the energy technology and R&D policy challenge. In: *Science (New York, N.Y.)* 285 (5428), S. 690–692. DOI: 10.1126/science.285.5428.690.

Marmioli et al. 2018

Marmioli, B.; Messagie, M.; Dotelli, G.; van Mierlo, J. (2018): Electricity Generation in LCA of Electric Vehicles: A Review. In: *Applied Sciences* 8 (8), S. 1–1384. DOI: 10.3390/app8081384.

Marriott und Matthews 2005

Marriott, J.; Matthews, H. Scott (2005): Environmental effects of interstate power trading on

electricity consumption mixes. In: *Environ. Sci. Technol.* 39 (22), S. 8584–8590. DOI: 10.1021/es0506859.

Matthes 1998

Matthes, F.; Öko-Institut. Institut für angewandte Ökologie [Öko-Institut] (1998): CO₂-Vermeidungskosten – Konzept, Potentiale und Grenzen eines Instruments für politische Entscheidungen. Berlin. Online verfügbar unter <https://docplayer.org/25048913-Co-2-vermeidungskosten-konzept-potentiale-und-grenzen-eines-instruments-fuer-politische-entscheidungen.html>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Mauch et al. 2010

Mauch, W.; Corradini, R.; Wiesemeyer, K.; Schwentzek, M. (2010): Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55 (9), S. 12–14.

Mazza et al. 2018

Mazza, A.; Bompard, E.; Chicco, G. (2018): Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 92, S. 794–806. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.072.

Merritt 2016

Merritt, C. (2016): *Process Steam Systems. A practical guide for operators, maintainers, and designers.* New Jersey. John Wiley & Sons.

Messagie et al. 2014

Messagie, M.; Mertens, J.; Oliveira, L.; Rangaraju, S.; Sanfelix, J.; Coosemans, T. et al. (2014): The hourly life cycle carbon footprint of electricity generation in Belgium, bringing a temporal resolution in life cycle assessment. In: *Applied Energy* 134, S. 469–476. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.08.071.

Milovanoff et al. 2018

Milovanoff, A.; Dandres, T.; Gaudreault, C.; Cheriet, M.; Samson, R. (2018): Real-time environmental assessment of electricity use. A tool for sustainable demand-side management programs. In: *Int J Life Cycle Assess* 23 (10), S. 1981–1994. DOI: 10.1007/s11367-017-1428-2.

Moro und Lonza 2017

Moro, A.; Lonza, L. (2017): Electricity carbon intensity in European Member States. Impacts on GHG emissions of electric vehicles. In: *Transportation Research Part D: Transport and Environment.* DOI: 10.1016/j.trd.2017.07.012.

Müller et al. 2013

Müller, E.; Engelmann, J.; Löffler, T.; Jörg, S. (2013): Energieeffiziente Fabriken planen und betreiben. Berlin, Heidelberg. Springer. DOI: 10.1007/978-3-540-89644-9.

Naegler et al. 2016

Naegler, T.; Simon, S.; Klein, M.; Gils, H. Christian (2016): Potenziale für erneuerbare Energien in der industriellen Wärmeerzeugung. Temperaturanforderungen limitieren Einsatz erneuerbarer Energien bei der Prozesswärmebereitstellung. In: BWK 68 (6), S. 20–24.

NASA 2004

National Aeronautics and Space Administration [NASA] (Hg.) (2004): Technology Readiness Levels. A White Paper. Unter Mitarbeit von John Mankins. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/247705707_Technology_Readiness_Level_-_A_White_Paper, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Nazir et al. 2020

Nazir, S. Mohd; Cloete, J. Hendrik; Cloete, S.; Amini, S. (2020): Pathways to low-cost clean hydrogen production with gas switching reforming. In: International Journal of Hydrogen Energy. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.234.

NordLB 2020

NordLB (2020): Energy Special. Sector Strategy. Eckpunkte des Kohleausstiegsgesetzes. Unter Mitarbeit von Niklas von Perbandt. Online verfügbar unter <https://www.nordlb.de/de/research/download/2074/direct/>, zuletzt geprüft am 01.08.2020.

Noussan et al. 2018

Noussan, M.; Roberto, R.; Nastasi, B. (2018): Performance Indicators of Electricity Generation at Country Level—The Case of Italy. In: Energies 11 (3), S. 650. DOI: 10.3390/en11030650.

NREL 2013

National Renewable Energy Laboratory [NREL] (2013): OpenEI. LCA-Datasets. Excel-Daten. Denver, USA. Online verfügbar unter <https://openei.org/apps/LCA/>, zuletzt geprüft am 20.05.2020.

Ohl 2016

Ohl, M. (2016): Analyse der Einsatzpotenziale von Wärmeerzeugungstechniken in industriellen Anwendungen. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Pareschi et al. 2017

Pareschi, Giacomo; Georges, Gil; Boulouchos, Konstantinos (Hg.) (2017): Assessment of the Marginal Emission Factor associated with Electric Vehicle Charging. 1st E-Mobility Power

System Integration Symposium. Berlin, 23.10.2017. ETH Zürich. Online verfügbar unter <https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/200058>.

Pehnt 2010

Pehnt, M. (2010): *Energieeffizienz. Ein Lehr- und Handbuch*. 1. Aufl. Heidelberg. Springer.
DOI: 10.1007/978-3-642-14251-2.

Pehnt et al. 2008

Pehnt, M.; Oeser, M.; Swider, D. (2008): Consequential environmental system analysis of expected offshore wind electricity production in Germany. In: *Energy* 33 (5), S. 747–759. DOI: 10.1016/j.energy.2008.01.007.

Peng et al. 2018

Peng, W.; Yang, J.; Lu, X.; Mauzerall, D. L. (2018): Potential co-benefits of electrification for air quality, health, and CO₂ mitigation in 2030 China. In: *Applied Energy* 218, S. 511–519. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.02.048.

Philipp et al. 2018

Philipp, M.; Schlosser, F.; Peesel, R.-H.; Schumm, G.; Holzhammer, U. (2018): Sektorkopplung Prozesswärme/Strom in der deutschen Industrie. Integration der erneuerbaren Energien in den Wärmesektor. In: *BWK* 70 (1/2), S. 57–60.

Philipp et al. 2017

Philipp, M.; Schumm, G.; Peesel, R.-H.; Walmsley, T. G.; Atkins, M. J.; Schlosser, F.; Hesselbach, J. (2017): Optimal energy supply structures for industrial food processing sites in different countries considering energy transitions. In: *Energy*. DOI: 10.1016/j.energy.2017.05.062.

Purr et al. 2019

Purr, K.; Günther, J.; Lehmann, H.; Nuss, P.; Umweltbundesamt [UBA] (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität, Rescue-Studie. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Regett et al. 2018

Regett, A.; Böing, F.; Conrad, J.; Fattler, S.; Kranner, C.; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH [FFE] (2018): Emission Assessment of Electricity: Mix vs. Marginal Power Plant Method. 15th International Conference on the European Energy Market (EEM). Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/publikationen/vortraege/808-emissionsbewertung-von-strom-mix-vs-grenzkraftwerksmethode>, zuletzt geprüft am 14.08.2018.

Regett und Heller 2015

Regett, A.; Heller, C. (2015): Relevanz zeitlich aufgelöster Emissionsfaktoren für die Bewertung tages- und jahreszeitlich schwankender Verbraucher. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65 (7), S. 46–50. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/article/570/Artikel%20et%2007_2015.pdf.

Rehfeldt et al. 2017

Rehfeldt, M.; Fleiter, T.; Toro, F. (2017): A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry. In: *Energy Efficiency* 11 (5), S. 1057–1082. DOI: 10.1007/s12053-017-9571-y.

Rehfeldt et al. 2019

Rehfeldt, M.; Globisch, J.; Fleiter, T. (2019): Fuel choice in industrial steam generation: Empirical evidence reveals technology preferences. In: *Energy Strategy Reviews* 26, S. 100407. DOI: 10.1016/j.esr.2019.100407.

Reichel 1998

Reichel, M. (1998): *Markteinführung von erneuerbaren Energien*. Wiesbaden. Deutscher Universitätsverlag. DOI: 10.1007/978-3-663-08123-4.

Repenning et al. 2015

Repenning, J.; Hermann, H.; Emele, L.; Jörß, W.; Blanck, R.; Loreck, C.; Öko-Institut e.V.; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung [ISI] (2015): *Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht*. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>, zuletzt geprüft am 02.08.2019.

Rettig 2011

Rettig, A. (2011): Aus Abwärme wird Strom. Organic Rankine Cycle-Technologie. In: *Elektrotechnik ET* (6), S. 36–39. Online verfügbar unter <https://www.zhaw.ch/storage/engineering/institute-zentren/iefe/PDFs/orc-fachartikel-et036-aus-abwaerme-wird-strom.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Rinne und Syri 2013

Rinne, S.; Syri, S. (2013): Heat pumps versus combined heat and power production as CO₂ reduction measures in Finland. In: *Energy* 57, S. 308–318. DOI: 10.1016/j.energy.2013.05.033.

Röder et al. 2020

Röder, J.; Beier, D.; Meyer, B.; Nettelstroth, J.; Stührmann, T.; Zondervan, E. (2020): Design of Renewable and System-Beneficial District Heating Systems Using a Dynamic Emission Factor for Grid-Sourced Electricity. In: *Energies* 13 (3), S. 619. DOI: 10.3390/en13030619.

Roussanaly 2019

Roussanaly, S. (2019): Calculating CO₂ avoidance costs of Carbon Capture and Storage from industry. In: Carbon Management 10 (1), S. 105–112. DOI: 10.1080/17583004.2018.1553435.

Ryan et al. 2016

Ryan, N. A.; Johnson, J. X.; Keoleian, G. A. (2016): Comparative Assessment of Models and Methods To Calculate Grid Electricity Emissions. In: Environmental science & technology 50 (17), S. 8937–8953. DOI: 10.1021/acs.est.5b05216.

SAACKE 2012

SAACKE GmbH & Co. KG [SAACKE] (2012): Stromproduktion durch KWK - auch für kleinere Leistungen. Bremen. Online verfügbar unter https://www.microturbine.de/media/medien/saacke_kraft-waerme-kopplung__kwk__38e4e_db6b4.pdf, zuletzt geprüft am 27.01.2021.

Sander et al. 2003

Sander, K.; Weber, C.; Blesl, M.; Voß, A.; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart [IER] (2003): Perspektiven Stationärer Brennstoffzellen im Energiesystem Baden-Württemberg. Stuttgart.

Schaumann und Schmitz 2010

Schaumann, G.; Schmitz, K. W. (2010): Kraft-Wärme-Kopplung. 4. Aufl. Heidelberg, Dordrecht, London, New York. Springer.

Schenk et al. 2015

Schenk, H.; Dieckmann, S.; Berger, M.; Zahler, C.; Stoppok, O.; Schulz, D.; Krüger, D. (2015): SolSteam – Innovative Integration Concepts for Solar-fossil Hybrid Process Steam Generation. In: Energy Procedia 69 (0), S. 1676–1687. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.03.128.

Schmidt-Scheele 2020

Schmidt-Scheele, R. (2020): ‘Plausible’ energy scenarios?! How users of scenarios assess uncertain futures. In: Energy Strategy Reviews 32, S. 100571. DOI: 10.1016/j.esr.2020.100571.

Schneider et al. 2017

Schneider, Clemens; Bauer, Thomas; Nitz, Peter; Hettesheimer, Tim; Meulenberg, Wilhelm; Wietschel, Martin; Gurtner, Richard (Hg.) (2017): Low-Carbon-Industrie: Elektrifizierung und geschlossene Kohlenstoffkreisläufe. In: Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems. Kapitel: Innovationsbedarfe für das Energiesystem. Unter Mitarbeit von ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE). Themen 2017 - Innovationen für die Energiewende. Berlin, 8. bis 9.11.2017. Online verfügbar unter <https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2017/th2017.pdf>, zuletzt geprüft am 12.12.2019.

Scholz 2013

Scholz, G. (2013): Heisswasser- und Hochdruckdampfanlagen. Planungshandbuch für Industrie- und Fernwärmeversorgung. Berlin, Heidelberg. Springer Berlin Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-642-36589-8.

Schüwer und Schneider 2018

Schüwer, Dietmar; Schneider, Clemens (Hg.) (2018): Electrification of industrial process heat: Long-term applications, potentials and impacts. European council for an energy efficient economy (ecee) (ecee Industrial Summer Study proceedings, 4). Online verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-70377>.

Schwab 2017

Schwab, A. J. (2017): Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. 5. Aufl. Berlin, Heidelberg. Springer Berlin Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-662-55316-9.

Schwan et al. 2016

Schwan, G.; Treichel, K.; Höh, A. (2016): Sektorkopplung - von der Stromwende zur Energiewende. Bericht ETR/01-2016 zum Trialog vom 11. Juli 2016. Online verfügbar unter https://www.governance-platform.org/wp-content/uploads/2017/03/HVGP_Triolog-Bericht-Sektorkopplung.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Schwintowski 2014

Schwintowski, H.-P. (2014): Handbuch Energiehandel. 3. Aufl. Berlin. Erich Schmidt Verlag.

Seckinger und Radgen 2021

Seckinger, N.; Radgen, P. (2021): Dynamic Prospective Average and Marginal GHG Emission Factors—Scenario-Based Method for the German Power System until 2050. In: *Energies* 14 (9), S. 2527. DOI: 10.3390/en14092527.

Siler-Evans et al. 2012

Siler-Evans, K.; Azevedo, I. Lima; Morgan, M. Granger (2012): Marginal Emissions Factors for the U.S. Electricity System. In: *Environ. Sci. Technol.* 46 (9), S. 4742–4748. DOI: 10.1021/es300145v.

Smith und Hittinger 2019

Smith, C. N.; Hittinger, E. (2019): Using marginal emission factors to improve estimates of emission benefits from appliance efficiency upgrades. In: *Energy Efficiency* 12 (3), S. 585–600. DOI: 10.1007/s12053-018-9654-4.

Soimakallio et al. 2011

Soimakallio, S.; Kiviluoma, J.; Saikku, L. (2011): The complexity and challenges of determining GHG (greenhouse gas) emissions from grid electricity consumption and

conservation in LCA (life cycle assessment) – A methodological review. In: *Energy* 36 (12), S. 6705–6713. DOI: 10.1016/j.energy.2011.10.028.

Soimakallio und Saikku 2012

Soimakallio, S.; Saikku, L. (2012): CO₂ emissions attributed to annual average electricity consumption in OECD (the Organisation for Economic Co-operation and Development) countries. In: *Energy* 38 (1), S. 13–20. DOI: 10.1016/j.energy.2011.12.048.

SPIRAX SARCO 2014

SPIRAX SARCO GmbH [SPIRAX SARCO] (2014): Grundlagen: Dampf- und Kondensattechnologie. 2. Aufl. Konstanz. Online verfügbar unter <http://www.spiraxsarco.com/global/de/News/Documents/Grundlagen-der-Dampf-und-Kondensattechnologie.pdf>.

SPIRAX SARCO 2016

SPIRAX SARCO GmbH [SPIRAX SARCO] (2016): Grundlagen Dampfspeicher. 1. Aufl. Konstanz. Online verfügbar unter <http://www.spiraxsarco.com/global/de/Resources/Documents/Grundlagen%20Dampfspeicher.pdf>.

Spork et al. 2015

Spork, C. C.; Chavez, A.; Gabarrell Durany, X.; Patel, M. K.; Villalba Méndez, G. (2015): Increasing Precision in Greenhouse Gas Accounting Using Real-Time Emission Factors. In: *Journal of Industrial Ecology* 19 (3), S. 380–390. DOI: 10.1111/jiec.12193.

Steinau et al. 2017

Steinau, A.; Clausen, T.; Berkmann, A.; Hess, A.; Johannsen + Kretschmer Strategische Kommunikation GmbH (2017): Akzeptanz durch Wertschöpfung: Wasserstoff als Bindeglied zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Nutzung im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor. Machbarkeitsstudie zum Verbundvorhaben. Hg. v. GP JOULE GmbH gefördert aus Mitteln des Landes Schleswig-Holstein. Reußenköge, Berlin. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2017/GP_JOULE-Machbarkeitsstudie_Akzeptanz-durch-Wertschoepfung.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Sun 2005

Sun, J. W. (2005): The decrease of CO₂ emission intensity is decarbonization at national and global levels. In: *Energy Policy* 33 (8), S. 975–978. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.023.

Sun 2013

Sun, N. (2013): Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart, Germany.

Tamayao et al. 2015

Tamayao, M.-A. M.; Michalek, J. J.; Hendrickson, C.; Azevedo, I. M. L. (2015): Regional Variability and Uncertainty of Electric Vehicle Life Cycle CO₂ Emissions across the United States. In: *Environ. Sci. Technol.* 49 (14), S. 8844–8855. DOI: 10.1021/acs.est.5b00815.

Tans und Keeling 2021

Tans, P.; Keeling, R.; National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Scripps Institution of Oceanography [Scripps] (2021): Global Monthly Mean CO₂ - Earth System Research Laboratory. Online verfügbar unter <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/global.html>, zuletzt geprüft am 12.02.2021.

Tereshchenko und Nord 2015

Tereshchenko, T.; Nord, N. (2015): Uncertainty of the allocation factors of heat and electricity production of combined cycle power plant. In: *Applied Thermal Engineering* 76, S. 410–422. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2014.11.019.

Thomas 2017

Thomas, H. (2017): *Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung*. Wiesbaden. Springer Fachmedien Wiesbaden. DOI: 10.1007/978-3-658-17641-9.

Thomsen et al. 2021

Thomsen, J.; Hussein, N. Saad; Dolderer, A.; Kost, C. (2021): Effect of the Foresight Horizon on Computation Time and Results Using a Regional Energy Systems Optimization Model. In: *Energies* 14 (2), S. 495. DOI: 10.3390/en14020495.

Thomson et al. 2017

Thomson, R. Camilla; Harrison, G. P.; Chick, J. P. (2017): Marginal greenhouse gas emissions displacement of wind power in Great Britain. In: *Energy Policy* 101, S. 201–210. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.11.012.

Thrän et al. 2015

Thrän, D.; Dotzauer, M.; Lenz, V.; Liebetrau, J.; Ortwein, A. (2015): Flexible bioenergy supply for balancing fluctuating renewables in the heat and power sector—a review of technologies and concepts. In: *Energ Sustain Soc* 5 (1), S. 21. DOI: 10.1186/s13705-015-0062-8.

Timmerberg et al. 2020

Timmerberg, S.; Kaltschmitt, M.; Finkbeiner, M. (2020): Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs. In: *Energy Conversion and Management: X* 7, S. 100043. DOI: 10.1016/j.ecmx.2020.100043.

Tranberg et al. 2019

Tranberg, B.; Corradi, O.; Lajoie, B.; Gibon, T.; Staffell, I.; Andresen, G. Bruun (2019): Real-

time carbon accounting method for the European electricity markets. In: Energy Strategy Reviews 26, S. 100367. DOI: 10.1016/j.esr.2019.100367.

UBA 2016

Umweltbundesamt [UBA] (2016): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Unter Mitarbeit von Kristina Juhrich. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

UBA 2018

Umweltbundesamt [UBA] (Hg.) (2018): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2018. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2016. Dessau-Roßlau, Germany. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-24_climate-change_12-2018_nir_2018.pdf, zuletzt geprüft am 07.03.2019.

UBA 2019a

Umweltbundesamt [UBA] (Hg.) (2019): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018. Unter Mitarbeit von Petra Icha. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-5>.

UBA 2019b

Umweltbundesamt [UBA] (2019): Entwicklung des durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrades des fossilen Kraftwerksparks. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/konventionelle-kraftwerke-erneuerbare-energien#wirkungsgrad-fossiler-kraftwerke>, zuletzt geprüft am 25.06.2020.

UBA 2020a

Umweltbundesamt [UBA] (2020): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, 1990 - 2019. Arbeitsstand: 08.12.2020. Unter Mitarbeit von Patrick Kniffke. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2020_12_08_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v0.9.xlsx, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

UBA 2020b

Umweltbundesamt [UBA] (Hg.) (2020): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2019. Unter Mitarbeit von Petra Icha und Gunter Kuhs. Dessau-Roßlau, Germany. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-01_climate-change_13-2020_strommix_2020_fin.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

UBA 2020c

Umweltbundesamt [UBA] (2020): ProBas - Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme. Online verfügbar unter <https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php>, zuletzt geprüft am 05.02.2020.

UBA 2021a

Umweltbundesamt [UBA] (2021): Vorjahresschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020. Emissionsübersichten in den Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes. Unter Mitarbeit von Patrick Gniffke. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2021_03_10_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx, zuletzt geprüft am 18.06.2021.

UBA 2021b

Umweltbundesamt [UBA] (2021): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2020. Unter Mitarbeit von Petra Icha, Thomas Lauf und Gunter Kuhs. Dessau-Roßlau, Germany. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26_cc-45-2021_strommix_2021_0.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

UN 2021

United nations [UN] (2021): United Nations Treaty Collection: Chapter XXVII Environment, 7. d Paris Agreement. Online verfügbar unter https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en, zuletzt geprüft am 31.05.2021.

UNFCCC 2015

United Nations Framework Convention on Climate Change [UNFCCC] (Hg.) (2015): Clean development mechanism (CDM). Methodological tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system. (Version 05.0). Unter Mitarbeit von Joyce Malnaric.

UNFCCC 2020

United Nations Framework Convention on Climate Change [UNFCCC] (2020): The Clean Development Mechanism (www.unfccc.int). Internetdokument. Bonn. Online verfügbar unter <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-kyoto-protocol/mechanisms-under-the-kyoto-protocol/the-clean-development-mechanism>, zuletzt geprüft am 06.03.2020.

Vandepaer et al. 2019

Vandepaer, L.; Treyer, K.; Mutel, C.; Bauer, C.; Amor, B. (2019): The integration of long-term marginal electricity supply mixes in the ecoinvent consequential database version 3.4 and examination of modeling choices. In: *Int J Life Cycle Assess* 24 (8), S. 1409–1428. DOI: 10.1007/s11367-018-1571-4.

Varone und Ferrari 2015

Varone, A.; Ferrari, M. (2015): Power to liquid and power to gas. An option for the German Energiewende. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, S. 207–218. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.049.

VDI 4608 Blatt 2

VDI 4608 Blatt 2 (2012): Blatt 2: Energiesysteme: Kraft-Wärme-Kopplung: Allokation und Bewertung; VDI-Gesellschaft Energietechnik, 27.010. Beuth Verlag GmbH, Düsseldorf.

VDI 4660 Blatt 1

VDI 4660 Blatt 1 (2013): Blatt 1: Umrechnung spezifischer Emissionen bei der Energieumwandlung, 13.040.40, 27.100. Beuth Verlag GmbH, Düsseldorf.

VDI 3986

VDI 3986 (2014): Ermittlung des Wirkungsgrads von konventionellen Kraftwerken. VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (GEU), 27.100. Beuth Verlag GmbH, Berlin.

VDI 4661

VDI 4661 (2014): Energiekenngrößen: Grundlagen - Methodik; VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (GEU), 01.040.27, 27.010. Beuth Verlag GmbH, Düsseldorf.

VDI 4660 Blatt 2

VDI 4660 Blatt 2 (2017): Blatt 2: Ermittlung zielenergiebezogener Emissionen bei der Energieumwandlung, 13.040.40. Beuth Verlag GmbH, Düsseldorf.

Viebahn et al. 2018a

Viebahn, P.; Zelt, O.; Fishedick, M.; Hildebrand, J.; Heib, S.; Becker, D. et al.; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung [ISI]; Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH [izes] (2018): Technologien fuer die Energiewende. Politikbericht. Unter Mitarbeit von Simon Neumann. Wuppertal. Online verfügbar unter <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7080/file/WR14.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Viebahn et al. 2018b

Viebahn, P.; Zelt, O.; Fishedick, M.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J. (2018): Technologien fuer die Energiewende. Technologiebericht Band 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Unter Mitarbeit von P. Viebahn, Ole Zelt, Manfred Fishedick, Martin Wietschel, Simon Hirzel und Juri Horst. Hg. v. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (Wuppertal Institut), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) und Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH (izes). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. Online verfügbar unter

<https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7083/file/WR13-2.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Viking Heat Engines 2018

Viking Heat Engines (2018): Turning Waste Heat Into Value. Produktpräsentation. Online verfügbar unter <https://www.energy-xprt.com/products/heatbooster-industrial-heat-pump-255573>, zuletzt geprüft am 25.03.2021.

Vögele et al. 2018

Vögele, S.; Rübhelke, D.; Mayer, P.; Kuckshinrichs, W. (2018): Germany's "No" to carbon capture and storage: Just a question of lacking acceptance? In: *Applied Energy* 214, S. 205–218. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.01.077.

Vuarnoz und Jusselme 2018

Vuarnoz, D.; Jusselme, T. (2018): Temporal variations in the primary energy use and greenhouse gas emissions of electricity provided by the Swiss grid. In: *Energy* 161, S. 573–582. DOI: 10.1016/j.energy.2018.07.087.

Wagner et al. 2007

Wagner, H.-J.; Koch, M. K.; Burkhardt, J.; Große Böckmann, T.; Kruse, P. (2007): CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken. In: *BWK* 59 (10), S. 44–52.

Weber et al. 2010

Weber, C. L.; Jaramillo, P.; Marriott, J.; Samaras, C. (2010): Life cycle assessment and grid electricity: what do we know and what can we know? In: *Environ. Sci. Technol.* 44 (6), S. 1895–1901. DOI: 10.1021/es9017909.

Weigt und Negele 2015

Weigt, M.; Negele, B. (2015): Gekoppelte Strom- und Dampferzeugung im kleinen Leistungsbereich mit Mikrogasturbine, Abschlussbericht Umweltinnovationsprogramm. Wehringen.

Wietschel et al. 2015

Wietschel, M.; Haendel, M.; Schubert, G.; Köppel, W.; Degünther, C.; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung [ISI]; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie [KIT] (2015): Kurz- und mittelfristige Sektorkopplungspotenziale. Im Rahmen der Studie: Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung. Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Kurzstudie. Karlsruhe.

Wietschel et al. 2018

Wietschel, M.; Plötz, P.; Nacken, L.; Küster, M.; Pacem, J.; Naumann, D. et al.; Fraunhofer-

Institut für System- und Innovationsforschung [ISI]; Technische Universität Berlin [TU Berlin]; Universität Kassel; VSE AG; Fraunhofer [ISE]; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart [IER]; IKEM - Institut für Klimaschutz (2018): Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen. Arbeitspapier. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2018/WP01-2018_Sektorkopplung_Wietschel.pdf, zuletzt geprüft am 10.12.2018.

Wohlfarth et al. 2018

Wohlfarth, K.; Eichhammer, W.; Schlomann, B.; Worrell, E. (2018): Tailoring cross-sectional energy-efficiency measures to target groups in industry. In: *Energy Efficiency* 11 (5), S. 1265–1279. DOI: 10.1007/s12053-018-9619-7.

Wolf et al. 2014

Wolf, A.; Bräuninger, M.; Ehrlich, L.; Klamka, J.; Hamburg Institute of International Economics [HWWI] (2014): Power-to-Heat in Hybridheizungen. Die ökonomischen Potentiale der Vernetzung von Strom- und Wärmemarkt. Hamburg. Online verfügbar unter <https://www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/Studien/HWWI-IWO-PtH-Studie.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Wolf 2016

Wolf, S. (2016): Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme. Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Wuppertal Institut 2015

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH [Wuppertal Institut] (Hg.) (2015): Konsistenz und Aussagefähigkeit der Primärenergie-Faktoren für Endenergieträger im Rahmen der EnEV. Diskussionspapier. Unter Mitarbeit von Dietmar Schüwer, Thomas Hanke und Hans-Jochen Luhmann. Wuppertal. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201505.pdf>, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Yang 2013

Yang, C. (2013): A framework for allocating greenhouse gas emissions from electricity generation to plug-in electric vehicle charging. In: *Energy Policy* 60, S. 722–732. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.013.

Yilmaz et al. 2018

Yilmaz, H. Ümitcan; Keles, D.; Chiodi, A.; Hartel, R.; Mikulić, M. (2018): Analysis of the power-to-heat potential in the European energy system. In: *Energy Strategy Reviews* 20, S. 6–19. DOI: 10.1016/j.esr.2017.12.009.

Zeilinger und Einfalt 2012

Zeilinger, Franz; Einfalt, Alfred (Hg.) (2012): Modell für hochauflösende synthetische Haushaltslastprofile. 12. Symposium Energieinnovationen. Graz, 15-17.02.2012. Online verfügbar unter

https://www.researchgate.net/publication/268270484_Modell_fur_hochauflosende_synthetische_Haushaltslastprofile, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Zheng et al. 2015

Zheng, Z.; Han, F.; Li, F.; Zhu, J. (2015): Assessment of marginal emissions factor in power systems under ramp-rate constraints. In: CSEE Power and Energy Syst. 1 (4), S. 37–49. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2015.00049.

A Anhang: Berechnungen und Annahmen

Tabelle A-1: Quantitative Ziele aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung und der Status quo.

	Ist	Ziele			
	2018	2020	2030	2040	2050
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttoendenergiebedarf	16,8 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostrombedarf	37,8 %	35 %	50 %	65 %	80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	15,0 %	14 %			
Effizienz und Verbrauch					
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-8,7 %	-20 %	→		-50 %
Endenergieproduktivität (2008-2050)			+2,1 %/a		
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-4,4 %		→		-25 %
Primärenergiebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-18,3 % ¹		→		-80 %
Wärmebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-13,6 %	-20 %			
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)	+6,1 %	-10 %	→		-40 %

¹ Wert gültig für das Jahr 2016.

Quelle: (BMWi 2018, S. 8; BMWi 2020a; BMWi 2020d; AGE 2019c)

Beschreibung von Technologien der Sektorkopplung

Wärme: Im Gegensatz zu elektrischer und mechanischer Arbeit, welche aus reiner Exergie¹³⁵ bestehen, besteht Wärme immer aus einem Teil Exergie und einem Teil Anergie, abhängig vom Temperaturniveau der Wärme und der Umgebungstemperatur. Nach dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik wandelt sich bei allen irreversiblen Prozessen Exergie in Anergie. Daraus folgt, dass Wärme immer in Richtung niedrigerer Temperatur strömt und dabei ihren Betrag behält (Langeheinecke et al. 2017, S. 150–154). Somit muss bei Prozessen der Wärmeübertragung, also der Wärmeversorgung, eine Klassifikation anhand der Temperatur vorgenommen werden, um die zu bereitstellenden Wärmemengen dem benötigten Temperaturniveau anzupassen. Die verschiedenen Technologien zur Wärmeerzeugung sind daher eingeteilt in Bereiche erreichbarer Temperaturniveaus.

¹³⁵ Exergie ist definiert „als derjenige Teil der Energie, der in nutzbare Arbeit verwandelt werden kann, wenn ein geschlossenes System durch reversible Zustandsänderungen mit seiner Umgebung ins Gleichgewicht gebracht wird. Die Exergie ist also eine Zustandsgröße des Systems in einer bestimmten Umgebung. Anergie ist der nicht in Arbeit umwandelbare Teil einer Energie“ (Langeheinecke et al. 2017, S. 151).

Als Niedertemperaturwärme wird oft der Temperaturbereich unter 100 °C bezeichnet. Die hier typischen Anwendungen wären die Erzeugung von Warmwasser und Raumwärme, was durch die Wärmepumpentechnik unter Einsatz von elektrischer Energie effizient bereitgestellt werden kann. Je niedriger der Temperaturhub von Wärmequelle zu Wärmesenke ist, desto effizienter kann eine Wärmepumpe die eingesetzte Umgebungswärme oder Abwärme aufwerten (Wolf 2016, S. 7–11). Moderne kaskadierte Höchsttemperaturwärmepumpen können Zieltemperaturen bis zu 160 °C erreichen (Viking Heat Engines 2018). Klassische erneuerbare Energien, wie die nicht konzentrierende Solarthermie und oberflächennahe Geothermie, erreichen in Deutschland Temperaturen bis zu 90 °C (Ecofys et al. 2018). Mit tiefer Geothermie sind in Deutschland Temperaturen bis ca. 160 °C erreichbar. Konzentrierende Solarthermie kann dargebotsabhängig¹³⁶ bis zu 300 °C erreichen. Konventionelle KWK-Anlagen wie Blockheizkraftwerke gelten bei gleichzeitiger Strom- und Wärmenutzung als sehr effizient. Durch die Motor Kühlung können Temperaturen zwischen 70 °C und 130 °C erreicht werden. Die Abgastemperatur von KWK-Anlagen beträgt maximal 600 °C und kann somit auch für eine Dampferzeugung verwendet werden (Schaumann und Schmitz 2010, S. 58–60). Weiterhin sind Technologien mit höheren möglichen Temperaturniveaus zur Wärmebereitstellung aus technischer Sicht immer abwärtskompatibel. Biogene und synthetische Brenn- und Kraftstoffe können in konventionellen Verbrennungsprozessen eingesetzt werden und erreichen Temperaturen zwischen 500 °C und über 1000 °C (Naegler et al. 2016). Eine Wärmebereitstellung durch elektrische Energie kann über direkte und indirekte Widerstandserwärmung, Hochfrequenzerwärmung sowie über die Lichtbogenerwärmung und Plasmastrahlerwärmung geschehen. Die dabei erreichten Temperaturen reichen von wenigen 100 °C bis ca. 3000 °C¹³⁷ (Bubeck 2016, S. 124–127; Bechem et al. 2015, S. 60–64; Schüwer und Schneider 2018; Ausfelder et al. 2019, S. 4).

Mit einem Endenergiebedarf von 765 TWh für Raumwärme und Warmwasser im Jahr 2018 in Deutschland liegen etwa 58 % des Wärmebedarfs in einem Temperaturbereich der der Niedertemperaturwärme zugeordnet werden kann. Der restliche Bedarf von 565 TWh geht überwiegend auf die industrielle Prozesswärme mit unterschiedlichen Temperaturniveaus zurück. Etwa ein Drittel wird im Bereich bis 500 °C und etwa zwei Drittel im Bereich bis weit über 500 °C benötigt (AGEB und BDEW 2019; acatech et al. 2017; Wolf 2016). Für die benötigten hohen Prozesstemperaturen der Industrie kommen lediglich biogene und synthetische Brennstoffe sowie die PtH-Lösungen als Möglichkeit zur Dekarbonisierung in Frage. Bei der energieintensiven Industrie¹³⁸ kommt erschwerend die Tatsache hinzu, dass manche fossilen Energieträger

¹³⁶ Abhängig von der Tageszeit, Sonnenscheindauer, Einstrahlwinkel und Bedeckung (Ecofys et al. 2018).

¹³⁷ Plasmastrahlerwärmung mit Temperaturen von mehr als 3000°C (Ausfelder et al. 2019, S. 4).

¹³⁸ Zur energieintensiven Industrie zählen: Chemie, Metallherzeugung, Kokerei- und Mineralölverarbeitung, Glaswaren, Keramik, Steine und Erden sowie Papier und Pappe. In diesen Bereichen werden etwa 75 % der Prozesswärme benötigt (acatech et al. 2017, S. 33).

notwendigerweise stofflich im Produktionsprozess benötigt werden, beispielsweise wird Koks-
kohle im Hochofenprozess als Reduktionsmittel eingesetzt. Weiterhin werden prozessbedingte
Kuppelgase zur Wärmeerzeugung verbrannt und Sekundärbrennstoffe wie Industrie- und Ge-
werbeabfälle mit sehr geringen Brennstoffkosten eingesetzt (Schüwer und Schneider 2018;
Brunke 2017, S. 88).

Abwärme: Wärme die in industriellen Prozessen als Nebenprodukt anfällt und nicht genutzt
an die Umgebung abgegeben wird, nennt man Abwärme. Diese Wärme kann je nach Tempe-
raturniveau durch technische Lösungen für spezielle Prozesse verwendet werden. Die Ab-
wärme kann direkt im Prozess, dem sie entstammt, verwendet werden – dabei wird von Wär-
merückgewinnung gesprochen. Neben einer direkten thermischen Nutzung kann Abwärme
auch indirekt genutzt werden, indem durch eine weitere Energiezufuhr das Temperaturniveau
erhöht wird. Die Abwärme kann aber auch innerhalb eines Betriebs für andere Zwecke einge-
setzt oder für eine externe Nutzung, wie Wärmenetze oder zur Stromerzeugung¹³⁹, bereitge-
stellt werden. Technologien zur Abwärmenutzung sind Wärmetauscher, Wärmepumpen,
Dampf- und Organic Rankine Cycle-Prozesse¹⁴⁰ (ORC), sowie Ad- und Absorptionskälteer-
zeuger (Hirzel et al. 2013, S. 4–10). Die Nutzungsmöglichkeiten und Potenziale von Abwärme
werden in Hirzel et al. (2013) und Broberg Viklund und Johansson (2014) ausführlicher be-
trachtet.

Stromversorgung: Durch die Nutzung von biogenen und synthetischen Brennstoffen sowie
industrieller Abwärme können konventionelle thermische Kraftwerke und ORC-Anlagen zur
Stromerzeugung (Rückverstromung) eingesetzt werden. Diese Nutzung von synthetischen
Brennstoffen könnte beispielsweise zur Überbrückung einer Dunkelflaute und zur Stabilisie-
rung der Stromversorgung verwendet werden. Die möglichen indirekten Emissionen des PtG-
Prozesses in Kombination mit den Effizienzverlusten der Umwandlungs- und Transportkette
muss nicht notwendigerweise zu einer Reduktion der gesamten Emissionen führen (Ausfelder
et al. 2018, S. 44–48).

Verkehr: Der Personen- und Güter-Straßenverkehr macht mit 612 TWh den überwiegenden
Anteil des Endenergiebedarfs im Verkehrssektor aus. Weitere 122 TWh werden im Bereich
der Luftfahrt nachgefragt. Der Schienenverkehr mit 55 TWh ist zugleich der Bereich in dem
die meiste elektrische Energie eingesetzt wird (AGEB und BDEW 2019). Der Anteil erneuer-
barer Energien liegt stagnierend bei etwa 5 % und stammt im Wesentlichen aus der Beimi-
schung von Bioethanol und Biodiesel zu Kraftstoffen sowie dem erneuerbaren Energien Anteil

¹³⁹ Kann auch intern erfolgen.

¹⁴⁰ Bei Turbineneintrittstemperaturen unter 350°C nimmt der Wirkungsgrad des Wasserdampfprozesses stark ab
und die Gefahr für turbinenschädlichen Tropfenschlag nimmt zu. Daher wird in diesem Temperaturbereich
ein organischer Stoff mit tieferer Siedetemperatur als Arbeitsmedium eingesetzt (Rettig 2011).

des Bahnstrommix (acatech et al. 2017, S. 28). Szenarien zeigen, dass der Technologiemit im Jahr 2050 sehr divers sein muss. Mehr als die Hälfte der Fahrzeuge im Pkw-Bereich werden durch BEVs und hybride Fahrzeuge abgedeckt. Offener ist die Abschätzung der Technologien im Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr (Leopoldina et al. 2019, S. 10).

Für den Straßenverkehr gibt es zwei mögliche Antriebstechnologien. Die erste, typische Technologie ist hierbei der Verbrennungsmotor. Dieser kann mit Erdgas, synthetischen oder biogenen Kraftstoffen betrieben werden. Die zweite mögliche Technologie ist der Elektromotor. Hier kann die Endenergie durch Batteriespeicher, Oberleitungen oder Stromschienen und durch Brennstoffzellen, welche aus Wasserstoff oder Methanol Strom erzeugen können, bereitgestellt werden. Innerhalb der zwei eingesetzten Gruppen unterscheiden sich die Technologien hauptsächlich in der Speicherung und Bereitstellung der Endenergie (Agora Verkehrswende 2020, S. 43–45). Für den Flugverkehr werden aufgrund der schweren Batterien, der geringen Energiedichte von Wasserstoff¹⁴¹ (H₂) und den langen Beladevorgängen rein elektrische Lösungen eher unwahrscheinlich (acatech et al. 2017, S. 30–31). Die Verkehrswende und der Technologietransfer im Transportsektor werden in Agora Verkehrswende (2020), Viebahn et al. (2018b, S. 675–710) und (IWES et al. 2015, S. 152–158) ausführlich beschrieben.

Power-to-Gas und Power-to-Liquid: Mit synthetischen Kraft- und Brennstoffen als indirekte Elektrifizierungsmaßnahme lassen sich mit Ausnahme bestimmter Prozesse in der energieintensiven Industrie alle Anwendungsgebiete der Substitutionsmöglichkeiten abdecken. Das Aufkommen von Biomasse ist begrenzt und die Infrastruktur und technologische Verbreitung spricht für eine Nutzung von synthetischen Kraftstoffen. Die direkte Elektrifizierung erfordert in manchen Bereichen eine Umstellung der Art und Weise, wie manche Technologien genutzt werden, beispielsweise der Tankvorgang bei Fahrzeugen oder die geringere Reichweite von BEVs gegenüber konventionellen Fahrzeugen (Ausfelder et al. 2018, S. 21–24).

Als Power-to-Gas wird die Übertragung von elektrischer Energie in einen gasförmigen, stofflichen Energieträger bezeichnet. Dies erfolgt durch die Spaltung des Wassermoleküls in Wasserstoff und Sauerstoff durch Gleichstrom oder pulsierenden Gleichstrom in einem Elektrolyseur. Die drei wichtigsten Elektrolysetechniken sind die alkalische Elektrolyse (AEL), Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEMEL) und die Festoxidelektrolyse (SOEC). Die AEL ist jedoch die am weitesten verbreitete Technologie mit einem Technologie-Reifegrad (engl. Technology Readiness Level, TRL) von 8. Wasserstoff kann mit Kohlenstoffdioxid in einem Synthesereaktor zu Methan (CH₄), dem Hauptbestandteil von Erdgas, konvertiert werden. Für die chemisch-katalytische Methanisierung werden Festbett-, Wirbelschicht- oder Drei-Phasen-Reaktoren verwendet. Die am häufigsten eingesetzte Technologie ist der Festbettreaktor mit

¹⁴¹ Bezogen auf das Volumen hat Wasserstoff selbst im flüssigen Zustand eine deutlich geringere Energiedichte als Flüssigkraftstoffe oder Kerosin (Linde Gas GmbH 2013).

einem TRL von 8. Weiterhin kann synthetisches Methan auch durch eine biologische oder bioelektrische Methanisierung (TRL 6-7 / 3-4) erzeugt werden (Viebahn et al. 2018a, S. 95–105).

Als Power-to-Liquid wird die Übertragung von elektrischer Energie in flüssige synthetische Kraftstoffe bezeichnet. Aus den Grundstoffen Wasserstoff, gewonnen mit der Power-to-Gas-Technologie oder aus der Erdgasreformierung, und CO₂ oder Kohlenmonoxid (CO), aus Kraftwerks- und industriellen Prozessen oder einer Abtrennung aus der Luft (engl. direct air capture, DAC), werden Kohlenwasserstoffe erzeugt. Für den PtL-Prozess kann die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) und verschiedene Arten der Methanolsynthese eingesetzt werden, um über weitere Prozessschritte (engl. Methanol to Gasoline, MtG) synthetische Flüssigkraftstoffe wie Kerosin, Benzin, Diesel und weitere Nebenprodukte herzustellen. Die beschriebenen PtL-Technologien haben ein TRL zwischen 6 und 8 (Viebahn et al. 2018a, S. 107). Für weiterführende Informationen zum Thema PtG und PtL wird auf Viebahn et al. (2018b, S. 7–223), Varone und Ferrari (2015), Buttler und Spliethoff (2018) und Ausfelder et al. (2018) hingewiesen.

Tabelle A-2: Spezifische Emissionen für die Wärme- und Stromerzeugung in KWK-Systemen mit verschiedenen Allokationsmethoden in Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrads im Vergleich.

Allokationsmethode	Einheit	Elektrischer Wirkungsgrad η_{el}					
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Wärmeerzeugung $\eta_{th} = \omega - \eta_{el}$	Energetisch	224	224	224	224	224	224
	Wirkungsgrad	28	64	112	180	281	449
	Exergetisch	163	127	105	89	77	68
	Finnisch	202	183	167	154	143	133
	Stromgutschrift (474 g_{CO_2}/kWh_{el})	193	153	100	25	-88	-275
	Stromgutschrift (237 g_{CO_2}/kWh_{el})	223	221	218	214	209	199
	Stromgutschrift (119 g_{CO_2}/kWh_{el})	238	255	277	309	357	436
	Stromgutschrift (810 g_{CO_2}/kWh_{el})	151	57	-68	-244	-508	-947
	Wärmegutschrift	238	238	238	238	238	238
	Substitution elektrisch	238	238	238	238	238	238
	Substitution thermisch	192	151	96	19	-96	-289
Stromerzeugung η_{el}	Energetisch	224	224	224	224	224	224
	Wirkungsgrad	1796	786	449	281	180	112
	Exergetisch	719	564	464	394	342	302
	Finnisch	408	370	339	312	290	270
	Stromgutschrift (474 g_{CO_2}/kWh_{el})	474	474	474	474	474	474
	Stromgutschrift (237 g_{CO_2}/kWh_{el})	237	237	237	237	237	237
	Stromgutschrift (119 g_{CO_2}/kWh_{el})	119	119	119	119	119	119
	Stromgutschrift (810 g_{CO_2}/kWh_{el})	810	810	810	810	810	810
	Wärmegutschrift	119	178	198	208	214	218
	Substitution elektrisch	119	178	198	208	214	218
	Substitution thermisch	481	481	481	481	481	481

Annahmen: $\dot{W} = 10$ MW; Wirkungsgrad der getrennten Stromerzeugung: $\eta_{el} = 0,42$; Wirkungsgrad der getrennten Wärmeerzeugung: $\eta_{th} = 0,85$; $T_{m,1} = 395,6$ K; $T_{m,2} = 372,3$ K; $T_u = 288,15$ K; Emissionsfaktor Erdgas = $202 g_{CO_2}/kWh_{th}$; Emissionsfaktor der Stromerzeugung 2018 = $474 (50\% = 237, 25\% = 119) g_{CO_2}/kWh_{el}$; Verdrängungsmix = $810 g_{CO_2}/kWh_{el}$.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (ifeu et al. 2014; Mauch et al. 2010; VDI 4660 Blatt 2)

Tabelle A-3: Entwicklung der installierten Nettoleistung, Zubau und Rückbau des deutschen Kraftwerksparks.

	[GW _{el}]		
	Installierte Nettoleistung	Zubau (davon EE)	Rückbau (davon EE)
2008	136,2	5,07	0,09
2009	144,28 (+5,9 %)	9,1	0,77
2010	156,31 (+8,3 %)	12,04	0
2011	154,36 (-1,3 %)	13,43 (10,75)	8,36 ¹ (0)
2012	165,18 (+7,0 %)	11,41 (9,81)	0,61 (0,03)
2013	174,09 (+5,4 %)	8,99 (7,18)	0,06 (0)
2014	181,62 (+4,3 %)	7,68 (6,7)	0,14 (0)
2015	189,87 (+4,5 %)	10,31 (7,32)	2,07 (0,1)
2016	196,77 (+3,6 %)	8,29 (6,54)	1,37 (0)
2017	200,47 (+1,9 %)	8,12 (8,06)	4,44 (0,71)
2018	205,96 (+2,7 %)	7,08 (6,76)	1,6 (0)
2019	210,66 (+2,28 %)	6,02 (6,02)	1,2 (0)
2020	216,71 (+2,87 %)	8,15 (6,68)	2,05 (0)

¹ Fehlende Daten.

Anmerkung: 2008-2010 keine EE-Datendisaggregation in der Referenz.

Quelle: (ISE 2021)

Kapitalwertmethode

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^N \left(\frac{Z_t}{(1+d)^t} \right) + L \cdot (1+d)^{-N}$$

A-1

<i>NPV</i>	Kapitalwert oder NPV [€]
<i>I</i> ₀	Investition zum Zeitpunkt <i>t</i> ₀ [€]
<i>N</i>	Ende des Betrachtungszeitraums
<i>t</i>	Zeitpunkt im Betrachtungszeitraum
<i>Z</i> _{<i>t</i>}	Zahlungsstrom zum Zeitpunkt <i>t</i> [€]
<i>d</i>	Diskontierungsrate [-]
<i>L</i>	Restwert zum Zeitpunkt <i>T</i> [€]

Annuitätenmethode

$$A = k \cdot AF = k \cdot \frac{(1 + d)^T \cdot d}{(1 + d)^T - 1}$$

A-2

A	Annuität [€/a]
AF	Annuitätenfaktor [-]

Tabelle A-4: Verwendete Energieträgerpreise der Szenarien im Strommarktmodell E2M2 in den Stützjahren.

Energieträger:	[€/MWh _{th}]							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Biogas	9,3	9,6	9,685	9,77	9,865	9,96	10,03	10,1
Biomasse	0	24,42	28,27	28,53	30,52	30,46	27,28	18,75
Steinkohle	8,93	12,07	12,5	12,51	13,16	13,66	14,26	14,83
Braunkohle	6,93	10,99	11,56	11,57	12,46	13,13	13,94	14,7
Kernenergie ¹	3,59	3,38						
Erdgas	20,22	25,61	26,54	27,64	30,38	32,67	33,91	35,76
Öl (leicht und schwer)	30,6	47,22	51,87	55,79	64,23	62,74	68,85	75,82
Sonstiges	0	30,4	31,325	32,25	32,82	33,39	33,62	33,85
Kommunaler Abfall	0	0	0	0	0	0	0	0
CO ₂ -Preis (EUA) ²	7,68	18	25,65	33,3	59,4	85,5	117,75	150

¹ Thermische Energie der Brennelemente.² €/t_{CO2}. Die Preisentwicklung ist aus dem Projekt ENavi entnommen (ENavi 2016; ISE 2019).
Quelle: Datenbank der E2M2 Szenarien. Modellendogene Ergebnisse.

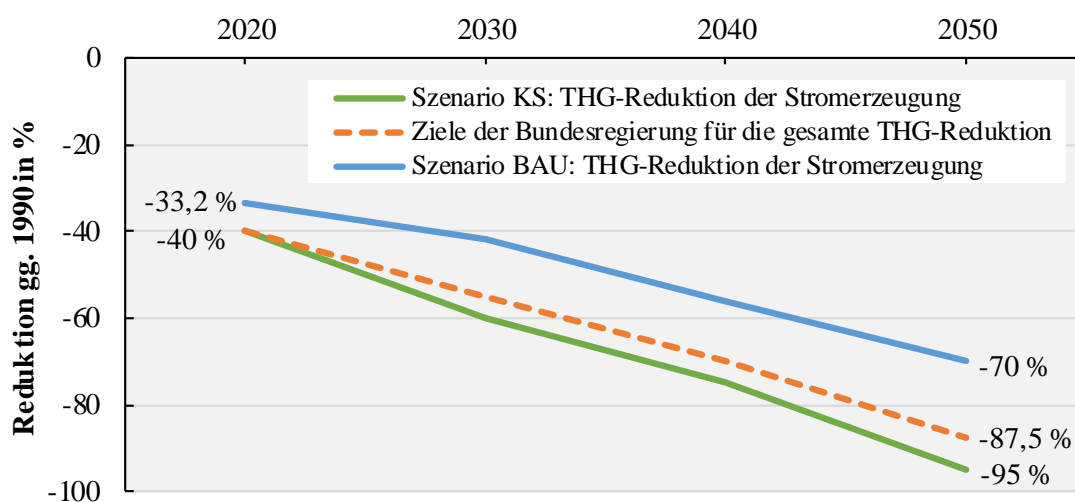


Abbildung A-1: Verlauf der minimalen Emissionsreduktion der Stromerzeugung als exogener Modellparameter, abgeleitet von den Zielen der Bundesregierung (Klimaschutzplan) für die gesamte THG-Reduktion Deutschlands.

Quelle: Aus dem Englischen übersetzt und verändert nach Seckinger und Radgen (2021).

Tabelle A-5: Berechnung des Emissionsfaktors der Braunkohle in Deutschland für das Jahr 2018

Kohlerevier:	Menge der zur Strom- und Fernwärmeerzeugung eingesetzter Braunkohleförderung [Mio. Tonnen]	Anteil der zur Strom- und Fernwärmeerzeugung eingesetzter Braunkohleförderung	Emissionsfaktor [tCO ₂ /TJ]
Rheinland	75,8	50,3 %	113
Lausitz	56,9	37,8 %	111,3
Mitteldeutschland	18	11,9 %	103,9
Helmstedt	0	0,0 %	97,9
Deutschland	150,7	100 %	111,3¹ ≙ 400,58 gCO₂/kWh_{th}

¹ Gewichteter Mittelwert

Quelle: (DEBRIV 2019; UBA 2018)

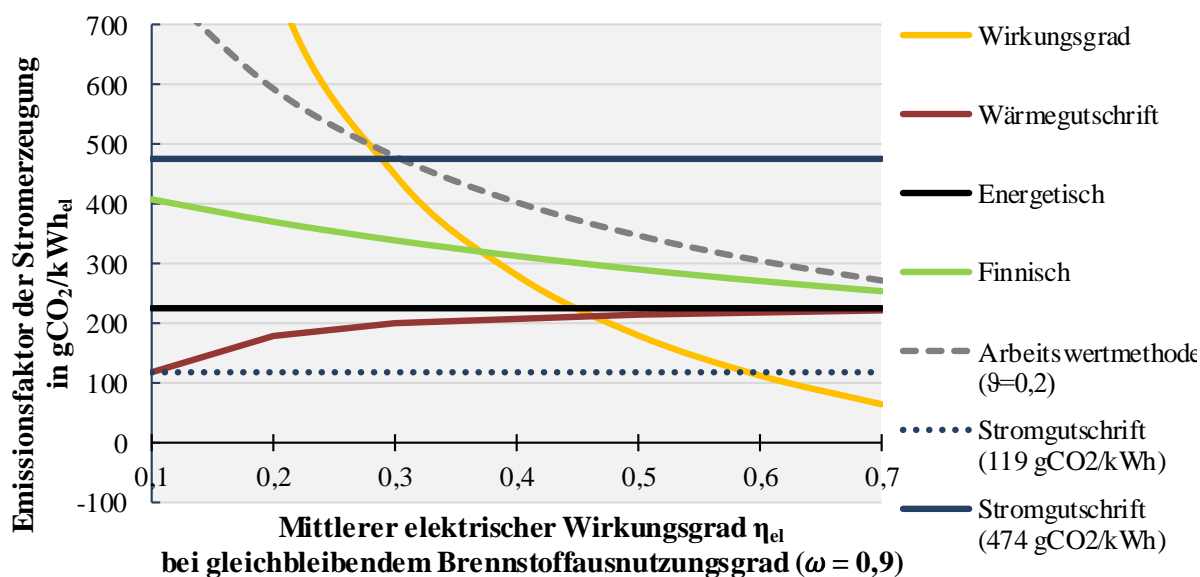
Tabelle A-6: Berechnung des Emissionsfaktors der sonstigen Brennstoffe

Eingesetzter Brennstoff:	Emissionsfaktor [tCO_2/Tj]
Deponiegas	111,4
Klärgas	104,9
Holzrückstände ²	0 (107,8)
Kommunaler Abfall	91,5
Gemisch ¹	67,6
Mittelwert	75,1 \pm 270,3 $\text{gCO}_2/\text{kWh}_{\text{th}}$

¹ Bestehend aus: Deponiegas, kommunalem Abfall und Biomasse (Mit der Annahme, dass Biomasse CO_2 -neutral in die Berechnung einfließt)

² Wird als Biomasse und daher als CO_2 -neutral betrachtet.

Quelle: (UBA 2018)



Annahmen:

$\dot{W} = 10 \text{ MW}$; Wirkungsgrad der getrennten Stromerzeugung: $\eta_{\text{el}} = 0,42$; Wirkungsgrad der getrennten Wärmeerzeugung: $\eta_{\text{th}} = 0,85$; Emissionsfaktor Erdgas = $202 \text{ gCO}_2/\text{kWh}_{\text{th}}$; Emissionsfaktor der Stromerzeugung 2018 = $474 (25\% = 119) \text{ gCO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$;

Abbildung A-2: Verschiedene Allokationsmethoden für die Stromerzeugung in KWK-Systemen in Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrads im Vergleich. Das Strommarktmodell E2M2 nutzt die Arbeitswertmethode zur Allokation der Brennstoffmenge. Einen elektrischen Nettowirkungsgrad bis $\eta_{\text{el}} = 0,58$ bei einem Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 0,9$ wird nur von modernen hocheffizienten GuD-Kraftwerken erreicht.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung nach (VDI 4660 Blatt 2; Mauch et al. 2010; ifeu et al. 2014, 120 ff.; Konstantin 2017, S. 144; BDEW 2018)

B Anhang: Entwicklung der Emissionsfaktoren

Tabelle B-1: Stündliche aggregierte Emissionsfaktoren der Europäischen Union aus zwei Szenarien „Stated“ und „Sustainable“ der IEA bis 2040. Trendextrapolation bis in das Jahr 2050. Bedingung: Minimalwert = 0 gCO₂-Äq/kWh_{el}, keine negativen Emissionsfaktoren möglich.

Stunde des Tages	gCO ₂ -Äq/kWh _{el}							
	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Stated (~BAU) / Sustainable (~KS)							
0-1	242	227 / 224	190 / 179	153 / 134	117 / 89	87 / 53	50 / 8	13 / 0
1-2	222	207 / 204	172 / 160	137 / 116	102 / 73	74 / 38	39 / 0	4 / 0
2-3	211	197 / 194	162 / 152	128 / 110	94 / 68	66 / 34	32 / 0	0 / 0
3-4	202	189 / 186	155 / 146	122 / 105	89 / 65	62 / 33	28 / 0	0 / 0
4-5	199	186 / 184	153 / 144	119 / 104	86 / 64	59 / 33	26 / 0	0 / 0
5-6	200	186 / 184	152 / 144	118 / 105	85 / 65	58 / 33	24 / 0	0 / 0
6-7	204	190 / 188	155 / 147	120 / 106	85 / 66	58 / 33	23 / 0	0 / 0
7-8	223	208 / 205	169 / 161	130 / 116	91 / 72	60 / 36	21 / 0	0 / 0
8-9	232	216 / 213	175 / 167	134 / 120	94 / 74	61 / 37	20 / 0	0 / 0
9-10	233	216 / 214	175 / 167	134 / 120	93 / 73	60 / 36	18 / 0	0 / 0
10-11	230	213 / 211	171 / 163	129 / 116	87 / 68	54 / 30	12 / 0	0 / 0
11-12	229	212 / 210	169 / 162	127 / 114	84 / 66	50 / 28	8 / 0	0 / 0
12-13	230	213 / 211	169 / 162	126 / 114	83 / 65	49 / 27	5 / 0	0 / 0
13-14	227	210 / 208	167 / 160	125 / 112	82 / 64	48 / 26	5 / 0	0 / 0
14-15	230	213 / 210	170 / 162	127 / 113	84 / 64	49 / 26	6 / 0	0 / 0
15-16	237	219 / 217	175 / 167	132 / 117	88 / 67	53 / 27	9 / 0	0 / 0
16-17	246	229 / 226	185 / 176	141 / 126	97 / 76	63 / 36	19 / 0	0 / 0
17-18	260	242 / 240	199 / 191	156 / 141	113 / 92	78 / 53	35 / 3	0 / 0
18-19	273	257 / 254	215 / 205	174 / 157	132 / 108	99 / 69	58 / 21	16 / 0
19-20	281	265 / 262	225 / 215	185 / 168	145 / 121	113 / 83	73 / 36	33 / 0
20-21	282	267 / 264	227 / 217	188 / 170	149 / 124	117 / 86	78 / 40	38 / 0
21-22	279	264 / 261	225 / 215	187 / 168	148 / 122	118 / 85	79 / 39	41 / 0
22-23	274	259 / 256	220 / 209	181 / 163	142 / 116	111 / 79	72 / 32	33 / 0
23-24	260	245 / 242	207 / 197	169 / 152	132 / 107	101 / 71	63 / 26	25 / 0

Quelle: (IEA 2020a)

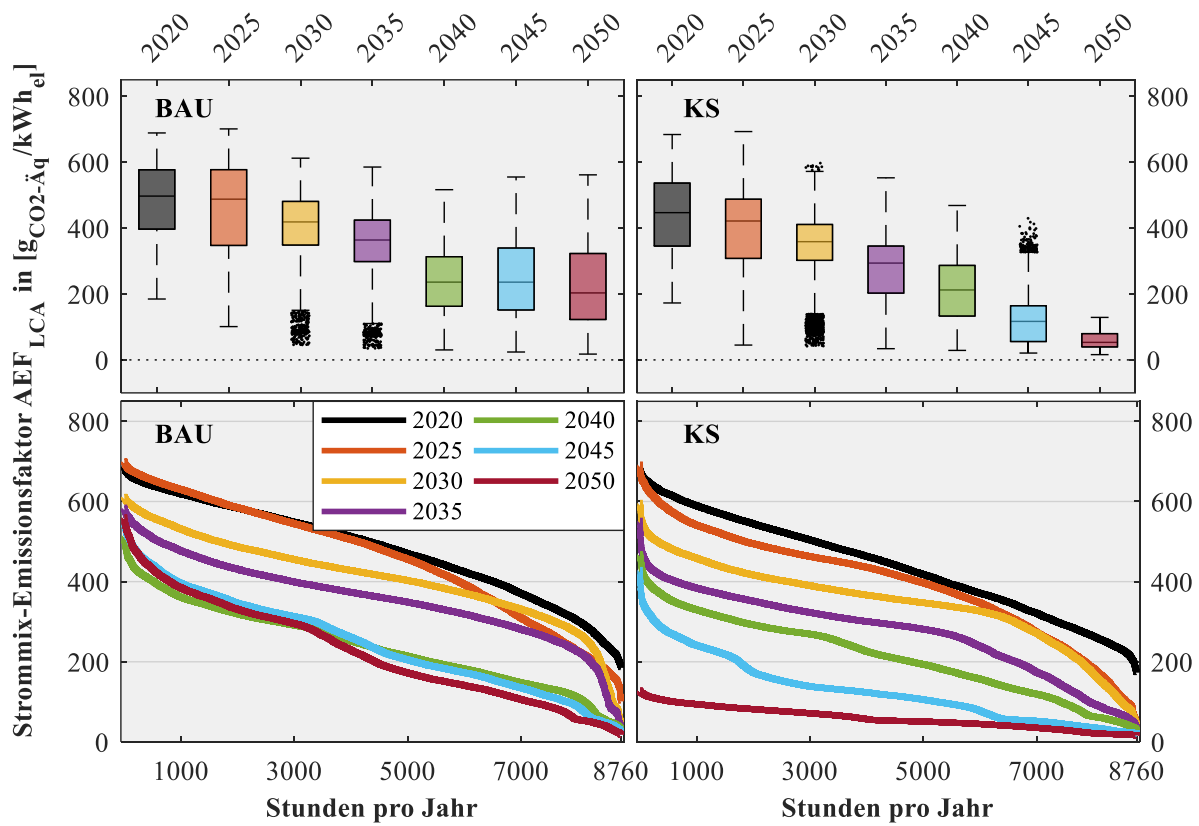


Abbildung B-1: **Oben:** Boxplot der Strommix-Emissionsfaktoren (AEF_{LCA}) in den Szenarien BAU und KS. Die Länge der Whisker beträgt $w = 1,5$; $q_3 + w \cdot (q_3 - q_1) < \text{Ausreißer} < q_1 - w \cdot (q_3 - q_1)$. Das entspricht einer Abdeckung der Werte von etwa 99,3% bei einer Normalverteilung. Die waagerechte Linie in der Box zeigt den Median. **Unten:** die geordneten Jahresdauerlinien der Stützjahre im Vergleich.

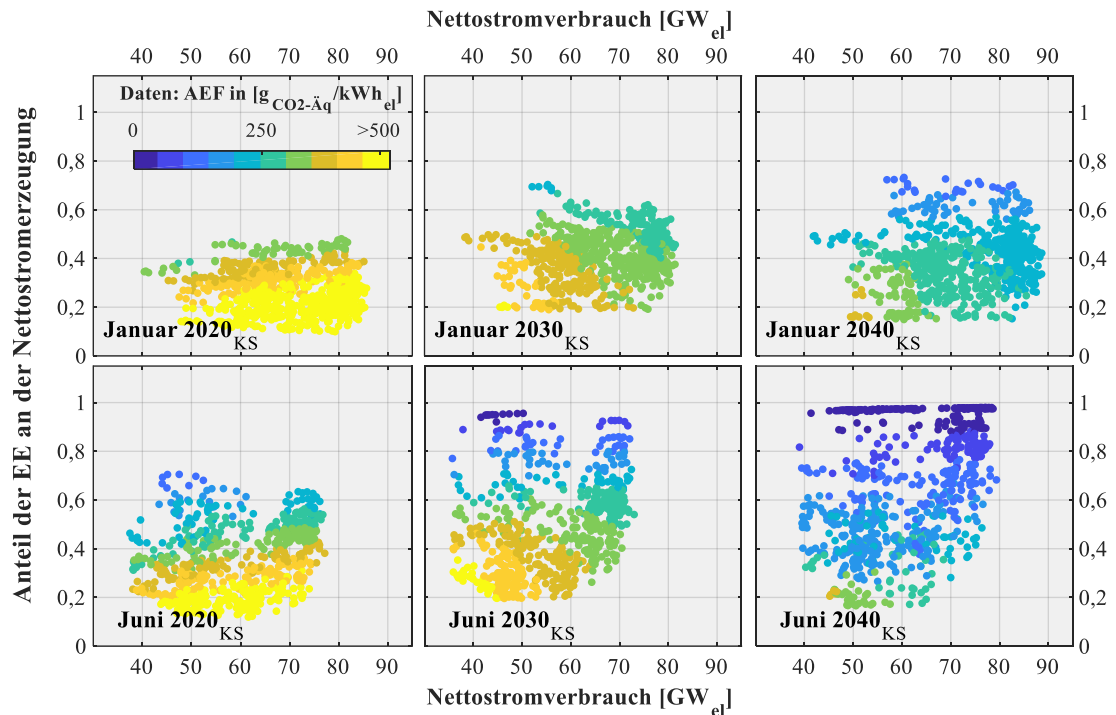


Abbildung B-2: Zusammenhang des stündlichen AEF mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung (Ordinate) und der gleichzeitig nachgefragten Last, dem Nettostromverbrauch (Abszisse) als Streudiagramm. Szenario: KS. **Oben:** Januar. **Unten:** Juni.

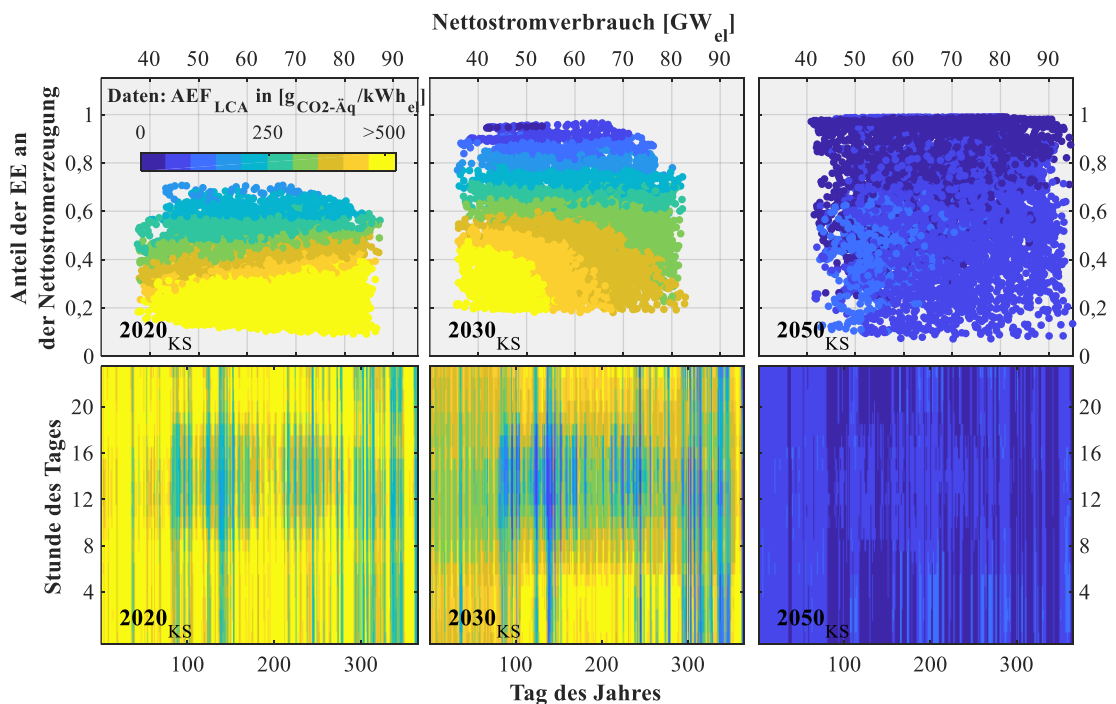


Abbildung B-3: **Oben:** Zusammenhang des stündlichen (AEF_{LCA}) mit dem Anteil der EE an der Nettostromerzeugung (Ordinate) und der gleichzeitig nachgefragten Last, dem Nettostromverbrauch (Abszisse) als Streudiagramm. Szenario: KS. **Unten:** die zeitliche Verteilung der 8760 AEF_{LCA} -Werte im Verlauf des Jahres und Tages in Form einer Heatmap. Der AEF_{LCA} wird in einer farbigen Skala aufgezeigt.

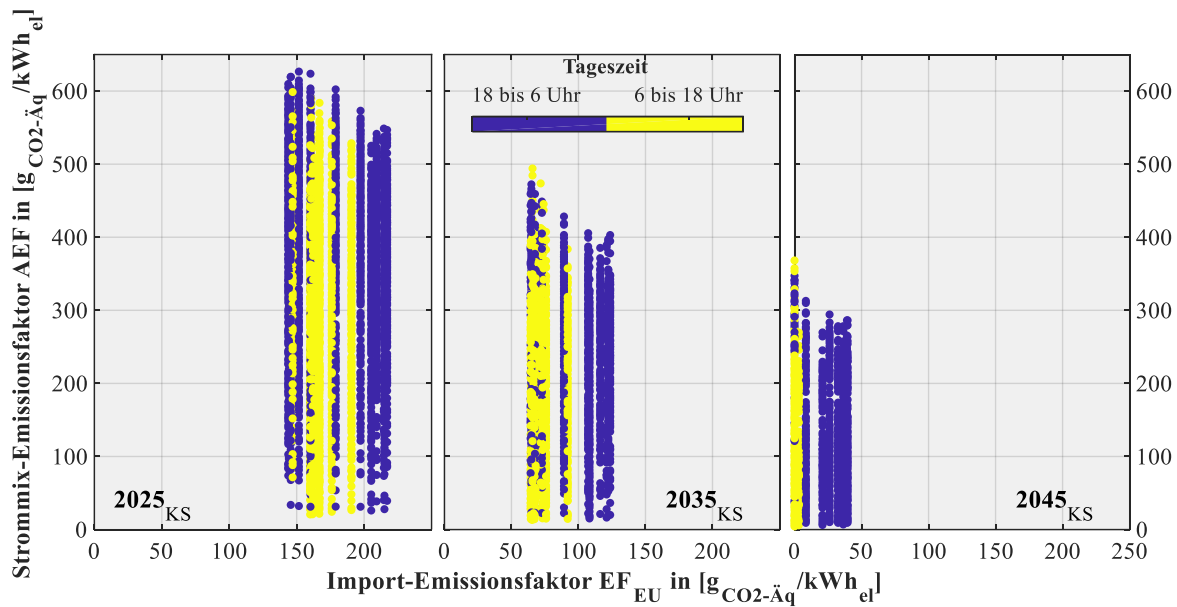


Abbildung B-4: Streudiagramm des Strommix-Emissionsfaktors AEF mit den 24 diskreten Werten des Import-Emissionsfaktors EF_{EU} für das KS-Szenario. Siehe auch Tabelle B-1.

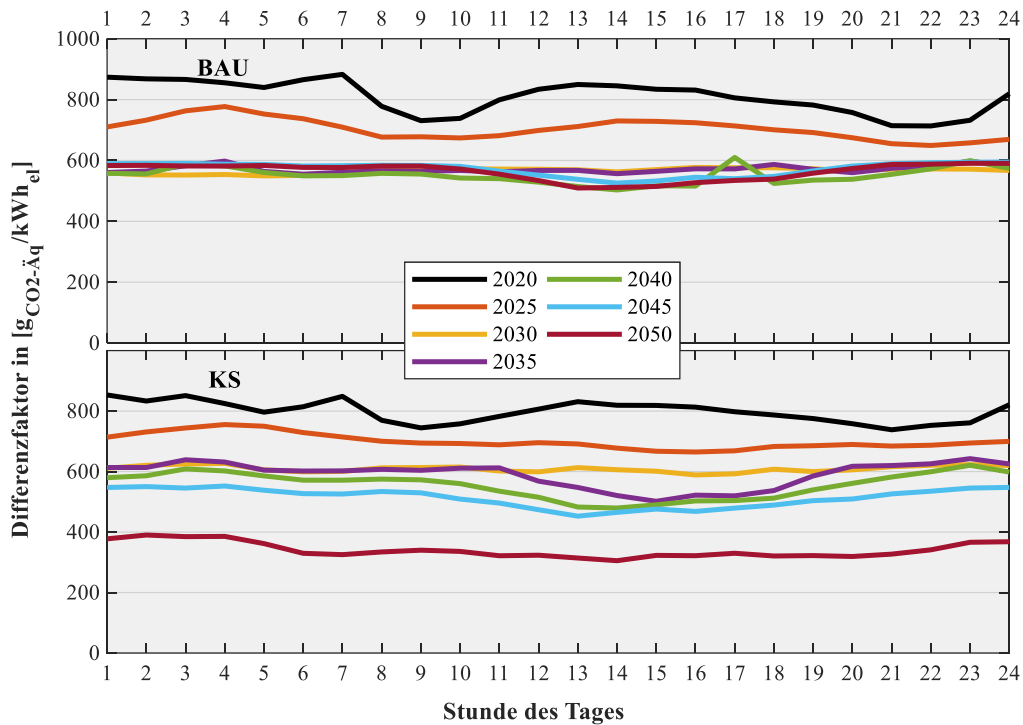


Abbildung B-5: Gemittelter stündlicher Differenzfaktor $DF_{t,b,LCA}^{Gew}$ in 24 Klassen.

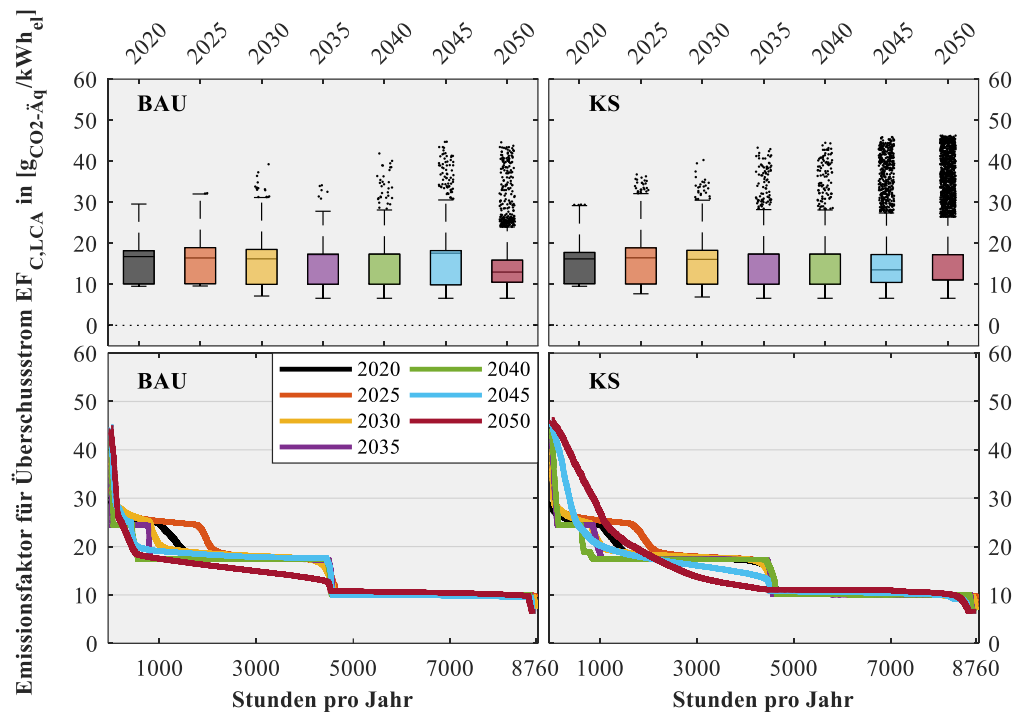


Abbildung B-6: **Oben:** Boxplot der Emissionsfaktoren für Überschussstrom $EF_{C,LCA}$ in den Szenarien BAU und KS. Die Länge der Whisker beträgt $w = 1,5$; $q_3 + w \cdot (q_3 - q_1) < \text{Ausreißer} < q_1 - w \cdot (q_3 - q_1)$. Das entspricht einer Abdeckung der Werte von etwa 99,3 % bei einer Normalverteilung. Die waagrechte Linie in der Box zeigt den Median. **Unten:** die geordneten Jahresdauerlinien der Stützjahre im Vergleich.

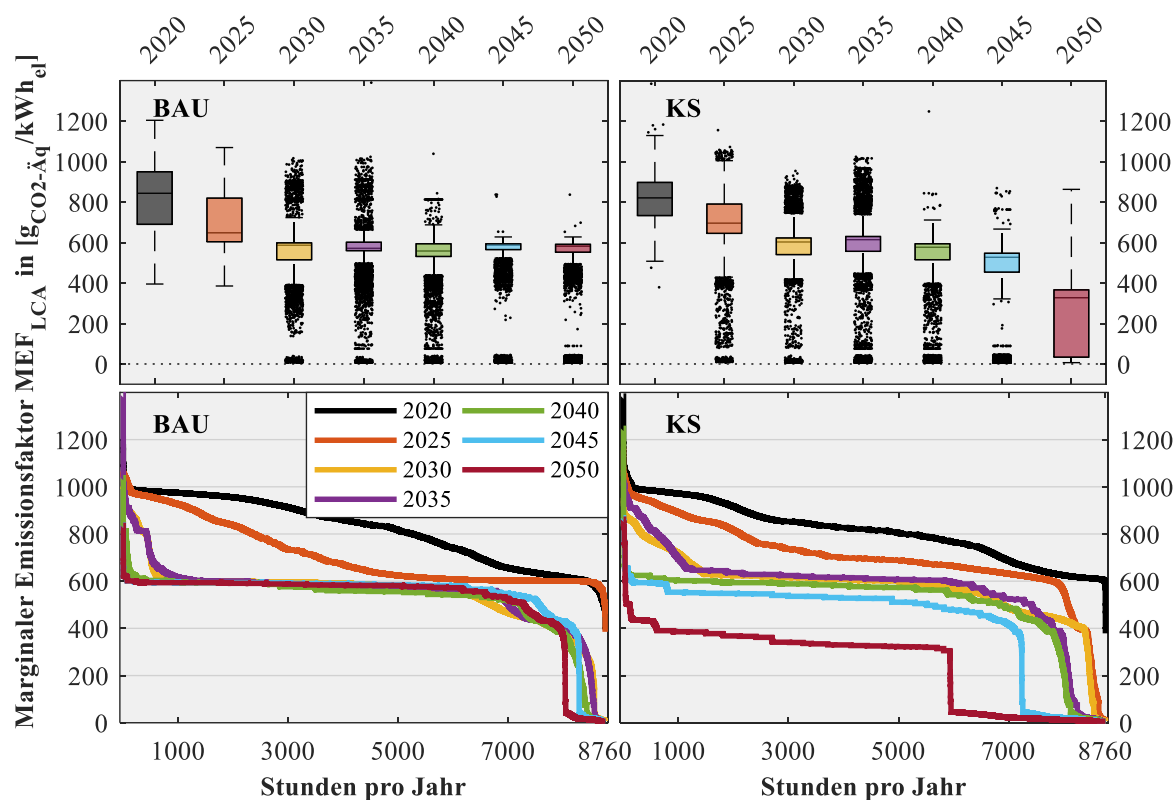


Abbildung B-7: **Oben:** Boxplot der marginalen Emissionsfaktoren (MEF_{LCA}) in den Szenarien BAU und KS. Die Länge der Whisker beträgt $w = 1,5$; $q_3 + w \cdot (q_3 - q_1) < \text{Ausreißer} < q_1 - w \cdot (q_3 - q_1)$. Das entspricht einer Abdeckung der Werte von etwa 99,3 % bei einer Normalverteilung. Die waagrechte Linie in der Box zeigt den Median. **Unten:** die geordneten Jahresdauerlinien der Stützjahre im Vergleich.

Marginale Reaktion des Erzeugungssystems (MSR)

$$MSR_t = \frac{\sum_i Em_{t+1,i} - Em_{t,i}}{E_{Res,t+1} - E_{Res,t}}, \quad \forall i \in I, t \in T \quad \text{B-1}$$

MSR_t Marginal system response zur Stunde t [g_{CO_2}/kWh_{el}]

$Em_{t,i}$ Emissionen des Kraftwerks i zur Stunde t [g_{CO_2}]

$E_{Res,t}$ Residuallast zur Stunde t in [kWh_{el}]

t Zeitintervall (Stunde des Jahres)

i Spezifisches Kraftwerk

Quelle: (Braeuer et al. 2020)

C Anhang: Analyse von Sektorkopplungstechnologien

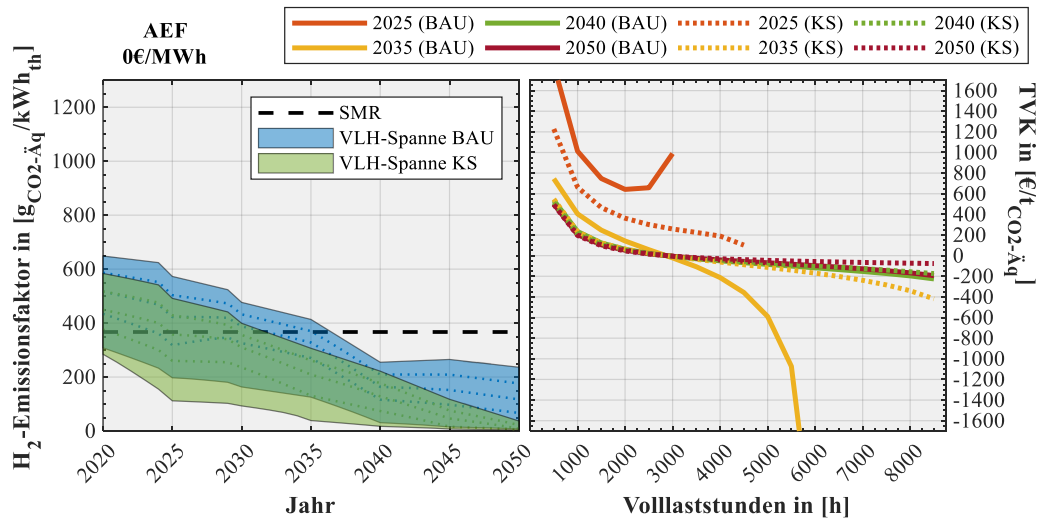


Abbildung C-1: Bewertung mit dem AEF. **Links:** jährliche EF_{H_2} in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. **Rechts:** TVK der PEMEL im Vergleich zu Wasserstoff aus dem SMR. Strompreis = 0 €/MWh_{el}.¹⁴²

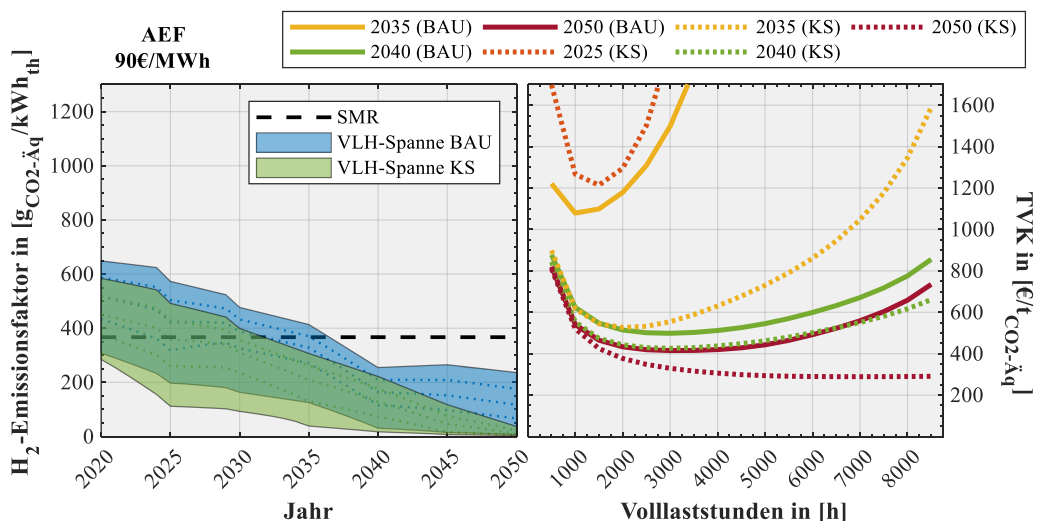


Abbildung C-2: Bewertung mit dem AEF. **Links:** jährliche EF_{H_2} in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. **Rechts:** TVK der PEMEL im Vergleich zu Wasserstoff aus dem SMR. Strompreis = 90 €/MWh_{el}.

¹⁴² Der Höhe der Zahl der negativen TVK hat keine Aussagekraft. Mathematisch betrachtet führt nicht nur eine Kosteneinsparung, sondern auch eine geringere Emissionsreduktion der Maßnahme zu höheren negativen TVK (Fattler et al. 2019, S. 5). Die TVK sagen nichts über die gesamte Menge der reduzierten Treibhausgasemissionen aus. Das sollte bei der Interpretation berücksichtigt werden.

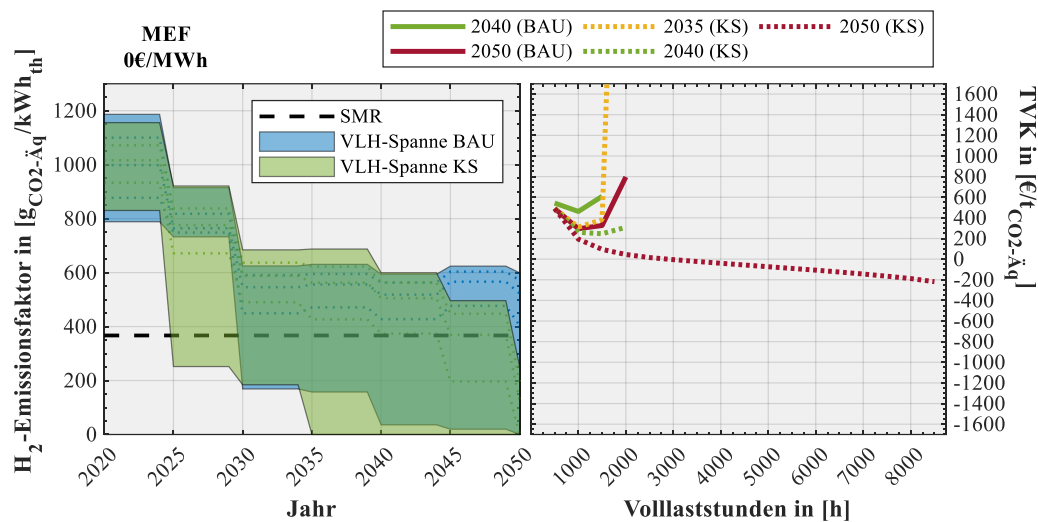


Abbildung C-3: Bewertung mit dem MEF. **Links:** jährliche EF_{H_2} in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. **Rechts:** TVK der PEMEL im Vergleich zu Wasserstoff aus dem SMR. Strompreis = 0 €/MWh_{el}.

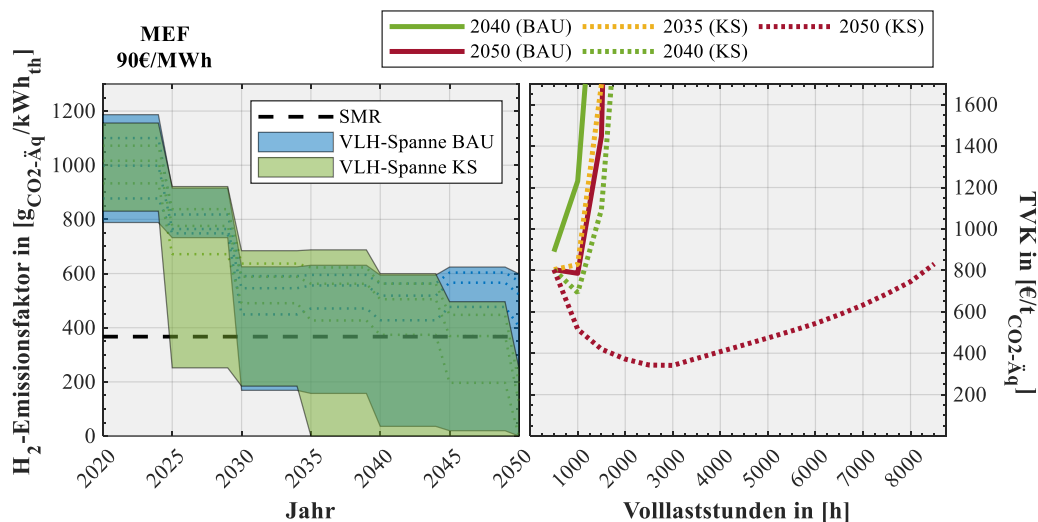


Abbildung C-4: Bewertung mit dem MEF. **Links:** jährliche EF_{H_2} in Abhängigkeit von den Volllaststunden der PEMEL. **Rechts:** TVK der PEMEL im Vergleich zu Wasserstoff aus dem SMR. Strompreis = 90 €/MWh_{el}.

Tabelle C-1: Wasserstoffemissionsfaktoren EF_{H_2} nach Volllaststunden. Bewertungsmethode mit dem AEF.

Anzahl der Volllaststunden (VLH)	EF_{H_2} [gCO ₂ -Äq/kWh _{th}]						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
[h]	BAU / KS						
500	308 / 285	197 / 112	163 / 93	126 / 39	31 / 17	15 / 7	7 / 3
1000	351 / 313	231 / 160	238 / 136	192 / 60	64 / 25	40 / 9	17 / 4
1500	383 / 335	261 / 197	277 / 174	227 / 84	86 / 42	62 / 10	36 / 5
2000	409 / 356	290 / 230	304 / 207	251 / 108	102 / 59	81 / 12	52 / 5
2500	434 / 376	318 / 260	326 / 236	271 / 131	116 / 74	97 / 16	67 / 6
3000	457 / 395	346 / 288	344 / 260	288 / 153	129 / 88	113 / 23	81 / 7
3500	478 / 413	373 / 313	360 / 279	303 / 174	141 / 102	126 / 30	94 / 7
4000	498 / 431	399 / 336	375 / 296	316 / 193	152 / 116	139 / 38	105 / 8
4500	517 / 449	423 / 358	388 / 310	328 / 209	164 / 129	152 / 46	117 / 9
5000	536 / 467	445 / 378	400 / 323	339 / 224	175 / 141	166 / 54	131 / 11
5500	553 / 484	466 / 396	411 / 334	350 / 237	187 / 153	181 / 61	146 / 14
6000	570 / 501	485 / 413	422 / 346	360 / 250	198 / 165	195 / 68	161 / 18
6500	587 / 517	504 / 429	433 / 356	370 / 261	209 / 177	209 / 76	176 / 22
7000	603 / 533	521 / 444	443 / 367	380 / 273	220 / 188	223 / 84	191 / 26
7500	618 / 550	539 / 460	454 / 377	391 / 284	231 / 199	236 / 94	205 / 30
8000	633 / 567	556 / 475	465 / 388	402 / 295	242 / 210	250 / 105	220 / 33
8500	649 / 584	573 / 492	477 / 399	414 / 307	255 / 222	265 / 118	236 / 37

Anmerkung: Nur Daten aus den Stützjahren.

Tabelle C-2: Wasserstoffemissionsfaktoren EF_{H_2} nach Volllaststunden. Bewertungsmethode mit dem MEF.

Anzahl der Volllaststunden (VLH)	EF_{H_2} [gCO ₂ -Äq/kWh _{th}]						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
[h]	BAU / KS						
500	789 / 830	733 / 252	169 / 184	157 / 0	36 / 0	20 / 0	0 / 0
1000	816 / 850	741 / 458	301 / 345	307 / 139	213 / 94	255 / 0	126 / 0
1500	834 / 874	745 / 565	367 / 410	373 / 276	310 / 226	365 / 0	261 / 0
2000	852 / 903	747 / 627	410 / 452	425 / 365	381 / 314	432 / 114	346 / 0
2500	877 / 933	749 / 672	449 / 491	471 / 427	428 / 374	477 / 197	405 / 0
3000	907 / 959	751 / 707	482 / 522	502 / 476	460 / 420	510 / 256	448 / 19
3500	938 / 981	754 / 735	508 / 548	525 / 512	484 / 456	534 / 302	479 / 63
4000	969 / 1000	758 / 757	529 / 570	542 / 540	503 / 483	552 / 339	504 / 97
4500	998 / 1017	765 / 776	546 / 588	556 / 562	519 / 505	566 / 369	523 / 124
5000	1025 / 1031	774 / 792	560 / 603	568 / 581	531 / 524	578 / 394	538 / 146
5500	1050 / 1045	786 / 807	572 / 616	578 / 597	542 / 539	588 / 414	551 / 165
6000	1075 / 1058	801 / 823	582 / 627	587 / 611	553 / 552	596 / 432	562 / 181
6500	1100 / 1072	818 / 838	591 / 637	595 / 623	563 / 563	604 / 447	571 / 197
7000	1124 / 1091	837 / 855	598 / 646	603 / 634	572 / 572	610 / 461	580 / 211
7500	1147 / 1113	861 / 874	605 / 655	609 / 646	580 / 582	615 / 473	587 / 225
8000	1168 / 1135	888 / 896	611 / 667	616 / 663	587 / 591	620 / 484	594 / 237
8500	1187 / 1156	915 / 921	625 / 684	631 / 688	594 / 599	624 / 496	599 / 252

Anmerkung: Nur Daten aus den Stützjahren.

Tabelle C-3: Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh_{el} und 10 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BAU	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,490	0,384	0,355	0,312	0,269	0,157	0,157	0,138
			b	0,514	0,409	0,386	0,341	0,296	0,180	0,185	0,165
			c	0,529	0,425	0,406	0,361	0,315	0,196	0,205	0,184
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	184,5	159,8	142,4	116,8	85,8	69,1	64,9	62,3
			b	196,3	172,9	155,6	128,8	97,1	80,9	77,1	74,4
			c	203,5	181,2	164,5	137,3	105,1	89,3	85,8	83,0
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
			b	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
			c	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a						308	310	240
			b						383	441	286
			c						578	882	396
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a					405	186	163	152
			b					1580	243	203	182
			c						399	301	251
KS	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,500	0,348	0,300	0,257	0,176	0,125	0,065	0,020
			b	0,525	0,371	0,329	0,284	0,210	0,152	0,082	0,026
			c	0,540	0,384	0,350	0,304	0,234	0,171	0,094	0,030
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	172,9	137,5	114,1	85,6	57,8	33,3	15,0	8,9
			b	184,0	149,7	127,2	99,2	69,9	41,3	19,1	11,5
			c	190,8	157,9	136,7	109,2	78,6	46,9	22,0	13,3
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
			b	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
			c	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a					436	207	128	99
			b					1290	232	116	83
			c						294	117	78
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a				398	136	86	68	63
			b				5811	154	79	57	53
			c					201	81	55	49

Tabelle C-4: Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh_{el} und 20 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,490	0,384	0,355	0,312	0,269	0,157	0,157	0,138	
			b	0,514	0,409	0,386	0,341	0,296	0,180	0,185	0,165	
			c	0,529	0,425	0,406	0,361	0,315	0,196	0,205	0,184	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	163,4	138,3	114,1	93,0	75,3	65,7	63,6	62,3	
			b	175,9	150,8	126,3	104,8	87,1	77,7	75,8	74,4	
			c	184,0	159,2	134,8	113,3	95,4	86,1	84,4	83,0	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	
			b	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	
			c	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	
	TVK	€/t _{CO2-Äq}	a						277	280	216	
			b						360	414	269	
			c						552	843	378	
	TVKL	€/t _{CO2-Äq}	a			509	145	104	98	95		
			b				234	135	125	118		
			c				623	204	181	166		
	KS	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,500	0,348	0,300	0,257	0,176	0,125	0,065	0,020
				b	0,525	0,371	0,329	0,284	0,210	0,152	0,082	0,026
				c	0,540	0,384	0,350	0,304	0,234	0,171	0,094	0,030
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	143,5	111,6	85,9	59,4	36,4	21,1	11,9	8,9	
			b	155,6	124,5	98,5	70,2	44,5	26,4	15,3	11,5	
			c	163,8	133,5	107,7	78,0	50,3	30,1	17,6	13,3	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	
			b	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	
			c	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	
TVK		€/t _{CO2-Äq}	a					393	187	115	89	
			b					1211	218	109	78	
			c						281	112	74	
TVKL		€/t _{CO2-Äq}	a			255	88	56	45	41	39	
			b			2083	102	54	41	36	34	
			c				129	57	41	34	33	

Tabelle C-5: Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh_{el} und 30 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,490	0,384	0,355	0,312	0,269	0,157	0,157	0,138	
			b	0,514	0,409	0,386	0,341	0,296	0,180	0,185	0,165	
			c	0,529	0,425	0,406	0,361	0,315	0,196	0,205	0,184	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	137,6	115,2	97,7	82,7	71,0	64,5	63,1	62,3	
			b	149,6	127,5	109,9	94,7	82,9	76,6	75,3	74,4	
			c	157,7	135,9	118,5	103,2	91,3	85,1	83,9	83,0	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	
			b	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	
			c	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a						270	272	210	
			b						354	407	264	
			c						546	833	374	
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a		1107	149	89	73	70	68		
			b			415	128	94	89	86		
			c				237	139	129	121		
	KS	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,500	0,348	0,300	0,257	0,176	0,125	0,065	0,020
				b	0,525	0,371	0,329	0,284	0,210	0,152	0,082	0,026
				c	0,540	0,384	0,350	0,304	0,234	0,171	0,094	0,030
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	114,9	85,5	62,3	42,6	27,2	17,0	10,9	8,9	
			b	127,0	96,7	72,1	50,7	33,5	21,4	14,1	11,5	
			c	135,4	104,7	79,1	56,5	38,0	24,5	16,2	13,3	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	
			b	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	
			c	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	
TVK		€/tCO ₂ -Äq	a					382	182	112	87	
			b					1191	214	107	76	
			c						278	110	73	
TVKL		€/tCO ₂ -Äq	a		177	68	45	35	31	29	28	
			b		671	79	45	33	28	26	25	
			c			99	48	33	27	25	24	

Tabelle C-6: Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh_{el} und 10 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,490	0,384	0,355	0,312	0,269	0,157	0,157	0,138	
			b	0,514	0,409	0,386	0,341	0,296	0,180	0,185	0,165	
			c	0,529	0,425	0,406	0,361	0,315	0,196	0,205	0,184	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	184,5	159,8	142,4	116,8	85,8	69,1	64,9	62,3	
			b	196,3	172,9	155,6	128,8	97,1	80,9	77,1	74,4	
			c	203,5	181,2	164,5	137,3	105,1	89,3	85,8	83,0	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	
			b	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	
			c	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	
	TVK	€/t _{CO2-Äq}	a						981	990	764	
			b						1418	1634	1061	
			c						2273	3472	1557	
	TVKL	€/t _{CO2-Äq}	a					1291	592	521	486	
			b					5854	900	753	674	
			c						1571	1185	989	
	KS	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,500	0,348	0,300	0,257	0,176	0,125	0,065	0,020
				b	0,525	0,371	0,329	0,284	0,210	0,152	0,082	0,026
				c	0,540	0,384	0,350	0,304	0,234	0,171	0,094	0,030
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	172,9	137,5	114,1	85,6	57,8	33,3	15,0	8,9	
			b	184,0	149,7	127,2	99,2	69,9	41,3	19,1	11,5	
			c	190,8	157,9	136,7	109,2	78,6	46,9	22,0	13,3	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	
			b	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	
			c	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	
TVK		€/t _{CO2-Äq}	a						1391	661	408	316
			b						4778	859	429	306
			c							1158	459	306
TVKL		€/t _{CO2-Äq}	a				1270	434	275	215	201	
			b				21525	572	293	213	195	
			c					789	317	216	194	

Tabelle C-7: Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh_{el} und 20 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,490	0,384	0,355	0,312	0,269	0,157	0,157	0,138	
			b	0,514	0,409	0,386	0,341	0,296	0,180	0,185	0,165	
			c	0,529	0,425	0,406	0,361	0,315	0,196	0,205	0,184	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	163,4	138,3	114,1	93,0	75,3	65,7	63,6	62,3	
			b	175,9	150,8	126,3	104,8	87,1	77,7	75,8	74,4	
			c	184,0	159,2	134,8	113,3	95,4	86,1	84,4	83,0	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097
			b	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092
			c	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a						950	959	741	
			b						1395	1607	1043	
			c						2247	3432	1540	
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a				1744	498	358	337	326	
			b					909	525	485	459	
			c					2535	832	739	678	
	KS	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,500	0,348	0,300	0,257	0,176	0,125	0,065	0,020
				b	0,525	0,371	0,329	0,284	0,210	0,152	0,082	0,026
				c	0,540	0,384	0,350	0,304	0,234	0,171	0,094	0,030
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	143,5	111,6	85,9	59,4	36,4	21,1	11,9	8,9	
			b	155,6	124,5	98,5	70,2	44,5	26,4	15,3	11,5	
			c	163,8	133,5	107,7	78,0	50,3	30,1	17,6	13,3	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097
			b	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092
			c	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
TVK		€/tCO ₂ -Äq	a						1348	640	395	307
			b						4699	845	422	301
			c							1145	454	303
TVKL		€/tCO ₂ -Äq	a			875	303	193	156	140	135	
			b			8083	394	211	159	139	133	
			c				526	232	165	140	133	

Tabelle C-8: Analyse der Dampferzeugung mit dem Elektrodenkessel (EK) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh_{el} und 30 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,490	0,384	0,355	0,312	0,269	0,157	0,157	0,138	
			b	0,514	0,409	0,386	0,341	0,296	0,180	0,185	0,165	
			c	0,529	0,425	0,406	0,361	0,315	0,196	0,205	0,184	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	137,6	115,2	97,7	82,7	71,0	64,5	63,1	62,3	
			b	149,6	127,5	109,9	94,7	82,9	76,6	75,3	74,4	
			c	157,7	135,9	118,5	103,2	91,3	85,1	83,9	83,0	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	
			b	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	
			c	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	
	TVK	€/t _{CO2-Äq}	a						943	951	735	
			b						1389	1601	1039	
			c						2241	3423	1535	
	TVKL	€/t _{CO2-Äq}	a		3873	521	310	254	244	239		
			b			1630	504	368	350	337		
			c				975	569	528	499		
	KS	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,500	0,348	0,300	0,257	0,176	0,125	0,065	0,020
				b	0,525	0,371	0,329	0,284	0,210	0,152	0,082	0,026
				c	0,540	0,384	0,350	0,304	0,234	0,171	0,094	0,030
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	114,9	85,5	62,3	42,6	27,2	17,0	10,9	8,9	
			b	127,0	96,7	72,1	50,7	33,5	21,4	14,1	11,5	
			c	135,4	104,7	79,1	56,5	38,0	24,5	16,2	13,3	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	
			b	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	
			c	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	
TVK		€/t _{CO2-Äq}	a					1337	635	392	304	
			b					4680	841	420	300	
			c						1141	453	302	
TVKL		€/t _{CO2-Äq}	a		620	239	157	124	108	101	99	
			b		2634	309	175	130	110	100	97	
			c			407	195	137	113	101	98	

Tabelle C-9: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh_{el} und 10 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,219	0,210	0,211	0,205	0,145	0,138	0,122	
			b	0,222	0,220	0,213	0,215	0,210	0,160	0,154	0,139	
			c	0,222	0,221	0,215	0,216	0,213	0,170	0,166	0,151	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	98,7	96,2	94,5	88,8	73,8	61,5	56,9	54,7	
			b	99,1	97,3	96,1	91,9	79,4	68,9	64,7	62,7	
			c	99,3	97,9	97,0	93,7	83,2	74,0	70,0	67,9	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,048	0,050	0,050	0,051	0,054	0,056	0,056	0,057	
			b	0,040	0,041	0,041	0,042	0,045	0,047	0,047	0,048	
			c	0,037	0,038	0,038	0,039	0,042	0,044	0,044	0,044	
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a		4901	1128	1337	1057	260	240	204	
			b		3934	828	1091	954	215	200	166	
			c		3663	713	1021	963	210	197	158	
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a	2663	994	707	383	199	150	135	129	
			b	1955	756	547	295	159	124	110	105	
			c	1706	674	495	270	150	121	106	101	
	KS	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,217	0,199	0,197	0,158	0,120	0,064	0,020
				b	0,222	0,219	0,204	0,203	0,174	0,141	0,080	0,026
				c	0,222	0,220	0,208	0,206	0,185	0,155	0,091	0,030
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	97,3	91,9	85,9	73,8	54,6	32,8	14,9	8,9	
			b	98,1	94,0	89,4	80,2	63,2	39,9	19,0	11,5	
			c	98,5	95,1	91,5	84,4	69,1	44,8	21,8	13,3	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,049	0,051	0,052	0,054	0,057	0,059	0,060	0,060	
			b	0,040	0,042	0,043	0,045	0,048	0,051	0,052	0,052	
			c	0,038	0,039	0,040	0,041	0,044	0,048	0,049	0,049	
TVK		€/tCO ₂ -Äq	a		2879	657	692	324	228	152	118	
			b		2433	501	551	290	207	127	93	
			c		2363	445	501	299	214	123	84	
TVKL		€/tCO ₂ -Äq	a	1341	508	315	193	132	99	80	75	
			b	970	380	242	154	108	80	64	59	
			c	841	336	219	146	103	75	59	54	

Tabelle C-10: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh_{el} und 20 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,219	0,210	0,211	0,205	0,145	0,138	0,122	
			b	0,222	0,220	0,213	0,215	0,210	0,160	0,154	0,139	
			c	0,222	0,221	0,215	0,216	0,213	0,170	0,166	0,151	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	96,6	92,5	84,1	75,2	65,3	58,1	55,8	54,7	
			b	97,6	94,6	87,8	80,4	72,1	65,8	63,7	62,7	
			c	98,2	95,8	90,1	83,9	76,6	71,0	69,0	67,9	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,044	0,045	0,046	0,047	0,050	0,051	0,051	0,051	
			b	0,038	0,039	0,040	0,041	0,043	0,045	0,045	0,045	
			c	0,036	0,037	0,038	0,039	0,041	0,042	0,042	0,043	
	TVK	€/t _{CO2-Äq}	a		3658	917	1124	867	212	195	165	
			b		3066	740	1025	843	186	172	143	
			c		2920	678	1042	892	188	176	141	
	TVKL	€/t _{CO2-Äq}	a	509	263	139	100	86	78	74	73	
			b	387	204	107	79	72	67	64	63	
			c	346	187	98	74	69	67	63	62	
	KS	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,217	0,199	0,197	0,158	0,120	0,064	0,020
				b	0,222	0,219	0,204	0,203	0,174	0,141	0,080	0,026
				c	0,222	0,220	0,208	0,206	0,185	0,155	0,091	0,030
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	91,6	82,8	70,3	53,3	34,8	20,8	11,9	8,9	
			b	93,7	87,1	76,3	60,0	41,1	25,7	15,3	11,5	
			c	95,0	89,7	80,3	64,6	45,5	29,0	17,5	13,3	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,044	0,046	0,048	0,050	0,053	0,054	0,055	0,055	
			b	0,039	0,040	0,042	0,044	0,046	0,049	0,049	0,049	
			c	0,036	0,038	0,039	0,041	0,044	0,046	0,047	0,048	
TVK		€/t _{CO2-Äq}	a		2295	559	602	278	193	128	100	
			b		2076	471	541	274	188	114	83	
			c		2090	445	535	302	203	113	78	
TVKL		€/t _{CO2-Äq}	a	227	133	88	65	55	49	45	44	
			b	169	105	70	52	44	41	38	36	
			c	150	98	65	48	41	38	36	34	

Tabelle C-11: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 45 €/MWh_{el} und 30 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
				BAU	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,219	0,210	0,211
			b	0,222	0,220	0,213	0,215	0,210	0,160	0,154	0,139
			c	0,222	0,221	0,215	0,216	0,213	0,170	0,166	0,151
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	89,0	82,2	75,0	68,4	61,8	57,0	55,5	54,7
			b	91,6	86,0	80,1	74,5	68,9	64,7	63,3	62,7
			c	93,2	88,5	83,4	78,5	73,7	69,9	68,6	67,9
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,044	0,045	0,046	0,047	0,049	0,051	0,051	0,051
			b	0,038	0,039	0,040	0,041	0,043	0,044	0,045	0,045
			c	0,036	0,037	0,038	0,039	0,041	0,042	0,042	0,042
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a		3765	933	1130	858	208	191	162
			b		3295	777	1055	844	183	170	141
			c		3250	729	1089	900	186	174	139
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a	120	84	66	58	57	55	53	53
			b	86	63	51	46	48	48	46	46
			c	76	56	46	43	46	47	45	45
KS	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,217	0,199	0,197	0,158	0,120	0,064	0,020
			b	0,222	0,219	0,204	0,203	0,174	0,141	0,080	0,026
			c	0,222	0,220	0,208	0,206	0,185	0,155	0,091	0,030
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	79,3	66,1	51,8	38,5	26,1	16,8	10,9	8,9
			b	83,6	71,3	57,2	43,9	31,3	21,0	14,0	11,5
			c	86,4	74,8	60,8	47,5	34,7	23,8	16,1	13,3
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,045	0,046	0,048	0,050	0,052	0,054	0,054	0,054
			b	0,039	0,041	0,042	0,044	0,046	0,048	0,049	0,049
			c	0,037	0,038	0,040	0,042	0,044	0,046	0,047	0,047
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a		2384	574	608	276	190	126	98
			b		2264	504	562	277	187	113	82
			c		2368	492	568	309	203	113	77
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a	71	52	41	37	35	34	32	32
			b	52	38	31	28	28	28	27	27
			c	46	33	27	25	26	26	26	25

Tabelle C-12: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh_{el} und 10 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,219	0,210	0,211	0,205	0,145	0,138	0,122	
			b	0,222	0,220	0,213	0,215	0,210	0,160	0,154	0,139	
			c	0,222	0,221	0,215	0,216	0,213	0,170	0,166	0,151	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	98,7	96,2	94,5	88,8	73,8	61,5	56,9	54,7	
			b	99,1	97,3	96,1	91,9	79,4	68,9	64,7	62,7	
			c	99,3	97,9	97,0	93,7	83,2	74,0	70,0	67,9	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,051	0,056	0,057	0,063	0,078	0,087	0,087	0,088	
			b	0,042	0,046	0,047	0,051	0,065	0,074	0,075	0,076	
			c	0,039	0,042	0,043	0,046	0,059	0,069	0,070	0,071	
	TVK	€/t _{CO2-Äq}	a		7243	1751	2412	2430	653	604	517	
			b		6593	1456	2284	2625	648	605	505	
			c		6573	1338	2287	2882	693	653	528	
	TVKL	€/t _{CO2-Äq}	a	3174	1469	1098	690	458	375	339	328	
			b	2496	1267	962	617	437	373	332	321	
			c	2265	1210	929	604	450	397	349	335	
	KS	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,217	0,199	0,197	0,158	0,120	0,064	0,020
				b	0,222	0,219	0,204	0,203	0,174	0,141	0,080	0,026
				c	0,222	0,220	0,208	0,206	0,185	0,155	0,091	0,030
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	97,3	91,9	85,9	73,8	54,6	32,8	14,9	8,9	
			b	98,1	94,0	89,4	80,2	63,2	39,9	19,0	11,5	
			c	98,5	95,1	91,5	84,4	69,1	44,8	21,8	13,3	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,053	0,061	0,066	0,075	0,090	0,101	0,104	0,104	
			b	0,043	0,050	0,054	0,062	0,076	0,090	0,095	0,096	
			c	0,040	0,046	0,049	0,056	0,070	0,085	0,092	0,093	
TVK		€/t _{CO2-Äq}	a		4899	1248	1537	838	635	429	336	
			b		4850	1124	1447	888	689	434	316	
			c		5134	1087	1416	988	771	453	313	
TVKL		€/t _{CO2-Äq}	a	1737	865	599	429	341	275	228	213	
			b	1388	757	542	405	331	267	218	201	
			c	1278	729	535	411	339	270	217	199	

Tabelle C-13: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh_{el} und 20 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,219	0,210	0,211	0,205	0,145	0,138	0,122	
			b	0,222	0,220	0,213	0,215	0,210	0,160	0,154	0,139	
			c	0,222	0,221	0,215	0,216	0,213	0,170	0,166	0,151	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	96,6	92,5	84,1	75,2	65,3	58,1	55,8	54,7	
			b	97,6	94,6	87,8	80,4	72,1	65,8	63,7	62,7	
			c	98,2	95,8	90,1	83,9	76,6	71,0	69,0	67,9	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,048	0,053	0,059	0,065	0,076	0,082	0,083	0,084	
			b	0,041	0,045	0,050	0,055	0,066	0,072	0,073	0,073	
			c	0,038	0,042	0,046	0,051	0,061	0,068	0,068	0,069	
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a		6763	1953	2701	2384	615	568	484	
			b		6526	1848	2903	2708	628	585	485	
			c		6656	1834	3189	3071	680	638	512	
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a	759	487	296	241	236	225	215	213	
			b	642	434	267	225	230	227	216	214	
			c	608	426	264	227	238	242	228	225	
	KS	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,217	0,199	0,197	0,158	0,120	0,064	0,020
				b	0,222	0,219	0,204	0,203	0,174	0,141	0,080	0,026
				c	0,222	0,220	0,208	0,206	0,185	0,155	0,091	0,030
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	91,6	82,8	70,3	53,3	34,8	20,8	11,9	8,9	
			b	93,7	87,1	76,3	60,0	41,1	25,7	15,3	11,5	
			c	95,0	89,7	80,3	64,6	45,5	29,0	17,5	13,3	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,052	0,060	0,068	0,078	0,089	0,097	0,099	0,099	
			b	0,044	0,051	0,058	0,067	0,079	0,089	0,093	0,094	
			c	0,041	0,047	0,053	0,062	0,074	0,086	0,091	0,092	
TVK		€/tCO ₂ -Äq	a		5056	1399	1683	845	611	409	319	
			b		5358	1384	1764	963	689	423	308	
			c		5817	1406	1866	1129	788	446	307	
TVKL		€/tCO ₂ -Äq	a	394	292	220	182	166	156	145	140	
			b	340	271	206	169	156	150	141	135	
			c	326	274	207	166	152	149	141	135	

Tabelle C-14: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem AEF: Variationen mit 90 €/MWh_{el} und 30 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,219	0,210	0,211	0,205	0,145	0,138	0,122	
			b	0,222	0,220	0,213	0,215	0,210	0,160	0,154	0,139	
			c	0,222	0,221	0,215	0,216	0,213	0,170	0,166	0,151	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	89,0	82,2	75,0	68,4	61,8	57,0	55,5	54,7	
			b	91,6	86,0	80,1	74,5	68,9	64,7	63,3	62,7	
			c	93,2	88,5	83,4	78,5	73,7	69,9	68,6	67,9	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,049	0,055	0,060	0,066	0,076	0,081	0,082	0,082	
			b	0,042	0,047	0,051	0,057	0,066	0,072	0,072	0,073	
			c	0,040	0,044	0,048	0,053	0,061	0,068	0,068	0,069	
	TVK	€/t _{CO2-Äq}	a		7478	2076	2786	2378	606	558	476	
			b		7737	2051	3076	2736	623	579	480	
			c		8307	2096	3441	3130	676	634	508	
	TVKL	€/t _{CO2-Äq}	a	196	167	148	144	157	159	155	155	
			b	163	147	134	135	154	161	157	156	
			c	156	144	133	136	159	172	166	165	
	KS	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,217	0,199	0,197	0,158	0,120	0,064	0,020
				b	0,222	0,219	0,204	0,203	0,174	0,141	0,080	0,026
				c	0,222	0,220	0,208	0,206	0,185	0,155	0,091	0,030
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	79,3	66,1	51,8	38,5	26,1	16,8	10,9	8,9	
			b	83,6	71,3	57,2	43,9	31,3	21,0	14,0	11,5	
			c	86,4	74,8	60,8	47,5	34,7	23,8	16,1	13,3	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,054	0,062	0,070	0,079	0,089	0,096	0,098	0,098	
			b	0,046	0,054	0,061	0,069	0,080	0,089	0,093	0,093	
			c	0,043	0,050	0,056	0,065	0,076	0,086	0,091	0,091	
TVK		€/t _{CO2-Äq}	a		5584	1493	1732	847	605	403	315	
			b		6309	1552	1874	984	689	421	306	
			c		7166	1636	2028	1166	792	445	306	
TVKL		€/t _{CO2-Äq}	a	135	121	107	105	108	108	104	102	
			b	118	106	95	95	100	104	102	99	
			c	114	101	89	90	97	103	102	99	

Tabelle C-21: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 45 €/MWh_{el} und 10 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,222	0,211	0,210	0,199	0,194	0,182	
			b	0,222	0,222	0,222	0,214	0,214	0,207	0,205	0,196	
			c	0,222	0,222	0,222	0,216	0,215	0,211	0,210	0,204	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	100,0	100,0	97,5	94,9	92,2	88,6	84,8	82,1	
			b	100,0	100,0	98,3	96,4	94,6	92,5	90,2	88,2	
			c	100,0	100,0	98,7	97,1	95,9	94,7	93,1	91,7	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,048	0,048	0,048	0,049	0,049	0,049	0,050	0,050	
			b	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,041	0,041	0,041	
			c	0,037	0,037	0,037	0,037	0,038	0,038	0,038	0,038	
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a				1130	1071	577	483	347	
			b				824	780	441	395	278	
			c				731	659	406	388	266	
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a			1380	691	465	330	252	220	
			b			986	502	348	262	202	176	
			c			863	434	313	251	195	169	
	KS	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,212	0,209	0,189	0,183	0,152	0,107
				b	0,222	0,222	0,215	0,213	0,198	0,195	0,171	0,132
				c	0,222	0,222	0,217	0,215	0,205	0,203	0,184	0,151
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	100,0	97,6	94,7	89,5	83,8	75,5	58,4	48,2	
			b	100,0	98,4	96,3	92,5	88,5	82,4	68,2	59,3	
			c	100,0	98,8	97,2	94,7	92,0	87,1	75,2	67,8	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,048	0,048	0,048	0,049	0,050	0,051	0,053	0,054	
			b	0,040	0,040	0,040	0,041	0,041	0,042	0,043	0,045	
			c	0,037	0,037	0,037	0,038	0,038	0,038	0,040	0,041	
TVK		€/tCO ₂ -Äq	a			1169	977	410	373	235	157	
			b			867	727	306	292	186	120	
			c			795	649	294	286	174	110	
TVKL		€/tCO ₂ -Äq	a		1427	661	351	241	169	113	99	
			b		1040	486	257	182	129	85	76	
			c		948	439	242	176	119	78	70	

Tabelle C-22: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 45 €/MWh_{el} und 20 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,222	0,211	0,210	0,199	0,194	0,182	
			b	0,222	0,222	0,222	0,214	0,214	0,207	0,205	0,196	
			c	0,222	0,222	0,222	0,216	0,215	0,211	0,210	0,204	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	98,8	97,4	94,9	91,8	88,5	85,4	83,5	82,1	
			b	99,1	98,2	96,4	94,5	92,4	90,4	89,2	88,2	
			c	99,3	98,6	97,3	95,9	94,5	93,2	92,4	91,7	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,043	0,043	0,043	0,044	0,044	0,044	0,045	0,045	
			b	0,037	0,037	0,037	0,038	0,038	0,038	0,038	0,039	
			c	0,035	0,035	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	
	TVK	€/t _{CO2-Äq}	a				799	764	417	349	250	
			b				593	565	325	291	204	
			c				529	479	301	287	196	
	TVKL	€/t _{CO2-Äq}	a	1259	616	320	210	155	128	116	110	
			b	892	439	236	164	124	104	94	90	
			c	777	375	211	154	118	100	90	86	
	KS	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,212	0,209	0,189	0,183	0,152	0,107
				b	0,222	0,222	0,215	0,213	0,198	0,195	0,171	0,132
				c	0,222	0,222	0,217	0,215	0,205	0,203	0,184	0,151
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	97,3	93,6	89,2	82,5	71,1	61,9	53,3	48,2	
			b	98,1	95,4	92,4	87,5	78,4	70,9	63,7	59,3	
			c	98,6	96,7	94,6	90,9	83,6	77,4	71,5	67,8	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,043	0,043	0,044	0,044	0,045	0,046	0,048	0,049	
			b	0,037	0,037	0,038	0,038	0,039	0,040	0,041	0,042	
			c	0,035	0,036	0,036	0,036	0,037	0,037	0,038	0,039	
TVK		€/t _{CO2-Äq}	a			841	720	319	300	186	123	
			b			642	555	251	251	156	99	
			c			592	500	247	255	150	92	
TVKL		€/t _{CO2-Äq}	a	590	256	163	107	73	60	55	54	
			b	428	186	122	81	55	46	43	43	
			c	384	174	116	76	50	42	40	41	

Tabelle C-23: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 45 €/MWh_{el} und 30 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
				BAU	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,222	0,211
			b	0,222	0,222	0,222	0,214	0,214	0,207	0,205	0,196
			c	0,222	0,222	0,222	0,216	0,215	0,211	0,210	0,204
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	96,6	94,5	91,5	88,5	86,4	84,3	83,0	82,1
			b	97,6	96,3	94,3	92,4	91,0	89,7	88,9	88,2
			c	98,2	97,3	95,9	94,5	93,6	92,7	92,2	91,7
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,042	0,042	0,043	0,043	0,043	0,044	0,044	0,044
			b	0,037	0,037	0,037	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
			c	0,035	0,035	0,035	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a				780	744	405	338	242
			b				581	553	316	283	198
			c				518	468	293	280	190
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a	326	207	139	109	94	86	81	79
			b	236	157	108	87	76	70	66	64
			c	208	144	101	82	72	67	63	62
KS	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,212	0,209	0,189	0,183	0,152	0,107
			b	0,222	0,222	0,215	0,213	0,198	0,195	0,171	0,132
			c	0,222	0,222	0,217	0,215	0,205	0,203	0,184	0,151
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	92,8	87,6	78,9	71,1	63,4	57,3	51,6	48,2
			b	94,9	91,1	84,3	78,1	72,0	67,0	62,3	59,3
			c	96,4	93,5	88,1	83,2	78,3	74,2	70,3	67,8
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,042	0,043	0,043	0,044	0,045	0,046	0,047	0,048
			b	0,037	0,037	0,038	0,038	0,039	0,040	0,041	0,042
			c	0,035	0,035	0,036	0,036	0,037	0,037	0,038	0,039
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a			845	730	319	298	183	120
			b			658	577	256	253	154	97
			c			613	528	255	258	149	91
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a	159	96	62	49	43	40	39	39
			b	115	70	45	36	32	30	31	32
			c	109	65	41	32	29	28	28	29

Tabelle C-24: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 90 €/MWh_{el} und 10 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,222	0,211	0,210	0,199	0,194	0,182	
			b	0,222	0,222	0,222	0,214	0,214	0,207	0,205	0,196	
			c	0,222	0,222	0,222	0,216	0,215	0,211	0,210	0,204	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	100,0	100,0	97,5	94,9	92,2	88,6	84,8	82,1	
			b	100,0	100,0	98,3	96,4	94,6	92,5	90,2	88,2	
			c	100,0	100,0	98,7	97,1	95,9	94,7	93,1	91,7	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,048	0,048	0,049	0,051	0,053	0,055	0,056	0,058	
			b	0,040	0,040	0,041	0,042	0,043	0,044	0,045	0,046	
			c	0,037	0,037	0,038	0,039	0,040	0,040	0,041	0,042	
	TVK	€/t _{CO2-Äq}	a				1384	1387	818	714	546	
			b				1102	1111	682	631	477	
			c				1029	981	643	628	465	
	TVKL	€/t _{CO2-Äq}	a			1508	846	602	468	373	347	
			b			1124	672	496	406	323	303	
			c			1009	611	466	397	315	295	
	KS	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,212	0,209	0,189	0,183	0,152	0,107
				b	0,222	0,222	0,215	0,213	0,198	0,195	0,171	0,132
				c	0,222	0,222	0,217	0,215	0,205	0,203	0,184	0,151
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	100,0	97,6	94,7	89,5	83,8	75,5	58,4	48,2	
			b	100,0	98,4	96,3	92,5	88,5	82,4	68,2	59,3	
			c	100,0	98,8	97,2	94,7	92,0	87,1	75,2	67,8	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,048	0,049	0,051	0,054	0,057	0,061	0,070	0,077	
			b	0,040	0,041	0,042	0,044	0,047	0,049	0,056	0,063	
			c	0,037	0,038	0,039	0,040	0,042	0,044	0,050	0,055	
TVK		€/t _{CO2-Äq}	a			1421	1319	635	640	482	355	
			b			1132	1084	534	569	443	318	
			c			1068	990	521	575	438	308	
TVKL		€/t _{CO2-Äq}	a		1542	803	474	373	290	232	225	
			b		1161	635	384	318	250	203	202	
			c		1072	590	370	312	240	195	196	

Tabelle C-25: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 90 €/MWh_{el} und 20 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
				BAU	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,222	0,211
			b	0,222	0,222	0,222	0,214	0,214	0,207	0,205	0,196
			c	0,222	0,222	0,222	0,216	0,215	0,211	0,210	0,204
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	98,8	97,4	94,9	91,8	88,5	85,4	83,5	82,1
			b	99,1	98,2	96,4	94,5	92,4	90,4	89,2	88,2
			c	99,3	98,6	97,3	95,9	94,5	93,2	92,4	91,7
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,043	0,044	0,045	0,048	0,049	0,051	0,052	0,053
			b	0,038	0,038	0,039	0,041	0,041	0,043	0,043	0,044
			c	0,036	0,036	0,037	0,038	0,038	0,039	0,039	0,040
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a				1169	1187	710	614	462
			b				962	972	609	558	414
			c				898	855	577	560	405
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a	1391	716	410	307	241	218	204	203
			b	1003	532	327	266	213	195	180	182
			c	884	467	304	261	210	191	176	178
KS	EF _{Da}	kgCO ₂ -Äq/kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,212	0,209	0,189	0,183	0,152	0,107
			b	0,222	0,222	0,215	0,213	0,198	0,195	0,171	0,132
			c	0,222	0,222	0,217	0,215	0,205	0,203	0,184	0,151
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	97,3	93,6	89,2	82,5	71,1	61,9	53,3	48,2
			b	98,1	95,4	92,4	87,5	78,4	70,9	63,7	59,3
			c	98,6	96,7	94,6	90,9	83,6	77,4	71,5	67,8
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,044	0,046	0,048	0,051	0,056	0,061	0,067	0,072
			b	0,038	0,039	0,041	0,043	0,047	0,051	0,056	0,060
			c	0,036	0,037	0,038	0,040	0,043	0,045	0,050	0,054
	TVK	€/tCO ₂ -Äq	a			1269	1226	640	669	462	326
			b			1076	1066	579	645	444	300
			c			1018	988	590	681	446	293
	TVKL	€/tCO ₂ -Äq	a	683	331	246	183	146	135	137	143
			b	512	259	205	156	127	119	124	132
			c	466	247	200	150	120	113	120	129

Tabelle C-26: Analyse der hybriden Dampferzeugung (Hyb) und dem MEF: Variationen mit 90 €/MWh_{el} und 30 Jahren Lebenszeit.

Szenario	Parameter	Einheit	Lastprofil	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
BAU	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,222	0,211	0,210	0,199	0,194	0,182	
			b	0,222	0,222	0,222	0,214	0,214	0,207	0,205	0,196	
			c	0,222	0,222	0,222	0,216	0,215	0,211	0,210	0,204	
	rel. LEM	% (SDE=100%)	a	96,6	94,5	91,5	88,5	86,4	84,3	83,0	82,1	
			b	97,6	96,3	94,3	92,4	91,0	89,7	88,9	88,2	
			c	98,2	97,3	95,9	94,5	93,6	92,7	92,2	91,7	
	LCOS	€/kWh _{th}	a	0,043	0,043	0,045	0,047	0,048	0,050	0,051	0,052	
			b	0,037	0,038	0,039	0,040	0,041	0,042	0,043	0,043	
			c	0,035	0,036	0,037	0,038	0,038	0,039	0,039	0,040	
	TVK	€/t _{CO2-Äq}	a				1142	1152	683	588	441	
			b				950	953	590	540	398	
			c				886	837	560	543	390	
	TVKL	€/t _{CO2-Äq}	a	353	239	178	159	146	144	140	143	
			b	266	192	151	141	130	130	125	129	
			c	239	182	147	141	130	128	122	127	
	KS	EF _{Da}	kg _{CO2-Äq} /kWh _{th}	a	0,222	0,222	0,212	0,209	0,189	0,183	0,152	0,107
				b	0,222	0,222	0,215	0,213	0,198	0,195	0,171	0,132
				c	0,222	0,222	0,217	0,215	0,205	0,203	0,184	0,151
rel. LEM		% (SDE=100%)	a	92,8	87,6	78,9	71,1	63,4	57,3	51,6	48,2	
			b	94,9	91,1	84,3	78,1	72,0	67,0	62,3	59,3	
			c	96,4	93,5	88,1	83,2	78,3	74,2	70,3	67,8	
LCOS		€/kWh _{th}	a	0,044	0,045	0,049	0,052	0,057	0,061	0,067	0,071	
			b	0,038	0,039	0,042	0,044	0,048	0,051	0,056	0,060	
			c	0,036	0,037	0,039	0,041	0,043	0,046	0,050	0,053	
TVK		€/t _{CO2-Äq}	a			1347	1320	662	676	457	318	
			b			1192	1202	615	664	444	295	
			c			1152	1143	637	708	448	289	
TVKL		€/t _{CO2-Äq}	a	187	129	98	88	88	90	97	103	
			b	145	103	81	74	77	80	88	96	
			c	139	98	76	69	72	76	85	94	