

C4DSI

Center for Demand Side Integration



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Hamburg University of Applied Sciences

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW)

Fakultät Life Sciences

Ein Simulations-Modell zur Ermittlung der
Erzeugungsverteilung und Einsatzreihenfolge des deutschen
Kraftwerksparks

Bachelor-Arbeit

Im Studiengang:

Umwelttechnik / Environmental Engineering

Vorgelegt von:

Felix Stöckmann

Matrikelnummer: 2000798

Hamburg den 14. August 2014

Erstgutachter: Prof. Dr.-Ing Armin Gregorzewski (HAW Hamburg)

Zweitgutachter: Dr.-Ing Hans Schäfers (Center For Demand Side Integration)

Thema der Bachelor Arbeit: Ein Simulations-Modell zur Ermittlung der Erzeugungsverteilung und Einsatzreihenfolge des deutschen Kraftwerksparks

Stichworte: Erzeugungsverteilung, Strommix, Kraftwerksreihenfolge, Merit-Order, CO₂-Emissionsfaktor, CO₂-Zertifikatshandel.

Zusammenfassung: Die vorliegende Arbeit beschreibt ein in Python implementiertes Modell zur Aufdeckung der Erzeugungsverteilung und Einsatzreihenfolge des deutschen Kraftwerksparks. Die Arbeit gibt dabei Aufschluss über die grundsätzliche Struktur der Energieversorgung und untersucht die Entwicklung des Kraftwerksparks bei sich erhöhendem Anteil der erneuerbaren Energien. Darüber hinaus zeigt das Modell in stundengenauer Auflösung die Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktor und die Wirksamkeit des europäischen CO₂-Zertifikatshandels.

Dank

Mein persönlicher Dank gilt Herrn Prof. Gregorzewski und Herrn Hans Schäfers die als Betreuer dieser Arbeit stets als Ansprechpartner zur Verfügung standen und bis zuletzt mit Kritik und Lösungsvorschlägen zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Des Weiteren gilt mein Dank allen Kollegen des Center for Demand Side Integration (C4DSI), die mich stets bei meiner Arbeit unterstütz und mir erhebliche Freiheiten in der Ausgestaltung eingeräumt haben.

Besonders danken möchte ich Peter und Matthias für ihre Hilfestellung beim Programmieren, Basti und Johannes für Rückfragen zur Stromversorgung und Alex, Petrit und Sabina für ihre unermüdlichen Verbesserungsvorschläge in der Ausarbeitung.

Ebenso möchte ich mich bei meinen Freunden und meiner Familie bedanken, die mir stets neue Motivation gegeben und auch in meiner Freizeit meine Euphorie für das Projekt ertragen haben.

Vielen Dank Euch allen!

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	viii
Tabellenverzeichnis	ix
Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis	ix
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Aufgabenstellung und Aufbau der Arbeit	2
I Grundlagen	4
2 Die elektrische Energieversorgung in Deutschland	4
2.1 Die Struktur des Kraftwerksparks	4
2.1.1 Die Kraftwerkstypen	5
2.1.2 Die zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks	9
2.2 Strombedarf und Entwicklung	11
2.3 Die Erzeugungsverteilung	12
2.4 Der Strommarkt	14
2.4.1 Marktteilnehmer	14
2.4.2 Energievermarktungsoptionen	15
2.5 Die Grenzkosten	20
2.5.1 Die Einsatzreihenfolge (Merit-Order)	23
2.6 Zusammenfassung	25
II Modellbildung	26
3 Überblick über das Modell	26
4 Die Datengrundlage	28
4.1 Daten der European Energy Exchange	28
4.2 Daten des Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber	29
4.3 Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.	30

5	Funktionsweise der Modellrechnungen	31
5.1	Die Grenzkostenberechnung	32
5.2	Die Einsatzreihenfolge	35
5.3	Die Erzeugungsverteilung	39
5.4	Der CO ₂ -Faktor	43
5.5	Entwicklung in Python	44
6	Szenarien Definition	45
6.1	Anpassung der Eingangsdaten	46
6.2	Ansatz zur Bewertung des europäischen CO ₂ -Zertifikatshandels	49
6.3	Zusammenfassung der Szenarienbildung	49
III	Test & Bewertung	50
7	Validierung	50
7.1	Validierung über die Wochenverteilung	50
7.1.1	Kernkraft	52
7.1.2	Braunkohle	54
7.1.3	Steinkohle	55
7.1.4	Gas	57
7.1.5	Gesamt Konventionell	58
7.2	Validierung über die Jahresverteilung	59
7.3	Zwischen-Fazit I	61
8	Sensitivitätsanalyse	62
8.1	Zwischen-Fazit II	63
IV	Auswertung	64
9	Szenarienbetrachtung	64
9.1	Ausgangsszenario 2013	64
9.1.1	Kraftwerksreihenfolge 2013	64
9.1.2	Erzeugungsverteilung 2013	66
9.1.3	Wochenbetrachtung 2013	67
9.2	Szenario 2022	69

9.2.1	Kraftwerksreihenfolge 2022	69
9.2.2	Erzeugungsverteilung 2022	70
9.2.3	Wochenbetrachtung 2022	72
9.3	Szenario 2030	73
9.3.1	Kraftwerksreihenfolge 2030	73
9.3.2	Erzeugungsverteilung 2030	74
9.3.3	Wochenbetrachtung 2030	75
9.4	Szenarien-Vergleich	77
9.4.1	Vergleich der Erzeugungsverteilungen	77
9.4.2	Vergleich der Abdeckung und des Emissionsfaktors über die Jahre	80
10	Zusammenfassung	85
11	Ausblick	86
	Literaturverzeichnis	I
12	Anhang	V
12.1	Brennstoffpreiseentwicklung	V
12.2	Sensitivitätsanalysen	VI
12.3	Erzeugungsverteilungen	VI
12.4	Jahreserzeugung je Energieträger, Jahr und Zertifikarspreis	X

Abbildungsverzeichnis

1	Kraftwerksleistungen nach Energieträger in der zeitlichen Entwicklung. Anmerkung: Abweichung durch Rundungsdifferenzen (Quelle: eigene Darstellung mit Daten zu 2013 der BNetzA und Prognosedaten der BCG (BNetzA, 2013; BCG, 2013))	10
2	Nettostromnachfrage in der zeitlichen Entwicklung (Quelle: BCG (2013))	11
3	Die Erzeugungsverteilung der Kalenderwoche 15 im Jahr 2013 (Quelle: (Burger, 2014)).	12
4	Erzeugungsverteilung des Jahres 2013 (Quelle: eigene Darstellung mit Daten des AEGB (2013))	13
5	Die verschiedenen Stromvertriebswege (Quelle: BKartA (2011)) . . .	16
6	Strommarktoptionen im zeitlichen Verlauf (Wawer (2007))	19
7	Die Wirkungsgrade konventioneller Kraftwerke schematisch nach Größe und Typ (Quelle: eigene Darstellung mit Daten von Heuck u. a. (2010)	22
8	Strommarkt Prinzip (Quelle: Hey (2012) eigene Darstellung)	24
9	Merit-Order des deutschen Kraftwerkspark (Quelle: eigene Darstellung)	25
10	Modellstruktur und Berechnungsreihenfolge (Quelle: eigene Darstellung)	27
11	Realisierte Im- und Exporte für das Jahr 2013 (Quelle: ENTSO-E) . .	29
12	Wirkungsgrade der Kraftwerke nach Größe und Typ; mit Trendlinien und Formel (Quelle: eigene Darstellung)	33
13	Variablen Betriebskosten der Kraftwerke nach Größe und Typ; mit Trendlinien und Formel (Quelle: (Wissel u. a., 2008) eigene Darstellung)	34
14	Berechnete Merit-Order des konventionellen Kraftwerkspark (Quelle: eigene Darstellung)	36
15	Skizze der erweiterten Abruf-Reihenfolge der Kraftwerke (Quelle: eigene Darstellung)	38
16	Skizze der eines Tages-Lastgangs mit Stundenwerten (Quelle: eigene Darstellung)	39
17	Skizze der Lastdeckungs-Methode (Quelle: eigene Darstellung)	42
18	Gegenüberstellung der wöchentlichen Stromproduktion aus Kernenergie in TWh mit den Daten des ISE (EEX) und des Modells für das Jahr 2013 (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)	52

19	Abweichung der Erzeugung in Prozent von ISE (EEX) für die Stromproduktion aus Kernkraft (Quelle: Burger (2014); Modelldaten) . . .	53
20	Gegenüberstellung der wöchentlichen Stromproduktion aus Braunkohle in TWh mit den Daten des ISE (EEX) und des Modells für das Jahr 2013 (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)	54
21	Abweichung der Erzeugung in Prozent von ISE (EEX) für die Stromproduktion aus Braunkohle (Quelle: Burger (2014); Modelldaten) . .	55
22	Gegenüberstellung der wöchentlichen Stromproduktion aus Steinkohle in TWh mit den Daten des ISE (EEX) und des Modells für das Jahr 2013 (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)	55
23	Abweichung der Erzeugung in Prozent von ISE (EEX) für die Stromproduktion aus Steinkohle (Quelle: Burger (2014); Modelldaten) . . .	56
24	Gegenüberstellung der wöchentlichen Stromproduktion aus Steinkohle in TWh mit den Daten des ISE (EEX) und des Modells für das Jahr 2013 (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)	57
25	Abweichung der Erzeugung in Prozent von ISE (EEX) für die Stromproduktion aus Gas (inklusive GuD) (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)	58
26	Gegenüberstellung der wöchentlichen konventionellen Stromproduktion in TWh mit den Daten des ISE (EEX) und des Modells für das Jahr 2013 (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)	59
27	Abweichung der Erzeugung in Prozent von ISE (EEX) für die gesamte Stromproduktion (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)	59
28	Sensitivitätsanalyse der Braunkohlekraftwerke der Größe 113 MW und 1050 MW (Quelle: eigene Darstellung)	62
29	Sensitivitätsanalyse der Gaskraftwerke der Größe 100 MW und 876 MW (Quelle: eigene Darstellung)	63
30	Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks mit sich änderndem Zertifikatspreis für das Jahr 2013 (Quelle: Modelldaten)	65
31	Erzeugungsverteilung des gesamten deutschen Kraftwerksparks mit Erzeugung der erneuerbaren Energien für das Jahr 2013 (Quelle: Modelldaten)	67
32	Zeitraumvergleich für das Jahr 2013 mit Erzeugungsverteilung aller Energieträger, CO ₂ -Faktor und Im-/Export-Saldo (Quelle: Modelldaten)	68

33	Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks mit sich änderndem Zertifikatspreis für das Jahr 2022 (Quelle: Modelldaten)	70
34	Erzeugungsverteilung des gesamten deutschen Kraftwerksparks mit Erzeugung der erneuerbaren Energien für das Jahr 2022 (Quelle: Modelldaten)	71
35	Zeitraumvergleich für das Jahr 2022 mit Erzeugungsverteilung aller Energieträger, CO ₂ -Faktor und Im-/Export-Saldo(Quelle: Modelldaten)	72
36	Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks mit sich änderndem Zertifikatspreis für das Jahr 2030 (Quelle: Modelldaten)	74
37	Erzeugungsverteilung des gesamten deutschen Kraftwerksparks mit Erzeugung der erneuerbaren Energien für das Jahr 2030 (Quelle: Modelldaten)	75
38	Zeitraumvergleich für das Jahr 2030 mit Erzeugungsverteilung aller Energieträger, CO ₂ -Faktor und Im-/Export-Saldo (Quelle: Modelldaten)	76
39	Entwicklung der Erzeugungsverteilung mit sich änderndem Zertifikatspreis (Quelle: Modelldaten)	78
40	Durchschnittliche Auswirkung einer Zertifikatspreiserhöhung auf den konventionellen Kraftwerkspark (Quelle: Modelldaten)	79
41	Abdeckungsgrad der erneuerbaren Energien zur anliegenden Last je Stunde und dem dazugehörigen CO ₂ -Faktor (Quelle: Modelldaten) . .	80
42	Heatplot zur Veränderung des CO ₂ -Faktors über die Stunden der jeweils betrachteten Jahre (Quelle: Modelldaten)	83
43	Sensitivitätsanalyse für die Steinkohlekraftwerke der Größe 117 MW und 1138 MW(Quelle: eigene Darstellung)	VI
44	Sensitivitätsanalyse für ein Kernkraftwerk der Größe 1000 MW (Quelle: eigene Darstellung)	VI
45	Erzeugungsverteilung aller Energieträger über das Jahr 2013 bei einem Zertifikatspreis von 5 € (Quelle: Modelldaten)	VII
46	Erzeugungsverteilung aller Energieträger über das Jahr 2022 bei einem Zertifikatspreis von 5 € (Quelle: Modelldaten	VIII
47	Erzeugungsverteilung aller Energieträger über das Jahr 2030 bei einem Zertifikatspreis von 5 € (Quelle: Modelldaten	IX
48	Entwicklung der absoluten Stromproduktion der CO ₂ emittierenden Kraftwerke mit sich änderndem Zertifikatspreis (Quelle: Modelldaten)	X

Tabellenverzeichnis

1	Brennstoffpreise der konventionellen Energieträger für das Jahr 2013 (1kg SK = 8,14 kWh, 1 SEK = 0,290 BKE) (Quellen: (DeStatis, 2014; EEX, b; DeStatis, 2013a; Quaschning, 2014; InfoMine, 2014)	21
2	Spezifische CO ₂ -Emissionen je Energieträger (Quelle: UBA (2013)) . .	23
3	In der Berechnung berücksichtigte Kraftwerkstypen samt Anzahl und Nettoengpassleistung (Quelle: EEX (2014))	32
4	Szenariorahmen 2022, 2030 (Quelle: BNetzA (2012))	45
5	In der Berechnung berücksichtigte Kraftwerkstypen samt Anzahl und Nettoengpassleistung 2022 (Quelle: BNetzA (2012))	47
6	In der Berechnung berücksichtigte Kraftwerkstypen samt Anzahl und Nettoengpassleistung 2030 (Quelle: BNetzA (2012))	48
7	Hinterlegte Faktoren der Brennstoffentwicklung (Quelle: Wissel u. a. (2008))	48
8	Auswertungsmatrix	49
9	Im Modell hinterlegte Prozentual-Werte für Must-Run (MR) und Nichtverfügbarkeiten (NV) nach Kraftwerk und Jahreszeit (Quelle: Burger (2014))	51
10	Gegenüberstellung der Jahreeserzeugung AGEB, ISE (EEX) und Modell in TWh; *Ohne Biomasse (Quelle: AEGB (2013); Burger (2014)) . .	60
11	Preisliche Entwicklung der konventionellen Energieträger nach den Prognosen des IER (Quelle: Wissel u. a. (2008))	V

Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis

A_{EE}	= Anteil der erneuerbaren Energien im betrachteten Jahr (2022 Anteil von 0,35; 2030 Anteil von 0,50)
Abw	= Prozentuale Abweichung je Woche in %
E_{Bio}	= Produktion aus Biomasseanlagen in MWh
E_{EE}	= Summe der Erzeugung der erneuerbaren Energien im Basisjahr 2013 in MWh
E_{ISE}	= Real erzeugte Menge Energie je Energieträger und Woche in TWh
$E_{mit. \text{ Gesamt } ISE}$	= Mittlere Gesamt-Erzeugung je Energieträger in TWh
E_{Modell}	= Vom Modell berechnete Energiemenge je Energieträger und Woche in TWh
E_{PV}	= Produktion aus Photovoltaikanlagen in MWh
E_{Wasser}	= Produktion aus Wasserkraftanlagen in MWh
E_{Wind}	= Produktion aus Windkraftanlagen in MWh
F_{CO_2}	= CO ₂ -Emissionen Faktor in T pro MWh
F_{EE}	= erneuerbare Energien Korrekturfaktor für das betrachtete Jahr
GW	= Gigawatt
Hz	= Herz
$k_{Brennstoff}$	= Spezifischer Brennstoffpreis je Energieträger in €/MWh
K_{Grenz}	= Grenzkosten je Kraftwerk in €/MWh
k_{var}	= Variable Betriebskosten je Kraftwerk in €/MWh
$K_{Zertifikat}$	= Zertifikatspreis in €/Tonne
L_{kon}	= Lastgang des konventionellen Deckungsanteils in MWh
L_{korr}	= korrigierter Netzlastgang in MWh
M_{CO_2}	= CO ₂ -Emissionen je Kraftwerk in Tonne pro Stunde
$m_{CO_{spez}}$	= spezifische Emissionen je Energieträger in T/MWh
P_K	= Leistung je Kraftwerk in MW _{el}
TWh	= Terrawattstunden
η	= Wirkungsgrad je Kraftwerk

AGEB	=	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BCG	=	Boston Consulting Group
BDEW	=	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDI	=	Bundesverband der Deutschen Industrie
BK	=	Braunkohle
BKE	=	Braunkohleeinheit
BKV	=	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	=	Bundesnetzagentur
BZ	=	Bilanzkreisen
EE	=	erneuerbare Energien
EEG	=	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	=	European Energy Exchange
ENTSO-E	=	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEX Spot SE	=	European Power Exchange
EU	=	Europäische Union
FfE	=	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
GuD	=	Gas-und-Dampfturbinen-Technik
IER	=	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart
ISE	=	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
KK	=	Kernkraft
KWK	=	Kraft-Wärme-Kopplung
MCP	=	Markt Clearing Price
MR	=	Must-Run
MW	=	Megawatt
NV	=	Nichtverfügbarkeiten
Phelix	=	Physical Electricity Index
PV	=	Photovoltaik
RZ	=	Regelzonen
SK	=	Steinkohle
SEK	=	Steinkohleeinheit
UBA	=	Umweltbundesamt
ÜNB	=	Übertragungsnetzbetreiber
WKA	=	Windkraftanlagen

1 Einleitung

1.1 Motivation

Im Zuge der UN-Klimakonferenzen und der wachsenden Bedeutung einer nachhaltigen Wirtschaft, wurde auch für Deutschland der Beschluss gefasst, bis zum Jahr 2020 die Treibhausgasemissionen um 40% (BMWi, 2007) gegenüber dem Vergleichsjahr 1990 zu senken. Insbesondere in der Stromerzeugung wurde mit einem Reduktionspotential von 115 Mio.t CO₂ pro Jahr (UBA, 2007) der größte Spielraum gesehen. Die ursprünglich von der Rot-Grünen Regierung eingeleitete und von der Schwarz-Gelben-Bundesregierung beschlossene so genannte Energiewende sollte als entscheidender Baustein dienen, um die geforderten CO₂-Einsparungen zu erbringen. Die Energiewende gilt seitdem als eines der größten Strukturwandelprojekte der heutigen Zeit in Deutschland. Mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) konnte der Anteil der erneuerbaren Energien an der Deutschen Stromversorgung bis Ende des Jahres 2013 bereits auf 24,7 % (AEGB, 2013) sukzessive erhöht werden und soll bis ins Jahr 2050 auf einen Anteil von 80 % (BMU, 2008) weiter ansteigen.

Während die Schwerpunkte der bisherigen Betrachtungen stets auf einen Teil des Systems beschränkt wurden, wird es gerade bei weiter wachsendem Anteil der erneuerbaren Energien wichtiger, die Systemzusammenhänge zu verstehen und beispielsweise das Zusammenspiel der Erzeugerkategorien am Markt zu beobachten. Dass das Versorgungssystem bisher nicht ohne die Unterstützung des konventionellen Kraftwerksparks auskommt, steht außer Frage, doch wie muss sich dieser im Laufe der Zeit mit verändern ohne neue Konflikte zu erzeugen? Ist das bisher gängige Marktmodell das richtige um die Ziele zur Reduktion der Treibhausgase zu erreichen? Und ist das entworfene Instrument des Emissionshandels zur Reduktion der CO₂-Emissionen wirksam?

Um das Zusammenwirken der im System befindlichen Kraftwerke (fossil-nuklear gegenüber erneuerbaren Energien) besser zu verstehen, soll diese Arbeit einen weiten Beitrag leisten die Datengrundlage zu erweitern und neue Betrachtungswinkel zu erreichen.

1.2 Aufgabenstellung und Aufbau der Arbeit

Im Rahmen der folgenden Bachelorarbeit wird, basierend auf Marktdaten der European Energy Exchange (EEX), eine Methode zur detaillierten Aufschlüsselung des Deutschen Strommix (Erzeugungsverteilung) samt Merit-Order (Einsatzreihenfolge) erarbeitet. Grundlage wird eine umfassende Aggregation von relevanten Strommarkt- und Stromerzeugungsdaten.

Hauptdatenquelle der Berechnung ist die Transparency-Plattform der EEX. Auf ihr werden täglich Daten zur bundesdeutschen Stromerzeugung bereitgestellt. Daten zur Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik werden dabei in vollem Umfang erfasst. Problematisch ist jedoch, dass die Daten zur Erzeugungsverteilung aus konventionellen Kraftwerken auf freiwilliger Basis der EEX gemeldet werden und so tageweise nur ein Abdeckungsgrad der Gesamterzeugungsverteilung von unter 40 % erreicht wird. So werden auf Basis von Daten des Deutschen Statistischen Bundesamtes (Destatis), der Bundesnetzagentur, des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) im ersten Schritt durch Annahmen Datenlücken geschlossen und ein vereinfachtes Modell der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke entwickelt.

Die Herangehensweise zur Herleitung der Erzeugungsreihenfolge, der so genannten Merit-Order-List, erfolgt über eine genauere Betrachtung der historischen Erzeugungsverteilung. Durch eine eigene Berechnung der historischen Grenzkosten der Kraftwerke wird die Einsatzreihenfolge abgebildet. Die Berechnung basiert dabei auf der von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) entwickelten vereinfachten Formel zur Grenzkostenrechnung. Datengrundlage für Brennstoff- und Zertifikatspreise ist ebenfalls die Internetplattform der EEX und des Destatis. Wirkungsgrade und die variablen Betriebskosten werden, falls nicht öffentlich, in Abhängigkeit von Kraftwerkstyp und Größe abgeleitet. Als geforderte und realisierte Last werden Stundenwerte des ENTSO-E hinterlegt. Systemdienstleistungen wie Regelenergie oder Redispatch und die daraus resultierenden Börsenmarkteffekte werden in dieser Berechnung vorerst vernachlässigt.

Die Validerung und Überprüfung der Berechnungsmethode sowie der Ergebnisse wird im letzten Schritt über den Vergleich der berechneten Erzeugungsverteilung mit den Jahresdaten des AGEB und des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

(ISE) erfolgen.

Abschließend wird mit dem so entwickelten Modell die Stromversorgungsstruktur und Erzeugungsverteilung der Jahre 2022 und 2030 mit dem für die Jahre vorgesehenen Kraftwerkspark und Anteil an erneuerbaren Energien simuliert und untersucht. Darüber hinaus wird anhand einer Zertifikatspreis-Variation die Wirksamkeit des europäischen CO₂-Emissionshandels überprüft.

Teil I

Grundlagen

2 Die elektrische Energieversorgung in Deutschland

Zur Entwicklung eines Modells zur Aufschlüsselung der stundengenauen Erzeugungsverteilung und Einsatzreihenfolge des deutschen Kraftwerkspark, ist eine genaue Betrachtung der Struktur und Funktionsweise der Energieversorgung in Deutschland sinnvoll.

So wird im folgenden Kapitel die Gesamtstruktur der deutschen Energieversorgung in ihren Teilen, der Erzeugung, des Verbrauches und des Vertriebs über die Strombörse, genauer erläutert sowie deren zukünftige Entwicklung betrachtet.

Dabei wird zuerst die grundlegende Struktur des deutschen Kraftwerkspark und die daraus resultierende Verteilung der Produktion dargestellt, ehe im Nachfolgenden die Vermarktung und die Marktmechanismen des Stromvertriebs dargelegt werden.

2.1 Die Struktur des Kraftwerkspark

Grundsätzlich lässt sich der deutsche Kraftwerkspark in zwei Kategorien unterteilen.

1. Nutzung konventioneller Energieträger
2. Nutzung erneuerbarer Energieträger

Der Unterschied zwischen beiden Kategorien liegt in der Art der Energietransformation und der historischen Entwicklung des deutschen Kraftwerkspark. Konventionelle Kraftwerke bilden seit Mitte des 20ten Jahrhunderts das Rückgrat der Energieversorgung. Zu ihnen zählen Kernkraftwerke, Kohlekraftwerke, Gaskraftwerke und Mineralölkraftwerke. Wasserkraftwerke sind ebenfalls seit langem Bestandteil des Kraftwerkspark, werden aufgrund ihres Energieträgers aber als erneuerbare Energie eingestuft. Ebenso zur Kategorie der erneuerbaren Energien zählen Windkraftanlagen, Solaranlagen, Biomasseanlagen und Geothermieanlagen.

Die Einteilung in konventionelle und erneuerbare Energien ist erst seit Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) vom 1. April 2000 klar definiert. Das

Gesetz wurde eingeführt, um den Anteil der erneuerbaren Energien sukzessive zu erhöhen und die Energieversorgung mittel- bis langfristig ganz auf die Technologien der erneuerbaren Energien umzustellen (BMW, 2014).

2.1.1 Die Kraftwerkstypen

Um das Zusammenspiel und den Abruf der Leistungen der einzelnen Technologien im Folgenden zu verdeutlichen, folgt eine kurze Charakterisierung der einzelnen Kraftwerkstypen.

Kernkraft: Kernkraftwerke nutzen die thermische Energie der Kernspaltung zur Produktion von Strom. Sie zählen mit Kraftwerksleistungen zwischen 1.000 – 1.500 MW zu den größten im deutschen Raum. Die meisten der noch heute am Netz befindlichen Anlagen wurden Ende der 70er Jahre gebaut (BNetzA, 2013). Ende 2013 lag die installierte Leistung aller Kernkraftwerke in Deutschland bei 12.068 MW (ebd.).

Kernkraftwerke sind in ihrer Art als Großkraftwerke nur langsam regelbar und benötigen lange An- und Abfahrtszeiten. Schon bei ihrem Bau wurden sie zur Deckung der Grundlast eingeplant. Durch ihre lange Laufzeit haben sich ihre hohen Investitionskosten bereits amortisieren können und laufen nun mit ihren geringen Brennstoffkosten fast durchgängig (Burger, 2014).

Ein weiterer finanzieller Vorteil der Kernkraft liegt mit dem relativ jungen CO₂-Zertifikatshandel in der CO₂-freien Stromproduktion. Jedoch ist die Technologie trotz der neuen Klimaschutz-Bemühungen unter anderem wegen der noch immer ungeklärten 'Endlagerfrage' und des nicht bezifferbaren Restrisikos in Deutschland stark in die Kritik geraten, weswegen die deutsche Bundesregierung im Jahr 2011 den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 beschloss (BMW, 2011).

Braunkohle: Braunkohlekraftwerke zählen ebenso wie Kernkraftwerke mit Gesamtleistungen von 500 bis 1.100 MW (BKartA, 2011) zu den größten in deutschem Raum. Ende 2013 lag die installierte Leistung aller Braunkohlekraftwerke in Deutschland bei 23.002 MW (BNetzA, 2013). Die Wirkungsgrade der Kraftwerke liegen je nach Baujahr und Größe zwischen 32-44 % (Heuck u. a., 2010).

Sie gehören aufgrund der chemischen Zusammensetzung ihres Energieträgers zu den größten CO₂-Emittenten.

Braunkohlekraftwerke wurden ebenso wie die Kernkraft für den Grundlastbetrieb ausgelegt und lassen sich somit nur langsam regeln. Sie sind durch ihren relativ hohen Brennstoffbedarf, bedingt durch die geringe Energiedichte des Energieträgers, standortmäßig an die Abbaugebiete der Braunkohle gebunden. Die drei größten Abbaugebiete in Deutschland sind das Rheinische, das Lausitzer und das Mitteldeutsche Braunkohlerevier (EW, 2014).

Steinkohle: Steinkohlekraftwerke sind im Gegensatz zu Braun- und Kernkraftwerken deutlich besser regelbar und werden somit oft zur Deckung der Mittel- und Spitzenlast eingesetzt. Ende 2013 lag die installierte Leistung aller Steinkohlekraftwerke in Deutschland bei 26.011 MW (BNetzA, 2013).

Durch die relativ zur Braunkohle höhere Energiedichte sind die Kraftwerke nicht standortgebunden solange der Nachschub über den Handel sichergestellt ist. Der Ausstoß von CO₂ liegt unter dem der Braunkohle, was aber nur zum kleineren Teil mit dem etwas höheren Wirkungsgrad der Kraftwerke von 35-47% begründet werden kann. Die Betriebskosten liegen jedoch, bedingt durch den höheren Preis des Brennstoffes, trotz der Vorteile im CO₂-Zertifikatseinkauf, über denen der Braunkohle.

Erdgas: Die größten Vorteile der Gaskraftwerke liegen in den im Vergleich niedrigeren Investitionskosten, dem geringeren CO₂-Ausstoß und dem hohen Maß an Flexibilität in ihrer Betriebsweise. Ende 2013 lag die installierte Leistung aller Gaskraftwerke in Deutschland bei 27.364 MW (BNetzA, 2013).

Die in den 80er Jahren noch üblichen Wirkungsgrade von 36-40% konnten mit der Entwicklung der Gas-und-Dampfturbinen-Technik (GuD) noch einmal deutlich auf über 60% gesteigert werden. Gaskraftwerke eignen sich somit hervorragend zum Einsatz im Mittel- und Spitzenlastbereich, werden jedoch durch ihre relativ hohen Brennstoffkosten oft aus dem Markt gedrängt.

Mineralöl: Trotz der sehr hohen Brennstoffkosten und dem relativ hohen CO₂-Ausstoß gingen auch im Jahr 2013 noch Mineralölkraftwerke in Deutschland zur Spitzenlastdeckung ans Netz. Es handelt sich hierbei jedoch um Kleinanlagen

der Industrie mit einer gesamt installierten Leistung von 4.113 MW (BNetzA, 2013).

Im Folgenden werden die unter Kategorie 2 zusammengefassten Technologien vorgestellt.

Windenergie: Windkraftanlagen (WKA) wandeln mechanisch über einen Generator die Energie des Windes in elektrische Energie um. Wie bei fast allen Anlagen, die mit erneuerbaren Energien betrieben werden, weisen WKA hohe Investitionskosten auf. Einmal in Betrieb genommen fallen jedoch weder Kosten für Brennstoff, noch für den Kauf von CO₂-Zertifikaten an. Der Nachteil der Technologie liegt in ihrem an den Wind gebundenen und stark volatilen Einspeiseverhalten. Während Windkraftanlagen an Land (Onshore) auf Laufzeiten von ca. 2.000 Volllaststunden pro Jahr (h/a) kommen, können Windkraftanlagen auf See (Offshore) Einsatzzeiten von 3.000 h/a erreichen.

Die gesamt installierte Leistung aller Anlagen im Jahr 2013 summiert sich in Deutschland mit einem Zubau von 2.998 MW auf 33.729 MW (BDEW, 2014).

Die Windenergie ist mit einem Anteil von 8,4% an der gesamten Stromversorgung im Jahr 2013 der größte Vertreter der erneuerbaren Energien (AEGB, 2013).

Solarenergie: Photovoltaikanlagen wandeln mit Hilfe des photoelektrischen Effektes solare Strahlungsenergie in elektrische Energie um. Vorteil der Technologie sind wie bei WKA das Vermeiden von Brennstoffkosten und dem direktem Ausstoß von CO₂. Jedoch gelten auch sie als stark volatil und speisen nicht konstant, sondern in Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung ihren Strom ins Netz, womit ihre potentielle Produktion nur auf die Sonnenstunden eines Tages beschränkt ist.

Die Nutzung der Solarenergie durch die Photovoltaik hat in den letzten Jahren in Deutschland durch die Einführung des EEG das proportional größte Wachstum aller erneuerbaren Technologien erlangt (BMWI, 2014).

Der größte Kritikpunkt ist, dass durch die relativ hohen Investitionskosten die Stromgestehungskosten ebenfalls sehr hoch ausfallen. Jedoch konnten durch das Förderinstrument des EEG und dem daraus resultierenden Boom des Anlagebaus die Produktionskosten seit 2006 im Mittel um 13% pro Jahr gesenkt

werden, so dass der Preis je Kilowattpeak seit 2007 von über 4.000 € auf unter 2.000 € mehr als halbiert werden konnte (Wirth, 2014). Die gesamt installierte Leistung aller in Deutschland am Netz befindlichen Anlagen summierte sich Ende 2013 auf 35.700 MW, verteilt auf 1,4 Mio. Anlagen (vgl. ebd.).

Biomasse: Die Verstromung von Biomasse wird zwar nach EEG mit zu den Technologien der erneuerbaren Energien gezählt, kann im besten Fall aber nur als klimaneutral gelten, da bei der energetischen Transformation der Biomasse ebenfalls CO₂ emittiert wird.

Bei der Nutzung von Biomasse zur Erzeugung von elektrischer Energie kommen zwei Typen zum Einsatz. Biogasanlagen, in denen Biomasse fermentiert und das entstehende Gas in einem Blockheizkraftwerk verstromt wird, und Hack-schnitzelwerke, in denen Biofestmasse direkt verbrannt wird und die thermische Energie zur Verstromung genutzt wird.

Der Vorteil der Technologie liegt in der zeitlich flexiblen, wetterunabhängigen Verstromung. Sie eignet sich somit gut als Regelungsenergie, wenn Wind und PV in ihrer Produktion einbrechen. Die gesamt installierte Leistung aller Anlagen summierte sich 2013 laut Fachverband für Biogas auf 7.900 MW (BioG, 2013).

Wasserkraft: Wasserkraftwerke nutzen die potentielle Energie der Lage des Wassers und wandeln diese mechanisch in elektrische Energie. Die Wasserkraft in Deutschland ist unter den erneuerbaren Energien, die mit der längsten Nutzungsdauer und dem ausgereiztesten Potential. Sie lässt sich in die drei Unterkategorien der Laufwasserkraftwerke, Stauwasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke unterteilen (Wawer, 2007).

Während Laufwasserkraftwerke im 'Must-Run'-Betrieb praktisch rund um die Uhr zur Deckung der Grundlast beitragen, können Stauwasserkraftwerke im Mittel- und Spitzenlastbereich eingesetzt werden. Pumpspeicherkraftwerke gelten als besonders, da sie sowohl elektrische Energie bereitstellen, als auch dem Netz entnehmen können. Sie werden somit ebenso zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt (ebd.). Die gesamt installierte Leistung aller Wasserkraftwerke beläuft sich in Deutschland auf 5.613 MW (DeStatis, 2013b).

2.1.2 Die zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks

Seit der wachsenden Kritik an den konventionellen Energieträgern und den Erkenntnissen aus der Wissenschaft zum anthropogenen Klimawandel wurde von der Bundesregierung in Deutschland 2011 endgültig der Ausstieg aus der Kernenergie und die Umstrukturierung der Stromversorgung hin zu erneuerbaren Quellen beschlossen. Unter dem Begriff der 'Energiewende' wird seitdem versucht den Anteil der erneuerbaren Energien sukzessive bis ins Jahr 2050 auf 80% zu erhöhen (BMU, 2008).

Bereits 2010 gab die damalige Bundesregierung in ihrem 'Energiekonzept' die Richtung vor, wie die Umstrukturierung von statten gehen sollte. Durch die Kraftwerkshavarie des Kernkraftwerkes in Fukushima wurde dieses Konzept noch einmal nachgebessert und der Ausstieg aus der Kernenergie beschleunigt. Das Konzept sieht vor, dass wie schon heute auch in Zukunft der Großteil der erneuerbaren Energie aus Windkraft- und Solaranlagen kommen soll. Während das Flächenpotential für die Windenergie an Land gerade durch den Widerstand der Bürger als begrenzt gilt, soll in Zukunft die Erzeugung auf die See (Off-Shore) verlagert werden. Auch das Potential der Photovoltaik gilt als noch nicht komplett ausgeschöpft. So soll die installierte Leistung bis ins Jahr 2030 auf ca. 63 GW fast verdoppelt werden.

Abbildung 1 zeigt aufgeteilt nach Energieträgern die gesamte installierte Leistung des deutschen Kraftwerksparks mit den Plänen der Kraftwerksparkerweiterung für die Zukunft bis ins Jahr 2030 (BNetzA, 2013; BCG, 2013).

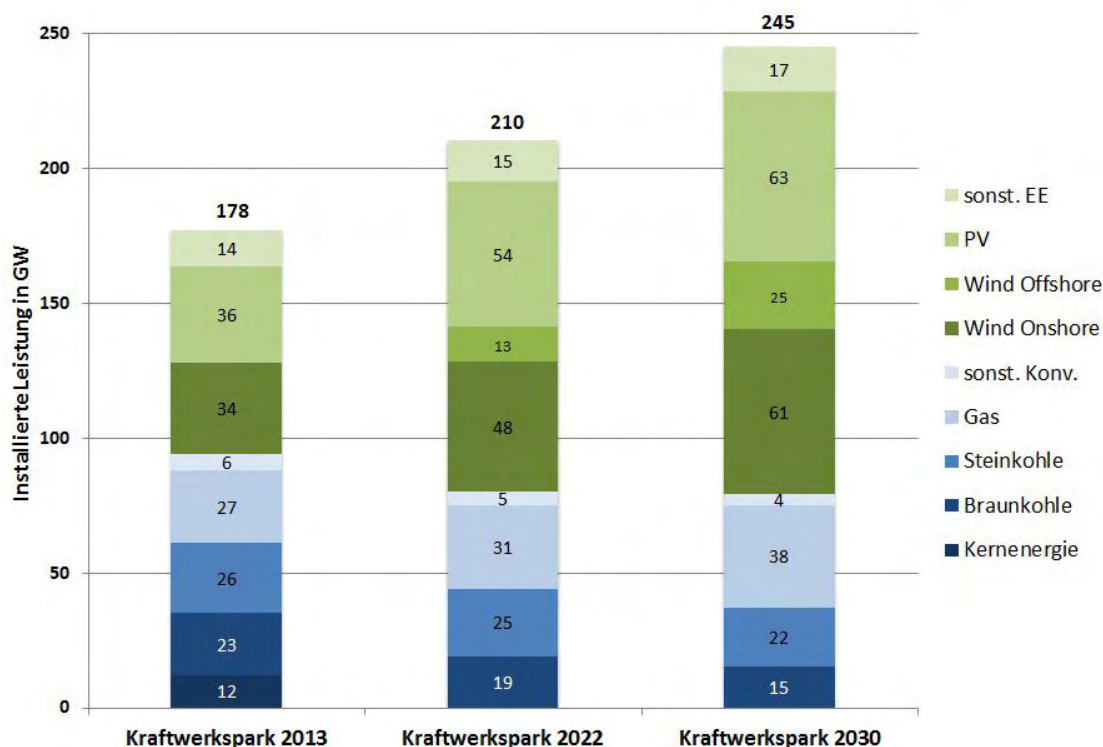


Abbildung 1: Kraftwerksleistungen nach Energieträger in der zeitlichen Entwicklung. Anmerkung: Abweichung durch Rundungsdifferenzen (Quelle: eigene Darstellung mit Daten zu 2013 der BNetzA und Prognosedaten der BCG (BNetzA, 2013; BCG, 2013))

Die Daten für 2013 entsprechen den realen oben beschriebenen Leistungen. Die Leistungen für 2022 und 2030 entsprechen denen, die von der Boston Consulting Group (BCG) im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) ermittelten.

In der von der Bundesregierung vorgegebenen Umstrukturierung werden die letzten Kernkraftwerke 2022 vom Netz gehen und der Ausbau der Erneuerbaren durch das EEG weiter vorangetrieben werden. Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerkspark soll sich nach den Bedürfnissen der erneuerbaren Energien richten. Dies bedeutet, dass vorrangig schnell regelbare Kraftwerke am Netz bleiben oder weiter zugebaut werden müssen. Gerade Gaskraftwerke gelten in dieser Hinsicht als am besten geeignete Technologie und sollen als einziger Vertreter der konventionellen Kraftwerke weiter ausgebaut werden.

2.2 Strombedarf und Entwicklung

Zahlen zum Bundesdeutschen Stromverbrauch unterscheiden sich je nach Quelle und Berechnungsart. So lag laut vorläufiger Prognose des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) der Netto-Stromverbrauch 2013 bei 527,9 Terrawattstunden (TWh) und sank im Vergleich zum Vorjahr um 1%. Nach den Plänen der Bundesregierung soll der Strombedarf bis zum Jahr 2022 um 10% und bis zum Jahr 2050 um 25% bezogen auf das Referenzjahr 2008 gesenkt werden. Die größten Einsparungen sollen dabei von der Industrie und dem Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor erbracht werden. Nur im Bereich der Elektromobilität soll der Stromverbrauch ansteigen (BCG, 2013).

Abbildung 2 zeigt die Pläne der Regierung im zeitlichen Verlauf.

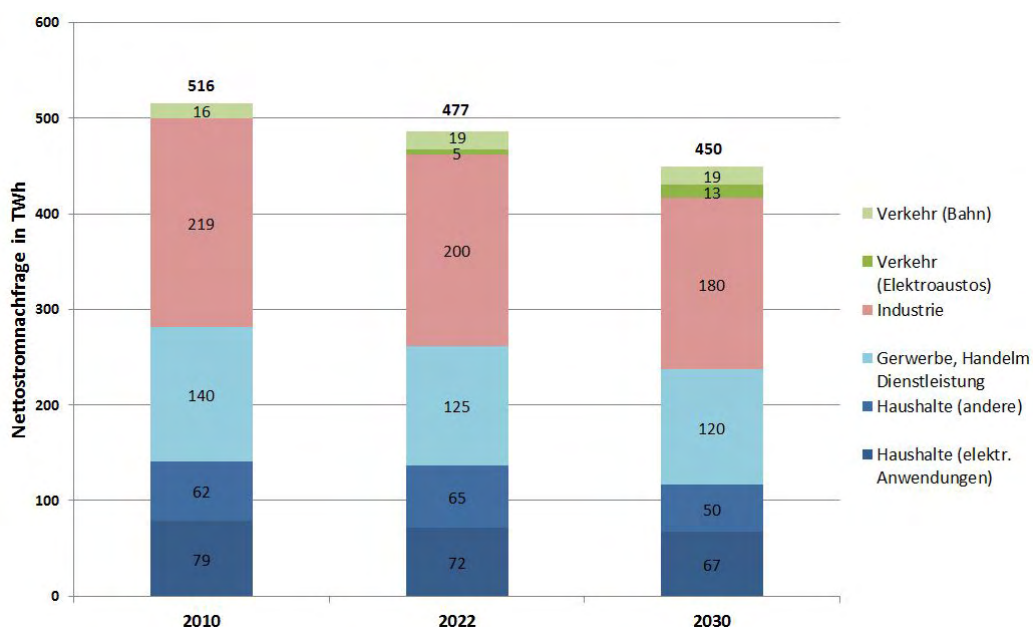


Abbildung 2: Nettostromnachfrage in der zeitlichen Entwicklung (Quelle: BCG (2013))

Gegenüber den Plänen der Bundesregierung betrachtet die das Netz überwachende Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihren Szenarien zum Ausbau der Netze den Stromverbrauch bis zum Jahr 2032 als konstant (BNetzA, 2012).

2.3 Die Erzeugungsverteilung

Die Erzeugungsverteilung der Stromproduktion zeigt auf, zu welchen Teilen in einem bestimmten Zeitraum die Produktion aus welchen Quellen bereitgestellt wurde. Abbildung 3 zeigt exemplarisch die Erzeugungsverteilung der deutschen Stromproduktion in der Kalenderwoche 15 im Jahr 2013.

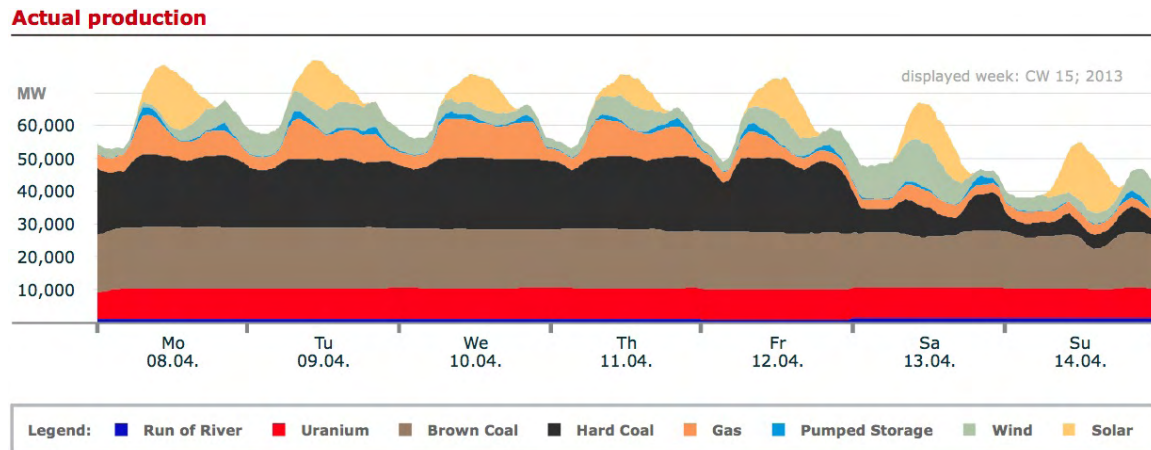


Abbildung 3: Die Erzeugungsverteilung der Kalenderwoche 15 im Jahr 2013 (Quelle: (Burger, 2014)).

Bei der dargestellten Verteilung handelt es sich um eine Wochendarstellung im April mit typischem Lastverlauf. Klar zu unterscheiden sind die fünf Werktage mit insgesamt höherer Last und größeren Schwankungen zwischen Tag und Nacht gegenüber den zwei Wochenendtagen mit insgesamt geringerer Last. Die beiden unteren Streifen (rot und braun) zeigen die Produktion aus Uran und Braunkohle, die im Grundlastbetrieb laufen. Darüber liegen (schwarz und orange) die, wie in Kapitel 2.1.1 beschrieben, flexibleren Einspeiser Steinkohle und Gas. Grün und gelb angezeigt werden Wind und Photovoltaik, die klar sichtbar fluktuierend ihre Energie ins Netz geben. Die Wasserkraft ist in dieser Verteilung aufgeteilt in Laufwasser (Run of River, dunkel blau), die im sogenannten 'Must-Run'-Betrieb kontinuierlich ins Netz einspeist und Pumpspeicher (Pump Storage, hell blau), die flexibel die Energie ins Netz gibt.

Die Bereitstellung von elektrischer Energie richtet sich in ihrem Maße immer nach der vom Verbraucher geforderten Menge. Denn Strom ist im Gegensatz zu anderen gehandelten Gütern nur unwirtschaftlich speicherbar und muss zum exakt selben Zeit-

punkt erzeugt werden, wie er verbraucht wird. Sinkt der Bedarf unvorhergesehen in einem Umfang, den innerdeutsche Verbraucher und Kraftwerksbetreiber nicht auffangen können, wird Strom exportiert. Kommt es umgekehrt zu einem Anstieg des Verbrauchs, auf den die Kraftwerksbetreiber nicht bedarfsgerecht reagieren können, kommt es zu Stromimport. So kommt es, dass die Summe der Stromerzeugung, die sogenannte Bruttostromerzeugung, nicht direkt eine Abbildung der Erzeugungsverteilung darstellt, da den Stromanteilen die importiert werden, nicht zwangsläufig derselbe Mix zu Grunde liegt. Im Fall der deutschen Bruttostromerzeugung kann mit einem Exportüberschuss von 30 TWh jedoch vereinfachend davon ausgegangen werden (UBA, 2013). So stellte sich die Erzeugungsverteilung für Deutschland - die auch als Strommix bezeichnet wird - aller relevanten Energieträger im Jahr 2013 wie in Abbildung 4 dar.

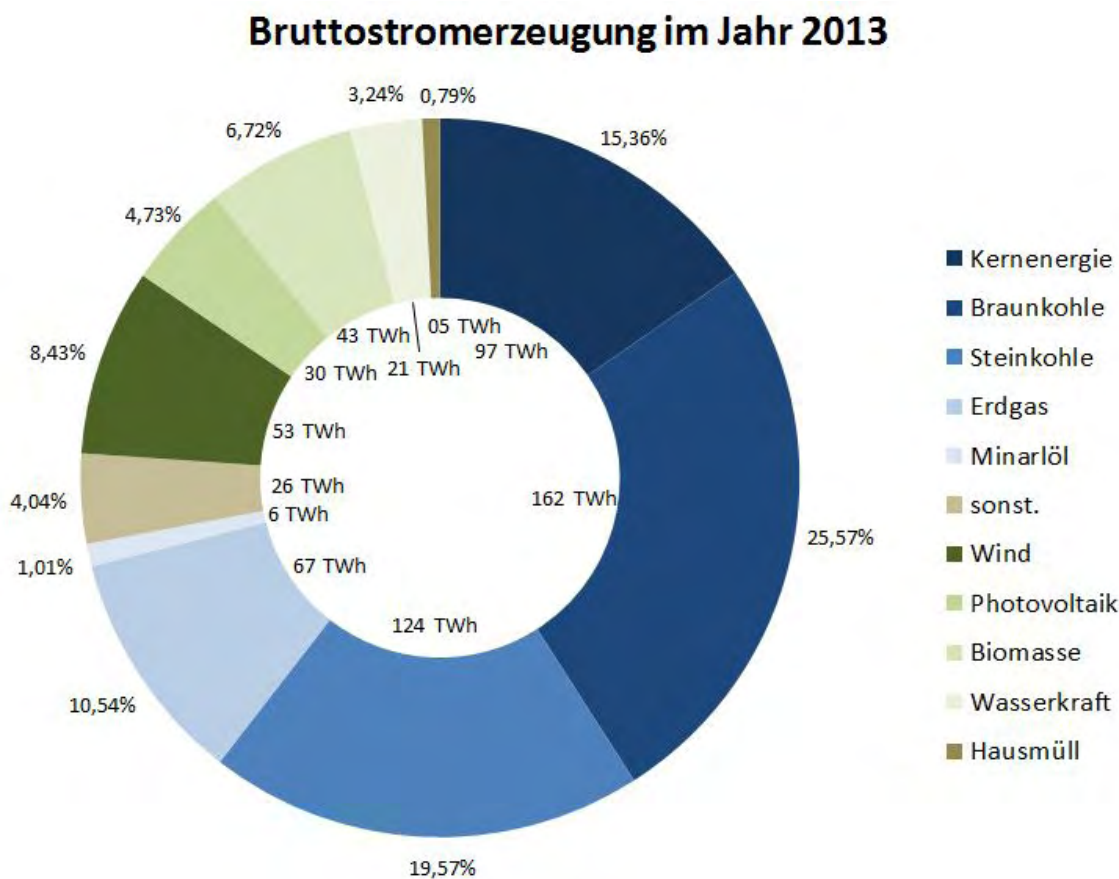


Abbildung 4: Erzeugungsverteilung des Jahres 2013 (Quelle: eigene Darstellung mit Daten des AEGB (2013))

Es bleibt festzuhalten, dass die Stromerzeugung stets dem Verbrauch (Last) folgte.

Dabei schwankte der Verbrauch stets tages-, wochen- und jahreszeitabhängig und die Erzeugung muss diesen Schwankungen jederzeit folgen.

Nachdem in den letzten Kapiteln der Schwerpunkt auf die Erzeugung und den Verbrauch gelegt wurde, wird im nächsten Kapitel das Bindeglied beider Einheiten erläutert.

2.4 Der Strommarkt

Mit der Liberalisierung der Stromversorgung im Jahr 1998 veränderte sich die Bereitstellungsstruktur und Preisfindung im Bereich der Stromproduktion. Galt zuvor als höchstes Gebot die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wurden über Nacht tausende von Stromkonzernen zu Konkurrenten (vgl. Leuschner (2007)), die an einem Markt um die Gunst der Verbraucher werben mussten. Die Kosten der Erzeugung und Verteilung mussten ab jetzt über den freien Markt gedeckt werden. Vorteil der Liberalisierung sollte es sein, die Stromversorgung insgesamt effizienter zu gestalten und durch die neu geschaffene Konkurrenz die Kosten zu senken (BKartA, 2011).

2.4.1 Marktteilnehmer

Die grundsätzliche Preisbildung am Strommarkt erfolgt nach dem allgemeinen Marktprinzip von Angebot und Nachfrage. Ist das Angebot höher als die verlangte Menge, sinkt der Preis. Ist die geforderte Menge größer als das Angebot der Erzeuger, steigt der Preis. Die Besonderheit liegt beim Strommarkt in der Art der Ware selbst. Ist es bei anderen Gütern möglich Reserven zu bilden und zeitlich versetzt zu liefern, ist die Ware Strom nur sehr bedingt wirtschaftlich speicherbar. Wie oben bereits erwähnt, darf immer nur exakt genau so viel Strom ins Netz gegeben werden, wie auf der anderen Seite entnommen wird. Nachfrage und Angebot müssen sich zu jeder Zeit im Ausgleich befinden, unterliegen dabei jedoch enormen Schwankungen, die zum Teil kurzfristig auftreten können. Der Markt ist somit recht preisunelastisch und reagiert schnell mit Preissteigerungen auf Engpässe und Kraftwerksausfälle oder mit einem Preisverfall auf etwaige Überkapazitäten (Gaidosch, 2008).

Als stetiger Puls des Stromnetzes muss im zentraleuropäischen Verbundnetz die Netzfrequenz immer im Bereich von 50 Hz liegen. Liegt sie darüber ist zu viel Strom im Netz, liegt sie darunter ist zu wenig Strom im Netz. Für die Einhaltung dieser

Soll-Frequenz sind in jedem Verteilnetzgebiet die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verantwortlich. Der deutsche Netzraum ist dazu in vier Regelzonen (RZ) aufgeteilt, die von folgenden ÜNB überwacht werden:

- der Amprion GmbH
- der EnBW TransBW
- der Tennet TSO GmbH
- der 50Hz Transmission GmbH

Sie alle sind in ihrer Regelzone dafür verantwortlich, dass das oben beschriebene Leistungsgleichgewicht von Nachfrage und Angebot besteht.

Jede vom ÜNB überwachte Regelzone ist noch einmal in eine Vielzahl von Bilanzkreisen (BZ) unterteilt, wobei jeder dieser Bilanzkreise eine weitere beliebige Anzahl an Verbrauchern und Erzeugern umfasst. Die Organisation und Einrichtung der Bilanzkreise kann durch mehrere Unternehmen aus der Energieversorgung und Industrie erfolgen. In jedem Bilanzkreis gilt jedoch immer ein Betreiber als Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) der dem ÜNB täglich um 12 Uhr einen ausgeglichenen 'Fahrplan' für den folgenden Tag seines Kreises vorlegen muss, für dessen Einhaltung er als verantwortlich gilt. Für jeden Zeitpunkt des Tages muss das Leistungsgleichgewicht aus Entnahme und Einspeisung bestehen.

Kommt es im Laufe der Erfüllung des Fahrplanes zu einer Abweichung, greift der ÜNB ein und gleicht durch den Einsatz von sogenannter Regelenergie die Abweichung aus. Am Folgetag müssen die Kosten des Einsatzes der Regelenergie vom Bilanzkreisverantwortlichen übernommen werden (BMWI, 2005; Hey, 2012).

2.4.2 Energievermarktungsoptionen

Die Beschaffung der Energie ist jedem Unternehmen selbst überlassen und kann über mehrere Marktplätze erreicht werden. Abbildung 5 zeigt die verschiedenen Wege der Vermarktung.

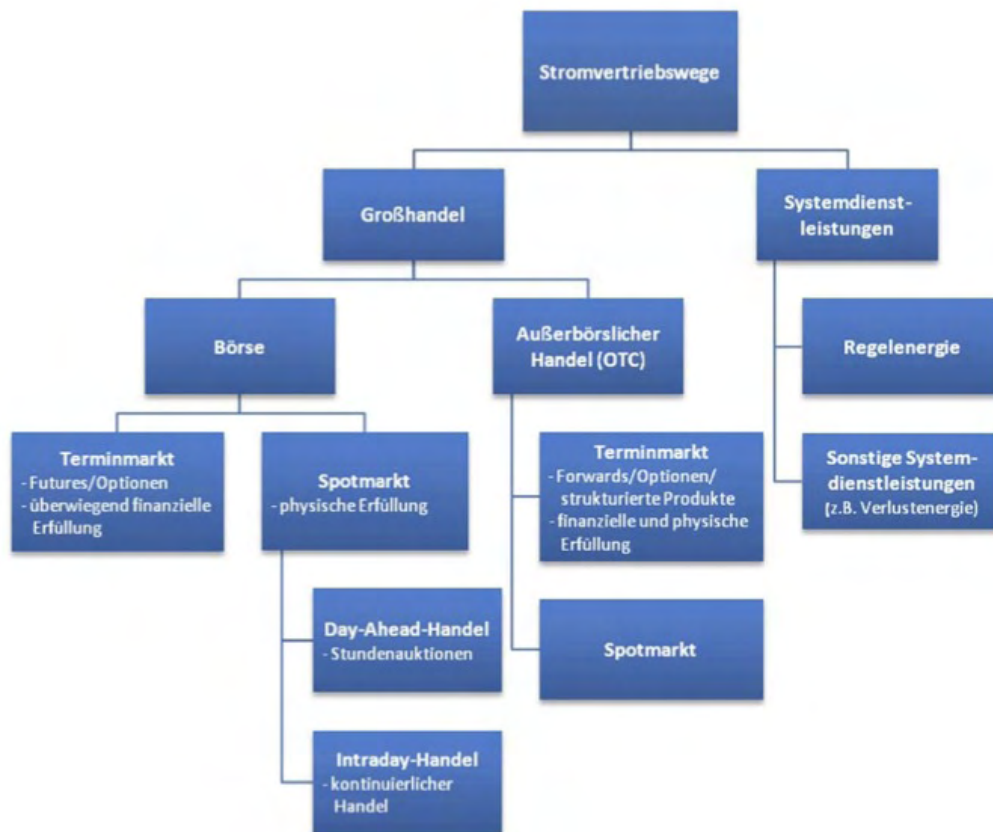


Abbildung 5: Die verschiedenen Stromvertriebswege (Quelle: BKartA (2011))

Im Folgenden soll nun genauer auf die einzelnen Marktplätze der Energievermarktung eingegangen werden.

Börse:

Der offene Marktplatz für Strom in Deutschland und Österreich ist die European Energy Exchange (EEX), an der mittlerweile auch andere energienahe Produkte wie Erdgas, Kohle und Emissionsrechte gehandelt werden (EEX, 2014). Die EEX gründete sich im Zuge der Liberalisierung im Jahr 1999 in Frankfurt und stand zur Gründerzeit noch in Konkurrenz mit der zeitgleich gegründeten Leipzig Power Exchange. Erst 3 Jahre später im Sommer 2002 fusionierten beide Strombörsen zur European Energy Exchange mit Sitz in Leipzig (Leuschner, 2007).

Seit 2008 kooperiert die EEX mit der französischen Powernext SA. Gemeinsam bildeten sie einen neuen überregionalen Spotmarkt, den sogenannten European Power Exchange (EPEX Spot SE) mit Untermärkten für Frankreich, Deutschland/Öster-

reich und die Schweiz (EPEX, 2014).

Spotmarkt:

Der Spotmarkt stellt einen Pool für Angebot und Nachfrage für kurzfristige Geschäftsabschlüsse dar. Wie an anderen Börsen kommen Anbieter und Interessent nicht direkt in Kontakt sondern werden über die Börse vermittelt. Den Handelspartnern am Stromspotmarkt stehen dazu zwei Auktionsplätze zur Verfügung: die **Day-Ahead** oder die **Intraday**-Auktion.

Die Day-Ahead-Auktion findet jeden Tag des Jahres um 12:00 Uhr statt. Im Rahmen dieser Auktion werden Strommengen für die 24 Stunden des folgenden Tages gehandelt, die zur Erfüllung gebracht werden müssen. Die Strommengen werden in Stundenblöcken verkauft, wobei das Mindestvolumen bei 0,1 MW liegt. Die Blockgrößen können jedoch auch selbst bestimmt und über mehrere Stunden gestreckt oder tageszeitabhängig geliefert werden. Die Lieferorte richten sich nach den Regelzonen der ÜNB. Die Preise der Angebote müssen zwischen -3.000 € und 3.000 € je Megawattstunde (€/MWh) liegen (BKartA, 2011).

Die Intraday-Auktion bietet den Handelspartnern die Möglichkeit sich auch kurzfristig am selben Tag mit Energie zu versorgen. Sie dient der Anpassung von Prognoseabweichungen im Fahrplan des jeweiligen Marktteilnehmers. Neben den Einzelstundenblöcken werden ebenso Einzelviertelstundenblöcke mit einer Mindestgröße von 0,1 MW gehandelt. Die Preisspanne in diesem Marktsegment liegt bei -9.999 € bis 9.999 €. Die Kontrakte können bis zu einem Zeitraum von 45 Minuten vor der physikalischen Lieferung abgeschlossen werden (EEX, 2012).

Auch wenn nur ein kleiner Teil des Stromes an der Börse gehandelt wird, wird der Preis auch in Kontrakten, die außerhalb der Börse geschlossen werden als Referenz genutzt. Dazu wird von der EEX täglich der sogenannte Physical Electricity Index (Phelix) für Grundlast- (Base) als auch Spitzenlastlieferungen (Peak) veröffentlicht. Der Referenzpreis bildet sich aus dem arithmetischen Mittelwert der Preise der verkauften Lieferungen (BKartA, 2011).

Terminmarkt:

Der Terminmarkt stellt an der Strombörse das Komplement zum Spotmarkt. An ihm werden Terminkontrakte geschlossen, bei denen die physische Lieferung des Stromes und die Transaktion nach Absprache zeitlich voneinander getrennt liegen können.

Zweck des Marktes ist es den Händlern eine langfristige Planungssicherheit zu geben und sich gegen die kurzfristigen Preisschwankungen am Spotmarkt abzusichern. Die Laufzeiten und Lieferungen der Kontrakte liegen zwischen einer Woche und 6 Jahren (BKartA, 2011).

Anders als am Spotmarkt wissen die Vertragspartner stets welche Form der Energie sie handeln, da anders als im Pool der Börse der Strom differenziert werden kann und nicht als Graustrom verkauft wird. Am Spotmarkt der Börse können Stromversorger nur über den sogenannten Herkunftsnachweis dafür garantieren, dass sie ihre Kunden beispielsweise nur mit erneuerbaren Energien versorgen (UBA, 2014).

Außerbörslicher Handel (Over The Counter):

Im außerbörslichen Handel, dem sogenannten Over-The-Counter (OTC) Handel, kommen die Erzeuger und Endverkäufer direkt zusammen. In bilateralen, nicht standardisierten Verträgen wird die Energie direkt gehandelt. Die Vertragspartner sind sich dabei stets bekannt.

Über die gehandelte Menge die beim OTC-Geschäft übertragen wurde, kann stillschweigen vereinbart werden. Die meisten geschlossenen Kontrakte sind Terminkontrakte.

Regelenergie:

Die zur Gleichgewichts- und Frequenzhaltung wichtige Regelenergie wird von den Erzeugungsunternehmen und ÜNB an einem separaten Markt gehandelt. Jeder Teilnehmer auf Erzeugerseite muss sich separat qualifizieren und Nachweise erbringen, die geforderten Leistungen zeitgenau zu erbringen, wobei zwischen drei Arten von Regelenergie hinsichtlich ihres Abrufungszeitraumes unterschieden wird. Grundsätzlich kommt es zur Frequenzregelung sobald diese um 10 mHz von ihrem Sollwert von 50 Hz abweicht.

Zuerst löst vollautomatisch die **Primärregelung** aus. Sie wird meist von Großkraftwerken übernommen, die durch die Schwungmasse ihrer Generatoren die Frequenzabweichung aufnehmen. Reicht diese Maßnahme nicht aus, löst in einer Zeitspanne von 30 Sekunden die **Sekundärregelung** aus. Ist die Frequenz nach fünf Minuten noch außerhalb des Normalbereiches, wird telefonisch die **Minutenreserve** aktiviert. Sie wird innerhalb von 15 min abgerufen und muss die Frequenz bis zu einer Stunde halten. Nach Ablauf der Stunde ist es die Pflicht des Bilanzkreisverantwortli-

chen die Abweichung behoben zu haben.

Die Ausschreibung der Regelennergie erfolgt über die Internetplattform regelleistung.net. Während Minutenreserve täglich neu ausgeschrieben wird, wird Primärregelleistung und Sekundärregelleistung wöchentlich neu ausgeschrieben.

Abbildung 6 zeigt zusammenfassend den zeitlichen Verlauf aller Kontraktabschlüsse.

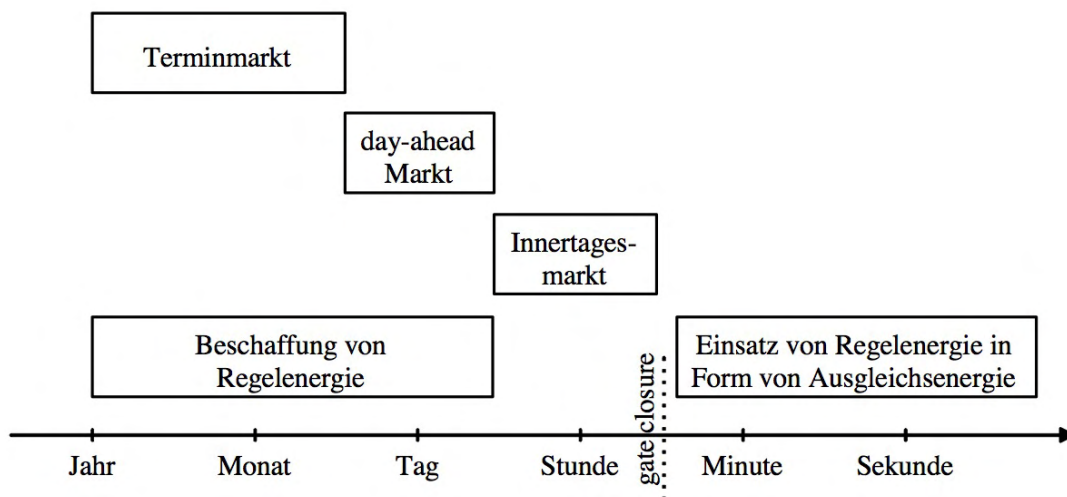


Abbildung 6: Strommarktoptionen im zeitlichen Verlauf (Wawer (2007))

Nachdem im letzten Kapitel die Vermarktungswege und die Funktion der einzelnen Märkte aufgezeigt wurden, folgen im nächsten Kapitel die Vermarktungskriterien der Erzeugungseinheiten.

2.5 Die Grenzkosten

Als Grenzkosten beschreibt die Wirtschaft die Kosten, die zur Produktion einer weiteren Einheit einer Ware aufzubringen sind. In der Stromwirtschaft beschreiben sie die Kosten, mit denen ein Kraftwerksbetreiber eine weitere Einheit Strom (MWh) zu einer bestimmten Zeit zu produzieren in der Lage ist. Der Preis wird dabei in €/MWh angegeben. Die Grenzkosten bestehen dabei zu einem Teil aus den Brennstoffkosten, die zur Produktion der geforderten Menge Energie bereitgestellt werden müssen, den variablen Kosten des Betriebes und den Kosten der CO₂-Zertifikate. Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) fasst die Grenzkostenberechnung in folgender Formel zusammen (von Roon und Huck, 2010):

$$K_{Grenz} = \frac{k_{Brennstoff}}{\eta} + K_{Zertifikat} \cdot \frac{m_{CO_2, spez.}}{\eta} + k_{var} \quad (1.1)$$

mit:

K_{Grenz}	=	Grenzkosten je Kraftwerk in €/MWh
$k_{Brennstoff}$	=	Spezifischer Brennstoffpreis je Energieträger in €/MWh
η	=	Wirkungsgrad je Kraftwerk
$K_{Zertifikat}$	=	Zertifikatspreis in €/Tonne
$m_{CO_2, spez.}$	=	spez. Emissionen je Energieträger in T/MWh
k_{var}	=	Variable Betriebskosten je Kraftwerk in €/MWh

Die FfE entwickelte die Formel ursprünglich zur Bewertung des Einflusses der erneuerbaren Energien auf die Preisbildung am Strommarkt und dem daraus resultierenden 'Merit-Order-Effekt'. Der besagt, dass bei erhöhter Erzeugung der erneuerbaren Energien, der Börsenstrompreis sinkt, da die Leistungs-Angebotskurve in Ihrer gesamten Struktur durch die Einbringung der 'neuen' Kapazitäten nach 'hinten' verschoben wird (von Roon und Huck, 2010).

Die Formel gilt nur für die Berechnung der Grenzkosten konventioneller Kraftwerke. Im Folgenden werden die einzelnen Variablen genauer erläutert.

Brennstoffkosten: Die Brennstoffkosten sind stark vom jeweiligen Energieträger abhängig und lassen sich zum Teil nur schwer festlegen, wenn sie in Eigenabbau einem Kraftwerk zur Verfügung gestellt und nicht über den freien Markt gehandelt werden. Während bei Kernkraft-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken der Energieträger recht billig ist, sind gerade Gaskraftwerke stark durch

den höheren Marktpreis ihres Brennstoffes benachteiligt. Die Preise je Energieträger im Jahr 2013 sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Brennstoffpreise der konventionellen Energieträger für das Jahr 2013 (1kg SK = 8,14 kWh, 1 SEK = 0,290 BKE) (Quellen: (DeStatis, 2014; EEX, b; DeStatis, 2013a; Quaschnig, 2014; InfoMine, 2014)

Energieträger	Preis in € je Tonne	Preis in € je MWh
Braunkohle	10,84	4,59
Steinkohle	81,00	10,00
Uran	65,00	0,0024
Gas	-	29,00

Wirkungsgrad: Der Wirkungsgrad ist vom Kraftwerkstyp und der Größe des Kraftwerkes abhängig. Grundsätzlich lässt sich sagen: Je neuer und größer ein Kraftwerk, desto besser ist auch der Wirkungsgrad. Den geringsten Wirkungsgrad haben, wie in Kapitel 2.1.1 bereits beschrieben, Braukohlekraftwerke, gefolgt von Kern- und Steinkohlekraftwerken. Gaskraftwerke gelten als die effizientesten Kraftwerke. Abbildung 7 zeigt schematisch die Wirkungsgrade der konventionellen Kraftwerke. Die aufgezeigten Wirkungsgrade geben ein vereinfachter Überblick über die gesamte Bandbreite der Wirkungsgrade im aktuellen Kraftwerkspark. Die Wirkungsgrade die in Kapitel 2.1.1 beschrieben wurde, geben den aktuellen Stand der Innovation wieder.

Wirkungsgrad je Kraftwerkstyp

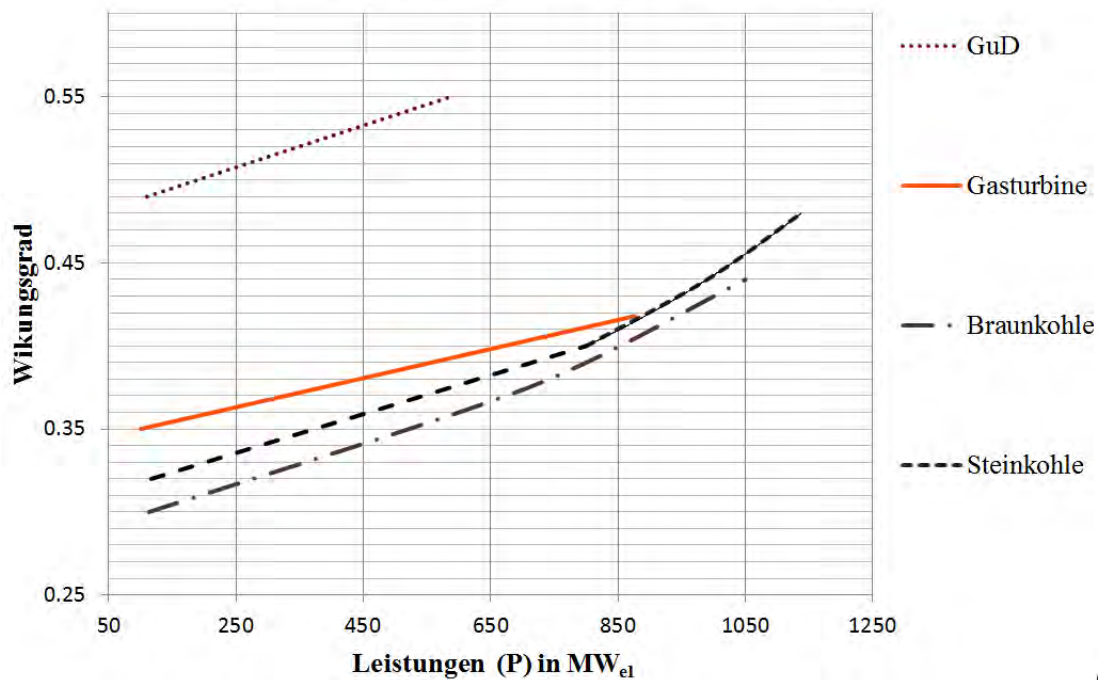


Abbildung 7: Die Wirkungsgrade konventioneller Kraftwerke schematisch nach Größe und Typ (Quelle: eigene Darstellung mit Daten von Heuck u. a. (2010))

Zertifikatskosten: Im Zertifikatshandel muss jeder CO₂-Groß-Emittent für jede ausgestoßene Tonne CO₂ am Markt ein Zertifikat erwerben, um sich an den Folgekosten des ausgestoßenen Treibhausgases zu beteiligen. Die Kosten für CO₂-Zertifikate in der Energieversorgung sind stark vom Energieträger abhängig. Kernenergie gilt in diesem Zusammenhang als CO₂-freie Technologie und beteiligt sich nicht am Zertifikatshandel. Alle anderen konventionellen Kraftwerke müssen pro emittierte Tonne CO₂ ein Zertifikat erwerben. Tabelle 2 zeigt die spezifischen Emissionen je Energieträgereinheit und die vom Umweltbundesamt (UBA) für das Jahr 2012 ermittelten CO₂-Faktoren je produzierter Einheit Strom (UBA, 2013).

Tabelle 2: Spezifische CO₂-Emissionen je Energieträger (Quelle: UBA (2013))

Energieträger	Spezifischer CO ₂ -Emissionsfaktor je Brennstoffeinsatz in g/kWh	CO ₂ -Emissionsfaktor je Einheit Strom in g/kWh
Braunkohle	404	1161
Steinkohle	339	902
Erdgas	202	411

Variable Betriebskosten: Unter variable Betriebskosten fallen die Kosten, die vom Kraftwerksbetreiber zur Kraftwerksführung aufgebracht werden müssen, wie beispielsweise Personalkosten. Je größer das Kraftwerk desto kleiner die variablen Betriebskosten pro produzierte Einheit Strom. Es ist zu unterscheiden zwischen variablen Betriebskosten und den Kapitalkosten einer Anlage die beispielsweise zur Abschreibung einer Anlage führen. Sie werden meist am Ende einer Geschäftsperiode abgerechnet und gehen nicht mit in den Preisbildungsprozess an der Börse mit ein. Im entworfenen Modell werden Kapitalkosten somit nicht berücksichtigt.

2.5.1 Die Einsatzreihenfolge (Merit-Order)

Die Einsatzreihenfolge des Kraftwerksparks ist direkt abhängig von den Grenzkosten jedes einzelnen Kraftwerkes. Um eine effiziente und kostengünstige Energieversorgung zu gewährleisten, werden die Leistungen der Kraftwerke nach dem Merit-Order-Prinzip abgerufen. Dazu werden stündlich die Kraftwerke nach ihrem Grenzkostengebot aufsteigend gestaffelt und nur die Angebote zur Lieferung beauftragt, die zur Deckung der geforderten Leistung (Last) benötigt werden. Das letzte und somit teuerste Kraftwerk, das zur Deckung der Last benötigt wird, bestimmt den Preis, nach dem alle anderen Kraftwerke bezahlt werden, den sogenannten Markt Clearing Price (MCP). Die Differenz der Grenzkosten zum MCP ist der Gewinn des Kraftwerksbetreibers. Abbildung 8 zeigt schematisch den Preisbildungsprozess.

Da sich die Last jedoch stündlich ändert, ändert sich auch die Kraftwerkspark-Zusammensetzung und somit der MCP. Obwohl nur ein geringer Teil der Erzeugungseinheiten über den Markt vermittelt wird, kann, wie in Kapitel 2.4.2 bereits beschrieben, vereinfacht davon ausgegangen werden, dass alle Kraftwerke nach dem

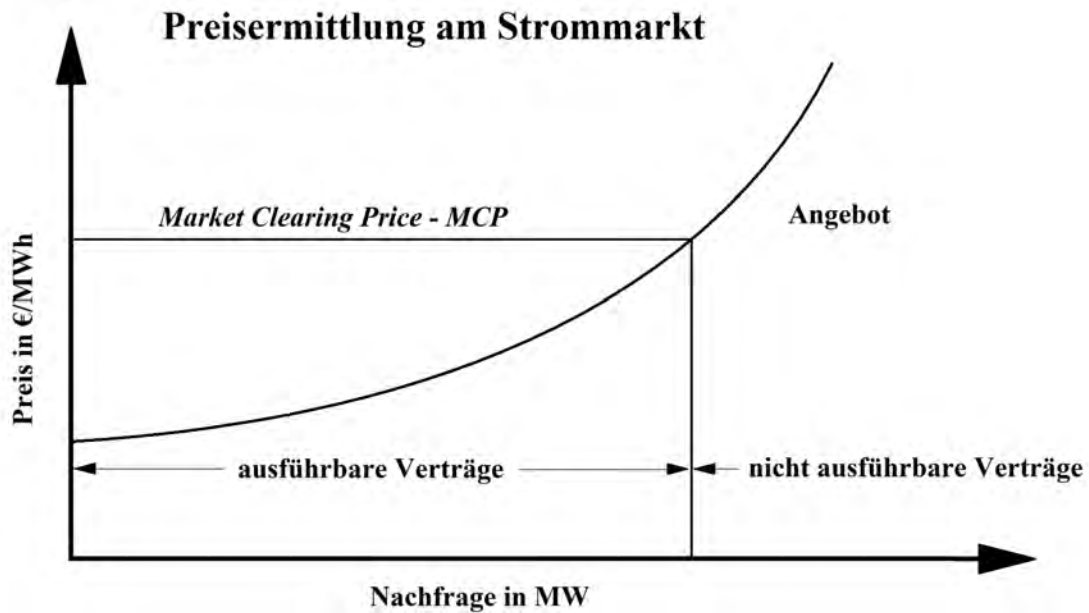


Abbildung 8: Strommarkt Prinzip (Quelle: Hey (2012) eigene Darstellung)

Merit-Order-Prinzip zur Gesamtversorgung beitragen, da sich bei einer Abweichung vom Marktpreis einer der beiden Vertragsteilnehmer einen Nachteil einhandeln würde.

Derzeit stehen Kernkraftwerke aufgrund ihrer geringen Brennstoffkosten am Anfang der Merit-Order, gefolgt von Braun- und Steinkohlekraftwerken, die zurzeit vom günstigen Zertifikatspreis profitieren. Momentan bilden Gaskraftwerke aufgrund ihrer hohen Brennstoffkosten das Ende der Angebotskurve. Während sich in der ersten Hälfte die Kraftwerkstypen preislich im Block absetzen, beginnt erst ab der zweiten Hälfte eine stärkere Durchmischung.

Alle Anlagen, die nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz vergütet werden und ihren Strom ins Netz geben, haben einen sogenannten Einspeisevorrang und werden beim Abruf bevorzugt. Sie stehen somit immer ganz vorne in der Merit-Order.

Abbildung 9 zeigt die Merit-Order-Kurve des deutschen Kraftwerksparks ohne erneuerbaren Anteil.

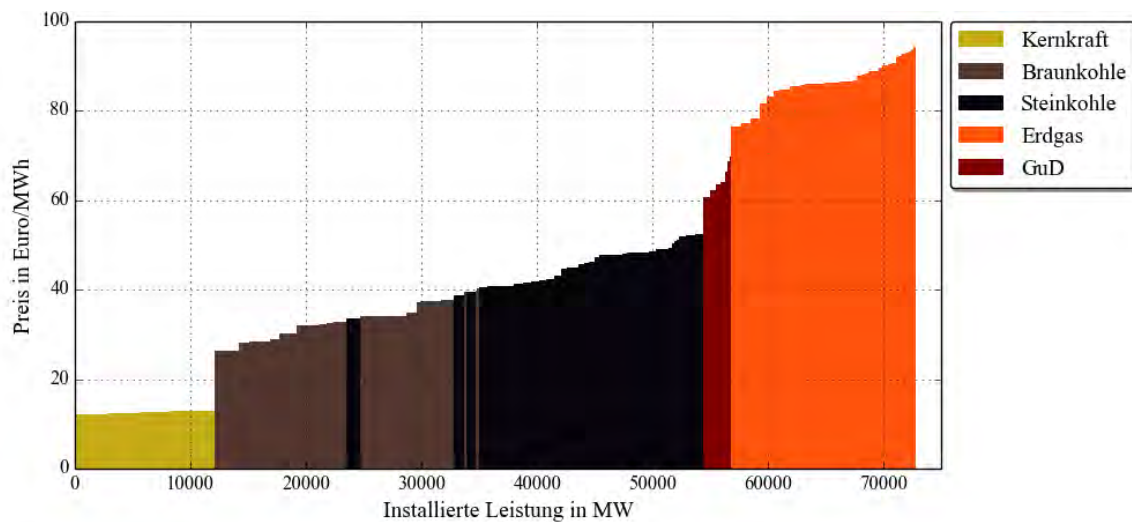


Abbildung 9: Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks (Quelle: eigene Darstellung)

2.6 Zusammenfassung

Es bleibt festzuhalten, dass es sich bei der Stromversorgung um ein über Jahre gewachsenes komplexes und vielschichtiges Konstrukt handelt. Um dies in einem Modell abzubilden, bedarf es eines breiten Hintergrundwissens. Dieses Hintergrundwissen wurde mit dem vorausgegangenen Kapitel gelegt. Es wurde der Zusammenhang der Erzeugungsverteilung mit dem seit 1998 liberalisierten Strommarkt erläutert und auf die für diese Arbeit wichtigen Fachbegriffe eingegangen. Nachdem nun alle wesentlichen Begriffe und Grundlagen skizziert wurden und ein Überblick über die Struktur der Stromwirtschaft gegeben wurde, folgt im nächsten Kapitel die Beschreibung des Modells und der zu betrachtenden Szenarien.

Teil II

Modellbildung

Nachdem im voran gegangenen Kapitel die Zusammenhänge der Stromwirtschaft aufgezeigt und erklärt wurden, wird im folgenden Kapitel die allgemeine Struktur des entwickelten Modells zur Aufschlüsselung der Erzeugungsverteilung und Einsatzreihenfolge des deutschen Kraftwerksparks erläutert. Nach der Betrachtung des methodischen Vorgehens zur Entwicklung des Modells, wird die verwendete Datengrundlage dargelegt und die Arbeitsweise des Modells verdeutlicht.

3 Überblick über das Modell

Während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen der gesetzlichen Veröffentlichungspflicht unterliegt, ist über die Stromproduktion des konventionellen Kraftwerksparks öffentlich wenig bekannt. Um das Zusammenspiel von konventionellen und erneuerbaren Erzeugern analysieren zu können, bedarf es allerdings einer breiten Datengrundlage. Deshalb ist das Ziel des Modells, neben der stundengenauen Auflösung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Aufschlüsselung über die gesamte Bandbreite der Erzeuger zu erreichen. Dies bedeutet vor allem die Erzeugungsverteilung und Einsatzreihenfolge der konventionellen Kraftwerke sichtbar zu machen, um daraus Erkenntnisse über das Zusammenwirken des gesamten Kraftwerksparks zu gewinnen. Der bisherige Stand der Betrachtung reichte stets nur bis zur Bilanzgrenze der einzelnen Energieträger und wurde insgesamt über das Jahr betrachtet. Mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion, ist es jedoch notwendig das Gesamtsystem der Energieversorgung über die Grenzen der Energieträger hinweg in genauere zeitlicher Auflösung zu überblicken.

Um dies zu erreichen, stützt sich die Methode in ihrer Berechnung auf eine Vielzahl von realen Daten. Diese werden vom entwickelten Modell gesammelt, aufbereitet und zusammengeführt.

Den Kern des Modells bilden die Berechnung der Grenzkosten und der daraus resultierenden Merit-Order der konventionellen Kraftwerke. Zu beachten ist, dass es sich bei der Berechnung um eine vorerst historische Betrachtung handelt, anhand derer das Modell validiert wird. Erst im weiteren Verlauf der Arbeit wird die Methode

als Prognosewerkzeug für zukünftige Entwicklungen und Folgeabschätzungen genutzt.

Bei dem entwickelten Modell handelt es sich um ein Bedarfsreaktionsmodell, bei dem die Stromerzeugung dem Bedarf nachregelt. Die Berechnungen folgen betriebs- und naturwissenschaftlichen Abschätzungen und vernachlässigen die Mechanismen des freien Marktes. In den folgenden Betrachtungen wurde jedoch auf eine betriebswirtschaftliche Bewertung verzichtet und sich auf die rein naturwissenschaftlichen Gesichtspunkte der Erzeugung beschränkt.

Abbildung 10 zeigt schematisch die Methodenstruktur. Im Mittelpunkt des Schaubilds steht das Modell, das durch den blauen Rahmen gekennzeichnet ist. Im Modell sichtbar sind die 4 Funktionsschritte, in denen die Grenzkostenberechnung, Merit-Order-Erstellung, Datenaggregation und Berechnung der Erzeugungsverteilung durchgeführt wird. Das Modell erhält verschiedene Eingangsgrößen, u. a. Daten der EEX, der ENTSO-E, des AGEB und des UBA, und gibt als Ausgangsgrößen die Merit-Order und Erzeugungsverteilung aus. Grün eingrahmt sind jene Berechnungsschritte, die dem ersten Funktionsschritt vorgelagert sind.

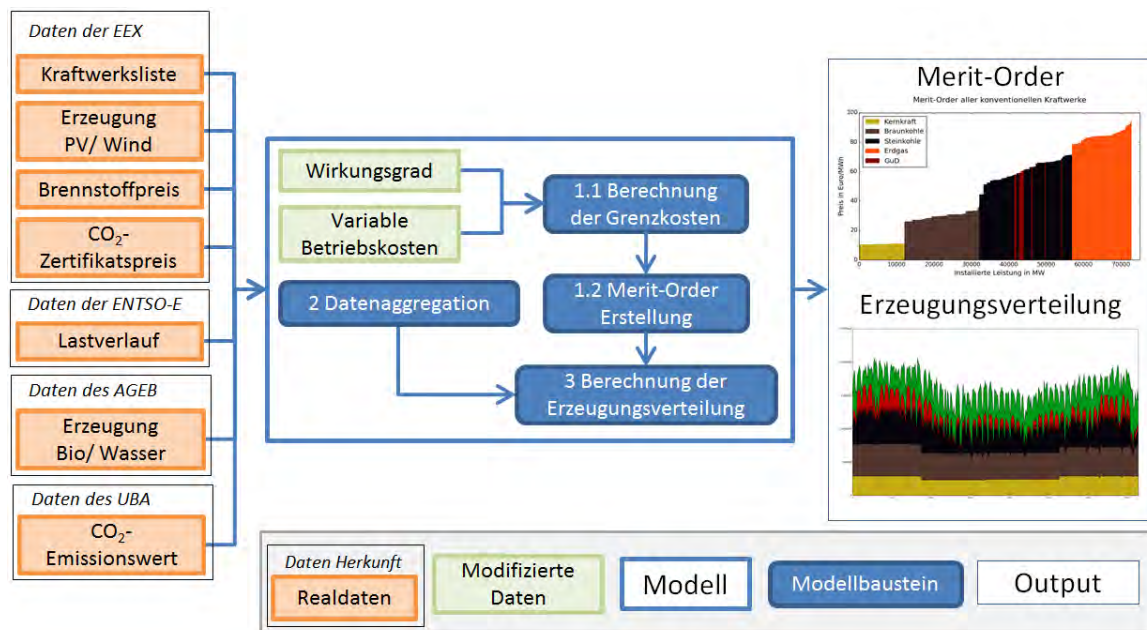


Abbildung 10: Modellstruktur und Berechnungsreihenfolge (Quelle: eigene Darstellung)

Die Berechnungen und das Zusammenführen der Daten erfolgt anhand eines Algorithmus, der in der Programmiersprache Python entwickelt wurde. In den folgenden

Absätzen wird zuerst die Datengrundlage des Modells genauer dargelegt, ehe die einzelnen Funktionsschritte und Berechnungen näher erläutert werden.

4 Die Datengrundlage

Da das hier vorgestellte Modell auf einer breiten Datengrundlage aus der realen Stromproduktion bzw. daran angelehnte Annahmen basiert, wird in den folgenden Unterkapiteln separat auf die einzelnen Quellen und Nachweise eingegangen.

4.1 Daten der European Energy Exchange

Wie in Kapitel 2.4 erläutert, handelt es sich bei der European Energy Exchange (EEX) um die Deutsche Strombörse, über die ein Großteil der börsengehandelten elektrischen Energie vermarktet wird. Als ein Dreh- und Angelpunkt der deutschen Stromwirtschaft ist sie in der Lage eine Vielzahl von Daten zu erheben und zu bündeln. Dabei handelt es sich neben den wirtschaftlichen Kennzahlen zum Stromhandel, wie Brennstoffpreisen oder dem ebenso in Kapitel 2.4 erläuterten Phelix, auch um Größen der realen Stromproduktion. Zum Teil unterliegen diese Datensätze - wie die Daten der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen - der gesetzlichen Veröffentlichungspflicht. Andere Datensätze, wie im Fall der konventionellen Energieträger, werden von den Erzeugern freiwillig veröffentlicht (EEX, a).

Bei den vom Modell genutzten Daten handelt es sich sowohl um Real-Marktdaten des Handels für Brennstoffe wie Gas und Kohle, als auch um Real-Produktionsdaten der Stromproduktion aus erneuerbaren und konventionellen Quellen. Die Preise aus dem Brennstoff- und Stromhandel werden von der EEX nur nach Erwerb eines Info-Produktes zur Veröffentlichung freigegeben und welche zur Erstellung des Modells erworben wurden. Daten der realen Stromproduktion aus Wind und Photovoltaik veröffentlicht die Börse auf ihrer Transparenzplattform und bietet sie zum freien Download an. Ebenso werden Daten zur realen Stromproduktion aller konventionellen Kraftwerke als Graustrom-Anteil zum Download angeboten, ohne die Aufschlüsselung der einzelnen Energieträger. Dabei handelt es sich um Daten aller Erzeugungseinheiten konventioneller Art, die mit einer Nettoleistung von über 100 Mega Watt (MW) an das Netz angeschlossen sind (EEX, a).

Daten zur genauen Erzeugungsverteilung aller Energieträger werden von der EEX

wiederum nur kostenpflichtig weitergegeben und standen für den Entwurf der Methode nicht zur Verfügung. Für die Berechnung werden des Weiteren die von der Börse veröffentlichten Daten der Erzeugung aus Wind und PV verwendet.

4.2 Daten des Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber

Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity - ENTSO-E) ist ein im Zuge der Liberalisierung und Internationalisierung des europäischen Stromhandels zustande gekommener Zusammenschluss der europäischen ÜNB. Die ENTSO-E gilt als Vertreter der ÜNB auf europäischer Ebene und gibt in ihrem 'Gridcode' (ENTSO-E) einen Leitfaden zum Betrieb des gemeinsam genutzten Netzes. Zudem fungiert sie, auch in ihrer Funktion als Überwacher, als Sammelstelle der statistischen Netzdaten, die sie im Internet veröffentlicht und zur freien Verfügung stellt.

Aus diesem Datenpool wurden für die durchgeführten Berechnungen die Daten zur Netzlast in Deutschland, sowie Daten zum Im- und Export verwendet.

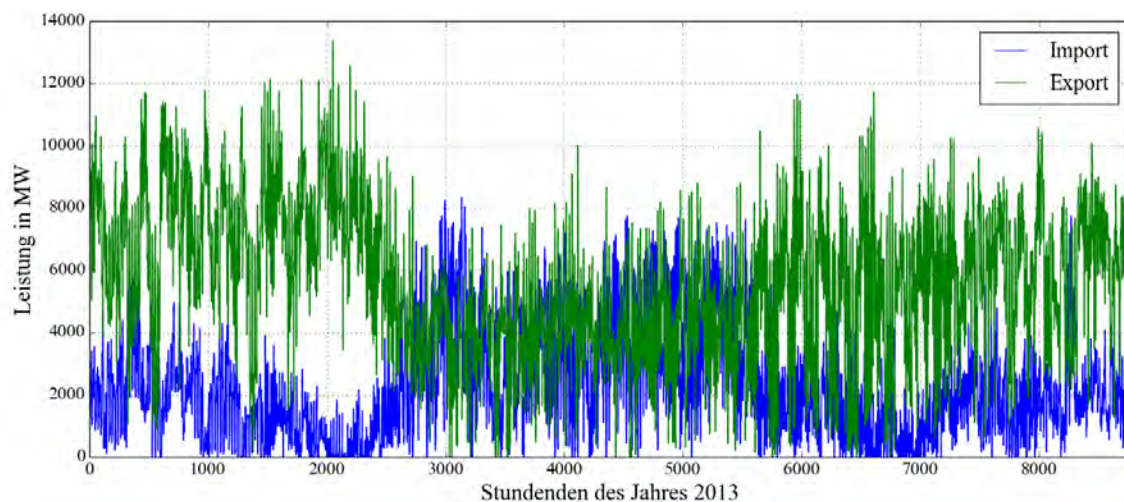


Abbildung 11: Realisierte Im- und Exporte für das Jahr 2013 (Quelle: ENTSO-E)

Abbildung 11 zeigt den Verlauf der Im- und Exporte über das gesamte Jahr 2013. Es wird sichtbar dass vor allem im Winter in Zeiten hoher konventioneller Erzeugung die Exporte steigen und im Sommer in Zeiten der hohen Einspeisung durch erneuerbaren Energien, die Exporte sinken und Importe steigen.

Die Daten zur Netzlast liegen für den deutschen Raum in Stundenwerten vor, geben jedoch nur einen Teil der innerdeutschen Stromproduktion wieder. Um einen realistischeren Wert zu erreichen, müssen die Verluste die durch die Verteilung entstehen sowie Exporte addiert und Importe subtrahiert werden. Um die Verluste in einem ausreichenden Maß zu berücksichtigen, müssen die Realdaten um 16%, bezogen auf jeden Stundenwert, hochskaliert werden, da die Daten der Netzlast nach Beschreibungen der BNetzA nur einen Anteil von $1/0,866$ der realen Netzlast wiedergeben. Netzverluste und der Eigenverbrauch nach privater industrieller Erzeugung führen zu dem genutzten Korrekturfaktor von 1,16 (Agora, 2013; BNetzA, 2012). Da die Datensätze auf Grund von Nichtmeldungen der Netzlasten durch die ÜNB zu einigen Stunden des Jahres keine Werte liefert wurde an Stellen an denen der Datensatz zum Netzlastgang Nullwerte aufweist (ca. 20 h des Jahres), diese durch sinnvolle Annahmen ergänzt. Die genaue Reihenfolge der Datenmodifikation ist in der Formel 2.1 hinterlegt:

$$L_{korr} = L_{ENTSO-E} \cdot F_{Ver,Eig} - T_{Import} + T_{Export} \quad (2.1)$$

mit:

L_{korr}	=	korrigierter Netzlastgang in MWh
$L_{ENTSO-E}$	=	Netzlast der ENTSO-E in MWh
$F_{Ver,Eig}$	=	Faktor Netzverluste und Eigenverbräuche der Kraftwerke in MWh
T_{Import}	=	Import in MWh
T_{Export}	=	Export in MWh

4.3 Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) ist ein Verbund mehrerer Forschungsinstitute, die die Energiebilanzen für Deutschland zusammenstellen und diese gemeinsam der Öffentlichkeit zugänglich machen. Zu diesem Verbund zählen folgende Institutionen (AEGB, 2014):

- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
- Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. (DEBRIV)
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)

- Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln (EWI)
- Energy Environment Forecast Analysis (EEFA)
- Gesamtverband des Steinkohlenbergbaus (GVSt)
- Mineralölwirtschaftsverband (MWV)
- Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI)
- Verein der Kohlenimporteure e.V.
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Zu den von der AGEB veröffentlichten Daten zählen jährliche Auflistungen zum bundesdeutschen Primärenergieverbrauch, zum Bruttostromverbrauch, sowie eine Übersicht zur Stromproduktion nach Energieträgern. Die Daten der AGEB wurden bei der Entwicklung des Modells, insbesondere zur Validierung und Präzisierung der Ergebnisse genutzt.

5 Funktionsweise der Modellrechnungen

Nachdem die Herkunft und Anwendung der Datengrundlage erläutert wurde, wird im Folgenden verstärkt auf den Aufbau und die Arbeitsweise des Modells eingegangen. Mit dem konzipierten Modell lässt sich die Einsatzreihenfolge eines beliebigen Kraftwerksparks berechnen, indem durch eine anliegende Last die aus dem Kraftwerkspark resultierende Verteilung der Einsätze ermittelt wird. Im vorliegenden Fall bedeutet dies, die weder von der EEX noch ENTSO-E veröffentlichte Einsatzreihenfolge und Verteilung des deutschen Kraftwerksparks aufzuschlüsseln und sichtbar zu machen. Die Entwicklung und Validierung des Modells erfolgt auf Grundlage der historischen Daten des Jahres 2013, da Daten zu längeren Zeiträumen nicht zur Verfügung stehen. Im Folgenden wird auf die einzelnen Komponenten der Berechnung eingegangen und deren Entwicklung beschrieben.

5.1 Die Grenzkostenberechnung

Die Berechnung der Grenzkosten folgt in ihren Grundzügen, wie im Grundlagenkapitel 2.5 beschrieben, der vereinfachten Formel (1.1) der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) und bildet den Grundbaustein zur Ermittlung der Einsatzreihenfolge der konventionellen Kraftwerke. Ausgangspunkt der Grenzkostenberechnung ist der jeweilige Kraftwerkspark. Im betrachteten Modell wurde der Kraftwerkspark, der durch die EEX - Transparenzplattform erfassten Stromproduktion zugrunde gelegt. Die Kraftwerksliste der EEX umfasst für das Jahr 2013 eine Anzahl von 197 Kraftwerken, die mit einer Gesamtleistung von 82,5 GW an das Netz angeschlossen sind. Dabei liegt die Nettoengpassleistung jedes Kraftwerkes über 100 MW (EEX, c).

Tabelle 3: In der Berechnung berücksichtigte Kraftwerkstypen samt Anzahl und Nettoengpassleistung (Quelle: EEX (2014))

Kraftwerkstyp	Kraftwerksanzahl	Gesamt-Nettoengpassleistung in MW _{el}
Kernkraftwerke	9	12.078
Braunkohlekraftwerke	39	20.027
Steinkohlekraftwerke	59	22.278
Gaskraftwerke	46	15.980
Gas und Dampfkraftwerk	7	2.427
Gesamt:	160	72.790

Tabelle 3 zeigt eine Übersicht der aus der Liste zur Berechnung der Grenzkosten ausgewählten Kraftwerke, aufgeteilt nach Brennstofftyp. In dieser Berechnung nicht berücksichtigt sind Pumpspeicher- und Ölkraftwerke, weswegen die Leistung und Anzahl von den oben genannten Werten abweichen. Eine genauere Begründung zur Nichtberücksichtigung folgt in Kapitel 5.3 zur Erläuterung der Einsatzreihenfolge.

Im ersten Teil des Modells werden in einer ersten Berechnungsschleife jedem Kraftwerk je nach Energieträger die folgenden Größen einzeln zugeordnet und nach der Formel des FfE die jeweiligen Grenzkosten berechnet. In der Abbildung des Modells (Abb. 10) entspricht dieser Abschnitt dem Modellbaustein 1.1.

Brennstoffpreise: Die hinterlegten Brennstoffpreise werden vereinfacht für das gesamte Jahr als konstant betrachtet. Tabelle 1 des Grundlagenkapitels 2.5 zeigt die hinterlegten Preise, deren Herkunft bereits im selben Abschnitt genauer erläutert wurden.

Zertifikatspreis: Der hinterlegte Zertifikatspreis stammt aus den Realmarktdaten der EEX und wird ebenso für das gesamte Jahr als fester Wert von 5 € hinterlegt

Wirkungsgrade: Abbildung 12 zeigt die Entwicklung und Formel der hinterlegten Wirkungsgrade.

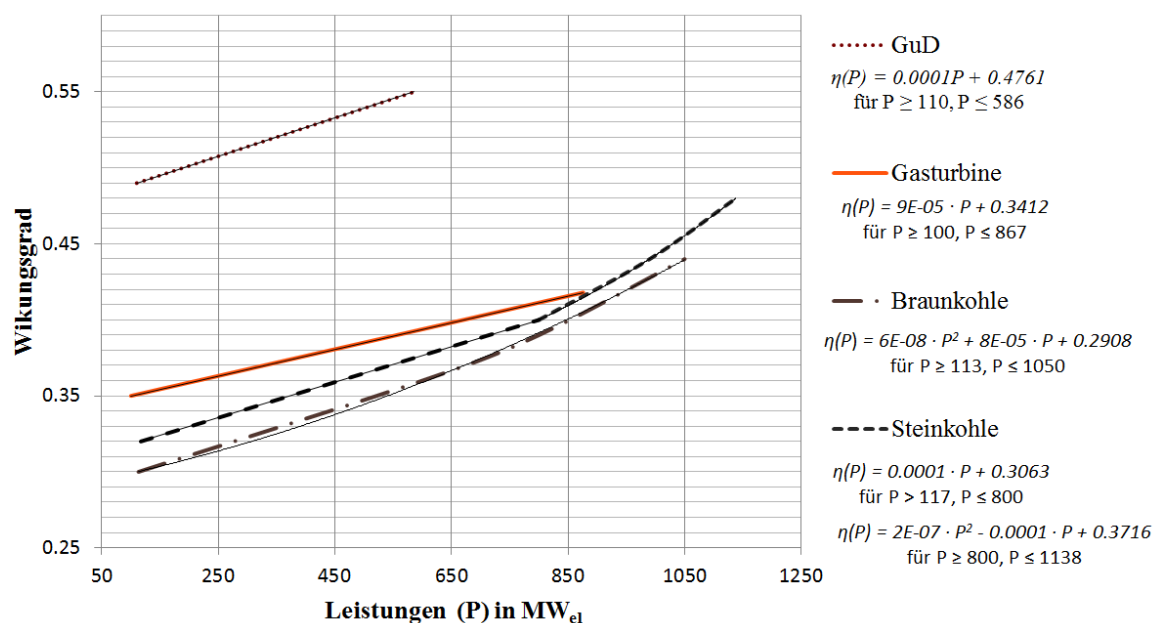


Abbildung 12: Wirkungsgrade der Kraftwerke nach Größe und Typ; mit Trendlinien und Formel (Quelle: eigene Darstellung)

Die farbigen Linien spiegeln den Wirkungsgradverlauf nach Realdatenlage, die bereits im Kapitel 2.5 genauer erläutert wurde, die schmalen, schwarzen Linien zeigen die mit dem Tabellenkalkulationsprogramm Excel aus den Realdaten abgeleiteten Trendlinien. Die Formeln, die sich aus den Trendlinien ableiten, wurden zur individuellen Berechnung des Wirkungsgrades jedes Kraftwerkes hinterlegt, da außer den Kernkraften alle Kraftwerke einen mit der Größe und dem Baujahr sich verändernden Wirkungsgrad aufweisen. Das Baujahr wird in

dieser Berechnung nicht berücksichtigt, da vereinfacht angenommen wird, dass die größeren Kraftwerke automatisch dem moderneren Bestand entsprechen, die einen insgesamt höheren Wirkungsgrad aufweisen. Die Berechnung der Wirkungsgrade ist in der Modellabbildung 10 dem Funktionsschritt 1.1 vorgelagert abgebildet.

Variable Betriebskosten: Die den Berechnungen hinterlegten Werte stammen in Teilen aus den Berechnungen des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgarts (Wissel u. a., 2008) und wurden zum Teil durch Annahmen und Berechnungen aus der Vorlesung 'Energiewirtschaft' der Hochschule für Angewandte Wissenschaft validiert. Ebenso wie die Wirkungsgrade werden die variablen Betriebskosten der Kraftwerke in Abhängigkeit der Größe und des Kraftwerkstyps bestimmt. Je größer eine Kraftwerkseinheit ist, desto geringer fallen die variable Kosten für den Betrieb pro MWh aus. Abbildung 13 zeigt die im Modell hinterlegten Annahmen der variablen Betriebskosten je Kraftwerkstyp und Größe.

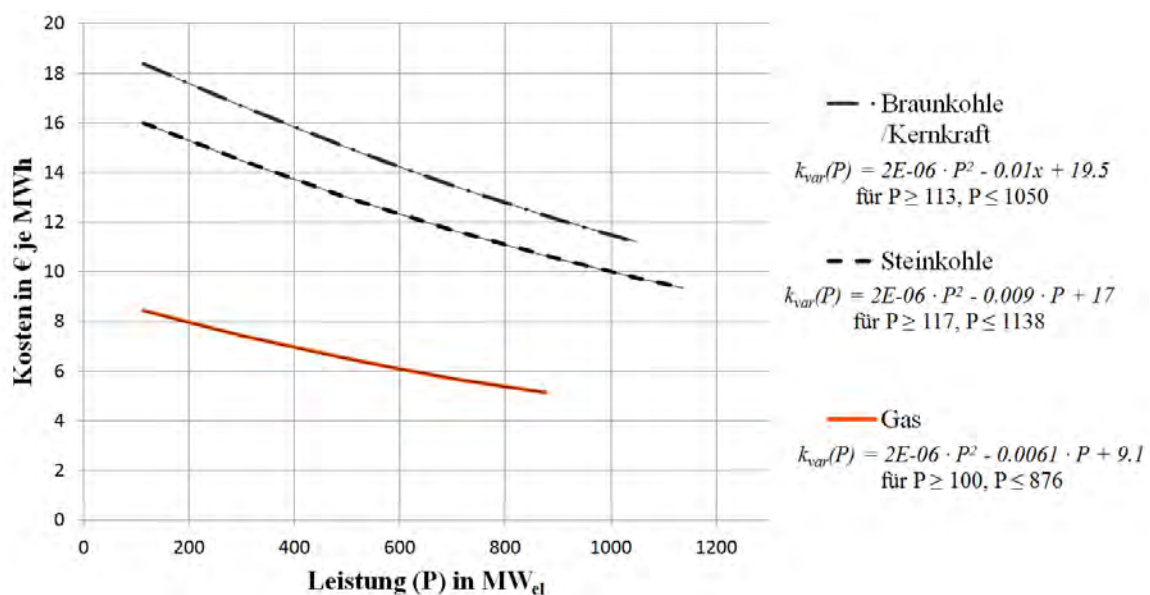


Abbildung 13: Variablen Betriebskosten der Kraftwerke nach Größe und Typ; mit Trendlinien und Formel (Quelle: (Wissel u. a., 2008) eigene Darstellung)

Grundsätzlich liegen die variablen Betriebskosten der Großkraftwerke über denen der oftmals kleineren Turbinenkraftwerke. Die Berechnung der variablen

Betriebskosten ist ebenso wie die Berechnung der Wirkungsgrade in der Modellabbildung 10 dem Funktionsschritt 1.1 vorgelagert abgebildet.

CO₂-Emissionswerte: Die Emissionswerte je Energieträger zur Berechnung des Zertifikatsbedarfs stammen aus den Veröffentlichungen des Umweltbundesamt und sind in Tabelle 2 des Grundlagenkapitels 2.5 hinterlegt.

5.2 Die Einsatzreihenfolge

Nachdem im letzten Kapitel auf die Datengrundlage für die einzelnen Bestandteile zur Berechnung der Grenzkosten eingegangen wurde, wird im folgenden Abschnitt die daraus resultierende Einsatzreihenfolge erläutert und gebildet. Die Einsatzreihenfolge der konventionellen Kraftwerke kann, wie in Kapitel 2.4 bereits beschrieben, vereinfacht als Reihenfolge der Kraftwerke nach ihren Vermarktungschancen über die Strombörse dargestellt werden. Diese Vermarktungschancen richten sich nach der Stellung der Kraftwerke in der Merit-Order, die wiederum als direkte Folge der Grenzkosten zu sehen ist. So ist gewährleistet, dass die Kraftwerke mit den niedrigsten Grenzpreisen stets zuerst zur Deckung der Last abgerufen werden.

Nachdem im Funktionsteil 1.1 des Modells jedem Kraftwerk ein Preis je Erzeugungseinheit (€/MWh) zugeordnet wird, wird im nächsten Schritt (1.2) der Kraftwerkspark nach diesem Preis aufsteigend sortiert und die Verfügbarkeit der Kraftwerke überprüft. Nach der Sortierung ergibt sich die Merit-Order über den gesamten Kraftwerkspark. Abbildung 14 zeigt die für das Ausgangsszenario berechnete Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks für das Jahr 2013.

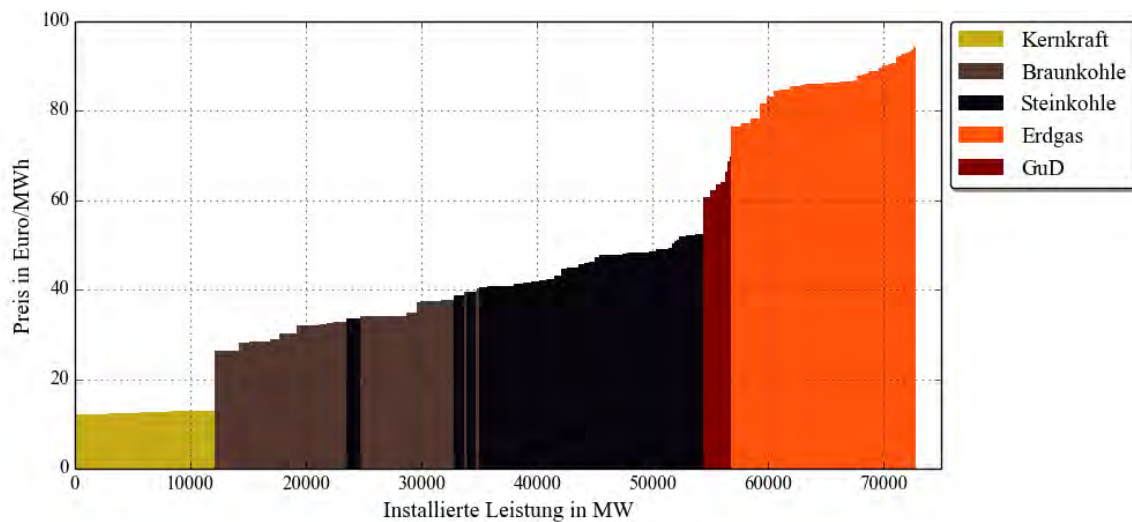


Abbildung 14: Berechnete Merit-Order des konventionellen Kraftwerkspark (Quelle: eigene Darstellung)

Neben den oben erwähnten internen Bedingungen des Betriebes, wie die Deckung der Produktion durch ausreichend Brennstoff oder die Deckung der variablen Betriebskosten, unterliegen die Kraftwerke zum Teil auch externen Bedingungen. Zu diesen Bedingungen gehören Kraftwerks-Nichtverfügbarkeiten oder sogenannte Must-Run-Kapazitäten der Kraftwerke.

Nichtverfügbarkeiten: Die Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerks wird durch die Wartung oder den unerwarteten Ausfall von Systemteilen verursacht und führt zur unweigerlichen Einschränkung des Betriebs. Dies hat zur Folge das Abschalten oder Herunterfahren der Anlage, was zu einer verringerten Produktion von Strom führt.

Erklärungen für das Herunterfahren des Betriebes liegen in den jährlich anfallenden Revisionen, die in den meisten Fällen der konventionellen Großkraftwerke auf die Sommermonate verlegt werden. Hinzu kommt die Problematik der ausreichenden Kühlwasserzufuhr im Sommer. Gerade wenn die Temperaturen steigen, fehlen den Kraftwerken ausreichend Kühlkapazitäten.

Im Modell werden die Nichtverfügbarkeiten der Anlagen über eine künstliche Verknappung der Gesamtkapazität jedes Kraftwerkstypen berücksichtigt. Je nach Jahreszeit wird den Kraftwerken ein prozentualer Wert der nichtverfügbaren Leistung zugeordnet, der in allen Fällen im Sommer am höchsten ist. Dies

liegt insbesondere daran, dass in den Sommermonaten konventionelle Kraftwerke auf Grund von geringerer Last und erhöhter Einspeisung von Photovoltaik ihre Leistung oft nicht mehr gewinnbringend am Markt positionieren können.

Must-Run: Der Nichtverfügbarkeit gegenüber steht die Nutzung eines Kraftwerkes im Dauerbetrieb, dem sogenannten Must-Run-Betrieb. Die Gründe für diesen Betriebszustand sind vielfältig, von außen jedoch nicht immer leicht zu ermitteln. Die Hauptgründe für einen Must-Run-Betrieb gelten in drei Fällen als naheliegend:

1. Das Kraftwerk dient der Systemstabilität.
2. Das Kraftwerk befindet sich in anderweitiger Doppelnutzung (Beispiel: Kraft-Wärme-Kopplung).
3. Das Kraftwerk unterliegt der extrinsischen Regelung (Beispiel: Laufwasser).

Dient ein Kraftwerk der Systemstabilität, wird es vom Betreiber selbst oder dem ÜNB am Netz gehalten, um im gegebenen Fall durch Regelernergie oder Redispatch das Netz zu stabilisieren. Das Kraftwerk unterliegt dann ebenfalls der Doppelnutzung, da neben der Dienstleistung auch die erzeugte Energie vergütet wird. Kraftwerke, die der Erbringung von Systemdienstleistung dienen, können einerseits mit verringerter Kapazität oder andererseits im Vollastbetrieb fahren. Im ersten Fall würden sie unvorhergesehene Unterproduktionen durch ein hochfahren der Erzeugung abfangen, im umgekehrten Fall aus dem Vollastbetrieb herunterfahren um unvorhergesehene Lasteinbrüche abzufedern.

Zu einer weiteren Art der Doppelnutzung eines Kraftwerkes kann es beispielsweise in einer von der Industrie betriebenen Anlage kommen. Hier können Kraftwerke primär der Produktion von Wärme dienen und Strom nur als Nebenprodukt erzeugen. In diesen Anlagen kommt es durch die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu einem höheren Gesamtwirkungsgrad. Anlagen mit dieser Funktion werden von der Bundesregierung finanziell gefördert und geben ihren Strom ebenfalls bevorzugt ins Netz (BMWi, 03.2002).

Bei Kraftwerken, die der extrinsischen Regelung unterliegen, handelt es sich um Kraftwerke, die nur schwer oder überhaupt nicht abgeschaltet werden können.

Zu ihnen zählen beispielsweise Laufwasserkraftwerke, die sich dem Wasserfluss anpassen müssen. Auch Großkraftwerke, wie beispielsweise Kernkraftwerke, können in ihrem Betrieb zum Teil eine gewisse Kapazität nicht unterschreiten, so dass sie selbst bei negativen Preisen an der Strombörse vom Betreiber am Netz gehalten werden, da ein Herunter- und anschließendes Hochfahren zu kostspielig wäre (Burger, 2014).

Im Modell werden Nichtverfügbarkeiten und der Betrieb von Must-Run-Anlagen als prozentualer Wert je Kraftwerkstyp erfasst und variieren jahreszeitabhängig. Die Einteilung der Jahreszeiten folgt dem astronomischen Kalender. Die genauere Erläuterung der Einteilung der Prozentangaben und Zuordnung je Kraftwerkstyp folgt im Kapitel Test & Bewertung 7.1. Durch die Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeiten und Must-Run-Kapazitäten kommt es in der Merit-Order-Abfrage zu einer Verzerrung des konventionellen Kraftwerksparks.

Abbildung 15 zeigt schematisch die Abruf-Reihenfolge mit einspeisenden erneuerbaren Energien, den Kraftwerken im Must-Run-Betrieb und der Simulation von Kraftwerks Nichtverfügbarkeiten.

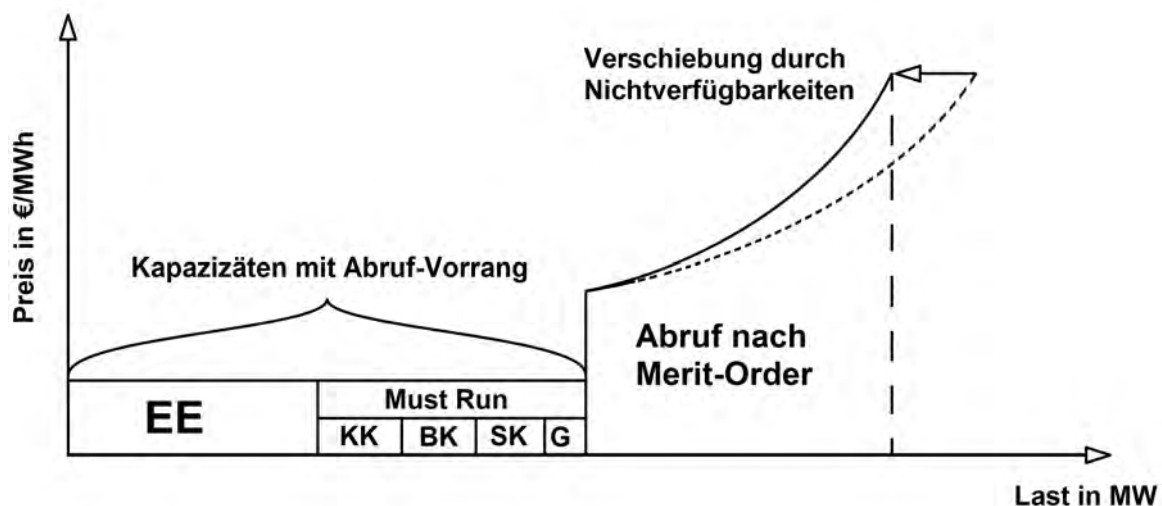


Abbildung 15: Skizze der erweiterten Abruf-Reihenfolge der Kraftwerke (Quelle: eigene Darstellung)

Wie bereits in Grundlagenkapitel 2.5.1 beschrieben, werden die Kraftwerke von links nach rechts zur Deckung der Last abgerufen. An erster Stelle stehen dabei die erneuerbaren Energien (EE), die in jedem Fall vorrangig ihre Energie ins Netz geben,

gefolgt von den jeweiligen Must-Run-Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke: Kernkraft (KK), Braunkohle (BK), Steinkohle (SK) und Gaskraftwerke (G). Erst wenn alle Must-Run-Kraftwerke am Netz sind, wird über die Merit-Order der Rest der anfallenden Last gedeckt.

Nach diesem Verfahren wird im Modell die Merit-Order berechnet und die abrufbaren Kapazitäten jeder Jahreszeit festgelegt.

5.3 Die Erzeugungsverteilung

Nachdem im letzten Kapitel die Reihenfolge der Kraftwerke beschrieben wurde, wird im Folgenden die Ermittlung der sich daraus ergebenden Erzeugungsverteilung beschrieben.

Zur Ermittlung der Verteilung wird im dritten Funktionsteil des Modells der Lastgang mit der Abruf-Reihenfolge kombiniert und die Last nach der vorhandenen Verfügbarkeit der Kapazitäten gedeckt. Der Lastgang liegt, wie im Kapitel 4.2 bereits beschrieben, in Stundenwerten vor. Abbildung 16 zeigt exemplarisch als Skizze den Lastgang über einen Tag mit klar sichtbarem Mittags- und Abendpeak. Bei der Abbildung handelt es sich um ein schematisches Modell.

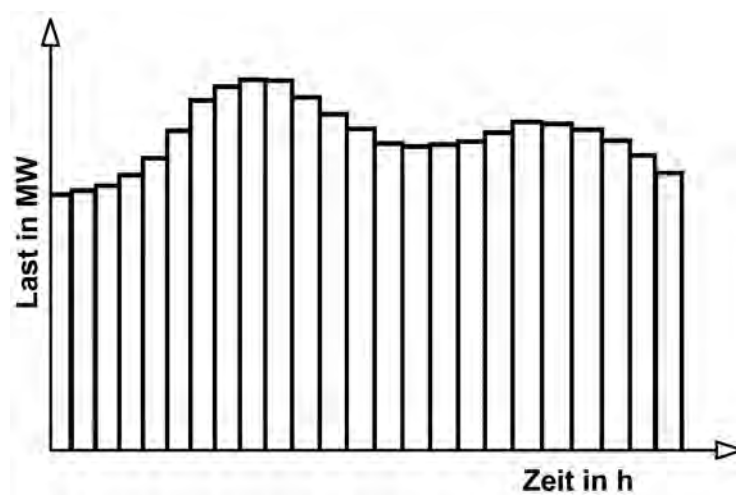


Abbildung 16: Skizze der eines Tages-Lastgangs mit Stundenwerten (Quelle: eigene Darstellung)

Um dem Lastgang im Folgenden die richtigen Kapazitäten zuzuordnen, werden zuvor im Funktionsteil 2 alle relevanten Daten zusammengeführt, wobei es zur Zu-

sammenführung folgender Datensätze kommt:

- Stromproduktionsdaten der erneuerbaren Energien (Quelle: EEX, AGEb)
- Lastgangsdaten (Quelle: ENTSO-E)
- Im- und Exportdaten (Quelle: ENTSO-E)

Die Daten zur Wind- und Solarstromproduktion werden direkt den Datensätzen der EEX entnommen (vgl. Kapitel 4.1). Werte zur Stromproduktion aus Biomasse werden von der EEX nicht erfasst und müssen vereinfachend gemittelt als Grundlastband über das gesamte Jahr angenommen werden. Diese Annahme kann getroffen werden, da Biomasseanlage durch das EEG einen Einspeisevorrang genießen und die konstante Produktion aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten naheliegt. Diese Begründung lehnt sich an die Betrachtungen der Arbeitsgemeinschaft 'Agora Energiewende' bei ihren Berechnungen zur Produktionsverteilung der erneuerbaren Energien (Agora, 2013). Für das Jahr 2013 lag die Stromproduktion aus Biomasse bei 42,5 Terrawattstunden (TWh), was einem Grundlastbetrieb über 8.760 Stunden von 4,85 Gigawatt (GW) entspricht (AEGB, 2013). Werte zur Stromproduktion aus Wasserkraftanlagen müssen ebenfalls über das Jahr gemittelt hinterlegt werden. Diese Verallgemeinerung kann getroffen werden, da bei der Produktion nur ca. 27% der Energie der Wasserkraft aus Pumpspeicher-Kraftwerken kommt, die ihre Energie bedarfsoptimiert ins Netz einspeisen. Beim Großteil der Anlagen handelt es sich um Laufwasserkraftwerke, die konstant ihre Energie ins Netz geben. So kann die Gesamtproduktion von 20,8 TWh für das Jahr 2013 als Grundlastband von 2,37 GW angenommen werden, ohne eine zu große Abweichung von der realen Erzeugungleistung zu riskieren (AEGB, 2013). Da die Simulation der Produktion von Strom aus der Hausmüllverbrennung, Geothermie und Mineralölproduktion aufgrund der geringen Datengrundlage nicht erfolgen konnte und sie im Jahr 2013 in Summe nicht mehr als 12,0 TWh erzeugten, werden sie in der Gesamtberechnung vernachlässigt.

Im selben Schritt der Datenaggregation werden die Lastgangsdaten der ENTSO-E nach der oben beschriebenen Formel (2.1) zur Netzlastberechnung erweitert. Von diesem korrigierten Lastgangsprofil wird nun die stündliche Gesamtproduktion der erneuerbaren Energien von jedem Lastgangsstundenwert abgezogen, so dass ein Lastband der reinen konventionellen Erzeugung entsteht.

$$L_{kon} = L_{korr} - E_{Wind} - E_{PV} - E_{Wasser} - E_{Bio} \quad (2.2)$$

mit:

L_{kon} = Lastgang des konventionellen Deckungsanteils in MWh

L_{korr} = korrigierter Netzlastgang in MWh

E_{Wind} = Produktion aus Windkraftanlagen in MWh

E_{PV} = Produktion aus Photovoltaikanlagen in MWh

E_{Wasser} = Produktion aus Wasserkraftanlagen in MWh

E_{Bio} = Produktion aus Biomasseanlagen in MWh

Dieses Lastband liegt nahe des von der EEX-Transparencyseite als Graustromanteil veröffentlichten Datensatzes. Als Jahresgesamtwert befindet es sich deutlich näher an dem vom BDEW veröffentlichten Wert der Bruttostromversorgung und ist mit der Transparenz der Im- und Exporte in sich deutlich konsistenter.

Nachdem im Funktionsteil 2 alle Daten gebündelt wurden, wird in einem nächsten Berechnungsschritt des Funktionsteils 3 jedem Stundenwert des konventionellen Erzeugungsbandes das Profil der Abruf-Reihenfolge hinterlegt. Zuerst werden dabei die prozentual ermittelten Must-Run-Kapazitäten je Kraftwerkstyp abgefragt, der jeweiligen Stunde zugeordnet und gespeichert. In einem zweiten Durchlauf werden die noch offenen Kapazitäten jeder Stunde über die Merit-Order-Abfolge abgefragt und den Stunden zugeordnet.

Abbildung 17 zeigt schematisch den Prozess für eine beliebige Stunde.

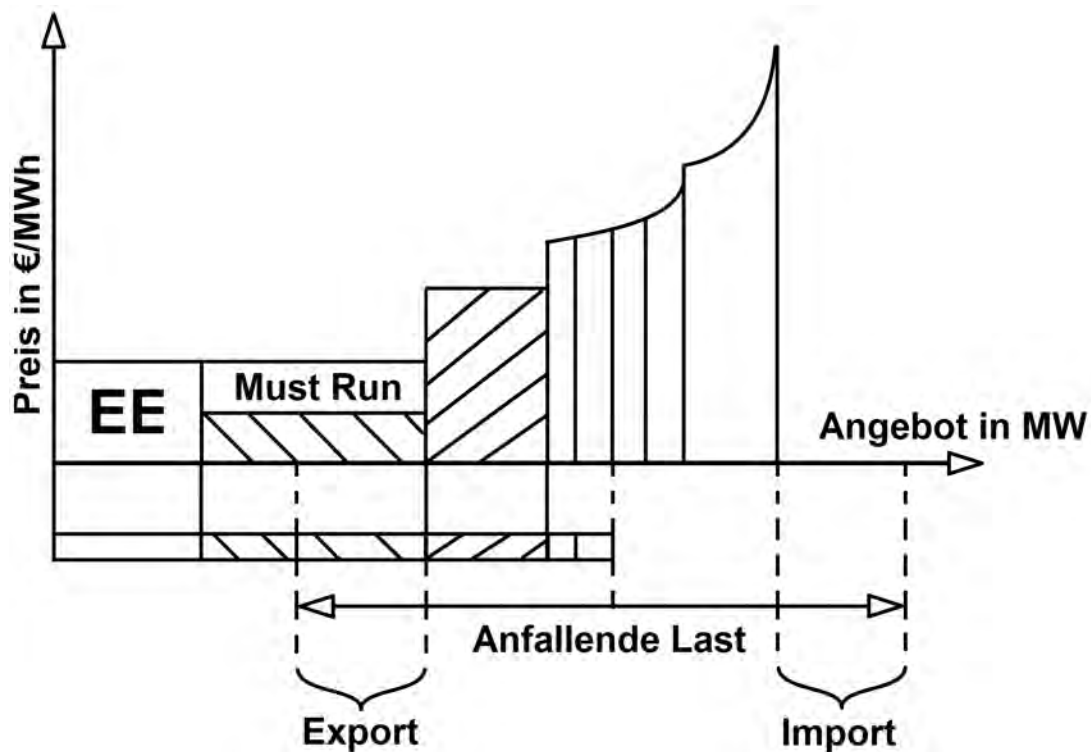


Abbildung 17: Skizze der Lastdeckungs-Methode (Quelle: eigene Darstellung)

Wurde bereits durch die erneuerbaren Energien und die Must-Run-Kapazitäten der Bedarf gedeckt, werden bei einer Überdeckung überflüssige Einheiten als Export gespeichert. Kommt es umgekehrt zu einer Unterdeckung der Last, wenn beispielsweise nicht genügend Kraftwerke zur Verfügung stehen, wird die Kapazitätsunterversorgung als Import gespeichert. Mit diesem Verfahren werden zu jeder Stunde des Jahres die genauen Leistungen der jeweiligen Kraftwerke bestimmt, die ihren Teil zur Stromproduktion beigetragen haben. Es lässt sich somit eine stundengenaue Erzeugungsverteilung über die deutsche Stromproduktion abbilden und darüber hinaus feststellen, welche Kapazität eines Kraftwerkstypen in welchem Maße zur Stromproduktion beigetragen hat.

5.4 Der CO₂-Faktor

Neben der Berechnung der Erzeugungsverteilung lässt sich im selben Funktionsabschnitt (3) des Modells der Abruf jedes Kraftwerks und darüber die Menge des jeweils ausgestoßenen CO₂ berechnen. Dabei erfolgt die Berechnung nach folgender Formel:

$$M_{\text{CO}_2} = \frac{m_{\text{CO}_2 \text{ spez.}}}{\eta} \cdot P_K \quad (2.3)$$

mit:

M_{CO_2}	=	CO ₂ -Emissionen je Kraftwerk in Tonne pro Stunde
$m_{\text{CO}_2 \text{ spez.}}$	=	spezifische Emissionen je Energieträger in kg je kWh
η	=	Wirkungsgrad je Kraftwerk
P_K	=	Leistung je Kraftwerk in MW _e l

Als Ergebnis werden stundengenau die emittierten Tonnen CO₂ über den gesamten Kraftwerkspark ausgegeben. In dieser Berechnung wurde dem importierten Strom der vom FfE entwickelte mittlere CO₂-Emissionsfaktor der gesamten EU (0,4718 kg/kWh) zugrunde gelegt (von Roon und Carr, 2012). Bezogen auf die jeweilige Stunde der anliegenden Last, ergibt sich der spezifische CO₂-Faktor für jede Stunde. Dieser Faktor lässt sich über folgende Formel 2.4 ermitteln.

$$F_{\text{CO}_2} = \frac{M_{\text{CO}_2}}{L_{\text{korrr}}} \quad (2.4)$$

mit:

F_{CO_2}	=	CO ₂ -Emissionen Faktor in T pro MWh
L_{korrr}	=	korrigierter Netzlastgang in MW
M_{CO_2}	=	CO ₂ -Emissionen je Kraftwerk in T pro h

Die so gewonnen Daten können einen wichtigen Beitrag zur Bewertung der Nachhaltigkeit des Stromversorgungssystems leisten. Anhand dieser Methode lassen sich die CO₂-Emissionen stundengenau nachvollziehen und einzelne Effekte konkret beschreiben.

5.5 Entwicklung in Python

Das gesamte Simulationsprogramm wurde in der Programmiersprache Python geschrieben. Sie ist eine vereinfachte C-Sprache und bietet den Vorteil der leichten Erlernung. Sie ist darüber hinaus ein starkes Werkzeug in der Arbeit mit großen Datenmengen und bietet in der Auswertung einen simplen Umgang. Die Arbeit hätte in einem ähnlichen Maße auch mit einem Tabellenkalkulationsprogramm wie dem weit verbreiteten Microsoft Excel oder dem mathematischen Simulationsprogramm MATLAB umgesetzt werden können. Sie soll jedoch in zukünftigen Projekten über den bisherigen Status hinaus gebracht werden, in denen die genannten Softwares möglicherweise nicht weiter verwendet werden können. Die in dieser Ausarbeitung entwickelte Methode kann anschließend als Grundlage unabhängig davon für weitere Untersuchungen genutzt werden. Dem Kalkulationsprogrammen gegenüber bietet die Modellierung in Python größere Freiheitsgrade und eine schnellere Übertragbarkeit auf andere Szenarienmodelle.

6 Szenarien Definition

Nachdem im letzten Kapitel die Struktur und die Funktionsweise des entwickelten Modells erläutert wurde, wird in einem nächsten Schritt die Methode angewendet werden, um entsprechend den Ausbauplänen der Bundesregierung die zukünftige Entwicklung abzuschätzen (BMW, 2010; BNetzA, 2012). Die bisher angeführten Daten des Jahres 2013 werden im folgenden als Ausgangsszenario beschrieben, neben dem zwei weitere Szenarien mit folgenden Ausgangsannahmen erstellt werden:

Tabelle 4: Szenariorahmen 2022, 2030 (Quelle: BNetzA (2012))

Szenario:	2013	2022	2030
Anteil der EE	25%	35%	50%
Kernenergie	Ja	Nein	Nein

Zur Berechnung der Verteilungen wurden folgende Vereinfachungen für die Vergleichbarkeit der Szenarien getroffen:

- Gleiche Klimaverhältnisse
- Gleichbleibende Netzlast
- Gleichbleibende Wirkungsgrade

Die Annahme der gleichbleibenden Klimaverhältnisse führt zu einer zeitlich gleichbleibenden Einspeisung der erneuerbaren Energien. Die Hochskalierung der Leistung auf den in den Szenarien gewünschten Anteil erfolgt über die Multiplikation der stundenweise Summenproduktion aller erneuerbare Energieträger mit einem festgelegten Faktor, der für jedes Jahr nach folgender Formel berechnet wird:

$$F_{EE} = \frac{\sum L_{korrr} \cdot A_{EE}}{\sum E_{EE}} \quad (2.5)$$

mit:

- F_{EE} = erneuerbare Energien Korrekturfaktor für das betrachtete Jahr
- L_{korrr} = korrigierter Netzlastgang des Basisjahres 2013 in MW
- A_{EE} = Anteil der Erneuerbaren Energien im betrachteten Jahr
(2022 Anteil von 0,35; 2030 Anteil von 0,50)
- E_{EE} = Summe der Erzeugung der erneuerbaren Energien im Basisjahr
2013 in MWh

Die gleichbleibende Netzlast begründet sich aus den, in Kapitel 2.2 bereits genauer erläuterten, Prognosen der BNetzA zur Netzlast, die, entgegen den Plänen der Bundesregierung zur Planung des Netzausbaus, von einem gleichbleibenden Niveau ausgeht. Die gleichbleibenden Klimaverhältnisse führen in diesem Fall zu einer gleichbleibenden Jahres-, Wochen- und Tagesverteilung der Last.

6.1 Anpassung der Eingangsdaten

Um die Szenarien zu präzisieren und im Kontext der zeitlichen Entwicklung zu halten, wurden folgende Hintergrunddaten verändert:

- Der Kraftwerkspark
- Die Brennstoffpreise

Die Modifikation des Kraftwerksparks orientiert sich, ebenso wie die Netzlast, an den Plänen der BNetzA, die in ihrem Szenariorahmen zum Netzausbau Aussagen darüber macht, welche Kraftwerke bis zu welchem Zeitraum am Netz bleiben dürfen. Diese Angaben werden mit der Kraftwerksliste der EEX verglichen, um die jeweiligen Kraftwerke zu identifizieren, die bis 2030 ihre Kapazitäten am Netz halten dürfen. Ebenso wird die Liste um die geplanten Kraftwerks-Neubauten erweitert.

Tabelle 5 zeigt einen Überblick der berücksichtigten Kraftwerke für das Jahr 2022.

Tabelle 5: In der Berechnung berücksichtigte Kraftwerkstypen samt Anzahl und Nettoengpassleistung 2022 (Quelle: BNetzA (2012))

Kraftwerkstyp	Kraftwerksanzahl	Gesamt-Nettoengpassleistung in MW
Braunkohlekraftwerke	32	20.018
Steinkohlekraftwerke	41	23.746
Gaskraftwerke	48	17.055
Gas und Dampfkraftwerk	7	2.427
Gesamt:	128	63.246

Neben dem Wegfall der Kernkraftwerke, fällt auf, dass die Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken trotz zahlenmäßigen Kraftwerksrückgangs bei 20,0 GW konstant bleibt bzw. im Fall der Steinkohle von 22,3 GW auf 23,7 GW wächst. In ähnlicher Weise steigt laut Prognose der BNetzA die Leistung der Gaskraftwerke von 16,0 GW auf 17,0 GW, während bei den Gas-und-Dampf-Turbinen-Kraftwerken kein Wachstum angesetzt wird. Insgesamt wird die teilweise Erhöhung der Kraftwerksleistungen jedoch nicht den Leistungsverlust der Kernenergie kompensieren, so dass die Gesamtleistung um 11,0 GW auf 61,2 GW sinkt. Ein klarer Rückgang der Braun- und Steinkohle wird erst zum Jahr 2030 sichtbar. Im Vergleich zum Kraftwerkspark von 2022 sinkt die Leistung der Braunkohle-Kraftwerke um 4,5 GW auf 15,5 GW und die Leistung der Steinkohle um 2,1 GW auf 21,7 GW. Die Leistung der Gas- und GuD-Kraftwerke wird hingegen als konstant prognostiziert. Tabelle 6 zeigt einen Überblick der berücksichtigten Kraftwerke für das Jahr 2030.

Tabelle 6: In der Berechnung berücksichtigte Kraftwerkstypen samt Anzahl und Nettoengpassleistung 2030 (Quelle: BNetzA (2012))

Kraftwerkstyp	Kraftwerksanzahl	Gesamt-Nettoengpassleistung in MW
Braunkohlekraftwerke	23	15.488
Steinkohlekraftwerke	38	21.683
Gaskraftwerke	48	17.055
Gas und Dampfkraftwerk	7	2.427
Gesamt:	116	56.653

Nicht berücksichtigt in der Entwicklung des Kraftwerksparks wird die innovative Entwicklung der Kraftwerkstechnik. Allen Kraftwerkstypen werden dieselben Formeln zur Berechnung des Wirkungsgrades und der variablen Betriebskosten, wie schon für das Jahr 2013 hinterlegt. Die Brennstoffpreise hingegen werden nach den Prognosen des IER prozentual angepasst. Tabelle 7 zeigt die zur Berechnungsanpassung hinterlegten Faktoren je Energieträger. Die Originaldaten des IER befinden sich im Anhang in Tabelle 11.

Tabelle 7: Hinterlegte Faktoren der Brennstoffentwicklung (Quelle: Wissel u. a. (2008))

Szenario	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas
2022	1,000	1,112	1,145
2030	1,000	1,185	1,210

Bei der Modifikation der Daten wurde stets versucht so viele Parameter wie nötig und so wenig wie möglich zu verändern, um die Vergleichbarkeit der betrachteten Szenarien auf möglichst vielen Leveln zu erhalten.

6.2 Ansatz zur Bewertung des europäischen CO₂-Zertifikatshandels

Neben der Bewertung zur Entwicklung des Kraftwerksparks und der sich daraus ergebenden Verteilung der Stromversorgung, lässt sich mit dem Modell über eine Variation des CO₂-Zertifikatspreises eine Abschätzung über die Wirksamkeit dieses Instrumentes zur Reduktion des CO₂-Ausstosses machen. Zu diesem Zweck wird in jedem der erläuterten Szenarien der Preis des Zertifikats um zwei weitere fiktive Preiskategorien erweitert. Im ersten Fall soll der Preis je Zertifikat auf 25€ angehoben werden, um einen Zustand des Handel zu simulieren der zu Einführung des Zertifikates am Markt erreicht wurde (Matthes, 2013). In einem weiteren Fall soll der Preis auf einen Wert von 50€ erhöht werden, um die generellen Auswirkungen einer Preiserhöhung besser darstellen zu können.

6.3 Zusammenfassung der Szenarienbildung

Durch die aufgezeigten Anpassungen im Bereich des Kraftwerksparks und der Veränderung im Bereich des Zertifikatspreises ergibt sich für die spätere Auswertung der Szenarien folgende Auswertungsmatrix:

Tabelle 8: Auswertungsmatrix

	Zertifikatspreis 5€	Zertifikatspreis 25€	Zertifikatspreis 50€
Kraftwerkspark und Preise 2013	2013-05	2013-25	2013-50
Kraftwerkspark und Preisprognose 2022	2022-05	2022-25	2022-50
Kraftwerkspark und Preisprognose 2030	2030-05	2030-25	2030-50

Die Resultate der Berechnungen werden im Kapitel der Auswertung (IV) präsentiert und genauer erläutert.

Teil III

Test & Bewertung

Nachdem im letzten Kapitel die Methode und Datengrundlage des erstellten Modells genauer erläutert wurden, wird im folgenden Kapitel zum einen die Validierung des Systems vorgestellt und zum anderen die jeweiligen Kraftwerkstypen in einer Sensitivitätsanalyse dargestellt. Dabei wird geklärt, wie belastbar die berechneten Daten in Hinblick auf die später folgenden Aussagen in Teil IV sind.

7 Validierung

Die Validierung des Modells erfolgt in zwei Schritten. Im ersten Schritt wird anhand der vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) aufbereiteten Wochenwerte der EEX validiert. Im zweiten Validierungsschritt werden die berechneten Werte mit den veröffentlichten Daten der Jahreserzeugungsverteilungen des AGEB und des ISE verglichen. Im Folgenden wird auf die einzelnen Validierungsschritte eingegangen und erste Berechnungsergebnisse des Modells vorgestellt.

7.1 Validierung über die Wochenverteilung

Der erste Schritt der Validierung ist die Bestimmung der prozentualen Anteile der Must-Run-Kapazitäten und Nichtverfügbarkeiten und dem direkten Vergleich mit den vom ISE veröffentlichten Wochenwerten der EEX. Dazu werden die berechneten Stundenwerte der Erzeugung je Woche und Energieträger summiert und in Relation zu der vom ISE veröffentlichten und von der EEX ermittelten Erzeugung gesetzt. Wie bereits in Kapitel 5.2 erläutert, ändern sich die prozentualen Anteile für Must-Run-Kapazitäten und Nichtverfügbarkeiten im Modell je nach Jahreszeit und Energieträger (Tabelle 9). So wird für den Must-Run-Betrieb über den jeweils betrachteten Zeitraum die von der EEX erfasste Mindestleistung der am Netz befindlichen Anlagen zu Grunde gelegt. Zur Ermittlung der Nichtverfügbarkeit werden die Maximalleistungen der Kraftwerkstypen zu Grunde gelegt. Auf Basis dieser Werte werden die prozentualen Anteile von Must-Run und Nichtverfügbarkeiten über mehrere Simulationsdurchläufe hinweg angepasst, um im Modell den Realdaten des ISE (EEX) möglichst nahe zu

kommen.

Tabelle 9 zeigt die Ausgangswerte des ISE im Vergleich zu den ermittelten Endwerten von Must-Run (MR) und Nichtverfügbarkeiten (NV).

Tabelle 9: Im Modell hinterlegte Prozentual-Werte für Must-Run (MR) und Nichtverfügbarkeiten (NV) nach Kraftwerk und Jahreszeit (Quelle: Burger (2014))

Kraftwerkstyp		Winter		Frühling		Sommer		Herbst	
		MR	NV	MR	NV	MR	NV	MR	NV
Kernkraft	ISE	53,7	0,0	48,0	1,6	31,7	2,4	58,5	0,0
	Modell	53,7	3,5	48,0	23,0	31,7	20,0	58,5	3,5
Braunkohle	ISE	42,9	0,0	42,9	4,7	42,9	13,2	31,6	7,5
	Modell	42,9	4,0	42,9	20,0	42,9	20,0	31,6	12,0
Steinkohle	ISE	7,9	0,0	4,6	4,6	4,2	28,8	7,1	10,8
	Modell	10,0	10,0	10,0	16,0	10,0	29,0	10,0	20,0
Gas	ISE	14,7	0,0	6,2	28,8	5,6	46,3	10,2	20,3
	Modell	25,0	0,0	17,0	0,0	12,0	0,0	17,0	0,0

Im Rahmen der Ermittlung der Anteile der Must-Run-Kapazitäten müssen bei Kern- und Braunkohlekraftwerken die Werte nicht weiter angepasst werden. Im Rahmen der Anpassung der Anteile zur Nichtverfügbarkeit der Kraftwerke müssen, gerade in den wärmeren Jahreszeiten, die Werte um ein Vielfaches hochgesetzt werden. Da der Einsatz der Steinkohle über den gesamten Zeitraum stark schwankt und nur marginale Tendenzen hinsichtlich einer jahreszeitlichen Abhängigkeit auszumachen sind, wird der Überproduktion durch eine stärkere Begrenzung der Kapazitäten entgegengewirkt. Der enorme Anstieg der Nichtverfügbarkeit der Kern-, Braun- und Steinkohlekraftwerke, hängt mit der Verschleppung der jahreszeitlichen Temperatur zusammen. Während im Modell der Frühlingsanfang dem astronomischen Kalender folgt, sinken die Werte des ISE erst eine Woche später ab (siehe Abbildung 18). Bei der Produktion aus Gas und GuD-Anlagen wird der Must-Run-Anteil bewusst fast durchgehend um mindestens 10% gegenüber den Werten des ISE erhöht. Durch diese Maßnahme sollen die von der EEX nicht erfassten KWK-Anlagen im Wärmegeführten Betrieb berücksichtigt werden.

Die Auswertung beginnt mit der zweiten Kalenderwoche des Jahres 2013, da zur Abbildung der ersten Kalenderwoche Daten des 30.12.2012 fehlen.

Die prozentuale Abweichung wird anhand folgender Formel berechnet:

$$Abw = \frac{(E_{Modell} - E_{ISE}) \cdot 100\%}{E_{mit. \text{ Gesamt ISE}}} \quad (3.1)$$

mit:

- Abw = Prozentuale Abweichung je Woche in %
- E_{Modell} = Vom Modell berechnete Energiemenge je Energieträger und Woche in TWh
- E_{ISE} = Real erzeugte Menge Energie je Energieträger und Woche in TWh
- $E_{mit. \text{ Gesamt ISE}}$ = Mittlere Gesamt-Erzeugung je Energieträger in TWh

7.1.1 Kernkraft

Abbildung 18 zeigt den direkten Vergleich der Produktion aus Kernenergie zwischen den errechneten und den vom ISE veröffentlichten Werten. Betrachtet man nur die Werte des ISE, lassen sich die unterschiedlichen Betriebszustände ableiten. Während in den kalten Wochen des Jahres (1-13 und 45-51) die Kernkraftwerke mit nur wenigen Schwankungen nah der Vollast am Netz bleiben, werden Kapazitäten nur in den wärmeren Wochen des Jahres (14-33) heruntergefahren.

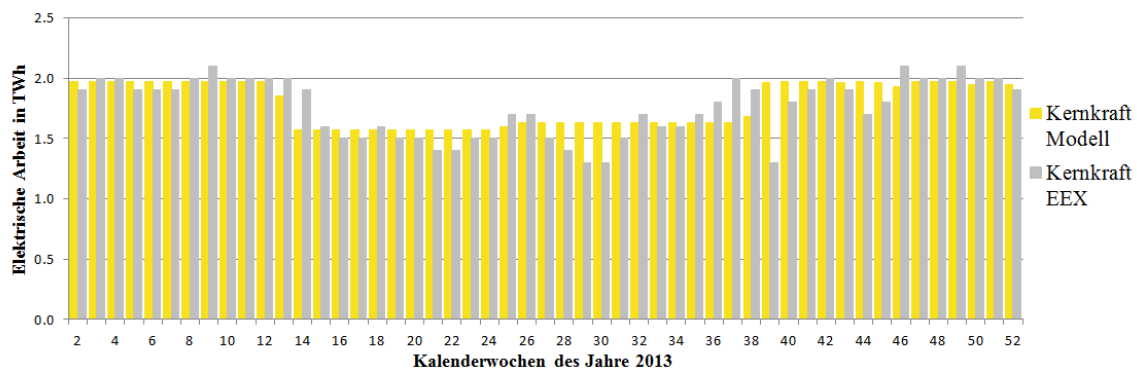


Abbildung 18: Gegenüberstellung der wöchentlichen Stromproduktion aus Kernenergie in TWh mit den Daten des ISE (EEX) und des Modells für das Jahr 2013 (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)

Abbildung 19 zeigt die relative Abweichung der Wertepaare pro Woche. Mit einer Abweichung von im Schnitt 5% für die als kalt eingestuftem Wochen liegen die berechneten Werte recht nah an den realen Daten. Während die Schwankungen in den Sommerwochen durch das Abschalten der unterschiedlichen Kraftwerksblöcke zu erklären ist, können die Ausreißer in den Wochen 13 und 35-37 mit den anders angesetzten Kälteperioden erklärt werden, die im Gegensatz zum astronomisch hinterlegten Kalender im Frühjahr später und im Herbst früher eintreten als erwartet.

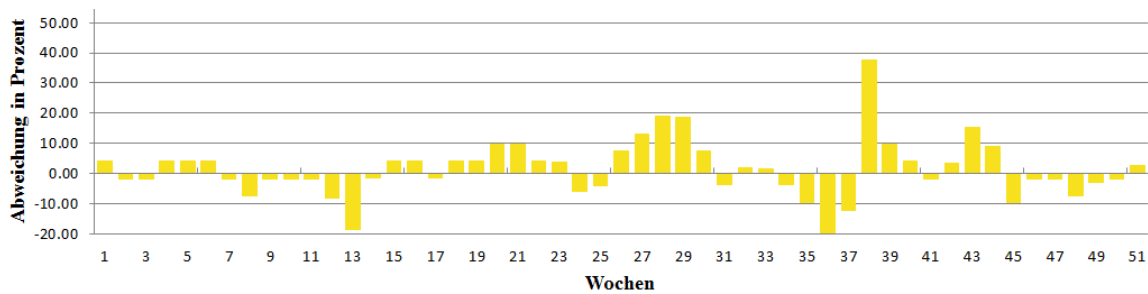


Abbildung 19: Abweichung der Erzeugung in Prozent von ISE (EEX) für die Stromproduktion aus Kernkraft (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)

Dem Ausreißer der Woche 38 liegt ein überdurchschnittlich großes Datenloch in den Daten des ISE zugrunde, dem ein Fehler in den der EEX freiwillig gemeldeten Daten voraus geht.

7.1.2 Braunkohle

Die Betriebsfälle der Braunkohle unterscheiden sich nur marginal von denen der Kernkraft. Braunkohlekraftwerke stehen an zweiter Stelle der Merit-Order und werden verhältnismäßig oft zur Deckung des Verbrauches abgerufen. Neben den für die Kernkraft genannten Gründen für die geringere Produktion in den Sommermonaten dürften auch anfallende Revisionen als mögliche Ursache gelten. Abbildung 20 zeigt die Gegenüberstellung der Realerzeugung gegenüber den vom Modell errechneten Daten.

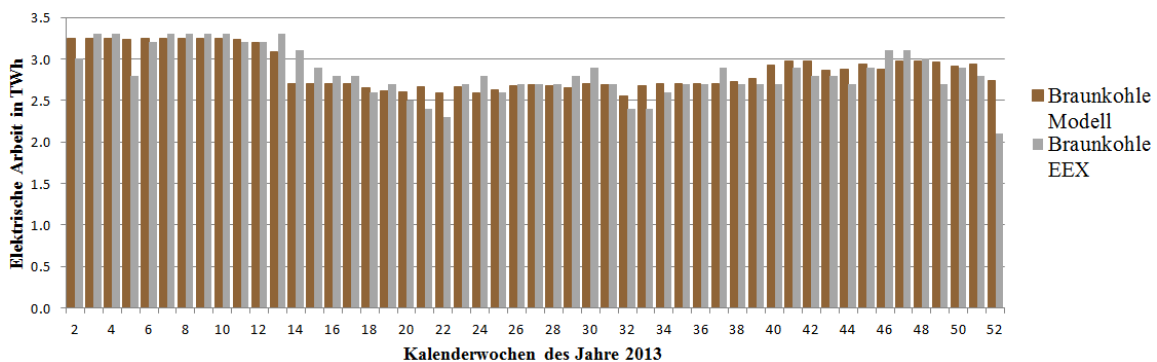


Abbildung 20: Gegenüberstellung der wöchentlichen Stromproduktion aus Braunkohle in TWh mit den Daten des ISE (EEX) und des Modells für das Jahr 2013 (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)

Ein Vorteil in der Abbildbarkeit der Produktion durch Braunkohlekraftwerke liegt in der höheren Auflösung der Leistung. Während bei der Kernkraft 9 Kraftwerke 12 GW Leistung erbringen, verteilt sich im Fall der Braunkohle die Leistung von 20 GW auf 39 Kraftwerksblöcke (vgl. Tabelle 3). Diese höhere Genauigkeit schlägt sich auch in der relativen Abweichung der Datensätze nieder (siehe Abbildung 21). Nur in 4 der betrachteten 51 Wochen übersteigt die Abweichung 10%.

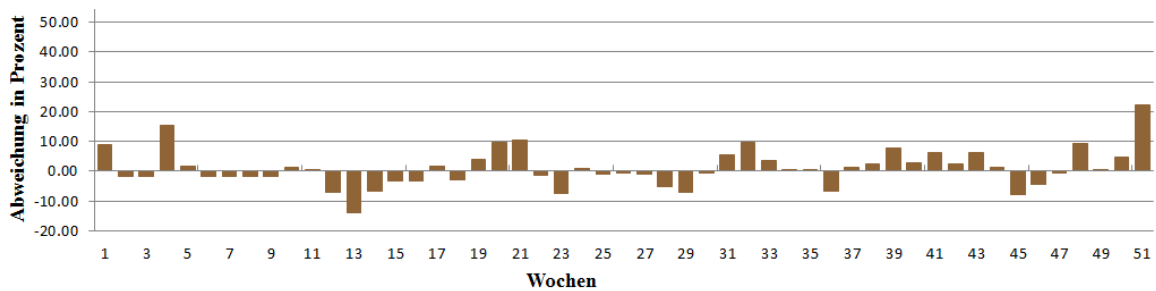


Abbildung 21: Abweichung der Erzeugung in Prozent von ISE (EEX) für die Stromproduktion aus Braunkohle (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)

7.1.3 Steinkohle

In der Abbildung der Stromerzeugung aus Steinkohle wird die Sensibilität des Modells sichtbar, auch wenn die reproduzierten Werte des entwickelten Modells nicht für alle Wochen denen vom ISE veröffentlichten folgen. In Abbildung 22 wird sichtbar, dass, ebenso wie bei der Erzeugung aus Kernenergie und Braunkohle, die Steinkohleerzeugung in den Sommerwochen zurück gefahren wird und ihr Produktionsmaximum in den kalten Wochen erreicht.

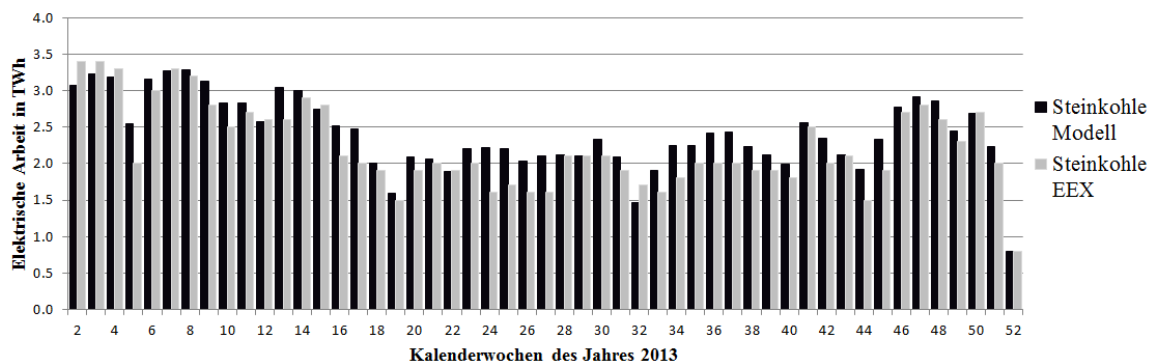


Abbildung 22: Gegenüberstellung der wöchentlichen Stromproduktion aus Steinkohle in TWh mit den Daten des ISE (EEX) und des Modells für das Jahr 2013 (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)

Auffällig ist die über das gesamte Jahr überhöhte Stromproduktion der Steinkohlekraftwerke. Ein Grund dafür liegt im Modell in der Bereitstellungsgeschwindigkeit der Kapazitäten. Während am Markt Großkraftwerke stets mit einer Latenz von mehreren Stunden auf das Marktgeschehen reagieren, reagieren die Kraftwerke im

Modell ohne Verzögerung auf die Veränderung der Last (Latenzfehler). Während es im Grundlastbereich der Kernkraft und Braunkohle selten zu Einschnitten kommt, kommt es gerade im Spitzlastbereich zu einer Durchmischung der Energieträger Gas und Steinkohle. Der Fehler wird in den Sommermonaten durch die hohe Einspeisung der Photovoltaik begünstigt, da gerade in Zeiten geringer Netzlast im Modell Steinkohlekraftwerke ohne Latenz zur Spitzenlastdeckung zum Einsatz kommen, was im realen Markt als unwahrscheinlich erscheint. Die Überproduktion der Steinkohlekraftwerke fehlt somit in der Bilanz der Gaskraftwerke.

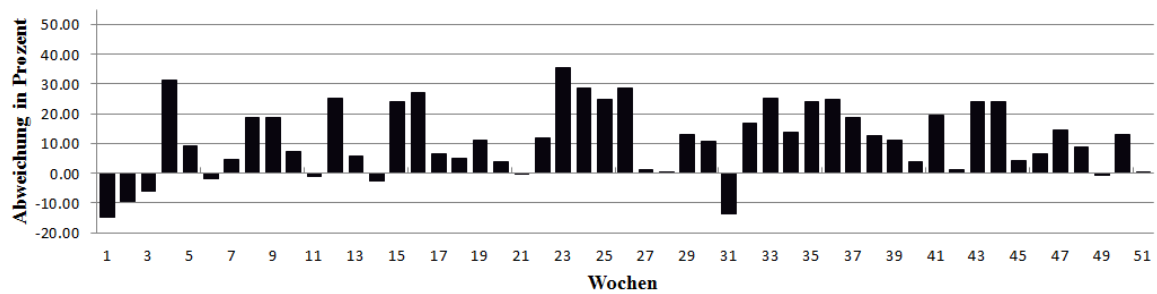


Abbildung 23: Abweichung der Erzeugung in Prozent von ISE (EEX) für die Stromproduktion aus Steinkohle (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)

7.1.4 Gas

Die Abbildung der Stromproduktion aus Gas folgt, wie im Eingang des Kapitels bereits erläutert, nur sehr grob den vom ISE abgebildeten Daten (Abbildung 24).

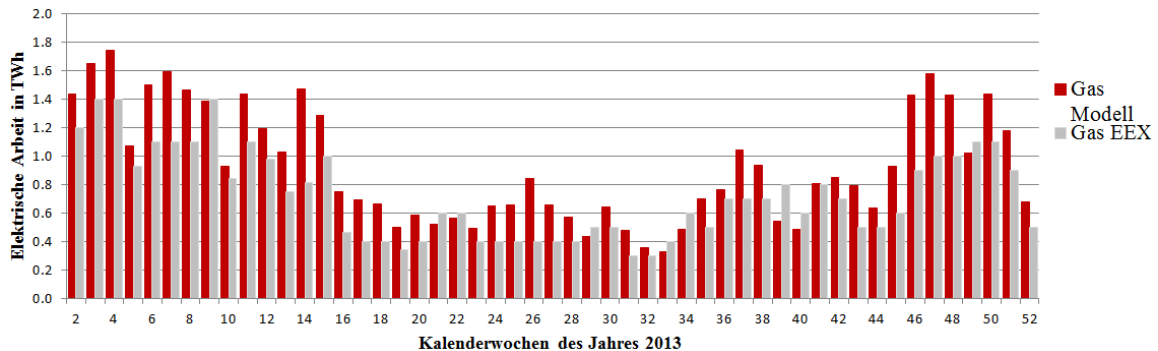


Abbildung 24: Gegenüberstellung der wöchentlichen Stromproduktion aus Steinkohle in TWh mit den Daten des ISE (EEX) und des Modells für das Jahr 2013 (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)

An dieser Stelle wird, wie bei der Berechnung des Einsatzes der Steinkohle, die Sensibilität des Modells durch das starke Schwanken der Erzeugung sichtbar. Wie bereits in Tabelle 9 aufgezeigt und im ersten Teil erwähnt, werden die Must-Run-Kapazitäten über das gesamte Jahr höher angesetzt als von der ISE gezeigt. Diese Maßnahme führt zu einer in fast allen Wochen konstant erhöhten Erzeugung über das gesamte Jahr. Nur in den Sommermonaten nähern sich die Verteilungen an (Abbildung 25). Dies lässt sich auf die Fortführung des Latenzfehlers zurück führen. Während die Steinkohle zu viel produziert, fehlen die Mengen in der Produktionsbilanz der Gaskraftwerke, was zu einem stärkeren Absacken der Produktion in den Sommerwochen führt.

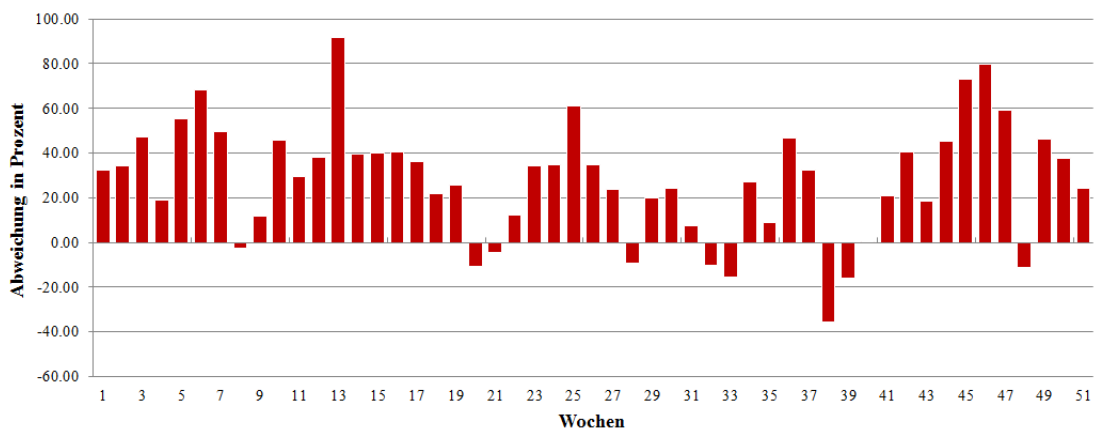


Abbildung 25: Abweichung der Erzeugung in Prozent von ISE (EEX) für die Stromproduktion aus Gas (inklusive GuD) (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)

7.1.5 Gesamt Konventionell

Nachdem in den letzten Abschnitten die Kraftwerkstypen getrennt betrachtet wurden, folgt mit Abbildung 26 eine vergleichende Betrachtung über alle konventionellen Energieträger.

Farbig dargestellt sind die Werte des Modells, grau dargestellt die Werte des ISE.

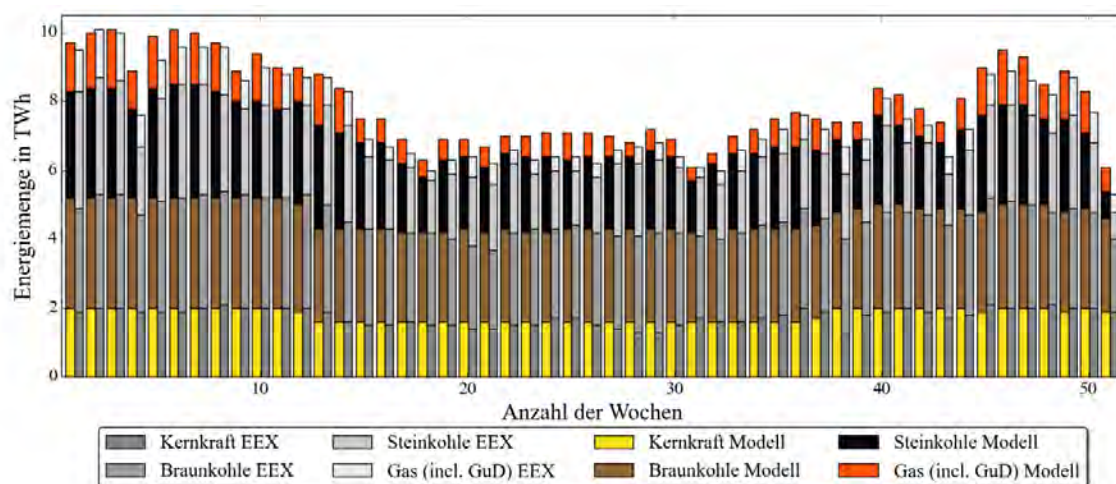


Abbildung 26: Gegenüberstellung der wöchentlichen konventionellen Stromproduktion in TWh mit den Daten des ISE (EEX) und des Modells für das Jahr 2013 (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)

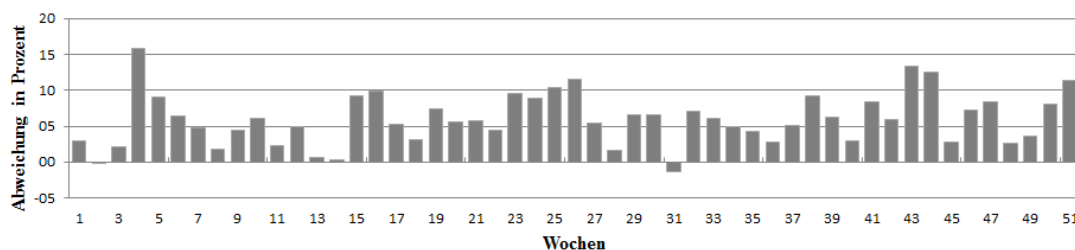


Abbildung 27: Abweichung der Erzeugung in Prozent von ISE (EEX) für die gesamte Stromproduktion (Quelle: Burger (2014); Modelldaten)

Abbildung 27 zeigt die Abweichung über die Erzeugung aller konventionellen Energieträger. Die Begründung für die grundsätzlich höheren Werte des Modells im Vergleich mit den Werten des ISE folgt in Kapitel 7.2.

7.2 Validierung über die Jahresverteilung

Der zweite Schritt der Validierung erfolgt anhand der Gegenüberstellung der Jahreserzeugungswerte des AGEB, des ISE und der Daten des entwickelten Modells. Tabelle 10 zeigt die berechneten Daten nach Anpassung der Must-Run-Anteile und Nichtverfügbarkeiten im Vergleich zu den Realdaten der AGEB und des ISE.

Tabelle 10: Gegenüberstellung der Jahreserzeugung AGEB, ISE (EEX) und Modell in TWh; *Ohne Biomasse (Quelle: AGEB (2013); Burger (2014))

Energieträger	AGEB	ISE (EEX)	Modell
Kernkraft	97,3	91,7	92,8
Braunkohle	161,0	147,5	148,8
Steinkohle	122,2	113,9	124,6
Gas	66,7	37,61	60,0
Erneuerbare Energien	152,0	100,51*	143,1
Gesamt:	599,2	491,2	569,3

Auffällig ist zunächst die Abweichung der Realdaten von AGEB und ISE untereinander. Grundsätzlich liegen die Daten des AGEB stets über denen des ISE. Während sich bei Kernkraft, Braunkohle und Steinkohle die Abweichung durch die nicht berücksichtigte Verlustrechnung der Netze und den Eigenverbrauch der Kraftwerke erklären lässt, sind die Abweichungen bei der Produktion aus Gas zu groß, um sie auf die genannten Faktoren zu reduzieren. Mögliche Gründe der Abweichungen liegen in der Nichtberücksichtigung der KWK-Anlagen und der Nicht-Erfassung von Anlagen unter 100 MW Anschlussleistung. Die Abweichungen zwischen den Daten der AGEB und ISE bei der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist mit der Nichtberücksichtigung der Biomasse bei den Daten der EEX zu erklären.

Die Ergebnisse des Modells liegen zwischen denen der AGEB und des ISE. Dies begründet sich folgendermaßen. Die Werte für die Jahreserzeugung je Energieträger sollten niedriger sein als die von der AGEB veröffentlichten Werte, da bei der Berechnung im Modell die Verteilung über die Netzlast der ENTSO-E gebildet wird, die in Summe unterhalb der des AGEB liegt. Grundsätzlich unterscheidet sich die Verteilung dadurch, dass in der Berechnung des Modells die Netzlast die Erzeugung vorgibt, während die AGEB die Erzeugung vorgibt um die Netzlast zu bestimmen. Gleichzeitig sollten die berechneten Werte über denen des ISE liegen, da bei der Berechnung im Modell gegenüber den Angaben der EEX Verluste über das Netz mit berücksichtigt werden. Diese Grenzen werden bei fast allen Energieträgern eingehalten. Nur bei der Produktion aus Steinkohle liegen die berechneten Werte des entwickelten Modells

über denen der beiden angegebenen Quellen. Die Überproduktion der Steinkohlekraftwerke ist mit dem in Kapitel 7.1.3 bereits erläuterten Latenzfehler des Modells zu erklären.

Es lässt sich festhalten, dass die Darstellung der Erzeugungsverteilung über das Jahr, im Vergleich mit denen im Modell berechneten Werten, denen vom AGEB und ISE veröffentlichten Werten ähnelt.

7.3 Zwischen-Fazit I

Es lässt sich festhalten, dass anhand des in dieser Arbeit entwickelten Modells eine recht hohe Genauigkeit in der Abbildung der erzeugten Energiemengen erreicht wird. Gerade im Grundlastbereich (Kernkraft, Braunkohle) sind die Abweichungen der Wochenenerzeugung über große Zeiträume des Jahres gering und die Nachvollziehbarkeit der Erzeugung dementsprechend groß. Erst im Spitzenlastbereich der Steinkohle- und Gasverstromung steigen die Abweichungen stark an, bieten in der Verteilung über das gesamte Jahr trotzdem eine gute Aussagekraft.

Zweifellos werden mit der Betrachtung der Wochenwerte Abweichungen innerhalb der Tagesverteilungen nicht aufgedeckt und stehen somit auch einer genaueren Bewertung nicht zur Verfügung. Zur feineren Überprüfung, Analyse und Kalibrierung fehlen jedoch Vergleichs-Datensätze mit höherer Auflösung.

8 Sensitivitätsanalyse

Im folgenden Abschnitt soll in einer Sensitivitätsanalyse die Belastbarkeit der Berechnung über eine faktorielle Parameteränderung durchgeführt und der Einfluss der einzelnen Eingangsgrößen aufgezeigt werden. Die Überprüfung wurde für jeden Energieträger und das jeweils größte und kleinste Kraftwerk separat durchgeführt.

Abbildung 28 und 29 zeigen exemplarisch die Berechnungsergebnisse für die Kraftwerkstypen Braunkohle und Gas. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Energieträger Kernenergie und Steinkohle befinden sich im Anhang (Abbildung 43 und 44).

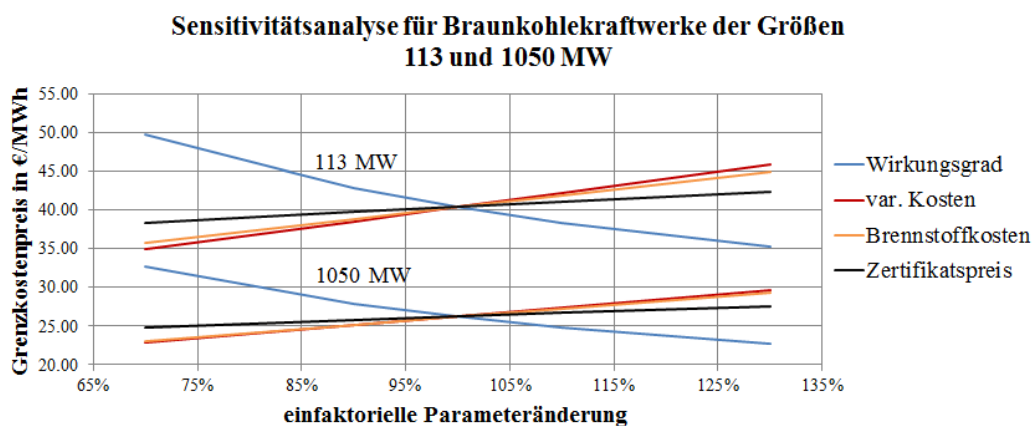


Abbildung 28: Sensitivitätsanalyse der Braunkohlekraftwerke der Größe 113 MW und 1050 MW (Quelle: eigene Darstellung)

Die Steigung der Graphen zeigt den proportionalen Einfluss der Variablen Wirkungsgrad, variable Kosten, Brennstoffkosten sowie Zertifikatspreis auf den jeweiligen Grenzkostenpreis für die erzeugte Einheit Strom in €/MWh. Je größer die Steigung, desto höher ist der Einfluss auf den Grenzkostenpreis und umgekehrt.

Grundsätzlich ist zu erkennen, dass die Größe des Kraftwerks Einfluss auf den Grenzkostenpreis hat: je größer das Kraftwerk, desto geringer ist der Preis. Diese Abhängigkeit ist klar zurückzuführen auf den zugrunde gelegten Einfluss der Größe des Kraftwerks auf den Wirkungsgrad und die Abschätzung der variablen Betriebskosten. Den größten Einfluss auf den Grenzkostenpreis unter den Parametern hat der Wirkungsgrad, dessen Einfluss wiederum proportional abhängig vom jeweiligen Brennstoffpreis ist. Je höher die Kosten des Brennstoffes, desto höher ist auch der

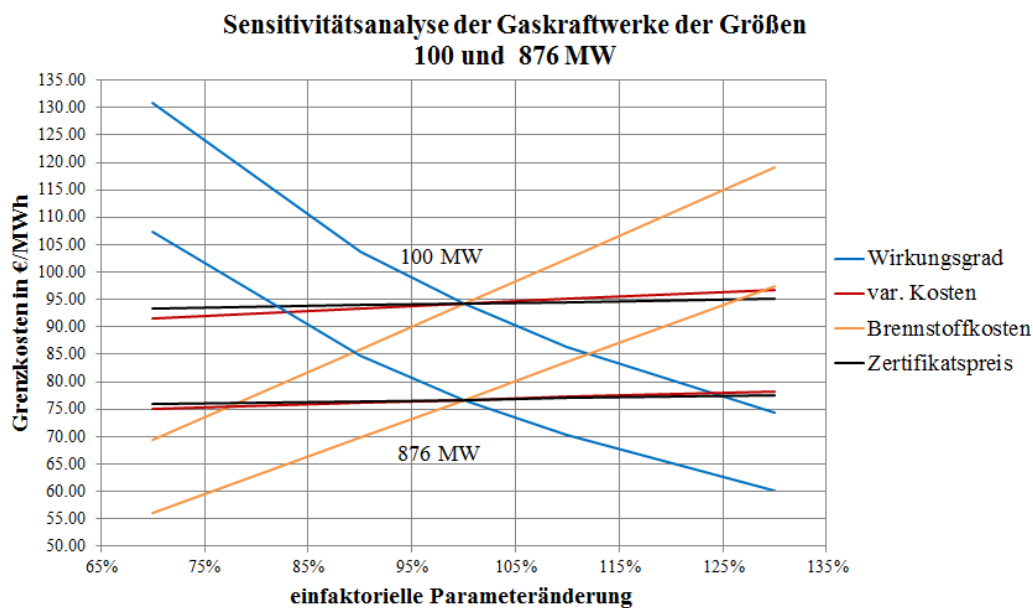


Abbildung 29: Sensitivitätsanalyse der Gaskraftwerke der Größe 100 MW und 876 MW (Quelle: eigene Darstellung)

Einfluss des Wirkungsgrades, was gerade bei Gaskraftwerken zu einem proportional höheren Einfluss des Wirkungsgrades führt als bei Kern- oder Braunkohlekraftwerken (vgl. 29). Den geringsten Einfluss auf den Grenzpreis hat in allen Fällen eine Veränderung des Zertifikatspreises, im Fall der Kernenergie entfällt dieser Parameter ganz.

8.1 Zwischen-Fazit II

Die Einschätzung der geringen Abweichung bestätigt sich ebenso in der Sensitivitätsanalyse. Während Kern- und Braunkohlekraftwerke relativ stabil auf Parameterveränderungen reagieren, kommt es gerade im Spitzenbereich der Steinkohle- und Gaskraftwerke durch leichte Veränderungen am Wirkungsgrad zu entscheidenden Abweichungen.

Teil IV

Auswertung

Nachdem im letzten Kapitel Test & Bewertung die Validität des Modells geprüft wurde, werden im nachfolgenden Auswertungsteil die Ergebnisse des Modells über die gesamte Szenariobandbreite vorgestellt und interpretiert. Dabei wird im ersten Teil der Auswertung auf jedes Szenario getrennt eingegangen, bevor abschließend die Szenarien untereinander verglichen werden.

9 Szenarienbetrachtung

Die Auswertung der einzelnen Szenarien folgt immer dem gleichen Muster und wird zur besseren Vergleichbarkeit in den Abbildungen stets dieselben Zeiträume beleuchten. Ausführlichere Informationen zu den einzelnen Jahren befinden sich im Anhang. Das Ausgangsszenario ist das Szenario anhand dessen das Modell bereits validiert und auf dessen Daten bereits detailliert in den vorangegangenen Kapiteln eingegangen wurde. Die Szenarien 2022 und 2030 basieren, bei einem verändertem Anteil auf 35 % bzw. 50 % der erneuerbaren Energien und einem veränderten Kraftwerkspark, wie bereits in Kapitel 6 genauer beschrieben, in seinen Berechnungen auf dem Ausgangsszenario. Der Vergleich der Zertifikatspreisvariation beschränkt sich auf die Betrachtungen der Kraftwerksreihenfolgen.

9.1 Ausgangsszenario 2013

9.1.1 Kraftwerksreihenfolge 2013

Abbildung 30 zeigt die für das Jahr 2013 berechneten Kraftwerksreihenfolgen für den deutschen konventionellen Kraftwerkspark mit sich änderndem Zertifikatspreis. Das erste Diagramm zeigt die Reihenfolge für einen Zertifikatspreis von 5 €, die darunterliegenden für einen Zertifikatspreis von 25 bzw. 50 €. Die Ordinate zeigt den Grenzpreis jedes Kraftwerks in €/MWh, die Abszisse die aufsummierten Leistungen über alle Kraftwerke. In dieser Darstellung nicht berücksichtigt werden erneuerbare Energien, Must-Run-Anteile und die Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerke. Gelb dargestellt sind Kapazitäten der Kernkraftwerke, braun der Braunkohle, schwarz der

Steinkohle, dunkel-rot der Gas-Dampf-Turbinentechnik und rot die Kapazitäten der restlichen Gaskraftwerke. Die rot-gepunktete Linie zeigt die im Jahr 2013 abgerufene Mindestleistung der konventionellen Kraftwerke.

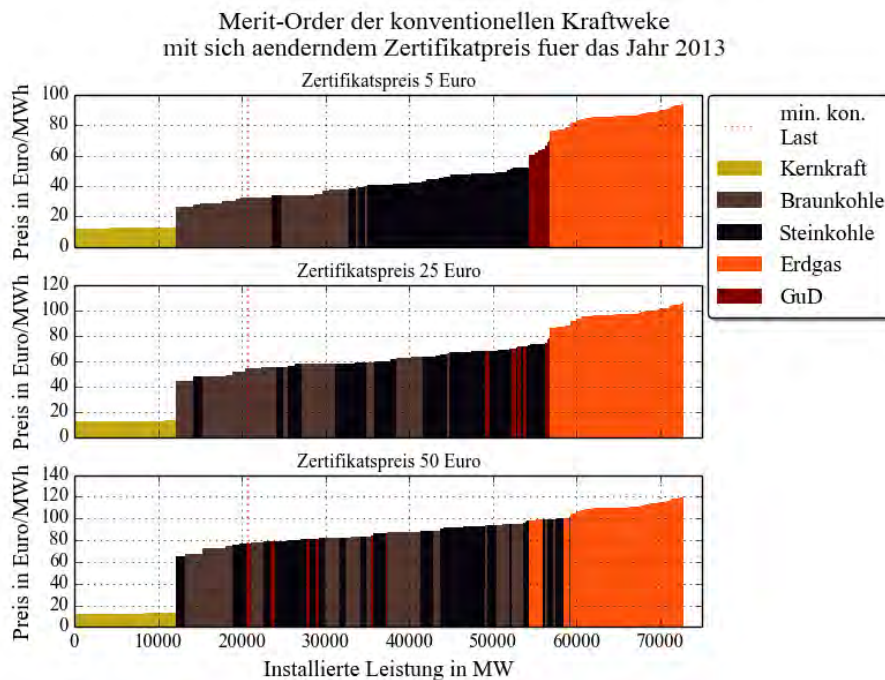


Abbildung 30: Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks mit sich änderndem Zertifikatspreis für das Jahr 2013 (Quelle: Modelldaten)

Das erste Diagramm der Abbildung zeigt den Merit-Order-Verlauf, der den Berechnungen des entwickelten Modells zur Validierung zu Grunde gelegt wurde und kommt einem realen Bild der Kraftwerksreihenfolge des Jahres 2013 am nächsten. In der ersten Merit-Order-Abbildung (Zertifikatspreis 5 €) fällt auf, dass es zu einer deutlichen Separation der einzelnen Kraftwerke nach ihrem Energieträger kommt. An erster Stelle steht mit deutlich preislichem Abstand die Kernenergie, gefolgt von Braun-, Steinkohle und Gas. Die einzige Durchmischung von Kraftwerkstypen findet sich zwischen Braun- und Steinkohle und wird erst gegen Mitte/Ende der Braunkohle-Kapazitäten sichtbar. Die Staffelung folgt in Grundzügen den Energiepreisen, mit im vorderen Bereich konkurrenzlos günstigen Kernkraftwerken und im Endbereich teuren Gaskraftwerken. Dieser Effekt wird durch eine Erhöhung des Zertifikatspreises nur langsam aufgehoben. Nach der Kernenergie bleiben Braunkohlekraftwerke die vorherrschend günstigsten Stromproduzenten und werden erst im weiteren Verlauf von

Steinkohlekraftwerken und der Gas-Dampf-Turbinen-Technik nach hinten gedrängt. Am Ende der Merit-Order folgt weiterhin der Großteil der Gaskraftwerke.

Größter Profiteur einer Zertifikatspreiserhöhung wäre die Kernenergie. Anhand der eingezeichneten Mindestlast zeigt sich, dass sie fast zu jeder Zeit des Jahres ihre volle Kapazität ins Netz geben kann. Nur in Zeiten der hohen Erneuerbaren-Energien-Einspeisung und geringer Gesamtlast muss sie ihre Leistung durch den Vorrang der anderen Must-Run-Anteile abregeln. Da die Kernkraftwerke des deutschen Kraftwerkspark bereits Abgeschrieben sind, ist der Erlös fast gleich zu setzen mit ihrem Gewinn. Steigt durch eine Zertifikatspreiserhöhung das Gesamtpreisniveau aller restlichen Kraftwerke, vergrößert sich die Gewinnmarge der Kernkraftwerksbetreiber.

9.1.2 Erzeugungsverteilung 2013

Abbildung 31 zeigt die vom entwickelten Modell berechnete Erzeugungsverteilung des Jahres 2013 über alle Energieträger in aufsummierten Tageswerten. Die Ordinate zeigt die erzeugte Strommenge in TWh pro Tag, die Abszisse die Tage des Jahres. Die farbliche Einteilung wird im Gegensatz zum letzten Kapitel um die Anzeige der erneuerbaren Energien (EE) ergänzt, die im Folgenden grün dargestellt werden. Die schwarze Linie zeigt den Lastgang über das Jahr. Liegt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken über der Last, werden Energie-Einheiten exportiert, liegt sie darunter, werden Energie-Einheiten importiert.

Während erwartungsgemäß an Werktagen, vor allem durch die industrielle Produktion, der Lastgang erhöht wird, fällt er zum Wochenende hin ab, sodass durch den Verlauf der Last und Produktion die einzelnen Wochen des Jahres klar sichtbar werden. Klar zu erkennen sind außerdem saisonale Schwankungen. Während sich im Winter der Lastgang erhöht, fällt er in den Sommermonaten klar ab. Die in der Berechnung hinterlegten Jahreszeiten zur Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeiten werden in dieser Abbildung besonders deutlich. Gerade Kernkraft und Braunkohle, die fast über das gesamte Jahr ihre Energie im Grundlastbetrieb ins Netz geben, werden in den vermeidlich wärmeren Jahreszeiten klar gedrosselt. Diese Drosselung der Kapazitäten wird in der Abbildung als deutlicher Rückgang der Erzeugung sichtbar. Die Aussage des vorangegangenen Kapitels 9.1.1, in der die Kernenergie durch ihre Position in der Merit-Order als „Dauerläufer“ beschrieben wurde, wird in dieser Abbildung unterstrichen. Nur in sehr seltenen Fällen bekommt die Kernenergie keinen Auftrag,

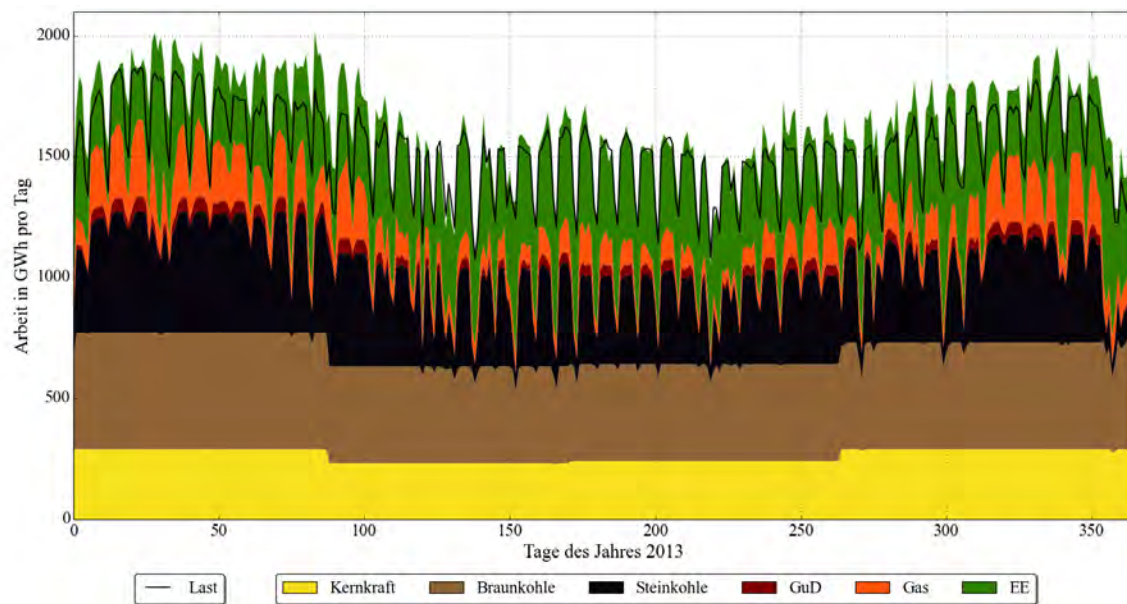


Abbildung 31: Erzeugungsverteilung des gesamten deutschen Kraftwerksparks mit Erzeugung der erneuerbaren Energien für das Jahr 2013 (Quelle: Modelldaten)

ihre Energie ins Netz zu geben. Ebenso wie die Kernenergie, läuft die Braunkohle durch ihre gute Stellung in der Merit-Order fast das ganze Jahr über im Dauerbetrieb. Nur bei überhöhter Einspeisung der erneuerbaren Energien und abfallender Last werden die vollen Kapazitäten nicht abgerufen. Steinkohle- und Gaskraftwerke laufen hingegen im Teilzeitbetrieb und federn die Spitzelastschwankungen ab. Wie bereits im Validierungskapitel 7.1.3 erwähnt, entstehen im Modell jedoch Abweichungen durch den Latenzfehler der Kraftwerke, sodass die Steinkohlekraftwerke verhältnismäßig oft vor den Gaskraftwerken ans Netz gehen. Gerade in den Sommermonaten, in denen durch die erhöhte Einspeisung der Photovoltaik starke Schwankungen auftreten, wird der Fehler am größten.

9.1.3 Wochenbetrachtung 2013

Abbildung 32 zeigt exemplarisch stundengenau 4 Wochen des Jahres 2013. Die Darstellung über die Zeiträume erfolgt aus drei Blickwinkeln: Gesamterzeugungsverteilung, CO_2 -Faktor und Im-/Export-Bilanz. Bei der ersten Wochendarstellung handelt es sich um eine Woche im Januar (4. Kalenderwoche) mit hohem Lastgang bei zeitgleich geringer Einspeisung der erneuerbaren Energien. Bei der zweiten Wochendar-

stellung handelt sich um eine Woche im Juni (25. Kalenderwoche) mit geringerem Lastgang und hoher Einspeisung der erneuerbaren Energien. Bei der dritten Wochendarstellung handelt es sich um die erste Oktoberwoche (39. Kalenderwoche) mit einem feiertagsbedingten Einbruch der Gesamtlast. Bei der vierten und letzten Wochendarstellung handelt es sich um eine Woche im Dezember (49. Kalenderwoche) mit stark fluktuierender Einspeisung der erneuerbaren Energien, bei einem zur gleichen Zeit hohen Lastgang.

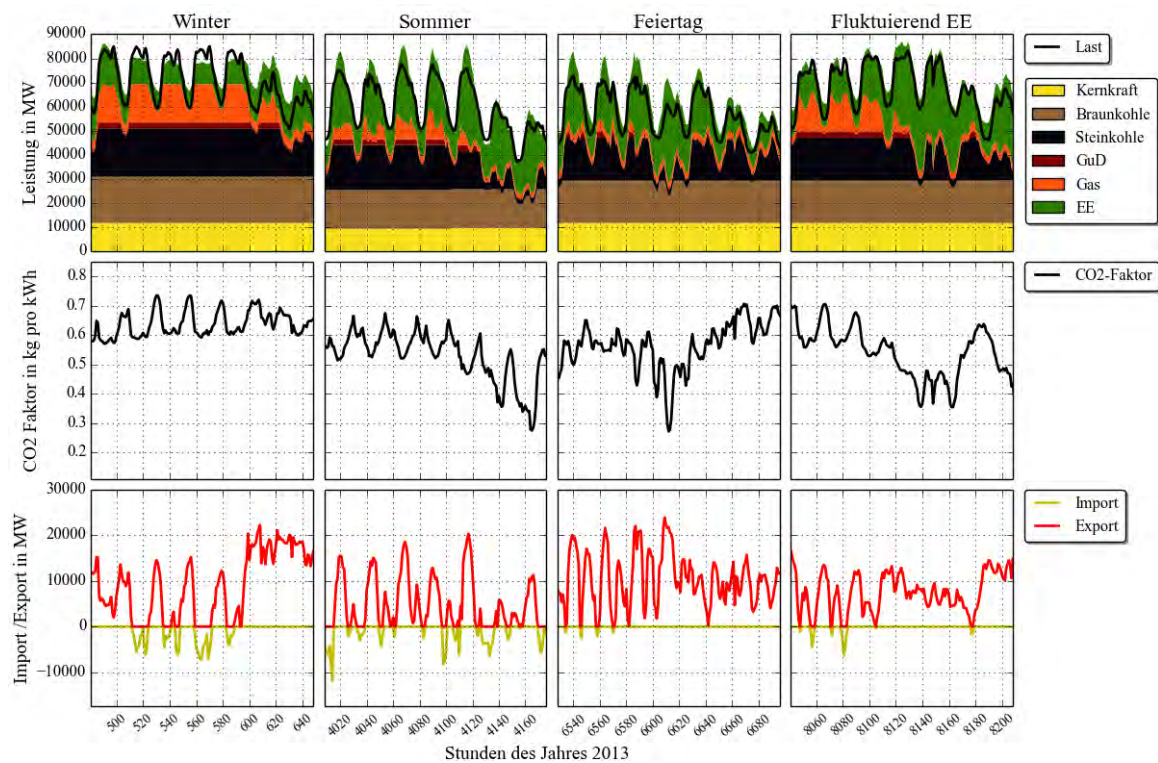


Abbildung 32: Zeitraumvergleich für das Jahr 2013 mit Erzeugungsverteilung aller Energieträger, CO₂-Faktor und Im-/Export-Saldo (Quelle: Modelldaten)

Die erste Darstellungsreihe zeigt in stundengenauer Auflösung die jeweilige Erzeugungsverteilung. Wie bereits in Abbildung 31 laufen Kernkraft und Braunkohle zu fast allen dargestellten Stunden im Grundlastbetrieb, ohne ihre Kapazitäten drosseln zu müssen.

Die zweite Darstellungsreihe zeigt den stundengenauen Verlauf des CO₂-Faktors. Auffällig ist das umgekehrt proportionale Schwanken des Faktors zum Lastgang. Sinkt der Lastgang ab, steigt der Faktor. Nur in extremen Fällen der hohen Einspeisung oder des übermäßigen Lastabfalls wird diese Regelmäßigkeit durchbrochen. Der Effekt wird

unter anderem von der Einspeisung der Photovoltaik verursacht, die, durch ihr lichtabhängiges Einspeiseverhalten, zur Reduktion der Mittagsspitzenlast beiträgt und das Verhältnis von direkten CO₂-Emittenten zu nicht Emittenten stark beeinträchtigt. Über das gesamte Jahr betrachtet liegt der berechnete Wert des CO₂-Faktors bei 579 g/kWh.

Die dritte Darstellungsreihe zeigt den Verlauf der Im- und Exporte. Während im Winter gerade zur Mittagszeit Strom importiert und zur Abend/Nachtzeit exportiert werden muss, kehrt sich das Verhältnis im Sommer um. Das allgemein angeführte Argument des Grünstromexportes mit niedrigem Emissionsfaktor beschränkt sich somit nur auf den Sommer, da gerade im Winter der Faktor zu Zeiten des Stromexportes am höchsten ist. Durch den hinterlegten CO₂-Faktor der EU (vgl. Kapitel 5.4), der im Mittel unter dem berechneten Emissionsfaktor für Deutschland liegt, werden die Schwankungen des berechneten CO₂-Faktors je Stunde, zu Zeiten der starken Im- und Exportschwankungen, noch weiter verstärkt. Bereits an diesem Punkt der Entwicklung des Energieversorgungssystems, hin zu einem erhöhten Anteil erneuerbarer Energien, wird deutlich, dass mehr Flexibilität der Verbraucher und Versorger gefragt sein wird, um den Strombezug an die hohen Schwankungen anzupassen.

9.2 Szenario 2022

9.2.1 Kraftwerksreihenfolge 2022

Abbildung 33 zeigt die für das Jahr 2022 berechneten Kraftwerksreihenfolge für den deutschen konventionellen Kraftwerkspark mit sich änderndem Zertifikatspreis. Die Darstellungsform ist dieselbe wie bereits in Kapitel 9.1.1.

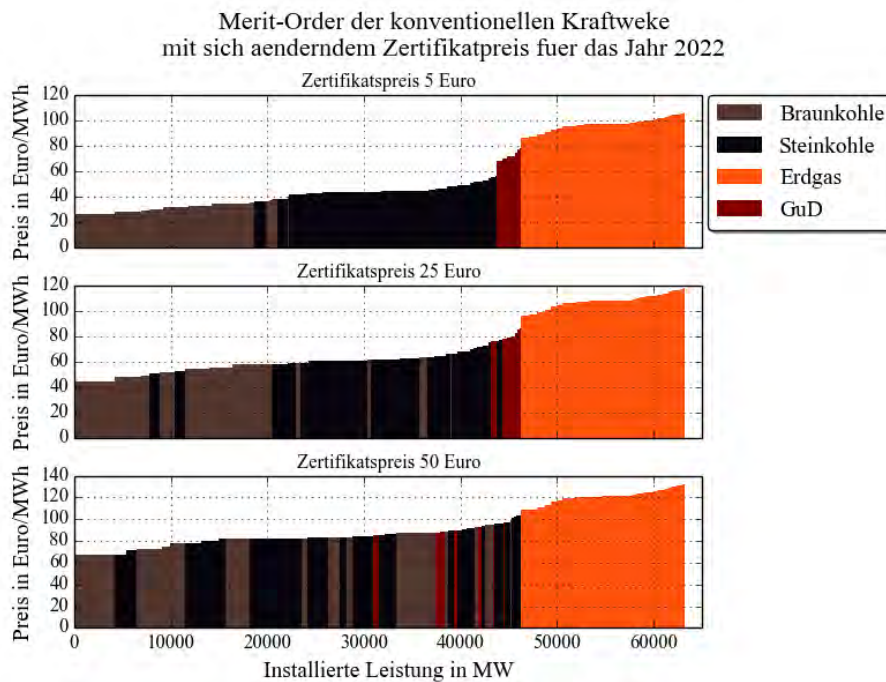


Abbildung 33: Merit-Order des konventionellen Kraftwerkparkes mit sich änderndem Zertifikatspreises für das Jahr 2022 (Quelle: Modelldaten)

Grundsätzliche Veränderung zur vorangegangenen Darstellung ist der Wegfall der Kernenergie und die Verringerung der insgesamt zur Verfügung stehenden Kapazität. An Stelle der Kernkraftwerke stellen nun Braunkohlekraftwerke die günstigste Energie, ehe die Merit-Order, wie bereits in Abbildung 30 dargestellt, durch die Kraftwerke mit den Energieträgern Steinkohle und Gas abgeschlossen wird. Bei gleichbleibendem Zertifikatspreis von 5 € findet eine noch stärkere Separation der Kraftwerkstypen statt, da durch die Preissteigerung der Steinkohle und des Erdgases die Vermarktungschancen der Kraftwerksbetreiber weiter gesenkt werden. Erst mit einer deutlichen Preissteigerung des Zertifikatspreises käme es im mittleren Bereich der Merit-Order zu einer deutlichen Durchmischung der Energieträger. Der Braunkohle ist jedoch weiterhin das Prädikat des günstigsten Stromproduzenten nicht zu nehmen. Gaskraftwerke bleiben aufgrund ihrer hohen Energiekosten am Ende der Merit-Order.

9.2.2 Erzeugungsverteilung 2022

Abbildung 34 zeigt die vom entwickelten Modell berechnete Erzeugungsverteilung für das Jahr 2022 über alle Energieträger in aufsummierten Tageswerten. Die hinter-

legte Merit-Order der konventionellen Kraftwerke entspricht der ersten Merit-Order-Darstellung in der Abbildung 33 mit einem Zertifikatspreis von 5 €. Der Anteil der erneuerbaren Energien beträgt weiterhin 35 % .

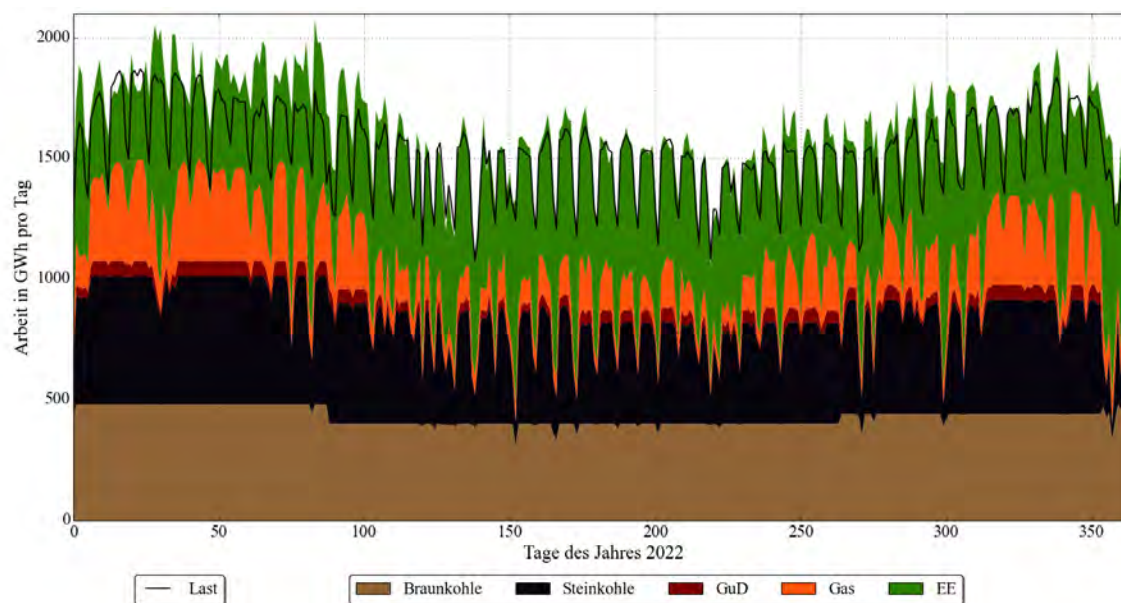


Abbildung 34: Erzeugungsverteilung des gesamten deutschen Kraftwerksparks mit Erzeugung der erneuerbaren Energien für das Jahr 2022 (Quelle: Modelldaten)

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel 9.2.1 erwähnt, rücken durch den Wegfall der Kernkraftwerke die Braunkohlekraftwerke, mit noch geringeren Produktionseinschränkungen als im Jahr 2013, in die Rolle des Grundlastversorgers. Durch den Kostenvorteil der Braunkohle bleiben Steinkohle- und Gaskraftwerke die ersten, die bei einer verstärkten Einspeisung der erneuerbaren Energien ihre Kapazitäten drosseln. Durch die Verringerung der Gesamtkapazitätsmenge des Kraftwerksparks nehmen die Zeiten des Imports weiter zu, während die Zeiten des Exportes, durch die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 35 %, ebenfalls zunehmen. Insgesamt vertiefen sich die Einschnitte, die von den erneuerbaren Energien in das Produktionsband der konventionellen Kraftwerke reichen. An dieser Stelle wird die Aussage aus Kapitel 9.1.3 noch einmal bestätigt, dass zukünftig eine größere Flexibilität vom Kraftwerkspark und von den Verbrauchern abverlangt wird.

9.2.3 Wochenbetrachtung 2022

Abbildung 35 zeigt Wochenausschnitte des betrachteten Jahres 2022 mit stundengenaue Auflösung. Bei den vier gezeigten Zeiträumen handelt es sich um dieselben wie bereits in Kapitel 9.1.3.

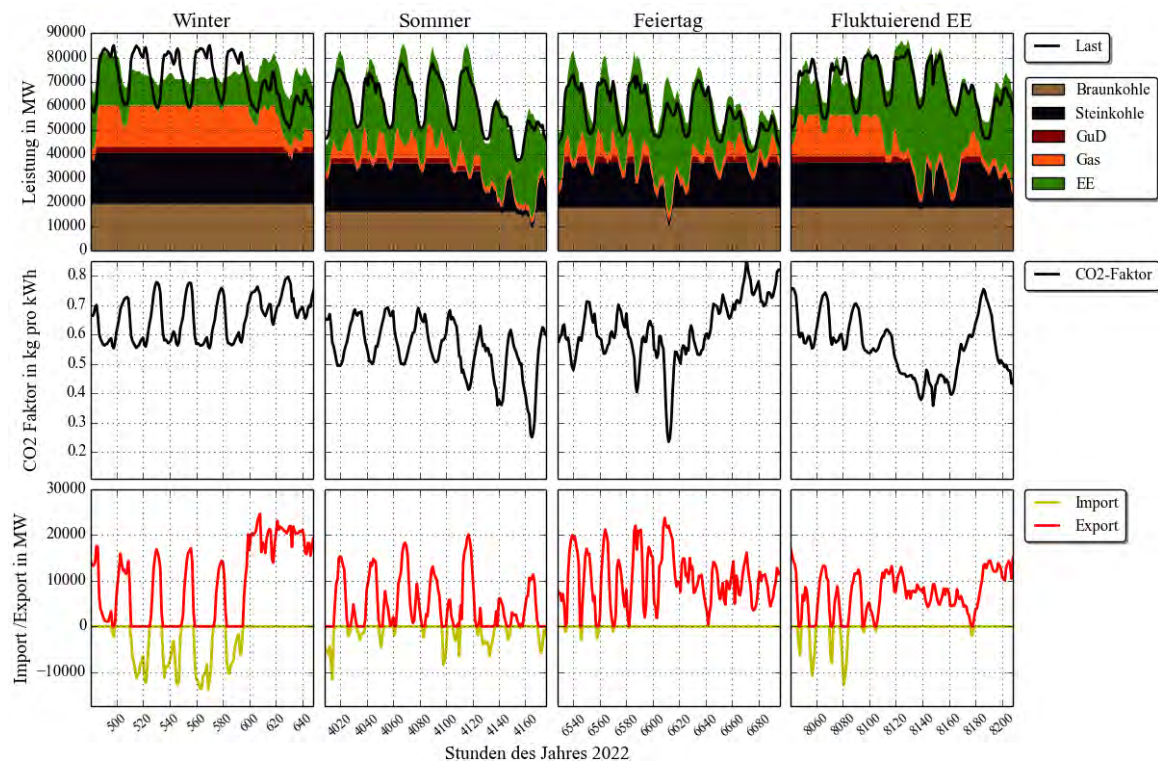


Abbildung 35: Zeitraumvergleich für das Jahr 2022 mit Erzeugungsverteilung aller Energieträger, CO₂-Faktor und Im-/Export-Saldo(Quelle: Modelldaten)

Auch in dieser Abbildung wird sichtbar, dass die Braunkohlekraftwerke im Grundlastband fast uneingeschränkt ihre vollen Kapazitäten ins Netz geben. Während Steinkohlekraftwerke nur in Zeiten der geringen Last oder übermäßigen Einspeisung der erneuerbaren Energien ihre Kapazitäten drosseln müssen, werden die Gaskraftwerke im ständigen Wechsel hoch- oder heruntergefahren. In der ersten Wochendarstellung (Winter) erreicht der Kraftwerkspark das erste Mal über einen längeren Zeitraum seine Grenzen der Produktion, was sich an der oberen klaren Kante der Produktion des konventionellen Kraftwerkspark zeigt. Erstmals kann der Kraftwerkspark die Last nicht decken.

Die Ausschläge des CO₂-Faktors werden durch den Wegfall der Kernenergie als

klimaneutrale Stromquelle weiter verstärkt, da sich prozentual der Anteil der CO₂-Emittenten an der Stromproduktion erhöht hat. Die Schwankungen können, wie in der Feiertagsabbildung, innerhalb kürzester Zeit um 0,3 kg/kWh abfallen als auch um denselben Wert wieder ansteigen. Über den gesamten Zeitraum wird sichtbar, dass, die Höhe des CO₂-Faktors in Summe ansteigt, trotz der erhöhten Einspeisung der erneuerbaren Energien. Diese Steigerung macht sich auch im CO₂-Jahresmittel bemerkbar. Mit einem Anstieg von 32 g/kWh liegt der prognostizierte Wert für das Jahr 2022 bei 0,610 kg/kWh, was einem prozentualen Anstieg um 5,5 % entspricht. Die starken Schwankungen des CO₂-Faktors setzten sich in den Schwankungen des Im- und Exportes fort. Änderungen innerhalb einiger Stunden um mehrere GW erscheinen in allen betrachteten Wochen als möglich. In der Betrachtung der Winterwoche fällt insbesondere der große Wechsel zwischen Im- und Export auf. Während in den restlichen Wochenbetrachtungen überwiegend Strom exportiert wird, wechseln sich im Winter große Mengen Import mit nicht minder großen Mengen Export ab.

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass durch die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien die Extremzustände verstärkt werden, was letztlich auf die Annahmen der gleichbleibenden Last und klimatischen Bedingungen zurückzuführen ist.

9.3 Szenario 2030

9.3.1 Kraftwerksreihenfolge 2030

Abbildung 36 zeigt die für das Jahr 2030 berechneten Kraftwerksreihenfolgen für den deutschen konventionellen Kraftwerkspark mit sich änderndem Zertifikatspreis. Wie bereits in Kapitel 9.1.1 und 9.2.1 geben die übereinander abgebildeten Merit-Order-Darstellungen die unterschiedlichen Zertifikatspreis-Niveaus wieder, wobei keine deutlichen Veränderung zur Reihenfolge des Kraftwerkspark von 2022 zu erkennen ist. Einzig der erneute Rückgang der insgesamt zur Verfügung stehenden Kapazität und eine neuerliche Kostensteigerung durch die Brennstoffpreiserhöhung der Steinkohle und des Erdgases lassen die Abstände zwischen den Kraftwerkstypen im ersten Szenario weiter wachsen.

Selbst bei einem extrem hohen Zertifikatspreis von 50 € ist die Braunkohle nicht vom ersten Abrufplatz zu verdrängen. Wie bereits in Kapitel 8 beschrieben, wiegt gerade bei den Gaskraftwerken der Anstieg der Brennstoffkosten schwerer als die Verteuerung der Zertifikate, wodurch sie auch in diesem Fall am Ende der Merit-

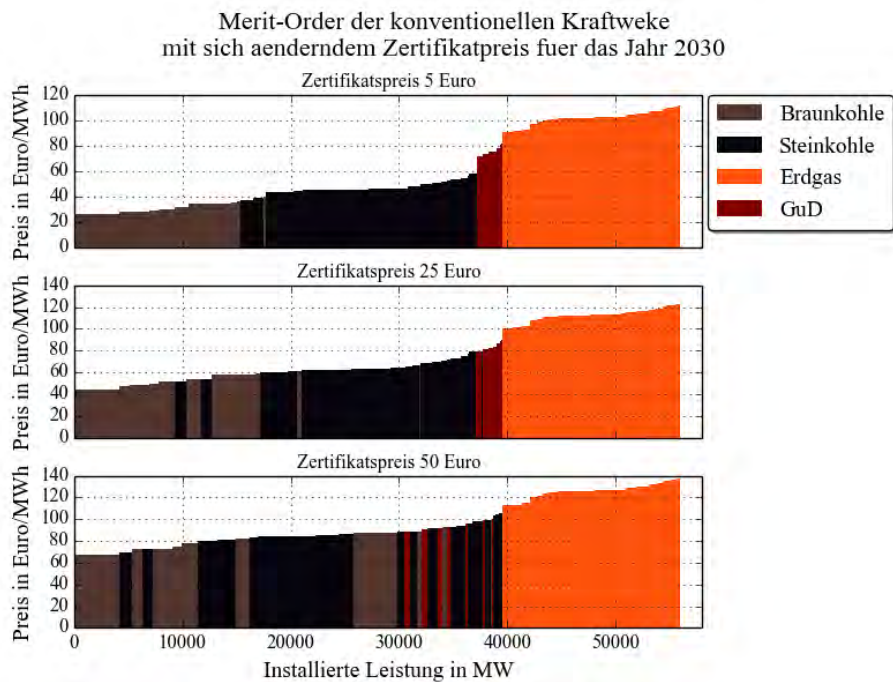


Abbildung 36: Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks mit sich änderndem Zertifikatspreis für das Jahr 2030 (Quelle: Modelldaten)

Order stehen und eine Durchmischung der Kraftwerkstypen Braun-, Steinkohle und GuD sich auf den mittleren Kapazitätsbereich beschränkt.

9.3.2 Erzeugungsverteilung 2030

Abbildung 37 zeigt die vom entwickelten Modell berechnete Erzeugungsverteilung für das Jahr 2030 über alle Energieträger in aufsummierten Tageswerten. Die hinterlegte Merit-Order der konventionellen Kraftwerke entspricht der ersten Merit-Order-Darstellung der Abbildung 36 mit einem Zertifikatspreis von 5 €. Der Anteil der erneuerbaren Energien beträgt 50%.

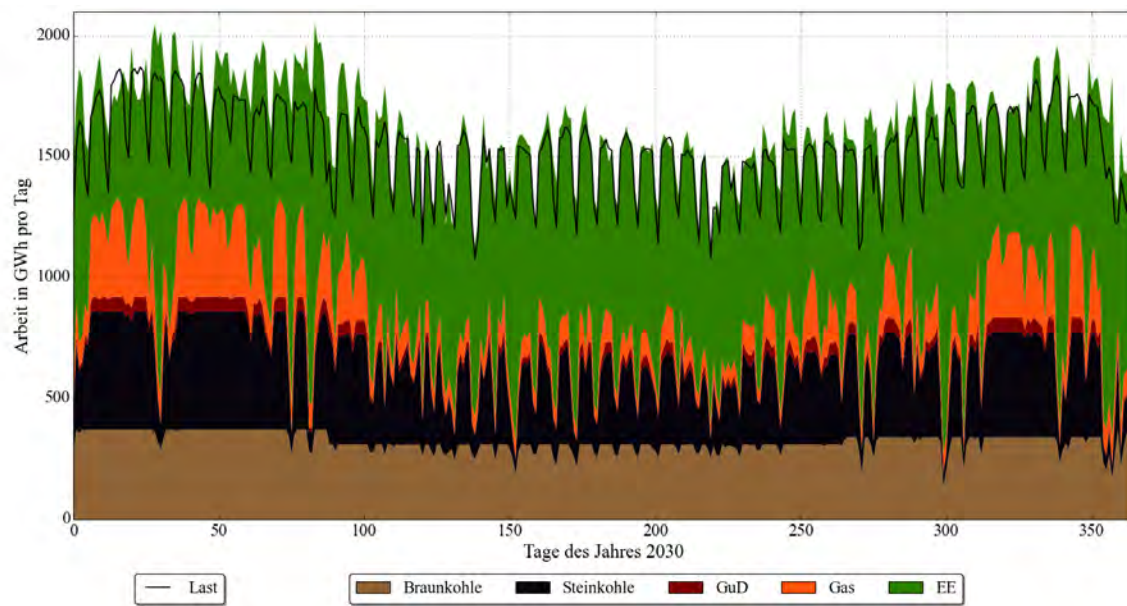


Abbildung 37: Erzeugungsverteilung des gesamten deutschen Kraftwerksparks mit Erzeugung der erneuerbaren Energien für das Jahr 2030 (Quelle: Modelldaten)

Auch in dieser Jahresdarstellung bleiben die Braunkohlekraftwerke aufgrund ihres weiter gewachsenen Kostenvorteils als Grundlastversorger am Netz, während Steinkohle- und Gaskraftwerke weiter die Rolle der Mittel- und Spitzenlastregulierung übernehmen. Insgesamt lässt sich feststellen, dass durch die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien die Schwankungen in der Produktion des konventionellen Kraftwerksparks und die Extremzustände, in denen Energie im- oder exportiert werden muss, weiter zunehmen.

9.3.3 Wochenbetrachtung 2030

Abbildung 38 zeigt Wochenausschnitte des betrachteten Jahres 2030 mit stundengenaue Auflösung. Bei den vier gezeigten Zeiträumen handelt es sich um dieselben wie bereits in Kapitel 9.1.3.

Auch in dieser Darstellung verdeutlicht sich das Gesamtbild der vorangegangenen Jahresdarstellung. Die Braunkohle behält fast zu allen Zeiten die volle Kapazität am Netz, während Steinkohle- und Gaskraftwerke die stark fluktuierenden erneuerbaren Energien ausgleichen. Die bereits in der Wochendarstellung des Jahres 2022 (9.2.3) sichtbar gewordene Kapazitätsgrenze der konventionellen Kraftwerke zu Zeiten der

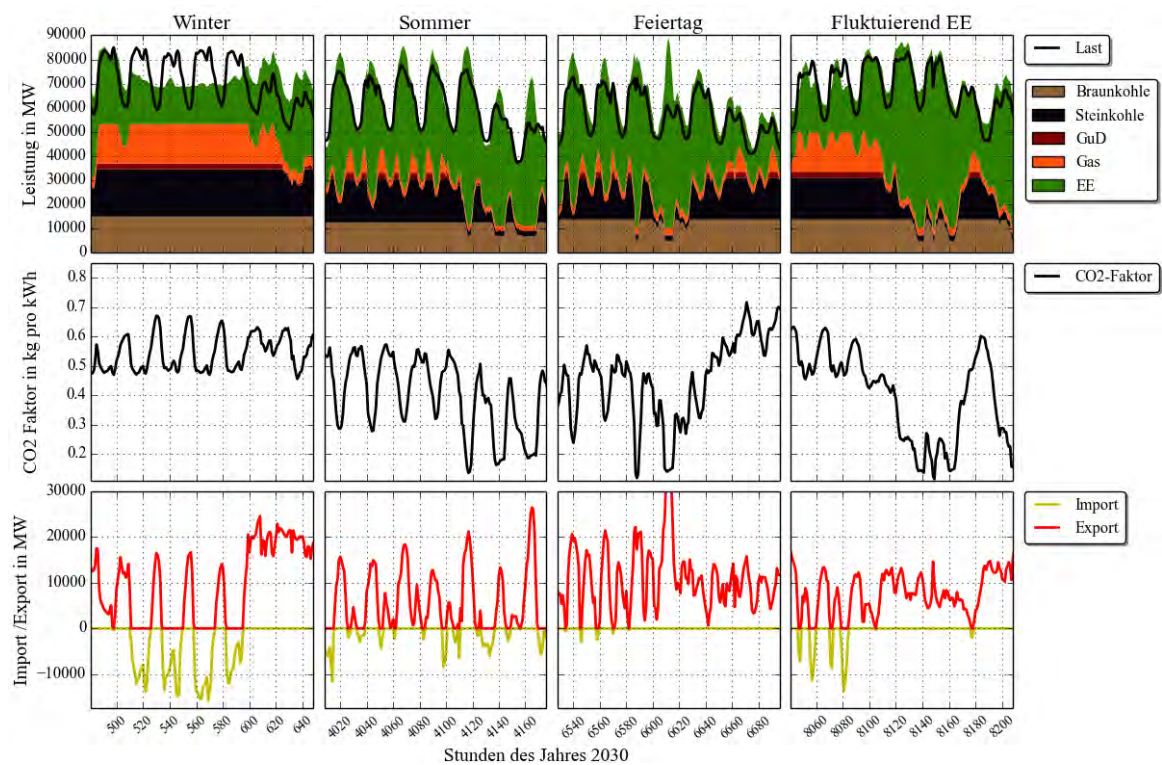


Abbildung 38: Zeitraumvergleich für das Jahr 2030 mit Erzeugungsverteilung aller Energieträger, CO₂-Faktor und Im-/Export-Saldo (Quelle: Modelldaten)

hohen Last bei gleichzeitig geringer Einspeisung der erneuerbaren Energien (Winter), wird durch den erneuten Rückgang der Kapazitäten zum Jahr 2030 weiter verstärkt. Das erste Mal wird in dieser Darstellung jedoch auch der umgekehrte Fall sichtbar, indem die erneuerbaren Energien in so hohem Maße einspeisen, dass die konventionellen Kraftwerke bis auf die jeweiligen Anteile der Must-Run-Kapazitäten zurückgedrängt werden (Sommer, Feiertag, Fluktuierend EE). Durch die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 50 % ist das erste Mal eine deutliche Reduktion des CO₂-Faktors über den gesamten Zeitraum zu erkennen. Durch die Must-Run-Anteile des konventionellen Kraftwerksparks fällt der Faktor jedoch nie unter 0,1 kg/kWh. Im Jahresmittel sinkt der Faktor erstmals deutlich auf 0,468 kg/kWh, was einer Reduktion zum Jahr 2013 um 19 % entspricht. Durch die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien steigen ebenfalls die Schwankungen im Bereich der Im- und Exporte. Besonders schwer wiegt die Veränderungen im Winter, wenn sich das Saldo innerhalb weniger Stunden vom Positiven ins Negative über mehrere GW hinweg verändert. Die in der Sommer- und Feiertagsdarstellung entstehenden Peaks fallen auf

die im Modell nicht berücksichtigte Abregelung der erneuerbaren Energien zurück.

9.4 Szenarien-Vergleich

Nachdem in den letzten Kapiteln die einzelnen Szenarien getrennt voneinander betrachtet wurden, werden die Szenarien im Folgenden miteinander verglichen. Besonders im Blickpunkt stehen dabei die Entwicklung des CO₂-Faktors und die Wirksamkeit des CO₂-Zertifikatshandels.

9.4.1 Vergleich der Erzeugungsverteilungen

Abbildung 39 zeigt im Überblick die vom entwickelten Modell berechneten Werte der Erzeugungsverteilung über die Jahre und die Entwicklung des CO₂-Faktors bei einem sich ändernden Zertifikatspreis.

Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt, schlägt sich die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks in der Entwicklung der Erzeugungsverteilungen nieder. Offensichtliche Veränderungen über die Jahre sind der Wegfall der Kernenergie und der Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien, wobei die verringerten Prozentangaben (2022: 33,1 % statt 35 % und 2030: 47,1 % statt 50 %) aufgrund der nicht gekennzeichneten Überproduktion des Gesamtkraftwerksparks entstehen. So wirken die Exporte in der Berechnung als senkender Faktor. Auch in dieser Abbildung wird deutlich, dass, trotz steigendem Anteil der erneuerbaren Energien, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2022 vorerst weiter zunehmen. Grund dafür ist, dass der Anteil der Stromproduktion durch Braunkohle stagniert und der Wegfall der Kernenergie noch nicht vollständig vom Zuwachs der erneuerbaren Energien kompensiert werden kann. Infolge dessen steigt die Stromproduktion aus Steinkohle und Gas um jeweils 4% an. Erst zum Jahr 2030 macht sich die klimaneutrale Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im CO₂-Faktor durch eine deutliche Senkung bemerkbar. Der Anteil der Stromproduktion aus Braun- und Steinkohle bleibt, durch die Reduktion der Stromproduktion aus Gas, auf konstant hohem Niveau (über 75% der konventionellen Stromproduktion).

Während der CO₂-Faktor sich über die Jahre klar verändert, fällt der Anstieg des CO₂-Zertifikatspreises innerhalb der Jahre nur unwesentlich ins Gewicht. Wie bereits in der Sensitivitätsanalyse und den separaten Merit-Order-Darstellungen angemerkt, zeigt sich auch in der Erzeugungsverteilungen eine nur geringfügige Veränderung. Für

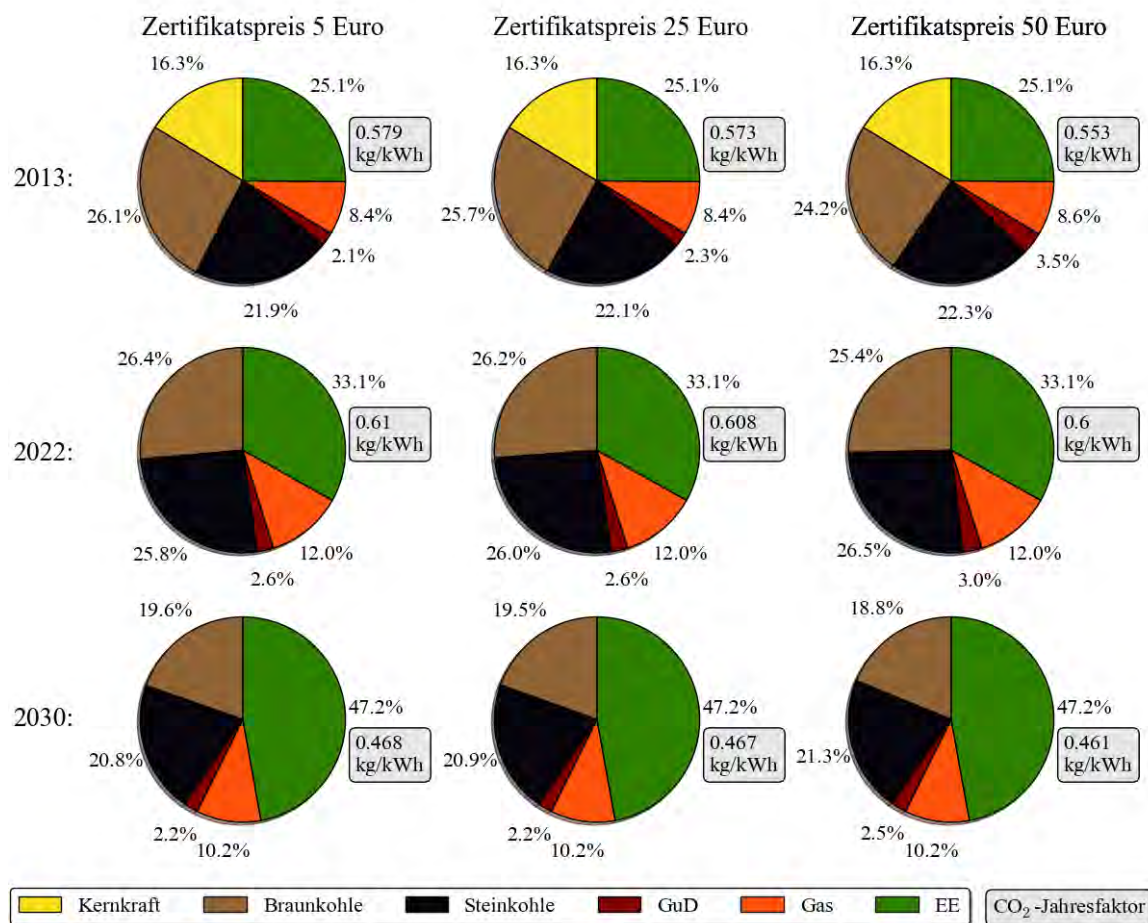


Abbildung 39: Entwicklung der Erzeugungsverteilung mit sich änderndem Zertifikatspreis (Quelle: Modelldaten)

den schwindenden Einfluss des Zertifikatspreises ist insbesondere ein Faktor verantwortlich:

- Der Anstieg des Preisniveaus der Energieträger Steinkohle und Erdgas

Wie bereits in der Sensitivitätsanalyse gezeigt, hat eine Veränderung des Brennstoffpreises - speziell bei Steinkohle- und Erdgaskraftwerken - einen stärkeren Einfluss auf den Grenzpreis, als eine Veränderung des CO₂-Zertifikatspreises, sodass das regulierend wirkende Instrument des CO₂-Zertifikatshandels durch den Preisanstieg der Energieträger ausgehebelt wird. Der Kostenvorteil der Braunkohle bleibt bei einer starken Zertifikatspreiserhöhung ebenso erhalten und wird in der zeitliche Entwicklung weiter verstärkt.

Das Instrument des Emissionshandels zeigt sich somit als wirkungslos um eine starke Reduktion der Treibhausgasemissionen herbeizuführen. Zur Verdeutlichung des Effektes wurde in Abbildung 40 eine Variation des Zertifikatspreises über den Preis von 50 € hinaus durchgeführt. Die Ordinate zeigt die Grenzkosten der jeweiligen Durchschnittskraftwerke der vom Zertifikatshandel betroffenen Kraftwerke, die Abszisse den Preis je Tonne CO₂. Den Berechnungen wurden die Brennstoffkosten des Jahres 2013 hinterlegt.

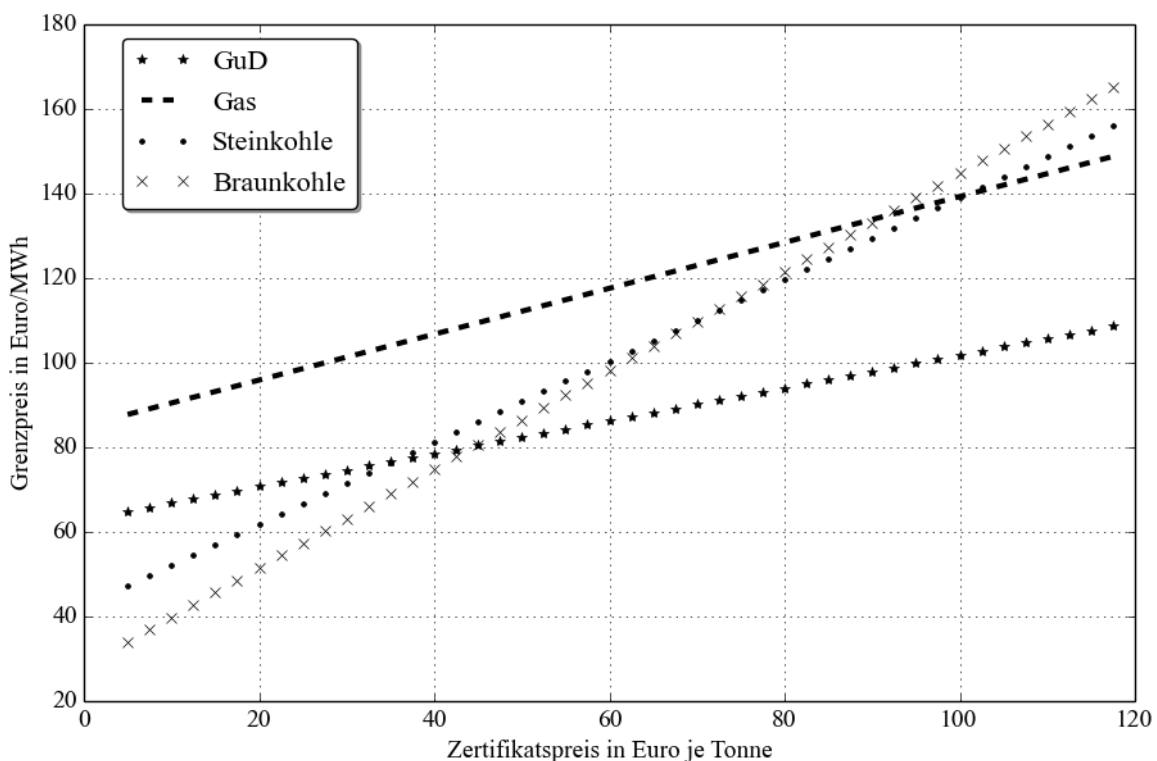


Abbildung 40: Durchschnittliche Auswirkung einer Zertifikatspreiserhöhung auf den konventionellen Kraftwerkspark (Quelle: Modelldaten)

Es zeigt sich, dass GuD-Kraftwerke bereits bei einem Preis von 38 € je Tonne CO₂ mit Braunkohlekraftwerken konkurrieren können, der Rest der gering emittierenden Gaskraftwerke jedoch erst bei einem Zertifikatspreis über 70 € an den Braunkohlekraftwerken vorbei ziehen können. Ein so hoher Zertifikatspreis erscheint jedoch im momentanen Stromvermarktungssystem als äußerst unwahrscheinlich, da eine Steigerung des CO₂-Preises in erster Linie die Verbraucher treffen und zu einer weiteren Erhöhung des Strompreises führen würde.

9.4.2 Vergleich der Abdeckung und des Emissionsfaktors über die Jahre

Die folgende Form der Darstellung (Abb. 41) ist angelehnt an die in der Photovoltaik übliche Betrachtung des Eigendeckungsanteils. Sie zeigt die zeitliche Entwicklung des CO₂-Faktors, bei einem Preisniveau von 5€ je Tonne CO₂, in Abhängigkeit des prozentualen Anteils der erneuerbaren Energien zur anliegenden Last. Die Werte sind stundengenau und geben die Entwicklung über die betrachteten Jahre wieder. Dunkelblau sind die berechneten Werte für das Jahr 2013, hellblau die Werte des Jahres 2022 und grün die Werte für das Jahr 2030. Da der Lastgang in allen Jahren der selbe ist, weisen alle Punktwolken eine ähnliche Verteilung auf, die sich über die Jahre durch unterschiedliche Faktoreinflüsse verschiebt, die im Folgenden genauer erläutert werden.

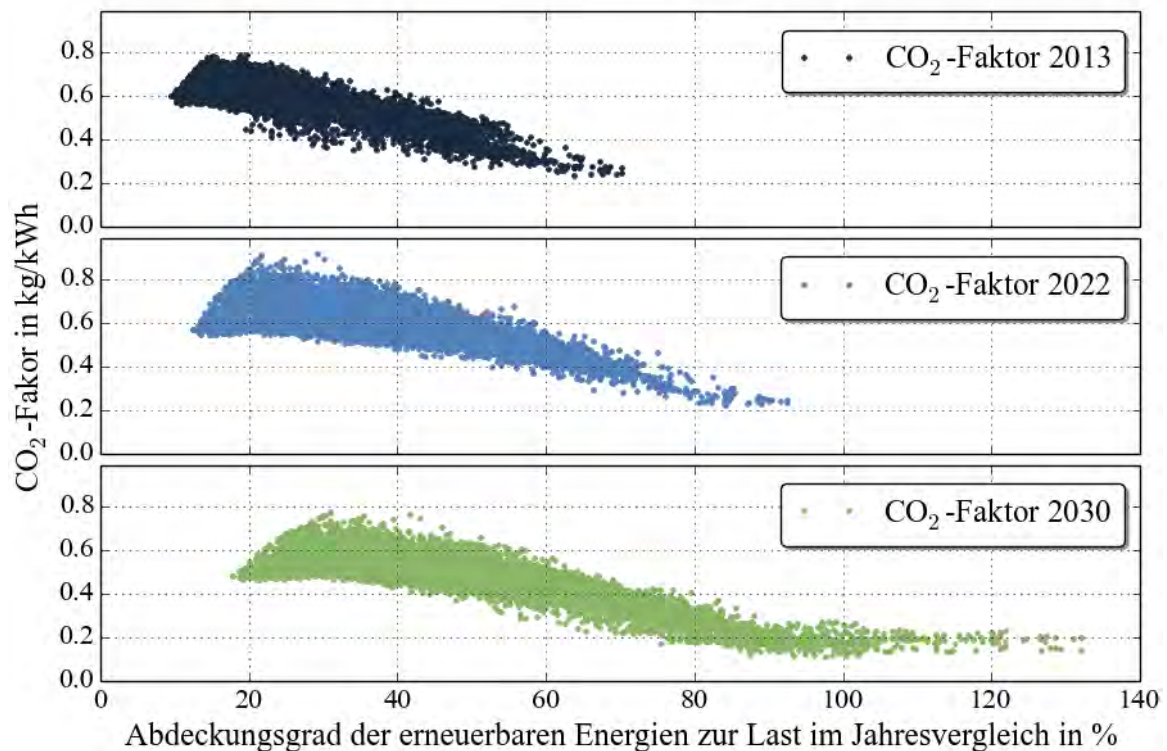


Abbildung 41: Abdeckungsgrad der erneuerbaren Energien zur anliegenden Last je Stunde und dem dazugehörigen CO₂-Faktor (Quelle: Modelldaten)

Verschiebung nach rechts: Die Verschiebung der Punktwolke nach rechts ist auf den steigenden Anteil erneuerbaren Energien zurück zu führen. Diese Entwicklung führt, wie bereits in den Wochenbetrachtungen genauer erläutert, in eini-

gen Stunden des Jahres zu einer Überdeckung (Abdeckungsgrad größer 100%). Durch die starke Fluktuation und Wetterabhängigkeit der erneuerbaren Energien kann es in einigen Stunden des Jahres bei einem weiterhin geringen Anteil bleiben (Abdeckungsgrad 20%). An dieser Stelle kann noch einmal auf die Notwendigkeit der Flexibilitätserhöhung hingewiesen werden, um nicht nur die Schwankungen im Stundenbereich zu kompensieren, sondern auch die Last zu verlagern um den Abdeckungsgrad im Falle einer Überproduktion zu senken oder im umgekehrten Fall anzuheben.

Asymptote der Punktwolke am oberen linken Rand: Die Begrenzung der Punktwolke am oberen linken Rand ist auf den senkenden Einfluss des CO₂-Faktors des importierten Stromes zurückzuführen. Da der Faktor des importierten Stromes, wie in Kapitel 5.4 beschrieben, mit 0,4718 kg/kWh unter den Jahresdurchschnittsfaktoren liegt, zeigt sich in der Begrenzung das Produktionsmaximum des konventionellen Kraftwerksparks und in dem über die Jahre verstärkten Stromimport. In der Entwicklung der Jahre (2022, 2030) wird das Produktionsmaximum immer früher erreicht und mehr Strom importiert, sodass die Begrenzung früher erreicht wird und die Asymptote über die Jahre abflacht.

Verschiebung zum Jahr 2022 nach oben: Die Verschiebung der Punktwolke zum Jahr 2022 nach oben ist eine weitere Beschreibung der steigenden Emissionen durch den Wegfall der Kernenergie. Gerade die Glättung der unteren Punktwolkenkante ist auf den Grundlastbetrieb der Braunkohle zurückzuführen.

Verschiebung zum Jahr 2030 nach unten: Die Verschiebung der Punktwolke zum Jahr 2030 nach unten ist zum einen ebenso auf die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien zurückzuführen, als auch auf den senkenden Einfluss des importierten Stromes.

Asymptot der Punktwolke am unteren Rand für das Jahr 2030: Die Begrenzung der Punktwolke im Jahr 2030 am unteren rechten Rand ist auf die stets am Netz befindlichen Must-Run-Anteile der konventionellen Kraftwerke zurückzuführen. Der Faktor sinkt somit niemals auf null, sondern bleibt stets über dem Wert von 0,11 kg/kWh.

Abbildung 42 zeigt stundengenau den Verlauf der CO₂-Faktor-Entwicklung über die Jahre bei einem gleichbleibenden Zertifikatspreis von 5 €. Jeder Plot steht dabei

für ein Jahr. Die Ordinate zeigt den Verlauf über die 24 Stunden eines Tages, dementsprechend die Abszisse den Verlauf der 365 Tage über das jeweils betrachtete Jahr. Die farbliche Schattierung zeigt den Verlauf des CO₂-Faktors von blau (0 kg/kWh) zu rot (1 kg/kWh) bzw. von niedrig zu hoch.

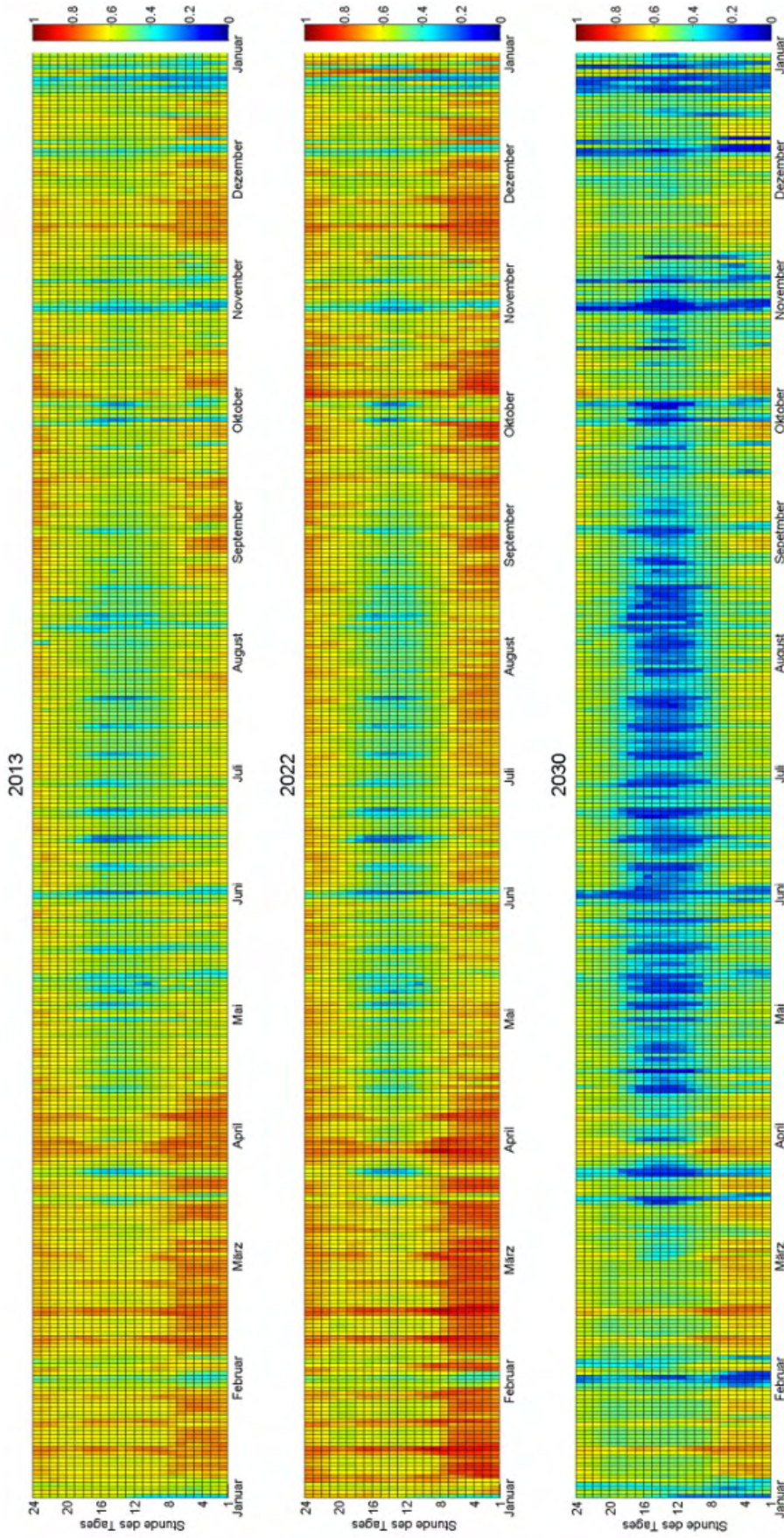


Abbildung 42: Heatplot zur Veränderung des CO₂-Faktors über die Stunden der jeweils betrachteten Jahre (Quelle: Modelldaten)

Wie bereits an den Abbildungen der Kapitel zu den einzelnen Wochenbetrachtungen (Abbildungen: 32, 35, 38) gezeigt, ist auch in dieser Grafik zu sehen, dass die Maxima des Faktors in die Nacht- bzw. frühen Morgenstunden fallen. Gerade an den Wintertagen (erstes Drittel der Jahresabbildungen) zeigt sich die Ausprägung besonders stark. Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln erläutert, erhöht sich der Faktor zum Jahr 2022 durch den Wegfall der Kernenergie, ehe er zum Jahr 2030 verstärkt abfällt. In der letzten Grafik der Abbildung (Jahr 2030) werden zum wiederholten Male die verstärkten Schwankungen des Faktors sichtbar. Während an Tagen der hohen Photovoltaik- und/ oder Windenergieeinspeisung der Faktor über mehrere Stunden auf seinen Minimalwert fällt, kann es im umgekehrten Fall bei geringer Einspeisung der erneuerbaren Energien zu einem konstant hohen Faktor über den gesamten Tag kommen. Die klimatischen Umweltbedingungen (solare Einstrahlung und Windgeschwindigkeit) haben somit einen direkten Einfluss auf die CO₂-Emissionen.

Die in diesem Kapitel dargestellten Beobachtungen zur Entwicklung der Erzeugungsverteilung, des daraus resultierenden CO₂-Faktors und den Konsequenzen zum europäischen Emissionshandel, decken sich mit denen von der Agora - Energiewende gemachten Analyse zum 'Energiewende-Paradox'. In der Analyse der Agora, die mit Hilfe des vom Energy Brainpool entwickelten Simulationstools Power2Sim erstellt wurde, wird deutlich, dass sich aufgrund der Marktentwicklung die von der Bundesregierung ausgegebenen Ziele zur CO₂-Reduktion nur schwer erreichen lassen. Die Agora fordert somit in ihrer Veröffentlichung die Erreichung eines nationalen Kohle-Konsens zur gezielten Begrenzung der Kohle-Verstromung und Erreichung der selbst gesteckten Klimaziele (Graichen und Redl, 2014).

10 Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Bachelor-Thesis ist, die Erzeugungsverteilung und Einsatzreihenfolge des deutschen konventionellen Kraftwerksparks anhand einer validen Berechnungsmethode abzubilden.

Das entwickelte Modell fungiert, wie im Kapitel Modellbildung II beschrieben, als Datenaggregator und berechnet aus den gesammelten Daten die Reihenfolge und Erzeugungsverteilung des Deutschen Kraftwerksparks. In stundengenauer Auflösung liefert es zudem den Gesamt-CO₂-Ausstoß der momentanen Stromproduktion und lässt somit eine neue, bilanzgrenzenüberschreitende Betrachtungsweise zu. Die Validität der Berechnungsmethode wurde im Kapitel Test & Bewertung (III) nachgewiesen und die Aussagekraft der Ergebnisse belegt. Die Validierung der Berechnungsergebnisse erfolgte anhand der offengelegten Daten der EEX und der AGEB für das Jahr 2013. Nachdem die Berechnungsmethode validiert wurde, erfolgte eine Sensitivitätsanalyse für den Grenzpreis der jeweiligen Erzeuger im Kraftwerkspark.

Nachdem die Methode auf ihre Funktionsweise der stundengenauen Ermittlung der Einsatzreihenfolge und Erzeugungsverteilung überprüft wurde, folgte eine Betrachtung über mehrere Szenarien. In diesen Szenarien wurden die Kraftwerksausbauziele der Bundesregierung mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien betrachtet, als auch der Zertifikatspreis mit 5 €, 25 € und 50 € variiert. Wie in den einzelnen Szenarienbetrachtungen verdeutlicht, ist die Energiewende, mit einer einseitigen Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien, für den Klimaschutz vorerst unwirksam. Ebenso ist das bisher angeführte Regulativ zur Beschränkung der CO₂-Emissionen, der europäische CO₂-Zertifikatshandel, in der jetzigen Marktsituation machtlos, da die Preise der Energieträger zu weit auseinander liegen. Durch den Wegfall der Kernenergie rutschen im liberalisierten Strommarktssystem in Zukunft die Kohlekraftwerke in die Grundlastversorgung, wodurch es vorerst zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen kommen wird. Der emissionssenkende Effekt der klimaneutralen Technologien würde bei einem deutlich höheren Anteil der erneuerbaren Energien sichtbar.

In der Betrachtung ebenfalls sichtbar geworden, ist der steigende Bedarf der Flexibilisierung durch die steigende Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien. Gerade in der Steigerung der Im- und Exporte wird der Bedarf deutlich.

Zur Stabilisierung des Zertifikatshandels ist weit mehr als die Erhöhung der einzelnen Zertifikatspreise zu leisten, da das Ungleichgewicht der Energieträgerpreise in

naher Zukunft auf dem Markt nicht angepasst wird. Auch politisch schwer vermittelbar, könnte nur eine einseitige Brennstoffpreiserhöhung der Kohle die Gaskraftwerke konkurrenzfähig machen. Eine weitere Strompreiserhöhung würde zwar die erneuerbaren Energien auf dem Markt stärken, da die direkten Erlöse an der Börse steigen und somit die EEG-Umlage sinken würde, jedoch den Endkunden weitaus höher belasten.

Somit bleibt als Lösung nur der sauberste aller Ansätze: das Energiesparen.

11 Ausblick

Trotz aller bereits getätigter Aussagen kann die Methode und das darauf aufbauende Modell nur der Anstoß einer neuen Reihe an Betrachtungen sein. Um beispielsweise die Ergebnisse der Modellberechnungen weiter zu verbessern und die Aussagekraft der Ergebnisse zu erhöhen, ist es notwendig vor allem folgende Punkte weiter zu spezifizieren und anzupassen.

Präzisierung der Kraftwerkswirkungsgrade: Da der Einfluss der Wirkungsgrade, wie im Kapitel Test & Bewertung (vgl. III) genauer erläutert, auf den Grenzpreis des jeweiligen Kraftwerks am größten ist, bedarf es gerade an dieser Stelle einer genaueren Analyse zur Präzisierung der Ergebnisse. Eine ausführlichere Analyse der Kraftwerkswirkungsgrade, beispielsweise durch Einbezug des Kraftwerksalters, könnte zu noch genaueren Ergebnissen führen.

Behebung des Latenzfehlers: Durch eine neuartige modulare Berechnungsweise der Kraftwerke könnte die Behebung des Fehlers und eine Präzisierung der Ergebnisse erfolgen.

Ebenso, wie die konkreten Modellverbesserungen, ließen sich durch die Erweiterung des Modells neue Betrachtungsmöglichkeiten ergeben.

Erweiterung der wirtschaftlichen Berechnung: So ließe sich über den Einbezug der Investitionskosten die Kraftwerksparkentwicklung neu überprüfen und die Wahrscheinlichkeiten der Kapazitätserweiterungen betrachten.

Erweiterung der Berechnung: Da viele der hinterlegten Daten täglich neu veröffentlicht werden, ließe sich die Betrachtung der Erzeugungsverteilung, nach der jetzt abgeschlossenen Entwicklungsphase des Modells, in einer neuen Art der 'Live'-

Schaltung betreiben und die Prognosen für die Erzeugungsverteilung und den daraus resultierenden CO₂-Faktor stündlich neu veröffentlichen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass mit der entworfenen Methodik die angestrebte Datenerweiterung erreicht und die Grundlage zur Vergrößerung des Betrachtungswinkels gelegt wurde. Mit der Möglichkeit genau nachzuvollziehen zu können, wann welches Kraftwerk seinen Beitrag zur Stromversorgung geleistet hat, lassen sich neue Systemzusammenhänge erkennen und bewerten.

Literatur

- [AEGB 2013] AEGB, Arbeitsgemeinschaft E.: *Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2013 nach Energieträgern*. 2013
- [AEGB 2014] AEGB, Arbeitsgemeinschaft E.: *Mitglieder der AGEB*. <http://www.ag-energiebilanzen.de/DE/startseite/mitglieder/mitglieder.html>. 02.08 2014
- [Agora 2013] AGORA, Energiewende: *Dokumentation - Datenmaterial für die Darstellung der aktuellen Stromproduktion, der Stromnachfrage sowie der Exporte und Importe auf der Website*. 2013
- [BCG 2013] BCG, Boston Consulting G.: *Terndstudie 2030+ Kompetenzinitiative Energie des BDI*. 2013
- [BDEW 2014] BDEW, Bundesverband W.: *Statistiken*. <http://www.windenergie.de/infocenter/statistiken>. 13.06. 2014
- [BioG 2013] BIOG, Fachverband Biogas e.: *Branchenzahlen - Prognose 2013 / 2014*. 2013
- [BKartA 2011] BKARTA, Bundeskartellamt: *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel*. 2011
- [BMU 2008] BMU, Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und R.: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)*. 2008
- [BMWI 03.2002] BMWI, Bundesministerium für Wirtschaft und E.: *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)*. 03.2002
- [BMWI 2005] BMWI, Bundesministerium für Wirtschaft und E.: *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung): StromNZV*. 2005
- [BMWI 2010] BMWI, Bundesministerium für Wirtschaft und E.: *Energiekonzept*. 2010

- [BMWI 2011] BMWI, Bundesministerium für Wirtschaft und E.: *Der Weg zur Energie der Zukunft - sicher, bezahlbar und umweltfreundlich*. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiepolitik,did=405004.html>. 12.06 2011
- [BMWI 2014] BMWI, Bundesministerium für Wirtschaft und E.: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick.html>. Internet. 18.06. 2014
- [BMWi 2007] BMWI, Bundesministerium für Wirtschaft und T.: *Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm*. 2007
- [BNetzA 2012] BNETZA, Bundesnetzagentur: *Szenariorahmen 2011*. 2012
- [BNetzA 2013] BNETZA, Bundesnetzagentur: *Kraftwerkliste Bundesnetzagentur*. 2013
- [Burger 2014] BURGER, Bruno: *Electricity production from solar and wind in Germany in 2013*. 01 2014
- [DeStatis 2013a] DESTATIS, Statistisches B.: *Fossile Energie Kohle in Deutschland*. Dossier. 2013
- [DeStatis 2013b] DESTATIS, Statistisches B.: *Installierte Wasserkraftleistung in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2013 (in Megawatt)*. <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/200658/umfrage/installierte-leistung-zur-stromerzeugung-aus-wasserkraft-in-deutschland/>. 12.08 2013
- [DeStatis 2014] DESTATIS, Statistisches B.: *Daten zur Energiepreisentwicklung*. Statistisches Bundesamt. 2014
- [EEX a] EEX, European Energy E.: *Glossar - Transparency EEX*. <http://www.transparency.eex.com/de/Information/glossar>. 05.08.2014
- [EEX b] EEX, European Energy E.: *Info-Produkt der EEX*. 05.2014
- [EEX c] EEX, European Energy E.: *Kraftwerkliste der EEX*. <http://www.transparency.eex.com/de/daten-uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/Installierte05.2014>

- [EEX 2014] EEX, European Energy E.: *European Energy Exchange Webpage*. <http://www.eex.com/de/about/eex>. 16.06 2014
- [EEX 2012] EEX, European Energy Exchange A.: *connecting markets*. 2012
- [ENTSO-E] ENTSO-E: *Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG)*. <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/Pages/default.aspx>. 05.08.2014
- [EPEX 2014] EPEX, European Power E.: <http://www.epeexspot.com/company-info>. Internet. 19.06 2014
- [EW 2014] EW, Energiewelten: *Braunkohlereviere in Deutschland*. <http://www.energiewelten.de/elexikon/lexikon/seiten/htm/010405Braunkohlereviere-und-Reserven-in-Deutschland.htm>. 05.08. 2014
- [Gaidosch 2008] GAIDOSCH, Lars: *Zyklen bei Kraftwerksinvestitionen in liberalisierten Märkten - Ein Modell des deutschen Stromerzeugungsmarktes*. Dissertation. 2008
- [Graichen und Redl 2014] GRAICHEN, Patrick ; REDL, Christian: *Das deutsche Energiewende- Paradox: Ursachen und Herausforderungen*. Agora Energiewende. 2014
- [Heuck u. a. 2010] HEUCK, Klaus ; DETTMANN, Klaus-Dieter ; SCHULZ, Detlef: *Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 2010
- [Hey 2012] HEY, Bastian: *Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*. Center for Demand Side Management. 2012
- [InfoMine 2014] INFOMINE: *Uranium Oxide Price*. InfoMine.com. 15.06 2014
- [Leuschner 2007] LEUSCHNER, Udo: *Kurzschluß*. MV-Verlag. 2007
- [Matthes 2013] MATTHES, Felix: *Europäisches Emissionshandels- system – Bilanz und zukunftsfähige Ausgestaltung*. Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit des 17. Deutschen Bundestages. 2013

- [Quaschnig 2014] QUASCHNING, Volker: *Umrechnungsfaktoren verschiedener Energieeinheiten*. <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/faktoren/index.php>. 05.08 2014
- [von Roon und Carr 2012] ROON, Serafin von ; CARR, Luis: *Der Verdrängungsmix in der EU*. <https://www.ffe.de/die-themen/ressourcen-und-klimaschutz/408-der-verdraengungsmix-in-der-eu>. 2012
- [von Roon und Huck 2010] ROON, Serafin von ; HUCK, Malte: *Merit Order des Kraftwerksparks*. 2010
- [UBA 2007] UBA, Umweltbundesamt: *Klimaschutz in Deutschland: 40%-Senkung der CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990*. 2007
- [UBA 2013] UBA, Umweltbundesamt: *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012*. 2013
- [UBA 2014] UBA, Umweltbundesamt: <http://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/was-unterscheidet-einen-herkunftsnachweis-von-einem>. Internet. 18.06. 2014
- [Wawer 2007] WAWER, Tim: *Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt*. 2007
- [Wirth 2014] WIRTH, Harry: *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Fraunhofer ISE. 2014
- [Wissel u. a. 2008] WISSEL, S. ; FAHL, U. ; BLESLE, M. ; VOSS, A.: *Stromerzeugungskosten im Vergleich*. 2008

12 Anhang

12.1 Brennstoffpreiseentwicklung

Tabelle 11: Preisliche Entwicklung der konventionellen Energieträger nach den Prognosen des IER (Quelle: Wissel u. a. (2008))

[€ ₂₀₀₇ /GJ]	Preisfad	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Erdgas	Basis	7,18	8,33	9,27	9,96	10,46	10,79
	Alternat.	7,18	8,02	8,53	8,88	9,12	9,25
Steinkohle	Basis	2,13	2,45	2,62	2,79	2,96	3,03
	Alternat.	2,13	2,28	2,45	2,62	2,66	2,69
Braunkohle	Basis	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
	Alternat.	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36

Zur Berechnung der Preislichenentwicklung wurde der Basis-Wert der Energieträger hinterlegt. Der Entwicklung des Alternativpreises wurde vom IER ein sinkenden Ölpreis zugrunde gelegt.

12.2 Sensitivitätsanalysen

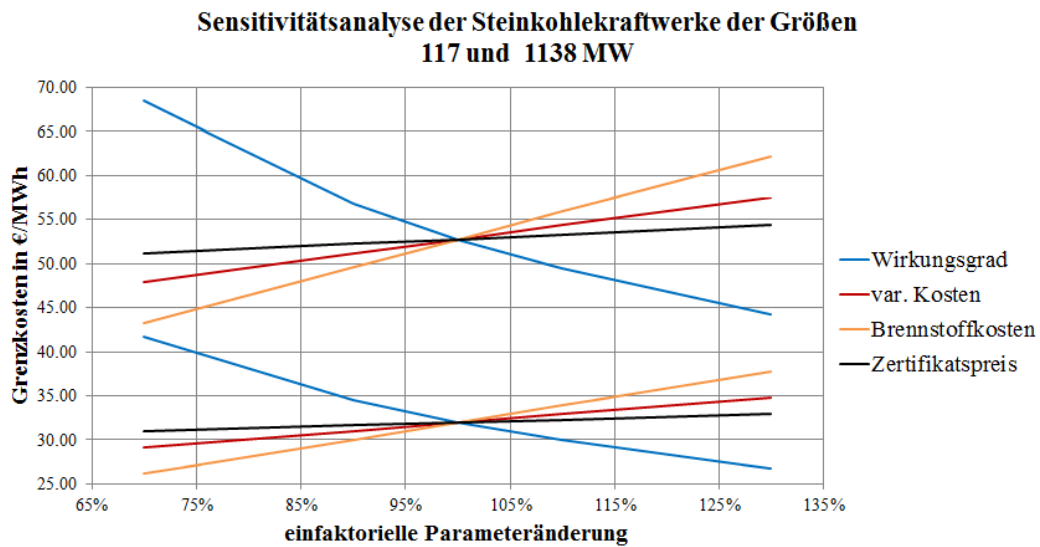


Abbildung 43: Sensitivitätsanalyse für die Steinkohlekraftwerke der Größe 117 MW und 1138 MW (Quelle: eigene Darstellung)

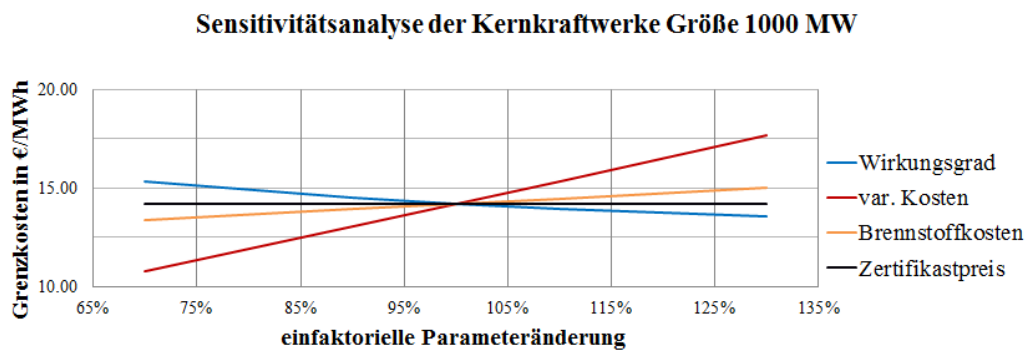


Abbildung 44: Sensitivitätsanalyse für ein Kernkraftwerk der Größe 1000 MW (Quelle: eigene Darstellung)

12.3 Erzeugungsverteilungen

Erzeugungsverteilung aller Energieträger

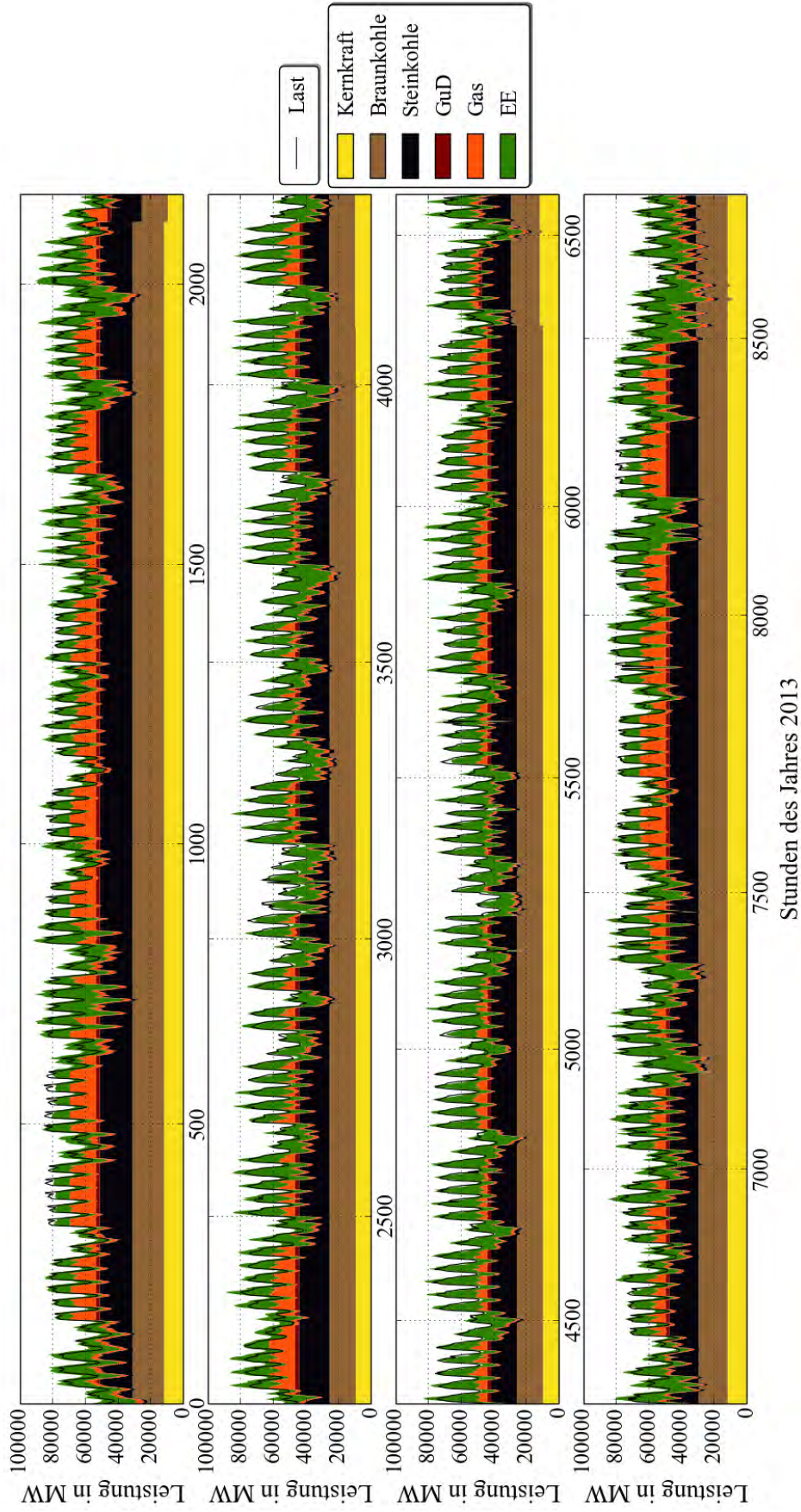


Abbildung 45: Erzeugungsverteilung aller Energieträger über das Jahr 2013 bei einem Zertifikatspreis von 5 € (Quelle: Modell-
daten)

Erzeugungsverteilung aller Energieträger

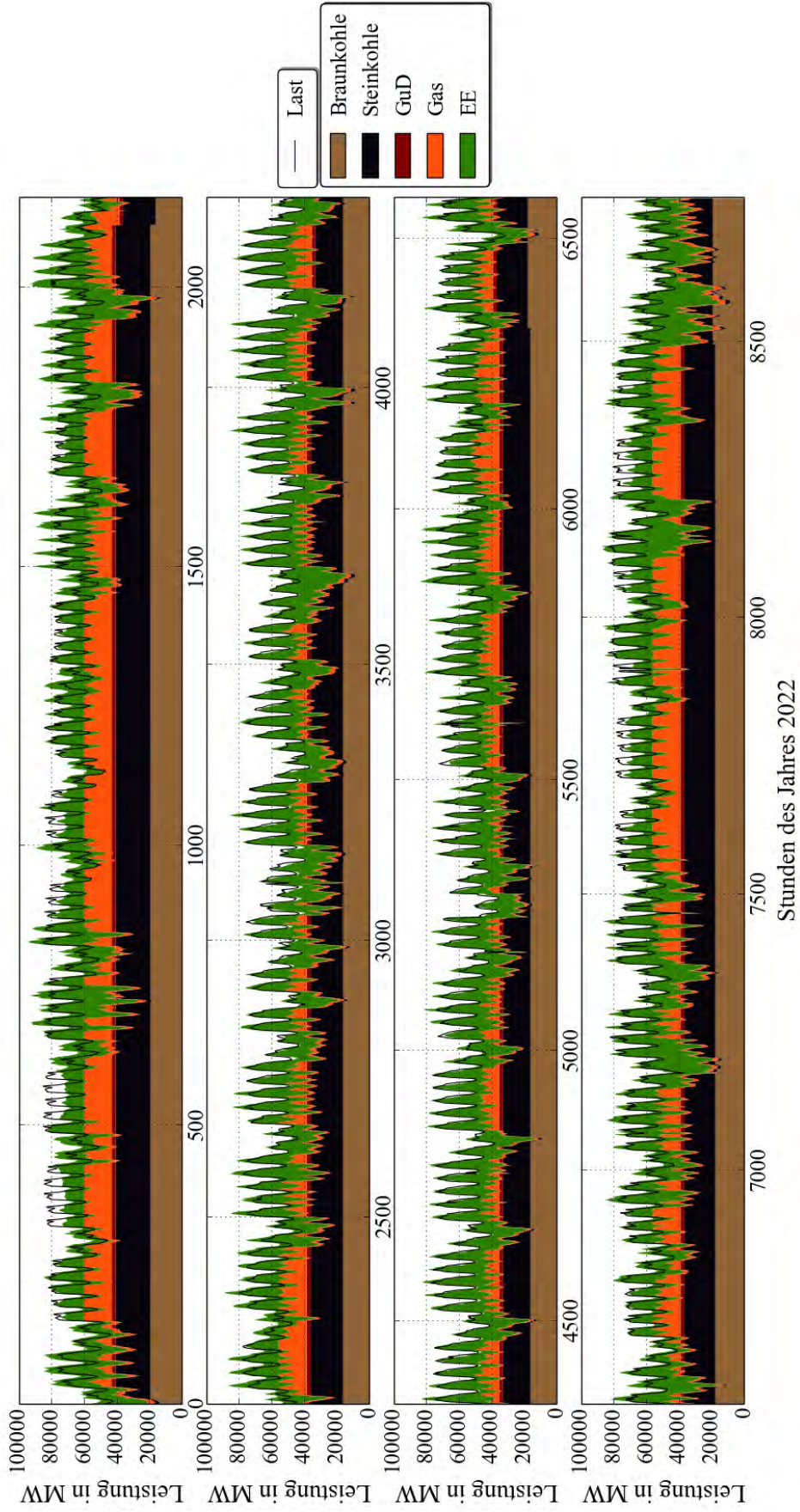


Abbildung 46: Erzeugungsverteilung aller Energieträger über das Jahr 2022 bei einem Zertifikatspreis von 5 € (Quelle: Modelldaten)

Erzeugungsverteilung aller Energieträger

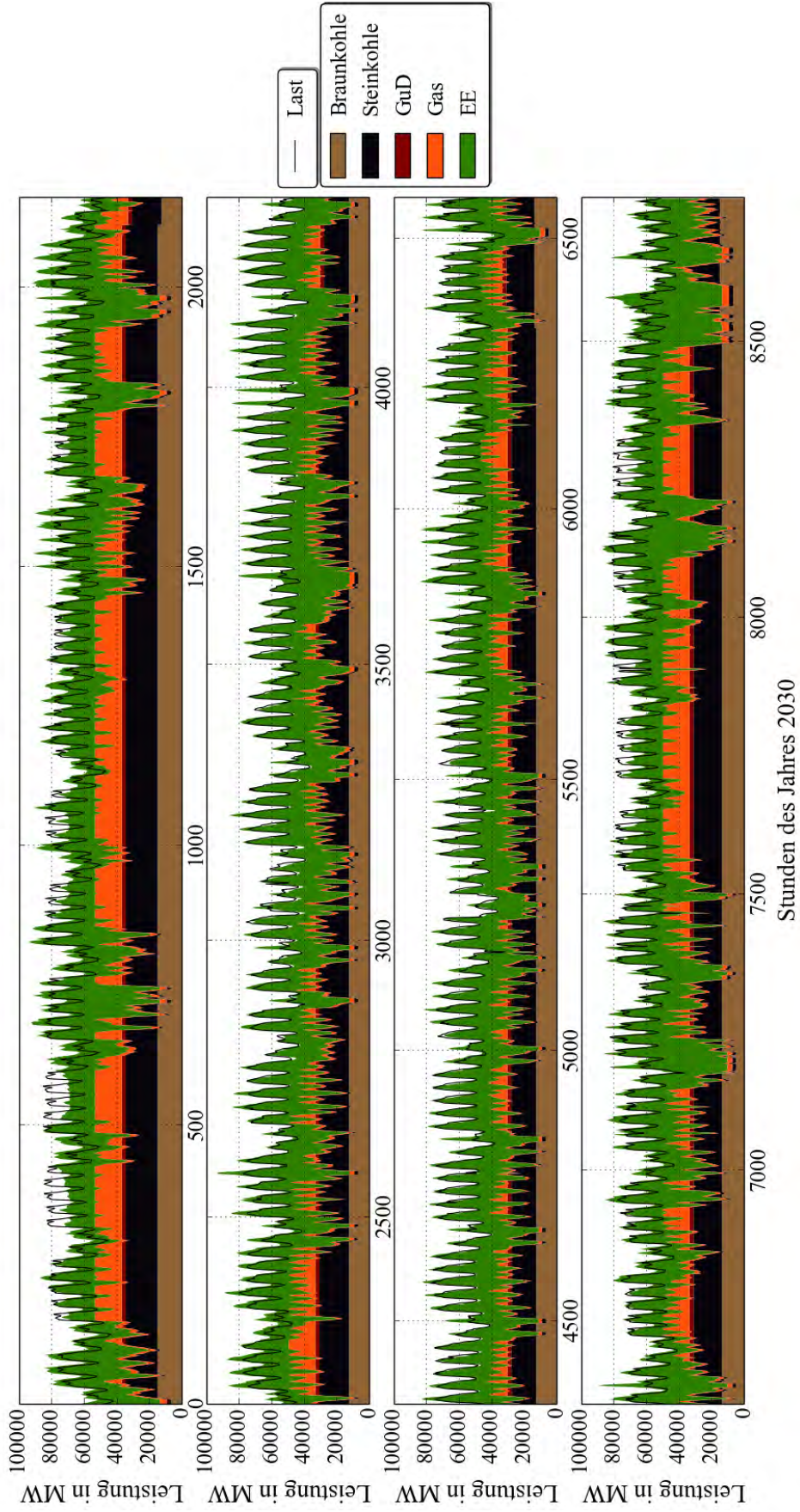


Abbildung 47: Erzeugungsverteilung aller Energieträger über das Jahr 2030 bei einem Zertifikatspreis von 5 € (Quelle: Modelldaten)

12.4 Jahreserzeugung je Energieträger, Jahr und Zertifikatspreis

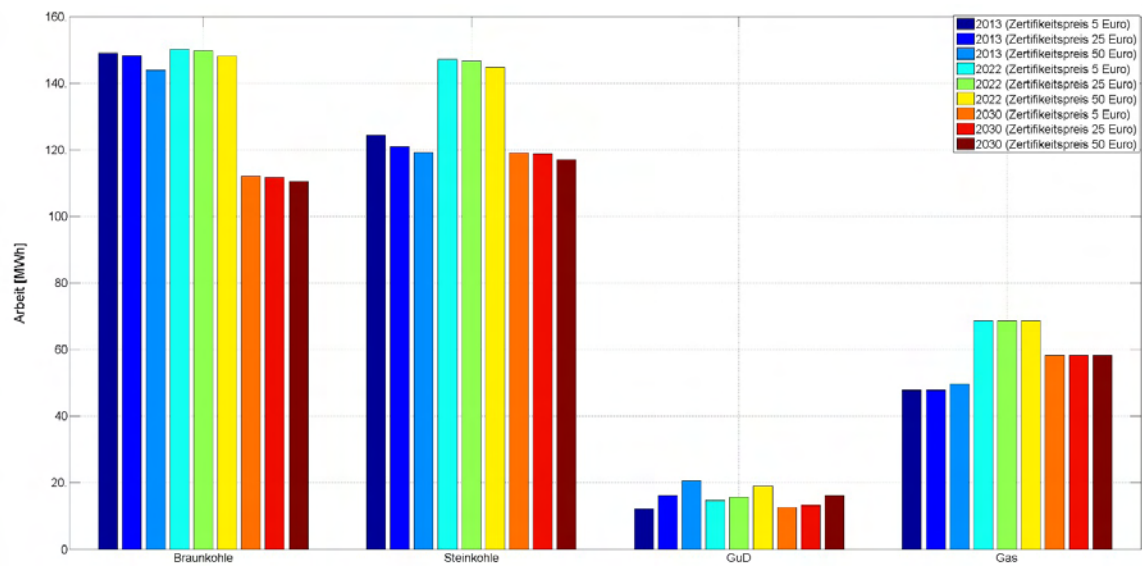


Abbildung 48: Entwicklung der absoluten Stromproduktion der CO₂ emittierenden Kraftwerke mit sich änderndem Zertifikatspreis (Quelle: Modelldaten)

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Bachelor–Thesis mit dem Titel 'Ein Simulations-Modell zur Ermittlung der Erzeugungsverteilung und Einsatzreihenfolge des deutschen Kraftwerkparcs' selbstständig und nur mit den angegebenen Hilfsmitteln verfasst habe. Alle Passagen, die ich wörtlich aus der Literatur oder aus anderen Quellen wie z.B. Internetseiten übernommen habe, habe ich deutlich als Zitat mit Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

Hamburg, den 14. August 2014

FELIX STÖCKMANN