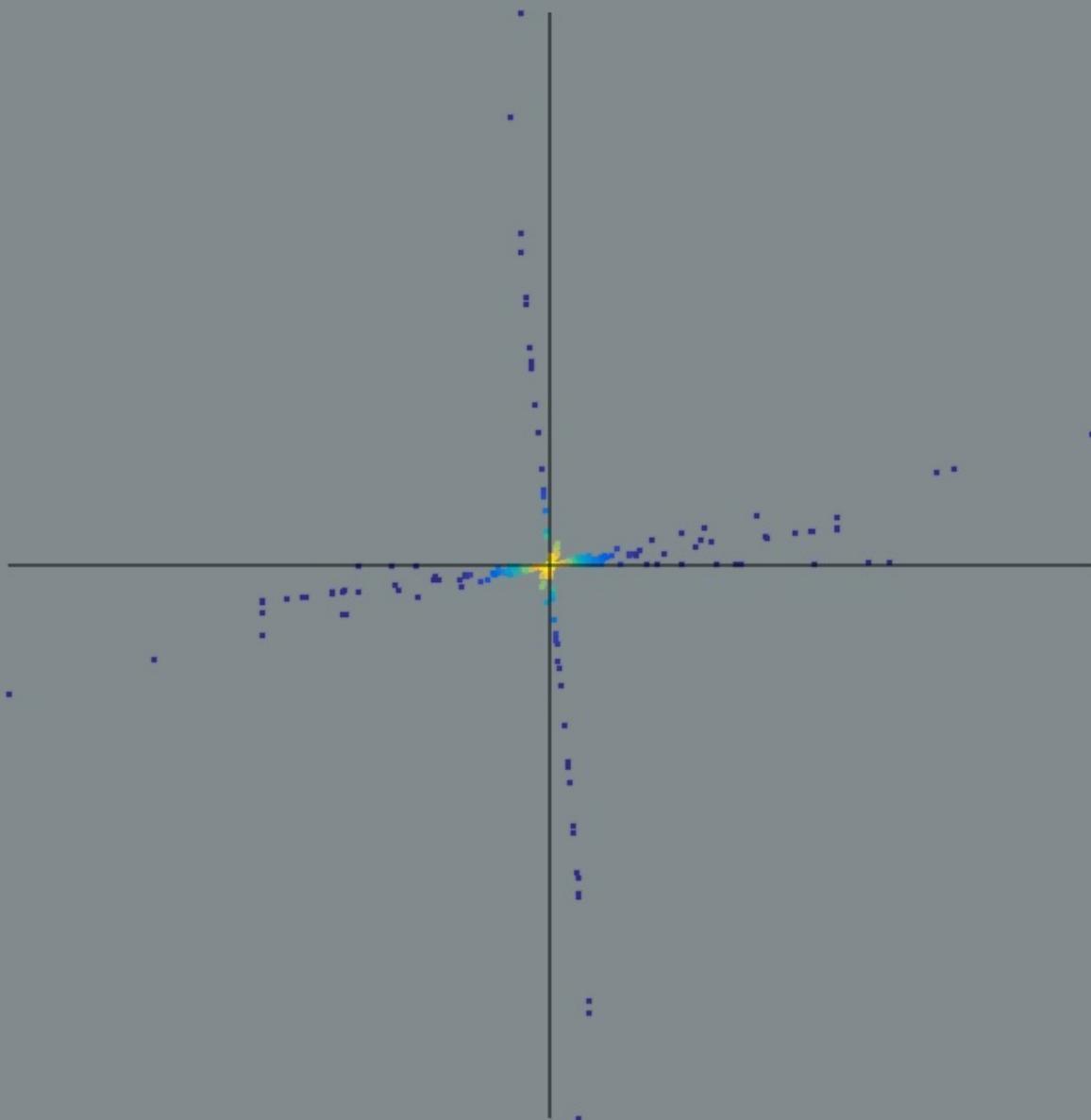


Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen

Untersuchungen zur Abregelung Erneuerbarer Energien
und zur Sektorenkopplung in einem deutschen Verteilnetz

Hans Schermeyer



Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen

Untersuchungen zur Abregelung Erneuerbarer Energien und zur
Sektorenkopplung in einem deutschen Verteilnetz

zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)

von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

Dissertation

von

Dipl.-Wi.-Ing. Hans Schermeyer

Tag der mündlichen Prüfung: 23. August 2018

Referent: Prof. Dr. Wolf Fichtner

Korreferent: Prof. Dr. Valentin Bertsch

πάντα ῥεῖ
(alles fließt)
Sofia Belesi

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Mein Dank gilt Herrn Professor Wolf Fichtner, der stets volle Rückendeckung für mein Dissertationsvorhaben ausstrahlte und durch seine hundertprozentige Verlässlichkeit für Rahmenbedingungen sorgte, die eine ausdauernde Forschung mit offenem Ergebnis ermöglichten. Bei Herrn Fichtner und meinem Gruppenleiter Armin Ardone möchte mich für den großen Freiraum in der Gestaltung meiner Forschungsinhalte und gleichzeitig die beständige Orientierungshilfe bedanken. Insbesondere möchte ich mich auch bei Valentin Bertsch bedanken, der mich trotz der nur relativ kurzen gemeinsamen Zeit am Lehrstuhl anhaltend und bis zum erfolgreichen Abschluss meiner Dissertation begleitete.

Meinen Kollegen und in vielen Fällen mittlerweile Freunden an beiden Lehrstühlen des IIPs gilt meine Anerkennung für das gemeinsame Beschreiten der Gipfel und Täler, die im Laufe einer Dissertation so auftreten. Sei es im Code, am Tischkicker, den (Un)Tiefen der gemischt-ganzzahligen Optimierung oder auf Achse: Andreas Bublitz, Joris Dehler, Rafael Finck, Dogan Keles, Max Kleinebrahm, Kai Mainzer, Richard Müller, Philipp Ringler, Andreas Rudi, Manuel Ruppert, Johannes Schäuble, Hannes Schwarz, Viktor Slednev, Ümit Yilmaz und Florian Zimmermann. Weiterhin möchte ich mich bei Sebastian Steuer für die überaus vertrauensvolle und produktive Kollaboration im Projekt LiLa und darüber hinaus bedanken. Außerdem sei an dieser Stelle meinen Studenten gedankt, die als Abschlussarbeiter und/oder HiWi eine wichtige Rolle für meine Arbeit am Lehrstuhl eingenommen haben: Carl-Philipp Anke, Oliver Hambrecht, Caroline Hirsch, Tobias Höpfer, Felix Müller, Frederik vom Scheidt, Michael Studer und Hans Wilhelm. High-five to Scott Burger, Jesse Jenkins, Ignacio Pérez Arriaga and Claudio Vergara who helped my research exchange into reality and to become a blast!

Marie, ich danke dir für den ausschlaggebenden Anstoß zu meiner Dissertation, deine Unterstützung und für die schönen Jahre in und außerhalb Karlsruhes.

Berlin im Oktober 2018, Hans Schermeyer

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	v
Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis.....	xii
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung und Motivation.....	2
1.2 Zielsetzung.....	4
1.3 Struktur der Arbeit.....	5
2 Grundlagen und Literatur	7
2.1 Funktionsweise der elektrischen Energieversorgung.....	7
2.1.1 Bereitstellung elektrischer Energie	7
2.1.2 Ausgleich der Leistungsbilanz.....	8
2.1.3 Stromversorgungsnetze	9
2.2 Leistungsflussanalyse in elektrischen Netzen	10
2.2.1 Engpassdefinition.....	12
2.2.2 Methoden des Engpassmanagements.....	13
2.3 Energiepolitischer Rahmen des Engpassmanagements in Deutschland	15
2.4 Literaturüberblick zu Methoden und Modellansätzen im Engpassmanagement	17
2.4.1 Engpassmanagement in der optimierenden Leistungsflussrechnung	17
2.4.2 Engpassmanagement in regenerativ geprägten Stromversorgungssystemen	18
3 Daten und Methoden der Energiesystemmodellierung	23
3.1 Einführung und Motivation der untersuchten Fallstudie	23
3.2 Stromnetzinfrastruktur.....	25
3.2.1 Topologie der 110 kV Verteilnetzebene in Schleswig-Holstein	25
3.2.2 Auswahl der Netzparameter.....	27
3.2.3 Kalibrierung der Netzparameter	29
3.3 Stromnachfrage	30
3.4 Stromerzeugung basierend auf Erneuerbaren Energien	33
3.4.1 Meteorologische Eingangsdaten	33
3.4.2 Windkraft.....	36
3.4.3 Photovoltaik.....	42
3.4.4 Biomasse und sonstige Energieträger	52
3.4.5 Validierung.....	53
3.5 Fernwärmesysteme	56
3.5.1 Nutzung von Fernwärme in Schleswig-Holstein.....	56
3.5.2 Modellierung der Wärmenachfrage.....	57
3.5.3 Modellierung der Wärmebereitstellung	62
3.6 Modell der einzelwirtschaftlichen Einsatzplanung von Fernwärmesystembetreibern....	71
3.6.1 Zielfunktion.....	71
3.6.2 Nebenbedingungen.....	73
3.6.3 Einordnung der Ergebnisse hinsichtlich des Anlageneinsatzes in Fernwärmesystemen	74
3.7 Sonstige konventionelle Kraftwerke im betrachteten Netzgebiet	76

3.8	Strom austausch mit dem Großhandelsmarkt.....	76
4	Beschreibung der Modellvarianten des Engpassmanagements.....	81
4.1	Basismodell: Abbildung des Status Quo	82
4.2	Hierarchisches Engpassmanagement: Inkrementelle Weiterentwicklung des Status Quo88	
4.3	Kostenbasiertes Engpassmanagement.....	91
4.4	Ermittlung der Treibhausgasemissionen	94
5	Modellgestützte Analysen des Engpassmanagements im Verteilnetz	98
5.1	Ergebnisse des Basisszenarios unter Anwendung des Basismodells	98
5.1.1	Aggregierte Darstellung der auftretenden Abregelung und Netzengpässe	99
5.1.2	Überprüfung der Linearisierung im DC-Leistungsfluss	102
5.1.3	Vergleich der Modellergebnisse mit der historischen Abregelung	104
5.2	Verwendung von Schattenpreisen.....	108
5.3	Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung in Verbindung mit Fernwärmesystemen für das Engpassmanagement	111
5.3.1	Betrachtung eines Szenarios unter Ausschluss der Sektorenkopplung in Fernwärmesystemen	111
5.3.2	Ergebnisse im hierarchisches Engpassmanagement.....	113
5.3.3	Ergebnisse im kostenbasierten Engpassmanagement.....	117
5.4	Nutzung von Sektorenkopplung mittels Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme für das Engpassmanagement	120
5.4.1	Bildung von Ausbauszenarien für SzW-Anlagen.....	121
5.4.2	Ergebnisse für den Zubau von SzW-Anlagen	125
5.4.3	Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit des SzW-Ausbaus.....	133
5.5	Analyse der Wechselwirkungen zwischen Engpassmanagement und Treibhausgasemissionen.....	136
5.5.1	Hierarchisches Engpassmanagement.....	136
5.5.2	Kostenbasiertes Engpassmanagement.....	139
5.6	Anwendung einer Pönalisierung von Abregelung	140
6	Diskussion und Ausblick.....	142
6.1	Einordnung des Basismodells und des Basisszenarios.....	142
6.2	Weiterentwicklung des heutigen Engpassmanagements	144
6.3	Potenzial der Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme für das Engpassmanagement	146
6.4	Beurteilung der Sektorenkopplung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten	148
6.5	Einfluss des Engpassmanagements auf die Emission von Treibhausgasen	149
6.6	Kritische Würdigung	150
7	Zusammenfassung	153
	Literaturverzeichnis	157

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Entwicklung der Abregelung im Rahmen des Einspeisemanagements in Deutschland als Gesamtsumme und für ausgewählte Energieträger. Eigene Darstellung auf Basis von MELUR (2017b), BNetzA (2017b) und BNetzA (2018c).....	3
Abbildung 3-1: Jahresenergiemenge der EE-Stromerzeugung in Schleswig-Holstein. Die sonstigen Erneuerbaren Energien (sonst. EE) umfassen die Stromerzeugung auf Basis biogener und nicht-biogener Abfälle, Wasserkraft und Klär- bzw. Deponiegas.	23
Abbildung 3-2: Lage des sogenannten Netzausbaugesbietes in Deutschland. Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA et al. (2017).....	24
Abbildung 3-3: Darstellung der Netzknoten und Leitungen auf 110 kV Ebene des betrachteten Netzgebietes und der Netzverknüpfungspunkte zwischen 110 kV Verteilnetzebene und dem Übertragungsnetz. Zudem sind der Verlauf des überlagernden Übertragungsnetzes im betrachteten Netzgebiet und die darüberhinausgehende Anknüpfung schematisch dargestellt. Eigene Darstellung auf Basis von EON Netz (2014) und OSM (2016).	27
Abbildung 3-4: Belastung der modellierten Leitungen im betrachteten Netzgebiet als Verhältnis von Wirkleistungsfluss zu dauernd zulässiger Leistung für das Simulationsjahr 2015 und vor der Kalibrierung der Netzparameter. Für die Kalibrierung wird nur die Stromnachfrage berücksichtigt, die durch Importe vom Großhandelsmarkt gedeckt werden muss und keinerlei Stromerzeugung. Die Leitungen sind sortiert nach Jahresmaximum der Belastung. Zudem ist das relative Leitungslimit jeder Leitung (=1) zu jedem Zeitschritt als grau hinterlegte Fläche eingezeichnet.	30
Abbildung 3-5: Schema der Erstellung von Regionalisierungskennziffern (RKS) für den Stromverbrauch.....	32
Abbildung 3-6: Korrektur der Windgeschwindigkeit nach logarithmischem Höhenprofil für zwei beispielhafte Basis-Windgeschwindigkeiten auf 70m bzw. 120m Höhe und die verwendete Höhenkorrekturfunktion. Zudem sind nach Durstewitz et al. (2017) für drei Beispieljahre die mittleren Nabenhöhen der im jeweiligen Jahr zugebauten Windkraftanlagen eingezeichnet.....	35
Abbildung 3-7: Exemplarischer Vergleich der Temperaturwerte zweier in Schleswig-Holstein gelegener Wetterstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD 2017) mit den in dieser Arbeit verwendeten Temperaturdaten der zugehörigen Wetterzellen, umgerechnet auf eine Höhe von 2 m, für die Jahre 2012 – 2015.	36
Abbildung 3-8: Veränderung der Luftdichte über die Lufttemperatur bei konstantem Luftdruck von 1000 hPa nach Molly (1990) und linear interpoliert zwischen den Funktionswerten bei - 20 °C und 40 °C.	37
Abbildung 3-9: Darstellung der Leistungskennlinien von drei beispielhaften, häufig im betrachteten Netzgebiet vorkommenden, Windkraftanlagen. Der Leistungsbeiwert wurde unter Standardatmosphäre nach (3-1) berechnet (Anlagenkennlinien nach Abschnitt 3.4.2.2, Leistungsbeiwert berechnet nach IEC 61400-12-1).	38
Abbildung 3-10: Rotordurchmesser und Nennleistung der 512 Windturbinen, die für die Untersuchung dieser Arbeit unterschieden werden können (sortiert nach Nennleistung).....	39
Abbildung 3-11: Geographische Verteilung der in Schleswig-Holstein Ende 2015 installierten Leistung von Windkraftanlagen auf Basis von EnergyMap (2015). Die vollständige Einfärbung	

der Fläche wird durch eine biharmonische Spline-Interpolation mittels MATLAB (2016) erreicht.....	40
Abbildung 3-12: Generische Kennlinie für jeweils ein Portfolio von Windkraftanlagen im Flachland und im Hochland. Außerdem ist zu Vergleichszwecken die Kennlinie für die Stromerzeugung einer beispielhaften, einzelnen Windkraftanlage eingetragen. Eigene Darstellung auf Basis der oben aufgeführten Turbinendatenbank und EWEA (2009).....	41
Abbildung 3-13: Klassifizierung der PV-Anlagen in Anlehnung an Huld et al. (2010) und Saint-Drenan (2015) zur Konfiguration mit Temperaturkoeffizient und Modulausrichtung.....	52
Abbildung 3-14: Zeitreihenausschnitt der Windstromerzeugung. Dargestellt ist der Zeitraum, der die Stunde mit dem höchsten Wert der TenneT-Zeitreihe beinhaltet. Zu beachten ist die unterschiedliche Skalierung der beiden Ordinatenachsen.....	55
Abbildung 3-15: Geographische Lage der 12 für die Modellierung berücksichtigten Fernwärmesysteme. Die Größe der Symbole ist proportional zur jährlich versorgten Wärmenachfrage je System (eigene Darstellung auf Basis von AGFW (2016) und ergänzenden Recherchen, Kartenhintergrund vom OpenStreetMap-Projekt unter https://www.openstreetmap.org).....	57
Abbildung 3-16: Profilkfunktionen zur Berechnung von temperaturabhängigen Tageswerten für die Wärmenachfrage in Fernwärmesystemen auf Basis der Standardlastprofilberechnung Gas für Ein- und Mehrfamilienhaushalt. Eigene Darstellung auf Basis von BDEW et al. (2015).....	59
Abbildung 3-17: Verlauf der modellierten, stündlichen Wärmenachfrage für das Fernwärmesystem am Standort Flensburg für das Jahr 2015.....	60
Abbildung 3-18: Tagesprofile in stündlicher Auflösung für den Wärmebedarf im Mehrfamilienhaushalt, abhängig von der Umgebungstemperatur t. Eigene Darstellung auf Basis von BGW (2007).....	61
Abbildung 3-19: Schematische Darstellung der Schaltung in einer KWK-Anlage mit Gegendruckbetrieb. Eigene Darstellung in Anlehnung an Oeding und Oswald (2016: S. 78) und Mollenhauer et al. (2016: S. 168).....	63
Abbildung 3-20: Arbeitsbereich zweier beispielhafter KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine....	64
Abbildung 3-21: Schematische Darstellung der Schaltung in einer KWK-Anlage mit Entnahmekondensationsbetrieb. Eigene Darstellung in Anlehnung an Oeding und Oswald (2016: S. 78) und Mollenhauer et al. (2016: S. 168).....	65
Abbildung 3-22: Arbeitsbereich einer beispielhaften KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine.....	66
Abbildung 3-23: Verteilung der eingesetzten Brennstoffwärme zur Wärmebereitstellung in Fernwärmesystemen in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015. Eigene Darstellung auf Basis von AGFW (2016).....	67
Abbildung 3-24: Verlauf der täglichen Abrechnungspreise für Kohle für den jeweiligen Frontmonat und gehandelt an der EEX für Termingeschäfte auf Basis des Indizes API#2 Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen. Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2018a).....	68
Abbildung 3-25: Verlauf der Tagespreise für Erdgas, berechnet als Mittelwert der Tagesreferenzpreise für die zwei Marktgebiete GPL und NCG der PEGAS für die Jahre 2012-2015, gehandelt an der Energy Exchange (EEX) in Euro und pro Brennwert in MWh. Eigene Darstellung auf Basis von Powernext (2018).....	69

Abbildung 3-26: Gegenüberstellung der historischen und der modellierten Wärmeabgabe aus KWK- und HW-Anlagen für 2015. Die FW-Größe entspricht der Jahreswärmenachfrage. Auf Basis eigener Berechnungen und der Angaben von AGFW (2016).	75
Abbildung 3-27: Vergleich der historischen und der modellierten Wärmeabgabe aus KWK- und HW-Anlagen aggregiert über alle Anlagen für 2015. Auf Basis eigener Berechnungen und der Angaben von AGFW (2016).	76
Abbildung 3-28: Gebotsübersicht der Day-ahead-Auktion vom 20.12.2017 12-13 Uhr (EPEX 2017).	78
Abbildung 3-29: Dichte-Streudiagramm von Residuallast und dem aus der Day-ahead-Auktion resultierendem Marktpreis für das Jahr 2015. Zudem ist die resultierende Funktion einer polynomischen Regression dritten Grades dargestellt und das Integral dieser Funktion mit drei beispielhaften Werten für die Konstante. Marktpreis und Regression sind der linken Ordinatenachse zuzuordnen, die Integrale der rechten Ordinatenachse (EEX 2016; ENTSO-E 2017; eigene Berechnung).	80
Abbildung 5-1: Leitungsüberlastung vor Maßnahmen im Rahmen des Engpassmanagement berechnet für das Simulationsjahr 2015. Gezählt werden die Zeitschritte in denen das Wirkleistungslimit überschritten wird. Die Einfärbung korrespondiert mit der Häufigkeit der Überlastungen, zudem ist die Strichstärke der Leitung proportional zur Überlastungshäufigkeit dargestellt.	100
Abbildung 5-2: Aggregierte Abregelung für das gesamte Netzgebiet und je Energieträger, bei Anwendung des Basissmodells für den Betrachtungszeitraum 2015.	101
Abbildung 5-3: Räumliche Verteilung der Abregelung im Basisszenario und für den Betrachtungszeitraum 2015.	102
Abbildung 5-4: Jahresmaximum der Differenz der Spannungswinkel zwischen den Netzknoten im betrachteten Netzgebiet, die direkt durch Leitungen verbunden sind. Berechnungsgrundlage bildet das Basisszenario.	103
Abbildung 5-5: Differenz im Wirkleistungsfluss pro Leitung relativ zur Leitungskapazität von DC- gegenüber AC-Leistungsflussberechnung für das Simulationsjahr 2015. Eingangsdaten sind die Nettowerte von Stromerzeugung und -verbrauch je Netzknoten, resultierend aus dem Basisszenario.	103
Abbildung 5-6: Grundlegende Funktionsweise wie sich aus der potenziellen Stromerzeugung eines Windparks und einer Einspeisebeschränkung im Rahmen des Einspeisemanagements eine Abregelung ergibt.	105
Abbildung 5-7: Ausschnitt aus den Zeitreihen der historischen Abregelung und der im Basisszenario modellierten Abregelung, aggregiert für das betrachtete Netzgebiet (2015).	106
Abbildung 5-8: Streudiagramme zwischen historischer Abregelung und der im Basisszenario resultierenden Abregelung für die Jahre 2014 (links) und 2015 (rechts), jeweils aggregiert für das betrachtete Netzgebiet.	107
Abbildung 5-9: Einfluss einer zusätzlichen Einheit Stromnachfrage je Netzknoten und über die Zeit auf die Zielfunktion (Schattenpreis). Die Zielfunktion minimiert im hier betrachteten Basisszenario die Abregelung. Zur besseren Lesbarkeit sind die Netzknoten nach dem Mittelwert der Änderung der Abregelung aufsteigend sortiert.	109
Abbildung 5-10: Einfluss einer zusätzlichen Einheit Stromnachfrage auf die Zielfunktion (Schattenpreis), je Netzknoten und über die Zeit. Im hier betrachteten kostenbasierten Engpassmanagement im Szenario „KWK-Potenzial“ werden die Kosten des	

Engpassmanagements minimiert. Zur besseren Lesbarkeit sind Änderung der Kosten von null als graue Fläche eingezeichnet und die Netzknoten aufsteigend nach dem Mittelwert ihrer lokalen Grenzkosten sortiert.....	110
Abbildung 5-11: Sensitivitäten der Netzknoten an denen KWK-Anlagen von Fernwärmesystemen angeschlossen sind auf die Menge der Leitungen, die im betrachteten Simulationszeitraum mindestens einmal engpassbehaftet sind.....	112
Abbildung 5-12: Flächendeckende Darstellung des Einflusses einer Leistungsreduktion der KWK-Stromerzeugung auf die Abregelung. Berechnet als Schattenpreis der elektrischen Energiebilanz je Netzknoten im Basisszenario und eingefärbt nach Jahresminimum des nächstliegenden Netzknotens.....	114
Abbildung 5-13: Streudiagramm zwischen der je Netzknoten aggregierten Veränderung in der KWK-Stromerzeugung und der Veränderung der Abregelung. Die Veränderung wird als Differenz zwischen den Ergebnissen im hierarchischen Engpassmanagement und dem Basisszenario berechnet.	115
Abbildung 5-14: Gegenüberstellung ausgewählter Energiemengen, aggregiert über das betrachtete Netzgebiet und den Simulationszeitraum 2015.....	117
Abbildung 5-15: Streudiagramm von der EE-Abregelung und der Änderung des Strompreises am Großhandelsmarkt, resultierend aus der Änderung des Austausches über die Grenzen des betrachteten Netzgebietes hinweg. Eingangspreis bezeichnet den modellierten Großhandelspreis vor Durchführung des Engpassmanagements. Die dargestellten Wertepaare resultieren aus dem kostenbasierten Engpassmanagement für den Simulationszeitraum 2015.....	119
Abbildung 5-16: Gegenüberstellung der im Rahmen des Engpassmanagements auftretenden Kostenbestandteile, aggregiert über das betrachtete Netzgebiet und den Simulationszeitraum 2015.....	119
Abbildung 5-17: Streudiagramm der Veränderung der je Zeitschritt aggregierten Abregelung und KWK-Stromerzeugung für den Simulationszeitraum 2015. Die Einfärbung erfolgt nach Höhe der Veränderung der Kosten des Engpassmanagements. Alle Veränderungen werden als Differenz zwischen dem kostenbasierten Engpassmanagement und dem Basisszenario berechnet.	120
Abbildung 5-18: Darstellung der über den Betrachtungszeitraum 2015 gemittelten lokalen Grenzkosten in Schleswig Holstein, berechnet als Schattenpreise der Nebenbedingung über die elektrische Energiebilanz im kostenbasierten Engpassmanagement ohne SzW-Anlagen.....	125
Abbildung 5-19: Gegenüberstellung ausgewählter Energiemengen im hierarchischen Engpassmanagement (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagement (kb), unter Berücksichtigung von SzW-Anlagen. Die Angaben wurden über das betrachtete Netzgebiet und den Simulationszeitraum 2015 aggregiert.....	126
Abbildung 5-20: Streudiagramm zwischen der je Netzknoten aggregierten Veränderung in der KWK-Stromerzeugung und dem SzW-Stromverbrauch und der Veränderung der Abregelung. Die Veränderung wird als Differenz zwischen den Ergebnissen im hierarchischen Engpassmanagement mit und ohne SzW-Kapazität gegenüber dem Basisszenario berechnet...127	127
Abbildung 5-21: Gegenüberstellung der resultierenden Kosten ausgewählter Untersuchungsszenarien im hierarchischen Engpassmanagement (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagement (kb), unter Berücksichtigung von SzW-Anlagen. Die Angaben wurden über das betrachtete Netzgebiet und den Simulationszeitraum 2015 aggregiert.	128

Abbildung 5-22: Gegenüberstellung der Tripel aus SzW-Einsatz, insgesamt vorgenommener Abregelung und dem Großhandelspreis vor Eingriffen durch das Engpassmanagement für die zwei FW-Systeme 11 und 2 beim hierarchischen Engpassmanagement im SzW-Szenario 1. Die Fläche resultiert aus linearer Interpolation zwischen den im Simulationszeitraum 2015 auftretenden Tripeln.	129
Abbildung 5-23: Ausgewählte Energiemengen, resultierend aus dem Basisszenario und dem hierarchischen Engpassmanagement (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagement (kb) im SzW-Szenario 1 und 2.	131
Abbildung 5-24: Überlastung von Leitungen und Transformatoren im Simulationszeitraum 2015 für das hierarchische Engpassmanagement im SzW-Szenario 2. Zur Berechnung der Leitungsüberlastungen wurden die notwendigen Abregelungen unberücksichtigt gelassen.....	132
Abbildung 5-25: Übersicht der Kosten des Engpassmanagements für das hierarchische Engpassmanagement (hE) und das kostenbasierte Engpassmanagement (kb) in den SzW-Szenarien 1 und 2 im Vergleich zum Basisszenario.	132
Abbildung 5-26: Veränderung der Kosten des Engpassmanagements im SzW-Szenario 1 gegenüber dem Basisszenario, bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagements (kb). Zusätzlich sind Annuitäten mit variierendem Betrachtungszeitraum und Investitionsbetrag dargestellt.	134
Abbildung 5-27: Veränderung der Kosten des Engpassmanagements im SzW-Szenario 2 gegenüber dem Basisszenario, bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagements (kb). Zusätzlich sind Annuitäten mit variierendem Betrachtungszeitraum und Investitionsbetrag dargestellt.	135
Abbildung 5-28: Veränderung der Kosten des Engpassmanagements, wenn 4,14 MW SzW-Kapazität am FW-System 11 ausgebaut werden, gegenüber dem Basisszenario, bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagements (kb). Zusätzlich sind Annuitäten mit variierendem Betrachtungszeitraum und Investitionsbetrag dargestellt.	135
Abbildung 5-29: THG-Emissionen ausgewählter Szenarien und bei Verwendung des hierarchischen Engpassmanagements (hE) bzw. des kostenbasierten Engpassmanagements (kb) im Vergleich, aggregiert über den Betrachtungszeitraum 2015.	137
Abbildung 5-30: Differenz der THG-Emissionen, die sich aufgrund der Eingriffe im Rahmen des hierarchischen Engpassmanagements (hE) und des kostenbasierten Engpassmanagements (kb) gegenüber dem Basisszenario ergeben.	138
Abbildung 5-31: Veränderung der THG-Emissionen gegenüber dem Basisszenario. Lokale Emissionen fassen die Veränderung der THG-Emissionen in HW-, KWK- und Biomasseanlagen zusammen. Die Emissionen Stromaustausch fallen für Änderungen der Stromerzeugung am Großhandelsmarkt an. Beide Größen werden mit der Veränderung des Stromaustausches gegenüber dem Basisszenario normalisiert.	139
Abbildung 5-32: Ausgewählte Ergebnisse im hierarchischen Engpassmanagement (hE) und kostenbasierten Engpassmanagement (kb) bei variierenden Werten für die Pönalisierung der Abregelung.	141

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Klassifizierung von Methoden des Engpassmanagements.....	13
Tabelle 2: Annahmen zu den Betriebs- und Netzparametern der modellierten Freileitungen auf Basis eigener Berechnungen und der Arbeiten von Oswald und Krämer (2006), Hofmann und Oswald (2010) und Oeding und Oswald (2016).....	28
Tabelle 3: Annahmen zu den Parametern einer Transformatorbank, die Verteil- und Übertragungsnetz auf den Spannungsebenen 110/220 kV bzw. 110/380 kV verbindet.	29
Tabelle 4: Stromverbrauch im betrachteten Netzgebiet je Verbrauchergruppe. Basierend auf Angaben vom Statistikamt Nord (2016) und dem Monitoringbericht von MELUR (2017a) bzw. dessen Vorgängern der Jahre 2014-2016.....	31
Tabelle 5: Übersicht der enthaltenen Datenpunkte in den zwei verwendeten Datenbanken für die Verwendung der anlagenscharfen Modellierung der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen.	39
Tabelle 6: Koeffizienten zur Berechnung des relativen Modulwirkungsgrads nach Huld et al. (2010).....	48
Tabelle 7: Übersicht über die im PV-Modell wählbaren Temperaturkoeffizienten, abhängig vom Installationstyp der PV-Anlage nach Drews et al. (2007)	49
Tabelle 8: Gegenüberstellung der modellierten Windstromerzeugung mit der Historie. Die Werte vor Engpassmanagement beziffern die theoretische Stromerzeugung, wenn keine Abregelung aufgetreten wäre.	54
Tabelle 9: Gegenüberstellung der modellierten PV-Stromerzeugung zu den Angaben vom MELUR und dem Übertragungsnetzbetreibers Tennet.	55
Tabelle 10: Kapazitätsfaktor der Wärmenachfrage in Fernwärmenetzen aggregiert für Schleswig-Holstein auf Basis der Hauptberichte 2012 bis 2015 des Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW).....	59
Tabelle 11: Koeffizienten der ausgewählten Profilfunktion DE_HMF34, welche für die Verwendung der Lastprofilerstellung des Heizgasbedarfes in Mehrfamilienhäusern ausgewiesen ist (AGFW 2016). Die zugehörigen SI-Einheiten finden sich in der Variablendeklaration von Formel (3-7).....	60
Tabelle 12: Betrachtete Treibhausgase und deren Umrechnung in CO ₂ -Äquivalente und Anteil an den Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft in Deutschland (Memmler et al. 2017; Harthan et al. 2017).....	94
Tabelle 13: Emissionsfaktoren der berücksichtigten Brennstoffe in konventionell oder mit biogenen Brennstoffen befeuerten KWK-, HW- und Biomasseanlagen. Auf Basis von AGFW (2016) und eigenen Berechnung anhand Harthan et al. (2017) und AGEB (2017).....	96
Tabelle 14: Ausgewählte Statistiken zum Vergleich der modellierten gegenüber der historischen Abregelung, aggregiert für das betrachtete Netzgebiet. Historische Jahresmengen basierend auf den Angaben von BNetzA (2017b).	108
Tabelle 15: Gegenüberstellung ausgewählter Ergebnisse des Basisszenarios und einer Variante des Basisszenarios ohne Fernwärmesysteme.	111

Tabelle 16: Übersicht der je Fernwärmesystem platzierten elektrischen Leistung von SzW-Anlagen im SzW-Szenario 1 und der Netzknoten mit dem Fernwärmesystem und zugehörige SzW-Anlage jeweils elektrisch verbunden sind.122

Tabelle 17: Übersicht der je Fernwärmesystem platzierten elektrischen Leistung von SzW-Anlagen im SzW-Szenario 2 und der Netzknoten mit dem Fernwärmesystem und zugehörige SzW-Anlage jeweils elektrisch verbunden sind.124

Tabelle 18: Vergleich der Volllaststunden für die SzW-Anlagen zwischen Standorten und angewandtem Engpassmanagement im SzW-Szenario 1.....129

Tabelle 19: Zuweisung der Ursächlichkeit von Abregelung im Zusammenhang mit Einspeisemanagement auf Verteil- und Übertragungsnetz nach den Monitoringberichten 2014 bis 2017 der Bundesnetzagentur (BNetzA 2014; 2015b; 2016; 2017b).....143

1 Einleitung

Die Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und vielen anderen Ländern in Europa und der Welt befindet sich in einer Zeit des starken Wandels. Die konventionelle Stromerzeugung¹ auf Basis der Verbrennung fossiler Brennstoffe wird zunehmend durch Stromerzeugungskapazitäten auf Basis von Erneuerbaren Energien (EE) ersetzt. Treiber dieser Veränderung ist der weltweit zunehmende Konsens von Wissenschaft und Politik, dass ein globaler Anstieg der Durchschnittstemperatur stattfindet und dieser menschengemacht ist (IPCC 2007). Im Rahmen des sogenannten Kyoto-Protokolls, Ergebnis einer im Jahr 1997 stattgefundenen Konferenz der Vereinten Nationen zum Thema Klimaveränderung, wurden erstmals länderübergreifende und verpflichtende Zielgrößen für die Emission von Treibhausgasen vereinbart (UNFCCC 1998). Darin verpflichteten sich die Mitglieder der Europäischen Union (EU) die Treibhausgasemissionen innerhalb der Verpflichtungsperiode 2008 - 2012 auf ein Niveau von 92% des Wertes des Jahres 1990 zu reduzieren.

Seit dieser Beschlussfassung sind die Bemühungen, fortführende und verbindliche Emissionsgrenzen auf Ebene der internationalen Staatengemeinschaft festzuschreiben, hinter den Ergebnissen von Kyoto zurückgeblieben. Wichtige Industrienationen, wie die Vereinigten Staaten von Amerika, haben die Ratifikation des Protokolls nie durchgeführt und Kanada ist aus dem Abkommen wieder ausgestiegen. Auf der anderen Seite sind insgesamt 191 Staaten dem Abkommen beigetreten, zuzüglich zu den Mitgliedsländern der Europäischen Union. Viele der beteiligten Länder haben sich eigene Ziele gegeben, die über die Beschränkungen des Kyoto-Protokolls hinausgehen, darunter auch Deutschland. Im Jahr 2010 hat die Bundesregierung beschlossen, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 auf ein Niveau von 5% - 15% des Wertes des Jahres 1990 zu reduzieren (BMUB 2016).

Ein großer Teil der Reduktion soll durch den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Stromerzeugung) erreicht werden. Die Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung soll substituiert werden, um die Treibhausgasemissionen zu senken. Im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien“ (EEG) ist konkret festgelegt, dass der Anteil der EE-Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch von 40% - 45% im Jahr 2025 über 55% - 60% im Jahr 2035 auf mindestens 80% im Jahr 2050 ansteigen soll (Deutscher Bundestag 2017b). Der Koalitionsvertrag der – zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit – regierenden Parteien CDU, CSU und SPD sieht eine weitere Steigerung dieser Ziele mit einem Anteil von 65% im Jahr 2030 vor (CDU et al. 2018). Im Jahr 2016 betrug der Anteil der EE-Stromerzeugung an der Deckung des Bruttostromverbrauchs nach BDEW (2017) 31,7%. Im Jahr 2000 war die Kernenergie mit 29% noch der wichtigste Energieträger für die Bruttostromerzeugung in Deutschland. Erneuerbare Energien trugen lediglich 7 % bei. Im Jahr 2016 hat sich dieses Verhältnis beinahe umgekehrt und die Kernenergie liegt nur noch bei 13 %.

Die vorliegende Arbeit erfolgt vor dem Hintergrund dieses Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Deutschland und dem damit verbundenen Umbau des Stromversorgungssystems. Die daraus

¹ Analog zur Literatur werden in dieser Arbeit zu besseren Lesbarkeit die zwar ungenauen, aber weit verbreiteten Begriffe Stromerzeugung und Stromverbrauch verwendet. Damit ist die Umwandlung zwischen elektrischer und anderen Energieformen gemeint und keinesfalls ein Widerspruch zum Energieerhaltungssatz beabsichtigt.

resultierenden Herausforderungen für den Betrieb der elektrischen Netzinfrastruktur sind Gegenstand dieser Untersuchung und werden im Folgenden exponiert und motiviert.

1.1 Problemstellung und Motivation

Die räumliche Verteilung der in den letzten Jahren zugebauten Stromerzeugungskapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energien weicht in hohem Maße von den Standorten konventioneller Großkraftwerke ab. Diese wurden möglichst im lokalen Zusammenhang mit dem Stromverbrauch positioniert, was aufgrund der hohen Leistungsdichte eines konventionellen Kraftwerks möglich ist. Für Kraftwerke auf Basis von Kernenergie wie auch fossiler Brennstoffe gilt, dass sie eine hohe elektrische Leistung auf kleiner Fläche bereitstellen. Die Kraftwerksstandorte befinden sich häufig in relativer Nähe zu den großen Stromverbrauchszentren. Die Infrastruktur für den Transport elektrischer Energie kann entsprechend den in einem solchen System auftretenden Potenzialdifferenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgerichtet werden. Dadurch fällt der Transportbedarf für elektrische Energie geringer aus, und gegebenenfalls kann die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme einer Nutzung zugeführt werden.

Die EE-Stromerzeugung erfolgt dagegen dezentral, in kleineren Anlagen und räumlich verteilt. Ein großer Teil der EE-Stromerzeugungsanlagen wurde an Standorten errichtet, die im Mittel eine höhere Entfernung zu den Stromverbrauchszentren in Deutschland aufweisen als konventionelle Kraftwerke. Dies ist zum einen in der vergleichsweise geringen Leistungsdichte begründet, die einen großen Flächenbedarf nach sich zieht. Freie Flächen, die sich für den EE-Ausbau eignen, sind in den Ballungsgebieten mit hoher elektrischer Nachfrage wenig verfügbar oder mit hohen Kosten verbunden. EE-Anlagenbetreiber weichen daher vermehrt auf Regionen aus, die ein hohes Freiflächenaufkommen aufweisen. Zum anderen hängt die EE-Stromerzeugung in hohem Maße vom Dargebot der jeweils genutzten Energieform ab. So erfolgt beispielweise der Ausbau der Windkraft besonders intensiv in den nördlichen, küstennahen Gebieten wo ein hohes Aufkommen an Windenergie auftritt.

Aufgrund dieser strukturellen Diskrepanz hinsichtlich der räumlichen Verteilung der Stromerzeugung, steigt der Stromtransportbedarf zwischen den Zentren der EE-Stromerzeugung und den Stromverbrauchszentren. Hinzukommt, dass der Großteil der EE-Stromerzeugungskapazitäten geringere Auslastungsfaktoren als konventionelle Kraftwerke erreicht, und daher für dieselbe Stromerzeugungsmenge eine höhere installierte Leistung erforderlich ist. Dies führt insgesamt zu einer Veränderung der Leistungsflüsse durch das Stromnetz. Beispielsweise findet häufiger und in höherem Ausmaß ein Stromtransport von Nord nach Süd statt. Indikator für diese Entwicklung sind die Planungen der deutschen Netzbetreiber zum Bau von Leitungen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) in Nord-Süd Richtung (BNetzA 2015a). Der erhöhte Transportbedarf ist auch in den, dem Übertragungsnetz unterlagerten, Spannungsebenen des Verteilnetzes zu beobachten (vgl. dena 2012, Energynautics et al. 2014, E-Bridge et al. 2014, Ecofys und IWES 2017).

Verbunden mit dem erhöhten Transportbedarf treten zunehmend Netzengpässe innerhalb Deutschlands auf und machen Eingriffe durch Netzbetreiber im Rahmen eines Engpassmanagements nötig. Als Netzengpass wird das antizipierte oder eingetretene Überschreiten der Kapazität eines Netzbetriebsmittels oder die drohende Verletzung von technischen Parametern in der Stromversorgung bezeichnet (vgl. Kapitel 2.2.1). Die Eingriffe im Rahmen des Engpassmanagements nehmen sowohl in Umfang als auch Häufigkeit seit einigen

Jahren in Deutschland zu. Abbildung 1-1 stellt die Entwicklung des Netzengpassmanagements nach dem sogenannten Einspeisemanagement (EinsMan) über die letzten Jahre dar. Im Rahmen von EinsMan reduzieren Netzbetreiber die EE-Stromerzeugung, um Netzengpässe zu vermeiden.

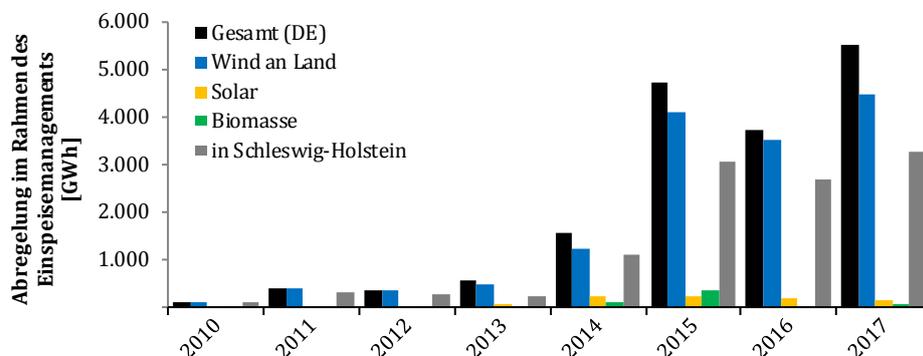


Abbildung 1-1: Entwicklung der Abregelung im Rahmen des Einspeisemanagements in Deutschland als Gesamtsumme und für ausgewählte Energieträger. Eigene Darstellung auf Basis von MELUR (2017b), BNetzA (2017b) und BNetzA (2018c).

Die Stromerzeugung, die aufgrund des Einspeisemanagements nicht erfolgt, wird in den weiteren Teilen dieser Arbeit mit Abregelung bezeichnet. In Abbildung 1-1 ist zu erkennen, dass der Umfang der Abregelung in Deutschland über die letzten Jahre stark zugenommen hat. Im bislang am stärksten betroffenen Jahr 2017 lag die Abregelung bei 5.518 GWh. Gemessen an Energiemenge liegt somit seit 2015 das jährliche Abregelungsvolumen oberhalb des jährlichen Stromverbrauchs von einer Million Haushalten.²

Weiterhin ist Abbildung 1-1 zu entnehmen, dass der Großteil der Abregelung in Deutschland auf Anlagen im Bundesland Schleswig-Holstein entfällt. Ihr Anteil lag 2016 bei 72%. Hinsichtlich der Abgrenzung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern bei der Durchführung des Einspeisemanagements ist zu ergänzen, dass im Betrachtungszeitraum 2012 bis 2015 zwischen 93% und 98% der deutschlandweiten Abregelungen von Verteilnetzbetreibern im Verteilnetz durchgeführt wurden (BNetzA 2013; 2014; 2015b; 2016).

Mit dem Energieträger Elektrizität bleibt durch die Abregelung ein sehr hochwertiger Energieträger ungenutzt: Der Anteil elektrischer Energie, der als Exergie vorliegt, beläuft sich auf 100%. Die Umwandlung in mechanische oder thermische Energie beispielweise kann zu 100% erfolgen (Konstantin 2017). Die Abregelung betrifft also einen Energieträger, der grundsätzlich für eine Vielzahl von Anwendungen einsetzbar wäre und zudem vollständig auf Basis von Erneuerbaren Energien Quellen bereitgestellt wird. Darüber hinaus erhalten die betroffenen Anlagenbetreiber Entschädigungszahlungen, die analog zu den Abregelungen in den letzten Jahren stark angestiegen sind. In 2010 wurden nach BNetzA (2017b) 10,2 Millionen Euro an Entschädigungen für Einspeisemanagementmaßnahmen gezahlt, in 2016 lag dieser Wert bei 643 Millionen Euro. Der starke Anstieg von Entschädigungszahlungen verbunden mit ungenutztem EE-Stromerzeugungspotenzial führt zur Motivation dieser Forschungsarbeit und gibt die

² Bei einem durchschnittlichen Stromverbrauch je Haushalt von 3,168 MWh im Jahr 2015 nach DESTATIS (2018).

Problemstellung vor: Wie kann die Abregelung der EE-Stromerzeugung in Umfang und Häufigkeit reduziert werden, unter Berücksichtigung der Kosten des Engpassmanagements?

1.2 Zielsetzung

Die aufgezeigte Problemstellung führt zur Zielsetzung dieser Arbeit: Ein techno-ökonomisches Energiesystemmodell zu entwickeln, welches die Wechselwirkung zwischen Engpässen und EE-Abregelung in Deutschland abbildet. Die Analyse soll anhand einer konkreten Fallstudie erfolgen, um möglichst aussagekräftige Erkenntnisse hinsichtlich der realen Problemstellung zunehmender Abregelungen in Deutschland zu gewinnen. Da die Abregelungen fast vollständig durch Verteilnetzbetreiber im Verteilnetz ausgeführt werden und überwiegend Anlagen in Schleswig-Holstein betroffen sind (vgl. Kapitel 1.1), erfolgen die Analysen aus der Sichtweise des Betreibers eines 110 kV Verteilnetzes in Schleswig-Holstein.

Im Umgang mit Engpässen haben Netzbetreiber grundsätzlich drei Ansatzpunkte zur Verfügung:

- **Ausbau der Netzinfrastruktur:** Zusätzliche Investitionen in die Netzinfrastruktur, beispielsweise zur Erhöhung der Kapazität eines Netzbetriebsmittels, stellen eine effektive und weit verbreitete Reaktion auf Engpässe dar. Hierzu zählt auch die Substitution konventioneller Netzbetriebsmittel durch Alternativen, die einen aktiven Einfluss auf den Netzbetrieb erlauben. Eine dieser Alternativen ist zum Beispiel der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren. In Reaktion auf den Ausbau der EE-Stromerzeugungskapazitäten und den damit einhergehenden Engpässen in Deutschland, befinden sich betroffene Netzbetreiber bereits im Ausbau ihrer Netzinfrastruktur.
- **Engpassmanagement:** Mit Engpassmanagement wird die Entscheidung und die Durchführung einer Summe von kurzfristigen, operativen Maßnahmen bezeichnet, die getätigt werden, um einen Engpass zu vermeiden (vgl. Kapitel 2.2.2). Meist ist eine Vielzahl von unterschiedlichen Kombinationen von Maßnahmen hierzu möglich. Da diese potenziell zu sehr unterschiedlichen Resultaten führen, hinsichtlich der Kosten des Engpassmanagements oder anderer Zielgrößen, kommt der Entscheidungsfindung und -unterstützung im Rahmen des Engpassmanagements eine hohe Bedeutung zu. Sie ist zentraler Gegenstand der vorliegenden Untersuchung.
- **Ausbau der Flexibilitätsoptionen:** Mit Flexibilitätsoptionen sind Kapazitäten gemeint, die gezielt auf eine Anfrage mit der Erhöhung oder Verringerung ihrer Stromerzeugung oder ihres Stromverbrauchs reagieren können. Der Ausbau von Flexibilitätsoptionen, die dem Netzbetreiber im Rahmen des Engpassmanagements zur Verfügung stehen, erhöht die Freiheitsgrade und ist dem Engpassmanagement potenziell zuträglich.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, zwei der drei genannten Ansatzpunkte zu untersuchen: Die Weiterentwicklung des Engpassmanagements, welches bei Verteilnetzbetreibern im Rahmen des Einsatzes zum Einsatz kommt sowie den Einfluss zusätzlicher Flexibilitätsoptionen. Der Ausbau der Netzinfrastruktur wird nicht weiter betrachtet, da sich dieser als günstiges Instrument zur Engpassbeseitigung bereits etabliert hat und im betrachteten Netzgebiet auch umgesetzt wird. Hieraus leiten sich die im Folgenden vorgestellten, konkreten Forschungsfragen ab:

- Welche Daten und Modelle sind geeignet um die heute auftretenden Engpässe und daraus resultierende Abschaltungen Erneuerbarer Energien auf Verteilnetzebene zu untersuchen? Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit existiert keine eindeutig nachvollziehbare Vorgabe für

Netzbetreiber, die im Sinne einer formalen, mathematischen Beschreibung vorgibt, wie das Netzengpassmanagement durchzuführen ist. Darüber hinaus werden weder von Seiten der Regulierungsbehörden noch den Netzbetreibern maschinenlesbaren Datensätze zu den Netzebenen unterhalb der Höchstspannung zur Verfügung gestellt, die eine Leistungsflussanalyse erlauben würden. Die Beantwortung der Forschungsfrage erfordert die Entwicklung einer geeigneten Methodik für das Engpassmanagement und die Aufbereitung unterschiedlichster Datenquellen. Ziel der Beantwortung dieser Forschungsfrage ist es, einen Beitrag zur Forschungsgemeinschaft zu leisten bezüglich der Erstellung geeigneter Energiesystemmodelle zur Untersuchung des Netzengpassmanagements im Rahmen von EinsMan in Deutschland.

- Wie kann das Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene weiterentwickelt werden, mit dem Ziel, sowohl die Abregelung als auch die Kosten des Engpassmanagements zu verringern? Die Beantwortung dieser Forschungsfrage impliziert die Entwicklung einer Norm anhand derer die Effizienz verschiedener Algorithmen für das Engpassmanagement miteinander verglichen werden können. Als Vergleichsgrößen sollen die Abregelung, die Kosten des Engpassmanagements und die Treibhausgasemissionen verwendet werden. Zur Beantwortung dieser Forschungsfrage werden zwei alternative Methoden für das Engpassmanagement konzipiert und vorgestellt, deren Leistungsfähigkeit anhand der genannten Normen beurteilt wird.
- Welches Potenzial bietet die Sektorenkopplung in Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme (SzW) für das Engpassmanagement? Obwohl konkrete Instrumente durch den Gesetzgeber implementiert wurden, die den Ausbau von SzW-Anlagen im betrachteten Netzgebiet fördern, sind keine Arbeiten bekannt, die den Einfluss auf Netzengpässe und Abregelungen leistungsflussbasiert untersuchen. Zur Beantwortung dieser Forschungsfrage wird eine quantitative Analyse des Ausbaus von SzW-Anlagen durchgeführt und das Potenzial hinsichtlich der entwickelten Normen herausgearbeitet.

1.3 Struktur der Arbeit

In Kapitel 1 werden die wichtigsten Grundlagen vermittelt, die für das Verständnis der vorliegenden Analysen und Schlussfolgerungen notwendig sind, und eine Einordnung der Arbeit in Regulierung und Literatur vorgenommen. Kapitel 2.1 führt in die grundlegende Funktionsweise von Stromversorgungssystemen ein. Es wird ergänzt durch Kapitel 2.2, das näher auf die Grundlagen des Transportes elektrischer Energie eingeht. In diesem Kapitel erfolgt eine Einführung in die Leistungsflussanalyse, die Definition von Netzengpässen und ein Überblick über bestehende Methoden des Engpassmanagements. In Kapitel 2.3 werden die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen vorgestellt, vor deren Hintergrund diese Untersuchung erfolgt. Das Kapitel 2.4 enthält, unterteilt in zwei Unterkapitel, eine Zusammenfassung der relevanten Literatur und nimmt eine Einordnung der vorliegenden Arbeit darin vor. Zudem erfolgt eine Abgrenzung der hier untersuchten Forschungsfragen zu bestehenden Arbeiten.

In Kapitel 3 wird das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Energiesystemmodell in Schleswig-Holstein beschrieben. Dazu zählt die Motivation zur Auswahl der betrachteten Fallstudie in Kapitel 3.1 und die Darstellung der elektrischen Netzinfrastruktur in Kapitel 3.2. In Kapitel 3.3 erfolgt die Beschreibung der Module für die Ermittlung einer geographisch und zeitlich hoch aufgelösten Stromnachfrage, Kapitel 3.4 erläutert die Vorgehensweise zur Modellierung der EE-

Stromerzeugung. In Kapitel 3.5 wird die Nutzung von Fernwärme im betrachteten Netzgebiet vorgestellt sowie die verwendeten techno-ökonomischen Parameter der Wärmeversorgung aufgezeigt. Die Modellierung der Entscheidungsfindung von Betreibern von Fernwärmesystemen zum Anlageneinsatz in der Wärmeversorgung wird in Kapitel 3.6 dargestellt. Das Kapitel 3.7 geht auf verbleibende, konventionelle Kraftwerke ein und im Kapitel 3.8 wird die Kostenfunktion erläutert, die für den Stromaustausch, über die Grenzen des betrachteten Netzgebietes hinweg, angenommen wird.

Kapitel 4 widmet sich der Darstellung des entwickelten Optimierungsprogramms für das Engpassmanagement. Das Basismodell, das den Status Quo des Engpassmanagements im betrachteten Netzgebiet abbildet, wird in Kapitel 4.1 vorgestellt. Kapitel 4.2 umfasst die Darstellung des Engpassmanagements mit hierarchischer Abregelung, das der erhöhten Nutzung von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für das Engpassmanagement dient. Anschließend wird in Kapitel 4.3 das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte, kostenbasierte Engpassmanagement vorgestellt. Die zur Beurteilung verwendeten Normen hinsichtlich Abregelung und Kosten ergeben sich aus der Zielfunktion der jeweiligen Optimierungsprobleme. Die Bewertung nach den Emissionen von Treibhausgasen ist in Kapitel 4.4 dargestellt.

Das Kapitel 1 dient der zusammenfassenden Darstellung der Ergebnisse, die mittels des vorab beschriebenen Modellrahmens erzielt werden. In Kapitel 5.1 wird die Erstellung eines Basisszenarios dargelegt, dessen Ergebnisse plausibilisiert und zu historischen Werten in Perspektive gesetzt. Die Verwendung und Ermittlung der Schattenpreise für die Interpretation der Ergebnisse und Erstellung von Szenarien im Rahmen dieser Arbeit wird in Kapitel 5.2 erläutert. Es folgen im Kapitel 5.3 die Erkenntnisse hinsichtlich einer intensiveren Nutzung von KWK-Anlagen für das Engpassmanagement und die Ergebnisse der Untersuchungen des Potenzials von SzW-Anlagen in Kapitel 5.4. In Kapitel 5.5 wird näher auf die Wechselwirkungen zwischen dem angewandten Engpassmanagement und den Treibhausgasemissionen eingegangen. Abschließend werden in Kapitel 5.6 die Ergebnisse einer Erweiterung des kostenbasierten Engpassmanagements um die Pönalisierung von Abregelung vorgestellt.

Die Schlussfolgerungen aus den erzielten Ergebnissen und eine kritische Diskussion des vorgestellten Modellrahmens werden in Kapitel 1 dargestellt. Die Interpretation der Ergebnisse erfolgt separat für das entwickelte Basisszenario (Kapitel 6.1), die konzipierten Algorithmen des Engpassmanagements (Kapitel 6.2) und die Integration von SzW-Anlagen als zusätzliche Flexibilitätsoption im Engpassmanagement (Kapitel 6.3). Die Wirtschaftlichkeit von SzW-Anlagen wird in Kapitel 6.4 diskutiert und der Einfluss des Engpassmanagements auf die Treibhausgasemissionen in Kapitel 6.5. Das Kapitel 6.6 dient der kritischen Würdigung des entwickelten Energiesystemmodells, in dem Grenzen und Verbesserungsmöglichkeiten aufgezeigt werden und ein Ausblick auf zukünftige Forschungsfragen gegeben wird.

2 Grundlagen und Literatur

In diesem Abschnitt werden Grundlagen erläutert, die für das allgemeine Verständnis des entwickelten Modellrahmens wichtig sind. Die spezifischeren Methoden, die im Rahmen des entwickelten Energiesystemmodells angewendet werden, sind gesondert in den Kapiteln 3 und 4 aufgeführt. In Kapitel 2.1 erfolgt zunächst eine allgemeine Einführung in die Funktionsweise von Stromversorgungssystemen. Anschließend wird in Kapitel 2.2 auf die Grundlagen der Leistungsflussberechnung elektrischer Netze eingegangen. Im Kapitel 2.3 erfolgt ein Überblick über den politischen und rechtlichen Regulierungsrahmen. Das Kapitel schließt in 2.4 mit einem ausführlichen Literaturüberblick, der die relevantesten Erkenntnisse bestehender Arbeiten zusammenfasst und die vorliegende Untersuchung dazu abgrenzt.

2.1 Funktionsweise der elektrischen Energieversorgung

In der elektrischen Energieversorgung wird zunächst in Stromerzeugung und den Stromverbrauch unterschieden. Der Stromverbrauch umfasst alle Endverbraucher von elektrischer Energie. Dazu gehört beispielsweise der Strombedarf zum Betrieb elektrischer Geräte in Haushalten, für die Erbringung von Mobilitätsdienstleistungen oder der industrielle Bedarf, um Maschinen zu nutzen. Der Stromverbrauch wird durch die Stromerzeugung gedeckt.

2.1.1 Bereitstellung elektrischer Energie

Zur Deckung des Stromverbrauchs steht eine Vielzahl von Kraftwerken bereit, die die Umwandlung einer Vielzahl von Energieformen in elektrische Energie durchführen. Gemessen an ihrem Anteil an der Stromerzeugung, werden im Folgenden die wichtigsten Kraftwerkstypen in Deutschland vorgestellt:

- **Thermische Kraftwerke:** In thermischen Kraftwerken wird Wärmeenergie, mithilfe von Verfahren ähnlich dem Carnot-Prozess, in Elektrizität umgewandelt. Dies erfolgt mittels einer Gasturbine, einer Dampfturbine oder der Kombination von Gas- und Dampfturbine. Die Wärmeenergie wird entweder durch einen Verbrennungsprozess bereitgestellt (z.B. Müll, Biomasse oder fossile Energieträger wie Gas, Öl oder Kohle) oder durch die Moderation von Prozessen der Kernspaltung (Kernenergie). Alternative Konzepte zur Wärmebereitstellung, zum Beispiel durch die Nutzung von Erdwärme in der Geothermie, tragen bis heute nur geringe Anteile zur Stromerzeugung bei. Kraftwerke, die einen Motor anstelle einer Turbine zur Umwandlung von Wärme in Elektrizität verwenden, zählen ebenso zu den thermischen Kraftwerken. Hierzu zählen beispielsweise Biomasseanlagen, die Wärme durch die Verbrennung von Biogas gewinnen und mittels eines Motors in Elektrizität umwandeln.
- **Wasserkraftwerke:** In Wasserkraftwerken wird die potenzielle Energie einer Wassermasse in Strom umgewandelt. Dazu wird Wasser von einem Höhenniveau auf ein darunterliegendes Niveau geleitet und dabei Arbeit an einer Turbine verrichtet. Wasserkraftwerke werden weiter unterteilt in Speicherwasserkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke und Laufwasserkraftwerke. Speicherwasserkraftwerke werden durch natürliche Zuflüsse mit Wasser gespeist, das gestaut und nach Bedarf zur Stromerzeugung genutzt wird. Pumpspeicherkraftwerke besitzen Pumpkapazitäten, die dazu genutzt werden können Wasser von einem niedrigeren Höhenniveau

in ein höher gelegenes Speicherbecken zu pumpen. Dafür wird elektrische Energie aufgebracht, die zum Teil bei der späteren Nutzung der Wassermassen des Speicherbeckens zur Stromerzeugung zurückgewonnen wird. Pumpspeicherkraftwerke stellen die älteste und bis heute wichtigste Möglichkeit zur indirekten Speicherung elektrischer Energie dar. Speicherwasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke treten häufig als Kombination miteinander auf. Laufwasserkraftwerke nutzen den geringen Höhenunterschied in einem fließenden Gewässer und zu Teilen auch die kinetische Energie der in Bewegung befindlichen Wassermasse zur Stromerzeugung. Aufgrund der geringen bzw. nicht vorhandenen Kapazitäten zur Stauung von Wasser sind Laufwasserkraftwerke als abhängig vom Wasserdargebot zu betrachten.

- Windkraftwerke wandeln die kinetische Energie einer bewegten Luftmasse mittels einer Turbine in Strom um. Ihre Stromerzeugung ist direkt abhängig von den vorherrschenden Windverhältnissen.
- Solarkraftwerke nutzen die auf der Erde eintreffende Energie der Sonne in direkter Form. Im Rahmen dieser Arbeit werden Photovoltaikanlagen berücksichtigt, andere Formen zur Nutzung der Solarenergie, etwa in solarthermischen Kraftwerken, erbringen nur geringe Anteile an der gesamten Stromerzeugung und werden nicht betrachtet. Photovoltaikanlagen nutzen die auf der Erde eintreffenden Sonnenstrahlen direkt um mittels Halbleitern eine elektrische Spannung aufzubauen und damit zur Stromerzeugung beizutragen. Auch sie sind in direktem Maße vom Dargebot der Sonneneinstrahlung abhängig und damit den Schwankungen des vorherrschenden Wetters ausgesetzt.

2.1.2 Ausgleich der Leistungsbilanz

In einem Stromversorgungssystem muss stets eine ausgeglichene Leistungsbilanz vorherrschen, da keine nennenswerte Trägheit des Leistungsflusses existiert.³ Als Leistungsbilanz wird das Saldo der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs aller dem System zugehörigen Anlagen bezeichnet, inklusive von Verlusten, Importen und Exporten. Tritt eine Störung des Gleichgewichts auf, also eine plötzliche Änderung von Stromerzeugung oder Stromverbrauch in positiver oder negativer Richtung, so wirkt sich dies auf die Frequenz des mit Wechselstrom betriebenen Netzverbundes aus. Störungen können zum Beispiel durch ungeplante Nichtverfügbarkeiten und plötzliche Ausfälle von Kraftwerken ausgelöst werden oder durch signifikante Fehler in der Prognose eines Stromverbrauchers oder der EE-Stromerzeugung.

Um die Ausgeglichenheit der Leistungsbilanz mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit erreichen zu können, stehen in einem Stromversorgungssystem Reserven bereit. In der deutschen Stromversorgung werden hierzu Kraftwerke für drei Arten von Regelenergie kontrahiert: Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie. Die folgende Beschreibung der drei Regelenergiearten erfolgt auf Basis der Angaben von VDN (2007), FNN (2009), Oeding und Oswald (2016) und Konstantin (2017):

³ Es kann argumentiert werden, dass in einem solchen System eine gewisse Trägheit existiert, die in begrenztem Umfang ein Ungleichgewicht der Leistungsbilanz ausgleichen kann. Solch eine Momentanreserve stützt sich beispielsweise auf die kinetische Energie rotierender Massen oder die Frequenzabhängigkeit des Stromverbrauchs, muss jedoch sehr schnell durch die Anpassung der Leistungsbilanz abgelöst werden. Allerdings kann ebenso argumentiert werden, dass diese Trägheit Teil der Leistungsbilanz ist, die im Sinne der Energieerhaltung in jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein muss.

Die Primärregelleistung reagiert vollautomatisch auf Abweichungen der vorherrschenden Netzfrequenz gegenüber der Soll-Frequenz. Sie wird größtenteils durch in Betrieb befindliche thermische Kraftwerke mit Dampfturbinen bereitgestellt. Durch die Regelung der Drosselventile vor der Turbine kann augenblicklich eine Leistungsänderung hervorgerufen werden, die zur Rückführung der Netzfrequenz auf den Sollwert beitragen kann. Zunehmend werden auch große Batteriespeicher in der Primärregelleitung eingesetzt. Nach Fleer et al. (2016) erreichen Batterien in 2017 eine präqualifizierte Leistung von rund 150 MW, was grob 27% der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung entspricht. Anlagen, die für die Primärregelleistung präqualifiziert werden, müssen spätestens nach 30 Sekunden die vollständige Leistung bereitstellen können und diese für mindestens 15 Minuten halten können.

Anlagen in der Sekundärregelleistung müssen spätestens 30 Sekunden nach ihrem Abruf beginnen die geforderte Veränderung in der Leistungsabgabe bzw. -aufnahme zu erbringen. Innerhalb von 5 Minuten muss die maximale Leistung vollständig bereitstehen können. Die Sekundärregelleistung dient zur Ablösung der Primärregelleistung und wird beispielsweise durch Speicherwasser- oder Pumpspeicherkraftwerke erbracht. Auch in Teillast betriebene thermische Kraftwerke oder flexible Stromverbraucher, wie beispielsweise große ohmsche Widerstände, nehmen an der Bereitstellung von Sekundärregelleistung teil. Anlagen in der Sekundärregelleistung werden an eine zentrale Regelungseinheit angeschlossen, über die der betreffende Übertragungsnetzbetreiber direkten und automatischen Zugriff zur Steuerung der Anlagen erhält.

Die Tertiärregelleistung dient zur Ablösung der Sekundärregelleistung und wird weitestgehend manuell auf Anforderung durch den Anlagenbetreiber aktiviert. Nach Aktivierung muss sie spätestens nach 15 Minuten, teilweise auch bereits nach 7,5 Minuten, vollständig zur Verfügung stehen können. Neben den bereits genannten Kraftwerkstypen kommen für die Bereitstellung auch schnellstartende Kraftwerke mit Gasturbine in Frage oder andere in Warmreserve stehende thermische Kraftwerke. Insbesondere an der Tertiärregelleistung nehmen zunehmend dezentrale Einheiten teil, die von Aggregatoren in einem virtuellen Kraftwerk zusammengefasst werden und dadurch die Anforderungen für die Präqualifikation erfüllen können. Der Einsatz aller drei Regelleistungsarten wird durch die Übertragungsnetzbetreiber im europäischen Netzverbund koordiniert.

2.1.3 Stromversorgungsnetze

Zur Übertragung elektrischer Energie zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch werden diese elektrisch miteinander gekoppelt und es entsteht ein elektrisches Netz. Die elektrische Netzinfrastruktur dient zum einen dem Transport der elektrischen Energie. Zum anderen dient sie der Erhöhung der Versorgungssicherheit bzw. Verringerung der Kosten für die Stromversorgung durch die Nutzung von Ausgleichseffekten bei der Reservevorhaltung und Synergien im Kraftwerksbetrieb. Der europäische Netzverbund wird mit Wechselstrom und einer Frequenz von 50 Hertz betrieben. In Deutschland unterscheidet man innerhalb der Netzinfrastruktur in Übertragungs- und Verteilnetz. Die zwei Ebenen grenzen sich durch die zugehörigen Spannungsebenen ab und werden von unterschiedlichen Unternehmen betrieben. Darüber hinaus gelten für Betreiber von Übertragungsnetzen andere regulatorische Rahmenbedingungen als für Betreiber von Verteilnetzen.

Als Übertragungsnetz wird im Allgemeinen der Teil der Netzinfrastruktur bezeichnet, der mit einer Spannung von mindestens 220 kV betrieben wird. Die Umspannebene für den Austausch

elektrischer Energie mit den darunterliegenden Spannungsebenen und in geringem Umfang auch einzelne Leitungen oder Netzabschnitte mit niedrigerer Spannung können ebenfalls dazu zählen. Die Hauptaufgabe des Übertragungsnetzes ist der Transport elektrischer Energie über weite Strecken. Nach den Netzausbauplänen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber wird das mit Wechselstrom betriebene Übertragungsnetz zukünftig mit Leitungen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ergänzt werden (BNetzA 2015a).

Das Verteilnetz umfasst alle darunterliegenden Spannungsebenen. Es wird im Sprachgebrauch der deutschen Energiewirtschaft wie folgt weiter unterteilt (dena 2012):

- Hochspannung (HS): 110 kV
- Mittelspannung (MS): 10-30 kV
- Niederspannung (NS): 0,4 kV

Im vergangenen, fossil geprägten Stromversorgungssystem diente das Verteilnetz der unidirektionalen Verteilung der Stromerzeugung auf die Stromverbraucher. Im Verteilnetz waren bis zum Einsetzen des Ausbaus der EE-Stromerzeugung nur geringfügige Kapazitäten zur Stromerzeugung angeschlossen. Dementsprechend wurden die Verteilnetze aus dem Übertragungsnetz gespeist, an das der Großteil der konventionellen Kraftwerkskapazität direkt angeschlossen ist. Durch den Ausbau von EE-Stromerzeugungskapazitäten, die zu 95% auf der Verteilnetzebene angeschlossen sind, kommt es immer häufiger zu einer Umkehrung der Leistungsflussrichtung und Verteilnetze speisen das Übertragungsnetz mit Strom aus Erneuerbaren Energien Quellen. Die grundsätzlichen Veränderungen in der Stromerzeugung machen hohe Investitionen für den Um- und Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetz erforderlich, um Engpässe zu vermeiden. Die Relevanz effektiver und effizienter Methoden für das Engpassmanagement nimmt daher zu. (vgl. z.B. dena 2012; VDE 2014; E-Bridge et al. 2014; Ecofys und IWES 2017)

2.2 Leistungsflussanalyse in elektrischen Netzen

Die Übertragung von elektrischer Energie innerhalb einer Netzinfrastruktur erfolgt im Allgemeinen mittels Dreiphasenwechselstrom (Wechselstrom) und einer Frequenz von 50 Hz oder 60 Hz. Andere Arten der Übertragung elektrischer Energie kommen nur in Sonderfällen und vergleichsweise geringem Ausmaß zum Einsatz. Die komplexe Beschreibung der physikalischen Gesetzmäßigkeiten bzw. Modelle, die für die Übertragung elektrischer Energie gelten, werden für energiewirtschaftliche Fragestellungen meist vereinfacht. Weit verbreitet sind folgend dargestellten Zusammenhänge des Leistungsflusses entweder als Wechselstromleistungsfluss (AC) oder als Gleichstromleistungsfluss (DC). (vgl. z.B. Momoh 2008; Wood et al. 2014; Oeding und Oswald 2016)

Der Leistungsfluss S_{ij} über eine Leitung ij setzt sich aus der Wirkleistung P und der Blindleistung jQ zusammen ($j = \sqrt{-1}$):

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$$

In Abhängigkeit des Spannungswinkels φ der Spannung U , dem Wirkwiderstand R und dem Blindwiderstand X können Wirk- und Blindleistungsfluss im sogenannten AC-Leistungsflussmodell wie folgt dargestellt werden (Rodilla und García 2016):

$$P_{ij} = \frac{(X_{ij} \times \sin(\theta_i - \theta_j) \times U_i \times U_j + R_{ij}(U_i^2 - \cos(\theta_i - \theta_j) \times U_i \times U_j))}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (2-1)$$

$$Q_{ij} = \frac{(R_{ij} \times \sin(\theta_i - \theta_j) \times U_i \times U_j + X_{ij}(U_i^2 - \cos(\theta_i - \theta_j) \times U_i \times U_j))}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (2-2)$$

Für die Lösung dieses Zusammenhanges für jede Leitung bzw. Netzknotenpunkt (Knoten) im betrachteten Netz, bedarf es einiger Eingangsdaten. Dazu zählen insbesondere die Werte für die Wirk- oder Blindleistung an jedem Knoten. Außerdem muss für mindestens einen Knoten die Spannung und der Spannungswinkel vorgegeben sein. Dies ist der sogenannte Slack-Knoten. Er dient dazu das Gleichgewicht der Leistungsbilanz im betrachteten Netz herzustellen. Wirk- und Blindleistung sind am Slack-Knoten frei wählbar.

Die Lösung eines Leistungsflussproblems enthält eine Kombination der frei wählbaren Variablen je Netzknoten, für die alle Leistungsflussgleichungen erfüllt sind.⁴ Nur unter besonderen Umständen ist eine Lösung des Problems ohne Iterationen möglich, meist kommen jedoch iterative Verfahren zum Einsatz. Grundlegend können diese Verfahren unterschieden werden in Knotenpunkt-Verfahren, die auf der Strombilanz je Netzknoten beruhen oder Newton-Verfahren, welche die Leistungsbilanz verwenden. (Oeding und Oswald 2016)

Zur Beschleunigung der Leistungsflussberechnung und insbesondere für die vereinfachte Berücksichtigung der Leistungsflussgleichungen in Optimierungsprogrammen, ist eine Linearisierung der oben genannten Zusammenhänge im sogenannten DC-Leistungsfluss in der Literatur weit verbreitet (z.B. Schweppe et al. 1988; Papavasiliou und Oren 2013; Babrowski 2015; Schermeyer et al. 2018). Dabei werden im Allgemeinen die folgenden drei Annahmen getroffen, die zur Vereinfachung der Gleichungen (2-1) und (2-2) genutzt werden: Die Spannung ist über das betrachtete Netzgebiet nahezu konstant ($V \approx V_i \approx V_j$). Der Blindwiderstand ist um Größenordnungen größer als der Wirkwiderstand ($X_{ij} \gg R_{ij}$). Die Differenz der Spannungswinkel ist sehr klein ($\theta_i \approx \theta_j$). Unter Anwendung dieser vereinfachenden Annahmen ergibt sich die Blindleistung stets zu null und die Wirkleistung wird nach der folgenden Beziehung im DC-Leistungsfluss ermittelt:

$$P_{ij} = \frac{V^2 \times (\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}} \quad (2-3)$$

Die Verwendung der linearen Leistungsflussberechnung nach DC-Vereinfachungen ist insbesondere bei Analysen auf der Hochspannungsebene und höheren Spannungsebenen verbreitet. Mit sinkender Spannung steigen die Wirkleistungsverluste relativ zu den Blindleistungsverlusten an und die entsprechende Vereinfachung wird zunehmend ungenauer. Purchala et al. (2005) führen eine tieferegehende Analyse dazu durch, welchen Einfluss die DC-Vereinfachungen auf die Fehler in der Leistungsflussberechnung für unterschiedliche

⁴ Darüber hinaus müssen weitere Gleichungen erfüllt sein, etwa Strom- oder Leistungsbilanzen an den Netzknoten. Für den Fall des im Rahmen dieser Arbeit implementierten DC-Leistungsflusses sind die vollständigen Bedingungen in Kapitel 4.1.1.2 aufgeführt. Für detailliertere Informationen zur Leistungsflussanalyse sei auf Momoh (2008) oder Oeding und Oswald (2016) verwiesen.

Spannungsebenen haben. Als Kriterium für die Anwendbarkeit der DC-Vereinfachungen identifizieren sie zum einen das Verhältnis von Blindleistungswiderstand zu Wirkleistungswiderstand, das größer 4 sein sollte. Zum anderen sollte die Standardabweichung der Spannung an den Knoten des betrachteten Netzes kleiner als 0,01 sein.

2.2.1 Engpassdefinition

Als Netzengpass wird das antizipierte oder eingetretene Überschreiten der Kapazität eines Netzbetriebsmittels oder die drohende Verletzung von technischen Parametern in der Stromversorgung bezeichnet. Im Allgemeinen werden Netzengpässe durch die Überschreitung der Wirkleistungskapazität eines Netzbetriebsmittels erreicht (strombedingt) oder weil die Spannungsqualität für ein Netzbetriebsmittel oder ganzes Netzgebiet nicht eingehalten wird (spannungsbedingt). Hinzukommt, dass der Betrieb eines Stromversorgungsnetzes – je nach Spannungsebene – ausfallsicher und damit sicherheitsbeschränkt betrieben wird. Dies bedeutet, dass der Netzbetrieb bei Ausfall eines beliebigen Netzbetriebsmittels weiterhin sicher erfolgen kann. Solch ein sicherheitsbeschränkter Betrieb wird auch mit „(n-1)-Betrieb“ oder „Betrieb unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums“ bezeichnet. In der Folge nutzen Netzbetreiber im sicherheitsbeschränkten Betrieb in der Regel nicht die volle Kapazität ihrer Netzbetriebsmittel, um ungeplante Ausfälle zu bewältigen.

Strombedingte Kapazitätslimits werden durch obere Grenzen für die Betriebsparameter definiert. So wird beispielsweise für eine Leitung ein maximaler Strom abgeleitet, der thermische Grenzstrom. Dieser wärmt die Leitung, aufgrund des ohmschen Widerstands, unter Normbedingung nur soweit auf, dass ein kritischer Wert für die Leiterseiltemperatur nicht überschritten wird. Eine Überschreitung der Limits für den thermischen Grenzstrom kann zur Schädigung von Netzbetriebsmitteln führen und diese beschleunigt altern lassen. Die Schädigung oder vollständige Zerstörung eines Netzbetriebsmittels kann zur Entstehung ernsthafter Gefahrensituationen führen, beispielweise durch die Entstehung eines Brandes. Aufgrund der thermischen Trägheit werden Überschreitungen, die auf einen kurzen Zeitraum begrenzt sind, durch Netzbetreiber toleriert (E-Bridge et al. 2014).

Die Berücksichtigung der tatsächlich vorherrschenden Wetterbedingungen zur dynamischen Bestimmung von Kapazitätslimits kann zu einer Erhöhung dieser beitragen. Ein Beispiel ist das Freileitungsmonitoring, durch das nach dena (2010) eine Erhöhung des Kapazitätslimits für den maximalen Strom auf Leitungen in Küstenregionen um bis zu 50% erreicht werden kann. Im Rahmen dieser Arbeit werden Limits für die Netzbetriebsmittel angenommen, die über den Betrachtungszeitraum konstant sind und in keinem Zeitpunkt überschritten werden dürfen.

Spannungsbedingte Engpässe werden durch die drohende Abweichung der in einem Netzteil vorherrschenden Spannung gegenüber der Normspannung erreicht. Dies ist insbesondere für Letztverbraucher relevant, deren Geräte auf eine vorgegebene Spannungsqualität konzipiert sind. Kurzzeitige und geringfügige Abweichungen der Spannung sind zulässig. Für die Stromversorgung von Letztverbrauchern in Deutschland gibt die DIN EN 50160 die Grenzen dieser Abweichungen vor. Nach E-Bridge et al. (2014) müssen beispielsweise 99% der 10-Minuten-Mittelwerte der Effektivwerte für die Versorgungsspannung in einer Woche relativ zur Nennspannung im Intervall $[0,85;1,1]$ liegen. Der Betrieb von Stromerzeugungsanlagen unterliegt ebenfalls Richtlinien, die dem Erhalt der Spannungsqualität dienen. Je nach Spannungsebene, wird die maximale Spannungsänderung, die durch die Stromerzeugungsanlage hervorgerufen

wird, auf wenige Prozentpunkte der Nennspannung beschränkt (Kerber 2010). Spannungsbedingte Engpässe werden im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet.

2.2.2 Methoden des Engpassmanagements

Die verschiedenen Methoden des Engpassmanagements können grundlegend in langfristiges und kurzfristiges Engpassmanagement unterteilt werden (vgl. Tabelle 1). Mit langfristigem Engpassmanagement werden bauliche Veränderungen der Netzinfrastruktur zur Vermeidung von Engpässen bezeichnet. Hierzu gehört beispielsweise Netzausbau zur Erhöhung von Kapazitäten oder der Ersatz konventioneller Netzbetriebsmittel, um den Netzbetrieb zu optimieren. Die als kurzfristig klassifizierten Methoden des Engpassmanagements können wiederum in präventive und kurative Methoden unterteilt werden (Dieckmann 2008). Präventive Methoden allokalieren, zum Beispiel mithilfe von marktbasierter Verfahren, knappe Engpasskapazitäten vor dem Nutzungszeitpunkt (ex-ante). Die Nutzung der vom Engpass betroffenen Kapazität wird unter den Marktteilnehmern aufgeteilt. Auktionen von Grenzkuppelkapazitäten sind ein Beispiel hierfür. Kurative Verfahren greifen erst nach der Markträumung ein (ex-post), die ohne oder mit ungenauer Kapazitätsbegrenzung erfolgt ist. Im kurativen Engpassmanagement wird der Anlageneinsatz nachträglich angepasst. Einspeisemanagement (EinsMan), das im Rahmen dieser Arbeit betrachtet wird, ist ein Beispiel für kuratives Engpassmanagement.

Tabelle 1: Klassifizierung von Methoden des Engpassmanagements.

Langfristig	Netzausbau oder -umbau	
Kurzfristig	Präventiv (ex-ante)	Kurativ (ex-post)
	Auktionen für Engpasskapazitäten, Knotenpreise	Redispatch, Einspeisemanagement oder Countertrading

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Engpassmanagementalgorithmen sind den kurzfristigen Methoden zuzurechnen. Langfristiges Engpassmanagement wird nicht näher betrachtet. Die folgenden Abschnitte gehen jeweils näher ein auf den allgemeinen Einsatz von Optimierungsprogrammen im Engpassmanagement (Kapitel 2.2.2.1) und auf Verfahren des Engpassmanagements, die in Deutschland eingesetzt werden (2.2.2.2).

2.2.2.1 Engpassmanagement mittels Optimierung

Ein simpler und sehr verbreiteter Ansatz des Engpassmanagements besteht in der pauschalen Beschränkung der Betriebsweise eines Stromerzeugers oder Stromverbrauchers. Zur Auslegung der Beschränkungen werden Leistungsflussanalysen im betreffenden Netz durchgeführt und Extremsituationen analysiert. Üblicherweise sind die Beschränkungen abhängig vom Datum und der Tageszeit und zielen auf Zeiten ab, in denen ein hoher Stromverbrauch oder Stromerzeugung Engpässe erwarten lässt. Die pauschale Beschränkung gilt unabhängig davon ob in einem Zeitpunkt tatsächlich ein Engpass besteht und ob der betroffene Akteur auf diesen Engpass auch einen Einfluss hat. Ein Beispiel hierfür ist das Instrument der Spitzenkappung in Deutschland, das die pauschale Beschränkung der Stromerzeugung von PV-Anlagen auf einen Wert unterhalb der

Nennleistung vorsieht (FNN 2017). Da sich pauschale Beschränkungen per Definition nicht auf die tatsächliche Netzbelastung beziehen, müssen diese mit einem entsprechenden Sicherheitsabschlag dimensioniert werden. Häufig führt ein solches Engpassmanagement zu Eingriffen, die zu stark ausfallen oder gar nicht notwendig gewesen wären. Daher werden im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich Methoden für das Engpassmanagement berücksichtigt, die von der tatsächlichen Netzauslastung abhängig sind.

Aufgrund der Komplexität der ökonomischen und technischen Wechselwirkungen von Entscheidungen über Maßnahmen im Rahmen des Engpassmanagements, haben sich Optimierungsprogramme zur Entscheidungsunterstützung etabliert. Diese liefern einen Einsatz für die verfügbaren Maßnahmen, der die berücksichtigten Netzrestriktionen erfüllt und hinsichtlich einer vorgegebenen Zielstellung optimal ist. Beispiele für Maßnahmen im Rahmen des Engpassmanagements sind Schaltmaßnahmen zur Veränderungen der Netztopologie, aktive Eingriffe in den Leistungsfluss mittels Phasenschiebern oder die Anpassung des Einsatzplans von Stromerzeugung und Stromverbrauch. Für die Analysen der vorliegenden Arbeit werden Veränderungen der Netztopologie und die aktive Beeinflussung des Leistungsflusses durch entsprechende Leistungselektronik nicht berücksichtigt. Optimierungsprogramme, die für Engpassmanagement eingesetzt werden, minimieren in ihrer Zielfunktion häufig Kosten. Kunz (2013) argumentiert, dass Engpassmanagement stets die Kosten der Stromversorgung minimiert. Dies ist beispielsweise für das Engpassmanagement im Rahmen von EinsMan in Deutschland nicht der Fall. Für EinsMan besteht die Minimierung der abgeregelten Energiemenge als Zielvorgabe.

In der Literatur wird ein Optimierungsproblem, das die Restriktionen einer elektrischen Infrastruktur mitberücksichtigt, weithin als *Optimal Power Flow* (OPF) bezeichnet. Die verschiedenen Ausprägungen eines DC-OPF, die im Rahmen dieser Arbeit entwickelt wurden, sind in den Kapiteln 4.1 bis 4.3 dargestellt. Die Zielstellung variiert in den Modellen zwischen der Minimierung der Abregelung und der Minimierung der Kosten des Engpassmanagements.

Bestehende Forschungsarbeiten, die sich mit der Entwicklung von OPF-basierten Engpassmanagementmethoden beschäftigen, sind zu großen Teilen angelsächsisch geprägt. Dies liegt daran, dass das Strommarktdesign in vielen Bundesstaaten der USA vorsieht, dass Netzengpässe durch ein sogenanntes *Locational Marginal Pricing* (LMP) explizit bei der Findung des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt werden.⁵ Der durch den unabhängigen Systembetreiber einzusetzende Algorithmus unterliegt hoher Transparenz und wird daher beständig durch Forschungserkenntnisse beeinflusst, die zur einschlägigen Literatur beitragen. Während anfangs insbesondere Restriktionen im Übertragungsnetz im Vordergrund standen (Bohn et al. 1984; Hogan 1992), wird zunehmend auch das Verteilnetz betrachtet (Ntakou und Caramanis 2014; Huang et al. 2015).

2.2.2.2 In Deutschland eingesetzte Verfahren

Das Engpassmanagement der Netzbetreiber in Deutschland ist, im Vergleich zu den oben aufgeführten Beispielen aus den USA, als intransparenter anzusehen. Die regulatorischen Vorgaben im EnWG und EEG sind nicht formalisiert dargestellt, die Implementierung durch Netzbetreiber unterliegt hohen Freiheitsgraden. Veröffentlichungen von Netzbetreibern über das eigene Engpassmanagement existieren nach Kenntnis des Autors nicht oder nur in nicht-formaler Darstellung, die im Rahmen von institutionsübergreifenden Forschungsprojekten auf die

⁵ Neben einigen Bundesstaaten in den USA nutzen auch Argentinien, Chile, Neuseeland, Russland und Singapur ein auf LMP basierendes Strommarktdesign (Holmberg und Lazarczyk 2015).

generelle Beschreibung möglicher Zukunftspfade für das Engpassmanagement abzielt (z.B. VDE 2014; Energynautics et al. 2014). Die Recherchen im Rahmen dieser Arbeit bezüglich der verwendeten Engpassmanagementmethoden bei deutschen Verteilnetzbetreibern haben Heuristiken auf Basis sogenannter *Power Transfer Distribution Factor* (PTDF) Matrizen als Stand der Technik identifiziert. Dies geht insbesondere aus dem direkten, fachlichen Austausch mit dem in Deutschland am stärksten von EinsMan betroffenen Netzbetreiber, der Schleswig-Holstein Netz AG und der Beschreibung durch ARGE Netz und SH Netz (2017) hervor.

Eine PTDF-Matrix⁶ aggregiert die Restriktionen eines Leistungsflussmodells und gibt für jeden Netzknoten an, wie sich die Belastung jeder Leitung bei Veränderung der Wirkleistung an dem Netzknoten verändert. Sie dient der Priorisierung der Netzknoten hinsichtlich ihres Einflusses auf einen Engpass und ihre Einträge sind im Kontext eines DC-Modells konstant. Im derzeit von Verteilnetzbetreibern eingesetzten PTDF-basierten Engpassmanagement für EinsMan wird zunächst eine prädikative Leistungsflussanalyse vorgenommen und die Menge der Netzbetriebsmittel bestimmt, für die ein Engpass zu erwarten ist. Die Engpässe aufgrund engpassbehafteter Netzbetriebsmittel werden anschließend nacheinander betrachtet. Je Engpass wird schrittweise, in absteigender Reihenfolge der Sensitivitäten der PTDF-Matrix, soviel Abregelung für den betrachteten Zeitraum angefordert bis der Engpass behoben ist.

Nachteil einer solchen Heuristik ist, dass nicht notwendigerweise das Minimum an Abregelung erreicht wird. Weiterhin gestaltet sich die Berücksichtigung hinzukommender Freiheitsgrade oder Restriktionen schwierig, etwa wenn die Kosten unterschiedlicher Maßnahmen in die Entscheidungsunterstützung einfließen sollen. Aufgrund dieser Nachteile wird im Rahmen dieser Arbeit auf Methoden und Literatur der Optimierung für die Entwicklung eines Engpassmanagementalgorithmus zurückgegriffen.

2.3 Energiepolitischer Rahmen des Engpassmanagements in Deutschland

Im derzeitigen Allokationsmechanismus für Strom des für Deutschland und weite Teile Europas maßgeblichen Marktgebietes werden Netzrestriktionen und sich daraus ergebende Netzengpässe nicht berücksichtigt.⁷ Daher müssen Engpässe, die sich aus dem über den Strommarkt gefundenen Einsatz von Stromerzeugung und -verbrauch ergeben würden, durch die betroffenen Netzbetreiber mittels Engpassmanagement verhindert werden. Die bereits beschriebenen, fundamentalen Veränderungen in der Stromversorgung führen dazu, dass der über den Strommarkt gefundene Kraftwerkseinsatz immer häufiger nachträglich durch Netzbetreiber angepasst werden muss, um die Systemstabilität der Stromversorgung zu gewährleisten. Grundsätzlich stehen den Netzbetreibern in Deutschland dazu drei Instrumente zur Verfügung: Anpassungsmaßnahmen, Redispatch und Einspeisemanagement (vgl. BNetzA 2016).

Die im EnWG formulierten Anpassungsmaßnahmen ermöglichen es dem Netzbetreiber jede Stromeinspeisung, Stromabnahme oder den Transit von Strom anzupassen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromnetzes zu gewährleisten. Sie dürfen nur angewendet werden, wenn Maßnahmen im Rahmen von Redispatch nicht ausreichend waren. Kosten, die bei

⁶ Die PTDF-Matrix wird im deutschen Sprachgebrauch auch mit Sensitivitätsmatrix oder kurz mit Sensitivitäten bezeichnet.

⁷ Eine Ausnahme bilden die Kuppelkapazitäten zwischen den Übertragungsnetzen von Ländern, die unterschiedlichen Marktgebieten zugeordnet sind. Beispielsweise werden Engpässe bei der Übertragung zwischen Deutschland und Frankreich im Marktmechanismus berücksichtigt.

Anlagenbetreibern auftreten, werden nicht ersetzt. In 2015 war die von Anpassungsmaßnahmen betroffene Energiemenge nach BNetzA (2016) um zwei Größenordnungen geringer als die der beiden anderen Instrumente. Aufgrund des geringeren Umfangs und der Nachrangigkeit gegenüber dem Redispatch werden Anpassungsmaßnahmen nicht weiter berücksichtigt.

Im Rahmen des Redispatch passen ein oder mehrere durchführende Netzbetreiber den über den Strommarkt gefunden Kraftwerkseinsatz an. Es wird unterschieden in strombedingten Redispatch, der eine Überschreitung der Kapazitäten von Leitungen und Umspannwerken vermeidet und in spannungsbedingten Redispatch, der durch die Bereitstellung von Blindleistung zur Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzabschnitt beiträgt. Die Eingriffe erfolgen meist in direktem Austausch mit den betroffenen Kraftwerksbetreibern, in geringem Anteil nutzen die Netzbetreiber auch Handelsgeschäfte um den Kraftwerkseinsatz zu ändern („Countertrading“). In 2015 betrug das Ausmaß der Eingriffe im Rahmen von Redispatch, gemessen in Energie und geschätzten Kosten, 16 TWh und 412 Millionen Euro (BNetzA 2016). Redispatch wird durch das EnWG begründet und betrifft vor allem konventionelle Kraftwerke. Es wird ausschließlich aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz durchgeführt. Auftretende Kosten werden den Anlagenbetreibern ersetzt. Wegen der Beschränkung der Maßnahmen im Redispatch auf die Übertragungsnetzebene, entfällt die Betrachtung im Rahmen dieser Arbeit.

Das Einspeisemanagement (EinsMan) stellt das dritte Instrument für Netzbetreiber dar und ist sowohl im EnWG als auch im EEG verankert. Es ist speziell für solche Anlagen konzipiert, die einen Einspeisevorrang genießen: EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen. Der Einspeisevorrang bedeutet, dass für den Fall notwendig werdender Abregelung von Stromerzeugungskapazitäten zunächst die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke nach den oben genannten Instrumenten reduziert werden muss. EinsMan verbleibt als letztes Mittel. Den Anlagenbetreibern, die von Einspeisemanagement betroffen sind, werden die entgangenen Einnahmen zu 95% ersetzt (BNetzA 2018b). Der Selbstbehalt von 5% der entgangenen Einnahmen ist gedeckelt auf maximal 1 Prozent der Einnahmen eines Jahres und entfällt vollständig für Anlagen, die vor dem 1.1.2012 in Betrieb genommen wurden.

Die Abregelung von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien im Rahmen von EinsMan steht im Vordergrund der Analyse dieser Arbeit. Bisher gibt das EEG lediglich eine kurze Beschreibung dazu vor, wie EinsMan anzuwenden ist: Es soll durch Netzbetreiber so eingegriffen werden, „dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird“ (Deutscher Bundestag 2017b: S. 17). Der steigende Umfang von Abregelungen im Rahmen von EinsMan (vgl. Abbildung 1-1), führt zu verstärkter Aufmerksamkeit der Politik und hat Bestrebungen zur Folge, die die Freiheitsgrade der durchführenden Netzbetreiber erhöhen sollen. So sehen beispielsweise das zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit aktuelle EnWG und die Initiative „Nutzen statt Abregeln“ der BNetzA (2018a) vor, dass eine Kapazität von 2000 MW elektrischer Nachfrage in Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme zugebaut werden sollen, ausschließlich für den Einsatz im Rahmen von EinsMan. Die Anlagen müssen in Verbindung mit Fernwärmesystemen eingesetzt werden und sollen dort fossilen Brennstoffeinsatz substituieren. Die Herausforderungen, die sich für die Durchführung von EinsMan durch die zusätzliche Komplexität der Sektorenkopplung ergeben, stellen einen maßgeblichen Anteil zur Motivation dieser Forschungsarbeit dar.

2.4 Literaturüberblick zu Methoden und Modellansätzen im Engpassmanagement

Die bestehende Literatur zur Analyse elektrischer Energiesysteme mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen bietet eine hohe Zahl von Arbeiten, die ein breites Spektrum von Fragestellungen untersuchen. Für die sachgerechte Einordnung und Abgrenzung der vorliegenden Arbeit wird die Literatur daher in den folgenden zwei Kategorien aufgearbeitet: Zunächst wird eine Auswahl der einflussreichsten Arbeiten vorgestellt, die sich grundlegend mit der Entscheidungsunterstützung zur Berücksichtigung von Netzengpässen in optimierenden Leistungsflussberechnungen beschäftigen, ohne dass dabei die Herausforderungen in einem durch Erneuerbare Energien geprägten Energiesystem im Vordergrund stehen. Diese werden ergänzt durch solche Studien, die die bestehenden Methoden der optimierenden Leistungsflussberechnung auf die Herausforderungen im Rahmen der Energiewende anwenden, unabhängig vom betrachteten Regulierungsumfeld (Kapitel 2.4.1). Anschließend wird in Kapitel 2.4.2 ein detaillierter Überblick über Arbeiten gegeben, die vor dem Hintergrund des deutschen oder europäischen Energiesystems erfolgen und die sich mit Herausforderungen für das Netzengpassmanagement aufgrund des zunehmenden Anteils von Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung beschäftigen.

2.4.1 Engpassmanagement in der optimierenden Leistungsflussrechnung

Die Grundlagen für die explizite Berücksichtigung von Netzrestriktionen in der Planung des Kraftwerkseinsatzes in einem Stromversorgungssystem wurden maßgeblich durch die Arbeit von Bohn et al. (1984) formuliert. Die Autoren stellen das Konzept von Spotpreisen für Wirkleistung vor, die über Zeit und Raum variabel sind. Sie ergeben sich als Schattenpreise der vorgestellten optimierenden Leistungsflussberechnung, die als DC-OPF formuliert ist. Als Treiber des Modells treten stochastische Kraftwerksausfälle und Prognosefehler der Stromnachfrage auf.

Die hohe Zahl von Studien, die daran anknüpfen, eint das Ziel, einen möglichst kosteneffizienten Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung von zunehmend detaillierter dargestellten Netzrestriktionen zu finden. So stellen Schweppe et al. (1988) die grundlegende Theorie für den effizienten Betrieb eines Strommarktes mittels lokaler Grenzkosten vor (Spotpreise). Die lokalen Grenzkosten umfassen die direkten Erzeugungskosten von Kraftwerken und die Opportunitätskosten im betrachteten Stromversorgungssystem. Die spezifischen Restriktionen eines Strom-Übertragungsnetzes werden darin berücksichtigt und die Autoren prägen die Bezeichnung „DC Load Flow“ für die lineare Darstellung des Wirkleistungsflusses. Sie zeigen für den gewählten Untersuchungsrahmen, dass die kurzfristigen, lokalen Grenzkosten den gleichen Kraftwerkseinsatz herbeiführen wie durch einen kostenminimierenden, zentralen Planer ausgewählt würde.

Insbesondere im US-amerikanischen Kontext findet die Theorie lokaler Grenzkosten zunehmend Verwendung im Betrieb realer Stromversorgungssysteme. Die begleitende Forschung widmet sich zunehmend spezifischen Herausforderungen, die sich aus dem Betrieb eines Strommarktes mit lokalen Grenzkosten ergeben. Beispielsweise analysiert Hogan (1992) und Hogan (2002) die Erweiterung der kurzfristigen, lokalen Grenzkosten um den langfristigen Handel von Nutzungsrechten für Transportkapazitäten im Übertragungsnetz. Die Bestimmung von Preisen für Übertragungskapazität, die die Vollkosten widerspiegeln ist auch Gegenstand der Untersuchung von Perez-Arriaga et al. (1995). Ein weiteres Beispiel für die Erforschung von

zunehmend komplexeren DC-OPF Formulierungen ist die Arbeit von Hedman et al. (2010), in der die Autoren das Potential von einer Erweiterung der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes um Freiheitsgrade in der Netztopologie betrachten.

Bis heute ist eine hohe Forschungsaktivität bezüglich der optimierenden Leistungsflussberechnung zu beobachten, insbesondere auf Ebene des Übertragungsnetzes. Mit dem zunehmenden Ausbau von Stromerzeugungskapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energien Quellen und der wachsenden Durchdringung von Elektromobilität, steigt zudem auch die Zahl der Arbeiten, die lokales Engpassmanagement im Verteilnetz betrachten. Beispielsweise erstellen Huang et al. (2015) ein quadratisches Optimierungsproblem für das Engpassmanagement auf Verteilnetzebene. Treiber der Netzengpässe ist eine steigende Stromnachfrage durch die Zunahme von Elektromobilität und Wärmepumpen. Der Fokus der Untersuchung liegt auf der modelltechnischen Berücksichtigung von Restriktionen im Betrieb der Wärmepumpen und den Ladevorgängen der Elektromobilität. Die untersuchte Fallstudie erfolgt auf Basis des generischen Netzmodells „Roy Billinton Test System“ (RBTS). Als Netzrestriktionen werden die Wirkleistungslimits von Leitungen berücksichtigt und die Wechselwirkungen im Lastfluss mittels einer PTDF-Matrix abgebildet. Engpässe aufgrund der Verletzungen des Spannungsbandes werden nicht betrachtet.

In der Arbeit von Caramanis et al. (2016) wird ein Ansatz herausgearbeitet mit dem lokale Grenzpreise auf Übertragungs- und Verteilnetzebene konsistent erstellt werden können. Ziel ist die optimale Einsatzplanung von sowohl zentralen Kraftwerkskapazitäten im Übertragungsnetz als auch dezentralen Ressourcen im Verteilnetz. Ntakou (2017) betrachtet die Ermittlung marginaler Grenzpreise im Verteilnetz unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen mittels AC-Leistungsflussberechnung. Die resultierende Modellkomplexität macht eine hohe Parallelisierung der Berechnungen notwendig, als Alternative wird eine auf Preisschätzern basierende Heuristik herausgearbeitet, in der dezentrale Ressourcen eine eigenständige Einsatzplanung ohne direkten, zentralisierten Informationsaustausch durchführen. In Abgrenzung zur vorliegenden Arbeit wird davon ausgegangen, dass die Einsatzplanung im betrachteten Verteilnetz keinen Einfluss auf den Preis am Großhandelsmarkt hat.

Die bisher genannten Arbeiten fokussieren sich auf die Konzeptionierung und Weiterentwicklung zur DC- bzw. AC-Leistungsflussberechnung und der Ermittlung effizienter lokaler Grenzkosten. Sie stellen die methodischen Grundlagen für den in dieser Arbeit entwickelten DC-OPF zur Verfügung. In Abgrenzung zur vorliegenden Arbeit, erfolgen Sie vor dem Hintergrund eines Regulierungsrahmens, der knotenscharfe Strompreise zulässt. Engpässe aufgrund des Zubaus Erneuerbarer Energien und damit verbundene Abregelungen werden nicht betrachtet. Im folgenden Kapitel werden solche Untersuchungen aus der Literatur vorgestellt, die hinsichtlich dem Regulierungsrahmen und der Fokussierung auf Engpässe und Abregelung im Verteilnetz eine hohe Relevanz für die vorliegende Arbeit aufweisen.

2.4.2 Engpassmanagement in regenerativ geprägten Stromversorgungssystemen

Der Ausbau der EE-Stromerzeugung mit Schwerpunkt auf Verteilnetzebene und die starke Zunahme von Netzengpässen und damit verbundenen Abregelungen durch Verteilnetzbetreiber in den letzten Jahren (vgl. Kapitel 1.1) wird durch die Zunahme der Forschungsaktivitäten zu Allokationsmechanismen auf Verteilnetzebene begleitet. Die verfügbaren wissenschaftlichen Publikationen hierzu werden im Folgenden vorgestellt. Aufgrund der hohen Aktualität der untersuchten Forschungsfragen werden diese ergänzt durch Studien, die der Grauen Literatur

zugerechnet werden können und die eine hohe Relevanz für den in dieser Arbeit entwickelten Modellrahmen aufweisen.

Ein wichtiges Beispiel ist das *E-Energy* Forschungsprojekt, im Rahmen dessen von 2008 bis 2013 insgesamt 42 Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUB) mit insgesamt 140 Millionen Euro gefördert wurden (BMWi 2014). Der Forschungsfokus lag auf der „Einbeziehung der erneuerbaren Energien in die Energienetze der Zukunft“, der Eruiierung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) für die Schaffung dezentral vernetzter Energiesysteme und der Erprobung der Konzepte in insgesamt sechs Modellregionen. Relevant für die vorliegende Untersuchung sind insbesondere die Erkenntnisse der Projekte hinsichtlich dezentraler Marktmechanismen, die ergänzend zum Großhandelsmarkt flexible Stromerzeuger und –verbraucher systemdienlich mobilisieren sollen. Netzengpässe und Engpassmanagement vor dem Hintergrund großflächiger Abregelung wurden nicht detailliert betrachtet.

Brandstätt et al. (2011) untersuchen verschiedene Mechanismen für die Allokation von Stromverbrauch und Stromerzeugung auf Verteilnetzebene, mit dem Ziel den durch Erneuerbare Energien induzierten Netzausbaubedarf zu reduzieren. Die Autoren identifizieren dafür zwei Optionen aus der Literatur, lokale Energiepreise und lokale Netzgebühren. Um die Schwächen und regulatorischen Hürden dieser zwei Optionen zu umgehen, schlagen sie individuelle Kontrakte des Verteilnetzbetreibers mit geeigneten Anschlussnehmern in seinem Netz als dritten Lösungsweg vor. Die Arbeit lässt explizit offen wie die Effizienz und Effektivität der Kontrakte hinsichtlich der Minderung von Netzengpässen gemessen werden könnten. Für quantitative Analysen zur Nutzung der kontrahierten Flexibilität im Rahmen des Engpassmanagements wird auf zukünftige Forschung abgestellt.

Gegenstand der Untersuchung von dena (2012) *„Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“* sind Analysen zur Strukturentwicklung in deutschen Verteilnetzen und der Ausbau der Netzinfrastruktur und von Flexibilisierungsmaßnahmen. Außerdem wird der regulatorische Rahmen in Perspektive zu diesen Veränderungen gesetzt und Weiterentwicklungen diskutiert. Abregelungen werden als Instrument zur Reduktion des Netzausbaus herausgearbeitet und eine pauschale Begrenzung der EE-Stromerzeugungskapazität auf 70% (Photovoltaikanlagen) beziehungsweise 80% (Windkraftanlagen) der Nennleistung als stark vereinfachte Form des Engpassmanagements angenommen. Es wird gezeigt, dass dadurch Netzinvestitionen vermieden werden können. Die Autoren weisen explizit darauf hin, dass die anfallenden Kosten der Abregelung und der Einfluss auf Treibhausgasemissionen keine Berücksichtigung in der Studie finden.

E-Bridge et al. (2014) zielen in der Studie *„Moderne Verteilernetze für Deutschland“* auf die Erforschung des Netzausbaubedarfs in deutschen Verteilnetzen ab, der durch den Ausbau der EE-Stromerzeugung induziert wird. Die Erforschung alternativer Netzbetriebsstrategien und der Einsatz von Abregelung zur Senkung des Netzausbaubedarfs ist expliziter Bestandteil der Arbeit. Das Potenzial von Abregelung zur Senkung des Netzausbaubedarfes wird in Abhängigkeit des Anteils an der EE-Jahresstromerzeugung ermittelt, der je Anlage maximal abgeregelt werden darf. Der Studie zufolge kann durch eine zugelassene Abregelung von 3% im Jahr, rund 40% der Netzausbaukosten eingespart werden. Die in der Arbeit angeführten Weiterentwicklungen im operativen Netzbetrieb werden stark vereinfacht dargestellt und implementiert. So wird beispielsweise über die Abregelung der EE-Stromerzeugung nicht lastflussbasiert entschieden,

sondern anhand der Überschreitung einer pauschalen Obergrenze. Diese wird auch angewendet, wenn kein Engpass besteht. Der Untersuchungsfokus liegt auf der Vermeidung von Netzausbau und technologischen Optionen im Netzbetrieb. Die explizite Erforschung alternativer Methoden im Engpassmanagement erfolgt nur am Rande.

Die Diskussionspapiere von BDEW (2013) und BDEW (2015) prägen den Begriff der Netzsampel womit die Unterteilung des Netzbetriebs in drei Phasen gemeint ist: Den engpassfreien Netzbetrieb als grüne Phase auf der einen Seite und das zum Zeitpunkt der Untersuchung geltende Engpassmanagement als rote Phase auf der anderen Seite. Diese zwei bekannten und in Betrieb befindlichen Phasen werden um die gelbe Phase ergänzt, in der ein alternatives Engpassmanagement stattfinden soll. Die Beschreibung des Engpassmanagements in der gelben Phase erfolgt qualitativ. Konkrete Flexibilitätsoptionen oder Algorithmen zur Entscheidungsunterstützung des Netzbetreibers werden nicht untersucht.

In der VDE-Studie „*Regionale Flexibilitätsmärkte*“ (VDE 2014) geben wie in den zuvor genannten Arbeiten der EE-Ausbau und damit verbundene Netzausbaubedarf auf Verteilnetzebene den Anstoß zu der Analyse. Die Autoren untersuchen die Koordination von Flexibilität auf Verteilnetzebene mit dem Ziel einer kostengünstigen Integration zusätzlicher EE-Stromerzeugung. Im Rahmen der Arbeit wird der durch den Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) geprägte Begriff der Netzsampel aufgegriffen und die marktbasierende, dezentrale Nutzung von Flexibilität in der gelben Phase untersucht. Die Beschreibung des Marktmechanismus bleibt qualitativ und konzentriert sich auf die strukturierte Darstellung von neuen Akteuren, Prozessen und dem Datenaustausch.

Gerard et al. (2016) geben einen hilfreichen Überblick zu Praxisbeispielen und vorhandener Literatur, die sich mit der Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber im europäischen Kontext befassen. Insgesamt stellt die Studie einen guten Hintergrund über europäische Initiativen zur Verbesserung des Engpassmanagements zur Verfügung. Konkreten Algorithmen, um diese Verbesserungen umzusetzen und die Effekte quantitativ zu verifizieren werden nicht vorgestellt. Ähnlich verfahren Ecofys und IWES (2017) in ihrer Analyse „*Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen*“. Zielstellung ist die Entwicklung von Konzepten zur Bewirtschaftung von Netzengpässen im Verteilnetz. Die Autoren sehen das Engpassmanagement zwischen den Netzbetreibern als eine große Herausforderung und beschreiben verschiedene Konzepte für die zukünftige Koordination. Die Studie bleibt jedoch qualitativ in der Analyse der angeführten Marktmechanismen und führt keine formale Beschreibung der Entscheidungsfindung in den diskutierten Ansätzen durch.

Die bis hierher aufgeführten Arbeiten eint, dass sie sich im Kontext des steigenden Anteils der EE-Stromerzeugung in Deutschland bzw. Europa explizit mit dem Engpassmanagement auf Verteilnetzebene beschäftigen, welches auch Gegenstand der vorliegenden Untersuchung ist. Die Vielzahl und Aktualität der Arbeiten lässt die Relevanz der Problemstellung erkennen. Es wird deutlich, dass sich die vorliegende Arbeit dadurch von der genannten Literatur abgrenzt, dass konkrete Algorithmen entwickelt und beschrieben werden und diese quantitativ beurteilt werden. Im Folgenden wird der Literaturüberblick mit Arbeiten ergänzt, die mit quantitativen Erkenntnissen einen Beitrag zur vorliegenden Arbeit liefern.

Kunz (2013) stellt ein Modell zur Untersuchung von Netzengpässen im deutschen Übertragungsnetz und damit verbundenen Redispatch-Maßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland vor. Ziel der Studie ist der Vergleich der Kosten des

Engpassmanagements zwischen einer einheitlichen Preiszone mit Redispatch gegenüber einem Marktmechanismus auf Basis lokaler Grenzkosten. Anlass bieten die zunehmend auftretenden Engpässe im Übertragungsnetz im Zusammenhang mit dem Ausbau der EE-Stromerzeugung. Das Modell umfasst eine optimierende DC-Leistungsflussberechnung im Übertragungsnetz unter Berücksichtigung von Veränderungen in der Netztopologie. Die betrachteten Zeitschritte werden unabhängig voneinander optimiert. Auf Basis des Modells wird ein signifikanter Anstieg von Netzengpässen auf Übertragungsnetzebene und damit verbundener Kosten für die Zukunft ermittelt. Der Autor schlussfolgert eine starke Notwendigkeit, das derzeitige Engpassmanagement zu verbessern. Engpässe und Abregelung auf Verteilnetzebene und die dort vorhandenen Optionen im Rahmen des Engpassmanagements werden nicht betrachtet.

Energynautics et al. (2014) untersuchen den Netzausbaubedarf des Verteilnetzes in Rheinland-Pfalz und erstellen dazu auf Basis von realen Netzdaten ein Netzmodell der Spannungsebenen 110 kV bis 380 kV. Die Verknüpfung mit dem darüberhinausgehenden deutschen und europäischen Netzverbund erfolgt über ein vereinfachtes, separates Modell. Der Einsatz von Abregelung, Lastmanagement und elektrischer Energiespeicher wird explizit für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs berücksichtigt. Den Ergebnissen zufolge bietet die Berücksichtigung von Abregelung hohes Potenzial zur Minderung des Netzausbaubedarfes, der Einsatz von Lastmanagement und Speichern bietet dagegen keinen erheblichen Nutzen. Für die Einsatzplanung von Stromerzeugung und Verbrauch über den Betrachtungszeitraum wird ein DC-OPF Optimierungsmodell verwendet, das jedoch nicht näher beschrieben wird. Zielgröße ist dabei die Minimierung des Netzausbaus. Die Minimierung der Abregelung wird indirekt durch eine veränderte regionale Gewichtung des EE-Ausbaus angestrebt und ist nicht expliziter Untersuchungsgegenstand. Die Vorgehensweise der Autoren zum Aufbau des fallstudienbasierten Energiesystemmodells ähnelt dem Modellaufbau der vorliegenden Studie. Weiterer Anknüpfungspunkt ist die Berücksichtigung zukünftiger SzW-Anlagen in der Leistungsflussanalyse. Insgesamt stehen in der Untersuchung jedoch Investitionsentscheidungen und die damit verbundenen Kosten im Vordergrund. Die Betrachtung von Algorithmen zur operativen Entscheidungsunterstützung im Rahmen des Engpassmanagements findet nur am Rande und in vereinfachter Form statt. Es werden keine Aussagen hinsichtlich einer effizienten Ausgestaltung des Engpassmanagements getroffen.

Die Arbeit von Trepper et al. (2015) behandelt das Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz vor dem Hintergrund der Zunahme der EE-Stromerzeugung. Die Autoren untersuchen, ob und inwieweit eine Aufteilung der einheitlichen Preiszone in Deutschland, auf der Ebene des Übertragungsnetzes, dazu beitragen kann den Bedarf an Redispatch zu reduzieren und dadurch die Wohlfahrt zu erhöhen. Der entwickelte Modellrahmen umfasst die Kopplung eines europäischen Marktmodells zur Ermittlung der Kraftwerkseinsätze, Großhandelspreise und Auslastung der Grenzkuppelkapazitäten mit einem Modell zur Kraftwerkseinsatzplanung in Deutschland mit höherem Detaillierungsgrad. Die Ergebnisse der Studie deuten darauf hin, dass kleinere Preiszonen gegenüber der Korrektur durch Redispatch kaum Wohlfahrtsgewinn erzielen. Dagegen sind starke Umverteilungseffekte zwischen den neuen Preiszonen, aufgrund der Preisunterschiede, zu erwarten und eine effektive Reduzierung von Redispatch-Maßnahmen. Egerer et al. (2016) untersuchen ebenfalls das Potenzial zur Verringerung auftretender Engpässe im deutschen Übertragungsnetz durch die Einführung kleinerer Preiszonen. Untersucht werden die Effekte einer Aufteilung in zwei bzw. vier Preiszonen hinsichtlich der Auswirkungen auf Engpässe im deutschen Übertragungsnetz. Der Modellrahmen umfasst ein Marktmodell, das ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen den kostengünstigsten Kraftwerkseinsatz für Kraftwerke

in Deutschland ermittelt. Diesem ist ein DC-OPF nachgeschaltet, der unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen ein kostenminimales Redispatch durchführt. Die beiden Studien von Trepper et al. (2015) und Egerer et al. (2016) haben gemein, dass sie Engpässe im deutschen Übertragungsnetz untersuchen, die sich aufgrund fundamentaler Veränderungen im Einsatz konventioneller Kraftwerke ergeben. Diese sind indirekt im steigenden Anteil der EE-Stromerzeugung begründet, der sich auf die Preisbildung am Großhandelsmarkt auswirkt und damit den Kraftwerkseinsatz beeinflusst. Engpässe, die direkt im Zusammenhang mit der EE-Stromerzeugung stehen und nur durch Abregelung auf Verteilnetzebene vermieden werden können, stehen nicht im Vordergrund der Analyse. Der Algorithmus zur Abbildung von Redispatch dient der Gegenüberstellung verschiedener Konfigurationen der Einheitspreiszonen und ist nicht selbst Gegenstand der Untersuchungen.

In der Arbeit von Wiest et al. (2016) wird für ein deutsches Verteilnetz auf 110 kV-Ebene untersucht, inwiefern ein dynamisches Netzengpassmanagement die Menge der Abregelung reduzieren kann. Mit dynamisch bezeichnen die Autoren ein Vorgehen, bei dem Abregelung nur stattfindet, wenn tatsächlich ein Netzengpass droht und die EE-Anlagen in der Reihenfolge ihres Einflusses auf einen Engpass abgeregelt werden. Die Sensitivitäten zwischen der Leistungsänderung an einem Netzknoten und der Entlastung eines Engpasses werden mit einem linearisierten AC-Leistungsfluss ermittelt. Die Autoren führen an, dass mit ihrer Vorgehensweise nicht notwendigerweise die minimale Abregelung gefunden wird. Es werden keine alternativen Flexibilitätsoptionen oder Algorithmen für das Engpassmanagement untersucht.

Geschermann und Moser (2017) ergänzen die oben genannte VDE-Studie um eine quantitative Analyse anhand einer beispielhaften Netzinfrastruktur, die Nieder- und Mittelspannung abbildet. Dabei werden zwei Ausführungen des Engpassmanagements verglichen, die strom- und spannungsbedingte Netzrestriktionen in einem gemischt ganzzahligen Optimierungsprogramm berücksichtigen. Im ersten Fall steht lediglich Abregelung zur Beseitigung von Engpässen zur Verfügung, im zweiten Fall kann die Wirkleistung von Batterien, flexiblen Nachfragern, KWK- und SzW-Anlagen dafür eingesetzt werden. Investitionsentscheidungen und Wechselwirkungen mit dem Großhandelsmarkt werden nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse deuten auf ein hohes Potenzial zur Verringerung der Kosten des Engpassmanagements durch den Einsatz zusätzlicher Flexibilitätsoptionen hin. Der Ausblick weist darauf hin, dass die Untersuchung auf ein reales Verteilnetz ausgeweitet werden sollte.

Die genannten Studien liefern Belege für das zunehmende Auftreten von Netzengpässen in Deutschland und die Motivation zur Erforschung verbesserter Ansätze für das Engpassmanagement. In Abgrenzung zur vorliegenden Arbeit konzentrieren sich die aufgeführten Studien zum einen auf die Untersuchung im Übertragungsnetz und die dort verfügbaren Instrumente wie beispielsweise der Aufspaltung der einheitlichen Preiszone in Deutschland oder Änderungen der Netztopologie. Zum anderen wurden Studien identifiziert, deren Untersuchungsfokus zwar auf Engpässen und damit verbundenen Abregelungen auf Verteilnetzebene liegt, jedoch keine quantitative Untersuchung umfassen oder diese nur Teilaspekte der genannten Zielstellung beinhalten. Es konnten keine bestehenden Arbeiten ermittelt werden, die konkrete Algorithmen für das Engpassmanagement in deutschen Verteilnetzen vorstellen, mit dem Ziel die Kosten des Engpassmanagements unter Berücksichtigung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen zu senken und diese quantitativ untersuchen. Die vorliegende Arbeit strebt an eben diese Forschungslücke zu schließen.

3 Daten und Methoden der Energiesystemmodellierung

Im Folgenden wird die Datenbasis und die Funktionsweise der Teilmodelle beschrieben, die gemeinsam den Modellrahmen für die Untersuchungen des Netzengpassmanagements im Rahmen dieser Arbeit darstellen. Dafür wird in Kapitel 3.1 zunächst die Auswahl und Eingrenzung der gewählten Fallstudie motiviert. Anschließend wird das zugehörige Netzmodell vorgestellt, das eine realistische Nachbildung der Leistungsflüsse und begrenzenden Netzrestriktionen ermöglichen soll (Kapitel 3.2). Treiber der Leistungsflüsse sind im betrachteten Netzgebiet vordringlich die zu deckende Stromnachfrage (Kapitel 3.3) und die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien (Kapitel 3.4). Aufgrund der besonderen Relevanz der Sektorenkopplung zwischen Strom- und Wärmeversorgung für die vorliegende Untersuchung werden die relevanten Fernwärmesysteme in den Modellrahmen mit aufgenommen (Kapitel 3.5) und ein Modul entwickelt um die einzelwirtschaftlichen Einsatzentscheidungen der gekoppelten Strom- und Wärmeabgabe von Fernwärmesystembetreibern nachzubilden (Kapitel 3.6). In Kapitel 3.7 wird auf die konventionellen Kraftwerkskapazitäten im betrachteten Netzgebiet eingegangen. Das Kapitel 3.8 erläutert wie die Wechselwirkungen zwischen Großhandelspreis und der Handelsbilanz des betrachteten Netzgebietes abgebildet sind.

3.1 Einführung und Motivation der untersuchten Fallstudie

Für die Auswahl der Fallstudie dient die regionale Verteilung von Abregelung in Deutschland als Indikator für die Relevanz hinsichtlich der Problemstellung. Wie in Abbildung 1-1 zu erkennen ist, entfällt rund 70% der deutschlandweiten Abregelung auf EE-Anlagen im Bundesland Schleswig-Holstein. Grund für den hohen Anteil der Abregelung in Schleswig-Holstein, ist die hohe Durchdringung der Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien. In 2015 lag die EE-Stromerzeugung in Schleswig-Holstein nach MELUR (2017a), relativ zum Bruttostromverbrauch, bei 114,5%. Im Vergleich dazu betrug der bundesweite Durchschnitt bei 31,5% (BDEW 2017). Das im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Netzgebiet kann daher gewissermaßen als Vorausschau für ein Energiesystem der Zukunft aufgefasst werden. Andere Regionen in Deutschland und Europa werden erst in Zukunft eine ähnlich hohe EE-Durchdringung erreichen. Abbildung 3-1 stellt die Entwicklung der EE-Stromerzeugung in Schleswig-Holstein über die Jahre 2012 bis 2015 dar.

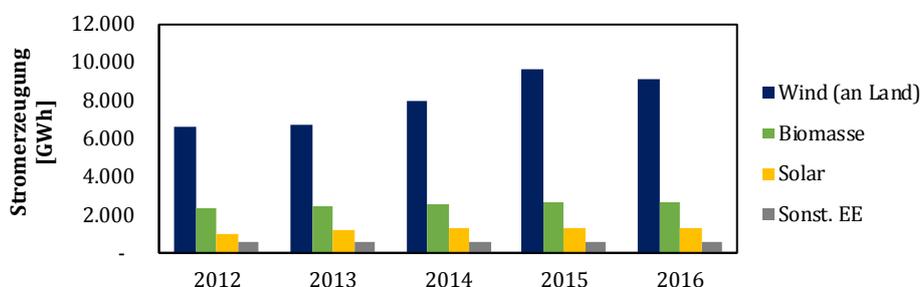


Abbildung 3-1: Jahresenergiemenge der EE-Stromerzeugung in Schleswig-Holstein. Die sonstigen Erneuerbaren Energien (sonst. EE) umfassen die Stromerzeugung auf Basis biogener und nicht-biogener Abfälle, Wasserkraft und Klär- bzw. Deponiegas.

Nach den jährlichen Monitoringberichten der Bundesnetzagentur wurden im Betrachtungszeitraum 2012 bis 2015 zwischen 93% und 98% der deutschlandweiten Abregelungen von Verteilnetzbetreibern im Verteilnetz durchgeführt. Daher wird die geographische Konzentration der Fallstudie auf Schleswig-Holstein ergänzt durch eine Beschränkung der Betrachtung auf das dortige Verteilnetz. Damit ist das Netzgebiet des Verteilnetzbetreibers Schleswig-Holstein Netz AG maßgeblich, dessen Ausmaße zu großen Teilen dem Landesgebiet von Schleswig-Holstein entspricht. Auf Basis der Veröffentlichungen von EON Netz (2014), SH Netz (2017a) und SH Netz (2017b) und der Erkenntnisse aus zwei bilateralen Veranstaltungen mit der Schleswig-Holstein Netz AG im Februar 2015 und Mai 2017 wird die 110 kV Spannungsebene, inklusive der Transformatorkapazitäten an den Netzverknüpfungspunkten zwischen dem Verteil- und Übertragungsnetz, als besonders relevant für die Abregelung identifiziert. Das betrachtete Netzgebiet wird dementsprechend eingegrenzt.

Die Ausgestaltung der Modellgrenze hat den Vorteil, dass das ausgewählte Verteilnetz auf Verteilnetzebene über keine elektrische Verbindung in ein anderes Netzgebiet verfügt. Dies ermöglicht eine bessere Isolierung der untersuchten Problemstellung und zu analysierenden Effekte. Der Austausch mit dem deutschen und europäischen Netzverbund erfolgt ausschließlich über die Netzverknüpfungspunkte ins Übertragungsnetz.

Ein weiterer Grund für die Wahl des betrachteten Netzgebietes liegt darin begründet, dass es Teil des sogenannten Netzausbaugesbietes ist. Die Definition des Netzausbaugesbietes ist im EEG 2017 begründet (Deutscher Bundestag 2017b: S. §36c). Die geographischen Ausmaße werden durch die zugehörige Verordnungsermächtigung festgelegt (BNetzA et al. 2017). Zum Netzausbaugesbiet zählen Landkreise und kreisfreie Städte in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern. Außerdem gehören die Bundesländer Bremen und Hamburg dazu. Das Netzausbaugesbiet ist in Abbildung 3-2 dargestellt.

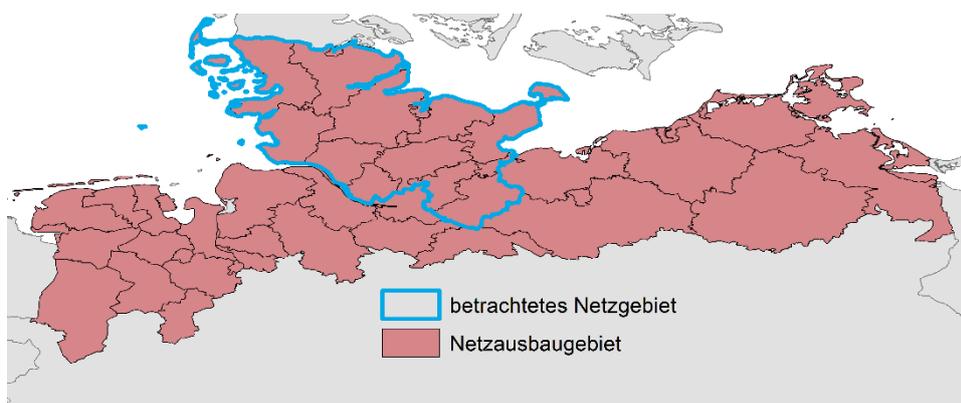


Abbildung 3-2: Lage des sogenannten Netzausbaugesbietes in Deutschland. Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA et al. (2017).

Für die Problemstellung dieser Arbeit ist die Zugehörigkeit des betrachteten Netzgebietes zum Netzausbaugesbiet deshalb relevant, weil ein konkreter Fördermechanismus besteht, der die Nutzung von andernfalls abgeregelten Strommengen in der Wärmeversorgung anreizt. Dieser ist auf Standorte innerhalb des Netzausbaugesbietes beschränkt. Ziel der Förderung des „Nutzen statt Abregeln“ ist zum einen die KWK-Stromerzeugung flexibler und dadurch besser für das Engpassmanagement nutzbar zu machen und zum anderen die nicht genutzten Strommengen

einer Verwendung in der Wärmeversorgung zuzuführen (BNetzA 2018a). Möglich wird dies durch Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wärme (SzW-Anlagen).

Dem Autor sind zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit keine Projekte bekannt, die den im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankerten Fördermechanismus (Deutscher Bundestag 2017a: S. §13, Absatz (6a), Punkt 2) bereits nutzen. Die Neuartigkeit des Einsatzes von SzW-Anlagen für das Engpassmanagement gibt Anstoß dazu, diesen in die Fragestellung der vorliegenden Untersuchung aufzunehmen. Die Analyse von zusätzlichen Kapazitäten zur Kopplung der Sektoren Strom und Wärme hinsichtlich ihres Einflusses auf die Abregelung ist explizit Teil der Problemstellung (vgl. Kapitel 5.4).

3.2 Stromnetzinfrastruktur

Die Erstellung des Modells des untersuchten Netzgebietes im Rahmen dieser Arbeit kann in zwei grundsätzliche Arbeitsschritte unterteilt werden, die Gegenstand der folgenden Unterabschnitte 3.2.1 und 3.2.2 sind:

Zunächst werden die geographischen Ausmaße und die Verschaltung (Netztopologie) des betrachteten Netzgebietes in einer Datenbank zusammengetragen. Damit ist zum einen die Menge der Umspannwerke gemeint an denen Netzverknüpfungspunkte zu Stromverbrauchern, Stromerzeugern oder einer höheren oder niedrigeren Netzebene bestehen. Umspannwerke werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit mit Netzknoten bezeichnet. Zum anderen gehören dazu die elektrisch leitenden Verbindungen zwischen den Umspannwerken untereinander, die im Folgenden mit Leitungen bezeichnet werden.

Im zweiten Arbeitsschritt werden den Leitungen elektrotechnische Eigenschaften (Netzparameter) zugeordnet, die zur Leistungsflussanalyse notwendig sind. Hierzu ist es erforderlich Informationen zu den tatsächlich verwendeten Bauteilen und deren Netzparametern zu ermitteln und bei unvollständiger Information mit möglichst passenden Standardwerten aus der Literatur zu belegen.

3.2.1 Topologie der 110 kV Verteilnetzebene in Schleswig-Holstein

Während für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber gewisse Veröffentlichungspflichten bezüglich der Topologie und den elektrotechnischen Eigenschaften des von ihnen betriebenen Netzes gelten, sind Informationen zu den Netzknoten und Leitungen auf 110 kV und darunter zum Erstellungszeitpunkt dieser Arbeit nicht oder nur lückenhaft von den betreffenden Netzbetreibern verfügbar. Ein Großteil dieser Informationen ist nicht zentral, dauerhaft und öffentlich dokumentiert, sondern nur zeitweise und verteilt über das Internet erreichbar.

Die relevanteste solcher Quellen für die Erstellung des Netzmodells im Rahmen dieser Arbeit stellt die Netzübersichtskarte des damaligen Netzbetreibers EON Netz GmbH dar (EON Netz 2014). Darauf sind mit Stand 1.2.2013 alle Netzknoten für das betrachtete Netzgebiet verzeichnet, inklusive der verbindenden Trassenverläufe. Bei einem parallelen Trassenverlauf ist erkennbar wie viele Systeme verbaut sind. Darüber hinaus fließen beispielsweise Pressemitteilungen, Studien, Gutachten und Ausschreibungen von Netzbetreibern über konkrete Projekte im betrachteten Netzgebiet ein.

Eine weitere, wichtige Datenquelle stellt die Datenbank des Openstreetmap-Projektes dar (OSM 2016). Hier tragen Freiwillige georeferenzierte Informationen ein, unter anderem zur elektrischen Infrastruktur. Der gesamte Datensatz kann heruntergeladen und auf relevante Daten durchsucht werden. Zudem haben sich Initiativen und Gemeinschaften der verschiedensten Disziplinen gebildet, die die Datenbank auf eine spezifische Anwendung hin reduzieren und verfügbar machen.⁸ Den Problemen mit schwankender Qualität der in OSM hinterlegten Daten steht entgegen, dass für viele Anwendungszwecke nur wenige oder keine alternativen Quellen für georeferenzierte Daten zur Verfügung stehen und OSM den vollständigsten, öffentlich verfügbaren Datensatz darstellt. Zudem unterliegt OSM einer laufenden Weiterentwicklung und Bearbeitung, was in vielen Bereichen zu einer beständig steigenden Qualität und Abdeckung der Daten führt.

Auch im Rahmen dieser Untersuchung werden Daten vom OSM Projekt verwendet um den oben genannten Netzplan zu überprüfen, ergänzen und zu aktualisieren. Zur Extraktion maschinenlesbarer Daten aus dem OSM Datensatz wird die Schnittstelle von <https://overpass-turbo.eu> verwendet, die mittels einer eigens dafür konzipierten Abfragesprache die Filterung ermöglicht.

Abbildung 3-3 stellt das betrachtete Netzgebiet in seinem geographischen Zusammenhang in Schleswig-Holstein dar. Enthalten ist zum einen die Lage und Vernetzung der Umspannwerke des 110 kV Verteilnetzes. Zum anderen sind die insgesamt 10 Umspannwerke dargestellt an denen Trafostationen eine Verknüpfung des Verteilnetzes mit dem Übertragungsnetz herstellen. Die Menge dieser Relationen ist elementarer Eingangsparameter für die Erstellung eines Modells zur optimierenden Leistungsflussanalyse, das in Kapitel 4 näher betrachtet wird. Die schematische Darstellung des Übertragungsnetzes dient lediglich der besseren Lesbarkeit der Abbildung und wird darüber hinaus nicht berücksichtigt.

⁸ Für energiewirtschaftliche Anwendungen ist hier zum Beispiel das aus OSM basierende Kartenmaterial von www.flosm.de zu nennen.

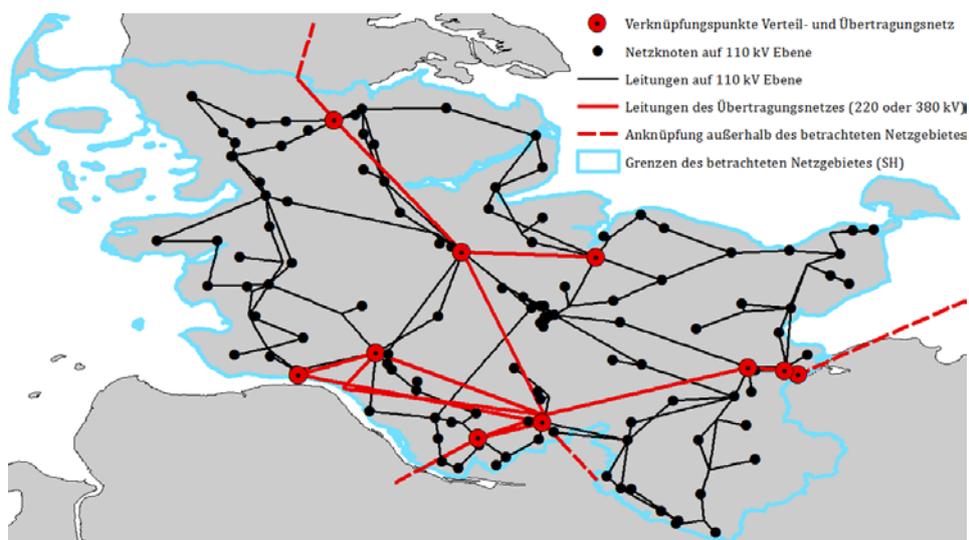


Abbildung 3-3: Darstellung der Netzknotten und Leitungen auf 110 kV Ebene des betrachteten Netzgebietes und der Netzverknüpfungspunkte zwischen 110 kV Verteilnetzebene und dem Übertragungsnetz. Zudem sind der Verlauf des überlagernden Übertragungsnetzes im betrachteten Netzgebiet und die darüberhinausgehende Anknüpfung schematisch dargestellt. Eigene Darstellung auf Basis von EON Netz (2014) und OSM (2016).

3.2.2 Auswahl der Netzparameter

Während die im vorangehenden Kapitel vorgestellten Quellen zwar Informationen zur Netztopologie liefern, sind nur unvollständige Informationen zu den Netzparametern enthalten. Die Annahmen zu den Ausprägungen der für die Leistungsflussanalyse notwendigen Parameter werden im Folgenden begründet und vorgestellt.

Die Netztopologie beinhaltet die Informationen zwischen welchen Netzknotten ein oder mehrere Leitungssysteme verlegt sind. Nähere Informationen, insbesondere über die Anzahl der verbauten Leiter, sind nicht enthalten. Wenn jedoch Bündelleiter mit mehr als einem Einfachseil verbaut sind, so hat dies erheblichen Einfluss auf die Parameter und damit Belastbarkeit der entsprechenden Leitung.

Für jede Leitung kann davon ausgegangen werden, dass mindestens ein Einfachleiter verlegt ist. Nach Oeding und Oswald (2016) „findet man meist Einfachseile oder auch 2er-Bündel“ bei Freileitungen auf 110kV. Hofmann und Oswald (2010) stellen ergänzend fest: „Bündelleiter [...] kommen bei 110-kV-Leitungen nur in Ausnahmefällen und dann als Zweierbündel für besonders hoch belastete Leitungen vor.“. In Anlehnung daran wird im Folgenden, sofern keine anderweitigen Daten vorliegen, als Standardfall von einem Einfachleiter ausgegangen.

Für einen Teil der Leitungen ist bei OSM (2016) hinterlegt ob Einfach- oder Zweierbündelleiter verbaut sind. Die Informationen fließen direkt in das Modell mit ein. Angepasst wird beispielsweise die Leitungstrasse von Flensburg an die Westküste, da hier nach OSM (2016) Zweierbündelleiter verbaut sind und daher eine höhere Dauerleistung zulässig ist. Des Weiteren wird der Kraftwerksstandort des Gemeinschaftskraftwerks in Kiel mittels OSM überprüft. Gemäß der dortigen Information ist ein 220 kV Zweifachleiter-System zwischen Kraftwerk und dem nächstgelegenen Transformator ins Übertragungsnetz verbaut ist. Dieses wird durch zwei 110kV Zweifachleiter-Systeme berücksichtigt, die Kraftwerk und Netzverknüpfungspunkt ins

Übertragungsnetz direkt verbindet. Ohne die Anpassung kommt es zu starken Beschränkungen der Wärmeversorgung durch die Kraft-Wärme-Kopplung Anlage, da die stromseitige Einspeisung ohne die Berücksichtigung der zusätzlichen Übertragungskapazitäten nicht mit voller Kapazität erfolgen kann und dies die wärmeseitige Einspeisung der Anlage beschränkt.

Als Netzparameter für die als Einfach- oder Bündelleiter identifizierten Leitungen werden möglichst vergleichbare Standardwerte aus der Literatur verwendet. Hierzu bemerken Oeding und Oswald (2016): „Für Leitungen 110 kV und darüber werden fast ausschließlich Al/St-Seile verwendet.“. Dabei stehen die Abkürzungen für die Materialien Aluminium (Al) und Stahl (St). In Anlehnung daran wird für die Recherche von Standardwerten für die Netzparameter von Al/St-Seilen ausgegangen. Tabelle 2 gibt die hinsichtlich der Netzparameter getroffenen Annahmen und die dafür verwendeten Quellen wieder.

Tabelle 2: Annahmen zu den Betriebs- und Netzparametern der modellierten Freileitungen auf Basis eigener Berechnungen und der Arbeiten von Oswald und Krämer (2006), Hofmann und Oswald (2010) und Oeding und Oswald (2016).

Typ		Freileitung 110 kV	
		Einfachleiter	Zweierbündel-leiter
Anzahl verbauter Leiter			
Ausführung		Al/St 265/35	
Mastbauart		Horizontalmast	
Thermischer Grenzstrom	[A]	680	1360
Dauernd zulässige Leistung bei thermischem Grenzstrom	[MVA]	130	260
Ohmscher Widerstandsbelag	[mΩ/km]	109,5	54,7
Reaktanzbelag	[Ω/km]	0,381	0,2275
Betriebskapazitätsbelag	[nF/km]	9,4	12,3
Induktivitätsbelag	[mH/km]	0,9432	0,5631
Maximale Leitertemperatur	[°C]	80	80

Neben den Netzknoten und Leitungen auf 110 kV Ebene, werden auch die Transformatoren abgebildet, die das 110 kV Netz mit dem Übertragungsnetz auf 220 kV und 380 kV Ebene verbinden. Transformatoren sind Bestandteil von Umspannwerken und ermöglichen den bidirektionalen Stromfluss zwischen den Spannungsebenen. Im betrachteten Netzgebiet bestehen insgesamt 10 solcher Umspannwerke mit dem Übertragungsnetz, die für den Ausgleich der Leistungsbilanz von Stromerzeugung und -verbrauch in Schleswig-Holstein genutzt werden (vgl. Kapitel 4).

Die Darstellung der beiden Spannungsebenen des Umspannwerks erfolgt im Modell als zwei separate Netzknoten. Die Transformatoren im Betrieb zwischen den Spannungsebenen werden mittels einer Leitung abgebildet, deren Parameter die Eigenschaften der verbauten Transformatoren berücksichtigen. Für die dauernd zulässige Leistung (Bemessungsleistung) an einer aus drei einpoligen Transformatoreinheiten bestehenden Transformatorbank zwischen dem 110 kV-Netz und dem Übertragungsnetz auf 380 kV Spannungsebene ist nach Oeding und Oswald (2016) die Dimensionierung mit einer Bemessungsleistung von 300 MVA „üblich“. In Anlehnung daran wird jeder Transformator im Modell zunächst mit diesem Wert dimensioniert. Die weiteren Leitungsparameter, welche die Transformatoren darstellen, werden anhand von Tabelle 2 extrapoliert:

Tabelle 3: Annahmen zu den Parametern einer Transformatorbank, die Verteil- und Übertragungsnetz auf den Spannungsebenen 110/220 kV bzw. 110/380 kV verbindet.

Thermischer Grenzstrom (Dauerstrom)	[A]	1.569
Dauernd zulässige Leistung bei Dauerstrom	[MVA]	300
Ohmscher Widerstandsbelag (20°C)	[mΩ/km]	37,8
Reaktanzbelag	[Ω/km]	0,1803
Betriebskapazitätsbelag	[nF/km]	13,2

Der maximale Leistungsfluss zwischen Übertragungs- und Verteilnetz an einem Umspannwerk wird durch die Anzahl der verbauten Transformatoren bestimmt. Da keine gesicherten Informationen zu Anzahl und Typ der Transformatoren ermittelt werden konnten, wird für die Dimensionierung der Umspannwerke mit einer Anzahl an Transformatorbänken auf die maximal zulässige Dauerleistung der an das Umspannwerk angeschlossenen Leitungen zurückgegriffen. Die Leistung der Transformatoren wird so erhöht, dass sie gleich oder größer der aggregierten Leistung der daran angeschlossenen Leitungen der 110 kV-Ebene ist. Die Anpassung der Transformatorleistung erfolgt als ganzzahlige Multiplikation anhand Tabelle 3.

Während der Laufzeit wird zudem noch berücksichtigt, dass der Betrieb des Hochspannungsnetzes ausfallsicher und damit sicherheitsbeschränkt betrieben wird (vgl. 2.2). Im Rahmen dieser Arbeit werden die Sicherheitsbeschränkungen des (n-1)-Betriebs in Anlehnung an dena (2010) und IFHT (2015) durch eine pauschale Begrenzung der permanent zulässigen Leistung auf 70% des Nennwertes der Leitungen berücksichtigt. Die Berücksichtigung von Sicherheitsbeschränkungen mittels einer pauschalen Verringerung der Kapazität von Netzbetriebsmitteln ist eine in der Literatur häufig verwendete Vereinfachung (vgl. z.B. Kunz (2013)). Die Kapazität der Transformatoren wird nicht verringert, da diese oft mit erheblichen Reserven aufgelegt werden und zudem signifikante Überlastbarkeiten, für einige Stunden, aufweisen (Brakelmann 2004). Es wird angenommen, dass die Transformatoren auch im sicherheitsbeschränkten Betrieb voll ausgelastet werden können.

3.2.3 Kalibrierung der Netzparameter

Die oben bereits angesprochene Nichtverfügbarkeit detaillierter Informationen zum betrachteten Netzgebiet von offizieller Seite betrifft auch den Leistungsfluss. Die Kalibrierung der Netzparameter erfolgt daher auf Basis der modellierten Stromnachfrage (vgl. Kapitel 3.3) und der Annahme, dass diese vollständig über die abgebildete Netzinfrastruktur gedeckt werden kann, ohne Beitrag lokaler Stromerzeugungskapazitäten in Schleswig-Holstein. Die Stromnachfrage wird für das Jahr 2015 modelliert und um den Faktor 1,15 erhöht um Ausreißer der Nachfrage, zum Beispiel aufgrund sehr niedriger Temperaturen, in vereinfachter Form zu berücksichtigen.

Die Kalibrierung wird mittels einer Leistungsflussanalyse durchgeführt, die prüft ob die vollständige Versorgung der Nachfrage durch die Schnittstellen des betrachteten Netzgebietes mit dem Großhandelsmarkt engpassfrei durchgeführt werden kann. Die Leistungsflussanalyse wird mittels dem Programm MATPOWER (Zimmerman et al. 2011) durchgeführt, das über eine im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Schnittstelle, programmiert mit MATLAB (2016), angewendet wird. MATPOWER stellt Methoden zur Leistungsflussanalyse als AC- und DC-Modell zur Verfügung. Für die Begriffsdefinition der verschiedenen Ansätze für die Leistungsflussberechnung (AC und DC) sei auf in Kapitel 2.2 verwiesen.

Abbildung 3-4 gibt einen Überblick über die Belastung der Leitungen vor Kalibrierung der Netzparameter, wenn die Stromnachfrage ausschließlich durch Importe vom Strom-Großhandelsmarkt gedeckt wird. Die Belastung wird mittels AC-Leistungsflussberechnung in MATPOWER als Verhältnis von resultierender Wirkleistung auf einer Leitung zu dem dauernd zulässigen Leistungslimit der Leitung berechnet. Das Leitungslimit wird gemäß der oben aufgeführten Sicherheitsbeschränkung verringert.

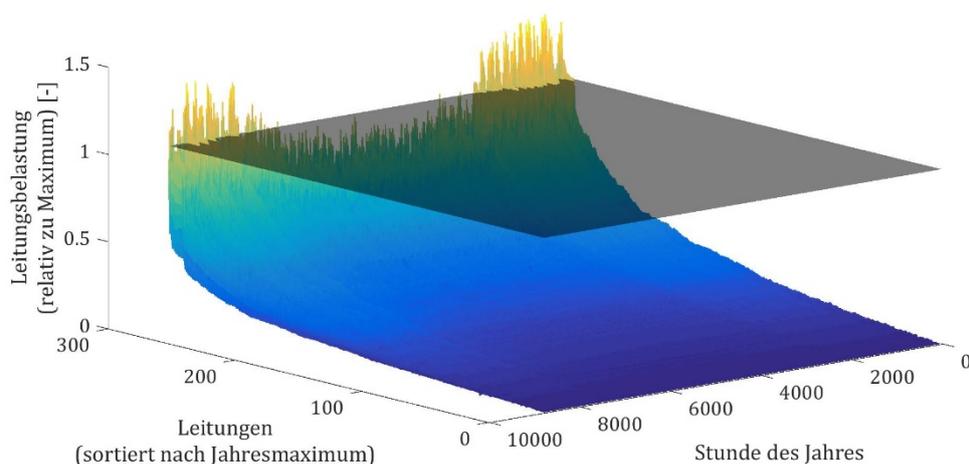


Abbildung 3-4: Belastung der modellierten Leitungen im betrachteten Netzgebiet als Verhältnis von Wirkleistungsfluss zu dauernd zulässiger Leistung für das Simulationsjahr 2015 und vor der Kalibrierung der Netzparameter. Für die Kalibrierung wird nur die Stromnachfrage berücksichtigt, die durch Importe vom Großhandelsmarkt gedeckt werden muss und keinerlei Stromerzeugung. Die Leitungen sind sortiert nach Jahresmaximum der Belastung. Zudem ist das relative Leitungslimit jeder Leitung (=1) zu jedem Zeitschritt als grau hinterlegte Fläche eingezeichnet.

Im Verlauf des für die Kalibrierung verwendeten Jahres 2015 wird das Limit von insgesamt zwölf Leitungen überschritten. Die Engpässe können durch Erhöhung der Kapazität an acht Leitungen beseitigt werden, da diese zum Teil parallel verlaufen. Wenn für die Kapazitätserweiterung eine Einfachleitung betroffen ist, so werden die Parameter gemäß einem Zweierbündelleiter angepasst. Sollte diese Erweiterung bereits erfolgt sein, so wird eine weitere parallele Leitung als Einfachleiter erstellt.

3.3 Stromnachfrage

Die Modellierung der Stromnachfrage erfolgt auf Basis der Arbeit von Ringler et al. (2016) und Schermeyer et al. (2018), die in einem ähnlichen Zusammenhang die Stromnachfrage von Haushalten und Verkehr und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und der Industrie auf Gemeindeebene geographisch auflösen. Insgesamt entfällt auf diese vier Verbrauchergruppen jährlich ein Stromverbrauch zwischen 12 und 14 TWh in den Jahren 2012 bis 2015 (Tabelle 4).

Tabelle 4: Stromverbrauch im betrachteten Netzgebiet je Verbrauchergruppe. Basierend auf Angaben vom Statistikamt Nord (2016) und dem Monitoringbericht von MELUR (2017a) bzw. dessen Vorgängern der Jahre 2014-2016.

	Gesamt	Haushalte	GHD	Industrie	Verkehr
	[TWh]	[-]	[-]	[-]	[-]
2012	14,0	40%	33%	26%	2%
2013	14,3	39%	34%	26%	1%
2014	13,6	38%	33%	27%	2%
2015	13,3	41%	31%	27%	1%

Für die Erhöhung der räumlichen Auflösung von einer Jahressumme für Schleswig-Holstein auf Jahressummen je Gemeinde, werden zunächst für jede der genannten Verbrauchergruppen Regionalisierungskennziffern für den Stromverbrauch (RKS) ermittelt. Die RKS geben den Anteil des Jahresstromverbrauches in Schleswig-Holstein an, der auf die entsprechende Verbrauchergruppe in einer Gemeinde entfällt. Dafür werden für jede der vier Verbrauchergruppen ein oder mehrere Kennziffern aus den Statistiken der Genesis-Datenbank (Genesis 2016) ausgewählt, die auf Landkreis- bzw. Gemeindeebene zur Verfügung stehen. Der Großteil der verwendeten Kennziffern wurde zuletzt im Rahmen des Zensus 2011 erhoben und entspricht dem Stand Mitte oder Ende 2011. Aktuellere Erhebungen zu Bevölkerungsdaten mit vergleichbarer Abfragequalität sind zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit nicht verfügbar.

Abbildung 3-5 gibt einen Überblick über das Verfahren zur Erstellung der Regionalisierungskennziffern. Für Haushalte und Verkehr dient die Einwohnerzahl auf Gemeindeebene als Kennziffer. Für GHD wird der Jahresstromverbrauch zunächst anhand der Bruttowertschöpfung in der Kategorie "Dienstleistungsbereiche" auf Landkreisebene heruntergebrochen und anschließend mittels der Verteilung der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten abzüglich der Kategorie „Verarbeitendes Gewerbe“ innerhalb des Landkreises auf die Gemeinden zugeteilt. Die RKS für Industrie werden als arithmetisches Mittel der Kennziffern auf Gemeindeebene für jeweils die Zahl der Betriebe, Zahl der Beschäftigten und die Bruttoentgelte in der Kategorie „Verarbeitendes Gewerbe, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ ermittelt.

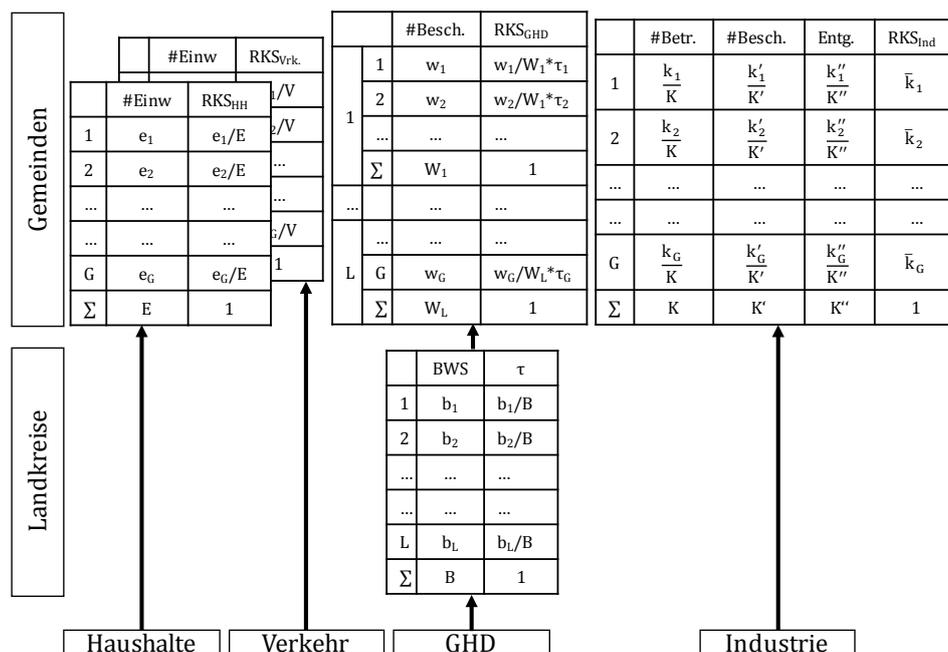


Abbildung 3-5: Schema der Erstellung von Regionalisierungskennziffern (RKS) für den Stromverbrauch.

Während die Ermittlung der RKS der Erhöhung der räumlichen Auflösung dient, werden zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung des Jahresstromverbrauches auf bis zu 15-minütige Werte sogenannte Standardlastprofile verwendet. Standardlastprofile dienen in der Elektrizitätsversorgung (und auch anderen Bereichen wie zum Beispiel der Gasversorgung) sowohl zur Prognose von zukünftigem und der Abrechnung von vergangenem Verbrauch, der nicht leistungsgemessen erfasst wird.

Das für einen Verbraucher zugrunde zu legende Standardlastprofil wird von dem Netzbetreiber festgelegt in dessen Netzgebiet der Verbraucher angeschlossen ist. Da zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit keine Standardlastprofile vom relevanten Netzbetreiber des betrachteten Netzgebietes ermittelt werden können, werden die entsprechenden Veröffentlichungen des Netzbetreibers E.DIS AG verwendet (E.DIS 2016). Dieser betreibt unter anderem das 110 kV-Verteilnetz in den Regionen Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg, das hinsichtlich der verwendeten Standardlastprofile und gemessen an der Zielstellung eine hinreichende Ähnlichkeit aufweist.

Die Veröffentlichungen von E.DIS (2016) umfassen Standardlastprofile für Haushalte und Gewerbe, die den untertägigen Verlauf des Stromverbrauches in einer 15-minütigen Auflösung umfassen. Dabei wird innerhalb der Woche zwischen Werktagen, Samstagen und Sonntagen unterschieden. Weiterhin wird im Jahresverlauf in Winter, Sommer und Übergangszeit (21. März bis 14. Mai und 16. September bis 31. Oktober) unterschieden um der saisonalen Abhängigkeit des Stromverbrauches gerecht zu werden. Insgesamt stehen neun Profile je Verbrauchergruppe zur Verfügung.

Für die Verbrauchergruppen Verkehr und Industrie stehen keine Standardlastprofile zur Verfügung. Daher wird der zeitliche Verlauf des Stromverbrauches für Verkehr vereinfachend als konstant angenommen. Mit Verkehr wird von MELUR (2017a) der Stromverbrauch von

Schienenfahrzeugen erfasst. Das Lastprofil für Industrie wird als Differenz zwischen dem von Schleswig-Holstein Netz AG veröffentlichten Summenlastgang der Hochspannungsebene (SH Netz 2015) und der Aggregation der drei anderen Verbrauchergruppen errechnet.

3.4 Stromerzeugung basierend auf Erneuerbaren Energien

Die bestehenden Ansätze zur Modellierung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien können grob klassifiziert werden in:

- Physikalische Modelle, welche die technischen Eigenschaften auf Kraftwerksebene abbilden und den Prozess der Umwandlung des Dargebots an erneuerbarer Energie in elektrische Energie simulieren. Neben den technischen Eigenschaften der Anlagen benötigen solche Modelle meteorologische Zeitreihen als Eingangsdaten um die resultierende Stromerzeugung zu berechnen. Bei entsprechender Datenlage ist diese Modellklasse in der Lage die Stromerzeugung geographisch hoch aufgelöst darzustellen und bei der Erstellung von Szenarien eine Veränderung in der Verteilung und den technischen Eigenschaften des Anlagenportfolios explizit zu berücksichtigen.
- Erzeugungsprofilmodelle, die die historisch beobachtete Stromerzeugung eines Portfolios von Anlagen als Profil verwenden. Dieser Ansatz ist besonders verbreitet, wenn die geographische Verteilung der Einzelanlagen für den Untersuchungsgegenstand weniger relevant ist oder meteorologische und anlagenspezifische Daten nicht oder schwer zu erhalten sind. Vorteil dieses Ansatzes ist der niedrige Bedarf an Eingangsdaten.

Im Rahmen dieser Arbeit werden Leistungsflussanalysen auf einer Netzinfrastuktur durchgeführt, daher ist eine geographische Verortung der Stromerzeugung notwendig. Gleichzeitig stehen kaum historische Zeitreihen zur Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien in einer geographischen Auflösung zur Verfügung, die eine zufriedenstellende Regionalisierung der Stromerzeugung auf die abzubildende Netzinfrastuktur ermöglichen würde. Die Modellierung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird im Rahmen dieser Arbeit daher grundsätzlich auf Einzelanlagenbasis durchgeführt. Aufgrund des räumlich und zeitlich fluktuierenden Charakters der Stromerzeugung auf Basis von Wind- und Sonnenenergie wird für diese Energieträger jeweils ein physikalisches Modell aufgebaut, das mit meteorologischen Eingangsdaten in einer hohen geographischen Auflösung arbeitet.

In den folgenden Unterkapiteln werden die physikalischen Modelle für die Stromerzeugung aus Solar- (Solarmodell) und Windkraft (Windmodell) näher erläutert und die Methodik für die sonstigen Energieträger, die im Rahmen dieser Arbeit als erneuerbar zusammengefasst werden, vorgestellt. Das Kapitel 1 schließt mit einem Abschnitt zur Validierung der erstellten Modelle anhand verfügbarer, historischer Daten.

3.4.1 Meteorologische Eingangsdaten

Für die geographisch hochaufgelöste Modellierung von wetterabhängigen Prozessen wie der Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien (folgende Kapitel) und der Wärmenachfrage in Fernwärmesystemen (vgl. 3.5.2) ist eine entsprechend hochaufgelöste Datenbasis meteorologischer Parameter notwendig: Im Rahmen dieser Arbeit werden Windgeschwindigkeit und Temperatur auf jeweils 70m und 120m Höhe über der Erdoberfläche

und die auf der Erdoberfläche eintreffende Globalstrahlung verarbeitet. Die Daten werden von der anemos GmbH zur Verfügung gestellt und liegen in einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten für ein Raster mit Kantenlänge 20 km für ganz Europa vor. Ausgangspunkt zur Erstellung dieser meteorologischen Datenbank sind die Reanalyse-Daten der „Modern-Era Retrospective Analysis For Research and Applications“ (MERRA) der National Aeronautics and Space Administration (NASA). Diese werden mithilfe des mesoskaligen, numerischen Wettermodells MM5, entwickelt von der Pennsylvania State University und dem National Center for Atmospheric Research, auf ein zeitlich und räumlich höher aufgelöstes Raster herunterskaliert.⁹ Auf Basis der Untersuchungen von Schermeyer et al. (2014; 2015), in der die hier verwendeten Daten zur Globalstrahlung mit den Messwerten an insgesamt 57 Wetterstationen in Deutschland verglichen werden und die eine signifikante Überschätzung feststellt, wird die Globalstrahlung mit einem Korrekturfaktor von 0,78 reduziert.

Für die Berechnungen dieser Arbeit ist es notwendig sowohl die bereitgestellten Temperaturen als auch Windgeschwindigkeiten auf von 70 m bzw. 120 m abweichende Höhen umzurechnen. Im Fall der Windgeschwindigkeiten ist dies insbesondere relevant für das Modell der Stromerzeugung aus Windkraft, da die Nabenhöhe von Windkraftanlagen individuell variiert, was wiederum einen sehr hohen Einfluss auf die vorherrschende Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe hat.

Zwei besonders verbreitete Ansätze zur Umrechnung einer bekannten, mittleren Windgeschwindigkeit von einer Höhe auf eine andere Höhe sind die *logarithmische Höhenformel* und der *Potenzsatz nach Hellmann*. Beide Ansätze berücksichtigen die Rauigkeitslänge am betreffenden Standort als Maß für den abbremsenden Charakter der Landschaft auf die Windgeschwindigkeit durch Bodenreibung, dessen Einfluss mit zunehmender Höhe sinkt. Damit sind beide Ansätze insbesondere für Berechnungen innerhalb der sogenannten Prandtl-Schicht geeignet, welche die bodennahe Luftschicht bezeichnet, die unter hohem Einfluss der Bodenreibung steht. Die Ausmaße der Prandtl-Schicht variieren mit den meteorologischen Bedingungen, so spannt sie nachts einen Bereich zwischen 10m bis 50m und tagsüber zwischen 50 m bis 150 m. Je größer die Nabenhöhe einer Windkraftanlage, desto häufiger überragt der Rotor die Prandtl-Schicht und liegt in der daran anschließenden, sogenannten Ekman-Schicht. Diese ist kaum noch durch Bodenreibung beeinflusst und die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe ist meist stärker ausgeprägt als nach der logarithmischen Höhenformel. (vgl. Hau 2016)

Aufgrund der oben ausgeführten Unterschätzung der Zunahme der Windgeschwindigkeit in der Ekman-Schicht sowohl durch das logarithmische Höhenprofil als auch den Potenzsatz von Hellmann, wird die Korrektur im Rahmen dieser Arbeit abhängig von der zu korrigierenden Höhe wie folgt durchgeführt: Für die Korrektur der Windgeschwindigkeit auf Höhen über dem Erdboden von unter 70 m wird ausgehend von der zur Verfügung stehenden Windgeschwindigkeit auf 70 m mithilfe der logarithmischen Höhenformel nach Hau (2016) korrigiert:

$$v_{Ziel} = v_0 \times \frac{\ln\left(\frac{h_{Ziel}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_0}{z_0}\right)}$$

⁹ Detaillierte Informationen zur MERRA Datenbank der NASA und dem MM5 Wettermodell finden sich respektive in Rienecker et al. (2011) und Grell et al. (1994).

- v_{Ziel} Windgeschwindigkeit [m/s] in Zielhöhe h_{Ziel} [m]
 v_0 Bekannte Windgeschwindigkeit [m/s] auf Höhe h_0 [m]
 z_0 Rauigkeitslänge, als Maß für die Bodenreibung, die durch den landschaftlichen Charakter am Standort bestimmt wird [m]

Ansätze auf Basis der Rauigkeitslänge sind vor allem für langfristige Mittelwertberechnungen geeignet, da bei kurzfristigerer Betrachtung nach Hau (2016) die Schwankungen der atmosphärischen Schichtung bestimmt durch Lufttemperaturschichtung und -feuchtigkeit stärker ins Gewicht fallen. Angesichts der verfügbaren Datenlage und dem Genauigkeitsunterschied wird die Korrektur nach logarithmischem Höhenprofil für die Untersuchungen dieser Arbeit als zielführend und -erreichend eingestuft.

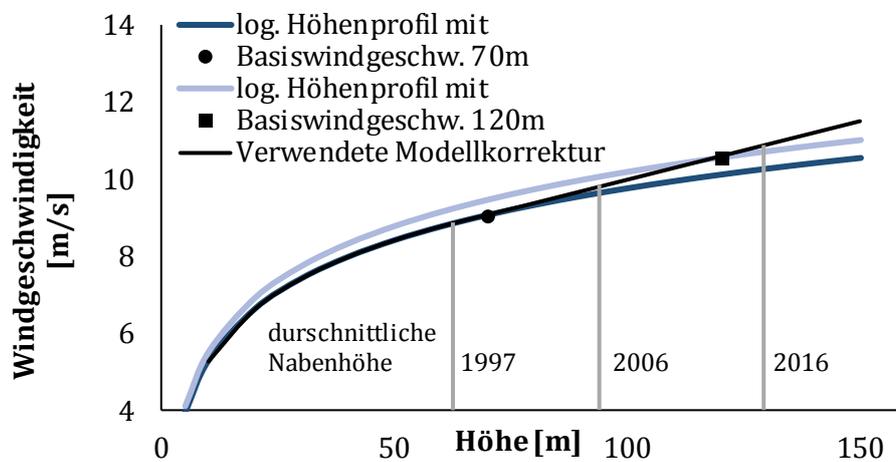


Abbildung 3-6: Korrektur der Windgeschwindigkeit nach logarithmischem Höhenprofil für zwei beispielhafte Basis-Windgeschwindigkeiten auf 70m bzw. 120m Höhe und die verwendete Höhenkorrekturfunktion. Zudem sind nach Durstewitz et al. (2017) für drei Beispieljahre die mittleren Nabenhöhen der im jeweiligen Jahr zugebauten Windkraftanlagen eingezeichnet.

Für die Umrechnung der Windgeschwindigkeit in Höhen über dem Erdboden von mehr als 70 m wird mithilfe der zwei bekannten Datenpunkte auf 70 m und 120 m Höhe interpoliert oder extrapoliert. Damit wird der zunehmenden Höhe moderner Windkraftanlagen Rechnung getragen, die während dem Großteil ihrer Betriebszeit den Windverhältnissen der Ekman- und nicht Prandtl-Schicht ausgesetzt sind. (vgl. Abbildung 3-6).

Die Temperatur ist auf Basis der oben genannten Datenbank ebenfalls nur für die Höhen über dem Erdboden von 70 m bzw. 120 m bekannt. Sie beeinflusst zwar auch die aus einer bewegten Luftmasse zu gewinnende Leistung (vgl. 0), noch relevanter ist die Höhenanpassung der Temperatur jedoch für das Modell der Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen, deren Wirkungsgrad von der Umgebungs- bzw. Modultemperatur abhängt (vgl. 3.4.3). Die Umrechnung erfolgt durch Inter- bzw. Extrapolation anhand der zwei bekannten Temperaturen. Abbildung 3-7 zeigt einen Vergleich zwischen den für diese Arbeit umgerechneten Temperaturdaten und den Beobachtungsdaten von zwei exemplarisch ausgewählten Messstationen.

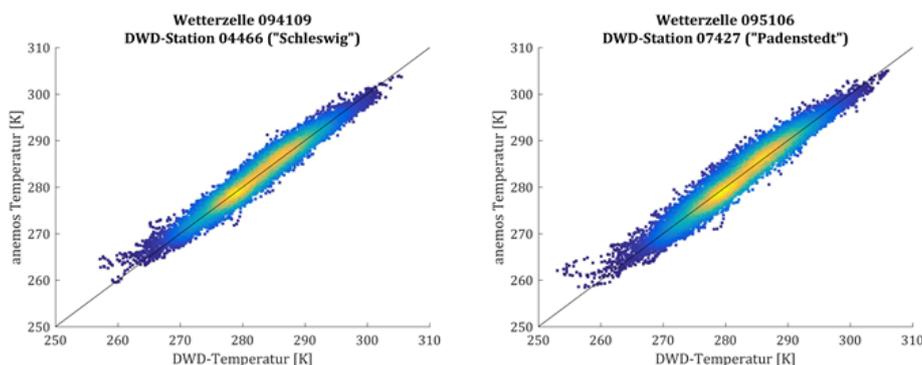


Abbildung 3-7: Exemplarischer Vergleich der Temperaturwerte zweier in Schleswig-Holstein gelegener Wetterstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD 2017) mit den in dieser Arbeit verwendeten Temperaturdaten der zugehörigen Wetterzellen, umgerechnet auf eine Höhe von 2 m, für die Jahre 2012 – 2015.

3.4.2 Windkraft

Die Stromerzeugung aus Windkraft ist eine der tragenden Säulen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland. Seitdem sie die Wasserkraft in 2003 als wichtigsten erneuerbaren Energieträger abgelöst hat, stellt sie durchgängig den höchsten Anteil der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung. So wurden 38% der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung in 2015 durch Windkraftanlagen an Land erbracht. (BDEW 2017)

Für die in dieser Arbeit betrachteten Abregelungen ist die Windkraft von noch bedeutenderer Rolle: Deutschlandweit entfallen jährlich rund 80-90% der Ausfallarbeit auf Windkraftanlagen an Land (vgl. Abbildung 1-1), in 2015 waren es 87%. In dem für diese Arbeit betrachteten Gebiet im Bundesland Schleswig-Holstein liegt der Anteil von Windkraft an der Ausfallarbeit im langjährigen Mittel noch etwas über dem Bundesdurchschnitt, 2015 waren es 89%.

3.4.2.1 Aufbau eines physikalischen Modells zur Stromerzeugung aus Windkraftanlagen

Das grundlegende Prinzip der Stromerzeugung aus Windkraft liegt in der Umwandlung der kinetischen Energie, die in einer bewegten Luftmasse enthalten ist, in elektrische Energie. In energiewirtschaftlichen Fragestellungen ist die Energie pro Zeiteinheit, also die im Wind enthaltene Leistung P_{Wind} , von besonderer Relevanz. Sie ergibt sich nach der „Impulstheorie“ von Betz (1926) durch die Betrachtung des Massestroms \dot{m} . Dieser lässt sich anhand von Luftdichte ρ_{Luft} und Rotorfläche A_{Rotor} wie folgt darstellen (vgl. Hau 2016: S. 81–82):

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m}_{Luft} \cdot v_{Wind}^2 = \frac{1}{2} \cdot (\rho_{Luft} \cdot A_{Rotor} \cdot v_{Wind}) \cdot v_{Wind}^2$$

P_{Wind}	Leistung [W]
\dot{m}_{Luft}	Massenstrom [kg/s]
v_{Wind}	Windgeschwindigkeit [m/s]
ρ_{Luft}	Dichte [kg/m ³]
A_{Rotor}	Rotorfläche [m ²]

Wie aus der vorangehenden Formel ersichtlich, hängt die aus einer strömenden Luftmasse zu

gewinnende Leistung proportional von der Dichte der Luft ab, die nach Molly (1990) wiederum von Temperatur und Luftdruck abhängig ist:

$$\rho_L = \rho_0 \cdot \frac{t_0}{t} \cdot \frac{p}{p_0}$$

- p Luftdruck [hPa]
- t Lufttemperatur [K]
- p_0 Luftdruck der Standardatmosphäre (1013,25 hPa)
- t_0 Lufttemperatur der Standardatmosphäre (288,15 K)
- ρ_0 Luftdichte der Standardatmosphäre (1,225 kg/m³)

Analog zu Quaschnig (2015: S. 280) wird für den Luftdruck konstant 1000 hPa angenommen und die Korrektur der Dichte anhand der Lufttemperatur am Standort der WKA durchgeführt (vgl. Kapitel 3.4.1). Der verwendete Zusammenhang zwischen Lufttemperatur und Luftdichte ist in Abbildung 3-8 dargestellt und fließt zur Korrektur der Leistungsabgabe einer WKA in das Windstromerzeugungsmodell ein.

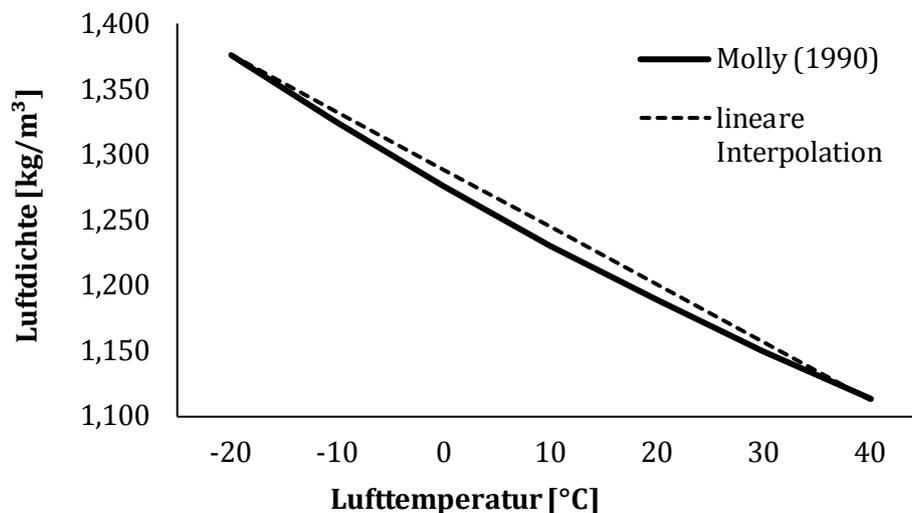


Abbildung 3-8: Veränderung der Luftdichte über die Lufttemperatur bei konstantem Luftdruck von 1000 hPa nach Molly (1990) und linear interpoliert zwischen den Funktionswerten bei -20 °C und 40 °C.

Der Anteil der in einer bewegten Luftmasse enthaltenen Leistung, der von einer Windkraftanlage (WKA) in elektrische Leistung umgesetzt werden kann, wird durch den Wirkungsgrad oder auch Leistungsbeiwert c_P der WKA bestimmt. Mithilfe des Leistungsbeiwerts ergibt sich schließlich die Leistungsabgabe einer WKA nach:

$$P_{WKA} = P_{Wind} \cdot c_P = \frac{1}{2} \cdot \rho_{Luft} \cdot A_R \cdot v_{Wind,Nabe}^3 \cdot c_P \quad (3-1)$$

c_p Leistungsbeiwert [-]
 $v_{\text{Wind,Nabe}}$ Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der WKA [m/s]

Wie bei konventionellen Stromerzeugungstechnologien ist der Leistungsbeiwert einer WKA abhängig von der Erzeugungleistung, die zwischen Mindestleistung und Nennleistung variieren kann. Er kann als Wirkungsgrad der Stromerzeugung verstanden werden, mit dem Windenergie in Elektrizität umgewandelt wird. Die Variation des Leistungsbeiwerts ist stark ausgeprägt und hochgradig nichtlinear abhängig von der vorherrschenden Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der WKA. Der Zusammenhang ist in Abbildung 3-9 dargestellt, welche für beispielhafte WKA den Verlauf des Leistungsbeiwerts und der Leistungsabgabe über die vorherrschende Windgeschwindigkeit darstellt.

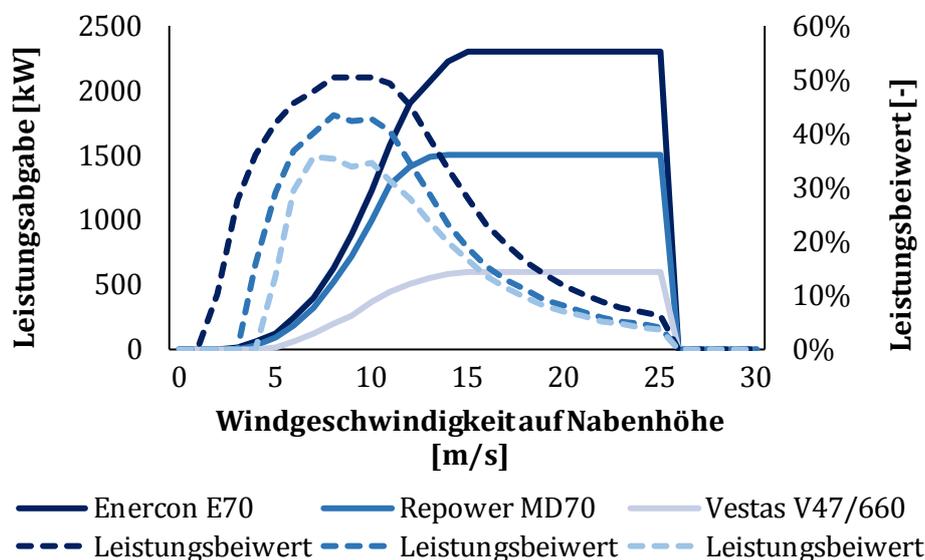


Abbildung 3-9: Darstellung der Leistungskennlinien von drei beispielhaften, häufig im betrachteten Netzgebiet vorkommenden, Windkraftanlagen. Der Leistungsbeiwert wurde unter Standardatmosphäre nach (3-1) berechnet (Anlagenkennlinien nach Abschnitt 3.4.2.2, Leistungsbeiwert berechnet nach IEC 61400-12-1).

Der Zusammenhang zwischen der an einer WKA anliegenden Windgeschwindigkeit und ihrer elektrischen Leistungsabgabe wird als (Leistungs-)Kennlinie bezeichnet. Sie hängt maßgeblich von der individuellen Kombination einer WKA von Generator und Rotordurchmesser ab. Nähere Informationen zu den in dieser Arbeit verwendeten technischen Parametern der WKA finden sich im folgenden Kapitel.

3.4.2.2 Technologiespezifische Eingangsdaten

Für gewöhnlich kombinieren Hersteller von WKA ihre verfügbaren Generatoren mit mehreren Abstufungen an Rotordimensionen um ein breiteres Portfolio an Kennlinien und damit Stromerzeugungseigenschaften zur Verfügung stellen zu können. Die Kombination aus Generator mit einem Rotor wird im Folgenden mit Turbine bezeichnet. Ein größerer Rotordurchmesser macht eine höhere Investition notwendig, kann dafür bei gleicher Windgeschwindigkeit mehr

Leistung zur Stromerzeugung auf den Generator übertragen. Für die Untersuchungen in dieser Arbeit wurden technische Details von insgesamt 512 verschiedenen Turbinentypen zusammengetragen, die unterschiedlichste Generator- und Rotorauslegungen kombinieren (vgl. Abbildung 3-10). Neben den Internetauftritten der Hersteller selbst, basiert die Turbinendatenbank auf INL (2007), Carrillo et al. (2013) und Wind Power Program (2015).

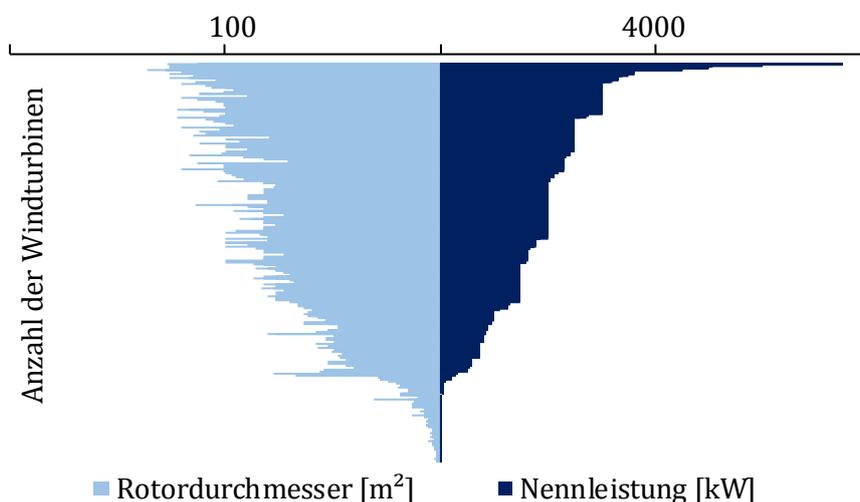


Abbildung 3-10: Rotordurchmesser und Nennleistung der 512 Windturbinen, die für die Untersuchung dieser Arbeit unterschieden werden können (sortiert nach Nennleistung).

Eine weitere wichtige Auslegungsdimension einer Windkraftanlage ist die Turmhöhe, welche die Nabenhöhe des Rotors bestimmt. Analog zu einem größeren Rotor steigert ein höherer Turm die notwendige Investition, dafür wird mit zunehmender Höhe eine höhere, mittlere Windgeschwindigkeit erreicht und damit der Stromertrag der Anlage gesteigert.

Im Rahmen dieser Arbeit wird zur möglichst genauen Abbildung des tatsächlichen Anlagenbestandes auf die in Tabelle 5 dargestellten zwei Datenbanken zurückgegriffen:

Tabelle 5: Übersicht der enthaltenen Datenpunkte in den zwei verwendeten Datenbanken für die Verwendung der anlagenscharfen Modellierung der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen.

Parameter	The Wind Power (2017)	EnergyMap (2015)
Standort Geokoordinaten	ja	nein
Standort (gemeindescharf)	ja	ja
Nennleistung	ja	ja
Turbinentyp (Generator/Rotor Kombination)	ja	nein
Nabenhöhe	ja	nein
Datum der Inbetriebnahme	ja	ja

Die Datenbank von The Wind Power (2017) stellt den Ausgangspunkt des Windmodells dar: Abhängig vom simulierten Zeitraum werden tagesscharf die Anlagen herausgefiltert, die zum

entsprechenden Zeitpunkt in Betrieb waren. Mittels des Turbinentyps und einem Suchabgleich auf der o.g. Turbinendatenbank wird die passende Kennlinie zugeordnet. Die Nabhöhe fließt zur Korrektur der Windgeschwindigkeit ein (vgl. Kapitel 3.4.2.1) und die Geokoordinaten dienen zur Zuordnung einer Anlage zu einem Netzknoten (vgl. Abbildung 3-3).

Da zum einen nicht alle Anlagen bei The Wind Power (2017) enthalten sind bzw. nur mit unvollständigen Informationen und zum anderen nicht alle Turbinen eindeutig einem Eintrag in der Turbinendatenbank zugeordnet werden können, wird für diese Fälle die folgende Ausweidlösung implementiert: Mittels der gemeindscharfen Angabe zu Nennleistung und dem Datum der Inbetriebnahme aus EnergyMap (2015) ergibt sich ein Zielwert für die installierte Leistung von Windkraftanlagen je Netzknoten. Die geographische Verteilung der Leistung über Schleswig-Holstein ist in Abbildung 3-11 dargestellt. Es ist gut zu erkennen, dass sich die Leistung besonders auf die küstennahen Gebiete im Westen und Osten des Bundeslandes verteilt, wo im Mittel höhere Windgeschwindigkeiten vorherrschen.

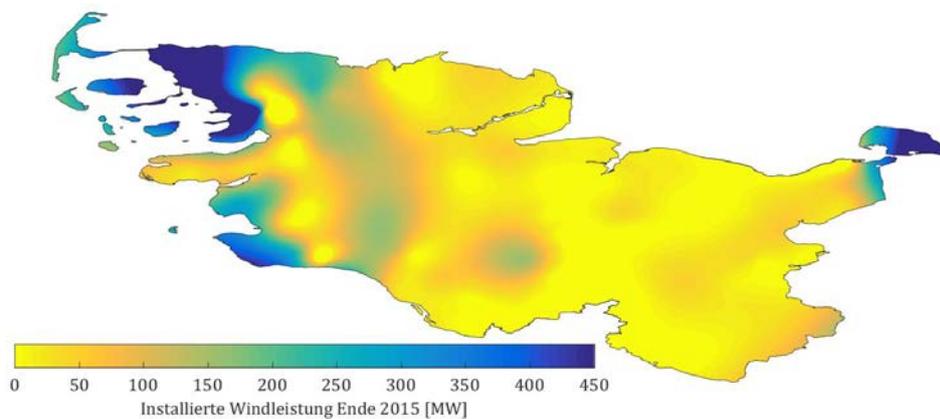


Abbildung 3-11: Geographische Verteilung der in Schleswig-Holstein Ende 2015 installierten Leistung von Windkraftanlagen auf Basis von EnergyMap (2015). Die vollständige Einfärbung der Fläche wird durch eine biharmonische Spline-Interpolation mittels MATLAB (2016) erreicht.

Für den Fehlbetrag an Nennleistung, der aufgrund der zum Teil oder vollständig fehlenden Informationen nicht anlagenscharf abgebildet werden kann, wird eine virtuelle Turbine mit generischer Kennlinie eingesetzt. Die generische Turbine ist besonders geeignet um den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Stromerzeugung für ein ganzes Portfolio aus Windkraftanlagen abzubilden. Sie berücksichtigt Ausgleichseffekte durch Unterschiede in Technologie und der lokalen Windgeschwindigkeit für eine Vielzahl von Anlagen und nimmt verglichen mit einer individuellen Kennlinie weniger extreme Werte ein (vgl. Abbildung 3-12). Die Nennleistung dieser virtuellen Windkraftanlage wird im Verlauf der Simulation vergrößert um den Zubau über den Simulationszeitraum abzubilden. Für die Nabhöhe wird der Durchschnitt des Zubaus in Schleswig-Holstein der Jahre 2012 bis 2015 nach Windguard (2016) errechnet, der leistungsgewichtet 89,2 m beträgt

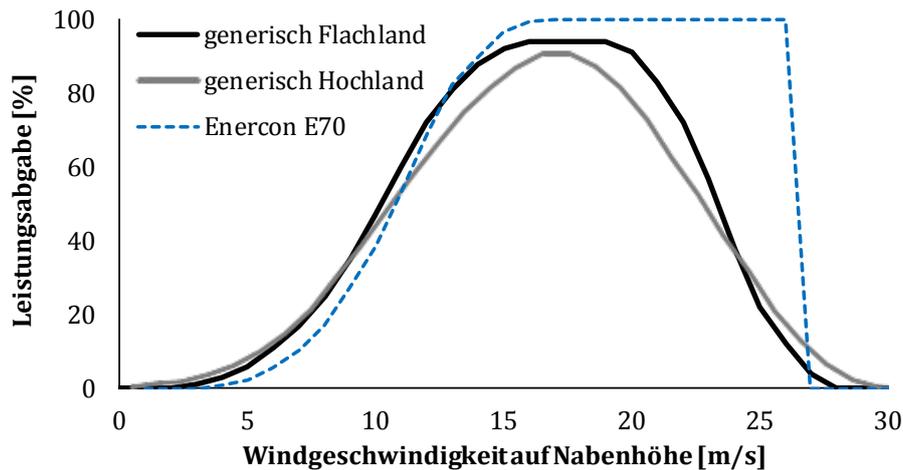


Abbildung 3-12: Generische Kennlinie für jeweils ein Portfolio von Windkraftanlagen im Flachland und im Hochland. Außerdem ist zu Vergleichszwecken die Kennlinie für die Stromerzeugung einer beispielhaften, einzelnen Windkraftanlage eingetragen. Eigene Darstellung auf Basis der oben aufgeführten Turbinendatenbank und EWEA (2009).

In Anlehnung an Hau (2016) wird die resultierende Stromerzeugung aus Windkraftanlagen noch um folgende Korrekturfaktoren verringert:

- Geplante und ungeplante Wartungs- und Reparaturarbeiten an der Anlage führen zu einer technischen Nichtverfügbarkeit, die im Rahmen dieser Arbeit mit $k_{nv}=5\%$ veranschlagt wird.
- Im realen Betriebsablauf werden im Mittel Leistungsabgaben unter den optimalen Werten der Leistungskennlinie auftreten, unter anderem aufgrund der folgenden Faktoren: Kontinuierliche Änderungen der Windrichtung erfordern bei gleichbleibender Windgeschwindigkeit eine Nachführung der Anlage in Windrichtung, die einen elektrischen Eigenverbrauch und eine Verzögerung mit der die auftretende Windgeschwindigkeit in vollem Umfang zur Stromerzeugung genutzt werden kann, zur Folge hat. Hinzu kommen ein schlechteres Anlaufverhalten bei Veränderungen im kleineren Bereich der Windgeschwindigkeiten und der Einfluss von Turbulenzen und Verschmutzungen am Rotor auf den Wirkungsgrad der Anlage. Die genannten Faktoren werden pauschal mit einem Abzug von $k_{no}=5\%$ auf die Stromerzeugungsleistung berücksichtigt.
- Bei der Durchleitung der vom Generator abgegebenen elektrischen Energie in das Stromnetz treten Leitungsverluste auf. Die Transformation auf die Spannungsebene, die am Netzverknüpfungspunkt anliegt, verursacht Verluste im Transformator. Auch diese Verluste sind nicht in der Kennlinie berücksichtigt und werden im Rahmen dieser Arbeit pauschal mit $k_{vl}=2\%$ angesetzt.
- Neben den genannten technischen Faktoren, kommen zusätzlich Abschalt- oder Abregelvorgaben zu gewissen Tages- oder Jahreszeiten aus umweltpolitischen und sozialen Beweggründen hinzu, die einen erheblichen Einfluss auf die Stromerzeugung von Windkraftanlagen haben können. Gründe dafür sind etwa Lärmschutz, Schattenwurf oder Schlagschatten durch die Rotorbewegung, Vereisung der Rotorblätter und damit Gefahr von Eisabwurf und Tierschutz. Da keine flächendeckenden, anlagenscharfen Informationen zu Abschalt- und Abregelvorgaben ermittelt werden konnten, werden diese nicht bzw. nur indirekt durch die in Kapitel 3.4.5 erfolgende Validierung berücksichtigt.

Die aufgezählten Verluste reduzieren die für jeden Zeitschritt ermittelte Leistungsabgabe je Windkraftanlage im letzten Schritt des Windmodells:

$$P'_{WKA} = P_{WKA} \times (1 - k_{nv}) \times (1 - k_{no}) \times (1 - k_{vl})$$

3.4.3 Photovoltaik

Die Berechnungen der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) erfolgt in drei grundlegenden Rechenschritten, die in den folgenden drei Kapiteln detailliert erläutert werden:

- 1) Bestimmung der Sonnenposition zu jedem Zeitschritt des Modells relativ zur PV-Anlage.
- 2) Berechnung der eintreffenden Strahlungsleistung auf die PV-Anlage in Diffus-, Direkt- und Reflexionsstrahlung anhand der vorliegenden Globalstrahlung auf eine horizontal orientierte Fläche.
- 3) Ermittlung der resultierenden Stromerzeugung der PV-Anlage.

3.4.3.1 Berechnung der relativen Sonnenposition

Die Position der Sonne relativ zu einem Standort auf der Erdoberfläche ist Voraussetzung für die Berechnung des Winkels mit dem die Sonnenstrahlung auf einer geneigten Fläche (eines PV-Moduls) eintritt und die Aufteilung der eintreffenden Globalstrahlung in einen Diffus- und Direktstrahlungsanteil. Die Notation von Winkelangaben und Symbolen erfolgt in Anlehnung an Quaschnig (2015) auf Basis der Definition der DIN5034. Für den einfacheren Vergleich der gewählten Berechnungsvorschriften zur bestehenden, meist internationalen Literatur, sind englische Bezeichnungen der Parameter ergänzt, die in Anlehnung an Duffie und Beckman (2013) gewählt wurden.

Die Position der Sonne bzw. ihr Lauf über den an einem Standort sichtbaren Himmelsabschnitt kann mit den zwei Winkeln Sonnenhöhe und Sonnenazimut beschrieben werden. Sie können nach Quaschnig (2015) wie folgt berechnet werden:

$$\gamma_s = \arcsin(\cos \omega \times \cos \varphi \times \cos \delta + \sin \varphi \times \sin \delta) \quad (3-2)$$

- γ_s Sonnenhöhe (solar altitude angle), vertikale Sonnenposition, Sonnenaufgang = Sonnenuntergang = 0 [°]
- ω Stundenwinkel (hour angle), beschreibt die Winkelveränderung der Sonnenposition aufgrund der täglichen Erdumdrehung in Bezug auf den lokalen Längengrad des Betrachter, morgens negativ, abends positiv [°]
- φ Breitengrad (latitude) [°]
- δ Sonnendeklination (declination), Positionsverschiebung gegenüber der Sonne aufgrund der versetzten Erdachse [°]

$$\alpha_s(WOZ) = \begin{cases} 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_s \times \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \times \cos \varphi} & \text{für } WOZ \leq 12 \text{ h} \\ 180^\circ + \arccos \frac{\sin \gamma_s \times \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \times \cos \varphi} & \text{für } WOZ > 12 \text{ h} \end{cases} \quad (3-3)$$

α_s Sonnenazimut (solar azimuth angle), Richtung der Sonne auf der horizontalen Ebene des Betrachtungsortes, als Abweichung von Nordrichtung (Nord=0°, Ost=90°, Süd=180°, West=270°) [°]

In der Berechnung der Sonnenposition sind folgende Parameter enthalten, die vom spezifischen Betrachtungsort auf der Erde und der Position der Erde relativ zur Sonne, beschrieben über den Zeitpunkt innerhalb eines Tages bzw. eines Jahres, abgeleitet werden können (Quaschnig (2015)):

$$\omega = (12h - WOZ) \times \frac{15^\circ}{h}$$

WOZ Die wahre Ortszeit (solar time) an einem Standort ergibt sich aus dem dort spezifischen Sonnenverlauf, der höchste Sonnenstand definiert 12 Uhr mittags. Die wahre Ortszeit variiert mit dem Längengrad und ist unabhängig von der geographischen Breite. [h]

Die Berechnung der wahren Ortszeit erfolgt nach Duffie und Beckman (2013):

$$WOZ = LZ + 4 \times (\lambda_{zone} - \lambda_{st}) \times 4 \frac{h}{60^\circ} + E$$

LZ Lokale Zeit, Uhrzeit in der betreffenden Zeitzone [h]
 λ_{zone} Längengrad an dem die wahre Ortszeit der lokalen Zeitzone entspricht [°]
 λ_{st} Längengrad (longitude) der untersuchten Position [°]
E Zeitgleichung (equation of time), zur Berücksichtigung der Sonnenumlaufbahn innerhalb eines Jahres [h]¹⁰

$$E = 229,2 \cdot (0,000075 + 0,001868 \cdot \cos B - 0,032077 \cdot \sin B - 0,014615 \cdot \cos 2B - 0,04089 \cdot \sin 2B) \cdot \frac{h}{60}$$

¹⁰ Duffie et al. (2013) nach Spencer (1971) nach Iqbal (1983)

B Korrekturparameter, zur Berücksichtigung der Tageszahl innerhalb eines Jahres [°]

$$B = (\text{TagDesJahres} - 1) \cdot \frac{360^\circ}{365}$$

Sonnenhöhe und -azimut an einem Standort werden außerdem durch die Neigung der Erdoberfläche relativ zur Ebene der Sonnenumlaufbahn beeinflusst. Diese verändert sich im Verlauf des Jahres während der Sonnenumrundung und wird mithilfe der Sonnendeklination berücksichtigt (Quaschnig (2015)):

$$\delta = \{0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(J' + 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2 \cdot J' + 5,4^\circ) - 0,1764 \cdot \cos(3 \cdot J' + 26^\circ)\}^\circ$$

J' Korrekturparameter zur Berücksichtigung welcher Tag im Jahresverlauf berechnet wird [°]

$$J' = 360^\circ \cdot \frac{J}{365,25}$$

J Tag des Jahres in dem der Zeitschritt der betreffenden Rechnung liegt[-]

Mithilfe der dargestellten Berechnungen wird die Sonnenposition relativ zu einem beliebigen Punkt auf der Erdoberfläche eindeutig bestimmt. Dies ist relevant für die Berechnung der eintreffenden Sonneneinstrahlungsleistung auf die Oberfläche einer zu modellierenden PV-Anlage, die im folgenden Abschnitt vorgestellt wird.

3.4.3.2 Berechnung der eintreffenden Strahlungsleistung

Für die Berechnung der Stromerzeugung einer PV-Anlage ist die eintreffende Sonneneinstrahlung auf die geneigte Oberfläche der Module der PV-Anlage notwendig. Diese wird aus der Globalstrahlung, die als Eingangsdaten vorliegen (vgl. 3.4.1), über folgende zwei Rechenschritte angenähert:

- Zunächst wird die auf eine horizontale Fläche eintreffende Globalstrahlung aufgeteilt in Direkt- und Diffusstrahlung.
- Anschließend erfolgt die Umrechnung von der horizontal eintreffenden Direkt- und Diffusstrahlung auf die eintreffende Strahlung auf eine geneigte Fläche und die Berücksichtigung von Reflexion an der Erdoberfläche.

Für die Aufteilung der horizontal auf der Erdoberfläche eintreffenden Globalstrahlung in Diffus- und Direktstrahlung wird im Rahmen dieser Arbeit der Klarheitsfaktor k_T verwendet, der sich als empirischer Zusammenhang zwischen der horizontal eintreffenden Globalstrahlung auf der

Erdoberfläche (terrestrisch) ins Verhältnis mit der eintreffenden Einstrahlung außerhalb der Atmosphäre (extraterrestrisch) ergibt (vgl. Liu und Jordan (1960); Erbs et al. (1982); Reindl et al. (1990)). Der Klarheitsfaktor ist ein Maß für die Durchlässigkeit der Atmosphäre für direkte Sonneneinstrahlung und berechnet sich nach Quaschnig (2015) nach:

$$k_T = \frac{I_{glob}}{I_{extraterra,hor}}$$

k_T	Klarheitsfaktor, (clearness index) – Parameter, der den Anteil an Sonneneinstrahlung angibt, der durch die Atmosphäre auf die Erdoberfläche gelangt [-]
I_{glob}	Horizontale Globalstrahlung auf der Erdoberfläche [W/m ²]
$I_{extraterra,hor}$	Horizontale Globalstrahlung außerhalb der Erdatmosphäre [W/m ²]

Der Klarheitsfaktor gibt damit an welcher Anteil der Sonneneinstrahlung, die außerhalb der Erdatmosphäre eintrifft, noch bis auf die Erdoberfläche vordringt. Die auf der Erdoberfläche eintreffende Sonneneinstrahlung I_{glob} ist abhängig von der sich ändernden Zusammensetzung der Atmosphäre und dem lokalen Wetter. Sie muss entweder durch Messung festgestellt werden oder durch eine Modellierung simuliert werden. Die extraterrestrische Einstrahlung auf eine horizontale Fläche außerhalb der Atmosphäre $I_{extraterra,hor}$ kann dagegen über den deterministischen Sonnenverlauf anhand folgenden Zusammenhangs sehr genau angenähert werden (Quaschnig (2015)):

$$I_{extraterra,hor} = I_c \cdot (1 + 0,0334 \cdot \cos(0,9855^\circ \cdot J - 2,7198^\circ)) \cdot \sin \gamma_S$$

I_c Durchschnittlicher Wert der Solarkonstante: 1360,8 [W/m²]

Mithilfe des Klarheitsfaktors k_T kann nun die Aufteilung der Globalstrahlung in Direkt- und Diffusstrahlung erfolgen. In dieser Arbeit wird der von Reindl et al. (1990) empirisch quantifizierte Zusammenhang zur Aufteilung der Globalstrahlung in Direkt- und Diffusstrahlung verwendet:

$$I_{diff,hor} = \begin{cases} I_{glob} \cdot (1,020 - 0,254 \cdot k_T + 0,0123 \cdot \sin \gamma_S); & k_T \leq 0,3 \\ I_{glob} \cdot (1,400 - 1,749 \cdot k_T + 0,177 \cdot \sin \gamma_S); & 0,3 < k_T < 0,78 \\ I_{glob} \cdot (0,486 \cdot k_T - 0,182 \cdot \sin \gamma_S); & k_T \geq 0,78 \end{cases}$$

$I_{diff,hor}$ Horizontale Diffusstrahlung: Anteil der diffusen Sonneneinstrahlung, eintreffend auf eine horizontal orientierte Fläche [W/m²]

Betrachtet wird dabei zunächst eine horizontal orientierte Fläche, daher muss keine zusätzliche Einstrahlung durch Bodenreflexion berücksichtigt werden. Damit setzt sich die Globalstrahlung aus der Summe von Direkt- und Diffusstrahlung zusammen und die direkte Sonneneinstrahlung berechnet sich nach:

$$I_{dir,hor} = I_{glob} - I_{diff,hor}$$

$I_{dir,hor}$ Horizontale Direktstrahlung: Anteil der direkten Sonneneinstrahlung, eintreffend auf eine horizontal orientierte Fläche [W/m^2]

Bekannt sind nun die direkte und diffuse Sonneneinstrahlung auf eine horizontal geneigte Fläche. Für den mehrheitlich vorkommenden Fall, dass die zu betrachtenden PV-Module in ihrer Ausrichtung von der Horizontalen abweichen, erfolgt die Umrechnung auf die geneigte Modulfläche der PV-Anlage. Die Moduleinstrahlung setzt sich aus den drei Komponenten Direktstrahlung, Diffusstrahlung und der Bodenreflexion zusammen.

$$I_{mod} = I_{dir} + I_{diff} + I_{refl}$$

I_{mod} Moduleinstrahlung, (total irradiation on tilted surface): Die gesamte Einstrahlung auf die geneigte Fläche des betrachteten Moduls der PV-Anlage [W/m^2]

I_{dir} Direktstrahlung (beam irradiation) auf das Modul: Der Anteil der Sonneneinstrahlung, der direkt von der Sonne ohne Ablenkung auf der betrachteten Oberfläche eintrifft. [W/m^2]

I_{diff} Diffusstrahlung (diffuse irradiation) auf das Modul: Der Anteil der Sonneneinstrahlung, der vorher abgelenkt wurde (z.B. durch Partikel in der Erdatmosphäre) und nicht aus direkter Sonnenrichtung eintrifft [W/m^2]

I_{refl} Reflexionsstrahlung (reflectance): Der Anteil der Sonneneinstrahlung, der von der Erdoberfläche reflektiert wurde und erst danach auf die betrachtete Oberfläche eintrifft.

Die drei Strahlungskomponenten ergeben sich in Anlehnung an Reindl et al. (1990) und Quaschnig (2015) wie folgt:

$$I_{dir} = I_{dir,hor} \cdot \frac{\cos \theta_m}{\sin \gamma_S}$$

θ_m Einfallswinkel: Winkel zwischen einfallendem Sonnenlicht und Normalenvektor des Moduls [°]

$$I_{diff} = I_{diff,hor} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos \gamma_m) \cdot \left(1 + F \cdot \sin^3 \frac{\gamma_m}{2}\right) \cdot (1 + F \cdot \cos^2 \theta_m \cdot \cos^3 \gamma_S)$$

γ_m Neigungswinkel der PV-Modulfläche relativ zu einer horizontal ausgerichteten Fläche, 0° entspricht einer horizontalen Ausrichtung[°]

$$I_{refl} = I_{Glob} \cdot A \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos(\gamma_m))$$

A Albedowert als Maß für die Reflexion von Sonneneinstrahlung von in einem Gelände [-]

Für die Berechnung der Anteile von Direkt- und Diffusstrahlung auf die geneigte PV-Modulfläche ist der Winkel zwischen dem Vektor, der vom Modulstandort auf die Sonne zeigt und der Flächennormale der Moduloberfläche notwendig. Dieser Winkel variiert im Zeitverlauf und wird in dieser Arbeit nach Quaschnig (2015) berechnet:

$$\theta_m = \arccos(-\cos \gamma_S \cdot \sin \gamma_m \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_m) + \sin \gamma_S \cdot \cos \gamma_m)$$

α_m Azimut der PV-Modulfläche („Himmelsrichtung“); 0° entspricht einer Ausrichtung nach Nord, 90° einer Ausrichtung nach Ost,... [°]

3.4.3.3 Aufbau eines physikalischen Modells zur Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen

Im dritten Teil des Modells zur Stromerzeugung aus PV-Anlagen (PV-Modell) wird die auf den Oberflächen der Anlagen eintreffende Einstrahlungsleistung in Stromerzeugung umgerechnet. In Anlehnung an Huld et al. (2010) berechnet sich die Stromerzeugung eines Moduls zu:

$$P_{mod} = P_{nenn} \cdot \frac{I_{mod}}{I_{nenn,STC}} \cdot \eta_{rel} \quad (3-4)$$

- P_{mod} Gleichstrom-Leistungsabgabe des PV-Moduls [W]
- P_{nenn} Nennleistung des PV-Moduls unter Standardtestbedingungen (STC) [W]
- $I_{nenn,S}$ Einstrahlung bei STC: 1000 W/m²
- T_C
- η_{rel} Modulwirkungsgrad, relativ zum Wirkungsgrad unter STC [-]

Zur Berechnung der Leistungsabgabe einer PV-Anlage ist der relative Wirkungsgrad der Module relevant, der die Effizienz der Module bei der Umwandlung von Einstrahlung in Strom unter realen Bedingungen ins Verhältnis zur Effizienz unter Standardtestbedingungen setzt. Der relative Wirkungsgrad sinkt mit steigender Modultemperatur und wird im Rahmen dieser Arbeit nach Huld et al. (2010) wie folgt bestimmt:

$$\eta_{rel} = 1 + k_1 \times \ln I' + k_2 \times (\ln I')^2 + \Delta T \times (k_3 + k_4 \times \ln I' + k_5 \times (\ln I')^2) + k_6 \times \Delta T^2 \quad (3-5)$$

ΔT Temperaturdifferenz zu STC [K]

$$\Delta T = T_{mod} - T_{STC}$$

T_{mod} Modultemperatur (mittlere) [K]

T_{STC} Temperatur bei STC: 298,15 K

I' Verhältnis von Moduleinstrahlung und Einstrahlung zu bei STC [-]

$$I' = \frac{I_{mod}}{I_{nenn,STC}}$$

Die für die PV-Anlage verwendete Zelltechnologie, maßgeblich das zum Einsatz kommende Halbleitermaterial, ist für den relativen Wirkungsgrad des Moduls von hoher Bedeutung, da die Technologien unterschiedlich stark auf Temperaturunterschiede reagieren. Im Rahmen dieser Arbeit werden drei verschiedene Technologien ausgewählt um die Bandbreite der in Einsatz befindlichen PV-Anlagen möglichst gut abzubilden: Zellen auf Basis von kristallinem Silizium (c-Si) und Dünnschichtzellen auf Basis von Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Diselenid (CIS). Die in (3-5) verwendeten Koeffizienten werden für die drei Technologien wie folgt gewählt:

Tabelle 6: Koeffizienten zur Berechnung des relativen Modulwirkungsgrads nach Huld et al. (2010)

	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5	k_6	τ
	[-]	[-]	[1/K]	[1/K]	[1/K]	[1/K ²]	[-]
c-Si	-0,017162	-0,040289	-0,004681	0,000148	0,000169	0,000005	0,94
CIS	-0,005521	-0,038492	-0,003701	-0,000899	-0,001248	0,000001	0,02
CdTe	-0,103251	-0,040446	-0,001667	-0,002075	-0,001445	-0,000023	0,04

- $k_{1...}$ Koeffizienten nach Huld et al. (2010)
- k_6
- τ Gewichtungsfaktoren der Technologien während dem Modellablauf auf Basis der Verbreitung in Deutschland nach Schubert (2012) [-]

Für die Berechnung des relativen Wirkungsgrads nach (3-5) ist zudem noch die Modultemperatur wichtiger Einflussfaktor. Eine Erhöhung der Modultemperatur gegenüber den Standardtestbedingungen von 25°C verringert die Leistungsabgabe in der Größenordnung von 10% und umgekehrt (Quaschnig 2015). Veränderungen der Modultemperatur werden nach Drews et al. (2007) mithilfe der Umgebungstemperatur und dem Temperaturkoeffizienten wie folgt berücksichtigt:

$$T_{mod} = T_{mod} = T_U + c_{Temp} \cdot I_{mod}$$

- T_U Umgebungstemperatur [K]
- c_{Temp} Temperaturkoeffizient: Maß für die Erwärmung der PV-Module durch die Sonneneinstrahlung und abhängig vom Installationstyp der PV-Anlage [K*m²/W]

Der Temperaturkoeffizient eines PV-Moduls c_{Temp} wird maßgeblich durch die Art und Weise der Installation bestimmt, die großen Einfluss auf den Wärmeaustausch zwischen Modul und Umgebung hat. In der vorliegenden Untersuchung wird zwischen insgesamt drei Typen der Installation differenziert:

Tabelle 7: Übersicht über die im PV-Modell wählbaren Temperaturkoeffizienten, abhängig vom Installationstyp der PV-Anlage nach Drews et al. (2007)

Installationstyp	Temperaturkoeffizient
	c_{Temp} [K*m ² /W]
Aufdachanlage mit kleinem Abstand zum Dach (<10 cm)	0,036
Aufdachanlage mit großem Abstand zum Dach (>10 cm)	0,027
Freiflächenanlage	0,020

Die bis hierher beschriebene Berechnung der Leistungsabgabe eines PV-Moduls, kann als Leistungsabgabe unter „idealen“ Bedingungen angesehen werden. Die tatsächliche Leistungsabgabe einer PV-Anlage P_{PV} wird durch vielfältige Verlustfaktoren vermindert und ergibt sich schließlich nach:

$$P_{PV} = P_{mod} \cdot \eta_{WR} \cdot deg \cdot corr \tag{3-6}$$

- P_{PV} Wechselstrom-Leistungsabgabe der aus mehreren Modulen bestehenden PV-Anlage [W]
- η_{WR} Wechselrichter Wirkungsgrad [-]
- cor Korrekturparameter nach Schubert (2012):
- r Leistungsverluste durch Serienschaltung von Modulen: $m = 5\%$
 Reflektion von Einstrahlung an der Moduloberfläche: $r = 2,5\%$
 Schmutz: $d = 2\%$
 Elektrische Verluste vor dem Wechselrichter: $c = 0,2\%$
 $corr = (1-d) \cdot (1-r) \cdot (1-m) \cdot (1-c) = 0,906$ [-]
- deg Degradierung der Leistungsabgabe durch Alterung nach Osterwald et al. (2006): $0,5\%$ pro Jahr
 $deg = 1 - (0,005/a \cdot \text{Alter-in-Jahren})$ [-]

Für die Berechnung der Leistungsabgabe der PV Anlage nach Formel (3-6) wird zudem noch der Wirkungsgrad des Wechselrichters benötigt. Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters ist abhängig von der Auslastung beziehungsweise der am Wechselrichter anliegenden Spannung. In Anlehnung an Macedo und Zilles (2007) und Schubert (2012) wird die auslastungsabhängige Verlustleistung des Wechselrichters wie folgt berechnet:

$$\eta_{WR} = \frac{P_{mod} - P_{VerlusteWR}}{P_{mod}}$$

wobei

$$P_{VerlusteWR} = P_{nenn} \times (c_0 + c_1 \times \rho_{DC} + c_2 \times \rho_{DC}^2)$$

- $P_{VerlusteWR}$ Verlustleistung, die im Wechselrichter abhängig von der Auslastung anfällt [W]
- c_0, c_1, c_2 Empirisch festgestellte Koeffizienten für den Eigenverbrauch des Wechselrichters, nach Testgruppe N2 in Macedo und Zilles (2007: S. 344)[-]:
 $c_0 = 0,0079$; $c_1 = 0,0411$; $c_2 = 0,05$
- ρ_{DC} Leistungsabgabe des PV-Moduls normiert mit der Nennleistung
 [-]: $\rho_{DC} = \frac{P_{mod}}{P_{nenn}}$

3.4.3.4 Technologiespezifische Eingangsdaten

Die Herleitungen der vorangehenden Kapitel zur Bestimmung der Leistungsabgabe einer PV-Anlage lassen zwei wichtige Konfigurationsparameter der individuellen Anlage offen: Den Installationstyp und die Modulausrichtung. Zum derzeitigen Kenntnisstand sind keine Quellen bekannt, die für Deutschland oder Schleswig-Holstein flächendeckende Informationen zu den beiden Parametern liefern. Detaillierte Analysen der bestehenden Literatur hierzu verfügen zwar über detaillierte Daten von einer beachtlichen Anzahl von Anlagen, relativ zur Gesamtzahl von über einer Million PV-Anlagen in Deutschland decken sie jedoch auch nur wenige Prozent ab (z.B. Lorenz et al. 2011 und Saint-Drenan 2015). Daher wird im Rahmen dieser Arbeit eine Vorgehensweise entwickelt Installationstyp und Modulausrichtung aufbauend auf den

flächendeckenden und anlagenspezifischen Daten von EnergyMap (2015) abzuleiten. Folgende technologiespezifische Informationen je PV-Anlage werden daraus entnommen und bilden die PV-Datenbank:

- Nennleistung [kW]
- Standort (gemeindescharf)
- Anlagenuntertyp („Freifläche“ oder „Gebäude“)
- Datum der Inbetriebnahme

Der Installationstyp der PV-Anlage hat maßgeblichen Einfluss auf die Kühlung bzw. Erwärmung des Moduls unter Einstrahlung und damit auf die Stromerzeugung. Auf Basis des Anlagenuntertyps und der Nennleistung wird jede Anlage in eine der drei Installationstypen klassifiziert, welcher den Temperaturkoeffizient c_{Temp} nach Tabelle 7 determiniert (vgl. Abbildung 3-13):

- Aufdachanlage mit kleinem Dachabstand (z.B. Wohnhaus mit Satteldach)
- Aufdachanlage mit großem Dachabstand (z.B. Flachdach einer Halle)
- Freiflächenanlage

Es wird zudem angenommen, dass der Installationstyp die Modulausrichtung bestimmt, also die individuelle Ausrichtung der Module einer PV-Anlage in Azimut und Inklination. Für jede der drei Installationstypen wird eine individuelle Verteilung für die Ausrichtung nach Azimut und Inklination auf Basis der Auswertungen von Saint-Drenan (2015) angenommen.¹¹ Es ergeben sich damit insgesamt 105 Konfigurationen denen die zu modellierenden PV-Anlagen zugeordnet werden und die sich durch Wärmekoeffizient, Azimut und Inklination differenzieren (vgl. Abbildung 3-13). Nachgeführte PV-Anlagen, die in Inklination oder Azimut oder beidem dem Sonnenverlauf folgen, werden vernachlässigt.

Analog zum Windmodell dient das Datum der Inbetriebnahme zur tagesscharfen Berücksichtigung des Zubaus an PV-Anlagen während des Simulationszeitraums und die geographische Lage zur eindeutigen Zuordnung der Erzeugungsleistung innerhalb der modellierten Netzinfrastruktur.

¹¹ Für die Verteilung der Modulausrichtung der drei in dieser Arbeit differenzierten Installationstypen Aufdachanlage (kl. Abstand), Aufdachanlage (gr. Abstand) und Freiflächenanlage werden jeweils die folgenden von Saint-Drenan (2015) differenzierten Leistungsklassen verwendet: 10-15 kW, 100-500 kW und >2000 kW.

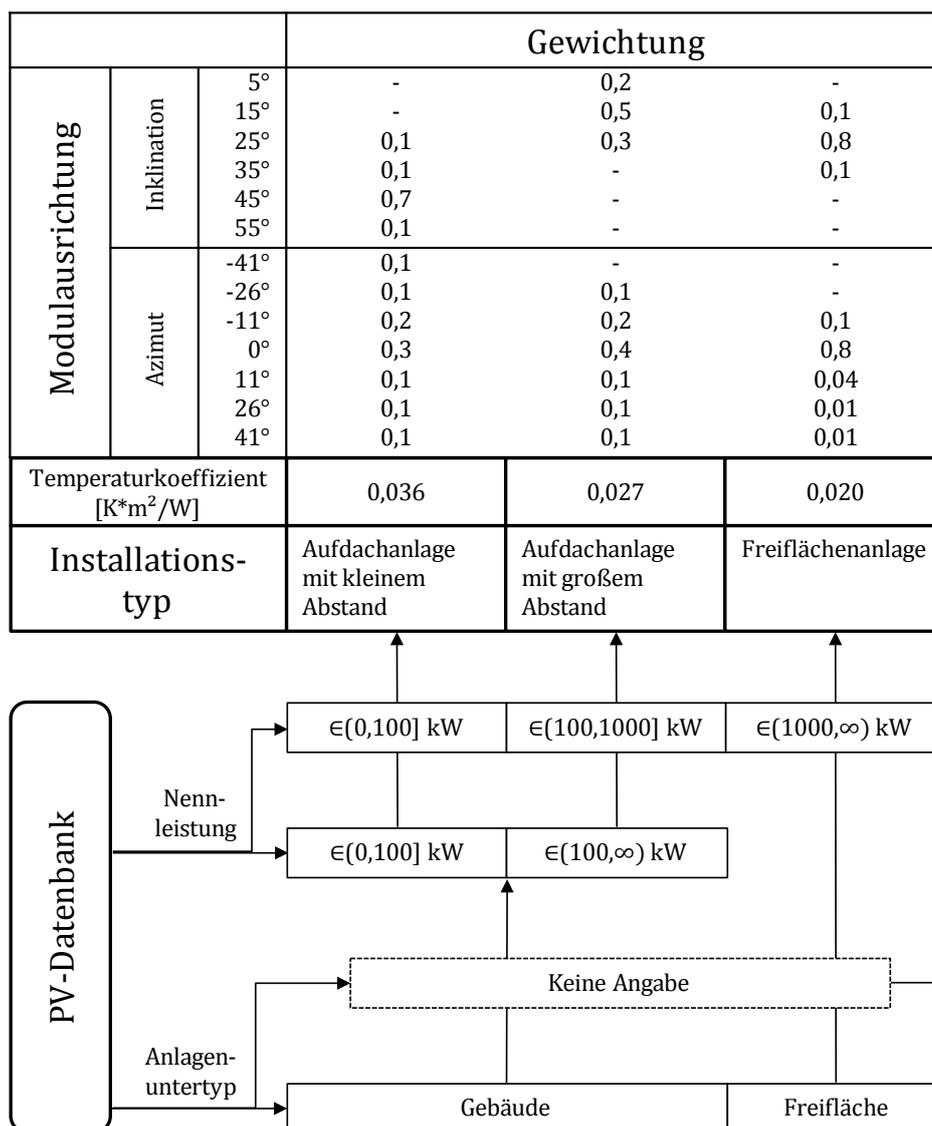


Abbildung 3-13: Klassifizierung der PV-Anlagen in Anlehnung an Huld et al. (2010) und Saint-Drenan (2015) zur Konfiguration mit Temperaturkoeffizient und Modulausrichtung.

3.4.4 Biomasse und sonstige Energieträger

Neben der fluktuierenden Stromerzeugung auf Basis von Wind- und Solarenergie wird maßgeblich noch auf Basis von Biomasse Strom erzeugt. Im Rahmen dieser Arbeit werden unter dem Begriff Biomasse die folgenden Stromerzeugungstechnologien zusammengefasst:

- Stromerzeugung auf Basis der Verbrennung fester Biomasse, z.B. Holz
- Vergärung von Biomasse in fester und flüssiger Form zur Umwandlung in Gas, das anschließend zur Stromerzeugung verbrannt wird (Biogasanlage)

Gemessen an der Jahresstrommenge steht Biomasse in Schleswig-Holstein hinsichtlich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien Quellen an zweiter Stelle (Abbildung 3-1), die installierte Leistung fällt dagegen mit knapp 400 MW in 2015 vergleichsweise gering aus. Die Leistung der installierten PV-Anlagen ist fast viermal so hoch, die aggregierte Leistung der

Windkraftanlagen mehr als zehnmals so hoch. Ein vereinfachter Ansatz zur Modellierung der Stromerzeugung aus Biomasseanlagen erscheint gerechtfertigt: Es wird eine konstante Stromerzeugung durch Biomasseanlagen angenommen und die Höhe der konstanten Stromerzeugung jahresscharf an den historisch beobachteten Kapazitätsfaktor¹² angepasst. Dieser lag für biomassebasierte Stromerzeugung in den Jahren 2012 bis 2015 in Schleswig-Holstein zwischen 75% und 79%. Die Stromerzeugung aus sonstigen Erneuerbaren Energien (z.B. Wasserkraft oder Klärgas), die 2-3% der gesamten EE-Jahresstrommenge ausmacht, wird bei der Biomasse-Stromerzeugung aufgeschlagen.

3.4.5 Validierung

Die Plausibilisierung der Ergebnisse der erstellten EE-Modelle wird zum einen anhand der Jahresenergiemenge durchgeführt. Vorausgesetzt der zeitliche Verlauf der modellierten Zeitreihen (Profil) stimmt grob mit der Historie überein, so ist das Integral der Zeitreihe ein gutes Maß für die Über- oder Unterschätzung des jeweiligen Energieträgers. Entsprechende Informationen für die abgebildeten EE-Energieträger auf Ebene des Bundeslands Schleswig-Holstein werden zum einen durch das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (MELUR) in Schleswig-Holstein und zum anderen vom Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft zur Verfügung gestellt.

Zusätzlich wird ein Vergleich der modellierten Zeitreihen der Stromerzeugung mit historisch beobachteten Zeitreihen angestrebt. Zeitreihen zur Stromerzeugung einzelner EE-Anlagen sind nur in wenigen Einzelfällen öffentlich verfügbar, zum Beispiel für Pilotanlagen und durch Forschungsgelder geförderte Projekte wie die ersten Windkraftanlagen auf See. Im Falle der Stromerzeugung von Wind- und PV-Anlagen stehen aggregierte Informationen des Übertragungsnetzbetreibers TenneT TSO GmbH (TenneT) zur Verfügung, in dessen Netzgebiet sich auch Schleswig-Holstein befindet. Im Falle der PV-Anlagen steht eine Zeitreihe für das Bundesland Schleswig-Holstein zur Verfügung, was aufgrund der geografischen Deckungsgleichheit eine sehr gute Validierungsbasis darstellt. Für Windkraftanlagen ist lediglich eine Zeitreihe aggregiert über das gesamte Netzgebiet von TenneT verfügbar. Diese wird in Ermangelung geografisch höher aufgelöster Validierungsdaten behelfsweise als Plausibilisierungsbasis genutzt wird.

3.4.5.1 Windkraft

Das Windmodell wird anhand zweier Größen validiert: Zunächst werden die Jahresmengen der Stromerzeugung durch Windkraftanlagen aus dem den Modellergebnissen gegenübergestellt (Tabelle 8).

¹² Der Kapazitätsfaktor ist ein Maß für die Auslastung einer Anlage über einen Zeitraum hinweg und berechnet sich als Quotient der erzeugten Stromerzeugungsmenge und der maximal möglichen Stromerzeugungsmenge bei Volllastbetrieb für den gesamten, betrachteten Zeitraum.

Tabelle 8: Gegenüberstellung der modellierten Windstromerzeugung mit der Historie. Die Werte vor Engpassmanagement beziffern die theoretische Stromerzeugung, wenn keine Abregelung aufgetreten wäre.

Stromerzeugung durch Windkraft in Schleswig-Holstein						
	vor Engpassmanagement			nach Engpassmanagement		
	MELUR (2017a)	Modell	relativ	MELUR (2017a)	Modell	relativ
	[GWh]	[GWh]	[-]	[GWh]	[GWh]	[-]
2012	6.848	7.088	104%	6.612	6.602	100%
2013	6.897	7.292	106%	6.682	6.697	100%
2014	8.888	9.411	106%	7.982	8.170	102%
2015	12.244	12.296	100%	9.633	9.566	99%

Der Vergleich der Jahressummen von Modell und Historie zeigt eine hohe Übereinstimmung mit Abweichungen zwischen 0% bis 6%. Wenn die Reduktion der Stromerzeugung durch Abregelung berücksichtigt wird, so werden die Jahressummen der vier betrachteten Jahre in jedem Jahr nahezu reproduziert. Hierbei soll hervorgehoben werden, dass die hohe Übereinstimmung direkt aus dem physikalischen Modell resultiert und ohne Kalibrierungsfaktor auskommt.

In Ermangelung an öffentlich verfügbaren Stromerzeugungszeitreihen, die als Vergleich und Validierungsbasis für das Windmodell dieser Arbeit dienen könnten, wird die Zeitreihe der Stromerzeugung durch Windkraftanlagen des Netzbetreibers TenneT für den Vergleich genutzt (Abbildung 3-14). Diese Zeitreihe aggregiert, verglichen mit Schleswig-Holstein, über eine weitaus größere Fläche und höhere Leistung von Windkraftanlagen. Der Anteil der installierten Windleistung in Schleswig-Holstein liegt über die Jahre 2012 bis 2015 bei rund 25% der insgesamt in der TenneT Regelzone installierten Windleistung (eigene Berechnung auf Basis von EnergyMap (2015) und MELUR (2017a)). Trotz dieser Unterschiede liegt der lineare Korrelationskoeffizient zwischen der TenneT-Windstromerzeugung und dem modellierten Windstromerzeugungspotenzial für die vier betrachteten Jahre im deutlich positiven Bereich von 0,89 bis 0,91. Wird die modellierte Zeitreihe um die Abregelungen verringert, so sinkt der Korrelationskoeffizient im Mittel um zwei Prozentpunkte. Dies könnte darin begründet sein, dass der Übertragungsnetzbetreiber einen Hochrechnungsalgorithmus für die Stromerzeugungszeitreihe aus Windkraftanlagen verwendet, der die Abregelung nicht oder nur ungenügend berücksichtigt.

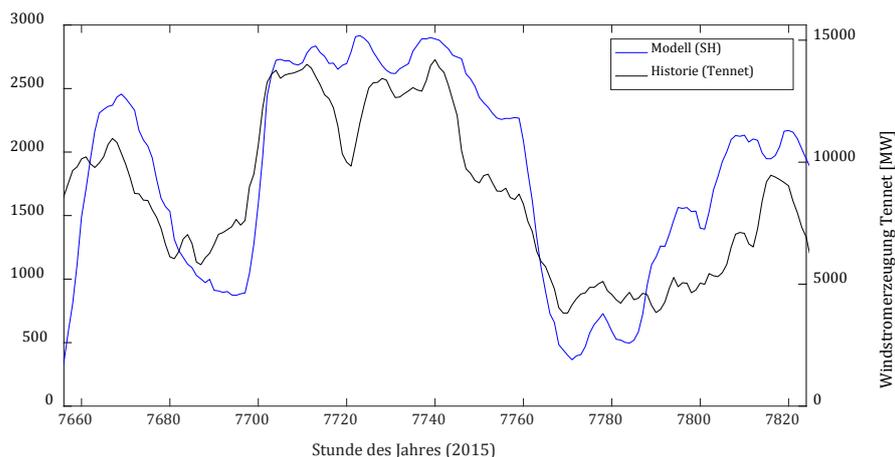


Abbildung 3-14: Zeitreihenausschnitt der Windstromerzeugung. Dargestellt ist der Zeitraum, der die Stunde mit dem höchsten Wert der Tennet-Zeitreihe beinhaltet. Zu beachten ist die unterschiedliche Skalierung der beiden Ordinatenachsen.

3.4.5.2 Photovoltaik

Der Vergleich der Jahresstrommenge zwischen PV-Modell und den Angaben des MELURs zeigt, dass das Modell die historischen Werte zu 89% bis 98% erreicht. Zudem wird ein Vergleich der von Tennet für Schleswig-Holstein veröffentlichten Zeitreihen der PV-Stromerzeugung (Tennet 2017) mit den Modellergebnissen durchgeführt und der Korrelationskoeffizient berechnet (Tabelle 9).

Überraschend fällt auf, dass die vom Übertragungsnetzbetreiber Tennet für Schleswig-Holstein veröffentlichten Zeitreihen lediglich 81% bis 89% der von MELUR (2017a) angegebenen Jahreswerte erreichen. Die Tennet-Zeitreihen weisen damit merklich größere Abweichungen als das hier vorgestellte Modell auf. Eine Erklärung hierfür könnte sein, dass Tennet nach Lorenz et al. (2011) die Stromerzeugung für das eigene Netzgebiet anhand weniger PV-Anlagen hochrechnet. Womöglich ist dieser Algorithmus für das gesamte, eigene Netzgebiet ausgelegt und unterschätzt systematisch die Einspeisung der PV-Anlagen auf der kleineren Bilanzenebene Schleswig-Holstein (vgl. Tabelle 9).

Tabelle 9: Gegenüberstellung der modellierten PV-Stromerzeugung zu den Angaben vom MELUR und dem Übertragungsnetzbetreibers Tennet.

	Jahresstrommenge (SH)			Korrelationskoeffizient mit Tennet (2017)
	MELUR (2017a)	Modell	Tennet (2017)	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	
2012	1.044	1.019	928	91
2013	1.248	1.112	1.048	91
2014	1.341	1.175	1.127	92
2015	1.290	1.148	1.048	90

3.5 Fernwärmesysteme

Im Allgemeinen wird mit einem Fernwärmesystem die leitungsgebundene Wärmeversorgung einer Vielzahl von Wärmekunden durch wenige oder nur einen zentralisierten Standort der Wärmebereitstellung bezeichnet. Da Bau und Betrieb eines entsprechenden Leitungssystems sehr aufwendig sind, bilden sich Fernwärmesysteme dort aus wo die Wärmebereitstellung sehr günstig, teils als „Abfallprodukt“, erfolgt und in näherer Umgebung eine ausreichend große Wärmenachfrage besteht.

Der überwiegende Anteil an Fernwärmesystemen in Deutschland besteht im Zusammenhang mit städtischer oder stadtnaher Stromerzeugungskapazität und nutzt Wärme, die bei der Verbrennung fossiler Energieträger zur Stromerzeugung anfällt. Nach AGFW (2016) erfolgte 2015 in mehr als 80% der deutschlandweit erfassten 231 Fernwärmesystemen Kraft-Wärme-Kopplung. Stichprobenartige Überprüfungen der Systeme ohne Stromerzeugung haben gezeigt, dass auch zu einem Teil dieser Systeme KWK-Anlagen zugehörig sind, was den tatsächlichen Anteil von Fernwärmesystemen mit KWK als noch höher vermuten lässt. Der Anteil von KWK-Anlagen an der Wärmenetzeinspeisung lag in 2015 bei 83%.

Der Einsatz von Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeabgabe in den Fernwärmesystemen des betrachteten Netzgebietes in Schleswig-Holstein ist vor allem aus den folgenden zwei Gründen relevant für die Zielstellung dieser Arbeit: Zum einen wird die Vermutung breit diskutiert, dass die Stromerzeugung von KWK-Anlagen zu einer relevanten Verstärkung der auftretenden Netzengpässe führt. Darüber hinaus gibt es konkrete Ausbaupläne zur Verstärkung der Kopplung der Sektoren Strom und Wärme durch den Ausbau von Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme (SzW) im Zusammenhang mit Fernwärmesystemen im sogenannten Netzausbaubereich, welches das hier betrachtete Netzgebiet umfasst.

3.5.1 Nutzung von Fernwärme in Schleswig-Holstein

Fernwärmesysteme existieren an verschiedenen Standorten innerhalb des analysierten Verteilnetzes. Anhand AGFW (2016) werden 13 Fernwärmesysteme identifiziert, die in Schleswig-Holstein liegen. Diese erreichten in 2015 eine Wärmenetzeinspeisung von insgesamt 12,2 PJ. Davon können 12 Systeme bzw. 99,95% der Wärmenetzeinspeisung einem konkreten Standort innerhalb Schleswig-Holsteins zugeordnet werden. Abbildung 3-15 gibt eine Übersicht über die 12 berücksichtigten Fernwärmesysteme hinsichtlich ihrer geographischen Verteilung innerhalb Schleswig-Holsteins und hinsichtlich der jeweiligen Größenordnung, gemessen an der Jahreswärmenachfrage.

Für alle KWK-Anlagen der identifizierten Fernwärmesysteme wird davon ausgegangen, dass diese einen Netzverknüpfungspunkt an das 110-kV-Netz oder einer darunterliegenden Spannungsebene besitzen. Dies konnte für alle KWK-Anlagen, die eine Turbine nutzen mittels der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur bestätigt werden. Einzige Ausnahme bildet das Gemeinschaftskraftwerk Kiel, welches über eine 220 kV Leistung an das Übertragungsnetz angeschlossen ist (vgl. 3.2.2). Die KWK-Kapazitäten von Blockheizkraftwerken (BHKW) sind nicht in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur enthalten. Aufgrund der meist sehr niedrigen elektrischen Leistung von BHKW wird als wahrscheinlich erachtet, dass obige Annahme über den Netzverknüpfungspunkt insbesondere für BHKW zutrifft. Wenn keine genaueren Informationen hinsichtlich des Netzanschlusses einer KWK-Anlage ermittelt werden können (anders als im

genannten Beispiel des Gemeinschaftskraftwerks Kiel), wird das nächstgelegene Umspannwerk der 110 kV-Netzebene als Netzverknüpfungspunkt verwendet.

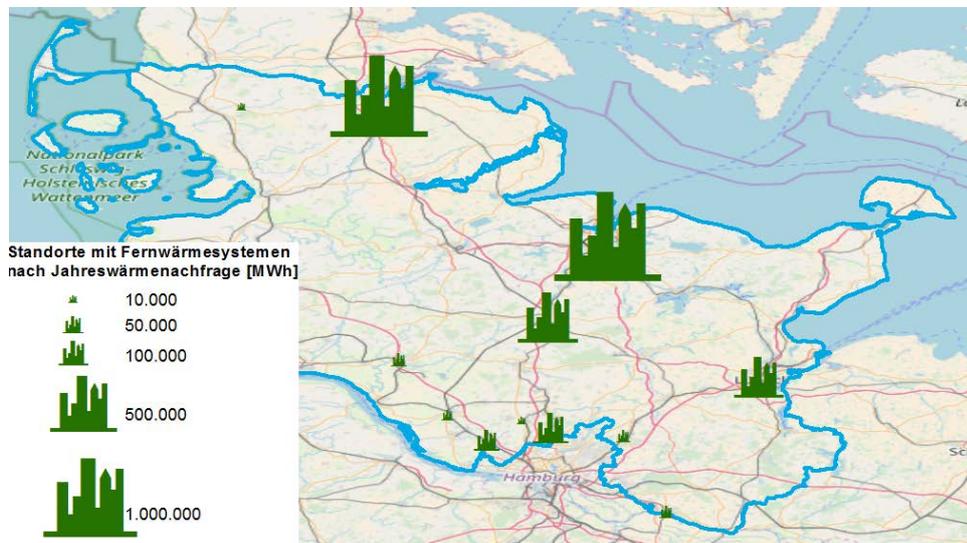


Abbildung 3-15: Geographische Lage der 12 für die Modellierung berücksichtigten Fernwärmesysteme. Die Größe der Symbole ist proportional zur jährlich versorgten Wärmenachfrage je System (eigene Darstellung auf Basis von AGFW (2016) und ergänzenden Recherchen, Kartenhintergrund vom OpenStreetMap-Projekt unter <https://www.openstreetmap.org>).

3.5.2 Modellierung der Wärmenachfrage

Die Berechnung der Wärmenachfrage in einem Fernwärmenetz wird im Folgenden in Anlehnung an Berechnungsempfehlung des BDEW durchgeführt, die der Erstellung synthetischer Lastprofile des Gasbedarfs zu Koch- und Heizzwecken dienen (BDEW et al. 2015). Es gilt im Folgenden die Annahme, dass der Erdgasbedarf zu Heizzwecken eines Mehrfamilienhauskomplexes eine hinsichtlich der Aufgabenstellung ausreichend genaue Näherung für die Nachfrage in einem Fernwärmenetz darstellt.¹³

Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von direkten Daten über den Wärmebedarf selbst, finden sich Hilfswege über den Gasbedarf häufiger in der Literatur. Meskemper et al. (2012) greifen auf die Methoden zur Erstellung von Standardlastprofilen von Erdgaskunden zurück um eine stundenscharfe Prognose des Wärmebedarfs unterschiedlicher Kundengruppen zu erstellen. Ebenso nutzen Yilmaz et al. (2018) den Zusammenhang zwischen Temperatur und Gasbedarf in Kombination mit den stündlichen Tagesprofilen um Wärmelastkurven von Fernwärmesystemen aggregiert auf Länderebene zu erstellen. Die folgenden Ausführungen zur Berechnung der Wärmenachfrage leiten sich direkt aus den Berechnungen des Erdgasbedarfs ab und werden in zwei Schritten durchgeführt:

Zunächst wird mittels der von BDEW et al. (2015) bereitgestellten Profildfunktion das Jahresprofil der Wärmenachfrage auf täglicher Basis ermittelt. Diese ist von der Umgebungstemperatur abhängig, und berechnet sich wie folgt:

¹³ Das Referenzlastprofil für KWK-Anlagen der VDI-Richtlinie 4655 oder die DIN 4702-8 für konventionelle Heizgeräte erscheinen als vielversprechende Alternativen zum hier verwendeten Standardlastprofil Gas, um Wärmenachfragezeitreihen zu ermitteln.

$$p(\vartheta_d) = \frac{c_1}{1 + \left(\frac{c_2}{\vartheta_d - \vartheta_0}\right)^{c_3}} + c_4 + \max\{m_H \cdot \vartheta_d + b_H; m_W \cdot \vartheta_d + b_W\} \quad (3-7)$$

$p(\vartheta_d)$	Profilfunktion der Wärmenachfrage [-]
ϑ_d	Tagesmittelwert der Umgebungstemperatur an Tag d [°C]
ϑ_0	Referenztemperatur [°C]
c_1 – c_4	Empirische Koeffizienten [-]
m_H	Steigung der Wärmenachfrage im Temperaturbereich, der durch den Bedarf für Raumheizung dominiert wird $\left[\frac{1}{^\circ\text{C}}\right]$
b_H	Schnittpunkt der Wärmenachfrage im Heizgasbereich [-]
m_W	Steigung der Wärmenachfrage im Temperaturbereich, der durch den Bedarf für Warmwasserbereitung dominiert wird $\left[\frac{1}{^\circ\text{C}}\right]$
b_W	Schnittpunkt der Wärmenachfrage im Warmwasserbereich [-]

Die Profilkfunktion ist eine Kombination aus einer Sigmoidfunktion und zwei linearen Komponenten, die der besseren Abbildung der zwei Temperaturbereiche dienen in denen die Veränderung der Wärmenachfrage entweder durch Heizwärmebedarf oder Warmwasserbedarf dominiert ist. Der Zusammenhang zwischen Temperatur und Profilkfunktionswert für drei beispielhafte Lastprofilanwendungen ist in Abbildung 3-16 dargestellt. Es wird deutlich, dass sich die Anwendungen insbesondere für kalte Temperaturen unterscheiden. Die Zunahme des Wärmebedarfs mit abnehmender Temperatur fällt unterschiedlich stark aus und führt je nach Anwendung zu einem Jahresprofil mit mehr oder weniger stark ausgeprägten Spitzenwerten.

Die Auswahl eines der Lastprofile für die Berechnungen im Rahmen dieser Arbeit und damit der Koeffizienten für die Profilkfunktion erfolgt in der Art, dass die Schwankungen und Extremwerte möglichst ähnlich zur tatsächlichen Wärmenachfrage in den Fernwärmesystemen von Schleswig-Holstein ist. Da keine geeigneten, historischen Zeitreihen ermittelt werden konnten, wird das Verhältnis der jährlichen Wärmebedarfsspitze zur Gesamtwärmenachfrage als Maß hierfür verwendet:

$$c_Q = \frac{Q_{ges}}{Q_{max} \times 8760\text{h}}$$

c_Q	Kapazitätsfaktor der Wärmenachfrage [-]
Q_{max}	Wärmebedarfsspitze innerhalb eines Jahres, auf Basis stündlicher Werte [MW]
Q_{ges}	Gesamtwärmenachfrage über ein Jahr hinweg [MWh]

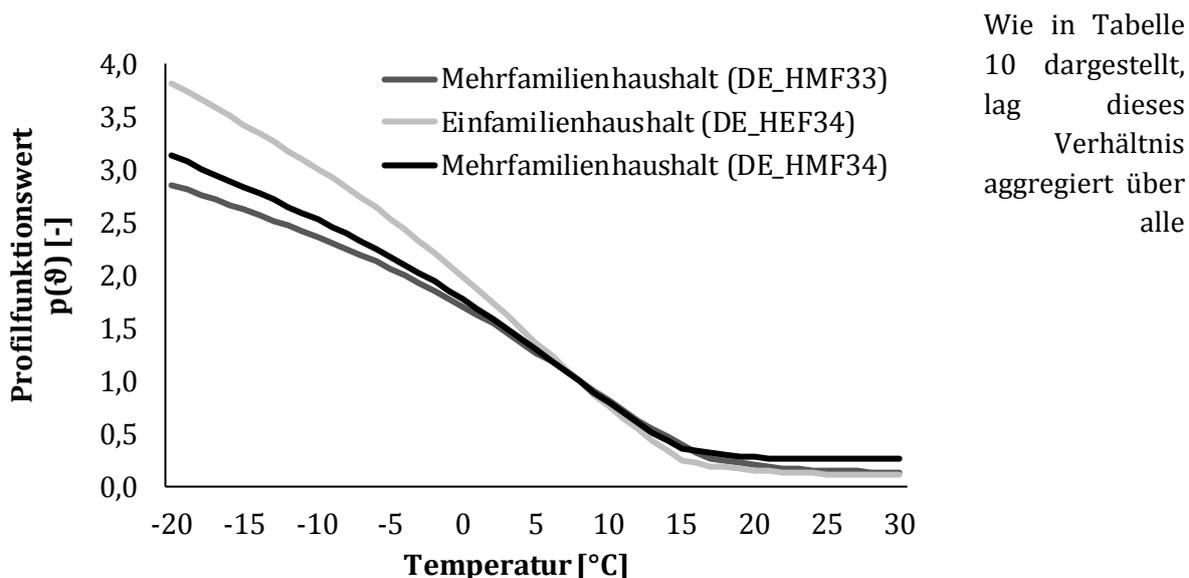


Abbildung 3-16: Profilkfunktionen zur Berechnung von temperaturabhängigen Tageswerten für die Wärmenachfrage in Fernwärmesystemen auf Basis der Standardlastprofilberechnung Gas für Ein- und Mehrfamilienhaushalt. Eigene Darstellung auf Basis von BDEW et al. (2015).

Fernwärmesysteme in Schleswig-Holstein während der Jahre 2012 bis 2015 im Mittel bei 35%.

Tabelle 10: Kapazitätsfaktor der Wärmenachfrage in Fernwärmenetzen aggregiert für Schleswig-Holstein auf Basis der Hauptberichte 2012 bis 2015 des Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW).

	Wärme- bedarfsspitze	Gesamtwärme- nachfrage	c_Q
	[MW]	[GWh]	
2012	1434	3644	29%
2013	1133	3683	37%
2014	1075	3214	34%
2015	935	3392	41%
Mittelwert (gleich gewichtet)			35%

Daran gemessen stellt sich die Profilkfunktion DE_HMF34 (vgl. Abbildung 3-16) als am geeignetsten dar, um die Wärmenachfrage der Fernwärmesysteme in Schleswig-Holstein zu berechnen. Diese Profilkfunktion ist für die Verwendung der Lastprofilerstellung des Heizgasbedarfes in Mehrfamilienhäusern ausgewiesen und besitzt die folgende Ausprägung in den Koeffizienten:

Tabelle 11: Koeffizienten der ausgewählten Profilfunktion DE_HMF34, welche für die Verwendung der Lastprofilerstellung des Heizgasbedarfes in Mehrfamilienhäusern ausgewiesen ist (AGFW 2016). Die zugehörigen SI-Einheiten finden sich in der Variablendeklaration von Formel (3-7).

$c_1=$	$c_2=$	$c_3=$	$c_4=$	$\vartheta_0=$
1,0443538	-35,0333754	6,2240634	0,0502917	40
$m_H=$	$b_H=$	$m_W=$	$b_W=$	
0,053583	0,9995901	-0,0021758	0,1633299	

Der Tageswert für die Wärmenachfrage ergibt sich schließlich nach AGFW (2016) wie folgt:

$$Q_d = Q_0 \times p(\vartheta_d) \times \text{WTF}$$

- Q_d Tagessumme des Wärmebedarfs an Tag d [MWh]
 Q_0 Referenzwert für die Tagessumme der Wärmenachfrage [MWh]
 WTF Wochentags Faktor, beträgt für den gewählten Profiltyp DE_HMF34 an jedem Wochentag 1 [-]

Der Referenzwert für die Tagessumme der Wärmenachfrage ergibt sich als Quotient der Gesamtwärmenachfrage summiert über die Tage D in einem Zeitraum und dem Integral der Profilfunktion über den gleichen Zeitraum:

$$Q_0 = \frac{Q_{ges}}{\sum_d^D p(\vartheta_d)}$$

In Abbildung 3-17 ist der zeitliche Verlauf der Wärmenachfrage für den Zeitraum von einem Jahr beispielhaft dargestellt. Die jahreszeitliche Schwankung des Wärmebedarfes zwischen Winter und Sommer, die durch den Temperaturunterschied zu erklären ist, ist klar zu erkennen

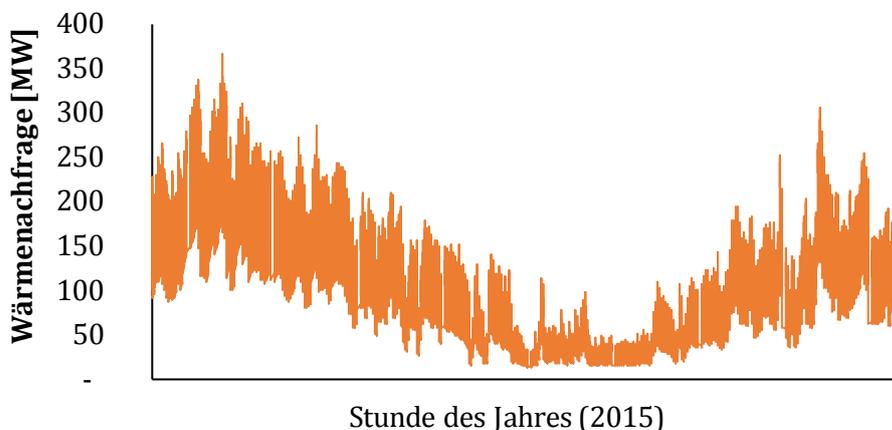


Abbildung 3-17: Verlauf der modellierten, stündlichen Wärmenachfrage für das Fernwärmesystem am Standort Flensburg für das Jahr 2015.

Im zweiten Schritt der Modellierung der Wärmenachfrage in den Fernwärmesystemen von Schleswig-Holstein erfolgt die Erhöhung der zeitlichen Auflösung von Tages- auf Stundenwerte. Hierzu werden die von BGW (2007) veröffentlichten Tagesprofile für den Gasbedarf in einem Mehrfamilienhaushalt verwendet. Insgesamt stehen 10 Tagesprofile in stündlicher Auflösung zur Verfügung, die den Temperaturbereich von $-17,5^{\circ}\text{C}$ bis $27,5^{\circ}\text{C}$ in Intervallen von 5°C abdecken. Die Werte eines Tagesprofils geben den Anteil der Wärmenachfrage an, der auf diese Stunde entfällt. Demnach ergibt die Summe der Werte eines Tagesprofil 100%.

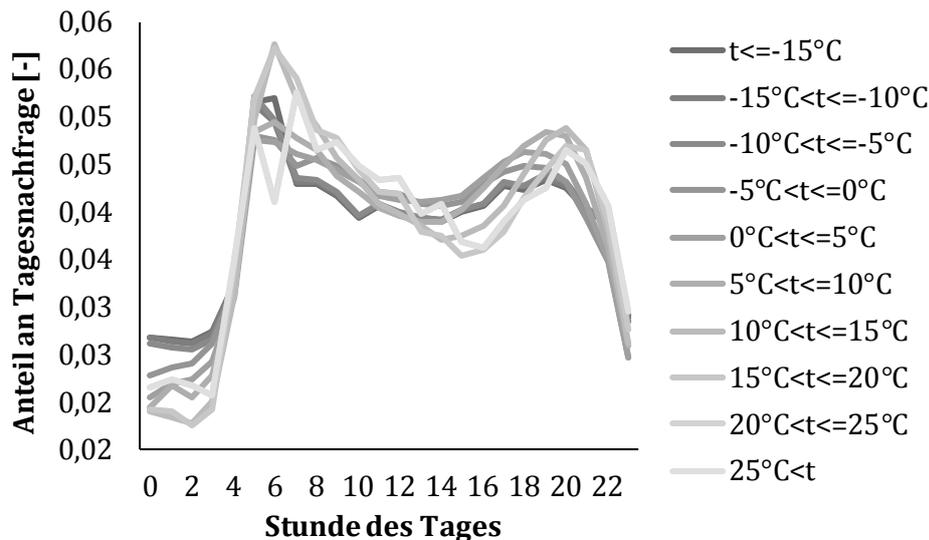


Abbildung 3-18: Tagesprofile in stündlicher Auflösung für den Wärmebedarf im Mehrfamilienhaushalt, abhängig von der Umgebungstemperatur t . Eigene Darstellung auf Basis von BGW (2007).

Um Sprünge im Wärmebedarf durch den Übergang der Temperatur von einem Intervall in ein anderes zu vermeiden, wird das Tagesprofil für jeden Temperaturwert zwischen den Tagesprofilen der jeweils oberen und unteren Intervallgrenze interpoliert. Für Temperaturen über oder unter diesem Bereich wird das Profil der jeweiligen Bereichsgrenze verwendet. Die stündlich aufgelöste Wärmenachfrage für einen Fernwärmestandort ergibt sich schließlich wie folgt:

$$Q_t = Q_d \times p(h, \vartheta_d)$$

- Q_t Summe des Wärmebedarfs in Stunde t [MWh]
 $p(h, \vartheta_d)$ Tagesprofilfunktionswert der Wärmenachfrage, abhängig von
 der Stunde des Tages $h \in [0, 23]$ und der mittleren
 Tagestemperatur [-]

3.5.3 Modellierung der Wärmebereitstellung

In der Regel wird der in Fernwärmesystemen anliegende Wärmebedarf durch die Wärmebereitstellung in Heizwerken (HW) und Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gedeckt. Die Ausführungen der KWK-Anlagen können wiederum in Anlagen mit Gegendruckturbine, Entnahmekondensationsturbine oder Anzapf-Kondensationsturbine unterteilt werden (vgl. Fichtner 1999). Die Recherchen im Rahmen dieser Arbeit haben den Einsatz von sowohl Gegendruck- als auch Entnahmekondensationsturbinen in den als relevant identifizierten Fernwärmesystemen ermittelt. Anzapf-Kondensationsturbinen finden demnach keine Anwendung und werden daher im Folgenden nicht weiter behandelt.

KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine oder Entnahmekondensationsturbine unterscheiden sich maßgeblich in den Freiheitsgraden bei der Abgabe von Strom- und Wärme. Für KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine gilt ein konstantes Verhältnis für die Abgabe von Strom und Wärme und damit eine sehr unflexible Kopplung der zwei Sektoren. Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine verfügen in gewissen Grenzen über eine Unabhängigkeit zwischen den Parametern Strom und Wärme. Die Wärmeversorgung erfolgt im betrachteten Netzgebiet zu hohen Anteilen durch KWK-Anlagen. Der Einfluss der Betriebsweise von KWK-Anlagen auf Abregelung bei Erhöhung der Freiheitsgrade im Betrieb durch Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme ist Teil der Forschungsfrage der vorliegenden Untersuchung. Daher erfolgt im Modell eine möglichst detailgenaue Abbildung der verschiedenen Arten von KWK-Anlagen und ihrer Restriktionen, die sich stark auf die jeweilige Betriebsweise auswirken.

Die folgenden Abschnitte des Kapitels 3.5.3 erläutern die grundsätzliche Funktionsweise der technischen Anlagen, die zur Wärmeversorgung in Fernwärmesystemen eingesetzt werden und die im Rahmen dieser Arbeit berücksichtigt werden. Die Abbildung der Anlagen für die modellgestützten Analysen im weiteren Verlauf der Arbeit finden sich in der Beschreibung der einzelwirtschaftlichen Optimierung in Kapitel 3.6 und der Modellbeschreibung in Kapitel 4.

3.5.3.1 Kraft-Wärme-Kopplung mit Gegendruckturbine

Der Prozess der Bereitstellung von Nutzwärme zum Beispiel um in ein Fernwärmesystem einzuspeisen, wird auch als Wärmeauskopplung bezeichnet. Die Wärmeauskopplung einer KWK-Anlage im Gegendruckbetrieb erfolgt nachgeschaltet an eine Dampfturbine. Die Kühlung des Dampfkreislaufes erfolgt ausschließlich durch einen Wärmetauscher, der in das Fernwärmesystem einspeist. Daher kann eine solche KWK-Anlage nur bei gleichzeitiger Wärmeabgabe an das Fernwärmesystem und entsprechendem Wärmebedarf der angeschlossenen Kunden betrieben werden (Mollenhauer et al. 2016). In zwei der 12 berücksichtigten Fernwärmesystemen konnten der Einsatz einer Gegendruckturbine und die technischen Randbedingungen der Anlage ermittelt werden. Der im Rahmen dieser Untersuchung angenommene Aufbau von KWK-Anlagen mit Gegendruckbetrieb ist schematisch in Abbildung 3-19 anhand eines Wärmeschaltplans dargestellt.

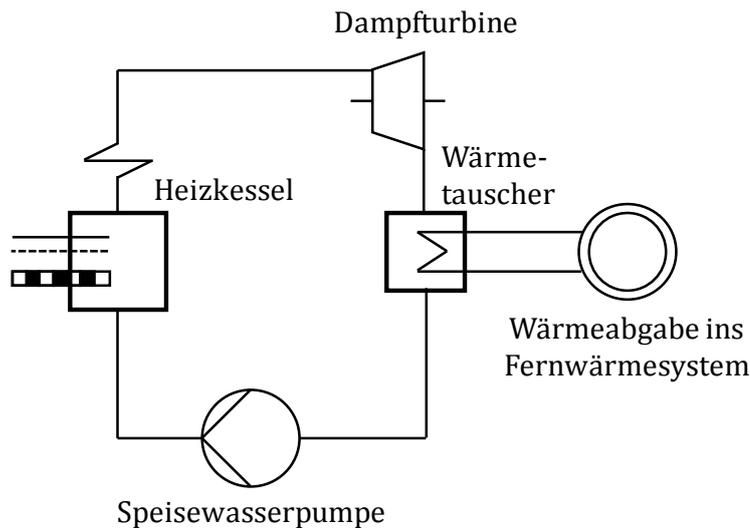


Abbildung 3-19: Schematische Darstellung der Schaltung in einer KWK-Anlage mit Gegendruckbetrieb. Eigene Darstellung in Anlehnung an Oeding und Oswald (2016: S. 78) und Mollenhauer et al. (2016: S. 168).

Die Kopplung zwischen Strom- und Wärmeabgabe in einem festen Verhältnis ergibt in einem Strom-Wärme-Diagramm eine Gerade als zulässigen Arbeitsbereich. Diese ist nach oben durch die Nennleistung der Anlage begrenzt. Für die Abbildung der KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine wird zudem berücksichtigt, dass der Betrieb der Anlage nicht beliebig weit heruntergefahren werden kann. Wie die meisten Kraftwerke besitzen auch KWK-Anlagen eine Mindestleistung, die für den stabilen Betrieb nicht unterschritten werden kann. Sie wird durch die minimale Feuerungsleistung des Heizkessels determiniert (Mollenhauer et al. 2016).

Heffels (2015) nennt für die Mindestleistung steinkohlebetriebener Kraftwerke einen Bereich von 25%-50% und für gasbetriebene Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) einen Bereich von 30%-50% der Nennleistung. Babrowski (2015) verwendet für die Mindestleistung von Steinkohlekraftwerken einen Wert von 38% und für GuD-Anlagen 33%. Fichtner (1999) nennt für zwei Gegendruckturbinen, die in einem Fernwärmesystem eingesetzt werden, eine Mindestleistung von 20%. Im Rahmen der vorliegenden Analyse wird für die Mindestleistung ein pauschaler Wert von 30% der Nennleistung angenommen. Der resultierende Arbeitsbereich für zwei beispielhafte Anlagen in Abbildung 3-20 dargestellt.

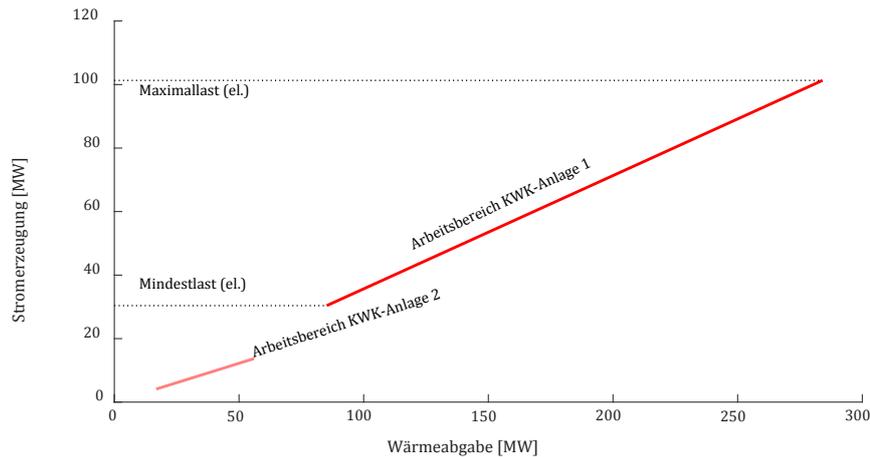


Abbildung 3-20: Arbeitsbereich zweier beispielhafter KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine.

Die zugrundeliegenden KWK-Anlagen besitzen einen sehr ähnlichen thermischen Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Brennstoff in eingespeiste Wärmeenergie. Die KWK-Anlage 1 hat jedoch eine deutlich höhere Effizienz bei der Stromerzeugung was sich in einer höheren Steigung auswirkt. Die Steigung wird auch als Stromkennzahl bezeichnet und ist eine wichtige Kennzahl zur Beschreibung einer KWK-Anlage. Sie wird im Rahmen dieser Untersuchung als konstant angenommen. Sie gibt das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistungsabgabe einer KWK-Anlage an:

$$\sigma = \frac{P_{el}}{P_{th}} = \frac{\mu_{el}}{\mu_{th}}$$

- σ Stromkennzahl einer KWK-Anlage [-]
- P_{el} Elektrische Leistungsabgabe [MW]
- P_{th} Thermische Leistungsabgabe [MW]
- μ_{el} Elektrischer Wirkungsgrad [-]
- μ_{th} Thermischer Wirkungsgrad [-]

3.5.3.2 Kraft-Wärme-Kopplung mit Entnahmekondensationsturbine

Im Gegensatz zu Gegendruckturbinen ist die Strom- und Wärmeabgabe einer Entnahmekondensationsturbine in gewissen Grenzen flexibel und unabhängig voneinander steuerbar. Der zentrale Unterschied besteht darin, dass eine Wärmeauskopplung aus der Dampfturbine heraus erfolgen kann (Abbildung 3-21). Alternativ bestehen zwei oder mehrere eigenständige Turbinen (z.B. nacheinander geschaltete Gas- und Dampfturbine) zwischen denen eine Wärmeauskopplung möglich ist. Der Betrieb ohne Wärmeauskopplung wird als reiner Kondensationsbetrieb bezeichnet. Wird keine Wärme an die der ersten Turbinenstufe nachgelagerten Dampfturbinen geleitet, sondern vollständig ausgekoppelt, so spricht man vom reinen Gegendruckbetrieb. (Konstantin 2017)

Üblicherweise werden Entnahmekondensationsturbinen über die Kombination mehrerer Prozesse oder „Scheiben“ abgebildet (z.B. Fichtner 1999; Mollenhauer et al. 2016; Koch et al.

2017). Im Rahmen dieser Arbeit wird von einem Aufbau der Anlagen wie in Abbildung 3-21 ausgegangen und die Darstellung im Modell erfolgt durch die Implementierung von jeweils einem reinen Gegendruck- und Kondensationsprozesses. Beide Prozesse müssen einer Mindest- und Maximalleistung genügen.

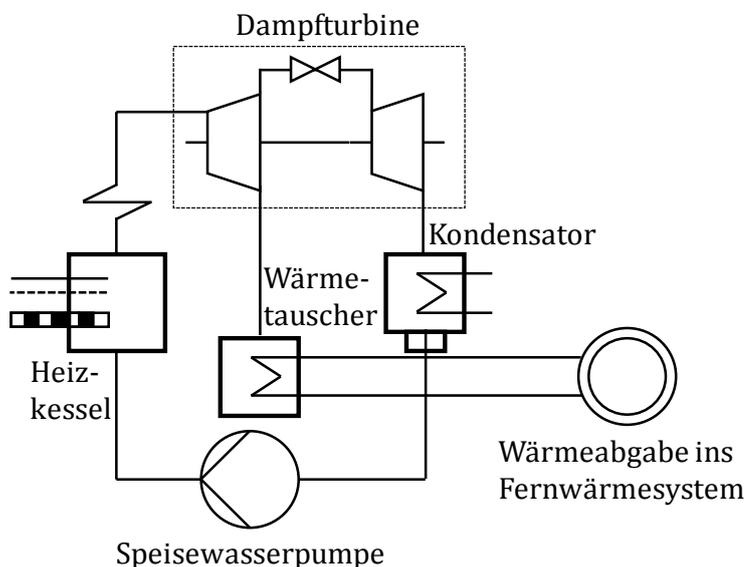


Abbildung 3-21: Schematische Darstellung der Schaltung in einer KWK-Anlage mit Entnahmekondensationsbetrieb. Eigene Darstellung in Anlehnung an Oeding und Oswald (2016: S. 78) und Mollenhauer et al. (2016: S. 168).

Während der Kondensationsprozess rein der Stromerzeugung dient, erfolgt im Gegendruckprozess die Strom- und Wärmeabgabe im festen Verhältnis der Stromkennzahl. Eine beliebige Linearkombination der beiden Prozesse ist unter Berücksichtigung der Stromverlustkennzahl möglich. Die Stromverlustkennzahl gibt den Anteil an um den die Stromerzeugung sinkt, wenn die Wärmeabgabe bei konstanter Leistung des Heizkessels erhöht wird (konstante Brennstoffzufuhr):

$$\beta = - \frac{(P_{el} - P_{el}^{max})}{P_{th}}$$

- β Stromverlustkennzahl einer KWK-Anlage [-]
- P_{el}^{max} Elektrische Leistungsabgabe bei konstanter Leistung des Heizkessels und vollständiger Reduktion der Wärmeabgabe [MW]

Der zulässige Arbeitsbereich einer Entnahmekondensation ergibt sich zu einer Fläche (Abbildung 3-22). Die Betriebsweise im reinen Kondensationsbetrieb (I) oder im reinen Gegendruckbetrieb (II) ergeben sich jeweils als Linie im Diagramm. Bei konstanter Brennstoffzufuhr und damit Leistungsabgabe des Heizkessels kann zwischen den zwei Betriebsweisen mit Steigung der Stromverlustkennzahl kombiniert werden. Die minimale und maximale Leistungsabgabe des Heizkessels begrenzt in einem solchen System nach Mollenhauer et al. (2016) die kombinierte

Leistungsabgabe von Wärme und Strom (III und IV). Für das betrachtete Netzgebiet konnten zwei KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine identifiziert werden.

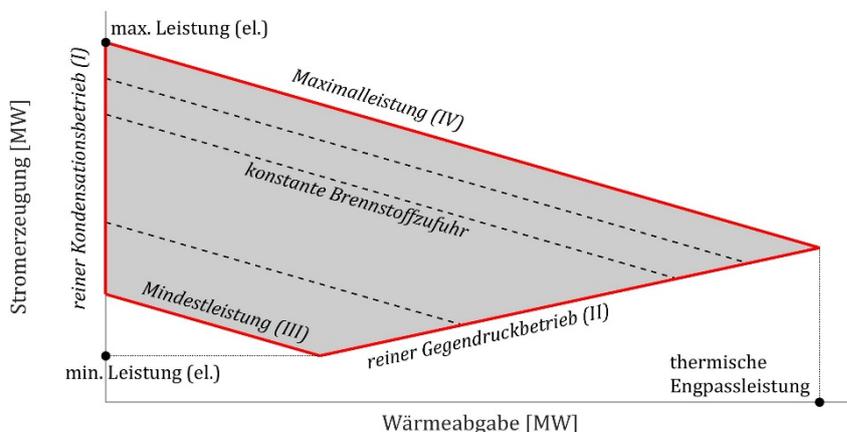


Abbildung 3-22: Arbeitsbereich einer beispielhaften KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine.

3.5.3.3 Entkoppelte Wärmebereitstellung in Heizwerken

In Heizwerken (HW) wird die Wärme eines Verbrennungsprozesses direkt als Nutzwärme abgegeben. Grundsätzlich können Heizwerke als eigenständige Anlagen mit einem Heizkessel und Wärmetauscher an das Fernwärmesystem oder andere Wärmenachfrage angeschlossen sein. In den meisten Fällen gibt es jedoch einen räumlichen Zusammenhang der KWK- und HW-Anlagen und zumindest der Wärmetauscher wird gemeinsam genutzt. Der in Abbildung 3-19 und Abbildung 3-21 jeweils dargestellte Wärmetauscher stellt in einem solchen System die gemeinsam oder alternativ nutzbare Schnittstelle dar, die durch einen gesonderten Heizkessel bedient wird.

Der Aufbau einer solchen, entkoppelten Kapazität zur Wärmeabgabe wird im Folgenden als Heizwerk bezeichnet und als zusätzliche Anlage im Modell berücksichtigt. Heizwerke können meist unabhängig betrieben werden. Dies ist insbesondere der Fall, wenn sie neben der Spitzenlastabdeckung auch zur Absicherung eines KWK-Anlagenausfalls konzipiert sind. Im Rahmen dieser Arbeit wird für alle HW-Anlagen ein Betrieb unabhängig vom KWK-Betrieb angenommen.

3.5.3.4 Fremdbezug

Die Angaben von AGFW (2016) erlauben weitgehend einen Rückschluss auf die Eigenschaften von Einzelanlagen. Lediglich über die Anlagen, die Wärme über sogenannten Fremdbezug liefern, sind keine weiterführenden Details wie die verbaute Technologie (z.B. Dampfturbine mit Entnahmekondensationsturbine, Blockheizkraftwerk oder Heizkraftwerk), Wirkungsgrade oder den verwendeten Brennstoff enthalten. Nach AGFW (2016) standen in 2015 60 MW thermische Leistung aus Anlagen im Fremdbezug zur Verfügung. Dies entspricht 5% der gesamten Wärmeengpassleistung, die 9% der Wärmeabgabefierten.

Ein Teil der rund 60 MW thermischen Leistung von Anlagen im Fremdbezug werden wie folgt berücksichtigt: Für jedes Fernwärmesystem wird die Summe der Wärmeengpassleistung der Einzelanlagen (Heizwerke und KWK-Anlagen) gebildet. Für den Fall, dass die summierte Wärmeengpassleistung kleiner ist als die maximale Wärmenachfrage, wird die fehlende Leistung

als zusätzliche HW-Kapazität installiert. Über diese Prüfung werden insgesamt 30,1 MW zusätzliche HW-Kapazität in zwei Fernwärmesystemen hinzugefügt.

3.5.3.5 Eingesetzte Brennstoffe

Die Fernwärmesysteme in Schleswig-Holstein verwenden nach AGFW (2016) die folgenden Brennstoffe: Gasförmige und feste Biomasse, Erdgas, Müll, Heizöl, Steinkohle, Braunkohle und Sonstige. Steinkohle macht mit ungefähr drei Vierteln den größten Anteil der eingesetzten Brennstoffwärme aus (Abbildung 3-23). Dieser hohe Wert kommt insbesondere durch den Einsatz von Steinkohle für KWK-Anlagen in den Fernwärmesystemen von Neumünster, Flensburg und Kiel zustande. Bezogen auf den Brennstoffeinsatz nur in Heizwerken ist das Verhältnis von Gas und Steinkohle umgekehrt.

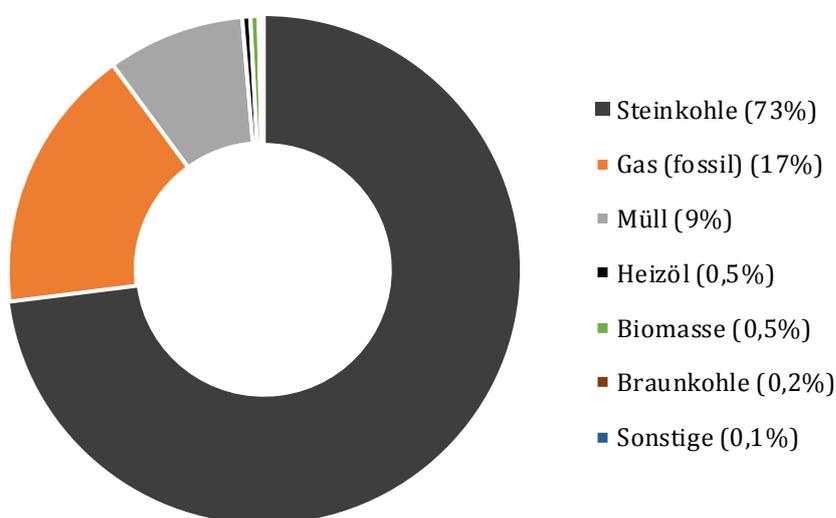


Abbildung 3-23: Verteilung der eingesetzten Brennstoffwärme zur Wärmebereitstellung in Fernwärmesystemen in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015. Eigene Darstellung auf Basis von AGFW (2016).

In vielen der HW- und KWK-Anlagen werden mehrere Brennstoffe, verwendet. Grund hierfür können Preisentwicklungen oder Verfügbarkeit der Brennstoffe sein oder Notwendigkeiten im Betrieb wie etwa die Nutzung von Heizöl zur Zündung bei Anfahrprozessen. Dennoch dominiert in den hier betrachteten Anlagen stets eine Brennstoffart und wird daher der Anlage zugeordnet. Von den insgesamt acht verwendeten Brennstoffen verbleiben dann noch Steinkohle, Erdgas und Biomasse. Vereinfachend wird für Anlagen, die Biomasse als Brennstoff verwenden, der Erdgaspreis als Brennstoffkosten angenommen. Ihr Anteil an der Wärmebereitstellung in Schleswig-Holstein lag in 2015 bei rund 0,5% und entfiel insbesondere auf BHKW.

Die Zuordnung eines Brennstoffes je Anlage ist zum einen relevant um anhand der Brennstoffpreise (vgl. Kapitel 3.5.3.6) die Kosten der Wärmeabgabe und gegebenenfalls der Stromerzeugung zu ermitteln. Zum anderen hat der in einer Anlage verwendete Brennstoff einen hohen Einfluss auf die Emissionen an Treibhausgasen. Die Verbrennung von Steinkohle ist grob mit Emissionen von 0,35 t CO₂-Äquivalent je bereitgestellter Megawattstunde an Wärme verbunden. Die Verbrennung von Erdgas führt dagegen zu Emissionen von 0,2 t CO₂-Äq./MWh_{th}. Die Emissionen von Treibhausgasen werden im Rahmen dieser Untersuchung berücksichtigt. Die Vorgehensweise und getroffenen Annahmen sind in Kapitel 4.4 zusammengefasst.

3.5.3.6 Brennstoffkosten

Als Brennstoffkosten für Steinkohle werden die täglichen Abrechnungspreise verwendet, die von der European Energy Exchange (EEX) für Frontmonat-Termingeschäfte auf Basis des Indizes API#2 Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen angegeben werden („Coal Month Future“). Diese werden in US-Dollar pro metrische Tonne angegeben, mit monatscharfem Lieferzeitpunkt. Mit Frontmonat wird der zeitlich nächstliegende Monat bezeichnet, für den der Handel noch möglich ist. Die Umrechnung in Euro pro MWh erfolgt über den tagesscharfen Wechselkurs, veröffentlicht von der EZB, und den für API#2 geltenden Brennwert von 6000 kcal/kg (entspricht rund 7 MWh/t).

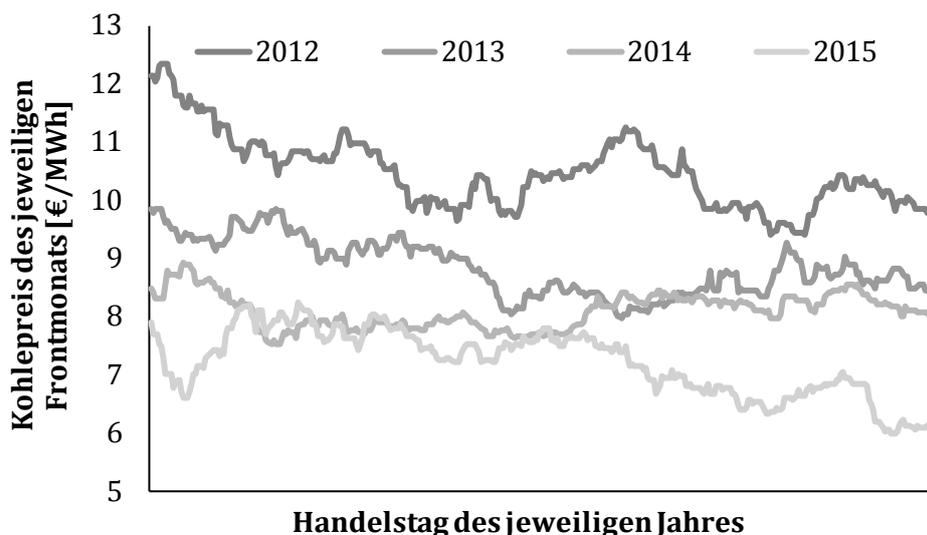


Abbildung 3-24: Verlauf der täglichen Abrechnungspreise für Kohle für den jeweiligen Frontmonat und gehandelt an der EEX für Termingeschäfte auf Basis des Indizes API#2 Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen. Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2018a).

Für die Nutzung der Kohle im Kraftwerk ist die entsprechende Anlieferung notwendig. Im betrachteten Netzgebiet werden nach BBSR (2013) vier Standorte mit Steinkohle beliefert: Kiel, Flensburg, Itzehoe und Neumünster. Kiel, Flensburg und Itzehoe werden über den Seeverkehr bedient während Neumünster Kohle per Eisenbahn aus Itzehoe erhält. Der Transport verursacht zusätzliche Kosten und wird pauschal mit 5€/t veranschlagt.¹⁴

Als Brennstoffkosten für Erdgas werden die Mittelwerte der Tagesreferenzpreise für die zwei Marktgebiete GPL und NCG des PEGAS Gasmarktes verwendet, die ebenfalls von der EEX veröffentlicht werden (Powernext 2018).

¹⁴ Da keine genauen Fracht- und Transportkosten auf Einzelkraftwerksebene ermittelt werden konnten, wurden die Frachtraten zum Vergleich herangezogen, die in den Monatsausgaben Januar 2012 bis Juni 2013 der Zeitschrift „Binnenschifffahrt“, die im Schifffahrts-Verlag Hansa erscheint, bekannt gegeben wurden. Die Frachtraten der Binnenschifffahrt für den Transport von Steinkohle vom ARA-Gebiet nach Hamburg lagen in 2012 zwischen 9 €/t und 10,50 €/t. Die Frachtraten für den Transport in den Rhein-Ruhr-Kanal lagen zwischen 4,75 €/t und 6,70 €/t.

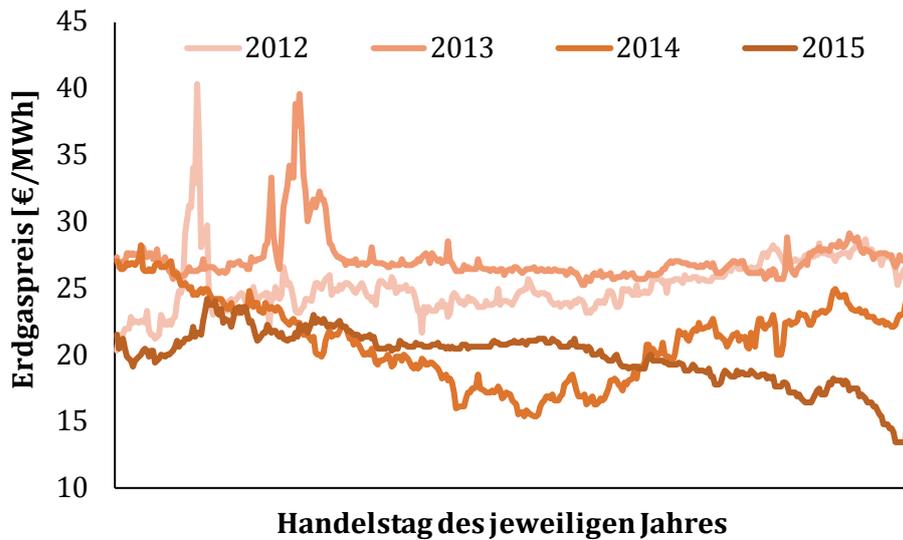


Abbildung 3-25: Verlauf der Tagespreise für Erdgas, berechnet als Mittelwert der Tagesreferenzpreise für die zwei Marktgebiete GPL und NCG der PEGAS für die Jahre 2012-2015, gehandelt an der Energy Exchange (EEX) in Euro und pro Brennwert in MWh. Eigene Darstellung auf Basis von Powernext (2018).

Für Steinkohle und Erdgas werden demnach konstante Kosten während eines Tages angenommen. Die Kosten beider Energieträger werden anhand der in Kapitel 4.4 eingeführten Emissionsfaktoren außerdem noch mit den Kosten für den Ausstoß von Emissionen belegt. Dafür werden die von der EEX veröffentlichten Abrechnungspreise für „EU Emission Allowances“ verwendet und mittels der Emissionsfaktoren in Kosten je eingesetzter Brennstoffwärme umgerechnet.

3.5.3.7 Wärmebereitstellung in Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme

Mittels Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme (SzW) werden die Sektoren Strom und Wärme, zumindest unidirektional, gekoppelt. Für die großtechnische Wärmebereitstellung in Fernwärmesystemen kann grundsätzlich in zwei Technologien unterschieden werden: Zum einen in die direkte Umwandlung von Strom zu Wärme in Elektrokesseln und zum anderen in die Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen. Die grundsätzlichen Eigenschaften und Unterschiede der beiden Technologien werden im Folgenden in Anlehnung an Paar et al. (2013), Christidis et al. (2017) und Fichtner (2018) vorgestellt.

Wärmepumpe

Wärmepumpen nutzen mittels eines Kreisprozesses den Temperaturunterschied zwischen einem zu heizenden System (Wärmesenke) und einer Wärmequelle aus. Es wird unterschieden in Kompressionswärmepumpen, Adsorptions- und Absorptionswärmepumpen. Für den Einsatz in Fernwärmesystemen eignet sich insbesondere die Kompressionswärmepumpe (Blarke 2012; Christidis et al. 2017), an deren Beispiel der Kreislaufprozess erläutert wird: Die Wärmepumpe verfügt über ein Arbeitsfluid, das von der Wärmequelle thermische Energie aufnimmt. Anschließend wird das Arbeitsfluid komprimiert, wodurch sich die Temperatur erhöht und anschließend thermische Energie an die Wärmesenke abgegeben werden kann. Der Kreisprozess wird durch die Entspannung des Arbeitsfluids geschlossen. Die Temperatur sinkt dadurch und das Arbeitsfluid kann wieder thermische Energie von der Wärmequelle aufnehmen.

Wärmepumpen setzen ein vielfaches der eingesetzten elektrischen Energie zur Bereitstellung von Nutzwärme um. Der Quotient aus Nutzwärme zur eingesetzten elektrischen Energie ist ein wichtiger Parameter zur Charakterisierung einer Wärmepumpe und wird Leistungszahl oder *coefficient of performance* (COP) genannt:

$$COP = \frac{Q_{Nutz,th}}{W_{el}}$$

$Q_{Nutz,th}$ Nutzwärmemenge [MWh]

W_{el} Eingesetzte elektrische Energie [MWh]

Der COP von Wärmepumpen ist stark abhängig von der individuellen Anlagenauslegung und der Anlagenfahrweise. Er nimmt Werte innerhalb einer Schwankungsbreite von ungefähr 2,5-4 ein (Blarke 2012; AGFW 2013; Fichtner 2018; Schwarz et al. 2018). Das erreichbare Temperaturniveau von Wärmepumpen ist ebenso von Anlagenauslegung und -fahrweise abhängig und liegt bei ca. 80-90°C.

Elektrokessel

Elektrische Energie lässt sich auf vielfältige Weise in thermische Energie umwandeln. Ein ausführlicher Überblick über unterschiedliche elektrothermische Verfahren wird durch Gruber et al. (2015) gegeben. Ein Großteil dieser Verfahren wird in industriellen Fertigungsprozessen genutzt und ist nicht für die flexible Wärmebereitstellung in Fernwärmesystemen geeignet. Für die Wärmebereitstellung in Fernwärmenetzen werden dagegen Verfahren bzw. Technologien genutzt, die im Folgenden unter dem Begriff Elektrokessel zusammengefasst werden. Darunter fallen insbesondere Elektrokessel mit Tauchsiedern (Durchlauferhitzer) und Elektrodenkessel. In einem Durchlauferhitzer werden elektrische Heizelemente direkt von dem zu erwärmenden Fluid umströmt. Durch Parallelschaltung und Teillastbetrieb der einzelnen Heizelemente ist ein sehr flexibler Betrieb möglich. In Elektrodenkesseln wird Wasser als ohmscher Widerstand genutzt und direkt durch den Einsatz elektrischer Energie erwärmt. Für die Wärmeabgabe wird ein Wärmetauscher eingesetzt, da das im Elektrodenkessel verwendete Wasser speziell konditioniert wird (z.B. Einsatz von Salzwasser). Elektrodenkessel können stufenlos in Teillast betrieben werden und ermöglichen in Abhängigkeit der Warmhaltung eine sehr flexible Betriebsweise. Beide Technologien können im Niedertemperaturbereich eingesetzt werden, erreichen aber auch hohe Temperaturen, um beispielsweise Prozessdampf mit 30 bar und 230°C zu erzeugen (Agora 2014). Dem Vorteil von Wärmepumpen, einem deutlich höheren Wirkungsgrad, stehen folgende Vorteile von Elektrokesseln gegenüber:

- Stufenloser Teillastbetrieb, schnelle Laständerung im Teillastbetrieb und schneller Kaltstart in Abhängigkeit der Warmhaltung: Elektrokessel können besser für das Engpassmanagement eingesetzt werden, um eine zusätzliche Stromnachfrage in passender Höhe und zum passenden Zeitpunkt zu induzieren.
- Breiter Temperaturbereich: Fernwärmenetze in Deutschland werden überwiegend auf einem Temperaturniveau von 90 °C - 140 °C betrieben (AGFW 2013). Wärmepumpen können zwar für die Erwärmung des kühleren Fernwärmerücklaufs oder in Kombination mit einem konventionell befeuerten Kessel betrieben werden. Elektrokessel sind dennoch einfacher und breiter anzuwenden.

Für den Einsatz in Fernwärmesystemen in Deutschland werden bislang hauptsächlich Elektrokessel verwendet. Agora (2014) führen 9 Projekte in Deutschland mit Elektrokesseln auf, insgesamt mit einer elektrischen Leistung von 225 MW. Christidis et al. (2017) nennen 35 Projekte mit mehr als 600 MW thermischer Leistung, bei denen Elektrokessel eingesetzt werden. Davon werden 65% als Elektrodenkessel und 13% als Durchlauferhitzer angegeben. Für Wärmepumpen konnte keine Anwendung in einem deutschen Fernwärmenetz ermittelt werden. Aufgrund der beobachteten, höheren Verbreitung von Elektrokesseln in Deutschland und den oben genannten Vorteilen, werden Wärmepumpen im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt. Außerdem erfolgt in der weiteren Betrachtung keine Unterscheidung mehr zwischen Durchlauferhitzer und Elektrodenkessel. Der Begriff Strom-zu-Wärme-Anlage (SzW-Anlage) wird synonym für Elektrokessel verwendet.

Der Wirkungsgrad von SzW-Anlagen, bei der Umwandlung von elektrischer zu thermischer Energie, wird auf Basis der folgenden Literatur festgelegt: Paar et al. (2013) nennen für Elektrokessel einen Wirkungsgrad von 98%, gehen bei ihrer Potenzialanalyse zur Nutzung von Windstrom jedoch von einem Wirkungsgrad von 95% aus. Böttger et al. (2015) rechnen ebenfalls mit einem Wirkungsgrad von 98%. Christidis et al. (2017) geben für Elektrokessel einen Wirkungsgrad von 99% an. Yilmaz et al. (2018) geben den Wirkungsgrad von Elektrokesseln mit >99% an, Blarke (2012) rechnet sogar mit einem Wirkungsgrad von 100%. Für die Untersuchung im Rahmen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass SzW-Anlagen mit einem Wirkungsgrad von 95% Strom zu Wärme umwandeln. Der, gegenüber der Literatur, etwas geringere Wert soll zum einen die Verluste in Bauteilen berücksichtigen, die zusätzlich zum Elektrokessel notwendig sind (z.B. Leitungsverluste), zum anderen werden damit Wirkungsgradverluste im Teillastbetrieb pauschal mitberücksichtigt.

3.6 Modell der einzelwirtschaftlichen Einsatzplanung von Fernwärmesystembetreibern

Im Folgenden wird das Gleichungssystem beschrieben, das zu Simulationsbeginn für jedes Fernwärmesystem für den kompletten Simulationszeitraum gelöst wird und den anlagenscharfen Einsatz von KWK- und HW-Anlagen liefert. Die Ergebnisse dienen als Näherung für die reale, einzelwirtschaftliche Einsatzplanung von Fernwärmesystembetreibern und liefern den Startzustand der Fernwärmesysteme als Eingangsdaten für das Engpassmanagement (vgl. Kapitel 4).

Zur besseren Lesbarkeit erfolgt die Notation anhand folgender Systematik:

- Konstanten werden mit lateinischen Großbuchstaben und griechischen Kleinbuchstaben bezeichnet.
- Entscheidungsvariablen werden mit lateinischen Kleinbuchstaben bezeichnet.
- Mengen und Laufvariablen werden abweichend davon benannt und sind explizit ausgewiesen.

3.6.1 Zielfunktion

Die Zielfunktion ist als Abbildung des einzelwirtschaftlichen Kalküls eines Fernwärmesystembetreibers formuliert. Die Brennstoffkosten, die in HW-Anlagen und KWK-

Anlagen vom Typ Gegendruck oder Entnahmekondensation entstehen, werden minimiert, unter Berücksichtigung der Erlöse bzw. Kosten (bei negativen Preisen) des Verkaufs von Strom:

$$\min \sum_{t \in T} \left(\sum_{gd \in GD} \left(C_{gd,t} \times \frac{p_{gd,t}^{th}}{\mu_{gd}^{th}} - p_{gd,t}^{el} \times C_t \right) + \sum_{ek \in EK} \left(C_{ek,t} \times \frac{(p_{ek,t}^{th} \times \beta_{ek} + p_{ek,t}^{el})}{\mu_{ek}^{el,kon}} - p_{ek,t}^{el} \times C_t \right) + \sum_{h \in H} \left(C_{h,t} \times \frac{p_{h,t}^{th}}{\mu_h} \right) \right)$$

$p_{gd,t}^{th}$	Wärmebereitstellung der gd -ten KWK-Anlage vom Typ Gegendruck [MW]
$p_{gd,t}^{el}$	Stromerzeugung [MW]
μ_{gd}^{th}	Thermischer Wirkungsgrad [-]
$p_{ek,t}^{th}$	Wärmebereitstellung der ek -ten KWK-Anlage vom Typ Entnahmekondensation [MW]
$p_{ek,t}^{el}$	Stromerzeugung [MW]
$\mu_{ek}^{el,kon}$	Elektrischer Wirkungsgrad bei reinem Kondensationsbetrieb [-]
β_{ek}	Stromverlustkennzahl (stets positiv): $\beta_{ek} = -\frac{\bar{p}_{ek}^{el,ggn} - \bar{p}_{ek}^{el,kon}}{\bar{p}_{ek}^{th,ggn}}$
$\bar{p}_{ek}^{el,kon}$	Maximale Stromerzeugung bei reinem Kondensationsbetrieb [MW]
$\bar{p}_{ek}^{el,ggn}$	Maximale Stromerzeugung bei reinem Gegendruckbetrieb [MW]
$\bar{p}_{ek}^{th,ggn}$	Maximale Wärmebereitstellung bei reinem Gegendruckbetrieb [MW]
$p_{h,t}^{th}$	Wärmebereitstellung der h -ten HW-Anlage [MW]
μ_h^{th}	Thermischer Wirkungsgrad [-]
$C_{gd,t}$	Preis für den von gd verwendeten Brennstoff [€/MW _{th}]
$C_{ek,t}$	Preis für den von ek verwendeten Brennstoff [€/MW _{th}]
$C_{h,t}$	Preis für den von h verwendeten Brennstoff [€/MW _{th}]
C_t	Großhandelspreis für Strom [€/MW]
T	Menge der Zeitschritte im Simulationszeitraum
t	Laufvariable der Zeitschritte
GD	Menge der KWK-Anlagen vom Typ Gegendruck
gd	Laufvariable der KWK-Anlagen vom Typ Gegendruckturbine
EK	Menge der KWK-Anlagen vom Typ Entnahmekondensation
ek	Laufvariable der KWK-Anlagen vom Typ Entnahmekondensation
H	Menge der HW-Anlagen
h	Laufvariable der HW-Anlagen

3.6.2 Nebenbedingungen

Wärmebilanz: Die Summe der Wärmeabgabe aller zugehörigen Anlagen muss zu jedem Zeitschritt der Wärmenachfrage gleichen. Insgesamt stehen bis zu drei Anlagentypen zur Verfügung: KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine, KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine und Heizwerke. Zudem können von jedem Anlagentyp grundsätzlich mehrere Anlagen existieren.

$$\sum_{gd \in GD} p_{gd,t}^{\text{th}} + \sum_{ek \in EK} p_{ek,t}^{\text{th}} + \sum_{h \in H} p_{h,t}^{\text{th}} = D_t^{\text{th}} \quad \forall t \in T \quad (1)$$

- $D_{i,t}^{\text{th}}$ Wärmenachfrage des betrachteten Fernwärmesystems [MW]
 GD Menge der KWK-Anlagen vom Typ Gegendruck angeschlossen an das betrachtete Fernwärmesystem
 EK Menge der KWK-Anlagen vom Typ Entnahmekondensation
 H Menge der HW-Anlagen

Kraft-Wärme-Kopplung in Anlagen vom Typ Gegendruck: Die Wärmebereitstellung und Stromerzeugung in einer KWK-Anlage vom Typ Gegendruck muss stets in einem konstanten Verhältnis erfolgen. Dieses Verhältnis (Stromkennzahl) spannt den zulässigen Betriebsbereich als Gerade in einem Strom-Wärme-Diagramm auf und wird bestimmt durch den thermischen und elektrischen Wirkungsgrad.

$$\frac{p_{gd,t}^{\text{el}}}{\mu_{gd}^{\text{el}}} = \frac{p_{gd,t}^{\text{th}}}{\mu_{gd}^{\text{th}}} \quad \forall gd \in GD; \forall t \in T$$

- μ_{gd}^{el} elektrischer Wirkungsgrad der gd -ten KWK Anlage vom Typ Gegendruck [-]

Mindest- und Maximalbetrieb von KWK-Anlagen vom Typ Gegendruck: Neben der Kopplung wird der zulässige Betriebsbereich von KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine durch eine Mindest- und Maximalleistung beschränkt. Um sowohl die Wärmeabgabe als auch die Stromerzeugung mit einem minimalen und maximalen Wert zu versehen, genügt aufgrund der festen Kopplung die Beschränkung der Stromerzeugung. Die Beschränkung erfolgt unter Zuhilfenahme binärer Variablen.

$$\underline{P}_{gd}^{\text{el}} \times b_{gd,t} \leq p_{gd,t}^{\text{el}} \leq \overline{P}_{gd}^{\text{el}} \times b_{gd,t} \quad \forall gd \in GD; \forall t \in T$$

- $\underline{P}_{gd}^{\text{el}}$ Minimale Stromerzeugung der gd -ten KWK Anlage vom Typ Gegendruck [MW]
 $\overline{P}_{gd}^{\text{el}}$ Maximale Stromerzeugung [MW]
 $b_{gd,t}$ Binärvariable, die angibt ob die Anlage ein-(=1) oder ausgeschaltet (=0) ist [-]

Kraft-Wärme-Kopplung in Anlagen vom Typ Entnahmekondensation: Der zulässige Betriebsbereich von KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine wird durch eine Erweiterung des Anlagenkonzepts auf zwei „Scheiben“ erreicht: Eine Scheibe bildet den reinen Gegendruckbetrieb ab, die andere den reinen Kondensationsbetrieb. Die Beschränkung der kombinierten Strom- und Wärmeabgabe mit einer Mindest- bzw. Maximalleistung erfolgt über die Annahme einer minimalen bzw. maximalen Leistungsabgabe des Heizkessels. Die Leistungsgrenzen werden mittels Binärvariablen als elektrische Leistungsgrenzen der Kondensationsscheibe implementiert. Die Wärmebereitstellung wird anhand der Stromverlustkennzahl in äquivalente Stromerzeugung der Kondensationsscheibe umgerechnet und findet darüber Berücksichtigung. Der zulässige Bereich möglicher Betriebspunkte des KWK-Prozesses wird durch die folgenden Gleichungen aufgespannt:

$$p_{ek,t}^{el} \geq \underline{p}_{ek}^{el,kon} \times b_{ek,t} - \beta_{ek} \times p_{ek,t}^{th} \quad \forall ek \in EK; \forall t \in T$$

$$p_{ek,t}^{el} \geq \sigma_{ek} \times p_{ek,t}^{th} \quad \forall ek \in EK; \forall t \in T$$

$$p_{ek,t}^{el} \leq \overline{p}_{ek}^{el,kon} \times b_{ek,t} - \beta_{ek} \times p_{ek,t}^{th} \quad \forall ek \in EK; \forall t \in T$$

$b_{ek,t}$ Binärvariable, die angibt ob die Anlage ein- oder ausgeschaltet ist [-]

σ_{ek} Stromkennzahl: $\sigma_{ek} = \frac{\mu_{ek}^{el,ggn}}{\mu_{ek}^{th,ggn}}$

$\mu_{ek}^{th,ggn}$ Thermischer Wirkungsgrad bei reinem Gegendruckbetrieb [-]

$\underline{p}_{ek}^{el,kon}$ Minimale Stromerzeugung bei reinem Kondensationsbetrieb [MW]

Mindest- und Maximalbetrieb von HW-Prozessen: Für Heizwerke wird ein vollständig zulässiger Betriebsbereich zwischen Nichtbetrieb und Maximalbetrieb angenommen.

$$0 \leq p_{h,t}^{th} \leq \overline{P}_h^{th} \quad \forall h \in H; \forall t \in T \quad (2)$$

\overline{P}_h^{th} Maximale Wärmebereitstellung der h -ten HW-Anlage [MW]

Nichtnegativität: Alle Entscheidungsvariablen, die thermische oder elektrische Leistungsabgabe oder -aufnahme bezeichnen, sind auf positive reelle Zahlen beschränkt.

3.6.3 Einordnung der Ergebnisse hinsichtlich des Anlageneinsatzes in Fernwärmesystemen

Die entwickelte Methodik zur Ermittlung des einzelwirtschaftlichen Anlageneinsatzes in Fernwärmesystemen verwendet vielfältige Eingangsdaten, die zum Teil spezifische Informationen auf Basis einzelner Anlagen beinhalten. Dennoch ist die Verfügbarkeit detaillierter Informationen zu Fernwärmesystemen, wie zum Beispiel dem zeitlichen Verlauf der Wärmenachfrage oder exakte Betriebsbeschränkungen von KWK-Anlagen, als sehr unvollständig

zu bewerten. Daher werden im Folgenden einige aggregierende Vergleiche zwischen historischen Werten und Ergebnissen aus der Modellanwendung durchgeführt.

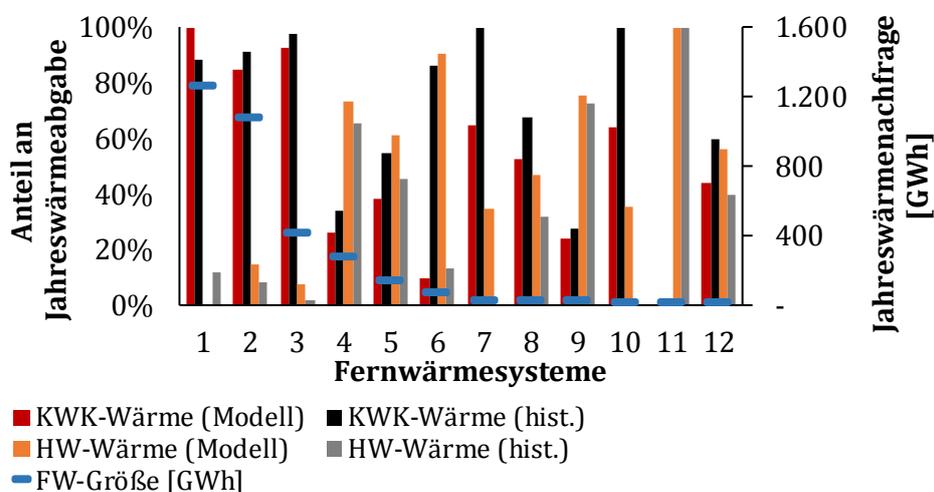


Abbildung 3-26: Gegenüberstellung der historischen und der modellierten Wärmeabgabe aus KWK- und HW-Anlagen für 2015. Die FW-Größe entspricht der Jahreswärmenachfrage. Auf Basis eigener Berechnungen und der Angaben von AGFW (2016).

Aus Abbildung 3-26 wird deutlich, dass der wärmeseitige Einsatz der KWK- und HW-Anlagen im Modell, aggregiert auf Jahresebene, teils sehr nah an den historischen Werten liegt und zum Teil sehr große Abweichungen aufweist. Insbesondere für kleinere Fernwärmesysteme sind die Unterschiede groß. Dagegen liegt der Unterschied für die fünf größten FW-Systeme, die rund 90% der Jahreswärmenachfrage auf sich vereinen, bei lediglich 5 bis 11 Prozentpunkten. Grund für die relativ hohen Abweichungen bei kleinen FW-Systemen könnte sein, dass insbesondere bei kleineren Systemen weniger Kompetenz und Personalkapazität für die Anlagenführung und Optimierung vorhanden ist. Im Vergleich mit dem im Modell entwickelten Optimierungsprogramm treten daher bei kleinen FW-Systemen höhere Abweichungen auf als bei großen FW-Systemen, die von vergleichsweise großen Stadtwerken betrieben werden. Hinzu kommt, dass sich die genannten Unsicherheiten in den Eingangsdaten für kleine Systeme in der relativen Betrachtungsweise besonders stark auswirken. Beispielsweise wird häufig der Wärmebedarf eines Schwimmbades durch den lokalen FW-Systembetreiber gedeckt, was sich für ein kleines FW-System vergleichsweise stark auf die zu deckende Wärmegesamtlast auswirkt. In der Regel ist der Wärmebedarf eines solchen Verbrauchers stetiger als das Wärmelastprofil von Haushalten und würde zu einer höheren Auslastung der zugehörigen KWK-Anlagen führen.

Die Abweichungen zwischen Modell und Historie für kleine FW-Systeme werden als wenig relevant eingestuft, da diese einen vergleichsweise kleinen Teil der aggregierten Jahreswärmenachfrage ausmachen (vgl. Abbildung 3-26). Weiterhin ist zu erwarten, dass mit dem Fortschreiten der Dezentralisierung der Energieversorgung im Rahmen der Energiewende auch kleinere FW-Systeme zunehmend digital und optimierend betrieben werden. Wird die Differenz der Wärmeabgabe von HW- und KWK-Anlagen zwischen Modell und Historie aggregiert für ganz Schleswig-Holstein betrachtet, so fallen die Unterschiede deutlich geringer aus. Für das Vergleichsjahr 2015 liegt der Unterschied bei zwei Prozentpunkten (Abbildung 3-27).

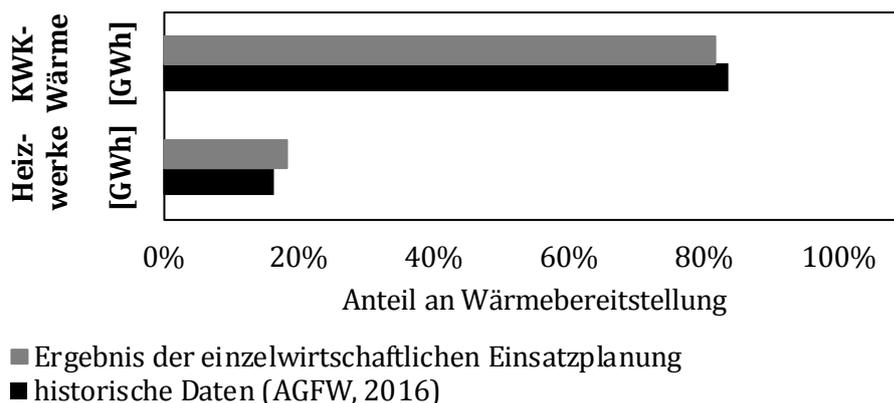


Abbildung 3-27: Vergleich der historischen und der modellierten Wärmeabgabe aus KWK- und HW-Anlagen aggregiert über alle Anlagen für 2015. Auf Basis eigener Berechnungen und der Angaben von AGFW (2016).

Insgesamt werden die verwendeten Eingangsdaten zu den betrachteten Fernwärmesystemen und das entwickelte Modell zur einzelwirtschaftlichen Einsatzplanung als für die Zielstellung dieser Arbeit hinreichend genaue Repräsentation der realen Gegebenheiten beurteilt. Das Potenzial zur Reduktion der Stromerzeugung von KWK-Anlagen durch eine Erhöhung der Wärmeabgabe in HW-Anlagen und für den Einsatz von SzW-Anlagen im Rahmen des Engpassmanagements werden zufriedenstellend widergegeben.

3.7 Sonstige konventionelle Kraftwerke im betrachteten Netzgebiet

Anhand der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA 2017a) wird ermittelt inwiefern es weitere konventionelle Kraftwerke im betrachteten Netzgebiet auf 110 kV Spannungsebene oder darunter gibt, die keine Kraft-Wärme-Kopplung betreiben. Dabei werden die zwei Kraftwerke Itzehoe und Audorf mit jeweils knapp 90 MW elektrischer Nennleistung ermittelt. Beide Kraftwerke wurden vor über 40 Jahren errichtet, was auf einen gemessen an heutigen Standards niedrigen Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung schließen lässt. Weiterhin sind „Mineralölprodukte“ als Brennstoff hinterlegt, die im Vergleich zu anderen konventionellen Energieträgern wie Gas, Braun- oder Steinkohle zu sehr hohen variablen Kosten des Kraftwerks führen. Aufgrund des verwendeten Brennstoffes und des hohen Alters der Anlagen wird davon ausgegangen, dass die Anlagen nur selten eingesetzt werden und weitestgehend als Reservekraftwerke dienen. Zudem würde ihre Erzeugungsleistung im Falle von Netzengpässen vorrangig vor Erneuerbaren Energien abgeregelt werden, da keine der Anlagen Wärme auskoppelt. Beide Anlagen werden im Rahmen dieser Untersuchung nicht weiter berücksichtigt.

3.8 Stromaustausch mit dem Großhandelsmarkt

Für die Betrachtung der unterschiedlichen Methoden für das Engpassmanagement und des Einsatzes von Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme, ist der Austausch mit dem Großhandelsmarkt von hoher Relevanz. Es gilt die Annahme, dass Anpassungen von Netzbetreibern, am Einsatz von Stromerzeugungs- und Verbrauchskapazitäten, im Rahmen des Engpassmanagements, so erfolgen müssen, dass die Leistungsbilanz ausgeglichen bleibt. Wenn beispielsweise im Rahmen des Einspeisemanagements die EE-Stromerzeugung reduziert wird, so

ist es erforderlich diese mithilfe anderer Stromerzeugungskapazitäten zu ersetzen. Es wird also im Rahmen dieser Arbeit angenommen, dass für das Engpassmanagement im Verteilnetz Regelungen gelten, die ähnlich dem Redispatch sind (vgl. Kapitel 2.3). Wenn Übertragungsnetzbetreiber die Stromerzeugung eines Kraftwerks reduzieren, weisen sie zur Erhaltung der Leistungsbilanz ein anderes Kraftwerk zur Erhöhung der Stromerzeugung an.

Das in dieser Arbeit betrachtete 110 kV Verteilnetz von Schleswig-Holstein ist Teil des viel größeren deutschen bzw. europäischen Netzverbundes. Es kann davon ausgegangen werden, dass der Ausgleich der Leistungsbilanz mithilfe von Kapazitäten dieses größeren Systems, allokiert über den Großhandelsmarkt, erzielt werden kann. Der Austausch ist nicht in unbegrenztem Umfang möglich, sondern durch die Kapazität der Kuppelstellen in das Übertragungsnetz begrenzt. Mittels Transformatoren ist an mehreren Umspannwerken zwischen Verteil- und Übertragungsnetz ein Austausch elektrischer Energie möglich. Für tieferegehende Informationen zu den Kapazitätsbeschränkungen sei auf Kapitel 3.2 verwiesen und für die Darstellung im Modell auf Kapitel 4.

Wie oben bereits angeführt, führt eine Veränderung der Stromerzeugung im Rahmen des Engpassmanagements dazu, dass sich die für Schleswig-Holstein aufgestellte Strombilanz verändert. Wird beispielsweise die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verringert, so verändert sich der Austausch mit dem Großhandelsmarkt in negativer Richtung: Wenn Schleswig-Holstein vorher in Summe Strom exportierte, so verringern sich die Exporte oder es wird dadurch importiert. Wenn vor der Abregelung importiert wurde, so wird nach der Abregelung noch mehr Strom importiert. Die Kosten, die für die Änderung der Strombilanz auftreten oder vermieden werden, sind maßgeblich zur Bewertung der Kosten des Engpassmanagements.

Im Folgenden wird die Veränderung des Austausches mit dem Großhandelsmarkt als Engpassdelta bezeichnet. Ist das Engpassdelta positiv, so importiert das betrachtete Netzgebiet in Summe Strom vom Großhandelsmarkt und umgekehrt. Bei einem Engpassdelta von null wird die gesamte Stromerzeugung innerhalb des betrachteten Netzgebiets verbraucht.

Zum Erstellungszeitraum dieser Arbeit ist nicht eindeutig geregelt, wer für den Ausgleich des Engpassdeltas verantwortlich zeichnet und mittels welcher Märkte und Produkte für Leistung und Energie oder anderer Instrumente dies erfolgen sollte (vgl. Kapitel 2.3). Wie oben bereits erwähnt wird in dieser Untersuchung angenommen, dass der durchführende Netzbetreiber analog zum Redispatch für den Ausgleich seiner Eingriffe zuständig ist. Abweichend vom Redispatch, bei dem der Ausgleich zum größten Teil auf Basis bilateraler Vereinbarungen zwischen Kraftwerksbetreibern und Übertragungsnetzbetreiber erreicht wird, gilt hier die Annahme, dass der Ausgleich durch Handel am Großhandelsmarkt erreicht wird. Es wird angenommen, dass das Engpassdelta zu großen Anteilen mit so viel Vorlauf antizipiert werden kann, dass der Ausgleich über die sogenannte Day-ahead-Auktion der europäischen Strombörse EPEX SPOT SE erfolgen kann. Unter dieser Annahme stellen die Ergebnisse der Day-ahead-Auktion für die Einheitspreiszone von Deutschland, Österreich und Luxemburg (PHELIX) einen geeigneten Indikator für zusätzliche oder vermiedene Kosten durch den Ausgleich des Engpassdeltas dar.

Die Auktion wird täglich um 12 Uhr für die 24 Stunden des nachfolgenden Tages durchgeführt und erfolgt nach dem Prinzip einer Einheitspreisauktion. Dies bedeutet, dass alle Gebote (Angebot wie Nachfrage) den gleichen Preis für Strom erhalten bzw. zahlen, insofern sie einen Zuschlag erhalten haben. Ein Gebot besteht aus einer Kombination von Preis und Menge und wird als

Funktion über dem Intervall zwischen Mindestpreis (-500 €/MWh) und Maximalpreis (3000 €/MWh) mit einer maximalen Auflösung von 256 Schritten definiert. Fügt man alle Gebote zusammen, so ergibt sich eine Angebots- und Nachfragekurve für Strom über das betreffende Marktgebiet. Abbildung 3-28 zeigt beispielhaft den resultierenden Verlauf der beiden Kurven für eine beliebig gewählte Stunde in 2017. (EPEX 2017)

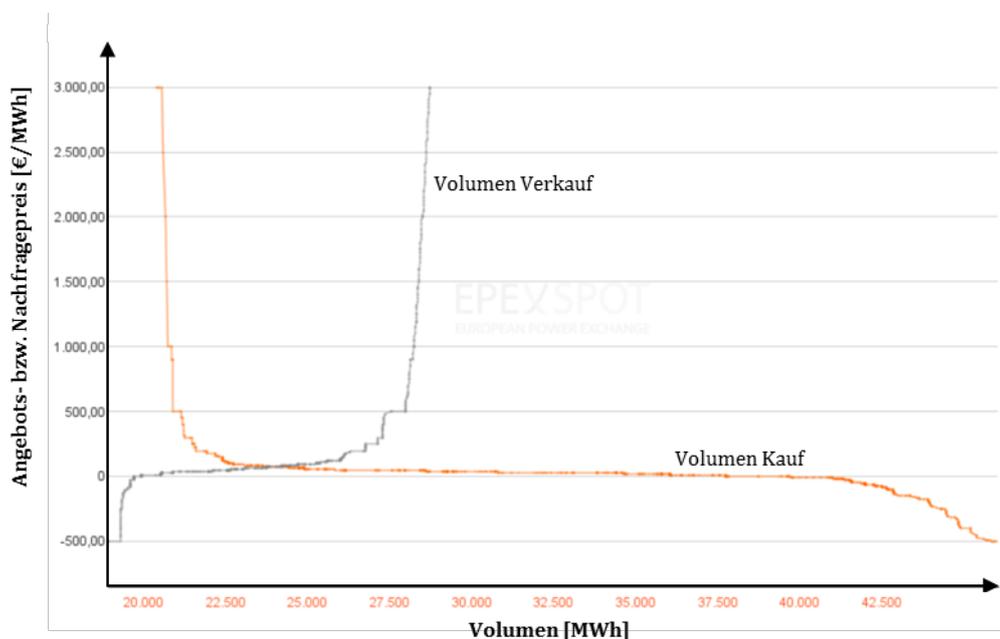


Abbildung 3-28: Gebotsübersicht der Day-ahead-Auktion vom 20.12.2017 12-13 Uhr (EPEX 2017).

Grundsätzlich kann das Engpassdelta positive und negative Werte annehmen, je nachdem ob für die Beseitigung von Engpässen in Summe eine positive oder negative Veränderung der Leistungsbilanz vorgenommen wird. Zum Ausgleich eines positiven Engpassdeltas wird zusätzliche Stromerzeugung oder ein verringerter Stromverbrauch am Großhandelsmarkt benötigt. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein Stromerzeuger zu einer höheren Erzeugung bereit ist und ein Stromverbraucher zu einer Verringerung seines Verbrauchs bereit ist, wenn mindestens die zusätzlichen, marginalen Kosten bzw. der wegfallende, marginale Nutzen dafür ersetzt werden. Umgekehrt wird zum Ausgleich eines negativen Engpassdeltas eine verringerte Stromerzeugung oder zusätzlicher Verbrauch benötigt. Auch hier kann davon ausgegangen werden, dass Kraftwerksbetreiber und Stromverbraucher zu einer Zahlung mindestens in Höhe ihrer wegfallenden, marginalen Kosten bzw. dem zusätzlichen, marginalen Nutzen bereit sind.

Die marginalen Kosten bzw. Nutzen der Marktteilnehmer werden von zahlreichen Faktoren beeinflusst. Für Stromerzeuger sind dies beispielsweise Brennstoffkosten (inklusive der Kosten für Emissionen), der Kraftwerkswirkungsgrad und der Einfluss von Anfahr- und Laständerungsvorgängen auf den Wirkungsgrad. Für die Gebote von Stromverbrauchern sind etwa die Opportunitätskosten der beabsichtigten Wertschöpfung relevant. Insgesamt unterliegt die Preisfindung an Strommärkten komplexen Zusammenhängen, deren ganzheitliche Betrachtung außerhalb der Zielstellung dieser Arbeit liegt.

Da die Kosten für die über den Großhandelsmarkt allokierte Stromerzeugung jedoch wichtiger Parameter für die Entscheidungsfindung der nachfolgenden Untersuchungen des Engpassmanagements sind, werden diese in folgender Weise vereinfachend berücksichtigt: Anhand historischer Daten wird ein funktionaler Zusammenhang zwischen der sogenannten Residuallast oder Residualnachfrage und dem resultierenden Großhandelspreis im betreffenden Marktgebiet aufgestellt. Die Residuallast wird aus der elektrischen Nachfrage abgeleitet und repräsentiert den Anteil der Stromerzeugung, der durch die konventionelle Kraftwerksflotte im Marktgebiet gedeckt wird. Dahinter steht die Annahme, dass die Großhandelspreise maßgeblich auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten konventioneller Kraftwerke und dem Volumen der durch sie zu deckenden Stromerzeugung zustande kommen. Die hohe Reduktion der Komplexität bei gleichzeitig guten Ergebnissen in Hinblick auf eine sachdienliche Repräsentation des Zusammenhangs zwischen Last bzw. Residuallast und Großhandelspreis führt zu einer hohen Verbreitung der Anwendung in der Literatur (z.B. Burger et al. 2004; Keles et al. 2013; Cludius et al. 2014; Wagner 2014; Wozabal et al. 2016; Hain et al. (2017) und Schermeyer et al. 2018).

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Residuallast R durch Berücksichtigung der folgenden Komponenten ausgehend von der gesamten Stromnachfrage ermittelt:

- Abzug der Stromerzeugung durch
- Windkraftanlagen an Land und zur See
- Solarkraftwerke
- Biomassekraftwerke (sowohl direkte Verbrennung fester Biomasse als auch Biogasanlagen)
- Lauf- und Speicherwasserkraftwerke
- Müllverbrennungsanlagen
- andere Erneuerbare Energien (z.B. Geothermie)
- Abzug von Stromimporten
- Addition von Stromexporten

Alle Angaben beziehen sich auf die einheitliche Preiszone, die Deutschland, Österreich und Luxemburg umfasst und werden der Transparenzplattform der Vereinigung europäischer Übertragungsnetzbetreiber entnommen (ENTSO-E 2017). Abbildung 3-29 zeigt die Punktwolke, die sich aus den Tupel der berechneten Residuallast und dem historischen Marktpreis ergibt. Zudem ist das Ergebnis einer Regression auf ein Polynom dritten Grades eingezeichnet, die mittels MATLAB durchgeführt wird. Die Koeffizienten der unabhängigen Variable Residuallast werden unter der Zielvorgabe ermittelt die quadratischen Abweichungen zwischen den Funktionswerten und Realisierungen zu minimieren. Hierbei kommt der sogenannte Trust-Region Algorithmus als numerisches Berechnungsverfahren zum Tragen (MATLAB 2016).

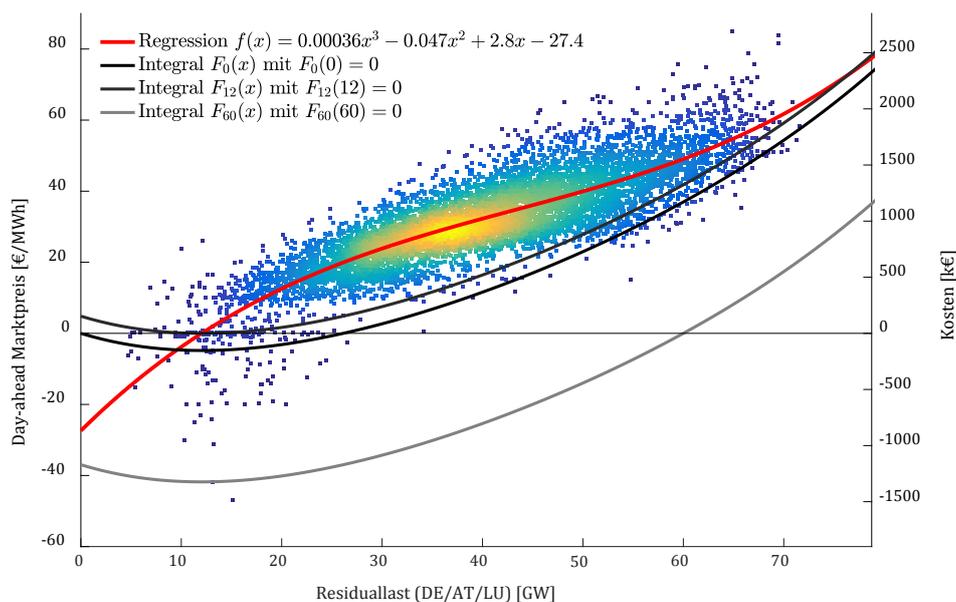


Abbildung 3-29: Dichte-Streudiagramm von Residuallast und dem aus der Day-ahead-Auktion resultierendem Marktpreis für das Jahr 2015. Zudem ist die resultierende Funktion einer polynomischen Regression dritten Grades dargestellt und das Integral dieser Funktion mit drei beispielhaften Werten für die Konstante. Marktpreis und Regression sind der linken Ordinatenachse zuzuordnen, die Integrale der rechten Ordinatenachse (EEX 2016; ENTSO-E 2017; eigene Berechnung).

Der damit ermittelte Zusammenhang zwischen Residuallast und Marktpreis bildet die Basis zur Berechnung der Kosten die auftreten um das Engpassdelta am Großhandelsmarkt auszugleichen. Ist das Engpassdelta positiv, so wird zusätzlicher Strom nach Schleswig-Holstein importiert und die Residuallast im betrachteten Marktgebiet steigt. Bei negativem Engpassdelta verringert sich die Residuallast. Die marginalen Kosten für die Veränderung der Residuallast werden gemäß der ermittelten und in Abbildung 3-29 dargestellten Funktion bestimmt. Es gilt im Folgenden also die Annahme, dass der ermittelte Marktpreis den marginalen Kosten für die Stromerzeugung entspricht. Die Gesamtkosten, die für den Ausgleich eines Engpassdeltas auftreten, ergeben sich als Integral der marginalen Kosten. Dabei wird angenommen, dass keine Kosten für ein Engpassdelta von null auftreten, wenn das Engpassmanagement im betrachteten Teilnetz also in Summe keine Veränderung der marktgebietsweiten Residuallast verursacht. Das Integral der marginalen Kosten wird für jeden der zu untersuchenden Zeitschritte entsprechend der vor dem Engpassmanagement anliegenden Residuallast verschoben und ergibt die Gesamtkostenfunktion für den Ausgleich eines Engpassdeltas.

Abbildung 3-29 stellt die Gesamtkostenfunktion für drei beispielhafte Startwerte der Residuallast vor Ausgleich des Engpassdeltas dar (0 GW, 12 GW was dem Wert der Residuallast entspricht, der einen Marktpreis von 0 €/MWh induziert und 60 GW). Erwartungsgemäß sind die Kosten für die Veränderung der Residuallast monoton steigend, wenn die marginalen Kosten der Stromerzeugung positiv sind und umgekehrt.

4 Beschreibung der Modellvarianten des Engpassmanagements

Im Folgenden werden die entwickelten Varianten des Engpassmanagements vorgestellt. Als Engpassmanagement wird die Summe der Eingriffe des Netzbetreibers bezeichnet, die zur Vermeidung von Engpässen durchgeführt werden. Als Engpass wird im Rahmen dieser Untersuchungen die (antizipierte) Überschreitung der Wirkleistungskapazität eines Netzbetriebsmittels definiert. Es existieren weitere Restriktionen im Betrieb elektrischer Netze, die für die Abregelung im betrachteten Netzgebiet von nachrangiger Bedeutung sind und daher nicht weiter betrachtet werden (vgl. Kapitel 2.2.1).

Ziel ist zum einen den Status Quo des Engpassmanagements in einem Modell abzubilden und mithilfe dessen die Wechselwirkungen zwischen der Stromerzeugung von KWK-Anlagen und der Abregelung zu untersuchen. In der zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit aktuellen Diskussion wird dem Einsatz von KWK-Anlagen eine hohe Bedeutung für die Abregelung zugeschrieben. Diese Hypothese soll mithilfe des entwickelten Modellrahmens überprüft werden. Des Weiteren ist es das Ziel der vorliegenden Arbeit eine Weiterentwicklung des Engpassmanagements zu konzeptionieren, in der die Kosten des Engpassmanagements mitberücksichtigt werden. Für das entwickelte kostenbasierte Engpassmanagement soll das explizite Abwägen zwischen Kosten und Abregelung möglich werden. Zudem wird der Modellrahmen mit dem Ziel entwickelt das Potenzial von Sektorenkopplung in SzW-Anlagen für die Verringerung der Abregelung zu untersuchen.

In Abgrenzung zum Großteil der bestehenden Literatur konzentriert sich die vorliegende Arbeit auf die Untersuchung des Engpassmanagements im Verteilnetz und den dort verfügbaren Instrumenten bzw. Flexibilitätsoptionen. In der Grauen Literatur konnten zwar einige Studien identifiziert werden, die Engpässe und damit verbundene Abregelungen auf Verteilnetzebene betrachten (z.B. Energynautics et al. 2014; VDE 2014; Ecofys und IWES 2017). Die Arbeiten umfassen jedoch entweder keine quantitative Untersuchung oder nur in Teilaspekten der in dieser Arbeit genannten Zielstellung. Nach dem Wissen des Autors existieren in der Literatur keine Arbeiten, die konkrete Algorithmen für das Engpassmanagement in deutschen Verteilnetzen vorstellen, mit dem Ziel die Kosten des Engpassmanagements unter Berücksichtigung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen zu senken und diese quantitativ untersuchen. (vgl. Kapitel 2.4)

Die Abregelung in Deutschland betrifft zur großen Mehrheit EE-Anlagen, die an das Verteilnetz angeschlossen sind und wird von Verteilnetzbetreibern durchgeführt (vgl. Kapitel 1.2). Die Modellvarianten sind daher aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers formuliert, der mit variierenden Zielstellungen und Freiheitsgraden zur Anpassung der Einsatzplanung ermächtigt und verpflichtet ist. Der Entscheidungshorizont wird in Anlehnung an die Prozesse etablierter Marktinstrumente auf 24-Stunden festgesetzt (z.B. Day-Ahead-Auktion für die Stunden des Folgetags). Als wichtigster Treiber des Modells treten Netzengpässe auf, die eine Anpassung der Einsatzplanung notwendig machen. Für die Analysen im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden lediglich strombedingte Engpässe berücksichtigt, die sich aufgrund der Überschreitung des thermischen Grenzstroms eines Netzbetriebsmittels ergeben (siehe Engpassdefinition in Kapitel 2.2.1). Es wird davon ausgegangen, dass der thermische Grenzstrom zu keinem Zeitschritt in keinem Netzbetriebsmittel überschritten werden darf.

Je nach Modellvariante stehen die Anpassungen durch den Netzbetreiber entweder vollständig in direktem Zusammenhang mit den Netzrestriktionen oder tragen zum Teil unabhängig von Netzrestriktionen zur Verbesserung der Zielstellung bei. In beiden Fällen werden die Anpassungen durch den Netzbetreiber nachgelagert zur einzelwirtschaftlichen Einsatzplanung mit dem Begriff Engpassmanagement zusammengefasst. Die Ermittlung von Angebot und Nachfrage elektrischer und thermischer Energie, regionalisiert für das betrachtete Netzgebiet, wurde im vorangehenden Kapitel 3 erläutert. Die Ergebnisse dienen als Eingangsdaten für das Engpassmanagement. In diesem Kapitel wird für den jeweiligen Engpassmanagementalgorithmus vorgestellt, welchen Restriktionen der regionalisierte Einsatzplan genügen muss und wie die Zielstellung definiert ist. Die folgenden Varianten des Engpassmanagements werden zur Untersuchung der oben genannten Forschungsfragen entwickelt:

- **Basismodell:** Im Basismodell wird der Status der Regulierung zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit dargestellt. Dieser sieht vor, dass die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen minimiert wird. Eine Berücksichtigung der Kosten des Engpassmanagements findet nicht statt.
- **Hierarchisches Engpassmanagement (vorrangige KWK-Abregelung):** Zur Untersuchung des Potenzials von KWK-Anlagen die Abregelung zu reduzieren, wird die Zielfunktion des Basismodells in eine primäre und sekundäre Zielfunktion zerlegt und das Programm mehrstufig gelöst. Dadurch wird die Minimierung der Abregelung von EE- und KWK-Anlagen erreicht, unter Nachrangigkeit der KWK-Stromerzeugung.
- **Kostenbasiertes Engpassmanagement:** In dieser Variante werden auftretende Engpässe gelöst, mit der Zielstellung minimaler Kosten. Die Abwägung zwischen zusätzlichen Kosten und verringerter Abregelung kann explizit mithilfe einer Pönalisierung der Abregelung gesteuert werden.

Die mathematische Formulierung des Optimierungsproblems erfolgt analog zur Notation der einzelwirtschaftlichen Einsatzplanung der Fernwärmesystembetreiber in Kapitel 3.6. Die Problemklasse entspricht einem gemischt-ganzzahlig linearen Programm (GGLP) und wird auch mit Mixed Integer Program (MIP) bezeichnet. Die entwickelten Ausprägungen des Optimierungsprogramms sind in Java umgesetzt und vollständig in einem gemeinsamen Modellrahmen mit den in Kapitel 3 vorgestellten Modulen gekoppelt. Für die Optimierung wird die kommerzielle Software Gurobi als Löser verwendet.

4.1 Basismodell: Abbildung des Status Quo

Das Basismodell des Engpassmanagements, das im Basisszenario eingesetzt wird, bildet den Status der Regulierung zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit ab. Darin ist vorgegeben, dass Netzbetreiber die EE-Stromerzeugung abregeln dürfen, wenn es sonst zur Überlastung von Netzbetriebsmitteln kommen würde und wenn die Eingriffe des Netzbetreibers in der Art erfolgen, dass möglichst wenig Abregelung auftritt. Zur Einordnung der geltenden Regelungen des Netzengpassmanagements sei auf Kapitel 2.3 verwiesen.

4.1.1.1 Zielfunktion

Die Zielfunktion im Basismodell orientiert sich am Wortlaut des Erneuerbaren Energien Gesetzes (Deutscher Bundestag 2017b) und minimiert daher die abregelnden Eingriffe in die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und von KWK-Anlagen:

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(- \sum_{gd \in GD_i} \Delta p_{gd,t}^{el} - \sum_{ek \in EK_i} (\Delta p_{ek,t}^{el} - \Delta p_{ek,t}^{th}) \right) \quad (3)$$

- $\Delta p_{i,t}^{wnd}$ Abregelung des Wind-Stromerzeugungspotenzials an Netzknoten i in Zeitschritt t [MW]
- $\Delta p_{i,t}^{sol}$ Abregelung des Solar-Stromerzeugungspotenzials [MW]
- $\Delta p_{i,t}^{bio}$ Abregelung des Bio-Stromerzeugungspotenzials [MW]
- $\Delta p_{gd,t}^{el}$ Veränderung der Stromerzeugung der KWK-Anlage gd vom Typ Gegendruck (Reduktion entspricht negativen Werten) [MW]
- $\Delta p_{ek,t}^{el}$ Veränderung der Stromerzeugung der KWK-Anlage ek vom Typ Entnahmekondensation (Reduktion entspricht negativen Werten) [MW]
- $\Delta p_{ek,t}^{th}$ Veränderung der Wärmebereitstellung (Reduktion entspricht negativen Werten) [MW]
- T Menge der Zeitschritte im Simulationszeitraum
- t Laufvariable der Zeitschritte
- I Menge der Knoten im betrachteten Netzmodell
- i Laufvariable der Netzknoten
- GD_i Menge der KWK-Anlagen vom Typ Gegendruck am Netzknoten i
- gd Laufvariable der KWK-Anlagen vom Typ Gegendruckturbine
- EK_i Menge der KWK-Anlagen vom Typ Entnahmekondensation
- ek Laufvariable der KWK-Anlagen vom Typ Entnahmekondensation

4.1.1.2 Nebenbedingungen

Strombilanz pro Netzknoten: Als wichtige Restriktion für die Leistungsflussberechnung wird vorgegeben, dass sich die Summe der Stromerzeugung und Stromnachfrage je Netzknoten auf null summiert. Hierbei werden die Stromimporte und Stromexporte über Leitungen, die an den betrachteten Netzknoten angeschlossen sind, berücksichtigt. Dadurch ergeben sich die Stromnachfrage und die EE-Stromerzeugung als wichtige Treiber des Modells, die einen Transport von Strom über die elektrische Netzinfrastruktur des Modells notwendig machen und gegebenenfalls zu Engpässen führen.

$$\begin{aligned} & G_{i,t}^{wnd} - \Delta p_{i,t}^{wnd} + G_{i,t}^{sol} - \Delta p_{i,t}^{sol} + G_{i,t}^{bio} \\ & - \Delta p_{i,t}^{bio} + G_{i,t}^{rst} + p_{i,t}^{mrk} \\ & + \sum_{gd \in GD_i} p_{gd,t}^{el} + \sum_{ek \in EK_i} p_{ek,t}^{el} - \sum_{s \in S_i} p_{s,t} \\ & - \sum_{j \in I} p_{ij,t} + \sum_{j \in I} p_{ji,t} - D_{i,t}^{el} \\ & = 0 \end{aligned} \quad \forall i \in I; \forall t \in T$$

- $G_{i,t}^{wnd}$ Wind-Stromerzeugungspotenzial an Netzknoten i in Zeitschritt t [MW]

$G_{i,t}^{sol}$	Solar-Stromerzeugungspotenzial [MW]
$G_{i,t}^{bio}$	Biomasse-Stromerzeugungspotenzial [MW]
$G_{i,t}^{rst}$	Stromerzeugungspotenzial sonstiger EE-Technologien [MW]
$p_{gd,t}^{el}$	Stromerzeugung der KWK-Anlage gd (Typ Gegendruck) [MW]
$p_{ek,t}^{el}$	Stromerzeugung der KWK-Anlage ek (Typ Entnahmekondensation) [MW]
$p_{s,t}$	Stromverbrauch in der Strom-zu-Wärme (SzW) Anlage s [MW]
S_i	Menge der SzW-Anlagen am Netzknoten i
s	Laufvariable der SzW-Anlagen
$p_{ij,t}$	Stromtransport von Netzknoten i zu Netzknoten j über Leitung "ij" [MW]
$p_{ji,t}$	Stromtransport von Netzknoten j zu Netzknoten i über Leitung "ji" [MW]
$p_{i,t}^{mrk}$	Stromaustausch mit dem Großhandelsmarkt über die Modellnetzgrenzen hinaus (positive Werte entsprechen Import). Kann nur an Netzknoten mit Verbindung ins Übertragungsnetz ungleich Null werden. [MW]
$D_{i,t}^{el}$	Stromnachfrage [MW]

Wirkleistungsfluss zwischen Netzknoten: Der aktive Leistungsfluss über eine Leitung von Knoten i zu Knoten j ist abhängig von der Spannungswinkeldifferenz zwischen den Knoten, dem Spannungslevel und der Reaktanz der betreffenden Leitung. Die physikalischen Zusammenhänge des elektrischen Leistungsflusses werden im Rahmen dieser Arbeit als linear angenommen und wie folgt in die Optimierung integriert:

$$p_{ij,t} = \frac{U^2 \times (o_{i,t} - o_{j,t})}{X_{ij}} \quad \forall ij \in L; \forall t \in T \quad (4-1)$$

U	Vorherrschender Spannungslevel im betrachteten Modellnetz [kV]
$o_{i,t}$	Spannungswinkel an Netzknoten i in Zeitschritt t [rad]
X_{ij}	Blindwiderstand (Reaktanz) von Leitung ij [Ω]
L	Menge der Leitungen des betrachteten Modellnetzes

Begrenzung des Wirkleistungsflusses: Der Wirkleistungsfluss über eine Leitung ist begrenzt. Die Begrenzung einer Leitung ergibt sich häufig aus der Leiterseiltemperatur, die bei ansteigendem Strom zunimmt und einen Grenzwert nicht überschreiten darf. Zur Bestimmung der Begrenzung des Wirkleistungsflusses je Leitung werden die in Kapitel 3.2.2 aufgeführten Werte für den thermischen Grenzstrom verwendet und daraus, unter Anwendung des Nennspannungslevels von 110 kV, das Wirkleistungsflusslimit berechnet.

$$-\bar{P}_{ij} \leq p_{ij,t} \leq \bar{P}_{ij} \quad \forall ij \in L; \forall t \in T$$

\bar{P}_{ij} Wirkleistungsflusslimit der Leitung ij [MW], berechnet nach:

$$\bar{P}_{ij} = \text{therm. Grenzstrom [A]} * \text{Nennspannungslevel [V]} * \sqrt{3} * \frac{1}{10^6}$$

Abregelung des Stromerzeugungspotenzials Erneuerbarer Energien: Das maximal mögliche Stromerzeugungspotenzial aus Erneuerbaren Energien Quellen kann für einen Teil der Anlagen durch den Netzbetreiber abgeregelt werden. Mit Abregelung wird die Reduktion der tatsächlichen Stromerzeugung gegenüber der maximal möglichen Stromerzeugung bezeichnet. Für die Abregelung werden Kraftwerke auf Basis von Wind- und Solarenergie und auf Basis von Biomasse berücksichtigt. Die Abregelung kann maximal die Höhe des Stromerzeugungspotenzial erreichen.

$$0 \leq \Delta p_{i,t}^{wnd} \leq G_{i,t}^{wnd}; 0 \leq \Delta p_{i,t}^{sol} \leq G_{i,t}^{sol}; 0 \leq \Delta p_{i,t}^{bio} \leq G_{i,t}^{bio} \quad \forall i \in I; \forall t \in T$$

Wärmebilanz pro Netzknoten: Die Wärmenachfrage an einem Netzknoten muss durch die Wärmebereitstellung in jedem Zeitschritt genau gedeckt werden. Es gilt die Annahme, dass alle Optionen zur Wärmebereitstellung an einem Netzknoten vollständig zur Deckung der Wärmenachfrage genutzt werden können.

$$\sum_{gd \in GD_i} p_{gd,t}^{th} + \sum_{ek \in EK_i} p_{ek,t}^{th} + \sum_{h \in H_i} p_{h,t}^{th} + \sum_{s \in S_i} p_{s,t} \times \mu_s = D_{i,t}^{th} \quad \forall i \in I; \forall t \in T$$

$p_{gd,t}^{th}$ Wärmebereitstellung der KWK-Anlage gd vom Typ Gegendruck in Zeitschritt t [MW]

$p_{ek,t}^{th}$ Wärmebereitstellung der KWK-Anlage ek vom Typ Entnahmekondensation [MW]

$p_{h,t}^{th}$ Wärmebereitstellung der HW-Anlage h [MW]

H_i Menge der HW-Anlagen am Netzknoten i

h Laufvariable der HW-Anlagen

μ_s Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Strom zu Wärme [-]

$D_{i,t}^{th}$ Wärmenachfrage [MW]

Kraft-Wärme-Kopplung von Anlagen vom Typ Gegendruck: Für KWK-Anlagen vom Typ Gegendruck wird ein konstantes Verhältnis zwischen Stromerzeugung und Wärmebereitstellung angenommen. Die Anpassung der Strom- oder Wärmeabgabe hat also unmittelbaren Einfluss auf die Abgabe des jeweils anderen Energieträgers. Detailliertere Angaben zur modellhaften Darstellung von KWK-Anlagen vom Typ Gegendruck im Rahmen dieser Arbeit finden sich in Kapitel 3.5.3.1.

$$\frac{p_{gd,t}^{el}}{\mu_{gd}^{el}} = \frac{p_{gd,t}^{th}}{\mu_{gd}^{th}} \quad \forall i \in I; \forall gd \in GD_i; \forall t \in T$$

- Elektrischer Wirkungsgrad der KWK-Anlage gd vom Typ
 μ_{gd}^{el} Gegendruck angeschlossen an das Fernwärmesystem an
 Netzknoten i [-]
 μ_{gd}^{th} Thermischer Wirkungsgrad [-]

Mindest- und Maximalbetrieb von KWK-Anlagen vom Typ Gegendruck: Für die Einsatzplanung der KWK-Anlagen vom Typ Gegendruck wird berücksichtigt, dass ein Mindestwert für die Stromerzeugung nicht unterschritten werden kann, beziehungsweise nur unterschritten werden kann, wenn die Anlage außer Betrieb genommen wird. Dafür wird die Entscheidungsvariable über die Stromerzeugung unter Zuhilfenahme binärer Variablen auf Werte zwischen einem minimalen und maximalen Betrag oder null beschränkt. Nimmt die Binärvariable den Wert eins an, so ist die Anlage in Betrieb und die Stromerzeugung der betreffenden KWK-Anlage auf Werte zwischen Mindest- und Maximalleistung beschränkt. Ist die Anlage außer Betrieb, so entspricht dies einem Wert der Binärvariable von null und die Stromerzeugung muss den Wert null einnehmen.

$$\underline{p}_{gd}^{el} \times b_{gd,t} \leq p_{gd,t}^{el} \leq \overline{p}_{gd}^{el} \times b_{gd,t} \quad \forall i \in I; \forall gd \in GD_i; \forall t \in T$$

- \underline{p}_{gd}^{el} Minimale Stromerzeugung der gd -ten KWK Anlage vom Typ Gegendruck [MW]
 \overline{p}_{gd}^{el} Maximale Stromerzeugung [MW]
 $b_{gd,t}$ Binärvariable, die angibt ob die Anlage ein-(=1) oder ausgeschaltet (=0) ist [-]

Kraft-Wärme-Kopplung und Mindest- und Maximalbetrieb von Anlagen vom Typ Entnahmekondensation: Für KWK-Anlagen vom Typ Entnahmekondensation wird eine höhere Flexibilität für die Kopplung von Strom- und Wärmeabgabe implementiert (vgl. 3.5.3.2). Mittels des folgenden Gleichungssystems werden die extremen Betriebsweisen der Anlage dargestellt, nämlich der reine Gegendruckbetrieb und der reine Kondensationsbetrieb. Über die Stromkennzahl wird die Menge aller zulässigen Kombinationen der zwei extremen Betriebsweisen definiert. Außerdem wird auch für KWK-Anlagen vom Typ Entnahmekondensation die Beschränkung einer Mindestbetriebsleistung mittels binärer Entscheidungsvariablen berücksichtigt.

$$p_{ek,t}^{el} \geq \underline{p}_{ek}^{el,kon} \times b_{ek,t} - \beta_{ek} \times p_{ek,t}^{th} \quad \forall ek \in EK_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$p_{ek,t}^{el} \geq \sigma_{ek} \times p_{ek,t}^{th} \quad \forall ek \in EK_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$p_{ek,t}^{el} \leq \overline{p}_{ek}^{el,kon} \times b_{ek,t} - \beta_{ek} \times p_{ek,t}^{th} \quad \forall ek \in EK_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

- $\underline{p}_{ek}^{el,kon}$ Minimale Stromerzeugung bei reinem Kondensationsbetrieb
 [MW]
 $b_{ek,t}$ Binärvariable, die angibt ob die Anlage ein- oder ausgeschaltet
 ist [-]

β_{ek}	Stromverlustkennzahl (stets positiv): $\beta_{ek} = -\frac{\bar{p}_{ek}^{el,ggn} - \bar{p}_{ek}^{el,kon}}{\bar{p}_{ek}^{th,ggn}}$
$\bar{p}_{ek}^{el,kon}$	Maximale Stromerzeugung bei reinem Kondensationsbetrieb [MW]
$\bar{p}_{ek}^{el,ggn}$	Maximale Stromerzeugung bei reinem Gegendruckbetrieb [MW]
$\bar{p}_{ek}^{th,ggn}$	Maximale Wärmebereitstellung bei reinem Gegendruckbetrieb [MW]
σ_{ek}	Stromkennzahl: $\sigma_{ek} = \frac{\mu_{ek}^{el,ggn}}{\mu_{ek}^{th,ggn}}$
$\mu_{ek}^{th,ggn}$	Thermischer Wirkungsgrad bei reinem Gegendruckbetrieb [-]

Mindest- und Maximalbetrieb von HW-Prozessen: Für Heizwerke, die nur Wärme und keinen Strom bereitstellen, wird angenommen, dass diese stufenlos zwischen Nichtbetrieb und Maximalbetrieb betrieben werden können.

$$0 \leq p_{h,i,t}^{th} \leq \bar{p}_{h,i}^{th} \quad \forall h \in H_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$\bar{p}_{h,i}^{th}$ Maximale Wärmebereitstellung der h -ten HW-Anlage [MW]

Eingriff in die einzelwirtschaftliche Einsatzplanung von KWK- und HW-Anlagen im Rahmen des Engpassmanagements: Die einzelwirtschaftliche Einsatzplanung von KWK- und HW-Anlagen durch die Betreiber von Fernwärmesystemen (vgl. Kapitel 3.6) kann durch den Netzbetreiber im Rahmen des Engpassmanagements angepasst werden. Zulässig sind Abregelungen der Stromerzeugung von KWK-Anlagen vom Typ Gegendruck und Entnahmekondensation, maximal in Höhe der einzelwirtschaftlich geplanten Stromerzeugung. Zudem kann die Wärmebereitstellung durch HW-Anlagen erhöht werden und gegebenenfalls reduzierte Wärmebereitstellung in KWK-Anlagen ersetzen.

$$\Delta p_{gd,t}^{el} = p_{gd,t}^{el} - G_{gd,t}^{el} \quad \forall gd \in GD_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$\Delta p_{gd,t}^{el} \leq 0$$

$$\Delta p_{ek,t}^{el} = p_{ek,t}^{el} - G_{ek,t}^{el} \quad \forall ek \in EK_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$\Delta p_{ek,t}^{el} \leq 0$$

$$\Delta p_{ek,t}^{th} = p_{ek,t}^{th} - G_{ek,t}^{th} \quad \forall ek \in EK_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$\Delta p_{ek,t}^{th} \geq 0$$

$$\Delta p_{h,t}^{th} = p_{h,t}^{th} - G_{h,t}^{th} \quad \forall h \in H_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$\Delta p_{h,t}^{th} \geq 0$$

$\Delta p_{h,t}^{th}$	Veränderung der Wärmebereitstellung der HW-Anlage h in Zeitschritt t (Reduktion entspricht negativen Werten) [MW]
$G_{gd,t}^{el}$	Stromerzeugung der KWK-Anlage gd vom Typ Gegendruck in Zeitschritt t , resultierend aus der vorgeschalteten, einzelwirtschaftlichen Einsatzplanung [MW]
$G_{ek,t}^{el}$	Stromerzeugung der KWK-Anlage ek vom Typ Entnahmekondensation, resultierend aus der vorgeschalteten, einzelwirtschaftlichen Einsatzplanung [MW]
$G_{ek,t}^{th}$	Wärmebereitstellung, resultierend aus der vorgeschalteten, einzelwirtschaftlichen Einsatzplanung [MW]

Nichtnegativität: Alle Entscheidungsvariablen, die thermische oder elektrische Leistungsabgabe oder -aufnahme bezeichnen sind auf positive, reelle Zahlen beschränkt, wenn es nicht explizit anders angegeben ist.

4.2 Hierarchisches Engpassmanagement: Inkrementelle Weiterentwicklung des Status Quo

Für die Untersuchung, inwiefern KWK-Anlagen ein Potenzial aufweisen, um die EE-Abregelung zu reduzieren und welchen Einfluss dies auf die Kosten des Engpassmanagements hat, werden die folgenden Anpassungen gegenüber dem Basismodell vorgenommen:

- Die Zielfunktion des Basismodells wird in eine primäre und sekundäre Zielfunktion zerlegt, die in einem zweistufigen Berechnungsverfahren eingesetzt werden. Zunächst wird das Optimierungsprogramm unter Einsatz der primären Zielfunktion gelöst. Der erreichte Zielfunktionswert wird als zusätzliche Nebenbedingung in der zweiten Iteration eingeführt, die unter Einsatz der sekundären Zielfunktion gelöst wird. Es entsteht eine Hierarchie der Zielstellungen und multiple Kriterien können verfolgt werden. Für den vorliegenden Untersuchungsgegenstand bedeutet dies, dass zunächst die EE-Abregelung minimiert wird, unter Indifferenz gegenüber Veränderungen des Einsatzes von KWK- und HW-Anlagen. In der zweiten Iteration wird die gefundene Lösung in der Form korrigiert, dass solche Eingriffe in den Einsatz von HW- und KWK-Anlagen, die keinen Vorteil hinsichtlich der Abregelung erbringen, rückgängig gemacht werden.
- Des Weiteren werden dem Netzbetreiber weitreichendere Eingriffe in den Einsatzplan der HW- und KWK-Anlagen im Rahmen des Engpassmanagements eingeräumt.

Zusammenfassend unterscheidet sich das hierarchische Engpassmanagement vom Basismodell in der Zielfunktion und dem zulässigen Lösungsraum der Variablen, die die Veränderung des Einsatzes von HW- und KWK-Anlagen bezeichnen. Für die Ausgestaltung der hierarchischen Zielfunktion ist zudem noch eine Nebenbedingung über den Zielfunktionswert der ersten Iteration notwendig und die formale Abbildung der Betragsfunktion. Die Veränderungen bzw. Ergänzungen im hierarchischen Engpassmanagement werden im Folgenden mathematisch formuliert:

Primäre Zielfunktion: Die primäre Zielfunktion (4-2) wird um die Veränderung des Einsatzes von HW- und KWK-Anlagen bereinigt. Für den Zielfunktionswert ist im hierarchischen Engpassmanagement ausschließlich die Abregelung der EE-Stromerzeugung relevant. Für die

Ermittlung einer Lösung im hierarchischen Engpassmanagement, wird zunächst nur die primäre Zielfunktion berücksichtigt.

„Minimiere die Abregelung aus EE-Anlagen“

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (\Delta p_{i,t}^{\text{wnd}} + \Delta p_{i,t}^{\text{sol}} + \Delta p_{i,t}^{\text{bio}}) \quad (4-2)$$

Sekundäre Zielfunktion: Nachdem unter Minimierung der primären Zielfunktion eine Lösung gefunden wurde, wird das aufgestellte Optimierungsproblem erneut gelöst, in dieser zweiten Iteration unter Minimierung der sekundären Zielfunktion (4-3). Diese minimiert den Eingriff in die einzelwirtschaftliche Einsatzplanung von KWK- und HW-Anlagen durch den Netzbetreiber. Als Eingriffe sind sowohl positive als auch negative Veränderungen gegenüber dem einzelwirtschaftlichen Einsatzplan definiert.

„Minimiere die Eingriffe in den FW-Anlageneinsatz“

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\sum_{gd \in GD_i} |\Delta p_{gd,t}^{el}| \right. \\ \left. + \sum_{ek \in EK_i} (|\Delta p_{ek,t}^{el}| + |\Delta p_{ek,t}^{th}|) + \sum_{h \in HW} |\Delta p_{h,t}^{th}| \right) \quad (4-3)$$

Zielfunktionswert der primären Zielfunktion als Restriktion: Bei der Ermittlung einer Lösung unter der sekundären Zielfunktion darf der vorab erreichte Wert der primären Zielfunktion nicht verschlechtert werden. Dafür wird der in der ersten Stufe erreichte Wert der primären Zielfunktion als Nebenbedingung in das Optimierungsproblem mit aufgenommen. Die Nebenbedingung ist nur bei der Lösung des hierarchischen Engpassmanagements in der zweiten Stufe unter der sekundären Zielfunktion aktiv.

$$\sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (\Delta p_{i,t}^{\text{wnd}} + \Delta p_{i,t}^{\text{sol}} + \Delta p_{i,t}^{\text{bio}}) \\ \leq \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (\Delta p_{i,t}^{\text{wnd}*} + \Delta p_{i,t}^{\text{sol}*} + \Delta p_{i,t}^{\text{bio}*})$$

$\Delta p_{i,t}^{\text{wnd}*}$ Lösung für die Abregelung des Wind-Stromerzeugungspotenzials an Netzknoten i in Zeitschritt t unter Anwendung der primären Zielfunktion [MW]

$\Delta p_{i,t}^{\text{sol}*}$ Lösung für die Solar-Abregelung [MW]

$\Delta p_{i,t}^{\text{bio}*}$ Lösung für die Biomasse-Abregelung [MW]

Die stufenweise Ermittlung des Engpassmanagements mittels einer sekundären Zielfunktion dient dazu die Eingriffe des Netzbetreibers auf solche zu beschränken, die dem primären Ziel einer

minimalen Abregelung zuträglich sind. Eingriffe in den Einsatz der HW- und KWK-Anlagen durch den Netzbetreiber, die keinen Einfluss auf die Abregelung haben, werden dadurch ausgeschlossen. Ohne die stufenweise Korrektur kommt es zu weitaus höheren Eingriffen in den Einsatz der HW- und KWK-Anlagen im Rahmen des Engpassmanagement. Diese erfolgen, hinsichtlich der primären Zielfunktion, willkürlich und würden den angestrebten Vergleich der Algorithmen für das Engpassmanagement erschweren.

Eingriffe in HW- und KWK-Anlageneinsatz: Im hierarchischen Engpassmanagement werden die Veränderungen des KWK-Einsatzes im Rahmen des Engpassmanagement nicht mehr auf negative Werte beschränkt. Sollte die Erhöhung der KWK-Stromerzeugung hinsichtlich der Zielstellung vorteilhaft sein, so wird dies zugelassen. Analog dazu ist die Anpassung des Einsatzes von HW-Anlagen im hierarchischen Engpassmanagement ebenso mit positivem und negativem Vorzeichen zulässig.

$$\Delta p_{gd,t}^{el} \in \mathbb{R} \quad \forall gd \in GD_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$\Delta p_{ek,t}^{el}, \Delta p_{ek,t}^{th} \in \mathbb{R} \quad \forall ek \in EK_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$\Delta p_{h,t}^{th} \in \mathbb{R} \quad \forall h \in H_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

Betragsfunktion: Für die Aufstellung der sekundären Zielfunktion wird die Betragsfunktion verwendet, um Eingriffe im Rahmen des Engpassmanagements unabhängig vom Vorzeichen zu bestrafen. Die Betragsfunktion der jeweiligen Entscheidungsvariablen wird mittels der folgenden Hilfsvariablen und Gleichungen abgebildet:

$$\Delta p_{gd,t}^{el} = \Delta p_{gd,t}^{el,+} - \Delta p_{gd,t}^{el,-} \quad \forall gd \in GD_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$\Delta p_{gd,t}^{el,+}, \Delta p_{gd,t}^{el,-} \geq 0$$

$$\Delta p_{ek,t}^{el} = \Delta p_{ek,t}^{el,+} - \Delta p_{ek,t}^{el,-} \quad \forall ek \in EK_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$\Delta p_{ek,t}^{el,+}, \Delta p_{ek,t}^{el,-} \geq 0$$

$$\Delta p_{ek,t}^{th} = \Delta p_{ek,t}^{th,+} - \Delta p_{ek,t}^{th,-} \quad \forall ek \in EK_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$\Delta p_{ek,t}^{th,+}, \Delta p_{ek,t}^{th,-} \geq 0$$

$$\Delta p_{h,t}^{th} = \Delta p_{h,t}^{th,+} - \Delta p_{h,t}^{th,-} \quad \forall h \in H_i; \forall i \in I; \forall t \in T$$

$$\Delta p_{h,t}^{th,+}, \Delta p_{h,t}^{th,-} \geq 0$$

$\Delta p_{gd,t}^{el,+}$	Hilfsvariable, die eine positive Veränderung (Erhöhung) des einzelwirtschaftlichen Einsatzplans der KWK-Anlage gd vom Typ Gegendruck bezeichnet [MW]
$\Delta p_{gd,t}^{el,-}$	Hilfsvariable, die eine negative Veränderung bezeichnet [MW]
$\Delta p_{ek,t}^{el,+}, \Delta p_{ek,t}^{el,-}$	Hilfsvariablen für die Veränderung der Stromerzeugung von KWK-Anlage ek vom Typ Entnahmekondensation [MW]
$\Delta p_{ek,t}^{th,+}, \Delta p_{ek,t}^{th,-}$	Hilfsvariablen für die Veränderung der Wärmebereitstellung [MW]
$\Delta p_{h,t}^{th,+}, \Delta p_{h,t}^{th,-}$	Hilfsvariablen für die Veränderung der Wärmebereitstellung von HW-Anlage h [MW]

Wie folgt ergibt sich daraus der Betrag der Veränderung des Einsatzes von KWK- und HW-Anlagen:

$$|\Delta p| = \Delta p^+ + \Delta p^-$$

4.3 Kostenbasiertes Engpassmanagement

Als dritte Variante des Engpassmanagements wurde im Rahmen dieser Arbeit das kostenbasierte Engpassmanagement entwickelt.

Zielfunktion: Die Zielfunktion umfasst die Kosten, die mit den Eingriffen im Rahmen des Engpassmanagements verbunden sind und deren Summe minimiert wird. Die berücksichtigten Kostenbestandteile sind zum einen Kosten oder Erlöse am Großhandelsmarkt, die durch eine Veränderung der Stromhandelsbilanz des betrachteten Netzgebietes entstehen. Zum anderen werden die zusätzlichen oder vermiedenen Brennstoffkosten durch den Eingriff in den Einsatzplan von HW- und KWK-Anlagen berücksichtigt. Optional beinhaltet die Zielfunktion eine Pönalisierung der Abregelung, um die Abwägung zwischen Kosten und Abregelung steuerbar zu machen.

„Minimiere die Kosten des Engpassmanagements“

$$\min \sum_{t \in T} \left(C(\Delta p_t^{mrk}, R_t) + \sum_{i \in I} (\Delta p_{i,t}^{wnd} + \Delta p_{i,t}^{sol} + \Delta p_{i,t}^{bio}) \times C_p \right. \\ \left. + \sum_{i \in I} \left(\sum_{gd \in GD_i} \left(C_{gd,t} \times \frac{\Delta p_{gd,t}^{th}}{\mu_{gd}^{th}} \right) + \sum_{ek \in EK_i} \left(\frac{C_{ek,t} \times (\Delta p_{ek,t}^{th} \times \beta_{ek} + \Delta p_{ek,t}^{el})}{\mu_{ek}^{el,kon}} \right) + \sum_{h \in H_i} \left(C_{h,t} \times \frac{\Delta p_{h,t}^{th}}{\mu_h} \right) \right) \right) \quad (4-4)$$

$C(\cdot)$ Stückweise lineare Kostenfunktion für die Veränderung der Strom-Handelsbilanz [€]

Δp_t^{mrk} Veränderung der Strom-Handelsbilanz des betrachteten Modellnetzes (positive Werte entsprechen einer Erhöhung von Importen bzw. Senkung von Exporten)[MW]

R_t Residuallast des Marktgebietes [MW]

$C_{gd,t}$ Preis für den von gd verwendeten Brennstoff in t [€/MW_{th}]

$C_{ek,t}$ Brennstoffpreis [€/MW_{th}]

$C_{h,t}$ Brennstoffpreis [€/MW_{th}]

C_p Pönale für Abregelung [€/MW]

Pönalisierung von Abregelung: Dass eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien besteht und somit höhere Kosten für niedrigere Abregelungen akzeptiert werden, wird aus der Existenz von Fördermechanismen für EE-Stromerzeugung abgeleitet. Durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) wird Strom aus Erneuerbaren Energien Quellen gefördert, in 2015 lag die durchschnittliche Vergütung aller geförderten Anlagen nach BMWi (2017) bei 169 €/MWh. Dies umfasst alle Anlagen, die einen Vergütungsanspruch nach EEG besitzen, also auch Altanlagen, die eine weitaus höhere Förderung erhalten als Neuanlagen. Für neu zu bauende EE-Anlagen liegt der Vergütungssatz deutlich niedriger, in den Ausschreibungen in 2017 wurden Vergütungshöhen von teils 57 €/MWh erreicht. Die Spanne von 57 €/MWh bis 169 €/MWh erscheint als realistischer Bereich für die Zahlungsbereitschaft einer verringerten Abregelung, die zu einer erhöhten EE-Stromerzeugung führt. In der Arbeit von E-Bridge et al. (2014) wird die Abregelung beispielsweise in Höhe von 100 €/MWh bewertet.

Die Integration einer Zahlungsbereitschaft für die Vermeidung von Abregelungen im kostenbasierten Engpassmanagement, also eine Pönalisierung, hat direkten Einfluss auf die Entscheidungsfindung. Liegen die spezifischen Kosten für eine Minderung der Abregelung unterhalb der Zahlungsbereitschaft, so werden die zusätzlichen Kosten in Kauf genommen. Liegen sie darüber, so sind die zusätzlichen Kosten nicht mehr gerechtfertigt. Für das Auftreten von

negativen Preisen bedeutet dies, dass die Preise im Betrag hoch genug sein müssen um eine Abregelung opportun erscheinen zu lassen. Leicht negative Preise führen dann nicht mehr, wie in den vorangehend untersuchten Szenarien mit dem kostenbasierten Engpassmanagement, zu hohen Abregelungen (vgl. Abbildung 5-15). Die Pönalisierung der Abregelung C_p nimmt in allen betrachteten Szenarien den Wert null an, außer in den Analysen, die im Kapitel 5.6 beschrieben sind.

Handelsbilanz des betrachteten Netzgebietes: Für die Ermittlung der Veränderung der Strom-Handelsbilanz zwischen dem betrachteten Netzgebiet und dem Großhandelsmarkt, wird die Summe der jeweiligen Stromimporte oder -exporte an Netzknoten mit Verbindung ins Übertragungsnetz gebildet. Diese kann positive (Export) oder negative (Import) Werte annehmen und bestimmt den Stromaustausch mit dem Großhandelsmarkt über die Modellnetzgrenzen hinaus. Die Veränderung der Strom-Handelsbilanz ergibt sich als Differenz dieser Summe gegenüber der Strom-Handelsbilanz vor dem Engpassmanagement.

$$p_t^{mrk} = \sum_{i \in I} (p_{i,t}^{mrk}) \quad \forall t \in T$$

$$\Delta p_t^{mrk} = p_t^{mrk} - P_t^{mrk} \quad \forall t \in T$$

p_t^{mrk} Strom-Handelsbilanz des Modellnetzes nach Veränderungen im Rahmen des Engpassmanagements (positive Werte entsprechen Importen)

P_t^{mrk} Strom-Handelsbilanz des Modellnetzes vor Veränderungen im Rahmen des Engpassmanagements [MW]

Kostenfunktion des Großhandelsmarktes: Die Kosten, die sich für eine Veränderung der Strom-Handelsbilanz ergeben, hängen von der Höhe der Veränderung und von der Residuallast am betrachteten Großhandelsmarkt ab. Die Ermittlung des in dieser Arbeit verwendeten Zusammenhangs zwischen Residuallast und Kosten für die Stromerzeugung $F_0(x)$ wird in Kapitel 3.7 vorgestellt. Die dort herausgearbeitete Funktion wird als stückweis linear angenommen und im gemischt-ganzzahligen Optimierprogramm des kostenbasierten Engpassmanagements wie folgt abgebildet:

$$F_0^{lin}(x) = \begin{cases} f_1 + \frac{f_2 - f_1}{x_2 - x_1} \cdot (x - x_1), & x \leq x_1 \\ f_n + \frac{f_{n+1} - f_n}{x_{n+1} - x_n} \cdot (x - x_n), & x_n \leq x \leq x_{n+1} \\ f_N + \frac{f_N - f_{N-1}}{x_N - x_{N-1}} \cdot (x - x_N), & x_N \leq x \end{cases} \quad (4-5)$$

$F_0(x)$	Kostenfunktion, resultierend aus der Regression in Kapitel 3.8 [€]
$x_1 \dots x_N$	Eingangswerte für die Residuallast in N Schritten [MW]
$f_1 \dots f_N$	Funktionswerte der Kostenfunktion $F_0(x)$ für die Werte der Residuallast $x_1 \dots x_N$ [€]

Ausgehend von der Funktion in (4-5) wird die Kostenfunktion gebildet, die in einem Zeitschritt abhängt von der Veränderung der Strombilanz Δp_t^{mrk} und der Residuallast R_t des gesamten Marktgebietes.

$$C(\Delta p_t^{mrk}, R_t) = F_0^{lin}(R_t + \Delta p_t^{mrk}) - F_0^{lin}(R_t) \quad \forall t \in T$$

4.4 Ermittlung der Treibhausgasemissionen

Unter dem Begriff Treibhausgas (THG) werden im Folgenden die drei Treibhausgase Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffoxid (Lachgas, N₂O) zusammengefasst. Die Menge wird in Tonnen CO₂-Äquivalenten (t CO₂-Äq.) angegeben, wofür die in Tabelle 12 genannten Umrechnungsfaktoren angewendet werden.

Tabelle 12: Betrachtete Treibhausgase und deren Umrechnung in CO₂-Äquivalente und Anteil an den Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft in Deutschland (Memmler et al. 2017; Harthan et al. 2017).

	Kohlenstoffdioxid	Methan	Distickstoffoxid
Summenformel	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
CO₂-Äquivalent	1	25 CO ₂ /CH ₄	298 CO ₂ /N ₂ O
Anteil (2015)	96,1%	3,2%	0,7%

Durch Eingriffe im Rahmen des Engpassmanagements treten Veränderungen in den Emissionen zum einen lokal, innerhalb des betrachteten Netzgebietes auf. So zum Beispiel, wenn die Verbrennungsprozesse von HW- oder KWK-Anlagen verändert werden. Zum anderen beeinflussen Eingriffe im Rahmen des Engpassmanagement durch die Veränderung der zu deckenden Residuallast auch die Emissionen von Treibhausgasen am Großhandelsmarkt für Strom. Beide Effekte, die zum Teil entgegengesetzt wirken, fließen in die vorliegende Untersuchung ein und dienen der Bewertung veränderter Methoden und Technologien des Engpassmanagements hinsichtlich ihres Einflusses auf die Treibhausgasemissionen. Bei der Bestimmung des Einflusses einer Technologie oder Maßnahme auf die Treibhausgasemissionen in einem Energiesystem kann zwischen zwei grundsätzlichen Methoden unterschieden werden:

- 1) Substitution im bestehenden Energiesystem (z.B. Jochem et al. 2015): Hierbei werden die Emissionen eines in der Ausstattung konstanten oder sehr ähnlichen Energiesystems mit und ohne die zu bewertende Technologie oder Maßnahme verglichen. Für die Zuordnung der errechneten Veränderung der THG-Emissionen besteht ein gewisser Freiheitsgrad, dessen Bandbreite durch die folgenden Ansätze gut dargestellt wird:

- a. Unmittelbare Zuordnung: Die unmittelbare Veränderung in den THG-Emissionen wird vollständig der zu bewertenden Technologie bzw. Maßnahme (Veränderung) zugeordnet. Würde beispielsweise der Effekt einer zusätzlichen Windkraftanlage untersucht werden, dann wäre nur die Emission der tatsächlich substituierten Kraftwerksleistung maßgeblich. Wenn dies ein THG-neutrales Speicherwasserkraftwerk wäre, so würde keine Veränderung in den THG bilanziert werden, auch wenn Wechselwirkungen mit dem restlichen Kraftwerkspark womöglich zu Veränderung der THG-Emissionen führen würden.
 - b. Durchschnittsbetrachtung: Hierbei wird der Effekt einer Veränderung auf die Treibhausgasemissionen als Mittelwert über die Menge der relevanten Emittenten und gegebenenfalls einen Zeitraum bestimmt. Für das oben genannte Beispiel einer zusätzlichen Windkraftanlage sind dann die mittleren Emissionen des zugehörigen Kraftwerksparks als Bewertungsgrundlage maßgeblich und nicht allein die der substituierten Kraftwerksleistung. Die zeitliche Auflösung liegt üblicherweise zwischen einer viertelstündlichen oder jährlichen Betrachtung.
- 2) Gegenüberstellung mit Referenzsystem (z.B. Klobasa und Sensfuß 2016): Mit steigendem Anteil der zu bewertenden Veränderung am bestehenden Energiesystem, sinkt die Relevanz des bestehenden Ausgangssystems. Ein hoher Einsatz neuer Technologien oder Maßnahmen im Bewertungsszenario wird mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Veränderung der Anlagenkonfiguration im Ausgangssystem ermöglichen oder sogar erzwingen. Zudem ist bei der Bewertung eines hohen Grads an Veränderung der Betrachtungszeitraum meist langfristig angelegt. Aufgrund der technischen Lebensdauer von Anlagen sind daher unabhängig vom Szenario Änderungen gegenüber dem Ausgangssystem wahrscheinlich. In diesem Ansatz wird zur Bewertung des Einflusses auf die Treibhausgasemissionen ein Referenzszenario gebildet, das eine realistische Entwicklung des Ausgangssystems ohne die zu bewertenden Technologien oder Maßnahmen darstellt. Dieses wird dem Bewertungsszenario gegenübergestellt, in dem die zu bewertenden Technologien oder Maßnahmen inkludiert sind.

Für die Bewertung der unterschiedlichen Engpassmanagementalgorithmen und Flexibilitätsoptionen hinsichtlich der Treibhausgasemissionen am Großhandelsmarkt wird im Rahmen dieser Arbeit folgende Kombination der oben unter Substitution genannten Methoden angewendet:

- Durchschnittsbetrachtung für den Austausch mit dem Großhandelsmarkt: Wie bereits oben aufgeführt, besteht zum Erstellungszeitraum dieser Arbeit Unsicherheit darin, von welchen Marktteilnehmern und über welche Instrumente Veränderungen des Kraftwerkseinsatzes vorgenommen werden, die aufgrund von Netzrestriktionen notwendig sind (vgl. Kapitel 2.3). Die Bestimmung der anlagenscharfen Veränderung im Kraftwerkseinsatz und damit der vollständigen Änderung der Treibhausgasemissionen ist dementsprechend mit hoher Unsicherheit behaftet. Daher werden die Veränderungen der durch den Großhandelsmarkt zu deckenden Residuallast anhand des mittleren Ausstoßes an Treibhausgasemissionen des deutschen Kraftwerksparks bewertet. Dieser berechnet sich in 2015 als Quotient der Jahressumme an Treibhausgasemissionen von 306 Mio. t CO₂-Äq. (Harthan et al. 2017) und der Jahresstromerzeugung von 647 TWh (AGEB 2017) zu 0,47 t CO₂-Äq./MWh_{el}.
- Vollständige Zuordnung lokaler Änderungen im betrachteten Netzgebiet: Je nach Modellkonfiguration ist im Rahmen des Engpassmanagement die Anpassung des Einsatzes folgender Anlagen möglich: Solar- und Windkraftanlagen, Biomasseanlagen, KWK-, HW-, und SzW-Anlagen. Es wird angenommen, dass eine Veränderung des Einsatzes von Solar- und

Windkraftanlagen und SzW-Anlagen keinen direkten Einfluss auf Treibhausgasemissionen hat. Für die verbleibenden Anlagen werden die in Tabelle 13 aufgeführten Emissionsfaktoren für den eingesetzten Brennstoff verwendet. Aus dem im Rahmen des Engpassmanagements veränderten Einsatz ergeben sich Differenzen im Brennstoffverbrauch und damit den Emissionen je Anlage. Für die Stromerzeugung auf Basis von Biomasse wird ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von 36,44% angenommen. Dieser wurde anhand der deutschlandweiten Jahreswerte für den Brennstoffeinsatz (AGEB 2017) und die Bruttostromerzeugung (BDEW 2017) aus 2015 abgeleitet.

Tabelle 13: Emissionsfaktoren der berücksichtigten Brennstoffe in konventionell oder mit biogenen Brennstoffen befeuerten KWK-, HW- und Biomasseanlagen. Auf Basis von AGFW (2016) und eigenen Berechnung anhand Harthan et al. (2017) und AGEB (2017).

	Emissionsfaktor
Brennstoff	[t CO ₂ -Äq./MWh _{th}]
Steinkohle	0,34-0,35 (individuell nach Brennstoff)
Erdgas	0,13-0,2 ¹ (individuell nach Brennstoff)
Biomasse	0,02

Beim Vergleich der Emissionsfaktoren ist zu beachten, dass sich der ermittelte Faktor für den Austausch mit dem Großhandelsmarkt auf elektrische Energieeinheiten bezieht, während sich die Faktoren für die vollständige Zuordnung der Emissionen im betrachteten Netzgebiet auf den eingesetzten Brennstoff beziehen. Zudem werden, gemäß der Konvention für Treibhausgasinventare, bei der Verbrennung biogener Brennstoffe nur die entstehenden Emissionen von Methan und Distickstoffoxid als Treibhausgase gewertet, während CO₂-Emissionen als erneuerbar entfallen (Harthan et al. 2017). Mittels folgender Berechnung wird der Effekt des Engpassmanagements hinsichtlich der Treibhausgasemissionen ex-post zusammengefasst:

$$\Delta thg_t = E_{mrk} \times \Delta p_t^{mrk} + \sum_{i \in I} \left(\sum_{gd \in GD_i} \left(E_{gd} \times \frac{\Delta p_{gd,t}^{th}}{\mu_{gd}^{th}} \right) + \sum_{ek \in EK_i} \left(\frac{E_{ek} \times (\Delta p_{ek,t}^{th} \times \beta_{ek} + \Delta p_{ek,t}^{el})}{\mu_{ek}^{el,kon}} \right) + \sum_{h \in H_i} \left(E_h \times \frac{\Delta p_{h,t}^{th}}{\mu_h} \right) - E_{bio} \times \frac{\Delta p_{i,t}^{bio}}{\mu_{bio}} \right)$$

Δthg_t Veränderung der Treibhausgasemissionen in Folge des Engpassmanagements in Zeitschritt t [t CO₂-Äq.]

¹ Die Emissionsfaktoren werden den Angaben der Kraftwerksbetreiber nach AGFW (2016) entnommen. Diese betragen für alle mit Erdgas betriebenen Kraftwerke 0,2 [t CO₂-Äq./MWh_{th}]. Lediglich für eine Anlage wird vom Betreiber ein abweichender Emissionsfaktor von 0,13 [t CO₂-Äq./MWh_{th}] angegeben, was auf die Verwendung von THG-neutralen Ersatzbrennstoffen zurückzuführen ist.

E_{mrk}	Emissionsfaktor für die Veränderung der am Großhandelsmarkt zu deckenden Residuallast auf Basis der Durchschnittsbetrachtung: 0,47 [t CO ₂ -Äq./MWh _{el}]
E_{gd}	Emissionsfaktor für den von gd verwendeten Brennstoff [t CO ₂ -Äq./MWh _{th}]
E_{ek}	Emissionsfaktor [t CO ₂ -Äq./MWh _{th}]
E_h	Emissionsfaktor [t CO ₂ -Äq./MWh _{th}]
E_{bio}	Emissionsfaktor für Biomasseanlagen [t CO ₂ -Äq./MWh _{th}]
μ_{bio}	Elektrischer Wirkungsgrad von Biomasseanlagen [-]

5 Modellgestützte Analysen des Engpassmanagements im Verteilnetz

Im folgenden Kapitel wird der bis hierher beschriebene Modellrahmen dazu eingesetzt, die eingangs aufgestellten Forschungsfragen hinsichtlich des Engpassmanagements und der Potenziale einer Sektorenkopplung mit Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme (SzW) zu untersuchen. Als Modellrahmen werden in diesem Zusammenhang die in Kapitel 3 vorgestellten Annahmen und Teilmodelle zur Generierung von Eingangsdaten und die in Kapitel 4 vorgestellten Varianten des Engpassmanagements bezeichnet. Es werden insbesondere die folgenden Konfigurationen untersucht, die im weiteren Verlauf als Szenarien bezeichnet werden:

- **Basisszenario:** In diesem Szenario wird der Status Quo des Engpassmanagements in Schleswig-Holstein nachgebildet. Als Engpassmanagementalgorithmus kommt das Basismodell (Kapitel 4.1) zum Einsatz. Das Basisszenario dient einerseits dazu, den Modellrahmen anhand der Modellergebnisse mit historischen Daten zu vergleichen und eine Einschätzung über die Leistungsfähigkeit des Modells hinsichtlich einer realistischen Darstellung der im betrachteten Netzgebiet auftretenden Netzengpässe und Abregelungen zu ermöglichen. Zum anderen dienen die Resultate des Basisszenarios als Grundlage um die Effekte von Veränderungen des Engpassmanagements und des Einsatzes SzW-Anlagen ins Verhältnis zu setzen.
- **KWK-Potenzial:** Zur Untersuchung des Potenzials die EE-Abregelungen durch erhöhte Abregelung der KWK-Stromerzeugung zu reduzieren, wird in diesem Szenario das hierarchische Engpassmanagement (Kapitel 4.2) eingesetzt. Ebenso kommt das kostenbasierte Engpassmanagement (Kapitel 4.3) zum Einsatz und beide Methoden für das Engpassmanagement werden verglichen. Wichtigste Vergleichsgrößen sind die Jahreswerte für Abregelung, Emissionen von Treibhausgasen (THG) und die Kosten des Engpassmanagements.
- **SzW-Potenzial:** Für dieses Szenario werden zwei Varianten für den Ausbau der SzW-Kapazitäten erstellt und diese analog zum Szenario über das KWK-Potenzial untersucht und ausgewertet. Als Spezialfall wird ein Szenario untersucht in dem nur dort SzW-Kapazität berücksichtigt wird, wo der Einfluss auf die Abregelung am höchsten ist.
- **Pönalisierung von Abregelung:** Abschließend wird untersucht welche Möglichkeiten es im kostenbasierten Engpassmanagement (Kapitel 4.3) eröffnet eine monetäre Pönalisierung von Abregelung in die Zielfunktion mit aufzunehmen

Wenn nicht explizit abweichend aufgeführt, wird stets das Jahr 2015 als Betrachtungszeitraum gewählt.

5.1 Ergebnisse des Basisszenarios unter Anwendung des Basismodells

Mit Basisszenario wird die Anwendung des Basismodells auf den Betrachtungszeitraum 2015 bezeichnet. Die Formulierung des Basismodells in Kapitel 4.1 orientiert sich an den zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit geltenden Regulierungsstatus des Einspeisemanagements, das regelt wie Netzbetreiber mit Engpässen, die durch Erneuerbare Energien ausgelöst werden und den damit verbundenen Abregelungen umgehen sollen. Insbesondere setzt sich im Basismodell die

Zielfunktion aus der abgeregelten Energiemenge aus Erneuerbaren Energien und den Veränderungen des KWK-Einsatzes zusammen, deren Summe minimiert wird. Die Bestimmungen des Einspeisemanagements liegen nicht als eindeutig nachvollziehbares, mathematisches Modell vor, sondern in Form von Freitext (BNetzA 2018b) bzw. Gesetzestext (Deutscher Bundestag 2017b). Der Prozess der Erstellung des Basismodells im Rahmen dieser Untersuchung umfasst die Formalisierung dieser Beschreibungen und die Repräsentation als Optimierprogramm mit eindeutig nachvollziehbarer Entscheidungsgrundlage.

In den folgenden Unterkapiteln wird eine Auswahl der Ergebnisse des Basisszenarios vorgestellt. Dazu zählt eine detaillierte Betrachtung der im Modell auftretenden Netzengpässe und Abregelung, inklusive der geographischen Verteilung. Außerdem wird anhand der Ergebnisse des Basisszenarios, die vorgenommene Linearisierung des Leistungsflusses auf Unterschiede gegenüber einem Leistungsfluss ohne Linearisierung geprüft.

Um zu überprüfen wie leistungsfähig das Basismodell hinsichtlich der Reproduktion von historischen Einspeisemanagement-Entscheidungen des betreffenden Netzbetreibers ist, wird abschließend ein Vergleich mit der Historie durchgeführt. Hierfür sei zu bemerken, dass Unterschiede zwischen Modellergebnissen und Historie sowohl auf Unterschiede im verwendeten Algorithmus für das Engpassmanagement zwischen Modell und Realität zurückzuführen sein könnten, als auch auf Unsicherheiten bezüglich der verwendeten Daten und Parameter für das Energiesystemmodell des betrachteten Netzgebietes. Wären beispielsweise die tatsächlichen Leitungsparameter um Größenordnungen von den verwendeten Annahmen verschieden, so wären hohe Abweichungen der Abregelentscheidungen zwischen Modell und Historie zu erwarten. In gewisser Hinsicht stellt der Vergleich also auch eine Plausibilisierung des aufgestellten Energiesystemmodells dar.

5.1.1 Aggregierte Darstellung der auftretenden Abregelung und Netzengpässe

Zur Analyse der engpassbehafteten Betriebsmittel im betrachteten Netzgebiet, wird eine DC-Leistungsflussberechnung mittels MATPOWER durchgeführt. Der im Rahmen dieser Arbeit entwickelte optimierende Leistungsfluss wurde in Java programmiert und mithilfe der Optimierungssoftware GUROBI gelöst. Die verschiedenen Ausführungen des entwickelten Optimierungsproblems wurden in Kapitel 4 formal beschrieben. Im Vergleich dazu bietet die Leistungsflussanalyse mithilfe von MATPOWER die folgende Ergänzung: Zum ersten ist eine reine Leistungsflussberechnung möglich, die für einen vorgegebenen Einsatz von Stromerzeugung und Stromverbrauch den Transport der Leistung über die Netzinfrastruktur berechnet. Im Gegensatz zur optimierenden Leistungsflussberechnung (OPF), die für das Engpassmanagement zum Einsatz kommt, werden in der reinen Leistungsflussberechnung (PF) die Kapazitätslimits von Netzbetriebsmitteln nicht berücksichtigt. Es können also Verletzungen der Netzrestriktionen auftreten und ausgelesen werden. Die ermittelten Kapazitätsüberschreitungen werden als Grundlage für die Analyse der auftretenden Netzengpässe in diesem Kapitel genutzt. Zum zweiten stellt MATPOWER ein effektives Werkzeug dafür dar, um die zu analysierenden Leistungsflüsse sowohl als DC- als auch AC-Leistungsfluss zu berechnen (vgl. Kapitel 2.2). Dies wird für den Vergleich zwischen DC- und AC-Leistungsfluss genutzt, um in Kapitel 5.1.2 eine Abschätzung der dadurch auftretenden Berechnungsfehler durchzuführen.

Zur Untersuchung der Engpässe, die im betrachteten Netzgebiet auftreten, wird eine DC-Leistungsflussberechnung durchgeführt und die Häufigkeit und das Ausmaß von Kapazitätsverletzungen ausgewertet. Als Eingangsdaten für die Leistungsflussberechnung

werden die nach Kapitel 3 regionalisierten Bestandteile der Stromnachfrage und Stromerzeugung verwendet. Diese gehen unmittelbar in die Berechnung ein, ohne dass sie im Rahmen eines Engpassmanagements angepasst werden. Leistungsflüsse, die zur Überschreitung des Kapazitätslimits an einem oder mehreren Netzbetriebsmitteln führen, werden zugelassen und die Überlastung ausgelesen.

Zur Verortung der kritischen Netzelemente wird die Häufigkeit der Überlastung von Netzbetriebsmitteln (Leitungen und Transformatorbänke) im Verlauf eines Simulationsjahres gezählt. Über die vier betrachteten Simulationsjahre 2012 bis 2015 steigt die Zahl der im Jahresverlauf mindestens einmal überlasteten Netzbetriebsmittel von 29 auf 57 an. Anhand der grafischen Darstellung in Abbildung 5-1 sind eindeutige geographische Schwerpunkte in der Belastung zu erkennen.

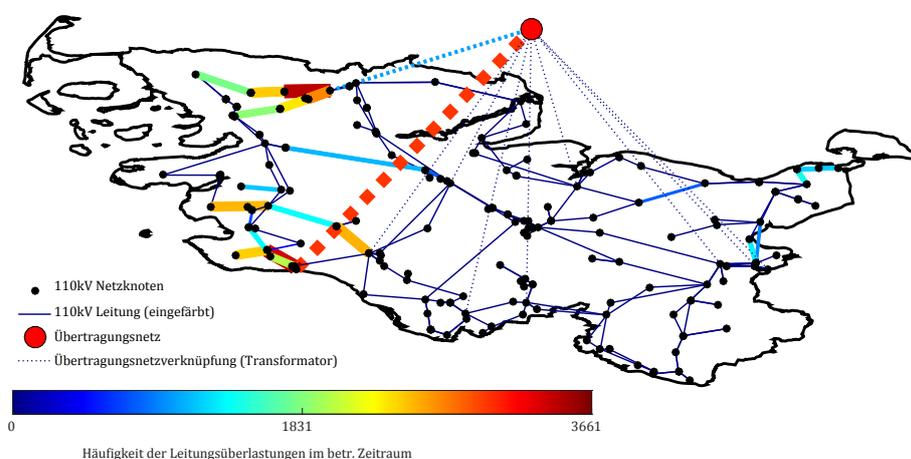


Abbildung 5-1: Leitungsüberlastung vor Maßnahmen im Rahmen des Engpassmanagement berechnet für das Simulationsjahr 2015. Gezählt werden die Zeitschritte in denen das Wirkleistungslimit überschritten wird. Die Einfärbung korrespondiert mit der Häufigkeit der Überlastungen, zudem ist die Strichstärke der Leitung proportional zur Überlastungshäufigkeit dargestellt.

Insbesondere Leitungen im westlichen Teil Schleswig-Holsteins, die die Küstenbereiche mit den Netzverknüpfungspunkten ins Übertragungsnetz verbinden und die Transformatoren an eben diesen Netzverknüpfungspunkten, bei Flensburg im Norden und Brunsbüttel im Süden, sind häufig engpassbehaftet. Die hohe installierte Leistung von Windkraftanlagen und damit verbundene Stromerzeugung im westlichen, küstennahen Gebiet von Schleswig-Holstein (vgl. Abbildung 3-11) führt bei entsprechenden Windverhältnissen zu Engpässen beim Transport der elektrischen Leistung ins Übertragungsnetz. Seit 2014 und zunehmend in 2015 kommen Engpässe im östlichen, küstennahen Bereich Schleswig-Holsteins dazu.

Im Rahmen des Engpassmanagements wird der Überlastung der engpassbehafteten Netzbetriebsmittel vorgebeugt, indem die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden. Im Basisszenario steht als Flexibilitätsoption ausschließlich die Abregelung von EE-Stromerzeugung zur Verfügung. Die Entscheidung darüber welche der zur Verfügung stehenden EE-Anlagen abgeregelt werden, um die Engpässe mit kleinstmöglicher Abregelung zu vermeiden, wird durch Anwendung des Basismodells getroffen (vgl. Kapitel 4.1). Die für das Netzgebiet resultierende Abregelung ist in Abbildung 5-2 dargestellt, aufgeschlüsselt auf die

Energieträger Wind, Solar und Biomasse. Der dominierende Anteil der Windkraft an der Abregelung wird daraus deutlich. Außerdem sind stark ausgeprägte Spitzen der Abregelung zu erkennen. In einzelnen Stunden und teilweise über wenige Tage, werden Werte von über 1500 MW erreicht. Zudem deutet die Abbildung auf eine leicht ausgeprägte Jahreszeitabhängigkeit der Abregelung hin. In den Wintermonaten wird tendenziell häufiger und in höherem Ausmaß abgeregelt als im Sommer.

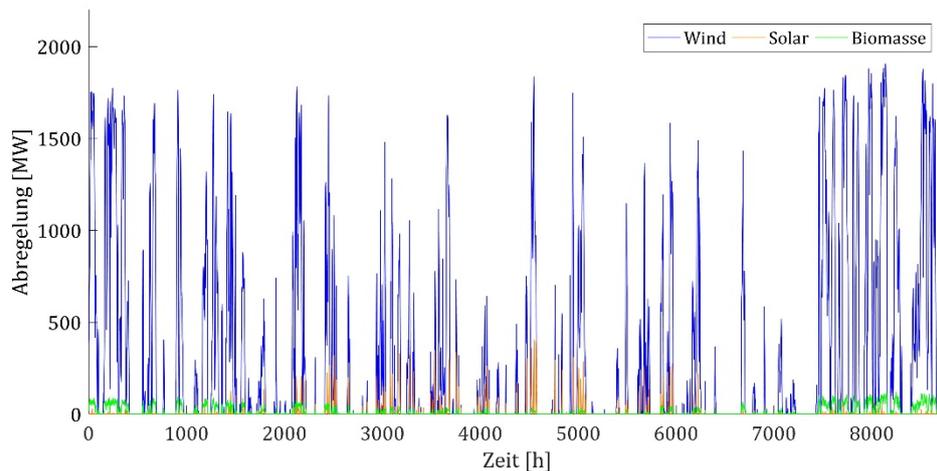


Abbildung 5-2: Aggregierte Abregelung für das gesamte Netzgebiet und je Energieträger, bei Anwendung des Basismodells für den Betrachtungszeitraum 2015.

Ergänzend zur Verteilung der Abregelung über die Zeit, wird in Abbildung 5-3 die räumliche Verteilung dargestellt. Zudem sind die Standorte von Windkraftanlagen, meist aggregiert als Windpark, eingezeichnet. Es ist zu erkennen, dass die von der Abregelung betroffenen Gebiete insbesondere im Westen Schleswig-Holsteins liegen. Dort, wo auch ein hoher Anteil der installierten Leistung von Windkraftanlagen zu finden ist. Auch im östlichen Teil des betrachteten Netzgebietes werden durch das Modell Abregelungen vorgenommen, jedoch in deutlich kleinerem Ausmaß. Im Vergleich zur Abbildung 5-1 wird ein geographischer Zusammenhang zwischen den Abregelungen und den Kapazitätsüberschreitungen von Leitungen deutlich. Die Abregelung, die zu hohen Anteilen Windkraftanlagen betrifft, findet größtenteils nahe den überlasteten Netzbetriebsmitteln statt.

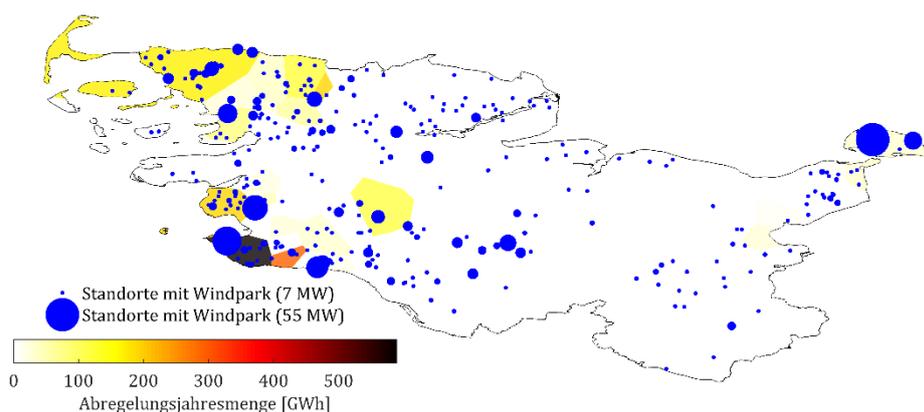


Abbildung 5-3: Räumliche Verteilung der Abregelung im Basisszenario und für den Betrachtungszeitraum 2015.

5.1.2 Überprüfung der Linearisierung im DC-Leistungsfluss

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Optimierungsprogramm für das Engpassmanagements führt die Anpassung der Leistungsflüsse im betrachteten Netzgebiet als DC-Leistungsfluss durch (vgl. Kapitel 4). Aufgrund der Linearisierungen im DC-Leistungsfluss gilt also implizit die Annahme, dass die Spannungswinkeldifferenz klein bleibt, Wirkwiderstände vernachlässigbar sind und dass im betrachteten Netzgebiet ein konstantes Spannungslevel vorherrscht (vgl. Kapitel 2.2). Im Folgenden wird beschrieben, wie die Ergebnisse der optimierenden DC-Leistungsflussberechnung, die aus dem im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modell resultieren, gegenüber den Ergebnissen einer AC-Leistungsflussberechnung verglichen werden. Dazu wird zum einen überprüft ob der Spannungswinkel im Simulationsverlauf tatsächlich klein bleibt und zum anderen die Differenz in den Wirkleistungsflüssen zwischen DC- und AC-Leistungsflussberechnung ermittelt. Die Berechnung des AC-Leistungsfluss erfolgt mittels MATPOWER, unter Verwendung der Ergebnisse des optimierenden DC-Leistungsflusses des entwickelten Basismodells (Kapitel 4.1) als Eingangsdaten. Vertiefende Informationen zur Umsetzung der AC-Leistungsflussberechnung in MATPOWER sind in der Arbeit von Zimmerman et al. (2011) enthalten.

Abbildung 5-4 stellt für jedes Tupel aus Netzknoten, die direkt mit einer Leitung verbunden sind und jeden Zeitschritt im Simulationsjahr 2015, das im Jahresverlauf auftretende Maximum der Differenz der jeweiligen Spannungswinkel dar. Es wird deutlich, dass die Spannungswinkeldifferenz im Betrag stets kleiner als 4° bleibt. Nach Purchala et al. (2005) liegt die Spannungswinkeldifferenz demnach in einem Bereich, in dem die Annahme von $\sin(\delta) = \delta$ im DC-Leistungsfluss zu keinem signifikanten Fehler führt. Die Spannungswinkeldifferenz wird für jedes der berechneten Szenarien ex-post hinsichtlich der Überschreitung dieser Schwelle überprüft.

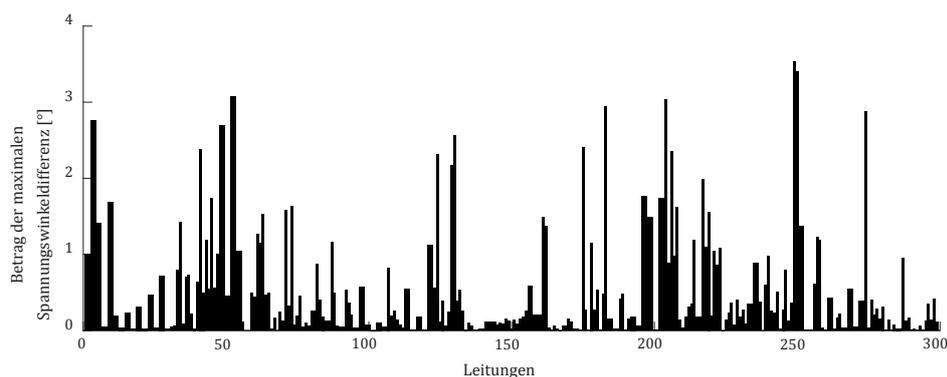


Abbildung 5-4: Jahresmaximum der Differenz der Spannungswinkel zwischen den Netzknoten im betrachteten Netzgebiet, die direkt durch Leitungen verbunden sind. Berechnungsgrundlage bildet das Basisszenario.

Zur Quantifizierung des Fehlers in den Wirkleistungsflüssen wird die Differenz je Leitung betrachtet, die sich aus der DC- gegenüber einer AC-Leistungsflussberechnung ergibt. Als Eingangsdaten dienen die aggregierten elektrischen Ein- oder Ausspeisungen je Netzknoten, die als Ergebnis aus dem Basisszenario hervorgehen. Abbildung 5-5 stellt die mit der jeweiligen Leitungskapazität normierte Differenz für alle Leitungen (inkl. Transformatoren) und Zeitschritte des Simulationsjahres 2015 dar. Die Abweichungen im Wirkleistungsfluss liegen für die Mehrzahl der Leitungen und Zeitschritte bei weniger als 1% bezogen auf die Wirkleistungskapazität der betreffenden Leitung. Die Extremwerte der Differenz liegen stets unter 4%.

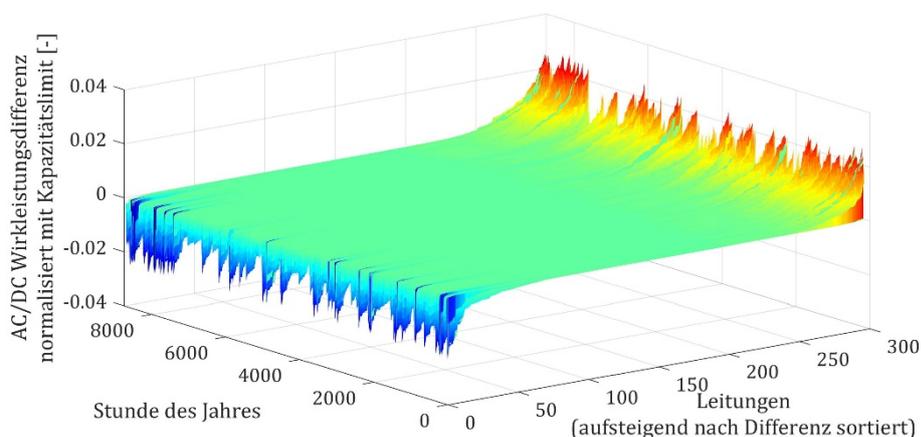


Abbildung 5-5: Differenz im Wirkleistungsfluss pro Leitung relativ zur Leitungskapazität von DC- gegenüber AC-Leistungsflussberechnung für das Simulationsjahr 2015. Eingangsdaten sind die Nettowerte von Stromerzeugung und -verbrauch je Netzknoten, resultierend aus dem Basisszenario.

Zur Einordnung dieser Abweichung kann zum Beispiel die pauschale Reduktion der Kapazität von Netzbetriebsmitteln auf 70% des Nennwertes genannt werden, die in vielen Studien zur vereinfachten Berücksichtigung des sogenannten (n-1)-Kriteriums verwendet wird (vgl. Kapitel 3.2.2). Auch die Unsicherheiten in den Eingangsdaten für die Kapazitäten der Netzbetriebsmittel (vgl. Kapitel 3.2.3) erweisen sich als Größenordnungen höher, als die Differenzen in der

Wirkleistung zwischen AC- und DC-Leistungsflussberechnung von 1-4%. Daher werden die Unterschiede in den Wirkleistungsflüssen von AC- und DC-Leistungsflussberechnung als für die Untersuchungsergebnisse vernachlässigbar eingestuft.

5.1.3 Vergleich der Modellergebnisse mit der historischen Abregelung

Für den Vergleich der Modellergebnisse mit historischen Daten ist zunächst die Erstellung einer entsprechenden, historischen Datenbasis erforderlich, da diese nicht direkt als Zeitreihe zur Verfügung steht. Hierzu werden die Veröffentlichungen von SH Netz (2018) herangezogen, die Informationen zu Einspeisemanagement-Maßnahmen enthalten im Rahmen derer EE-Abregelung erfolgt. Aus den Veröffentlichungen werden die folgenden Datenpunkte extrahiert:

- EEG-Anlagenschlüssel der betroffenen Anlage: Da die Veröffentlichungen über die Einspeisemanagement-Einsätze keine weiterführenden Informationen über die betroffenen Anlagen enthalten, werden diese mit den Angaben von EnergyMap (2015) ergänzt: Anhand des Anlagenschlüssels wird eine Stromerzeugungstechnologie zugeordnet (Windkraft-, Photovoltaik- oder Biomasseanlage) und die elektrische Nennleistung der Anlage ermittelt.
- Beschränkung der Stromerzeugung durch das Einspeisemanagement als Wert zwischen 0 und 1: Die Beschränkung multipliziert mit der im vorherigen Schritt ermittelten Nennleistung ergibt die maximal zugelassene Stromerzeugung der Anlage, die zwischen Nichtbetrieb (vollständige Begrenzung) und Nennleistung (keine Begrenzung) variiert.
- Start- und Endzeitpunkt der Beschränkung: Diese Angabe definiert den Zeitraum, in dem Abregelung stattfindet. Für Zeitpunkte außerhalb der Abregelung wird eine Beschränkung von 1 angenommen, also eine maximal zugelassene Stromerzeugung in Höhe der Nennleistung und damit keine Begrenzung.

Die beschriebenen Schritte werden für die veröffentlichten Einspeisemanagement-Einsätze ab dem 1.1.2014 durchgeführt. Damit steht für jede Anlage, die von Einspeisemanagement betroffen war, eine Zeitreihe über die Einspeisebeschränkung nach Einspeisemanagement zur Verfügung. Zur Berechnung der Abregelung wird nun noch die potenzielle Stromerzeugung je Anlage benötigt. Erst die Kombination beider Zeitreihen ergibt die Stromerzeugung, die aufgrund von Einspeisemanagement nicht erfolgen konnte. Abbildung 5-6 verdeutlicht wie die Abregelung als der Anteil der potenziellen Stromerzeugung berechnet wird, der über der Einspeisebeschränkung liegt, die im Rahmen des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber vorgegeben wird.

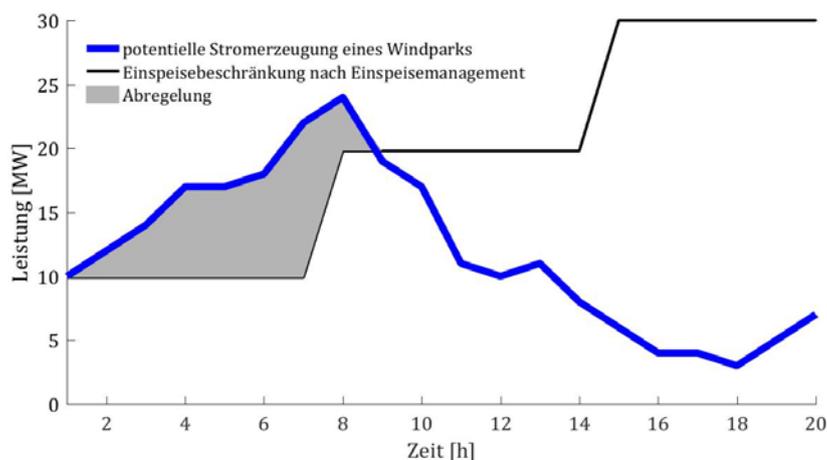


Abbildung 5-6: Grundlegende Funktionsweise wie sich aus der potenziellen Stromerzeugung eines Windparks und einer Einspeisebeschränkung im Rahmen des Einspeisemanagements eine Abregelung ergibt.

Die potenzielle Stromerzeugung der betroffenen Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen und Biomassekraftwerke wird mittels der in Kapitel 3.4 beschriebenen Modellbestandteile berechnet. Die Zeitreihe der Abregelung ergibt sich aus der Kombination der potenziellen Stromerzeugung und der Begrenzung der Einspeisung im Rahmen des Einspeisemanagements. Die Jahressummen der ermittelten Zeitreihen für die historische Abregelung weichen je nach betrachtetem Jahr noch von den von BNetzA (2017b) veröffentlichten Werten ab. Daher werden die Zeitreihen anschließend noch mit einem Faktor multipliziert, so dass die Jahresmengen für die Abregelung den historischen Werten entsprechen.

Der Vergleich zwischen den Ergebnissen bei Anwendung des Basismodells mit den historischen Werten wird für die Jahre 2014 und 2015 durchgeführt. Vor 2014 liegen die Veröffentlichungen zu den Einsätzen des Einspeisemanagements nicht anlagenscharf, sondern nur aggregiert je Umspannwerk vor, was zu deutlich höheren Unsicherheiten bei der Verarbeitung führt. Nach 2015 endet die für die Berechnung der potenziellen EE-Stromerzeugung verwendete Datenbasis. Abbildung 5-7 stellt einen beispielhaften Ausschnitt der zwei Zeitreihen in 2015 dar, die im Folgenden miteinander verglichen werden.

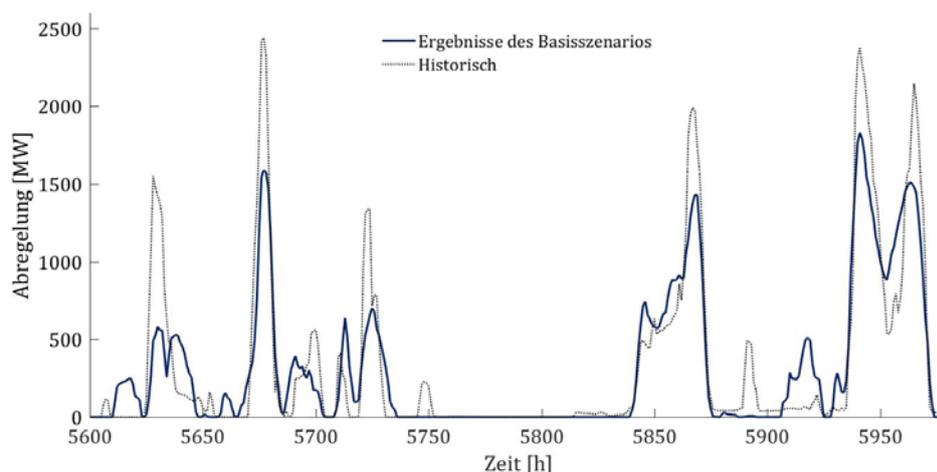


Abbildung 5-7: Ausschnitt aus den Zeitreihen der historischen Abregelung und der im Basisszenario modellierten Abregelung, aggregiert für das betrachtete Netzgebiet (2015).

Der Vergleich der Zeitreihen lässt einen starken Zusammenhang zwischen der Abregelung, die aus dem Basisszenario resultiert und der historischen Abregelung erkennen. Zeiten zu denen Engpässe zu EE-Abregelung geführt haben, werden durch das Modell größtenteils erkannt und ähnliche Entscheidungen hinsichtlich der aggregierten Abregelung getroffen. Häufig liegt die modellierte Abregelung, aggregiert für Schleswig-Holstein, unter dem historisch beobachteten Wert, wie auch in dem beispielhaften Ausschnitt der zwei Zeitreihen in Abbildung 5-7 zu beobachten ist. Im Mittel wird die Abregelung bei Anwendung des Basismodells für die Jahre 2014 und 2015 um 7,3% gegenüber den von BNetzA (2017b) angegebenen Jahreswerten unterschätzt (vgl. Tabelle 14). Insgesamt lässt die visuelle Inspektion der Zeitreihe jedoch einen hohen Zusammenhang zwischen den Modellergebnissen und der Historie erkennen. Quantitative Kennzahlen zum Vergleich der Zeitreihen von Modell und Historie, die die visuelle Inspektion ergänzen, sind in Tabelle 14 zusammengefasst.

Der mittels Zeitreihe festgestellte Zusammenhang lässt sich auch im Streudiagramm für die Jahre 2014 und 2015 erkennen (Abbildung 5-8). Zudem wird daraus deutlich, dass die systematische Unterschätzung, insbesondere für hohe Werte der Abregelung, ungefähr ab 1.500 MW und mehr, auftritt. Die Abweichung zwischen Modell und Historie in Zeitschritten mit weniger Abregelung erscheint gleichverteilt in positiver wie negativer Richtung. Der Pearson-Korrelationskoeffizient zwischen der modellierten Abregelung, aggregiert für Schleswig-Holstein und der historischen Zeitreihe über den betrachteten Zweijahreszeitraum von 2014 bis 2015 liegt bei 93% und bestätigt den hohen, positiven Zusammenhang.

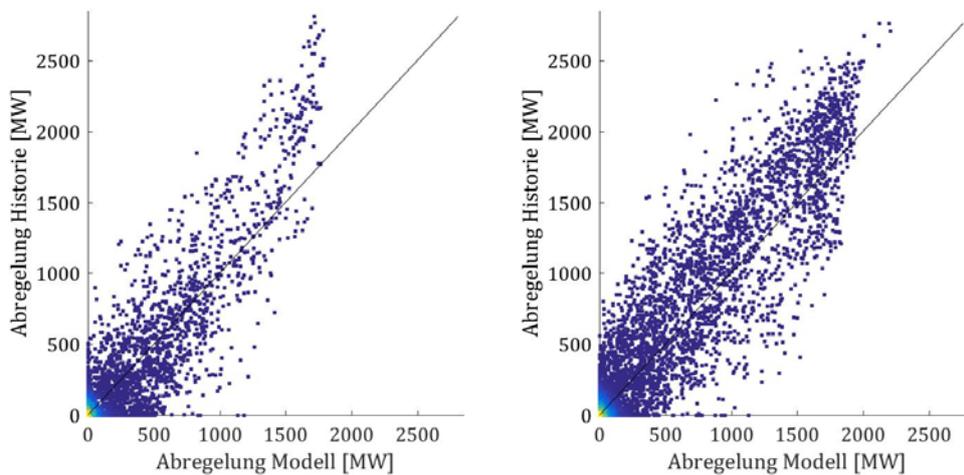


Abbildung 5-8: Streudiagramme zwischen historischer Abregelung und der im Basisszenario resultierenden Abregelung für die Jahre 2014 (links) und 2015 (rechts), jeweils aggregiert für das betrachtete Netzgebiet.

Anhand der zwei Zeitreihen der historischen und modellierten Abregelung werden die auftretenden Extremwerte miteinander verglichen. Hierzu wird einerseits für beide Zeitreihen der maximal auftretende Wert ermittelt. Dabei fallen signifikante Unterschiede zwischen Modell und Historie auf: In 2014 liegt der maximal auftretende Wert im Modell bei 64% des maximalen Wertes der Historie, in 2015 liegt dieses Verhältnis bei 80%. Es fällt insbesondere auf, dass der maximale Wert der Historie in 2014 über dem Wert von 2015 liegt, obgleich der Umfang der Abregelung und die Anzahl der Einsätze in 2015 deutlich höher liegen

Um Aussagen zu den auftretenden Maximalwerten zu treffen, die gegenüber Ausreißern robuster sind, wird daher als Maß für Extremwerte der $MARS_{95}$ verwendet.¹ Dieser gibt für eine Zeitreihe den Durchschnitt der Werte an, die größer oder gleich dem 95%-Quantil sind. Gemessen am $MARS_{95}$ liegen die auftretenden Extremwerte des Modells bei 83% (2014) bzw. 85% (2015) vom jeweiligen Wert der Historie. Der $MARS_{95}$ der Historie liegt für 2015 deutlich über dem Wert in 2014, was im Vergleich der Streudiagramme in Abbildung 5-8 auch auffällt. Tabelle 14 fasst die genannten Statistiken zum Vergleich der Abregelung in Modell und Historie zusammen.

¹ Die Verwendung des $MARS$ als Maß für Extremwerte orientiert sich an der Arbeit von Schermeyer et al. (2015), welche den „Maximum Amplitude of Radiation Supply“ für den Vergleich auftretender Extremwerte in Mess- und Modelldaten verwenden.

Tabelle 14: Ausgewählte Statistiken zum Vergleich der modellierten gegenüber der historischen Abregelung, aggregiert für das betrachtete Netzgebiet. Historische Jahresmengen basierend auf den Angaben von BNetzA (2017b).

		Modell	Historie
Linearer Korrelationskoeffizient [-]	2014	91%	
	2015	94%	
Abregelmenge [GWh]	2014	1.183	1.092
	2015	2.684	3.079
Maximum [MW]	2014	1.792	2.808
	2015	2.210	2.760
MARS ₉₅ [MW]	2014	1.219	1.461
	2015	1.770	2.073

5.2 Verwendung von Schattenpreisen

Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit werden Schattenpreise verwendet. Sie stellen ein aussagekräftiges Instrument zur Analyse räumlicher Zusammenhänge in einer elektrischen Netzinfrastruktur dar.² Die Schattenpreise einer Nebenbedingung geben für die Lösung eines linearen Optimierungsproblems an, wie sich eine marginale Veränderung der Grenze einer Nebenbedingung auf den Wert der Zielfunktion auswirkt. Sie geben Auskunft darüber welcher marginale Zugewinn durch eine marginale Verletzung der Nebenbedingung in der Zielfunktion erreicht werden könnte. (Nickel et al. 2011)

Als Nebenbedingung für die Ermittlung der Schattenpreise wird die elektrische Energiebilanz je Netzknoten verwendet. Im Falle des Basisszenarios und den Szenarios unter Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements geben die Schattenpreise die marginale Veränderung der Abregelung an, die durch eine marginale Veränderung der zu erhaltenden Leistungsbilanz am betreffenden Netzknoten verursacht würde. Die zu erhaltende Leistungsbilanz kann durch eine zusätzliche oder wegfallende Stromnachfrage oder auch Stromerzeugung beeinflusst werden. Die Schattenpreise dienen in diesem Fall als Indikator dafür, an welchen Standorten zusätzliche Flexibilität einen starken oder schwachen Einfluss auf die Zielfunktion hat und mit welchem Vorzeichen dieser wirkt. In Abbildung 5-9 sind die Schattenpreise der je Netzknoten aufgestellten Nebenbedingungen über die elektrische Energiebilanz für einen beispielhaften Zeitraum von 200 Stunden im Betrachtungszeitraum 2015 dargestellt. Die Auswahl fällt auf diesen Zeitraum, da hier ein Ereignis mit besonders hoher Abregelung auftritt. Der Einfluss von Raum und Zeit auf das Gewicht einer Leistungsänderung an einem Netzknoten für die Zielfunktion wird deutlich. Ausgangsbasis zur Berechnung des marginalen Einflusses auf die Abregelung je Netzknoten bilden die Ergebnisse des Basisszenarios (vgl. Kapitel 5.1).

Es ist zu erkennen, dass die Verletzung der Nebenbedingung über die Energiebilanz an den verschiedenen Netzknoten eine stark variierende Verbesserung im Wert der Zielfunktion ermöglichen würde. Dies kann so interpretiert werden, dass es eine Reihe von Netzknoten gibt, die über den gesamten betrachteten Zeitraum einen Einfluss auf die Abregelung von nahe oder

² Als alternative Bezeichnungen für die Schattenpreise werden auch „Werte der dual optimalen Lösung“ oder „Opportunitätskosten“ verwendet (Nickel et al. 2011).

gleich null haben. Die verbleibenden Netzknoten weisen unterschiedlich stark negative Schattenpreise auf. Dies bedeutet, dass für eine marginale Verletzung der Nebenbedingung mit positivem Vorzeichen eine Verminderung der Zielfunktion eintreten würde. Dieser marginale Überschuss an Wirkleistung an dem betreffenden Netzknoten kann als der Einfluss einer marginalen Einheit zusätzlicher Stromnachfrage interpretiert werden.

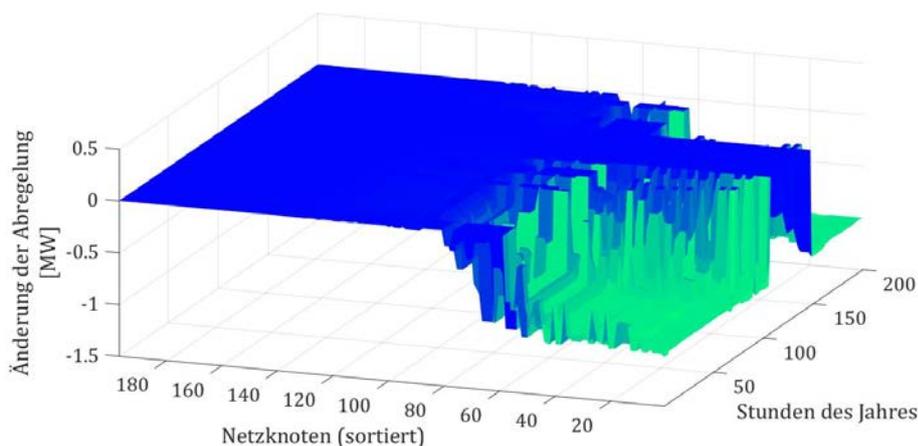


Abbildung 5-9: Einfluss einer zusätzlichen Einheit Stromnachfrage je Netzknoten und über die Zeit auf die Zielfunktion (Schattenpreis). Die Zielfunktion minimiert im hier betrachteten Basisszenario die Abregelung. Zur besseren Lesbarkeit sind die Netzknoten nach dem Mittelwert der Änderung der Abregelung aufsteigend sortiert.

Es kann außerdem beobachtet werden, dass der Einfluss einer zusätzlichen Einheit Stromnachfrage über die Zeit variiert. Dies ist in der Auslastung der unterschiedlichen Netzelemente begründet, die sich analog zu den Änderungen beispielweise in der Stromnachfrage oder Stromerzeugung aus Windkraftanlagen über die Zeit ändert. In einer Vielzahl der Zeitschritte nimmt der Einfluss einer zusätzlichen Einheit Stromnachfrage auf die Abregelung an allen Netzknoten einen Wert von null an. In diesen Zeitschritten tritt im betrachteten Netzgebiet auch ohne Abregelung kein Engpass auf und eine Verletzung der Energiebilanz würde hinsichtlich der Zielfunktion keine Veränderung erwirken.

Im kostenbasierten Engpassmanagement können die Schattenpreise der Nebenbedingung über die elektrische Energiebilanz als marginale Grenzkosten aufgefasst werden, die für die Deckung einer zusätzlichen Einheit Stromverbrauch anfallen. Da sie eine räumliche Auflösung je Netzknoten aufweisen, werden Sie im Folgenden als lokale Grenzkosten bezeichnet. Der Verlauf der lokalen Grenzkosten über Raum und Zeit ist für die Netzknoten des betrachteten Netzgebietes und den gleichen beispielhaften Zeitraum wie oben in Abbildung 5-10 dargestellt. Grundlage für die Berechnung der lokalen Grenzkosten bilden die Ergebnisse des kostenbasierten Engpassmanagement im Szenario „KWK-Potenzial“ (vgl. Kapitel 5.3.3).

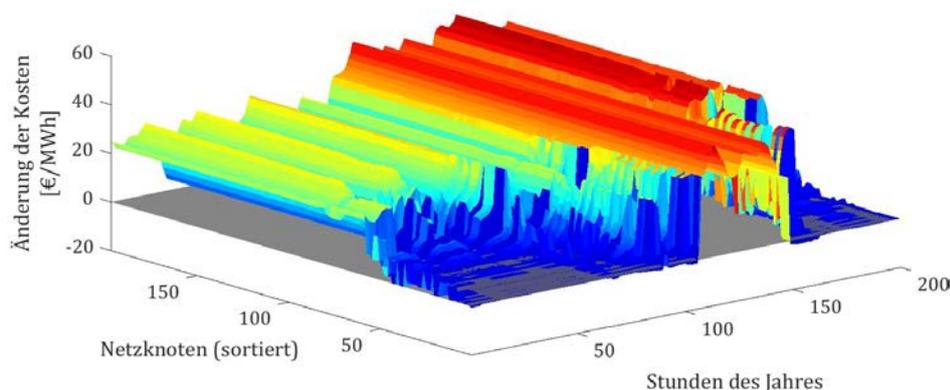


Abbildung 5-10: Einfluss einer zusätzlichen Einheit Stromnachfrage auf die Zielfunktion (Schattenpreis), je Netzknoten und über die Zeit. Im hier betrachteten kostenbasierten Engpassmanagement im Szenario „KWK-Potenzial“ werden die Kosten des Engpassmanagements minimiert. Zur besseren Lesbarkeit sind Änderung der Kosten von null als graue Fläche eingezeichnet und die Netzknoten aufsteigend nach dem Mittelwert ihrer lokalen Grenzkosten sortiert.

Bei der Betrachtung der lokalen Grenzkosten wird deutlich, dass diese eine starke Variation im Zeitverlauf besitzen. Dies ist auf die starken Trends im Großhandelspreis zurückzuführen, die von der Tages- und Jahreszeit und den Wochentagen geprägt sind. Im vorgestellten Algorithmus für das kostenbasierte Engpassmanagement müssen Eingriffe, die den Saldo der Importe beziehungsweise Exporte des betrachteten Netzgebietes verändern, über den Handel am Großhandelsmarkt ausgeglichen werden. Diese Kostenkomponente wirkt sich je nach betrachtetem Netzknoten unterschiedlich stark und mit variierendem Vorzeichen auf die lokalen Grenzkosten aus.

Die in Abbildung 5-10 dargestellte Oberfläche der lokalen Grenzkosten macht deutlich, dass die Deckung einer zusätzlichen Einheit Stromnachfrage an einer Vielzahl der Netzknoten in allen Zeitschritten den gleichen oder zumindest sehr ähnlichen Einfluss auf die Kosten des Engpassmanagements hat. Dies betrifft insbesondere Netzknoten, an denen eine Änderung der Leistungsbilanz nur einen sehr kleinen oder keinen Einfluss auf vorhandene Netzengpässe hat. Die Änderung der Kosten des Engpassmanagements für die Deckung einer zusätzlichen Einheit Stromverbrauch sind in diesem Fall gleich dem Großhandelspreis. Für Zeitschritte in denen keines der betrachteten Netzelemente einen Engpass aufweist, ergeben sich an allen Netzknoten identische Grenzkosten in Höhe des Großhandelspreises.

Bemerkenswert ist das Auftreten negativer, lokaler Grenzkosten bei gleichzeitig deutlich positivem Großhandelspreis. Dies kann beispielweise dann auftreten, wenn die zusätzliche Stromnachfrage an einem Netzknoten auf mehr als ein engpassbehaftetes Netzelement einen ausreichend hohen Einfluss hat, sodass eine überproportionale Verringerung der Abregelung erreicht wird. In diesem Fall führt die zusätzliche Stromnachfrage zwar zu steigenden Importen und damit zunehmenden Kosten, diese werden jedoch durch die sinkenden Importe und damit Kosten aufgrund der vermiedenen Abregelungen überkompensiert.

Beide vorgestellten Varianten der Schattenpreise werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit zur Interpretation der Wechselwirkungen im entwickelten Modellsystem verwendet. Zudem erfolgt die Standortwahl zusätzlicher SzW-Kapazitäten im explorativen SzW-Szenario 2 auf Basis der Höhe der lokalen Grenzkosten je Netzknoten.

5.3 Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung in Verbindung mit Fernwärmesystemen für das Engpassmanagement

Die Untersuchungen in diesem Kapitel dienen zur Widerlegung oder Bestätigung der eingangs aufgestellten Hypothese, dass die KWK-Stromerzeugung einen hohen Einfluss auf die Abregelung besitzt. Dazu wird zunächst in Kapitel 5.3.1 ein Extremszenario aufgestellt, in dem die KWK-Stromerzeugung vollständig aus dem Modellrahmen entnommen wird. Anhand der Ergebnisse wird eine Obergrenze für den Einfluss von KWK auf die Abregelung ermittelt. In den Kapiteln 5.3.2 und 5.3.3 wird respektive das hierarchische Engpassmanagement und das kostenbasierte Engpassmanagement angewendet, unter vollständiger Berücksichtigung der Restriktionen in der Wärmeversorgung. Der Einfluss der KWK-Stromerzeugung auf das Engpassmanagement hinsichtlich Abregelung und Kosten wird in diesen Kapiteln quantifiziert.

5.3.1 Betrachtung eines Szenarios unter Ausschluss der Sektorenkopplung in Fernwärmesystemen

Zur Quantifizierung einer oberen Schranke für das Potenzial von KWK-Anlagen die Abregelung von Erneuerbaren Energien zu reduzieren, dient zunächst ein Szenario ohne Fernwärmesysteme. In diesem Szenario werden jegliche Nebenbedingungen aus dem Basismodell (Kapitel 4.1) gestrichen, die mit der Deckung der Wärmenachfrage in Fernwärmesystemen in Verbindung stehen. Dazu gehören insbesondere die Wärmebilanz pro Netzknoten und die KWK-Variablen in der Strombilanz pro Netzknoten, welche zusammen die Sektorenkopplung ausmachen. Durch die Streichung verbleibt die elektrische Last pro Netzknoten als maßgeblicher Treiber des Modells, die unter minimaler EE-Abregelung gedeckt wird. In Tabelle 15 sind die Veränderungen in der EE-Abregelung, der KWK-Stromerzeugung und der Strombilanz gegenübergestellt.

Tabelle 15: Gegenüberstellung ausgewählter Ergebnisse des Basisszenarios und einer Variante des Basisszenarios ohne Fernwärmesysteme.

		Szenario		
		Basisszenario	ohne FW	Delta
Strombilanz	[GWh]	-1.112	735	1.848
KWK-Stromerzeugung	[GWh]	1.850	0	-1.850
Abregelung	[GWh]	2.684	2.682	-2

Es wird deutlich, dass das betrachtete Netzgebiet ohne die Stromerzeugung aus den KWK-Anlagen vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur von Strom wird. Die verringerte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen hat sehr geringe Auswirkungen auf die EE-Abregelungen, insgesamt kann die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien um rund 0,1% gesteigert werden. Dieser Wert kann als obere Schranke für das Potenzial von KWK-Anlagen zur Reduktion von EE-Abregelung

angesehen werden. Damit wird die eingangs erwähnte Hypothese, dass durch die Abregelung von KWK-Anlagen eine hohe Reduktion der Abregelungen erreicht werden kann, zumindest in absoluten Werten und aggregiert über alle betrachteten FW-Systeme widerlegt.

Eine Erklärung für den beschränkten Einfluss von KWK-Anlagen auf auftretende Engpässe und damit verbundene EE-Abregelung liegt insbesondere in der Lage der Netzverknüpfungspunkte. Für den Großteil der Netzknoten an welche die betrachteten KWK-Anlagen angeschlossen sind, gilt, dass sich die Veränderung der KWK-Stromerzeugung nur mit sehr geringer Sensitivität auf die von Engpässen betroffenen Leitungen auswirkt. Mit Sensitivität ist der Anteil gemeint, um den sich der Wirkleistungsfluss auf einer Leitung verändert, wenn die Leistungsbilanz an einem Netzknoten verändert wird.³ Der mittelbare Zusammenhang zwischen Sensitivität eines Netzknotens auf engpassbehaftete Leitungen und dem Einfluss der zur Verfügung stehenden Flexibilität der Leistungsabgabe an demselben Netzknoten auf die Abregelung von Erneuerbaren Energien, liegt in der beschränkenden Wirkung der Wirkleistungslimits der Leitungen auf die Stromerzeugung und -nachfrage an anderen Netzknoten.

Abbildung 5-11 gibt einen aggregierten Überblick über die Sensitivitäten zwischen einer Wirkleistungsveränderung an den Netzknoten mit Fernwärmesystem und den Leitungen, die im Simulationsverlauf mindestens einmal engpassbehaftet sind. Es fällt auf, dass nur das FW-System 2 im Maximum sehr hohe Sensitivitäten auf mindestens eine Leitung vorweist. Leistungsänderungen an dem Standort dieses FW-Systems haben beispielsweise auf die Transformatoren zwischen Verteil- und Übertragungsnetz in Flensburg eine Sensitivität von 87%, jedoch nur sehr niedrige Sensitivitäten auf andere engpassbehafteten Leitungen. Das FW-System 11 liegt weiter im Westen von Schleswig-Holstein und besitzt mit Werten zwischen 15% und 35% auf eine Reihe der häufig engpassbehafteten Leitungen im Westen des betrachteten Netzgebietes relevante Sensitivitäten. Jedoch ist am Fernwärmesystem 11 keine KWK-Stromerzeugung installiert, die Wärmenachfrage wird ausschließlich durch HW-Anlagen gedeckt, daher ist es nicht in der Abbildung enthalten.

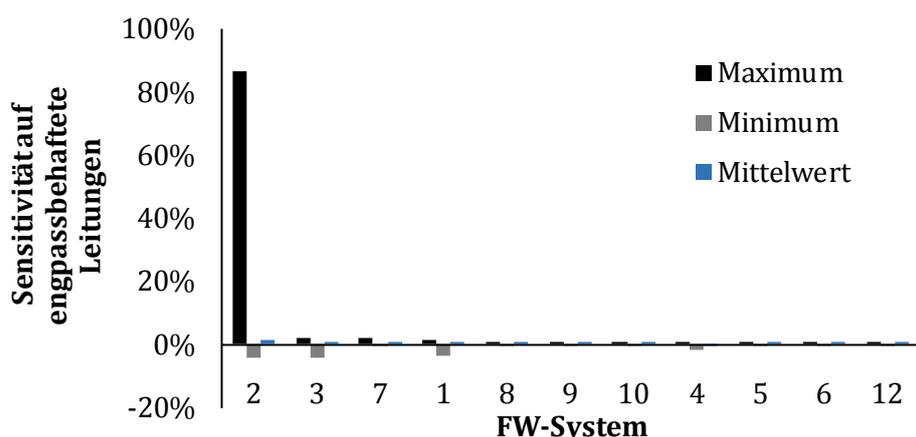


Abbildung 5-11: Sensitivitäten der Netzknoten an denen KWK-Anlagen von Fernwärmesystemen angeschlossen sind auf die Menge der Leitungen, die im betrachteten Simulationszeitraum mindestens einmal engpassbehaftet sind.

Auf Basis der überwiegend geringen Sensitivitäten wird das geringe Potenzial von KWK-Anlagen die EE-Abregelung zu mindern auf die diesbezüglich ungünstige Lage der meisten

³ In der Literatur wird die Sensitivität auch mit „Power Transfer Distribution Factor“ (PTDF) bezeichnet (vgl. Kapitel 2.2.2).

Fernwärmesysteme innerhalb des betrachteten Netzgebietes zurückgeführt. Bemerkenswert ist, dass für einige Fernwärmesysteme negative Sensitivitäten auftreten. Für den Fall, dass genau diese Netzbetriebsmittel engpassbehaftet sind und die positiven Sensitivitäten auf andere Engpässe im Betrag kleiner sind, kann also unter Umständen eine Erhöhung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen zu einer Verringerung der EE-Abregelung führen (vgl. Abbildung 5-13).

Die Sensitivitäten zwischen Netzknoten und engpassbehafteten Leitungen stellen zwar ein gutes Instrument zur übersichtlichen Darstellung der grundlegenden Wechselwirkungen in der betrachteten Netzinfrastruktur dar, sind jedoch nur ein Bestandteil der für die Entscheidungsfindung relevanten Parameter. Je nach Variation der Variablen, die die Stromerzeugung und -nachfrage determinieren (Lastsituation), beschränkt das Limit einer Leitung unterschiedlich stark die Leistungsbilanz an unterschiedlich vielen Netzknoten. Das Gewicht der Sensitivität eines Netzknotens auf die betrachtete Leitung hinsichtlich der verfolgten Zielstellung ist damit ebenso variabel. Die hier betrachteten Sensitivitäten von Netzknoten auf eine Menge von Leitungen stehen also lediglich mittelbar mit der Zielstellung in Verbindung, möglichst wenig EE-Abregelung zu erreichen.

Für die tiefergehende Analyse der Wechselwirkung zwischen KWK-Stromerzeugung und der Zielstellung minimaler EE-Abregelungen werden im folgenden Kapitel die Schattenpreise der elektrischen Energiebilanz pro Netzknoten untersucht. Die vollständige Berücksichtigung der Wechselwirkungen im Hinblick auf die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Fragestellung leisten die in Kapitel 4 beschriebenen Optimierprogramme.

5.3.2 Ergebnisse im hierarchisches Engpassmanagement

Für die Betrachtung im vorangehenden Kapitel wurden die Fernwärmesysteme aus dem betrachteten Energiesystemmodell exkludiert. Dieses Kapitel untersucht das KWK-Potenzial unter Anwendung des in Kapitel 4.2 entwickelten hierarchischen Engpassmanagements. Darin wird die Flexibilität des Anlageneinsatzes in Fernwärmesystemen explizit im Rahmen des Engpassmanagements berücksichtigt und vorrangig vor EE-Abregelung eingesetzt. Das dazu eingesetzte Modell basiert auf einer zweistufigen, hierarchischen Zielfunktion. In der ersten Hierarchiestufe wird der Lastfluss dahingehend optimiert, dass möglichst wenig Stromerzeugung aus Wind-, PV- und Biomasseanlagen abgeregelt wird. Im Unterschied zum Basismodell wird die Veränderung der Stromerzeugung von HW- und KWK-Anlagen nicht in der primären Zielfunktion berücksichtigt und die Restriktionen bezüglich der Veränderung des KWK-Einsatzes werden so gefasst, dass positive und negative Veränderungen zulässig sind. In der zweiten Hierarchiestufe wird der Umfang der Eingriffe in HW- und KWK-Anlagen minimiert, unter der Maßgabe, dass der im ersten Hierarchieschritt erreichte Wert der EE-Abregelung nicht überschritten wird.

Durch die vorrangige Anpassung des KWK-Einsatzes kann die Abregelung im hierarchischen Engpassmanagement gegenüber dem Basisszenario gesenkt werden. Der Einfluss fällt mit 2,6 GWh an verringerter EE-Abregelung im betrachteten Simulationsjahr 2015 klein aus (ca. 0.1%), was angesichts der im vorangehenden Kapitel ermittelten oberen Schranke nicht überrascht. Aufgrund der Restriktionen des KWK-Einsatzes, wie beispielsweise der Deckung der Wärmenachfrage oder der Einhaltung einer Mindestleistung, kann nicht zu jedem Zeitschritt, in dem dies zu einer Verbesserung der Zielfunktion beitragen würde, die KWK-Stromerzeugung vollständig reduziert werden. Daher wird die ermittelte obere Schranke der Verringerung der Abregelung nicht erreicht. Die Analysen im nachfolgenden Kapitel 5.4 untersuchen inwiefern eine

Flexibilisierung der KWK-Anlagen durch Anlagen zur Kopplung der Sektoren Strom und Wärme zur weiteren Verringerung der Abregelung führen kann.

In Ergänzung zur Betrachtung der Sensitivitäten in Kapitel 5.3.1, werden zur besseren Interpretation der Ergebnisse die Schattenpreise der Nebenbedingungen über die elektrische Leistungsbilanz je Netzknoten und für jeden Zeitschritt im Simulationsjahr 2015 ermittelt. Für eine optimale Lösung geben Sie die marginale Veränderung in der Zielfunktion an, die durch eine marginale Veränderung der Beschränkung der betrachteten Nebenbedingungen erreicht werden kann (vgl. Kapitel 5.2). Im Kontext des betrachteten Szenarios im hierarchischen Engpassmanagement stellen die Schattenpreise den Einfluss einer marginalen Veränderung in der KWK-Stromerzeugung auf die Abregelung dar. Diese werden für jeden Zeitschritt des Simulationszeitraums und für jeden Netzknoten aus den Ergebnissen des Basisszenarios ermittelt. Sie geben also den marginalen Einfluss einer Leistungsänderung zu Beginn des Einsatzes wider. Abbildung 5-12 zeigt für jeden Standort den im Jahresverlauf maximal auftretenden Einfluss der Veränderung der KWK-Stromerzeugung auf die Verringerung der Abregelung (negative Werte). Den Flächen zwischen Netzknoten mit bekanntem Einfluss wird der Wert des nächstliegenden Netzknotens zugeordnet.

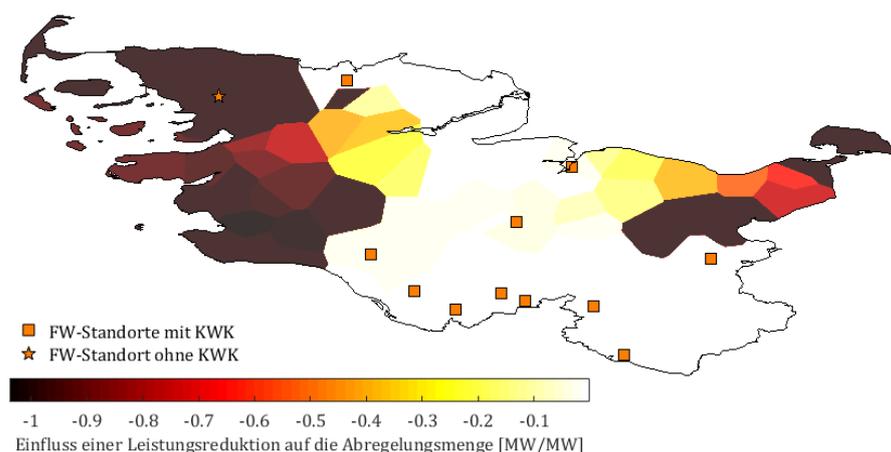


Abbildung 5-12: Flächendeckende Darstellung des Einflusses einer Leistungsreduktion der KWK-Stromerzeugung auf die Abregelung. Berechnet als Schattenpreis der elektrischen Energiebilanz je Netzknoten im Basisszenario und eingefärbt nach Jahresminimum des nächstliegenden Netzknotens.

Anhand der Abbildung 5-12 wird die Interpretation anhand der Sensitivitäten aus Kapitel 5.3.1 bestätigt: Das Potenzial mithilfe der Reduktion von KWK-Stromerzeugung die Abregelung von Erneuerbaren Energien zu reduzieren ist aufgrund ihrer Lage sehr begrenzt. Selbst wenn über alle Zeitschritte der größte, verringernde Einfluss je Netzknoten betrachtet wird, so liegt dieser für die Netzknoten an denen KWK-Stromerzeugung angeschlossen ist zwischen Werten von 0 bis -3,4%. Eine Verringerung der KWK-Stromerzeugung von 1 MW führt also je nach Netzknoten zu einer Verringerung der Abregelung von 0 bis 0,034 MW.⁴

⁴ Der ermittelte Schattenpreis gilt strenggenommen nur für die Variablenausprägung im ermittelten Optimum und ist nicht notwendigerweise (über die gesamte Änderung) konstant, wenn z.B. die KWK-Stromerzeugung verändert wird. Für die Interpretation an dieser Stelle kann dies jedoch außer Acht gelassen werden.

Die niedrige Sensitivität der KWK-Stromerzeugung auf die engpassbehafteten Leitungen und damit auf die Abregelung wird auch aus Abbildung 5-13 deutlich. Hier sind Tupel aus der Differenz zwischen den Ergebnissen des Basisszenarios und des hierarchischen Engpassmanagements mit multikriterieller Optimierung für Abregelung und KWK-Stromerzeugung dargestellt. Trotz teils umfangreicher Reduktion der KWK-Stromerzeugung von bis zu 280 MW kann, bei sonst identischen Werten von Stromerzeugung und -verbrauch, die Abregelung nur zu kleinen Anteilen verringert werden. Es ist ebenfalls zu erkennen, dass die zum Teil negativen Sensitivitäten zwischen Netzknoten mit FW-System und engpassbehafteten Leitungen in manchen Zeitschritten dazu führen, dass eine erhöhte KWK-Stromerzeugung der Verringerung der Abregelung zuträglich ist.

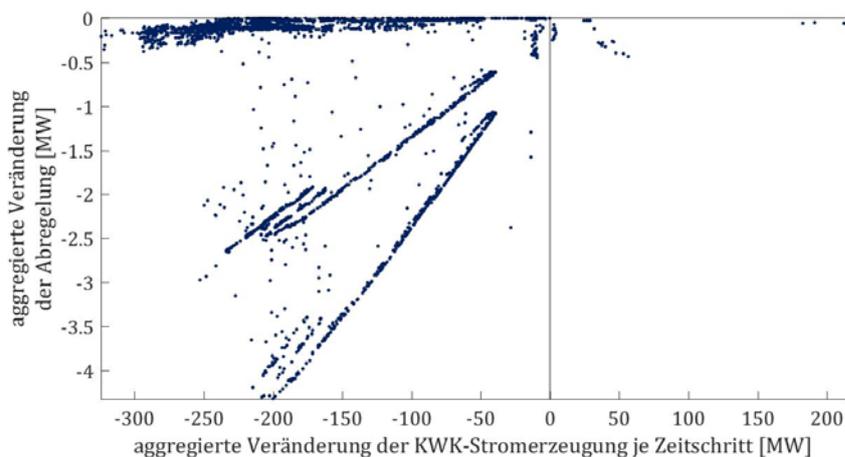


Abbildung 5-13: Streudiagramm zwischen der je Netzknoten aggregierten Veränderung in der KWK-Stromerzeugung und der Veränderung der Abregelung. Die Veränderung wird als Differenz zwischen den Ergebnissen im hierarchischen Engpassmanagement und dem Basisszenario berechnet.

Die Anwendung des in Kapitel 4.2 formulierten Optimierprogramms als Algorithmus für ein erweitertes Engpassmanagement, zeigt, dass die Zunahme der Flexibilität der KWK-Stromerzeugung nur ein geringes Potenzial für die Beseitigung von Engpässen und damit die Verringerung der EE-Abregelung birgt. Trotz des begrenzten Einflusses auf die Abregelung werden jedoch beträchtliche Veränderungen am KWK-Anlageneinsatz vorgenommen. Im betrachteten Simulationszeitraum 2015 werden durch die Eingriffe im Rahmen des Engpassmanagements insgesamt 607 GWh weniger Strom in KWK-Anlagen erzeugt. Die fehlende Wärmeabgabe an die Fernwärmesysteme wird durch HW-Anlagen gedeckt. Abbildung 5-14 stellt eine Auswahl der resultierenden Energiemengen der beiden Szenarien im Basisszenario und dem hierarchischen Engpassmanagement gegenüber.

Abschließend werden die Eingriffe im Rahmen des Engpassmanagement anhand der zusätzlichen und vermiedenen Kosten monetär bewertet. Die Kosten des Engpassmanagements setzen sich analog der Zielfunktion in Kapitel 4.3 aus den folgenden Bestandteilen zusammen:

- Strombilanz: Kosten, die für den Ausgleich der elektrischen Leistungsbilanz am Großhandelsmarkt auftreten (vgl. Kapitel 3.7).

- **Brennstoffkosten:** Für die Verbrennungsprozesse in HW- und KWK-Anlagen fallen variable Kosten an, insbesondere die Kosten für den eingesetzten Brennstoff. Wird die Strom- oder Wärmeabgabe im Rahmen des Engpassmanagements verändert, so können zusätzliche Kosten auftreten oder diese vermieden werden, je nachdem ob die Abgabe erhöht oder verringert wird. (vgl. Kapitel 3.5.3)

Abbildung 5-16 gibt einen Überblick über die anfallenden Kosten im Basisszenario und beim hierarchischen Engpassmanagement. Zunächst fällt auf, dass die Kosten des Engpassmanagements durch die für den Ausgleich der Strombilanz anfallenden Kosten dominiert werden. Im Basisszenario, in dem Eingriffe in den Einsatz von HW- und KWK-Anlagen gleichwertig zu EE-Abregelungen minimiert werden, wird von der Flexibilität in Fernwärmesystemen kein Gebrauch gemacht. Der Ausgleich der abgeregelten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen ist mit Kosten von 68 Millionen Euro verbunden. Im Mittel fallen für die Wiederbeschaffung einer abgeregelten Einheit Strom spezifische Kosten in Höhe von 25 €/MWh an.

Dagegen fallen im hierarchischen Engpassmanagement durch den Einsatz der Flexibilität der Anlagen in FW-Systemen insgesamt deutlich höhere Kosten an. Die starke Verringerung der KWK-Stromerzeugung vermeidet zwar Brennstoffkosten in Höhe von knapp 22 Millionen Euro (-32%), wird jedoch zu großen Teilen durch die Kosten des zusätzlich eingesetzten Brennstoffes in HW-Anlagen von gut 20 Millionen Euro (+29%) ausgeglichen. Zusätzlich treten gegenüber dem Basisszenario Mehrkosten in Höhe von 20 Millionen Euro (+29%) für den Ausgleich der Strombilanz auf. Diese fallen zum Großteil dadurch an, dass die KWK-Stromerzeugung reduziert wird und der Ausgleich am Großhandelsmarkt zu positiven Preisen stattfindet. In nicht unerheblichem Umfang wird die KWK-Stromerzeugung auch erhöht um EE-Abregelung zu verringern (vgl. Abbildung 5-13), was bei positiven Preisen am Großhandelsmarkt zu Erlösen führt. In diesen Fällen liegen die variablen Kosten der zusätzlichen Stromerzeugung über den Großhandelspreisen, weshalb das zusätzliche Erzeugungspotenzial noch nicht im Rahmen der einzelwirtschaftlichen Einsatzplanung des Betreibers des FW-Systems ausgeschöpft wurde.

Zusammenfassend führt die vorrangige Anpassung des Einsatzes von HW- und KWK-Anlagen vor EE-Abregelung unter Beibehaltung der zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit vorherrschenden Maxime die EE-Abregelung zu minimieren zu erheblichen Eingriffen in die Einsatzplanung von FW-Systemen, die jedoch wenig Auswirkung auf die EE-Abregelung haben. Im betrachteten Simulationszeitraum 2015 wird die KWK-Stromerzeugung im Betrag um 627 GWh verändert, was Veränderungen in positiver und negativer Richtung umfasst. Dies steht im Verhältnis zu einer historischen KWK-Stromerzeugung von 1.029 GWh für den gleichen Zeitraum (AGFW 2016). Es werden dadurch insgesamt 2,6 GWh EE-Abregelung vermieden (-0,1%) und die Kosten des Engpassmanagements steigen um 18,3 Millionen Euro (+27%) im Jahr. Für die gegenüber dem Basisszenario zusätzlich erreichte EE-Stromerzeugung entstehen damit spezifische Kosten von rund 7000 €/MWh. Diese Erkenntnisse geben Anstoß für die Entwicklung eines Engpassmanagements, das kostenbasierte Gesichtspunkte mitberücksichtigt und das Gegenstand des folgenden Kapitels 5.3.3 ist. Zudem geben die hohen spezifischen Kosten zur Vermeidung von Abregelung Anstoß zur Erweiterung der Untersuchung um die Pönalisierung von Abregelung im Rahmen der Zielfunktion (Kapitel 5.6).

5.3.3 Ergebnisse im kostenbasierten Engpassmanagement

Die Ergebnisse des vorangehenden Kapitels weisen darauf hin, dass die Erweiterung des Engpassmanagements um zusätzliche Flexibilitätsoptionen, unter Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements, potenziell zu signifikant ansteigenden Kosten führt. Das hierarchische Engpassmanagement soll dabei die Beibehaltung der grundlegenden Wirkungsweise des aktuell von Netzbetreibern angewandten Algorithmus repräsentieren (vgl. Kapitel 4.2). Das Engpassmanagement nach dem aktuellen Mechanismus minimiert die Abregelung, ohne Berücksichtigung der dafür anfallenden Kosten. In der Folge kommt es zu Kostensteigerungen, die im Verhältnis zur erreichten Reduktion der EE-Abregelung sehr hoch erscheinen (vgl. Kapitel 5.3.2).

An dieser Stelle setzt das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte kostenbasierte Engpassmanagement an, das in Kapitel 4.3 detailliert ausgearbeitet und dargestellt ist. Es ermöglicht den Einsatz alternativer Flexibilitätsoptionen unter Berücksichtigung von solchen Kostensteigerungen, die im vorangegangenen Kapitel gezeigt wurden. Im kostenbasierten Engpassmanagement kann direkt Einfluss auf die Abwägung zwischen Kosten und Abregelung genommen werden. Die dabei berücksichtigten Kostenbestandteile des Engpassmanagement lauten:

- Kosten oder Erlöse für den Ausgleich der über das betrachtete Netzgebiet aggregierten Strombilanz am Großhandelsmarkt, falls diese in Folge des Engpassmanagements verändert wurde (z.B. durch EE-Abregelung)
- Zusätzliche oder vermiedene Brennstoffkosten (inkl. Kosten für THG-Emissionen) aufgrund eines veränderten Einsatzes von HW- und KWK-Anlagen
- Optional wird die Abregelung monetär pönalisiert und fließt als Kostenposition in die Zielfunktion mit ein

Durch die Berücksichtigung der genannten Kostenbestandteile ergeben sich beträchtliche Unterschiede im Einsatz der HW- und KWK-Anlagen gegenüber dem hierarchischen Engpassmanagement. Abbildung 5-14 gibt einen Überblick über ausgewählte Energiemengen der drei bisher vorgestellten Szenarien und lässt erkennen dass die Bereitstellung von Strom und Wärme in KWK Anlagen sehr nahe an den Ergebnissen des Basisszenarios liegt.

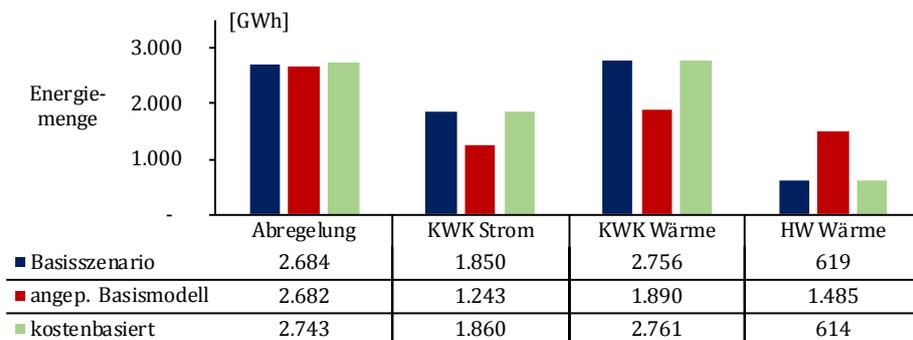


Abbildung 5-14: Gegenüberstellung ausgewählter Energiemengen, aggregiert über das betrachtete Netzgebiet und den Simulationszeitraum 2015.

Während die KWK-Stromerzeugung im hE-Szenario des vorangehenden Kapitels 5.3.2 auch bei sehr kleinem Einfluss auf die EE-Abregelung häufig und in hohem Umfang reduziert wurde (vgl. Abbildung 5-13), treten im kostenbasierten Engpassmanagement Anpassungen in deutlich kleinerem Umfang auf. Die Berücksichtigung der Kosten für den Ausgleich der veränderten Strombilanz am Großhandelsmarkt führt dazu, dass die KWK-Stromerzeugung nur noch in wenigen Ausnahmefällen zugunsten einer geminderten EE-Abregelung reduziert wird.

In der Tat treten Veränderungen der KWK-Stromerzeugung mit positivem Vorzeichen häufiger und in größerem Umfang auf. Insgesamt steigt die KWK-Stromerzeugung im kostenbasierten Engpassmanagement gegenüber dem Basisszenario um 10 GWh, was einer Veränderung von rund einem Prozent entspricht. Die Anpassungen der KWK-Stromerzeugung treten überwiegend zu Zeiten hoher EE-Abregelung auf. Aufgrund der hohen Abregelung nimmt die Residuallast am Großhandelsmarkt zu und der Großhandelspreis (die Steigung der Kostenfunktion) steigt im Vergleich zur Preisbasis der einzelwirtschaftlichen Einsatzplanung an. Daher ist es hinsichtlich der Kosten in manchen Zeitschritten vorteilhaft den Einsatz von HW- und KWK- Anlagen anzupassen und die KWK-Stromerzeugung zu erhöhen. Dies betrifft insbesondere Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine.

Abbildung 5-15 stellt den Zusammenhang zwischen Abregelungen und den daraus resultierenden Veränderungen des Strompreises am Großhandelsmarkt dar. Zum einen ist zu erkennen, dass eine höhere Abregelung grundsätzlich zu einem Preisanstieg am Großhandelsmarkt führt, die Rate der Steigerung jedoch variiert. An dieser Stelle sei auf Kapitel 3.7 verwiesen, das die implementierte Wechselwirkung zwischen Engpassmanagement und Großhandelsmarkt detailliert erläutert.

Zum anderen wird der starke Einfluss negativer Preise auf die Abregelentscheidungen des kostenbasierten Engpassmanagement deutlich. Liegt die Residuallast vor Beginn des Engpassmanagements in einem Bereich für den die Kostenfunktion eine negative Steigung aufweist, dann kann der Zielfunktionswert durch EE-Abregelung gesteigert werden. Die Abregelung erfolgt in einer Höhe, welche die Residuallast soweit erhöht, dass die Steigung der Kostenfunktion den Wert null einnimmt, die Großhandelspreise also gerade nicht mehr negativ sind oder das EE-Stromerzeugungspotenzial vollständig abgeregelt ist.

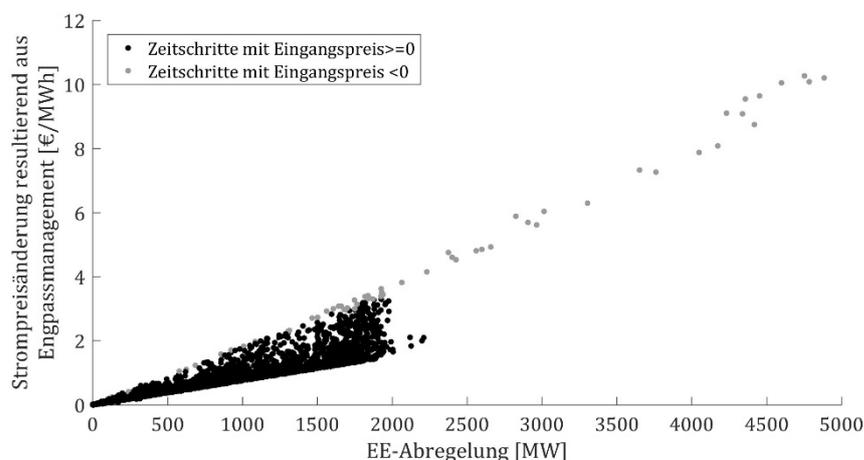


Abbildung 5-15: Streuungsdiagramm von der EE-Abregelung und der Änderung des Strompreises am Großhandelsmarkt, resultierend aus der Änderung des Austausches über die Grenzen des betrachteten Netzgebietes hinweg. Eingangspreis bezeichnet den modellierten Großhandelspreis vor Durchführung des Engpassmanagements. Die dargestellten Wertepaare resultieren aus dem kostenbasierten Engpassmanagement für den Simulationszeitraum 2015.

Die mit Abstand höchsten Werte für die EE-Abregelung werden in Zeitschritten erreicht, in denen der Großhandelspreis vor Durchführung des Engpassmanagements negativ ist. Von den insgesamt 59 GWh an zusätzlicher Abregelung im kostenbasierten Engpassmanagement gegenüber dem Basisszenario, kommen 92% in Zeitschritten zustande, die vor dem Engpassmanagement einen negativen Großhandelspreis aufweisen. Trotz der signifikanten Unterschiede hinsichtlich der Abregelung in einigen Zeitschritten, liegt der aggregierte Wert der Abregelung im kostenbasierten Engpassmanagement mit rund 2% nur geringfügig über den Werten im Basisszenario und dem hierarchischen Engpassmanagement.

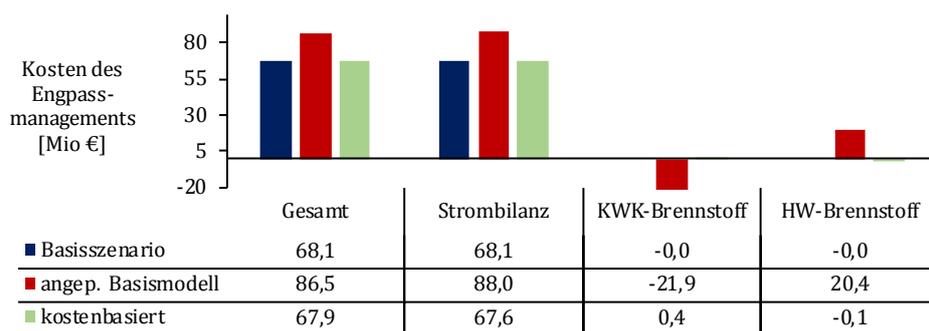


Abbildung 5-16: Gegenüberstellung der im Rahmen des Engpassmanagements auftretenden Kostenbestandteile, aggregiert über das betrachtete Netzgebiet und den Simulationszeitraum 2015.

Hinsichtlich der Kosten und im Vergleich zum „Status Quo – KWK“ Szenario wirkt sich die Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements sehr deutlich aus. Das kostenbasierte Engpassmanagement vermeidet einen Großteil der Eingriffe in die HW- und KWK-Anlagen, die zu

einem deutlichen Kostenanstieg führen. Die Flexibilität der HW- und KWK-Anlagen wird im kostenbasierten Engpassmanagement weniger eingesetzt und in der Folge entstehen geringere Kosten für den Ausgleich der veränderten Strombilanz mittels Großhandelsmarkt. Anstelle eines deutlichen Anstiegs bleiben die Kosten auf dem Niveau des Basisszenarios bzw. gehen geringfügig zurück. Abbildung 5-16 gibt einen Überblick über die Kostenbestandteile der drei bisher angeführten Szenarien. Hieraus wird ein deutlicher Vorteil des kostenbasierten Engpassmanagements deutlich: Zusätzliche Flexibilitätsoptionen können in das Engpassmanagement integriert werden, ohne die Kosten ansteigen zu lassen. Mithilfe der in Kapitel 5.6 vorgestellten Erweiterung ist es möglich eine direkte Abwägung zwischen der Verringerung von Abregelung und zusätzlichen Kosten zu integrieren.

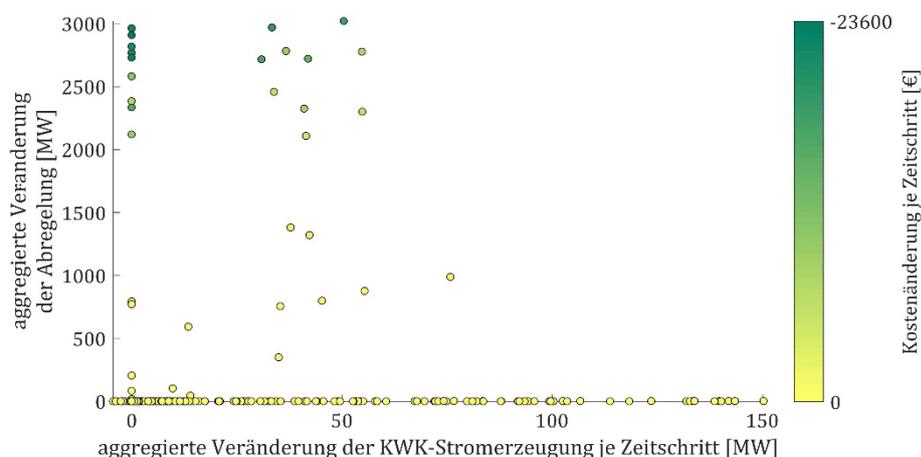


Abbildung 5-17: Streudiagramm der Veränderung der je Zeitschritt aggregierten Abregelung und KWK-Stromerzeugung für den Simulationszeitraum 2015. Die Einfärbung erfolgt nach Höhe der Veränderung der Kosten des Engpassmanagements. Alle Veränderungen werden als Differenz zwischen dem kostenbasierten Engpassmanagement und dem Basisszenario berechnet.

Im Vergleich zum Basisszenario gehen die Kosten durch die Entscheidungen im kostenbasierten Engpassmanagement leicht zurück (-0,3%). Der Rückgang ist zu kleinen Teilen durch die oben aufgeführte Erhöhung der KWK-Stromerzeugung in Verbindung mit EE-Abregelungen begründet. Weitaus bedeutender sind die hohen zusätzlichen Abregelungen bei negativen Eingangspreisen, die zu negativen Kosten für die Veränderung der Strombilanz führen und damit die Gesamtkosten senken. Abbildung 5-17 stellt jeweils die Veränderung der Abregelung und der KWK-Stromerzeugung zwischen kostenbasiertem Engpassmanagement und dem Basisszenario dar. Durch die Einfärbung der Datenpunkte ist zu erkennen, dass der Großteil der Kosteneinsparung durch eine gegenüber dem Basisszenario erhöhte Abregelung erreicht wird.

5.4 Nutzung von Sektorenkopplung mittels Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme für das Engpassmanagement

Die bis hierher vorgestellten Untersuchungsergebnisse widmen sich der Weiterentwicklung des Algorithmus für das Engpassmanagement unter Einsatz bestehender Flexibilitätspotenziale in Fernwärmesystemen. In diesem abschließenden Ergebnis-Kapitel wird eine alternative Flexibilitätsoption eingeführt, deren Ausbau bereits konkret in der Regulierung verankert ist:

Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme (SzW). Die nachfolgende Analyse des Potenzials für SzW teilt sich in die folgenden Schritte:

- Zunächst werden Szenarien für den Ausbau von SzW-Anlagen herausgearbeitet. Damit ist die Festlegung von Standorten und zugehöriger Kapazität von SzW-Anlagen gemeint. Der in Kapitel 3.1 vorgestellte Regulierungsrahmen begrenzt den Ausbau auf das sogenannte Netzausbaugebiet (Abbildung 3-2), zu dem insbesondere das in dieser Untersuchung betrachtete Netzgebiet zählt. Außerdem besteht eine Obergrenze für den Ausbau von SzW-Anlagen nach diesem Förderinstrument von 2000 MW elektrischer SzW-Leistung. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit wurde noch keine SzW-Anlage nach diesem Förderinstrument umgesetzt.
- Nach Erstellung der Szenarien werden diese mit den im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Algorithmen für das Engpassmanagement untersucht. Die Ergebnisse werden mit den bisherigen Erkenntnissen ins Verhältnis gesetzt, insbesondere hinsichtlich der Kosten für das Engpassmanagement und der Menge an EE-Abregelung.

5.4.1 Bildung von Ausbauszenarien für SzW-Anlagen

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit besteht nur ein sehr grob beschriebener Kriterienkatalog für die Qualifizierung einer Investition in SzW-Anlagen nach dem in Kapitel 1.1 vorgestellten Förderrahmen. Daher wird für die Erstellung der Szenarien teilweise von den in der freiwilligen Selbstverpflichtung von 50Hertz et al. (2017) genannten Kriterien abstrahiert. Für den Ausbau der SzW-Kapazitäten werden für die zugehörigen KWK-Anlagen die folgenden Bedingungen übernommen:

- Der Standort der zu koppelnden KWK-Anlage befindet sich im sogenannten Netzausbaugebiet (Abbildung 3-2).
- Die Inbetriebnahme erfolgte vor dem 1.1.2017.
- Der SzW-Ausbau darf in Summe 2000 MW elektrischer Leistung nicht überschreiten.
- Im Gegensatz zur Selbstverpflichtung der ÜNB werden im Rahmen dieser Arbeit auch Fernwärmesysteme für den Zubau von SzW-Anlagen berücksichtigt, die ohne KWK-Anlage ausschließlich mittels HW-Anlagen betrieben werden.

5.4.1.1 SzW-Szenario 1: Ausbau nach Größe und Standort der FW-Systeme

Im ersten Szenario wird an jedem Standort der zwölf berücksichtigten Fernwärmesysteme so viel elektrische SzW-Kapazität platziert, dass die je Fernwärmesystem maximal auftretende Wärmenachfrage damit gedeckt werden könnte. Da keine thermischen Speicher berücksichtigt sind, die eine Heizleistungen der SzW-Anlage über die momentane Wärmenachfrage hinaus für die spätere Nutzung speichern könnten, stellt die Wärmenachfrage das obere Limit für den Einsatz der SzW-Anlage dar. Es ergibt sich die in Tabelle 16 aufgeführte Verteilung der SzW-Kapazität auf die Fernwärmesysteme.

Tabelle 16: Übersicht der je Fernwärmesystem platzierten elektrischen Leistung von SzW-Anlagen im SzW-Szenario 1 und der Netzknoten mit dem Fernwärmesystem und zugehörige SzW-Anlage jeweils elektrisch verbunden sind.

SzW-Anlagen			
FW-System	Netzverknüpfungspunkt		el. Leistung [MW]
	thermisch	elektrisch	
1	102	102	418
2	112	112	384
3	128	128	141
4	75	75	90
5	49	49	49
6	45	45	25
7	32	32	11
8	61	61	8
9	57	57	8
10	37	37	6
11	2	2	4
12	50	50	4
Summe			1.149

Die Ergebnisse der Szenarien auf Basis dieser Verteilung stellen eine Obergrenze dar für das Potenzial von SzW-Anlagen die Abregelung und die Kosten des Engpassmanagements an Standorten von bestehenden FW-Systemen zu senken. Die Werte werden jeweils durch die beiden entwickelten Algorithmen im hierarchischen Engpassmanagement und dem kostenbasiertes Engpassmanagement erreicht.

5.4.1.2 SzW-Szenario 2: Ausbau nach lokalen Grenzkosten und unabhängig von FW-Standorten

Das zweite SzW-Szenario besitzt explorativen Charakter und untersucht einen hypothetischen Fall, in dem der Ausbau der SzW-Kapazitäten nicht unmittelbar an die FW-Standorte gebunden sind. Die Bildung des explorativen SzW-Szenario 2 findet seine Motivation darin, dass die Recherche existierender Fernwärmesysteme im betrachteten Netzgebiet auf Basis von AGFW (2016) nicht vollumfänglich alle potenziellen Wärmesenken umfasst. Stichprobenartige Recherchen haben gezeigt, dass über die berücksichtigten Standorte hinaus Potenzial für Wärmesenken insbesondere in Nahwärmesystemen und bei Wärmeabnehmern der Großindustrie besteht. Das explorative SzW-Szenario 2 dient dazu eine Größenordnung der oberen Schranke für das Potenzial von SzW zur Senkung der Abregelung und der Kosten des Engpassmanagements zu finden. Zudem wird durch die Analyse des hypothetischen SzW-Szenario 2 die Bedeutung des Standortes einer zusätzlichen Flexibilität in Bezug auf die betrachtete Netzinfrastruktur herausgearbeitet.

Im SzW-Szenario 2 werden für die Verteilung der SzW-Kapazitäten die Schattenpreise der Nebenbedingungen über die elektrische Energiebilanz herangezogen. Für Szenarien, in denen das kostenbasiertes Engpassmanagement zum Einsatz kommt, können die genannten Schattenpreise

als lokale Grenzkosten für die marginale Veränderung der an einem Netzknoten auftretenden elektrischen Last interpretiert werden. Aufgrund der im betrachteten Netzgebiet auftretenden Engpässe können sich die auftretenden lokalen Grenzkosten stark unterscheiden. (vgl. Kapitel 5.3.2)

Bei der Verteilung der SzW-Kapazitäten wird explizit zugelassen, dass die elektrische Netzverknüpfung an einem anderen Netzknoten erfolgt als der an den das zugehörige Fernwärmesystem angeschlossen ist. Das Potenzial von zusätzlicher elektrischer Last durch SzW-Anlagen kann frei über die Netzknoten des betrachteten Netzgebietes verteilt werden. Die Verteilung erfolgt schrittweise in Stufen von 100 MW nach der Folgenden Vorgehensweise:

- Die elektrische Verknüpfung der SzW-Anlage erfolgt an dem Netzknoten mit den geringsten lokalen Grenzkosten, gemittelt über den gesamten Simulationszeitraum. Ausgangsbasis ist jeweils eine gesonderte Modellausführung mit der Konfiguration aus dem vorherigen Schritt. Für den ersten Schritt werden die Ergebnisse des kostenbasierten Engpassmanagement ohne SzW-Anlagen verwendet (vgl. Kapitel 5.3.3)
- Die thermische Verknüpfung der zusätzlichen SzW-Kapazität mit einem Fernwärmesystem erfolgt in Reihenfolge der maximalen Wärmenachfrage, beginnend mit dem größten Wert. Als Kapazitätsgrenze gilt je Fernwärmesystem der Wert aus SzW-Szenario 1 (Tabelle 16).

Tabelle 17: Übersicht der je Fernwärmesystem platzierten elektrischen Leistung von SzW-Anlagen im SzW-Szenario 2 und der Netzknoten mit dem Fernwärmesystem und zugehörige SzW-Anlage jeweils elektrisch verbunden sind.

SzW-Anlage			
FW-System	Netzverknüpfungspunkt		el. Leistung [MW]
	thermisch	elektrisch	
1	102	158	100
1	102	25	118
1	102	159	100
1	102	140	100
2	112	25	184
2	112	141	100
2	112	24	100
3	128	25	98
3	128	24	43
4	75	24	57
4	75	135	33
5	49	135	49
6	45	135	18
6	45	25	7
7	32	25	11
8	61	25	8
9	57	25	8
10	37	25	7
11	2	25	4
12	50	25	4
Summe			1.149

Tabelle 17 gibt einen Überblick über die thermische und elektrische Zuordnung der SzW-Kapazitäten, die sich nach diesem Verfahren nach 11 Schritten je 100 MW und einem Schritt mit 49 MW ergibt.

Durch den Zubau der SzW-Kapazitäten an den Knoten mit den geringsten mittleren Grenzkosten erfolgt die elektrische Anbindung der SzW-Anlagen in keinem Fall direkt an einem FW-Standort. Im Rahmen des zwölfstufigen Ausbaus der SzW-Kapazitäten wird die elektrische Leistung der SzW-Anlagen an insgesamt sieben Knoten zugebaut, die im Westen Schleswig-Holsteins liegen. Lediglich das FW-System 11 liegt in der Nähe eines Teils des Zubaus, da dieses in Bezug auf die auftretenden Engpässe günstig gelegen ist. Die geographische Verteilung der lokalen Grenzkosten und die Standorte von FW-Systemen und SzW-Anlagen sind in Abbildung 5-18 dargestellt.

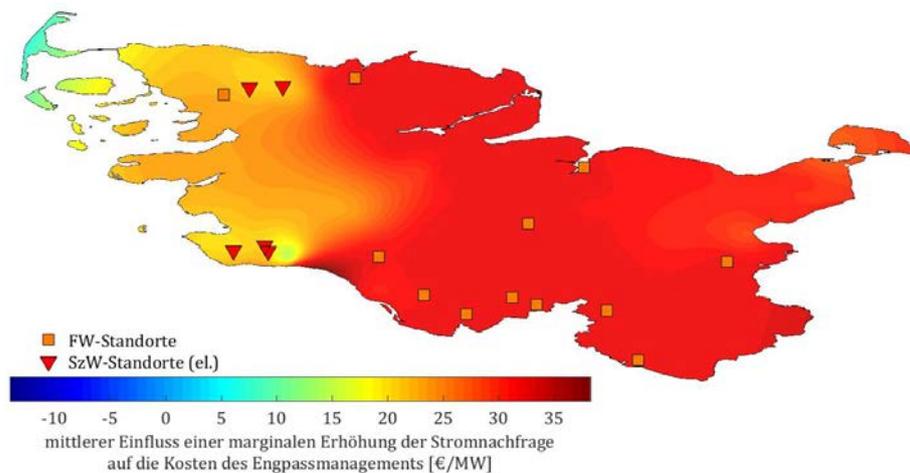


Abbildung 5-18: Darstellung der über den Betrachtungszeitraum 2015 gemittelten lokalen Grenzkosten in Schleswig Holstein, berechnet als Schattenpreise der Nebenbedingung über die elektrische Energiebilanz im kostenbasierten Engpassmanagement ohne SzW-Anlagen.

Es ist zu erkennen, dass die Standorte, die für die Zielfunktion im kostenbasierten Engpassmanagement günstig sind, eine hohe Ähnlichkeit mit den Standorten aufweisen, die im hierarchischen Engpassmanagement von Vorteil sind (vgl. Abbildung 5-12). Insbesondere im Westen von Schleswig-Holstein, aber auch im Osten, schafft zusätzliche Flexibilität zur Steigerung der Stromnachfrage bzw. Senkung der Stromerzeugung besonderen Mehrwert hinsichtlich der Kosten des Engpassmanagements.

5.4.2 Ergebnisse für den Zubau von SzW-Anlagen

Die Ergebnisse der beiden SzW-Szenarien werden im Folgenden mit drei unterschiedlichen Perspektiven betrachtet:

- Zunächst wird auf die Unterschiede des SzW-Einsatzes bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements gegenüber dem kostenbasierten Engpassmanagement eingegangen. Der Vergleich erfolgt aggregiert für das betrachtete Netzgebiet und auf Basis des SzW-Szenarios 1, welches SzW-Kapazitäten elektrisch und thermisch an den Netzknoten der bestehenden Fernwärmesysteme zuordnet.
- Um den hohen Einfluss des Standortes der Anlagen zu verdeutlichen, erfolgt anschließend für die Ergebnisse des kostenbasierten Engpassmanagements eine vergleichende Analyse von zwei einzelnen Fernwärmesysteme, die sich durch ihre Lage innerhalb der Netztopologie bezüglich der auftretenden Engpässe besonders stark unterscheiden.
- Schließlich werden die Ergebnisse des SzW-Szenarios 2 vorgestellt und der Unterschied hypothetischer Alternativen für die Standorte der SzW-Anlagen herausgearbeitet.

5.4.2.1 Vergleich zwischen hierarchischem und kostenbasierten Engpassmanagement unter Anwendung des SzW-Szenario 1

Durch den Ausbau von SzW-Kapazitäten im SzW-Szenario 1 (Ausbau von SzW-Kapazität an jedem FW-Standort in Höhe der maximalen Wärmenachfrage) wird mit einem Engpassmanagement

nach dem hierarchischen Engpassmanagement nur eine marginale Verringerung der Abregelungen gegenüber dem hierarchischen Engpassmanagement ohne SzW erreicht (Abbildung 5-19). Insgesamt werden rund 1.204 GWh Strom in Wärme umgewandelt. Die Wärmebereitstellung der SzW-Anlagen ersetzt fast ausschließlich den Einsatz von HW-Anlagen. Diese wiederum substituieren im hierarchischen Engpassmanagement ohne SzW in hohem Maße die KWK-Wärmebereitstellung. Der Einsatz der KWK-Stromerzeugung wird unter Berücksichtigung der zusätzlichen SzW-Kapazitäten gegenüber dem hierarchischen Engpassmanagement ohne SzW nur wenig verändert. Bemerkenswert ist, dass im kostenbasierten Engpassmanagement mit SzW-Anlagen insgesamt weniger Abregelung durchgeführt wird als wenn keine Flexibilität aus SzW-Anlagen zur Verfügung steht (-0,4%). Dies deutet daraufhin, dass der Einsatz von SzW im betrachteten Szenario zumindest an einzelnen Standorten und in einigen Zeitschritten kostensenkend wirkt. Die zusätzliche Last kann ausreichend Abregelung und Brennstoffkosten vermeiden um etwaige Mehrkosten durch einen veränderten Anlageneinsatz im betroffenen FW-System oder zusätzliche Stromimporte zu überkompensieren.

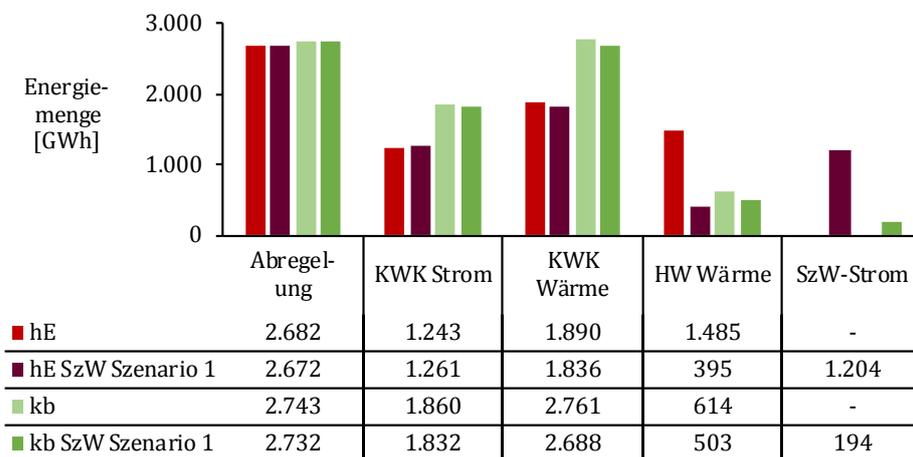


Abbildung 5-19: Gegenüberstellung ausgewählter Energiemengen im hierarchischen Engpassmanagement (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagement (kb), unter Berücksichtigung von SzW-Anlagen. Die Angaben wurden über das betrachtete Netzgebiet und den Simulationszeitraum 2015 aggregiert.

Die geringe Reduktion der Abregelung durch das hierarchische Engpassmanagement im SzW-Szenario 1 wird durch kleinere Eingriffe in die Stromerzeugung der KWK-Anlagen und eine starke Verringerung des Einsatzes von HW-Anlagen zugunsten der Wärmebereitstellung mittels SzW-Anlagen erreicht. Das Potenzial der SzW-Anlagen für zusätzlichen Stromverbrauch an den Standorten der Fernwärmesysteme wird analog zum Eingriff in die KWK-Stromerzeugung im hierarchischen Engpassmanagement ohne SzW (vgl. Kapitel 5.3.2) im hohen Maße für das Engpassmanagement verwendet, auch bei sehr kleinem Einfluss auf die Abregelung.

Abbildung 5-20 stellt den Zusammenhang zwischen dem Einsatz von KWK- und SzW-Anlagen für die Minimierung der Abregelung im hierarchischen Engpassmanagement mit und ohne SzW dar. Es ist gut zu erkennen, wie die stärkere Reduktion der Nettoleistung durch den Einsatz von SzW-Anlagen zusätzlich Abregelung verringern kann und dass das Verhältnis von Leistungsanpassung im Engpassmanagement zu reduzierter Abregelung in beiden Szenarien ähnlich hoch ausfällt. Wie

bereits im hierarchischen Engpassmanagement ohne SzW-Kapazitäten in Kapitel 5.3.2 festgestellt, liegen die Standorte der FW-Systeme und der daran gekoppelten Flexibilitätsoptionen ungünstig hinsichtlich der auftretenden Engpässe im betrachteten Netzgebiet.

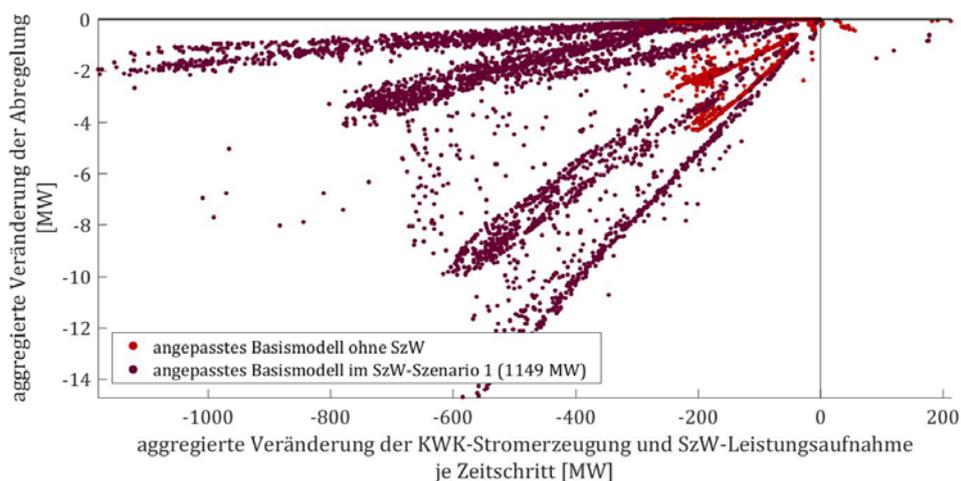


Abbildung 5-20: Streudiagramm zwischen der je Netzknoten aggregierten Veränderung in der KWK-Stromerzeugung und dem SzW-Stromverbrauch und der Veränderung der Abregelung. Die Veränderung wird als Differenz zwischen den Ergebnissen im hierarchischen Engpassmanagement mit und ohne SzW-Kapazität gegenüber dem Basisszenario berechnet.

Der hohe Einsatz der Flexibilität von KWK- und SzW-Anlagen für das Engpassmanagement im Verhältnis zur relativ geringen Reduktion an Abregelung spiegelt sich auch in den Kosten des Engpassmanagements im hierarchischen Engpassmanagement wider, die gegenüber dem Szenario ohne SzW um knapp 11 Millionen € ansteigen und gegenüber dem Basisszenario jährliche Mehrkosten für das Engpassmanagement von 29,3 Millionen € verursachen (vgl. Abbildung 5-21). Die zusätzliche Stromnachfrage durch den Einsatz der SzW-Anlagen wird fast vollständig durch den Großhandelsmarkt gedeckt, was in den meisten Zeitschritten zusätzliche Kosten verursacht. Im Gegensatz dazu können die über den Betrachtungszeitraum von 2015 anfallenden Kosten durch den Einsatz der SzW-Anlagen im kostenbasierten Engpassmanagement um 1,6 Millionen Euro gegenüber dem Basisszenario gesenkt werden. Bezogen auf die zusätzliche Abregelung von 47 GWh entspricht dies einer spezifischen Einsparung von rund 35 €/MWh je zusätzlicher in Kauf genommener Abregelung.

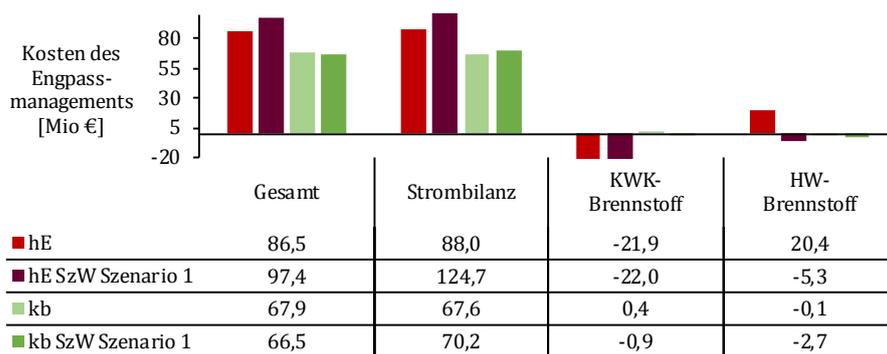


Abbildung 5-21: Gegenüberstellung der resultierenden Kosten ausgewählter Untersuchungsszenarien im hierarchischen Engpassmanagement (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagement (kb), unter Berücksichtigung von SzW-Anlagen. Die Angaben wurden über das betrachtete Netzgebiet und den Simulationszeitraum 2015 aggregiert.

5.4.2.2 Standortscharfe Analyse im SzW-Szenario 1

In diesem Kapitel wird der Einsatz von HW-, KWK- und SzW-Anlagen von zwei beispielhaften, einzelnen Fernwärmesystemen näher betrachtet. Der Betrachtungsfokus liegt zum einen auf dem Einfluss den der Standort des Fernwärmesystems innerhalb der Netzinfrastruktur spielt und zum anderen auf den Unterschieden, die durch die zwei Ansätze für das Engpassmanagement verursacht werden (hierarchisches Engpassmanagement und kostenbasiertes Engpassmanagement).

Für die Untersuchung des Standorteinflusses werden zwei diesbezüglich möglichst unterschiedliche Fernwärmesysteme ausgewählt. Entscheidungsgrundlage um zwei Fernwärmesysteme dahingehend zu beurteilen bilden die Schattenpreise der elektrischen Energiebilanz je Netzknoten, die sich im Zeitverlauf und über das betrachtete Netzgebiet stark unterscheiden (vgl. Abbildung 5-12). Die Schattenpreise werden mittels der Ergebnisse des Basisszenarios berechnet und für jeden Netzknoten mit Fernwärmesystem der Durchschnitt gebildet. Sie geben Auskunft über den mittleren Einfluss einer marginalen Einheit zusätzlich zu deckender elektrischer Nachfrage auf die mindestens abzuregelnde Energiemenge. Für die 12 FW-Standorte liegen die mittleren Schattenpreise bei -0,3 bis +0,001 MW/MW, wobei die Extrema auf die FW-Systeme Nummer 11 (Minimum) und 2 (Maximum) entfallen. Die beiden Standorte werden im Folgenden als besonders unterschiedliche FW-Systeme miteinander verglichen.

Abbildung 5-22 stellt die Tripel aus Höhe des SzW-Einsatzes, insgesamt vorgenommener Abregelung und dem Großhandelspreis vor Eingriffen durch das Engpassmanagement für die zwei FW-Systeme 11 und 2 dar. Betrachtet wird das hierarchische Engpassmanagement in Kombination mit dem SzW-Szenario 1. Daraus wird deutlich, dass die SzW-Kapazitäten am FW-System 11 über einen viel größeren Bereich der auftretenden Abregelungen eingesetzt werden, während die SzW-Kapazitäten am FW-System 2 in deutlich weniger Zeitschritten mit Abregelung eingesetzt werden.

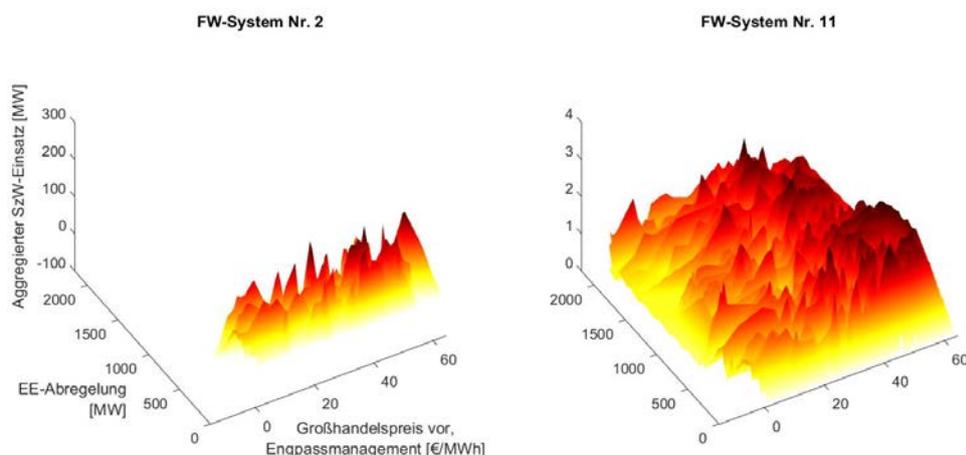


Abbildung 5-22: Gegenüberstellung der Tripel aus SzW-Einsatz, insgesamt vorgenommener Abregelung und dem Großhandelspreis vor Eingriffen durch das Engpassmanagement für die zwei FW-Systeme 11 und 2 beim hierarchischen Engpassmanagement im SzW-Szenario 1. Die Fläche resultiert aus linearer Interpolation zwischen den im Simulationszeitraum 2015 auftretenden Tripeln.

Auch ein Blick auf die Volllaststunden der SzW-Anlagen über die beiden Standorte und im Vergleich der unterschiedlichen Methoden für das Engpassmanagement, verdeutlicht den jeweiligen Einfluss. Wie aus Tabelle 18 hervorgeht, werden die SzW-Kapazitäten am Standort des FW-Systems 2 in deutlich höherem Maße für die jeweilige Zielfunktion ausgenutzt. Im kostenbasierten Engpassmanagement, das eine Abwägung des Einflusses der SzW-Anlagen auf Engpässe hinsichtlich der zusätzlichen Kosten vornimmt, kommen die 384 MW elektrische SzW-Kapazität am FW-System 11 nur auf Volllaststunden von 116 h.

Tabelle 18: Vergleich der Volllaststunden für die SzW-Anlagen zwischen Standorten und angewandtem Engpassmanagement im SzW-Szenario 1.

		Algorithmus für das Engpassmanagement	
		hierarchisches Engpassmanagement	kostenbasiert
FW-System	2	334 h	116 h
	11	1.419 h	1.396 h

Die herausragende Lage des FW-Systems 11 im Hinblick auf die Schattenpreise sowie im hierarchischen Engpassmanagement als auch dem kostenbasierten Engpassmanagement gibt Anlass zur Bildung eines abgewandelten SzW-Szenario 1: Lediglich am FW-System 11 wird die durch das SzW-Szenario 1 vorgegebene SzW-Kapazität von 4,14 MW installiert, darüber hinaus wird keine SzW-Kapazität an einem anderen Standort berücksichtigt.

Wird dieses abgewandelte SzW-Szenario 1 für das hierarchische Engpassmanagement durchgeführt, so beträgt die Reduktion der Abregelung mit 4,6 GWh bereits die Hälfte der im SzW-Szenario 1 durch die zusätzliche SzW-Kapazität erreichbaren Reduktion von 9,8 GWh. Obwohl dem FW-System 11 nur ein Bruchteil der SzW-Kapazität des SZW-Szenarios 1 zugeordnet ist,

entfällt ein großer Teil der reduzierten Abregelung auf den Einsatz am zweitkleinsten FW-System 11. Erwähnenswert ist zudem, dass die zusätzliche SzW-Kapazität am FW-System 11 im hierarchischen Engpassmanagement gegenüber dem Szenario ohne jegliche SzW-Kapazitäten zu Kosten des Engpassmanagements führen, die rund 80.000 Euro pro Jahr geringer sind. Dies steht den stark steigenden Kosten (vgl. Kapitel 5.4.2.1) entgegen, die sich für das hierarchische Engpassmanagement im SzW-Szenario 1 gegenüber dem Szenario ohne SzW-Kapazitäten ergeben und wird durch die vorteilhafte Lage des FW-Systems 11 innerhalb des betrachteten Netzgebietes begründet. Im folgenden Kapitel wird das Potenzial alternativer Standorte eingehend untersucht.

5.4.2.3 Untersuchung alternativer Standorte für SzW-Anlagen

Das zweite Untersuchungsszenario, das sich auf die Potenziale von SzW-Anlagen für das Engpassmanagement im betrachteten Netzgebiet konzentriert, besitzt einen explorativen Charakter und untersucht den hypothetischen Fall, dass die SzW-Anlagen unabhängig von bestehenden FW-Systemen ausgebaut werden können. Zumindest gilt dies für die elektrische Zuordnung der Anlagen zu einem Netzknoten, thermisch werden sie einem der bestehenden FW-Systeme zugeordnet und unterliegen den entsprechenden Restriktionen hinsichtlich der Deckung der Wärmenachfrage am jeweiligen FW-System. Die Motivation und Ausgestaltung dieses Szenarios ist in Kapitel 5.4.1.2 ausgeführt.

Wie der direkte Vergleich zweier unterschiedlicher Standorte im vorangegangenen Kapitel verdeutlicht hat, hängt der Einsatz von SzW-Anlagen und ihr Potenzial hinsichtlich der jeweils betrachteten Zielstellungen stark von ihrer geographischen Lage ab, bzw. der Zuordnung innerhalb der Netztopologie. Die geographische Verteilung der SzW-Kapazitäten im SzW-Szenario 2 hat für beide Engpassmanagementalgorithmen hohen Einfluss auf die Ergebnisse. In Abbildung 5-23 sind die Ergebnisse jeweils im Vergleich zum SzW-Szenario 1 und zum Basisszenario dargestellt.

Zunächst fällt auf, dass in beiden Szenarien eine signifikante Reduktion der Abregelung durch den Einsatz der SzW-Anlagen erreicht werden kann. Das hierarchische Engpassmanagement erreicht im SzW-Szenario 2 eine Reduktion der Abregelung um 40%, das kostenbasierte Engpassmanagement liegt nur leicht darüber. Die Reduktion der KWK-Stromerzeugung fällt für das hierarchische Engpassmanagement im SzW-Szenario 2 sogar etwas geringer gegenüber dem SzW-Szenario 1 aus. Insgesamt fällt der Einsatz der Flexibilität von KWK- und SzW-Anlagen zwischen den Szenarien 1 und 2 für das hierarchische Engpassmanagement vergleichsweise ähnlich aus, jedoch hat die zusätzliche Stromnachfrage der SzW-Anlagen im SzW-Szenario 2 einen sehr viel höheren Einfluss auf die Abregelungen.

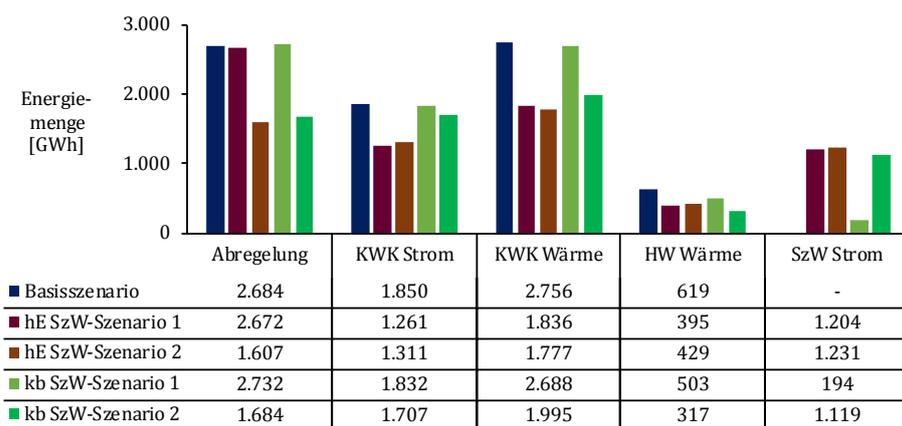


Abbildung 5-23: Ausgewählte Energiemengen, resultierend aus dem Basisszenario und dem hierarchischen Engpassmanagement (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagement (kb) im SzW-Szenario 1 und 2.

Die Netto-Reduktion der KWK-Stromerzeugung des kostenbasierten Engpassmanagements fallen im SzW-Szenario 2 zwar etwas größer gegenüber dem SzW-Szenario 1 aus, dennoch sind sie mit einem Rückgang von 8% vergleichsweise gering. Die neue Verteilung der SzW-Anlagen spiegelt sich im kostenbasierten Engpassmanagement in einer deutlich stärkeren Substitution der Wärmebereitstellung von KWK- und HW-Anlagen durch die SzW-Kapazitäten wider. Im Verteilungsverfahren der SzW-Kapazitäten in SzW-Szenario 2 gelingt es die zusätzliche Flexibilität so zu verteilen, dass ihr Einsatz einen deutlich höheren Einfluss auf die jeweiligen Zielstellungen der untersuchten Algorithmen für das Engpassmanagement hat. Dies spiegelt sich deutlich in den noch auftretenden Leitungsüberlastungen wider, die ohne Abregelung auftreten würden und die durch die zusätzliche Stromnachfrage im SzW-Szenario 2 deutlich gegenüber dem Basisszenario abnehmen. Aus Abbildung 5-24 ist ersichtlich, dass die engpassverursachenden Leitungs- und Transformatorüberlastungen gegenüber dem Basisszenario (vgl. Abbildung 5-1) in Häufigkeit und Zahl der betroffenen Netzbetriebsmittel deutlich zurückgehen.

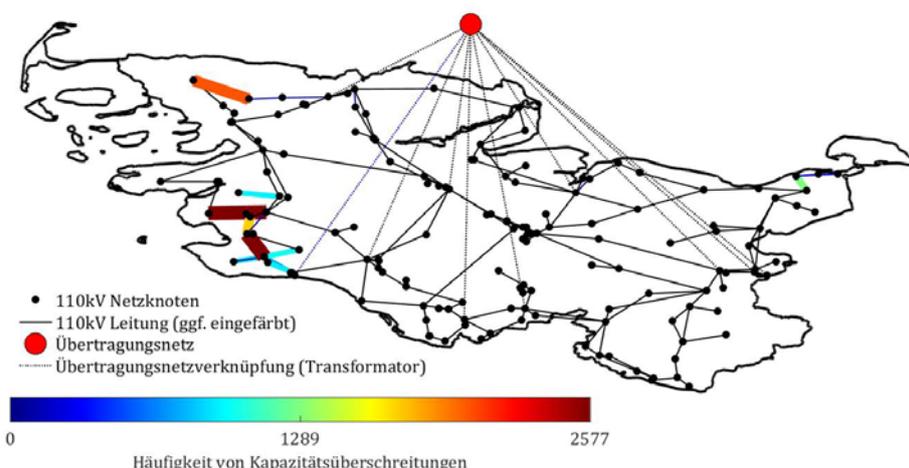


Abbildung 5-24: Überlastung von Leitungen und Transformatoren im Simulationszeitraum 2015 für das hierarchische Engpassmanagement im SzW-Szenario 2. Zur Berechnung der Leitungsüberlastungen wurden die notwendigen Abregelungen unberücksichtigt gelassen.

Die alternative Verteilung der SzW-Standorte im Szenario 2 wirkt sich auch auf die Kosten des Engpassmanagements deutlich positiv aus. Im hierarchischen Engpassmanagement sinkt der Anteil der Kosten, der auf den Ausgleich der Strombilanz am Großhandelsmarkt entfällt, von Szenario 1 auf 2 deutlich von 124,7 Millionen Euro auf 90,4 Millionen Euro. Dies liegt darin begründet, dass der Einsatz der SzW-Anlagen im Szenario 2 zu deutlich höheren Anteilen Abregelung verhindern kann und damit eine weitaus kleinere Strommenge am Großhandelsmarkt ausgeglichen werden muss. Da die Einsparungen für Brennstoff in HW- und KWK-Anlagen in ähnlicher Größenordnung bleiben, liegen die Kosten des Engpassmanagements für das hierarchische Engpassmanagement im SzW-Szenario 2 sogar um 3,4 Millionen Euro unter dem Basisszenario. Abbildung 5-25 gibt einen Überblick über die resultierenden Kostenkomponenten in den betrachteten SzW-Szenarien im Vergleich zum Basisszenario.

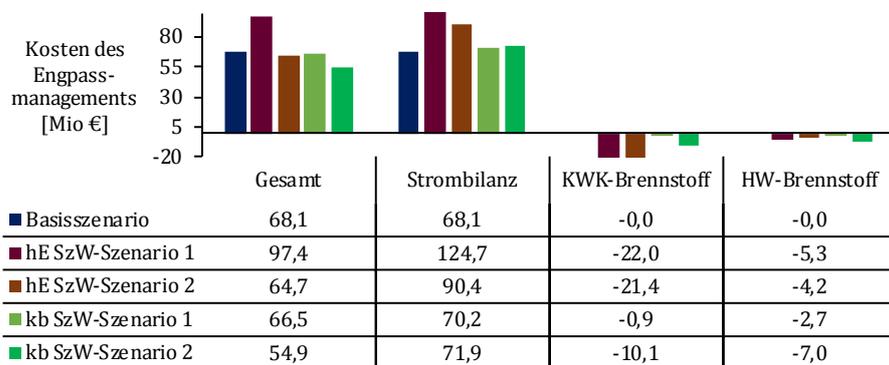


Abbildung 5-25: Übersicht der Kosten des Engpassmanagements für das hierarchische Engpassmanagement (hE) und das kostenbasierte Engpassmanagement (kb) in den SzW-Szenarien 1 und 2 im Vergleich zum Basisszenario.

Im kostenbasierten Engpassmanagement werden die Kosten des Engpassmanagement durch den Einsatz der zusätzlichen Stromnachfrage in den SzW-Anlagen des Szenarios 2 auf 55 Millionen Euro reduziert, was einem Rückgang gegenüber dem Basisszenario von 19% oder 13,3 Millionen Euro entspricht. Die Kostenreduktion wird dabei durch die Brennstoffeinsparung in den HW- und KWK-Anlagen erreicht, die zusammen den Kostenanstieg für den Ausgleich der veränderten Strombilanz deutlich übertreffen.

5.4.3 Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit des SzW-Ausbaus

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, für eine Auswahl der betrachteten Szenarien, anhand der Annuität für investitionsgebundene Zahlungen durchgeführt. Mithilfe der angewendeten Annuitätenmethode wird die Investition in SzW-Kapazitäten in periodisch konstante Rückzahlungsbeträge aufgeteilt. Die Rückzahlungsbeträge bieten einen guten Anhaltspunkt dafür, wie hoch die Reduktion der Kosten des Engpassmanagements im Mittel pro Periode sein muss, damit eine Investition gerechtfertigt ist.

Alternative Methoden zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit einer Investition, wie beispielsweise die Kapitalwertmethode, erfordern die Fortschreibung der zukünftigen Ein- und Auszahlungen, die im Zusammenhang mit der betrachteten Investition stehen. Der Vorteil der Kapitalwertmethode liegt darin, dass sehr unterschiedliche Zahlungen über den gesamten Betrachtungszeitraum, unter Berücksichtigung von Zinsen, miteinander verrechnet werden. Für die Betrachtung im Rahmen der vorliegenden Arbeit liegen keine derartigen Zahlungsreihen, über den Betrachtungszeitraum 2015 hinaus, vor. Es wäre denkbar, die für 2015 ermittelten Kostenveränderungen für die Zukunft fortzuschreiben; die Stärken der Kapitalwertmethode würden damit jedoch nicht genutzt werden.

Vor dem Hintergrund, dass nur für den Betrachtungszeitraum 2015 detaillierte Informationen zur Veränderung der Kosten des Engpassmanagements zur Verfügung stehen, erscheint die Annuitätenmethode geeignet, die Investition für SzW-Kapazitäten wirtschaftlich zu beurteilen. Es wird implizit davon ausgegangen, dass die für 2015 ermittelten Kostenveränderungen, unter Anwendung des jeweiligen Engpassmanagementalgorithmus und des betrachteten SzW-Szenarios, für alle nachfolgenden Jahre in gleicher Höhe anfallen. Unter dieser Annahme erfolgt eine Gegenüberstellung der Annuität mit der für 2015 ermittelten Kostenveränderung, um daraus eine Wirtschaftlichkeit abzuleiten. Für die Berechnung der Annuität wird die Annahme eines Restwertes von null nach Ablauf des Betrachtungszeitraums getroffen. Es wird außerdem angenommen, dass keine Instandhaltungskosten anfallen.

Die Höhe der Investition in SzW-Kapazität ist stark davon abhängig, welche Infrastruktur, über den Elektrokessel hinaus, noch installiert werden muss (vgl. Christidis et al. 2017). In Anlehnung an Yilmaz et al. (2018) wird der Investitionsbetrag auf Basis der spezifischen Werte 88 €/kW und 180 €/kW als Spannbreite berechnet. Für die vorliegende Analyse wird bei der Berechnung der Annuität außerdem in drei verschiedene Betrachtungszeiträume unterschieden: Zum einen wird die Annuität für einen Betrachtungszeitraum von fünf Jahren berechnet, in Anlehnung an die vereinfachte Investitionsentscheidung von 50Hertz et al. (2017). Zum anderen werden zehn und 20 Jahre angesetzt, welche innerhalb der Spannbreite der Amortisationszeiten liegen, die Yilmaz et al. (2018) für existierende SzW-Projekte nennen.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Ausbaus von SzW-Kapazitäten im SzW-Szenario 1 wird anhand der in Abbildung 5-26 dargestellten Werte vorgenommen. Den Annuitäten, die sich aus

der Investition in insgesamt 1.149 MW SzW-Kapazitäten ergeben, werden die zusätzlichen oder vermiedenen Kosten gegenübergestellt, die sich im jeweiligen Engpassmanagementalgorithmus ergeben.

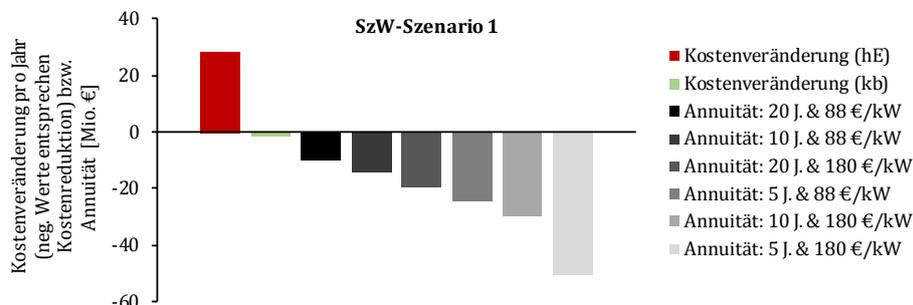


Abbildung 5-26: Veränderung der Kosten des Engpassmanagements im SzW-Szenario 1 gegenüber dem Basisszenario, bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagements (kb). Zusätzlich sind Annuitäten mit variierendem Betrachtungszeitraum und Investitionsbetrag dargestellt.

Aus der Betrachtung von Abbildung 5-26 wird deutlich, dass der Ausbau von SzW-Kapazitäten im SzW-Szenario 1 weder bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements noch bei Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements wirtschaftlich sinnvoll erscheint. Die Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements führt zu steigenden Kosten des Engpassmanagements (vgl. Kapitel 5.4.2.1), und ist daher auch ohne Betrachtung der Annuitäten als nicht wirtschaftlich zu betrachten. Bei Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements wird eine Reduktion der Kosten des Engpassmanagements von 1,6 Millionen Euro erreicht. Die niedrigste Annuität, die sich unter Annahme eines spezifischen Investitionsbetrags von 88 €/kW und einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ergibt, liegt mit rund 9,4 Millionen Euro deutlich darüber.

Die Annuitäten im SzW-Szenario 2 sind mit den Annuitäten im SzW-Szenario 1 identisch. Die geographische Verteilung der Kapazitäten weicht jedoch stark voneinander ab (vgl. Kapitel 5.4.1). Auch die Veränderung der Kosten des Engpassmanagements, die bei Anwendung der zwei betrachteten Engpassmanagementalgorithmen erreicht wird, weist deutliche Unterschiede auf. Bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements, im SzW-Szenario 2, werden die Kosten des Engpassmanagements um knapp 4 Millionen Euro gegenüber dem Basisszenario reduziert und auch die Abregelung wird reduziert. Die Abbildung 5-27 macht jedoch deutlich, dass die Investition in die SzW-Kapazitäten unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht durch die Kostenreduktion gerechtfertigt werden kann.

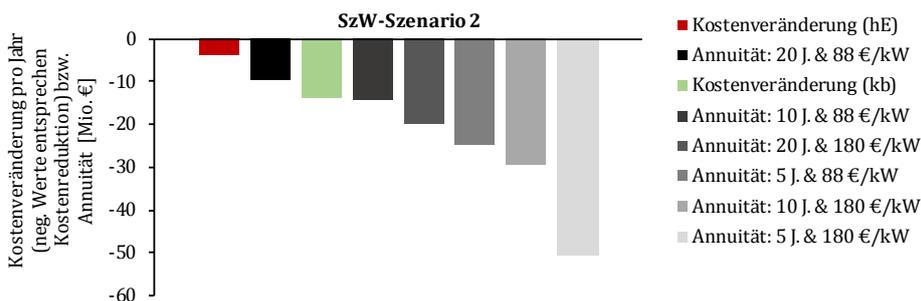


Abbildung 5-27: Veränderung der Kosten des Engpassmanagements im SzW-Szenario 2 gegenüber dem Basisszenario, bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagements (kb). Zusätzlich sind Annuitäten mit variierendem Betrachtungszeitraum und Investitionsbetrag dargestellt.

Bei Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements fällt die Beurteilung im SzW-Szenario 2 positiver aus. Da die Kostenreduktion mit 13,7 Millionen Euro deutlich höher ausfällt, wird zumindest eine der betrachteten Annuitäten (20 Jahre & 88 €/kW) durch die Kostenreduktion überschritten. Alle anderen Annuitäten liegen über der jährlichen Kostenreduktion.

Zuletzt wird folgendes Fallbeispiel untersucht: Nur an einem einzigen FW-System im betrachteten Netzgebiet wird SzW-Kapazität installiert (vgl. Kapitel 5.4.2.2). Gewählt wird das FW-System Nummer 11, das von allen berücksichtigten FW-Systemen den vorteilhaftesten Einfluss auf die auftretenden Netzengpässe aufweist. Die installierte SzW-Leistung beträgt 4,14 MW. Die Kostenveränderung, bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements, liegt für das beschriebene Szenario in ähnlicher Größenordnung wie bei der Betrachtung ohne SzW-Ausbau. Die Kosten des Engpassmanagements steigen um 17,8 Millionen Euro an. Damit ist keine Wirtschaftlichkeit dieses Szenarios unter Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements gegeben. Zur besseren Lesbarkeit der Abbildung 5-28 wird die Kostenveränderung, bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements, nicht dargestellt.

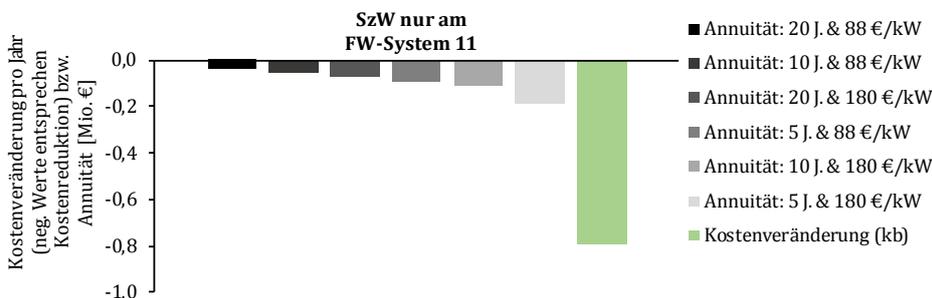


Abbildung 5-28: Veränderung der Kosten des Engpassmanagements, wenn 4,14 MW SzW-Kapazität am FW-System 11 ausgebaut werden, gegenüber dem Basisszenario, bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements (hE) bzw. kostenbasierten Engpassmanagements (kb). Zusätzlich sind Annuitäten mit variierendem Betrachtungszeitraum und Investitionsbetrag dargestellt.

Bei Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements ergibt sich, für das SzW-Szenario mit 4,14 MW SzW-Kapazität nur am FW-System 11, eine Kostenreduktion gegenüber dem Basisszenario von ca. 0,8 Millionen Euro. Die Kostenreduktion liegt deutlich über allen Annuitäten, die für verschiedene Kombinationen aus Betrachtungszeitraum und Investitionsbetrag berechnet wurden. Auf Basis der gewählten Beurteilungsmethode wird eine klar positive Wirtschaftlichkeit dieses Szenarios festgestellt.

5.5 Analyse der Wechselwirkungen zwischen Engpassmanagement und Treibhausgas-emissionen

Neben der Abregelung und den Kosten des Engpassmanagements werden in diesem Kapitel die Treibhausgasemissionen als dritte Bewertungsdimension ermittelt. Das Ziel minimaler Abregelung im heutigen Regime für das Engpassmanagement, also die Bevorzugung von Stromerzeugung mit keinen oder nur geringen THG-Emissionen, legt nahe, dass damit indirekt die umweltpolitischen Ziele der Bundesregierung verfolgt werden: Die Verringerung von THG-Emissionen bei der Stromerzeugung. Tatsächlich sind die Wechselwirkungen zwischen den Eingriffen im Rahmen des Engpassmanagements und den anfallenden THG-Emissionen jedoch komplex, und weniger Abregelung führt nicht zwangsläufig zu weniger THG-Emissionen. Folgendes Beispiels soll dies erläutern:

Die Reduktion der Stromerzeugung einer KWK-Anlage mit Gegendruckturbine wirkt sich positiv auf ein überlastetes Netzbetriebsmittel aus. In der Folge kann die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gesteigert werden, da für den betrachteten Netzengpass weniger Abregelung notwendig ist. Die erhöhte Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien verändert die Strom-Handelsbilanz des betrachteten Netzgebietes in folgender Weise: Am Großhandelsmarkt wird die Stromerzeugung von Kraftwerken ersetzt, dies bewirkt eine Senkung der THG-Emissionen. Zusätzlich verbrennt die betrachtete KWK-Anlage weniger Brennstoff und senkt ebenfalls die THG-Emissionen. Den Senkungen steht entgegen, dass die reduzierte Stromerzeugung der KWK-Anlage zusätzliche Kraftwerksleistung am Großhandelsmarkt erforderlich macht, die mit zusätzlichen THG-Emissionen verbunden ist. Zudem muss die reduzierte Wärmeabgabe der KWK-Anlage ersetzt werden. Wird hierfür eine HW-Anlage verwendet, so fallen für die Verbrennung zusätzlichen Brennstoffes zusätzliche Emissionen an. Bei Einsatz einer SzW-Anlage fällt zwar kein zusätzlicher Brennstoff an, jedoch wird weitere Stromerzeugung am Großhandelsmarkt erforderlich um die SzW-Anlage zu betreiben.

Das aufgeführte Beispiel macht die komplexen Wechselwirkungen deutlich, die für die Quantifizierung der Veränderung der THG-Emissionen berücksichtigt werden müssen. Die Untersuchung, welchen Einfluss der jeweils eingesetzte Engpassmanagementalgorithmus hat, und welchen Beitrag zusätzliche Flexibilität aus SzW-Anlagen leistet, erfolgt mittels der in Kapitel 4.4 aufgezeigten Vorgehensweise zur Berechnung der THG-Emissionen. Die Darstellung erfolgt unterteilt auf die Ergebnisse, die mit dem hierarchischen Engpassmanagement (Kapitel 5.5.1) bzw. dem kostenbasierten Engpassmanagement (Kapitel 5.5.2) erzielt wurden.

5.5.1 Hierarchisches Engpassmanagement

In Abbildung 5-29 sind die Veränderungen der THG-Emissionen, die sich in Folge des Engpassmanagements ergeben, für die in Kapitel 5.1, 5.3 und 5.4 vorgestellten Szenarien

dargestellt. Die Veränderung der THG-Emissionen wird über den Betrachtungszeitraum 2015 und über die folgenden vier Kategorien aggregiert dargestellt:

- Die Kategorie *KWK-Brennstoff* berücksichtigt die zusätzlichen oder vermiedenen Emissionen durch eine Veränderung des KWK-Brennstoffverbrauches.
- Die Kategorie *HW-Brennstoff* berücksichtigt die zusätzlichen oder vermiedenen Emissionen durch eine Veränderung des HW-Brennstoffverbrauches.
- Die Kategorie *Biomasseabregelung* berücksichtigt die zusätzlichen oder vermiedenen Emissionen durch die Abregelung der Stromerzeugung in Biomasseanlagen. Für die Stromerzeugung von Biomasseanlagen wird ein geringer Emissionsfaktor angenommen (vgl. Kapitel 4.4), der im Falle von Abregelung nicht anfällt.
- Die Kategorie *Stromaustausch* berücksichtigt, dass die Fahrweise des Kraftwerksparks außerhalb des betrachteten Netzgebietes von den Entscheidungen des Engpassmanagements innerhalb des betrachteten Netzgebietes abhängt. Eingriffe in den Einsatzplan von Stromerzeugern und Stromverbrauchern können zu einer Veränderung des Stromaustausches führen. Eine Veränderung mit positivem Vorzeichen führt dazu, dass eine zusätzliche Stromerzeugung erforderlich wird, die am Großhandelsmarkt allokiert werden muss. Umgekehrt vermeidet eine Veränderung des Stromaustausches mit negativem Vorzeichen Stromerzeugung durch Kraftwerke am Großhandelsmarkt.

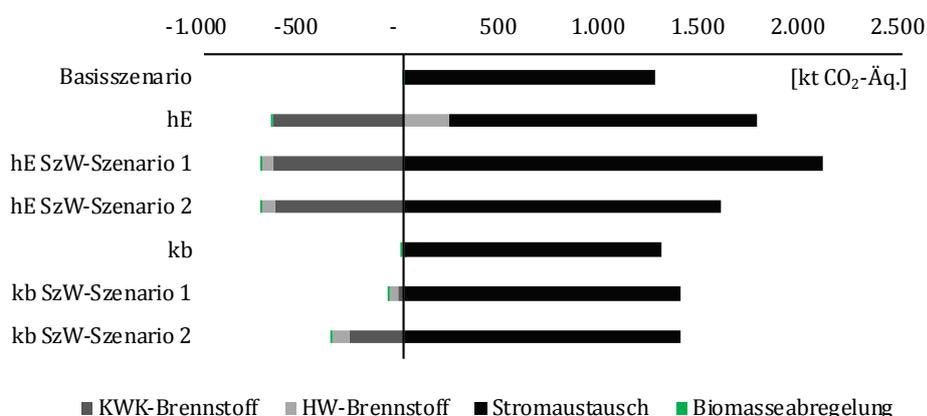


Abbildung 5-29: THG-Emissionen ausgewählter Szenarien und bei Verwendung des hierarchischen Engpassmanagements (hE) bzw. des kostenbasierten Engpassmanagements (kb) im Vergleich, aggregiert über den Betrachtungszeitraum 2015.

Die Darstellung in Abbildung 5-29 zeigt deutlich, das Ausmaß der THG-Emissionen in der Kategorie Stromaustausch. Diese Kategorie berücksichtigt die zusätzlichen oder verhinderten THG-Emissionen, die sich aufgrund einer positiven oder negativen Veränderung des Stromaustausches über die Grenzen des betrachteten Netzgebietes hinweg ergeben. So muss beispielsweise abgeregelte EE-Stromerzeugung durch Kraftwerke ersetzt werden, die über den Großhandelsmarkt allokiert werden. Die am Großhandelsmarkt zusätzlich allokierte Stromerzeugung führt im Basisszenario im Betrachtungszeitraum 2015 zu zusätzlichen THG-Emissionen von 1.300 kt CO₂-Äquivalenten. Im hierarchischen Engpassmanagement ohne SzW und im SzW-Szenario 1 liegen die THG-Emissionen für die Kategorie Stromaustausch mit 1.500

bzw. 2.100 kt CO₂-Äquivalenten noch höher. Grund für die stark steigenden THG-Emissionen am Großhandelsmarkt sind die starken Eingriffe zur Verringerung der KWK-Stromerzeugung, die ebenfalls durch zusätzliche Stromerzeugung am Großhandelsmarkt ersetzt werden muss. Der verringerte Brennstoffverbrauch in KWK-Anlagen wirkt dem Anstieg der THG-Emissionen zum Teil entgegen.

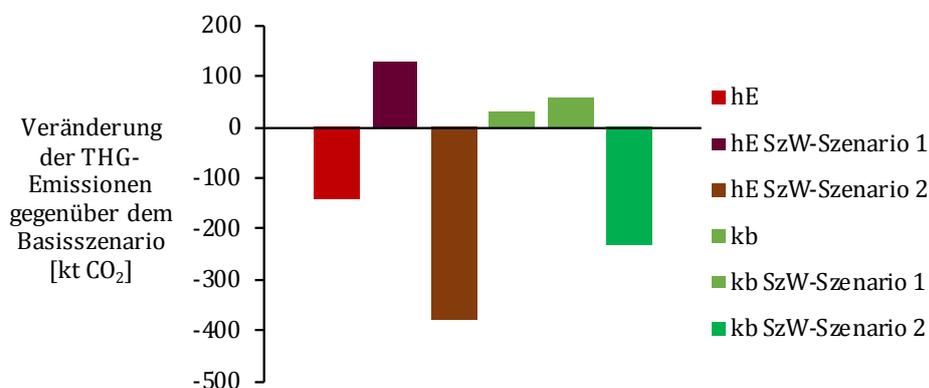


Abbildung 5-30: Differenz der THG-Emissionen, die sich aufgrund der Eingriffe im Rahmen des hierarchischen Engpassmanagements (hE) und des kostenbasierten Engpassmanagements (kb) gegenüber dem Basisszenario ergeben.

Die aggregierte Veränderung der THG-Emissionen gegenüber dem Basisszenario wird in Abbildung 5-30 für jedes der sechs alternativen Szenarien dargestellt. Dafür werden die THG-Emissionen der, in Abbildung 5-29, dargestellten Kategorien addiert. Für die weitere Interpretation der Ergebnisse werden die THG-Emissionen zudem in folgende zwei Bestandteile zusammengefasst: Lokale Emissionen, die im betrachteten Netzgebiet anfallen (HW- und KWK-Brennstoff, Abregelung von Biomasseanlagen), und Emissionen, die, aufgrund der Veränderung des Stromaustausches, für die am Großhandelsmarkt allokierte Stromerzeugung anfallen. Abbildung 5-31 gibt für die – in diesem Kapitel – betrachteten Szenarien einen Überblick über die Veränderung der zwei THG-Bestandteile gegenüber dem Basisszenario. Die absolute Veränderung der Emissionen wird für die Darstellung mit der Veränderung des Stromaustausches normalisiert.

Aus Abbildung 5-30 wird deutlich, dass das hierarchische Engpassmanagement nur in zwei der drei untersuchten Szenarien zu einem Rückgang der THG-Emissionen führt. Im hierarchischen Engpassmanagement ohne SzW wird gegenüber dem Basisszenario ein Rückgang der Emissionen von 140 kt CO₂-Äquivalenten (-11,2%) erreicht. Die Reduktion ist insbesondere dadurch möglich, dass 83% der betrachteten KWK-Stromerzeugungsleistung mittels des CO₂-intensiven Brennstoffs Kohle erreicht wird. Die zusätzlichen Emissionen durch Brennstoffverbrauch in HW-Anlagen, die leistungsbezogen lediglich zu 40% mit Kohle befeuert werden, und die Veränderung des Stromaustausches, werden durch den verminderten KWK-Brennstoffverbrauch überkompensiert. Der hohe Einfluss des verminderten KWK-Brennstoffverbrauches auf den Rückgang der absoluten THG-Emissionen wird aus der Darstellung in Abbildung 5-31 deutlich: Pro veränderter Einheit Stromaustausch werden lokal mehr Emissionen vermieden, als am Großhandelsmarkt zusätzlich nötig werden.

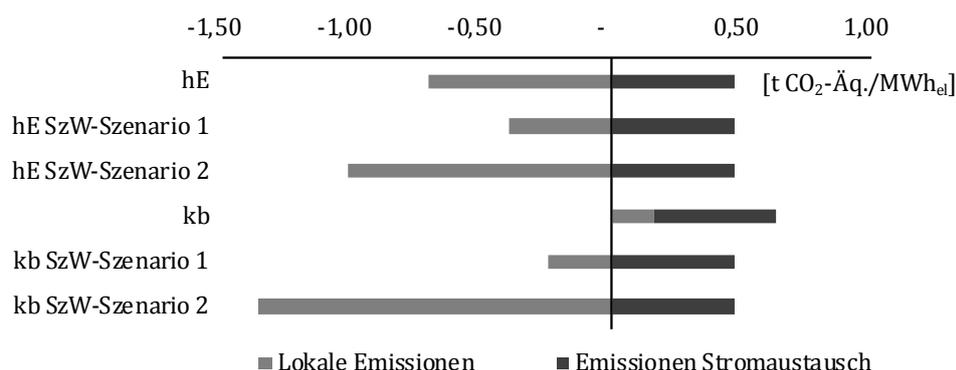


Abbildung 5-31: Veränderung der THG-Emissionen gegenüber dem Basisszenario. Lokale Emissionen fassen die Veränderung der THG-Emissionen in HW-, KWK- und Biomasseanlagen zusammen. Die Emissionen Stromaustausch fallen für Änderungen der Stromerzeugung am Großhandelsmarkt an. Beide Größen werden mit der Veränderung des Stromaustausches gegenüber dem Basisszenario normalisiert.

In der Gruppe der betrachteten Szenarien führt das hierarchische Engpassmanagement im SzW-Szenario 1 mit 130 kt CO₂-Äquivalenten (+10,4%) zum höchsten Anstieg der Emissionen gegenüber dem Basisszenario (vgl. Abbildung 5-30). Der hohe Einsatz von mehr als 1.200 GWh Strom für die SzW-Anlagen im betrachteten Simulationszeitraum reduziert zwar signifikante Mengen an THG-Emissionen in HW-Anlagen, die Abregelung wird dadurch jedoch nur geringfügig reduziert (vgl. Abbildung 5-19). Daher verändert die zusätzlich zu deckende Stromnachfrage in den SzW-Anlagen den Stromaustausch und führt zu stark ansteigenden THG-Emissionen. Da die Reduktion der lokalen Emissionen spezifisch etwas unter der Steigerung der Emissionen am Großhandelsmarkt liegt (vgl. Abbildung 5-31), steigen die Emissionen absolut an. Die Ergebnisse dieses Szenarios widerlegen die – Eingangs des Kapitels – aufgestellte Hypothese, dass die Minimierung der Abregelung zwangsläufig auch zu einer Verringerung der THG-Emissionen führt. Die Abregelung kann zwar mit dem hierarchischen Engpassmanagement im SzW-Szenario 1 geringfügig verringert werden, führt jedoch sowohl zu den oben aufgeführten Kostensteigerungen (vgl. Kapitel 5.4.2.1) als auch zu einer Zunahme der THG-Emissionen.

Das explorative SzW-Szenario 2 macht auch bezüglich der THG-Emissionen deutlich, welchen hohen Einfluss die Standorte zusätzlicher Flexibilitätsoptionen haben. Während das hierarchische Engpassmanagement im SzW-Szenario 1 zu einem starken Anstieg der THG-Emissionen führt, werden die THG-Emissionen im SzW-Szenario 2 deutlich um 377 kt CO₂-Äquivalent (-30%) gegenüber dem Basisszenario gesenkt. Aufgrund des stark mindernden Einflusses des SzW-Einsatzes auf die Abregelung im SzW-Szenario 2, führt die Substitution der HW- und KWK-Wärmebereitstellung durch SzW nur zu vergleichsweise geringen Anteilen zu einer zusätzlichen Stromerzeugung, die am Großhandelsmarkt beschafft werden muss. In der Folge steigt die Vermeidung lokaler Emissionen für das hierarchische Engpassmanagement im SzW-Szenario 2 gegenüber dem SzW-Szenario 1 deutlich an (vgl. Abbildung 5-31).

5.5.2 Kostenbasiertes Engpassmanagement

Unter Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements ohne SzW-Ausbau steigen die THG-Emissionen gegenüber dem Basisszenario um 31 kt CO₂-Äquivalent (+2,5%) leicht an (vgl.

Abbildung 5-30). Die Erhöhung ist zum einen auf die leicht ansteigende Abregelung zurückzuführen. Zum anderen erfolgt eine geringe Erhöhung des KWK-Brennstoffverbrauches. Der verstärkte KWK-Einsatz führt dazu, dass im kostenbasierten Engpassmanagement ohne SzW die relativen Emissionen sowohl lokal als auch am Großhandelsmarkt ansteigen (vgl. Abbildung 5-31).

Bei Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements im SzW-Szenario 1 bzw. 2 erfolgen jeweils weniger Eingriffe in die KWK-Stromerzeugung als bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements (vgl. Abbildung 5-29). Daher fallen sowohl die Minderung der THG-Emissionen durch verminderten KWK-Brennstoffverbrauch, also auch die Steigerung der THG-Emissionen durch die Veränderung des Stromaustausches kleiner aus. Hinsichtlich der aggregierten THG-Emissionen führt die Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements im SzW-Szenario 1 zu einer Steigerung gegenüber dem Basisszenario (vgl. Abbildung 5-30). Diese fällt mit 58 kt CO₂-Äquivalent (+4,6%) geringer aus als beim hierarchischen Engpassmanagement. Durch die Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements werden zwar die lokalen Emissionen reduziert, die dadurch notwendig werdende, zusätzliche Stromerzeugung am Großhandelsmarkt und die damit steigenden THG-Emissionen gleichen dies jedoch mehr als aus. Der überkompensierende Effekt tritt ebenso bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements im SzW-Szenario 1 auf: Relativ betrachtet, fällt der Unterschied zwischen der Reduktion der lokalen Emissionen gegenüber der Steigerung der Emissionen am Großhandelsmarkt jedoch kleiner aus (vgl. Abbildung 5-31). Ebenso fällt die Senkung der absoluten THG-Emissionen im SzW-Szenario 2 – bei Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements – mit 232 kt CO₂-Äquivalent (-18,5%) geringer aus als beim hierarchischen Engpassmanagement. Der signifikante Rückgang der THG-Emissionen unter Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements im SzW-Szenario 2 ist dennoch bemerkenswert.

5.6 Anwendung einer Pönalisierung von Abregelung

Das kostenbasierte Engpassmanagement hat sich in den vorstehenden Analysen in Bezug auf die Abregelung als sehr robust herausgestellt. Im Vergleich zum Basisszenario bzw. dem hierarchischen Engpassmanagement treten nur leichte Erhöhungen der Abregelung in der Größenordnung von 2-5% auf. Diese ergeben sich zum einen daraus, dass von Eingriffen abgesehen wird, die die Kosten des Engpassmanagements erhöhen, wie zum Beispiel der Reduktion von KWK-Stromerzeugung an Standorten, die nur eine kleine Sensitivität bezüglich von bindenden Netzrestriktionen aufweisen. Auch wenn damit die Abregelung leicht reduziert werden könnte. Zum zweiten wird im kostenbasierten Engpassmanagement bei Auftreten von negativen Preisen eine hohe Abregelung vorgenommen. In beiden Fällen geschieht die explizite Abwägung zwischen höherer Abregelung und dadurch vermiedener Kosten. Diese Abwägung kann im kostenbasierten Engpassmanagement direkt gesteuert werden, wenn eine Pönalisierung für die Abregelung von ungleich null in die Zielfunktion (4-4) mit aufgenommen wird.

Untersucht wird im Folgenden ein Wert für die Pönale zwischen 1 €/MWh und 10⁴ €/MWh. Damit wird eine Bandbreite abgedeckt, die zum Teil innerhalb der in Kapitel 4.3 festgestellten Zahlungsbereitschaft für Strom aus Erneuerbaren Energien Quellen liegt und zum Teil weit darüber hinaus. Die Ergebnisse der hohen Werte für die Pönale verdeutlichen wie signifikant die spezifischen Mehrkosten ansteigen, wenn wie im aktuellen Regime für das Engpassmanagement die Minimierung der Abregelung alleinige Zielgröße darstellt. Abbildung 5-32 gibt einen Überblick

der Ergebnisse hinsichtlich Abregelung, Kosten des Engpassmanagements und den THG-Emissionen bei variierender Pönalisierung.

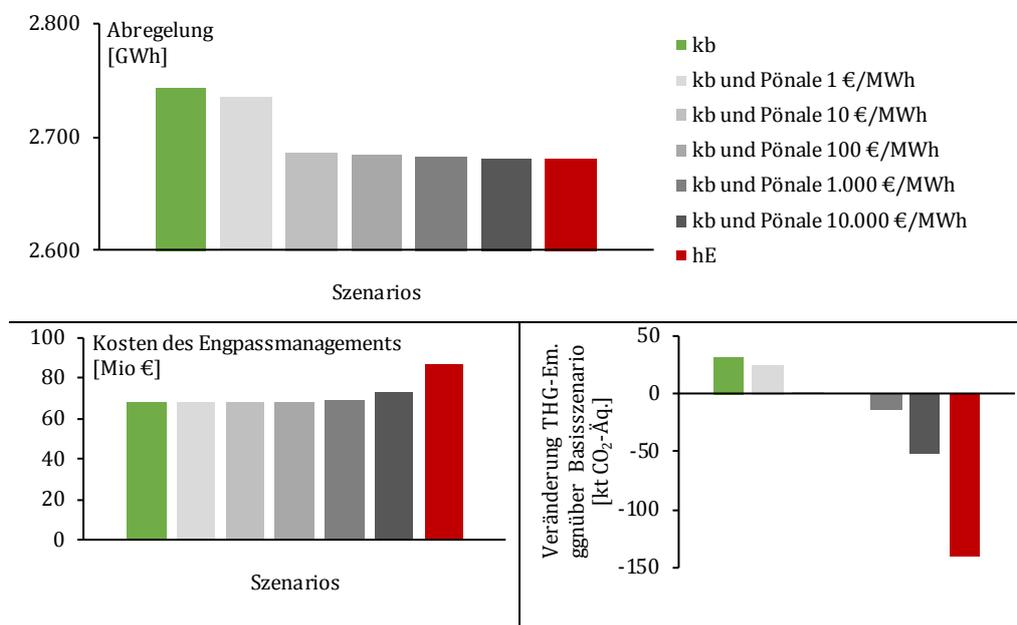


Abbildung 5-32: Ausgewählte Ergebnisse im hierarchischen Engpassmanagement (hE) und kostenbasierten Engpassmanagement (kb) bei variierenden Werten für die Pönalisierung der Abregelung.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Abwägung zwischen Kosten des Engpassmanagements und Abregelung mittels einer Pönalisierung im kostenbasierten Engpassmanagement effektiv gesteuert werden kann. Die Pönalisierung der Abregelung wird bei der Berechnung der Gesamtkosten nicht beachtet, sie dient ausschließlich der Entscheidungsunterstützung. Bereits eine Pönalisierung in Höhe von 10 €/MWh bewirkt, dass die Abregelung im kostenbasierten Engpassmanagement nur noch vernachlässigbar (0,2%) über dem hierarchischen Engpassmanagement liegt. Jedoch wird dadurch der signifikante Kostenanstieg im hierarchischen Engpassmanagement von knapp 19 Millionen Euro (27%) gegenüber dem kostenbasierten Engpassmanagement ohne Pönale fast vollständig vermieden. Bemerkenswert ist zudem die hohe Sensitivität der THG-Emissionen auf die Pönalisierung der Abregelung, die ebenfalls in Abbildung 5-32 dargestellt ist.

6 Diskussion und Ausblick

In den folgenden Unterkapiteln wird diskutiert, inwiefern die entwickelten Algorithmen für das Engpassmanagement eine Verbesserung hinsichtlich der Abregelung und der Kosten des Engpassmanagements herbeiführen können. Des Weiteren werden die Schlussfolgerungen aus der Sektorenkopplung mittels SzW-Anlagen im Zusammenhang mit der Wärmeversorgung in Fernwärmesystemen vorgestellt. Abschließend werden Schwachstellen der vorgestellten Arbeit kritisch beleuchtet und Verbesserungspotenziale für zukünftige Forschungsarbeiten aufgezeigt.

6.1 Einordnung des Basismodells und des Basisszenarios

Im Vergleich der Ergebnisse des Basisszenarios für die Jahre 2014 und 2015 mit der Historie fällt im Mittel eine leichte Unterschätzung des Modells gegenüber der Historie auf. Die modellierte Menge der abgeregelten Energie für diese zwei Jahre beläuft sich auf rund 93% der tatsächlich beobachteten Abregelung, obwohl die für 2014 modellierte Abregelung im Modell sogar leicht über der Historie liegt. Deutlicher wird die Unterschätzung bei Vergleich der auftretenden Maximalwerte, historisch werden signifikant höhere Spitzenwerte in der Abregelung erreicht. Die Unterschätzung im Modell wird im Wesentlichen darauf zurückgeführt, dass das Netzmodell des betrachteten Netzgebietes auf die 110-kV-Spannungsebene des Verteilnetzes beschränkt ist sowie auf die Transformatoren, die ins Übertragungsnetz verbinden. Engpässe innerhalb des Übertragungsnetzes, die in der Praxis in hohem Maße zu Anforderungen von Abregelung auf Verteilnetzebene führen, werden nicht mit abgebildet. Besonders hohe Werte für die Abregelung ergeben sich jedoch vermutlich genau zu dem Zeitpunkt, an dem sich Engpässe in Verteil- und Übertragungsnetz überlagern und in Summe eine besonders hohe Abregelung erforderlich machen.

Der Anteil der historischen Abregelung im betrachteten Modellnetz, der auf Engpässe im Übertragungsnetz entfällt und der die Abweichungen zwischen Modell und Historie vermutlich in hohem Maße erklären kann, ist nach Auffassung des Autors nicht ohne ein entsprechendes Energiesystemmodell mit Berücksichtigung von Verteil- und Übertragungsnetz zu bestimmen. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit sind hierzu keine quantitativen Arbeiten bekannt, die entsprechende Angaben aufweisen. Anhaltspunkte liefern lediglich die Angaben in den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur, die in Tabelle 19 zusammengefasst sind. Dort sinkt der Anteil der Abregelung, die ihre Ursache im Verteilnetz hat von 63% in 2013 auf 11% in 2016, was die festgestellte mittlere Unterschätzung relativiert und vielmehr die Frage aufwirft, ob die aus dem Basisszenario resultierende Abregelung nicht sogar noch zu hoch dargestellt ist.¹

¹ Dazu sei angemerkt, dass das entwickelte Modell des betrachteten Netzgebietes neben dem 110 kV-Verteilnetz auch die Transformatoren der Umspannebene an den Verknüpfungspunkten zwischen 110 kV-Verteilnetz und 220 kV- bzw. 380 kV-Übertragungsnetz mitberücksichtigt. Da diese dem Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet sind, wird im vorliegenden Modell tatsächlich ein Teil der Übertragungsnetzengpässe, die auf die Umspannebene entfallen, berücksichtigt.

Tabelle 19: Zuweisung der Ursächlichkeit von Abregelung im Zusammenhang mit Einspeisemanagement auf Verteil- und Übertragungsnetz nach den Monitoringberichten 2014 bis 2017 der Bundesnetzagentur (BNetzA 2014; 2015b; 2016; 2017b).

Einspeisemanagementmaßnahmen mit Ursache im...	2013	2014	2015	2016
...Übertragungsnetz	37%	58%	84%	89%
...Verteilnetz	63%	42%	16%	11%

Die Aufteilung der Ursächlichkeit der Abregelung durch die Bundesnetzagentur ist äquivalent zur Ermittlung desjenigen Netzbetreibers, der die Entschädigungspflicht für die Abregelung gegenüber dem Betreiber der betroffenen EE-Stromerzeugungsanlage trägt. Hierbei kommen Regelungen zum Tragen, wie beispielsweise, dass derjenige Netzbetreiber die Entschädigung vollständig übernimmt, der eine höhere Abregelung zur Entlastung seiner engpassbehafteten Betriebsmittel benötigt. Die Entschädigungspflicht kann aber auch, beispielsweise, an die zeitliche Abfolge der Anforderung von Abregelung gekoppelt sein. Nach Auffassung des Autors ist es jedoch sachlich nicht korrekt oder zumindest irreführend von der Entschädigungspflicht auf eine disjunkte Aufteilung der Ursächlichkeit von Abregelung zu schließen. Die angegebene Zuweisung der Ursächlichkeit im Monitoringbericht impliziert, dass es keine Abregelung gibt, die über mehrere Netzebenen hinweg für eine Entlastung sorgt und dass Engpässe nicht parallel zueinander auftreten. Die Angaben verleiten zu der Interpretation, dass mit ausgebautem und engpassfreien Übertragungsnetz beispielsweise in 2015, lediglich 16% der Abregelung notwendig gewesen wären, und zwar die Abregelungsmenge, die ursächlich im Verteilnetz zu verorten ist.

Dieser Interpretation widersprechen die Erkenntnisse dieser Arbeit, die darauf hindeuten, dass das untersuchte Verteilnetz und die Umspannebene ins Übertragungsnetz in hohem Maße zeitgleich zum Übertragungsnetz engpassbehaftet sind. Dies wird daraus abgeleitet, dass im Modell auch ohne Berücksichtigung des vollständigen Übertragungsnetzes ein ähnlich hoher Wert an Abregelung wie in der Historie notwendig wird. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurde zudem der direkte Austausch mit dem Betreiber des analysierten 110 kV-Verteilnetzes, der Schleswig-Holstein Netz AG, gesucht. Im Rahmen zweier Termine im Februar 2015 und Mai 2017, die in der, für das Einspeisemanagement in Schleswig-Holstein verantwortlichen, Netzleitstelle in Rendsburg stattfanden, wurden diese Schlussfolgerungen der vorliegenden Arbeit bestätigt: Die Abregelungsmenge, die ohne jegliche Anforderung vom Übertragungsnetzbetreiber aufgrund von Engpässen im Verteilnetz (inkl. der Umspannebene ins Übertragungsnetz) während der Jahre 2014 bis 2016 notwendig gewesen wäre, wurde grob auf 70% des historischen Wertes geschätzt. Zusammenfassend werden die aus dem Basisszenario resultierenden Abregelungen vom Autor dieser Arbeit eher als zu hoch, denn als zu niedrig eingeschätzt.

Der visuelle Vergleich der modellierten und historischen Zeitreihe über die Abregelung hat einen engen Zusammenhang ergeben, der durch die hohe positive lineare Korrelation von 93% bestätigt wird. Auch der Vergleich der Verteilung von Engpässen - innerhalb der Netztopologie und über die Geographie Schleswig-Holsteins - zwischen Modell und Berichten aus der Praxis weist auf eine hohe Funktionalität des Modells hin, die relevanten Wechselwirkungen im untersuchten Energiesystem zielgerecht abzubilden. Insgesamt wird das Modell, hinsichtlich der zu untersuchenden Fragestellung nach einem verbesserten Algorithmus für das

Engpassmanagement und dem Potenzial zusätzlicher Flexibilitätsoptionen zur Senkung der Abregelung, als leistungsfähig beurteilt.

Weiterhin wird aus den Resultaten des Basisszenarios gefolgert, dass in der öffentlichen Diskussion zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit die Verteilnetzengpässe im deutschen Energiesystem eine, gemessen an den tatsächlichen Auswirkungen, zu kleine Rolle einnehmen. Der enorme Anstieg der Abregelung seit 2014, verbunden mit einem starken Anstieg der Netzentgelte der entschädigenden Netzbetreiber, hat zwar die Relevanz des Engpassmanagements und insbesondere des Instruments des Einspeisemanagements für die öffentliche Diskussion erhöht, die Rolle der Verteilnetze bleibt jedoch zumeist unbeachtet. Ein Beispiel hierfür ist die Initiative „Nutzen statt Abregeln“. Im Rahmen dieser Initiative wird die Bundesnetzagentur für bestimmte Regionen die Nutzung von ansonsten abgeregelten Strommengen möglich machen. Die zugehörige Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zielt lediglich auf die Relevanz für Engpässe im Übertragungsnetz ab. Es gilt explizit: „Netzengpässe in unterlagerten Netzen bleiben ... bei dieser Effizienzprüfung unberücksichtigt“ (50Hertz et al. 2017). Die Erkenntnisse dieser Arbeit weisen darauf hin, dass die erwartete Reduktion der Abregelung aufgrund von Maßnahmen zur reinen Entlastung des Übertragungsnetzes nicht in vollem Maße erreicht werden wird, da parallel Engpässe im Verteilnetz auftreten.

6.2 Weiterentwicklung des heutigen Engpassmanagements

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit unterliegen Netzbetreiber der Pflicht, bei der Durchführung des Einspeisemanagements sicherzustellen, „dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird“ (BNetzA 2011). Während der Erstellung dieser Arbeit hat die Weiterentwicklung des Leitfadens zum Einspeisemanagement auf Version 3.0 (BNetzA 2018b) und auch die Reform der Paragraphen zum Einspeisemanagement im Erneuerbaren Energien Gesetz (Deutscher Bundestag 2017b) bisher zu keiner Weiterentwicklung der Maxime minimaler Abregelung geführt. Dennoch sind konkrete Maßnahmen verabschiedet worden, um dem Netzbetreiber zusätzliche Flexibilitätsoptionen für das Engpassmanagement im Rahmen des Einspeisemanagements zu eröffnen. Dazu gehört der Zubau von Kapazitäten zur Umwandlung von Strom zu Wärme in den sogenannten Netzausbaugebieten.

Die Ergebnisse dieser Arbeit deuten darauf hin, dass das Festhalten an der reinen Minimierung der Abregelung ein hohes Risiko birgt, die Kosten des Engpassmanagements zu steigern. Dies wird anhand des hierarchischen Engpassmanagements für die Erschließung der Flexibilität der KWK-Stromerzeugung in Kapitel 5.3.2 und für den Zubau von SzW-Kapazitäten in Kapitel 5.4.2 ermittelt. Es wird gezeigt, dass durch die Zunahme der Flexibilität der KWK-Stromerzeugung bei Beibehaltung des aktuellen Engpassmanagement-Regimes, die Abregelung zwar geringfügig reduziert werden kann, dies jedoch zu Mehrkosten von ca. 18 Millionen Euro im Jahr führt. Dies entspräche einem relativen Anstieg der jährlichen Kosten für das Engpassmanagement von 27%. Noch eindrucksvoller erscheint die Kostensteigerung, wenn sie ins Verhältnis mit der erreichten Reduktion der Abregelung gesetzt wird: Im Durchschnitt ergeben sich spezifische Kosten für die Reduktion einer Einheit Abregelung von ca. 7000 €/MWh. Kommt hierzu noch das Potenzial der SzW-Anlagen im SzW-Szenario 1 dazu, dann sinken die spezifischen Kosten der Abregelminderung zwar auf ca. 2400 €/MWh und die Abregelung wird auch marginal zusätzlich

reduziert, die Mehrkosten steigen jedoch auf 29 Millionen Euro im Jahr an. Dies entspräche einer Steigerung der jährlichen Kosten für das Engpassmanagement von 43%.

Es ist zu hinterfragen ob diese Kostensteigerungen in einem gesellschaftlich und politisch akzeptierten Verhältnis zu der gesteigerten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien Quellen steht. Zum Vergleich: Die durchschnittliche Vergütung von Anlagen, die in 2015 durch das Erneuerbare Energien Gesetz gefördert wurden, lag nach BMWi (2017) bei 169 €/MWh. Die durch Ausschreibungen in 2017 ausgelobten Vergütungshöhen für neu zu bauende EE-Anlagen lagen noch deutlich darunter bei teils 57 €/MWh. Hier setzt das, im Rahmen dieser Arbeit entwickelte, kostenbasierte Engpassmanagement an. Zielstellung bildet die Beseitigung von Netzengpässen unter möglichst geringen Kosten für das Engpassmanagement. Die Ergebnisse machen deutlich, dass mit dem kostenbasierten Engpassmanagement eine Abregelung erzielt wird, die nur leicht über derjenigen im hierarchischen Engpassmanagement liegt, dahingegen aber die Kosten des Engpassmanagements in allen untersuchten Szenarien deutlich senkt. Während die Zielstellung zur Minimierung der Abregelung im hierarchischen Engpassmanagement alle zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen auch bei sehr kleinem Einfluss auf die Abregelung nutzt, wägt das kostenbasierte Engpassmanagement den Einsatz monetär ab.

Gegenüber dem hierarchischen Engpassmanagement liegen die jährlichen Kosten für das kostenbasierte Engpassmanagement unter Hinzunahme der Flexibilität von KWK-Anlagen um 18,6 Millionen Euro (-22%) und im SzW-Szenario 1 sogar um 30,9 Millionen Euro (-32%) niedriger. Mit dem in dieser Arbeit entwickelten Algorithmus für das kostenbasierte Engpassmanagement gelingt die Aufnahme zusätzlicher Flexibilitätsoptionen in das Engpassmanagement bei gleichzeitig sinkenden Kosten für das Engpassmanagement. Je nach betrachtetem Szenario mit unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen, die dem Engpassmanagement zugänglich gemacht werden, bleibt die Abregelung in ähnlicher Größenordnung oder wird stark reduziert, wenn dies wie im SzW-Szenario 2 zuträglich ist (vgl. Kapitel 5.4.2.3).

Ein Vorteil des kostenbasierten Engpassmanagements liegt zudem darin, dass die Abwägung zwischen höheren Kosten und reduzierter Abregelung explizit berücksichtigt werden kann. Wie in Kapitel 5.6 gezeigt wird, kann mittels einer Pönalisierung der Abregelung in der Zielfunktion direkter Einfluss auf die Abwägung zwischen Kosten und Abregelung genommen werden. Dies ist aus zweierlei Perspektiven zu begrüßen: Einerseits werden Eingriffe im Rahmen des Engpassmanagements vermieden, die zwar eine Minderung der Abregelung erreichen, dies aber zu Kosten, die über der Zahlungsbereitschaft für Strom aus Erneuerbaren Energien Quellen liegen. Andererseits werden Maßnahmen verhindert, die durch zusätzliche Abregelung Kosten in einer Höhe vermeiden, die unter der Zahlungsbereitschaft für EE-Strom liegt. Dieser Fall liegt insbesondere beim Auftreten von leicht negativen Preisen vor. Es wurde weiterhin gezeigt, dass die resultierenden THG-Emissionen eine hohe Sensitivität gegenüber der Pönalisierung von Abregelung aufweisen.

Auf Grundlage dieser Erkenntnisse wird die dringende Handlungsempfehlung abgeleitet, die Regularien für das Engpassmanagement im Rahmen des Einspeisemanagements dahingehend weiterzuentwickeln, dass das Engpassmanagement robuster gegenüber einer Steigerung der Kosten wird. Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte kostenbasierte Engpassmanagement ist als konkrete Orientierung für diese Weiterentwicklung vorgesehen. Bleibt diese aus, so besteht ein hohes Risiko, dass zusätzliche Flexibilität - wie die konkret angedachten Kapazitäten zur

Umwandlung von Strom zu Wärme - in hohem Maße kostenineffizient eingesetzt wird, ohne signifikante Vorteile hinsichtlich der Abregelung zu erreichen.

6.3 Potenzial der Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme für das Engpassmanagement

Die Veränderung des Einsatzes von HW- und KWK-Anlagen in den betrachteten Fernwärmesystemen kann eine Reduktion der Abregelung erreichen. Dies wird in der Ergebnisvorstellung in Kapitel 5.2 gezeigt. Die Reduktion beträgt maximal 2.2 GWh gegenüber dem Basisszenario und wird in einem Extremszenario erreicht, für das die Fernwärmesysteme vollständig aus der Simulation herausgenommen werden, also keinerlei KWK-Stromerzeugung erfolgt. Relativ zur jährlichen Abregelung, die im Basisszenario notwendig ist, entspricht dies lediglich einer Reduktion von 0,1%.

Eine der zu Beginn dieser Arbeit aufgestellten Hypothesen, dass die KWK-Stromerzeugung in hohem Maße zu Netzengpässen und Abregelung beiträgt, kann dadurch – zumindest für das betrachtete Netzgebiet – nicht bestätigt werden. Insbesondere die Fernwärmesysteme mit hohem Wärmebedarf und korrespondierend hoher thermischer und elektrischer Leistung in KWK-Anlagen sind an solchen Standorten gelegen, die auf die Mehrzahl der auftretenden Netzengpässe nur eine sehr kleine Sensitivität aufweisen. Dadurch hilft die Reduktion der KWK-Stromerzeugung hinsichtlich der Reduktion der Abregelung nur wenig, umgekehrt schadet sie aber auch kaum.

Der konkret angedachte und in Regulierung und Gesetzgebung bereits verankerte Ausbau von Kapazitäten zur Umwandlung von Strom zu Wärme im Zusammenhang mit Fernwärmesystemen schafft an diesen Standorten zusätzliche Stromverbrauchskapazitäten. Dahinter steckt die Intention, dass die Strommengen, die aufgrund von Abregelung nicht eingespeist werden können, zur Wärmebereitstellung in den Fernwärmesystemen genutzt werden. Dies setzt voraus, dass die Engpässe, welche Abregelung notwendig machen, durch den Einsatz der SzW-Anlagen gelöst oder zumindest gelindert werden können. Der bereits angeführte, mangelnde Einfluss der KWK-Anlagen auf Abregelung und die Ergebnisse des Strom-zu-Wärme (SzW)-Szenarios 1 im Rahmen dieser Arbeit weisen jedoch darauf hin, dass auch hohe SzW-Kapazitäten an den Standorten der meisten betrachteten Fernwärmesysteme nur geringen Einfluss auf Engpässe und damit Abregelung haben. Auf Basis dieser Erkenntnisse wird dringend geraten, die Entscheidung über den Zubau von SzW-Anlagen nach § 13 Absatz 6a EnWG anders zu gestalten, als dies von 50Hertz et al. (2017) vorgeschlagen wird.² Insbesondere die zusätzlichen oder eingesparten Kosten, die durch die Veränderung des Kraftwerkseinsatzes am Großhandelsmarkt (oder einem alternativen Instrument) auftreten, wenn die Sensitivität zwischen SzW-Anlage und Engpass nicht genau eins beträgt, sollten berücksichtigt werden. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zeigen die hohe Relevanz dieser Kostenposition. Ein zielorientierter Ansatz zur Berücksichtigung der Kosten des Engpassmanagements und des Einflusses zusätzlicher SzW-Anlagen auf die Kosten, kann die in dieser Arbeit vorgestellte Definition der Kosten des Engpassmanagements sein.

² In der freiwilligen Selbstverpflichtung der drei Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz GmbH, Amprion GmbH und Tennet TSO GmbH wird vorgeschlagen, vermiedene Kosten von Brennstoff und CO₂-Emissionen in KWK-Anlagen, über 5 Jahre, der Investition in SzW-Kapazität gegenüberzustellen. Wechselwirkungen mit dem Großhandelsmarkt, beispielsweise eine zusätzlich zu deckende Stromnachfrage, werden nicht berücksichtigt.

Engpässe im Übertragungsnetz, die durch eine hohe Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien hervorgerufen werden, werden möglicherweise in trivialer und standortunabhängiger Weise durch jede SzW-Anlage in Schleswig-Holstein positiv beeinflusst. Dies gilt nicht für Engpässe, die im 110 kV Verteilnetz und auf der Umspannebene ins Übertragungsnetz auftreten. Die Analysen in dieser Arbeit zeigen, dass der Zubau von SzW-Kapazitäten ein standortabhängig stark schwankendes Potenzial zur Reduktion der Abregelung aufweist. Bleiben Netzengpässe unterhalb der Übertragungsnetzebene unberücksichtigt wie von 50Hertz et al. (2017) explizit angeführt, so ist basierend auf den Ergebnissen dieser Arbeit eine hohe Überschätzung des Einflusses neuer SzW-Anlagen auf die Abregelung zu erwarten.

Obwohl die notwendige Abregelung des SzW-Szenarios 1 lediglich 0,5% unterhalb derjenigen im Basisszenario liegt, weisen die Erkenntnisse dieser Arbeit dennoch auf ein hohes Potenzial durch SzW-Anlagen hin. Voraussetzung ist jedoch, ein - hinsichtlich der auftretenden Netzengpässe - günstiger Standort. So zeigen die Ergebnisse für eines der zwölf Fernwärmesysteme, die anhand von AGFW (2016) ermittelt werden konnten, dass ein hoher Anteil der fossilen Brennstoffe zur Wärmebereitstellung durch den Einsatz einer SzW-Anlage substituiert werden kann. Die Abregelung wird in einem zur substituierten thermischen Energie vergleichbaren Ausmaß reduziert. Die SzW-Kapazität am betreffenden Fernwärmesystem Nummer 11 wird als einzige auch im kostenbasierten Engpassmanagement mit mehr als 1000 Volllaststunden eingesetzt. Die Ermittlung des für den SzW-Ausbau am besten geeigneten Fernwärmesystems zeigt, dass bei richtiger Standortwahl sowohl die Abregelung als auch die Kosten gesenkt werden können. Drei Viertel der in der SzW-Anlage eingesetzten Strommenge wird durch eine Verminderung der Abregelung ausbalanciert. Lediglich 25% der zusätzlichen Nachfrage wird durch zusätzliche Stromerzeugung am Großhandelsmarkt gedeckt. Da die aus Strom gewonnene Wärme konventionelle Brennstoffe ersetzt, werden aggregiert mehr Kosten und THG-Emissionen im Betrieb des Fernwärmesystems eingespart, als durch die zusätzliche Stromnachfrage am Großhandelsmarkt anfallen.

Noch deutlicher fallen die Ergebnisse des explorativen SzW-Szenarios 2 aus, in dem die Standorte der SzW-Kapazitäten losgelöst von den zugehörigen Fernwärmesystemen gewählt werden. Als Entscheidungsgrundlage für die elektrische Kopplung der zusätzlichen SzW-Kapazitäten werden die mittleren lokalen Grenzkosten je Netzknoten verwendet. Es zeigt sich, dass die alternative Verteilung ein deutlich höheres Potenzial aufweist, die Abregelung und auch die Kosten des Engpassmanagements zu senken. Während das hierarchische Engpassmanagement im SzW-Szenario 1 durch den Einsatz von 1.149 MW SzW-Kapazitäten lediglich rund 12 GWh an Abregelung gegenüber dem Basisszenario reduziert, so liegt die Abregelung für das SzW-Szenario 2 um 1.077 GWh niedriger. Wird das kostenbasierte Engpassmanagement im SzW-Szenario 2 angewendet, sinken die Kosten des Engpassmanagements um jährlich 13 Millionen Euro und ein deutlich positiveres Bild des Einsatzes von SzW für das Engpassmanagement entsteht.

Aufgrund dieser Erkenntnisse wird die eindeutige Empfehlung abgeleitet, nach alternativen Standorten von Fern- oder Nahwärmesystemen für den Einsatz von SzW-Anlagen zu suchen. Zudem erscheint es sinnvoll, diejenigen Standorte vermehrt mit SzW auszustatten, die einen höheren und häufigeren positiven Einfluss auf die auftretenden Netzengpässe besitzen. Es wurde gezeigt, dass die lokalen Grenzkosten ein probates Mittel darstellen, um solche Standorte innerhalb der betrachteten Netzinfrastruktur zu ermitteln. Außerdem wird empfohlen, dass für Standorte, die sich als geeignet für die Errichtung von SzW-Anlagen herausstellen, Wärmespeicher in Betracht gezogen werden. Dadurch können die SzW-Anlagen mit einer Leistung über dem momentanen Wärmebedarf betrieben werden und gute Standorte stärker

ausgenutzt werden. Darüber hinaus ist – auf Basis der Ergebnisse – die Suche nach anderen Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise dezentrale, elektrische und thermische Haushalts- und Quartierspeicher, in Erwägung zu ziehen. Das Potenzial hierfür tritt weit verteilt auf und ist demnach auch in den für die Abregelung besonders wirkungsvollen Gebieten zu finden.

6.4 Beurteilung der Sektorenkopplung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden insgesamt drei SzW-Szenarien betrachtet: Das SzW-Szenario 1, das sich nach der Größe und den Standorten existierender Fernwärmesysteme richtet. Das explorative SzW-Szenario 2, in dem der gleiche Umfang von SzW-Kapazitäten wie im SzW-Szenario 1 eingesetzt wird, jedoch losgelöst von existierenden Fernwärme-Standorten. Im dritten, untersuchten SzW-Szenario wird nur an demjenigen Fernwärmesystem Kapazität installiert, das hinsichtlich der Kosten des Engpassmanagements am vorteilhaftesten erscheint. Alle drei Szenarios werden respektive unter Anwendung des hierarchischen und des kostenbasierten Engpassmanagements betrachtet.

Die durchgeführte Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt, dass die Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements in keinem der betrachteten SzW-Szenarios eine Wirtschaftlichkeit erreicht. Selbst im explorativen SzW-Szenario 2, in dem sowohl die Abregelung, als auch die Kosten gesenkt werden können, liegt die erreichte Kostenreduktion deutlich unter den betrachteten Annuitäten und rechtfertigt damit nicht die Investition in insgesamt 1.149 MW SzW-Kapazität. In den beiden anderen SzW-Szenarios führt die Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements zu Kostensteigerungen und damit zu einem negativen Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Im Gegensatz dazu, ist der Einsatz des kostenbasierten Engpassmanagements im SzW-Szenario 2, zumindest im Vergleich mit einer der insgesamt sechs ermittelten Annuitäten, als wirtschaftlich zu beurteilen. Die Kostenverringerung übertrifft die Annuität, die auf Basis der Investition in 1.149 MW SzW-Kapazität berechnet wurde, jährlich um 4,2 Millionen Euro. Die Annuitäten, die mit einem kürzeren Betrachtungszeitraum und einer höheren, spezifischen Investition ermittelt wurden, liegen jedoch über der jährlichen Kostenreduktion. Wird die gesamte Bandbreite der ermittelten Annuitäten berücksichtigt, so ist der hohe Kapazitätsausbau im SzW-Szenario 2, auch unter Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements, nicht als wirtschaftlich zu betrachten.

Für das dritte, betrachtete SzW-Szenario, in dem nur an einem der Fernwärmesysteme SzW-Kapazität ausgebaut wird, stellt sich eine deutlich positive Wirtschaftlichkeit ein. Die Standortauswahl und das eingesetzte, kostenbasierte Engpassmanagement führen zu einer jährlichen Kostenreduktion von 0,8 Millionen Euro. Diese liegt deutlich über den ermittelten Annuitäten der Investition für 4,14 MW SzW-Kapazität, die im Bereich von 0,03 bis 0,18 Millionen Euro liegen. Wird im gleichen SzW-Szenario das hierarchische Engpassmanagement eingesetzt, so wird anstelle einer Kostenreduktion, eine um Größenordnungen höhere Steigerung der Kosten des Engpassmanagements erreicht.

Die Erkenntnisse der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bestätigen die Dringlichkeit zur Weiterentwicklung des geltenden Einspeisemanagement-Regimes, die weiter oben bereits festgestellt wurde. Das hierarchische Engpassmanagement repräsentiert die Beibehaltung des aktuellen Engpassmanagement-Regimes unter minimalen Anpassungen. Es erreicht, auch unter

vorteilhaften Annahmen über die Verteilung der SzW-Kapazitäten, keinen wirtschaftlichen Einsatz der zusätzlichen Flexibilität, die durch SzW-Anlagen bereitgestellt wird. Durch den Einsatz des in dieser Arbeit entwickelten kostenbasierten Engpassmanagements, kann – je nach betrachtetem Szenario – die negative Wirtschaftlichkeit zusätzlicher SzW-Kapazitäten abgeschwächt werden oder eine deutlich positive Wirtschaftlichkeit erreicht werden.

6.5 Einfluss des Engpassmanagements auf die Emission von Treibhausgasen

Zusammenfassend ist sowohl für das hierarchische als auch das kostenbasierte Engpassmanagement festzustellen, dass der Einfluss auf die THG-Emissionen stark von der Ausgestaltung des betrachteten Szenarios abhängt. Über die betrachteten sechs Szenarien hinweg konnten für beide Engpassmanagementalgorithmen Veränderungen der THG-Emissionen mit jeweils positivem und negativem Vorzeichen ermittelt werden. Das hierarchische Engpassmanagement erreicht im SzW-Szenario 1 mit 10,4% die höchste Steigerung der THG-Emissionen und im SzW-Szenario 2 mit -30% die höchste Senkung. Die Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements resultiert ohne SzW-Kapazität und im SzW-Szenario 1 in geringfügigen Steigerungen der THG-Emissionen um rund 3-5%. Angewendet im SzW-Szenario 2 werden die THG-Emissionen um 19% verringert.

Die Senkung der THG-Emissionen von 11,2% im Szenario ohne SzW-Ausbau unter Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements werden zu spezifischen Kosten von 130 €/t CO₂-Äquivalent erreicht. Die Steigerung der THG-Emissionen im kostenbasierten Engpassmanagement ohne SzW bzw. im SzW-Szenario 1 führen zu einer spezifischen Kostenreduktion von 9 bzw. 28 €/t CO₂-Äquivalent. Zur Beurteilung der spezifischen Kosten werden die am Spotmarkt der EEX gehandelten CO₂-Zertifikatspreise für *EU Emission Allowances* gewählt (EEX 2018b). Diese lagen im Handelszeitraum Ende 2012 bis inklusive 2015 zwischen 2-9 €/t CO₂-Äquivalent. In 2018 ist der Preis zuletzt stark angestiegen auf rund 15 €/t CO₂-Äquivalent. Gemessen daran sind die spezifischen Einsparungen bei Anwendung des kostenbasierten Engpassmanagements ohne SzW-Ausbau gerade hoch genug und im SzW-Szenario 1 deutlich ausreichend um die zusätzlichen Emissionen zu rechtfertigen. Die zusätzlichen Kosten bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements ohne SzW-Ausbau sind dagegen eindeutig zu hoch, als dass die eingesparten THG-Emissionen diese rechtfertigen würden. Für die verbleibenden Szenarien ist die Beurteilung hinsichtlich der spezifischen Kosten für eine Veränderung der THG-Emissionen trivial: Die Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements im SzW-Szenario 1 lässt sowohl die Kosten, als auch die THG-Emissionen ansteigen und ist daher als nachteilig zu beurteilen. Im SzW-Szenario 2 erzielen beide Methoden des Engpassmanagements sinkende Kosten bei sinkenden THG-Emissionen und sind daher bezüglich der THG-Emissionen als vorteilhaft zu beurteilen.

Der ambivalente Einfluss des eingesetzten Engpassmanagements auf die THG-Emissionen bestätigt insofern, dass die THG-Emissionen für keinen der beiden Algorithmen unmittelbarer Bestandteil der Zielstellung sind und daher in der Entscheidungsfindung des Engpassmanagements nicht explizit berücksichtigt werden. Es kann keine eindeutige Aussage darüber getroffen werden, in welcher Weise die vorgestellten Algorithmen für das Engpassmanagement die THG-Emissionen beeinflussen. Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte kostenbasierte Engpassmanagement bietet in diesem Zusammenhang die folgenden Vorteile: Zum einen kann mittels der Pönalisierung von Abregelung direkt Einfluss darauf genommen

werden, wie ähnlich die Entscheidungen im Vergleich zum hierarchischen Engpassmanagement ausfallen sollen. Zum anderen fließt die Höhe von CO₂-Zertifikatspreisen mittelbar in die Entscheidungen des kostenbasierten Engpassmanagements mit ein. Wird die Emission von THG stärker monetär bestraft, so führt dies je nach THG-Intensität zu höheren Grenzkosten fossiler Kraftwerke und zu steigenden Großhandelspreisen. Das kostenbasierte Engpassmanagement wird in der Folge eher Entscheidungen treffen, die zu weniger Kosten hinsichtlich THG-Emissionen führen und dadurch tendenziell die THG-Emissionen senken. Nach Ansicht des Autors ist die direkte Pönalisierung von THG-Emissionen, zum Beispiel über CO₂-Zertifikate, zur Steuerung von THG-Emissionen gegenüber der Bevorzugung von EE-Stromerzeugung im Rahmen des Engpassmanagements vorzuziehen.

6.6 Kritische Würdigung

Als Kritikpunkt hinsichtlich des entwickelten Modellrahmens sind die in Kapitel 3 beschriebenen, hohen Unsicherheiten sowohl bei der Regionalisierung von Stromverbrauch und -erzeugung als auch bei der Wahl der Netzparameter festzuhalten. Es ist zu erwarten, dass zukünftige Arbeiten von der sich beständig verbessernden Datenlage profitieren werden und sukzessive Aktualisierungen in den Eingangsdaten vornehmen können. Den größten Einfluss auf eine datenseitige Verbesserung zukünftiger Analysen versprechen Netzparameter und -topologie. Diese unterliegen aufgrund des fortschreitenden Netzausbaus beständiger Veränderung und die Abregelung hat sich gegenüber der Kapazität einzelner Netzelemente als sehr sensitiv herausgestellt.

Kritisch hervorzuheben sind die Ausmaße des betrachteten Netzgebietes, das die höheren Spannungsebenen im Übertragungsnetz nicht erfasst. Es wird zwar die Umspannebene mit Transformatoren ins Übertragungsnetz berücksichtigt, darüber hinaus jedoch keine Leistungsflüsse für das Übertragungsnetz berechnet. Dies spielt insbesondere dann eine Rolle, wenn das Übertragungsnetz, aufgrund hoher Stromerzeugung durch Windkraftanlagen in Norddeutschland und Dänemark, Engpässe in Nord-Süd-Richtung aufweist. Dann werden, in Folge des Engpassmanagements des Übertragungsnetzbetreibers, Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz vorgenommen, die auch die Abregelung der EE-Stromerzeugung umfassen. Der Vergleich der Ergebnisse des Basisszenarios mit historischen Daten weist durch die hohen Unterschiede in den Extremwerten auf diese Wechselwirkung hin.

Kritisch zu würdigen ist die Nichtberücksichtigung dieser Wechselwirkung in Hinblick auf die Analyse zusätzlicher SzW-Kapazitäten: Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit weisen deutlich darauf hin, dass die Standorte der großen Fernwärmesysteme nur bedingt geeignet sind, die Abregelung durch die zusätzliche Stromnachfrage in SzW-Anlagen zu reduzieren. Dies gilt für die betrachteten Engpässe im 110 kV Verteilnetz und auf der Umspannebene ins Übertragungsnetz. Es ist jedoch zu vermuten, dass der Einsatz von SzW-Anlagen in Schleswig-Holstein sehr wohl positiven Einfluss auf Engpässe im Übertragungsnetz haben würde. Eventuell fällt daher die Beurteilung von zusätzlichen SzW-Kapazitäten an den betrachteten Fernwärmesystemen unter Berücksichtigung von Restriktionen im Übertragungsnetz vorteilhafter aus. Dies würde vor allem dann zutreffen, wenn Engpässe im Übertragungsnetz Abregelung im betrachteten Netzgebiet erforderlich machen, die über die Abregelung hinausgehen, die durch Engpässe im betrachteten Netzgebiet bereits notwendig sind. Die harte oder weiche Kopplung des entwickelten Modells mit einer Leistungsflussberechnung des Übertragungsnetzes oder die vollständige Integration dieser Spannungsebenen bieten sich als vielversprechende Weiterentwicklungen des vorgestellten

Modells an. Ebenso erscheint die Erweiterung um die Spannungsebenen unterhalb der 110 kV-Ebene interessant, insbesondere unter dem Aspekt der fortschreitenden Verbreitung von Elektromobilität.

Weiterhin ist zu prüfen, inwiefern die Berücksichtigung von Netzrestriktionen im AC-Leistungsflussmodell zu anderen Ergebnissen als die des gewählten DC-Leistungsflussmodells führen würden. Für Berechnungen auf Höchstspannungsebene sind DC-Leistungsflussmodelle in der Literatur weit verbreitet (vgl. Kapitel 2.4.1). Kapazitätsengpässe von Netzelementen können zuverlässig berechnet werden. Engpässe, die aufgrund von signifikanten Abweichungen von der Normspannung auftreten, sind auf Übertragungsnetzebene wenig relevant. Für die Spannungsebenen im Verteilnetz gilt dies nicht oder zumindest nicht in pauschaler Form. Die Annahmen, die im Rahmen der Linearisierung des DC-Leistungsflussmodells getroffen werden, stimmen mit der Realität bei sinkendem Spannungslevel zunehmend weniger überein. Um der Unsicherheit aufgrund des Einsatzes des DC-Leistungsflussmodells zu begegnen, wird zum einen in Kapitel 5.1.2 ein quantitativer Vergleich zwischen DC- und AC-Leistungsfluss der betrachteten Netzinfrastruktur durchgeführt. Dabei werden hinsichtlich der untersuchten Dimensionen nur geringfügige Unterschiede festgestellt. Zum anderen wurde im Rahmen der Bearbeitung dieser Arbeit der direkte Austausch mit dem betreffenden Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG hergestellt. Im persönlichen Austausch konnte ermittelt werden, dass für das Engpassmanagement der 110 kV-Ebene des betrachteten Verteilnetzes ausschließlich Wirkleistungskapazitäten von Netzelementen relevant sind und auf absehbare Zeit auch bleiben. Spannungsbedingte Engpässe treten nicht auf und wurden daher auch im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt. Weiterhin ist die Anwendung der DC-Leistungsflussberechnung auch in niederen Spannungsebenen in der Literatur verbreitet. So nutzen beispielsweise Li et al. (2014) und Huang et al. (2015) für Berechnung auf 11 kV bis 33 kV die linearisierten DC-Gleichungen.

Weiterhin ist zur gewählten Kostenfunktion für den Austausch von Strom mit dem Großhandelsmarkt zu bemerken, dass diese den Preisfindungsmechanismus am Großhandelsmarkt nur rudimentär wiedergibt. Gemessen an der Zielstellung erscheint der gewählte Ansatz als probat, um die Kosten durch eine Veränderung der Netto-Stromerzeugung im betrachteten Netzgebiet grob zu bewerten. Für tiefergehende Analysen hinsichtlich der Wechselwirkungen von Eingriffen im Engpassmanagement und dem Großhandelsmarkt ist der Ansatz jedoch wenig geeignet. Hierfür erscheint die Kopplung des vorliegenden Modells mit einem Strommarktmodell, das die Kostenstruktur und Preisfindung am Großhandelsmarkt realitätsnah abbildet, als aussichtsreiche Weiterentwicklung. Für ein solches, gekoppeltes Modell eröffnet sich als interessante Fragestellung insbesondere die Quantifizierung eines Preiseffektes, der sich bei Abregelung dadurch ergibt, dass kurzfristig aufgrund der Netzrestriktionen mehr Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken benötigt wird. In diesem Zusammenhang wäre außerdem interessant ob ein Zusammenhang zwischen Abregelung und dem Abruf von Regelleistung festgestellt werden kann.

In Bezug auf die Untersuchung von SzW-Anlagen ist anzumerken, dass eine Vielzahl alternativer Flexibilitätsoptionen, die nicht in dieser Arbeit berücksichtigt wurden, lohnenswert für zukünftige Analysen erscheint. Dazu zählen Wärmespeicher an existierenden Fernwärmesystemen, die heute schon eine höhere Flexibilität im KWK-Betrieb ermöglichen, als in dieser Arbeit implementiert. Außerdem wird die Recherche weiterer Wärmebedarfszentren über die in dieser Arbeit berücksichtigten Fernwärmesysteme hinaus empfohlen. Hierzu zählen industrielle Großabnehmer, wie beispielsweise die Raffinerie Heide, die einen Standort an der Westküste Schleswig-Holsteins aufweist, der hervorragend zur Verringerung der Abregelung

geeignet wäre. Zudem existieren Nahwärmenetze, die mit kleiner Einzelleistung aber in hoher Zahl über das gesamte Netzgebiet verteilt sind. Weiterhin werden in der vorliegenden Arbeit folgende Instrumente des Engpassmanagements nicht betrachtet, die jedoch für zukünftige Arbeiten vielversprechend erscheinen: Veränderungen der Netztopologie, die aktive Einflussnahme auf den Leistungsfluss (z.B. durch Phasenschieber) sowie Freileitungsmonitoring.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist kritisch anzumerken, dass diese auf den erzielten Kosteneinsparungen, ermittelt für lediglich ein Jahr, erfolgt. Die gewählte Bewertungsmethode zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf Basis der Annuitäten, impliziert die stark vereinfachende Annahme, dass zukünftige Kostenveränderungen in der gleichen Höhe wie im Betrachtungsjahr 2015 anfallen. Das Auftreten von Engpässen und Abregelungen ist jedoch stark abhängig von nicht vorhersagbaren Faktoren wie z.B. dem Wetter und dem Voranschreiten des Netzausbaus und variiert auch über die einzelnen Zeitläufe. Sowohl ein positiver, wie auch negativer Effekt auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme wäre denkbar. In zukünftigen Arbeiten könnte dieser Varianz durch eine Betrachtung von mehr als einem Jahr und der Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Investitionsplanung Rechnung getragen werden. Denkbar ist auch, die Investitionsentscheidung in die Optimierung des Engpassmanagements mit aufzunehmen.

Wie gezeigt werden konnte, sind die Standorte, insbesondere der großen Fernwärmesysteme, hinsichtlich ihres Einflusses auf Engpässe und Abregelung des betrachteten Netzgebietes, als ungünstig zu bewerten. Im Gegensatz dazu stellt das explorative SzW-Szenario 2 in Aussicht, dass bei Verteilung des Flexibilitätspotenzials auf alternative Standorte eine signifikant höhere Reduktion von Kosten und Abregelung erreicht wird. Für weiterführende Arbeiten erscheint die Untersuchung von elektrischen und thermischen Speichern im Haushalts- oder Quartierbereich und unter Berücksichtigung einer steigenden Durchdringung von Elektromobilität vielversprechend. Zwar treten diese Flexibilitätspotenziale konzentriert in den Ballungsgebieten auf, dennoch verteilen sich die Haushalte auch über die ländlichen Gebiete, in denen Flexibilität für das Engpassmanagement besonders hilfreich ist. Eine weitere Ergänzung könnte die Implementierung von Gasspeichern im Zusammenhang mit Biomassekraftwerken darstellen. Sollten Biomassekraftwerke von Abregelung betroffen sein oder einen hohen Einfluss auf einen Engpass aufweisen, so könnten diese ihre Stromerzeugung zumindest teilweise verschieben und so die Kosten des Engpassmanagements senken.

7 Zusammenfassung

Der Ausbau von Stromerzeugungskapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energien (EE) im Rahmen der deutschen Energiewende führt zu strukturellen Veränderungen der Leistungsflüsse durch das Stromnetz. Insbesondere führt der auf den Norden Deutschlands konzentrierte Ausbau der Windkraft zu einem erhöhten Transportbedarf im Übertragungsnetz von Nord nach Süd. Zunehmend treten Netzengpässe auf und machen Eingriffe durch Netzbetreiber im Rahmen eines Engpassmanagements nötig. Da rund 97% der EE-Anlagen auf Verteilnetzebene angeschlossen sind (VDE 2014), ist auch das, hinsichtlich der Spannung darunterliegende, Verteilnetz zunehmend von Engpässen betroffen. Als Instrument des Engpassmanagements kann im Rahmen des sogenannten Einspeisemanagements (EinsMan) die EE-Stromerzeugung durch den Netzbetreiber abgeregelt werden. Der Umfang und auch die Häufigkeit solcher Abregelung nimmt seit einigen Jahren in Deutschland stark zu. Im bisher am stärksten betroffenen Jahr 2017 lag die Abregelung bei 5.518 GWh. Gemessen als Energiemenge, liegt die jährliche Abregelung seit 2015 über dem jährlichen Stromverbrauch von einer Million Haushalten. Der weitaus größte Teil der Abregelung wird durch Verteilnetzbetreiber auf Verteilnetzebene durchgeführt. Die Abregelung betrifft mit dem Energieträger Strom eine sehr hochwertige Ressource mit einem Exergie Anteil von 100%, der somit ungenutzt verbleibt. Die abgeregelt, und daher nicht genutzte, Energie stünde grenzkostenfrei zur Verfügung. Betroffene Anlagenbetreiber erhalten eine Entschädigung. Die damit verbundenen Zahlungen sind, analog zu den Abregelungen, in den letzten Jahren stark angestiegen. Im Jahr 2016 wurden nach BNetzA (2017b) Entschädigungsleistungen in Höhe von 643 Millionen Euro für Einspeisemanagementmaßnahmen gezahlt.

Vor diesem Hintergrund leistet diese Arbeit einen Beitrag zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements auf Verteilnetzebene, um die Abregelung der EE-Stromerzeugung in Umfang und Häufigkeit zu reduzieren. Zum Beitrag gehört die Entwicklung eines techno-ökonomischen Energiesystemmodells, das in der Lage ist, die Wechselwirkung zwischen Engpässen und Abregelung im betrachteten Netzgebiet abzubilden. Die zentrale Forschungsfrage beschäftigt sich mit der Konzeptionierung und Anwendung eines Algorithmus für das Engpassmanagement, in welchem die Kosten des Engpassmanagements berücksichtigt werden. Ein weiterer, zentraler Gegenstand der Arbeit ist die quantitative Untersuchung des Einsatzes innovativer Flexibilitätsoptionen für das Engpassmanagement. Als Flexibilitätsoptionen werden der verstärkte Eingriff in den Anlageneinsatz von Fernwärmesystemen und der Ausbau von Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wärme (SzW) betrachtet. Nachfolgend werden die wichtigsten Bestandteile des entwickelten Modellrahmens vorgestellt, und auf die wesentlichen Erkenntnisse wird jeweils eingegangen.

Die in Kapitel 3 dargestellten Module zur Bildung eines regionalisierten Energiesystemmodells werden – unter Anwendung des Basismodells als Algorithmus für das Engpassmanagement (Kapitel 4.1) – zur Erstellung des Basisszenarios genutzt. Es wird gezeigt, dass dieses Modellsystem in der Lage ist, die historischen Entscheidungen des Netzbetreibers zur Abregelung gut nachzuvollziehen. Außerdem wird ermittelt, dass die Engpässe innerhalb des betrachteten Verteilnetzes, auch ohne die Berücksichtigung von Übertragungsnetzrestriktionen, bereits Abregelung in Höhe von 93% der historischen Jahresmengen verursachen. Dies deutet auf eine hohe Relevanz von Engpässen im Verteilnetz hin und steht im Gegensatz zur aktuellen Weiterentwicklung des Energiewirtschaftsgesetzes, die ausschließlich Engpässe auf Übertragungsnetzebene adressiert (BNetzA 2018a).

Als Weiterentwicklung des Basismodells wird ein hierarchischer Ansatz für das Engpassmanagement entwickelt (Kapitel 4.2). Diese zweite Variante für den Algorithmus des Engpassmanagements untersucht, wie sich die Erschließung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen – unter Beibehaltung der Zielstellung minimaler EE-Abregelung – im Engpassmanagement auswirkt. Im Basismodell wird die Summe der Abregelung von EE- und KWK-Anlagen gleichgewichtet minimiert. Im hierarchischen Engpassmanagement dahingegen, werden multiple Kriterien verfolgt: Primär wird die Abregelung von EE-Anlagen minimiert, erst nachgelagert ist eine möglichst geringe Anpassung des Einsatzes von Heizwerken und Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu erreichen. Das hierarchische Engpassmanagement dient der Darstellung des – zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit – wahrscheinlichsten Entwicklungspfades für das Engpassmanagement. Es kann als Beibehaltung des Status Quo verstanden werden, in dem die Minimierung der Abregelung Erneuerbarer Energien im Vordergrund steht, ohne Berücksichtigung der Kosten. Durch die Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements ohne den Einsatz von SzW-Anlagen und mit Einsatz von SzW-Anlagen wird anhand des Simulationsjahrs 2015 gezeigt, dass, durch die Priorisierung der EE-Abregelung, das Risiko besteht, die Kosten des Engpassmanagements stark ansteigen zu lassen, bei gleichzeitig nur geringer Reduktion der Abregelung. Würde bei heutigem Anlagenbestand das hierarchische Engpassmanagement angewendet, so würde dies zu spezifischen Kosten für die Integration zusätzlicher EE-Stromerzeugung von bis zu 7000€/MWh führen. Die Notwendigkeit zur Konzeptionierung eines kostenbasierten Engpassmanagements leitet sich direkt aus den Analysen mithilfe des hierarchischen Engpassmanagements ab.

Die Entwicklung des Algorithmus für das kostenbasierte Engpassmanagement stellt den Kern der vorliegenden Arbeit dar. Die Kosten setzen sich zum einen aus den wegfallenden oder zusätzlichen Brennstoffkosten in HW- und KWK-Anlagen zusammen und zum anderen aus den Erlösen bzw. Kosten für den Ausgleich der Stromhandelsbilanz über den Großhandelsmarkt. Optional ist eine monetäre Pönalisierung von Abregelung Teil der Zielfunktion. Das kostenbasierte Engpassmanagement wird im direkten Vergleich zum hierarchischen Engpassmanagement eingesetzt. Es zeigt sich, dass beide Algorithmen einerseits sehr ähnliche oder sogar identische Entscheidungen hinsichtlich der Abregelung treffen. Andererseits werden im kostenbasierten Engpassmanagement diejenigen Eingriffe in den Anlageneinsatz von HW-, KWK- und SzW-Anlagen vermieden, die zu hohen Mehrkosten führen würden. Anstelle eines Kostenanstiegs von 27% durch Eingriffe in den Einsatz von FW-Systemen im hierarchischen Engpassmanagement (Kapitel 5.3.2), wird eine Kostensenkung in Höhe von 0,3% erreicht (Kapitel 5.3.3). Je mehr Freiheitsgrade im Engpassmanagement zur Verfügung stehen, beispielsweise durch Ausbau von SzW-Anlagen, desto größer wird der Vorteil des kostenbasierten Engpassmanagements. So treffen hierarchisches und kostenbasiertes Engpassmanagement im SzW-Szenario 1 (Ausbau an bestehenden FW-Standorten) fast deckungsgleiche Entscheidungen hinsichtlich der Abregelung, die jährlichen Kosten im kostenbasierten Engpassmanagement sind jedoch um 32% niedriger. Durch die Entwicklung und den Einsatz des kostenbasierten Engpassmanagements in der vorliegenden Untersuchung gelingt es, den starken Kostenanstieg zu vermeiden, der beim Einsatz zusätzlicher Flexibilitätsoptionen, und unter Beibehaltung des aktuellen Regimes für das Engpassmanagement, eintreten würde.

Das kostenbasierte Engpassmanagement vermeidet Abregelung nur dann, wenn dies hinsichtlich der Kosten vorteilhaft erscheint und nicht, wie das hierarchische Engpassmanagement, „zu jedem Preis“. Um zu berücksichtigen, dass zusätzlicher Strom aus Erneuerbaren Energien, also die Vermeidung von Abregelung, ein erklärtes energiepolitisches Ziel in Deutschland ist, wird die

Möglichkeit zur Pönalisierung von Abregelung im kostenbasierten Engpassmanagement implementiert. Strom aus Erneuerbaren Energien wird durch verschiedene regulatorische Instrumente monetär gefördert. Zur Vermeidung der Abregelung kann analog dazu von einer Zahlungsbereitschaft in ähnlicher Höhe ausgegangen werden. So führt etwa eine Pönalisierung der Abregelung in Höhe von 100 €/MWh für Abregelung dazu, dass die Entscheidungen zur Abregelung im kostenbasierten Engpassmanagement noch ähnlicher den Entscheidungen zur Abregelung im hierarchischen Engpassmanagement werden; mit der Folge, dass weniger abgeregelt wird (vgl. Kapitel 5.6). Es verbleibt jedoch der deutliche Kostenvorteil gegenüber dem hierarchischen Engpassmanagement. Durch die Verwendung einer Pönalisierung für die Abregelung, wird das kostenbasierte Engpassmanagement zu einem multikriteriellen Optimierungsprogramm, das die direkte Abwägung zwischen zusätzlichen Kosten und verringerter Abregelung ermöglicht.

Durch die Anwendung des in der vorliegenden Untersuchung entwickelten Modellrahmens konnten wesentliche Erkenntnisse hinsichtlich des Potenzials von SzW-Anlagen für das Engpassmanagement im betrachteten Netzgebiet in Schleswig-Holstein gewonnen werden. Zum einen wird deutlich, dass der Einfluss von SzW-Anlagen auf die vorherrschenden Netzengpässe sehr stark zwischen den betrachteten Fernwärme-Standorten variiert. Insbesondere die Fernwärmesysteme mit großem Wärmebedarf liegen hinsichtlich ihres Potenzials zur Vermeidung von Abregelung sehr ungünstig. Allerdings wird auch ein Standort mit sehr hohem, positivem Einfluss identifiziert und hier wird herausgearbeitet, dass das Potenzial der Sektorenkopplung mit SzW-Anlagen sehr standortabhängig ist. Es wird gezeigt, dass durch den Einsatz von SzW-Anlagen in Kombination mit Fernwärmesystemen die Abregelung gesenkt werden kann, bei gleichzeitig sinkenden Kosten, wenn das kostenbasierte Engpassmanagement eingesetzt wird. Durch die explorative Untersuchung eines hypothetischen Szenarios mit alternativer geographischer Verteilung der SzW-Anlagen, wird das enorme Potenzial der Sektorenkopplung zur gleichzeitigen Senkung von Abregelung und Kosten des Engpassmanagements aufgezeigt.

Die durchgeführte Wirtschaftlichkeitsanalyse für zusätzliche Kapazitäten zur Sektorenkopplung zeigt jedoch, dass auch bei gleichzeitiger Senkung von Kosten und Abregelung nicht zwangsläufig eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Die Ergebnisse verdeutlichen den hohen Einfluss der Standortwahl für die Wirtschaftlichkeit der entsprechenden Investitionen. Bei gezielter Auswahl der Standorte kann ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden, sowohl bei Anwendung des hierarchischen Engpassmanagements, als auch des kostenbasierten Engpassmanagements. Dennoch erweist sich der Einsatz des kostenbasierten Engpassmanagements auch hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit als klar vorteilhaft.

Die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung zeigen, dass mit dem darin entwickelten Modellrahmen ein System geschaffen wurde, das in der Lage ist, die Wechselwirkungen von Netzengpässen und Abregelung darzustellen. Erstmals wird ein Algorithmus formal vorgestellt, der das aktuelle Einspeisemanagement-Regime für das dezentrale Engpassmanagement eines Verteilnetzbetreibers in Deutschland abbildet und der konsequent mit historischen Daten verglichen wird. Die Schwächen des aktuell eingesetzten Engpassmanagements werden aufgezeigt und mittels des, in der vorliegenden Arbeit entwickelten, kostenbasierten Engpassmanagements adressiert. Der Algorithmus wird formal als Optimierungsprogramm dargestellt und als Fallstudie für ein reales Netzgebiet angewendet, womit eine bedeutende Forschungslücke in der bestehenden Literatur geschlossen wird. Erstmals wird eine konkrete Methodik zur Verbesserung des Einspeisemanagements im Verteilnetz vorgestellt, welche die

Rückkopplung mit den Großhandelspreisen berücksichtigt und einen direkten Einfluss auf die Abwägung zwischen Kosten und Abregelung gewährt. Weiterhin enthält die vorliegende Arbeit erstmalig die Untersuchung von SzW-Anlagen hinsichtlich ihres Potenzials für das Engpassmanagement, integriert in das Modell eines realen Verteilnetzes. Potenzial zur Weiterentwicklung besteht in der Ausweitung des Modellrahmens um das Übertragungsnetz und einer detaillierteren Darstellung des Großhandelsmarktes.

Im Rahmen der Dissertation wird ein signifikantes Risiko zur Kostensteigerung aufgedeckt, sollte das aktuelle Engpassmanagement-Regime beibehalten werden. Für das kostenbasierte Engpassmanagement wird gezeigt, dass die Kosten deutlich gesenkt werden können und daraus werden Empfehlungen für die Weiterentwicklung des geltenden Engpassmanagement-Regimes abgeleitet. Hinsichtlich der Sektorenkopplung kommt die Untersuchung zu dem Ergebnis, dass an den meisten Fernwärmestandorten nur wenig zum Engpassmanagement in dem betrachteten Verteilnetz beigetragen werden kann. Es wird die Erschließung dezentraler SzW-Anlagen empfohlen, die an den aufgezeigten, alternativen Standorten beträchtliches Potenzial aufweisen sowohl die Kosten, als auch Abregelung und Treibhausgasemissionen zu senken.

Literaturverzeichnis

50Hertz; Amprion; Tennet (2017): Freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) nach §11 Absatz 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Umsetzung des Sachverhaltes des § 13 Absatz 6a EnWG. Hg. v. 50Hertz GmbH, Amprion GmbH und Tennet TSO GmbH. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8-GZ/2017/2017_0001bis0999/2017_0001bis0099/BK8-17-0009/BK8-17-0009-](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8-GZ/2017/2017_0001bis0999/2017_0001bis0099/BK8-17-0009/BK8-17-0009-A_Freiwillige_Selbstverpflichtungen_Stand%20Januar18_download_bf.pdf?_blob=publicationFile&v=4)

[A_Freiwillige_Selbstverpflichtungen_Stand%20Januar18_download_bf.pdf?_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8-GZ/2017/2017_0001bis0999/2017_0001bis0099/BK8-17-0009/BK8-17-0009-A_Freiwillige_Selbstverpflichtungen_Stand%20Januar18_download_bf.pdf?_blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 02/2018.

AGEB (2017): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2016. AG Energiebilanzen e.V. (Daten und Fakten). Online verfügbar unter <https://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-auswertungstabellen.html>, zuletzt geprüft am 01/2018.

AGFW (2013): Transformationsstrategien Fernwärme. TRAF0 - Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW. Hg. v. AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V (AGFW).

AGFW (2016): Hauptbericht 2015. Variante 3. Hg. v. AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V (AGFW). Frankfurt a.M.

Agora (2014): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Studie. Hg. v. Agora Energiewende (Agora), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Stiftung Umweltenergierecht und Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM). Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 04.08.2016.

ARGE Netz; SH Netz (2017): ENKO – Das Konzept zur verbesserten Integration von Grünstrom ins Netz. ARGE Netz GmbH & Co. KG (ARGE Netz); Schleswig-Holstein Netz AG (SH Netz). Online verfügbar unter http://www.enko.energy/assets/Konzeptpapier_ENKO_November2017.pdf, zuletzt geprüft am 04/2018.

Babrowski, Sonja (2015): Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe. Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP).

BBSR (2013): Verkehrsströme der Steinkohle. Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR). Bonn. Online verfügbar unter http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumentwicklung/Verkehrspolitik/Projekte/verkehrsstr_oeme_visual/01_Start.html?nn=1034418, zuletzt geprüft am 01/2018.

BDEW (2013): BDEW-Roadmap. Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20130211_Roadmap-Smart-Grids.pdf, zuletzt geprüft am 03/2018.

BDEW (2015): Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase. Diskussionspapier. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Berlin. Online verfügbar unter

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/\\$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf), zuletzt geprüft am 01/2017.

BDEW (2017): Fakten und Argumente. Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2017). Grafik- und Tabellenband. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/4A5D437AB754A529C125817C00323A64/\\$file/Awh_20170710_Erneuerbare-Energien-EEG_2017.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/4A5D437AB754A529C125817C00323A64/$file/Awh_20170710_Erneuerbare-Energien-EEG_2017.pdf), zuletzt geprüft am 11/2017.

BDEW; VKU; GEODE (2015): BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden. Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Verband Kommunalen Unternehmen e.V. (VKU) und Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie (EWIV). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A1566EA4942D4ED1C1257E7400332F41/\\$file/15-06-30_Leitfaden_Abwicklung_SLP_Gas.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A1566EA4942D4ED1C1257E7400332F41/$file/15-06-30_Leitfaden_Abwicklung_SLP_Gas.pdf), zuletzt geprüft am 28.07.2016.

Betz, Albert (1926): Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen. Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht (Aus Naturwissenschaft und Technik, 2). Online verfügbar unter <http://swb.bsz-bw.de/DB=2.1/PPN?PPN=017073782>.

BGW (2007): Praxisinformation P 2007 / 13 Gastransport / Betriebswirtschaft. Abwicklung von Standardlastprofilen. Vorgelegt von den Verbänden BGW und VKU. Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW). Online verfügbar unter <https://www.stadtwerk-schkeuditz.de/files/pageflip/praxisinformationpslpgas/pdf/phpwHngCb20130228171455.pdf>, zuletzt geprüft am 01/2018.

Blarke, Morten B. (2012): Towards an intermittency-friendly energy system. Comparing electric boilers and heat pumps in distributed cogeneration. In: *Applied Energy* 91 (1), S. 349–365. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.09.038.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Online verfügbar unter https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, zuletzt geprüft am 03/2018.

BMWi (2014): E-Energy. Internetauftritt des BMWi zu abgelaufenen Programmen. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter http://www.digitale-technologien.de/DT/Navigation/DE/Service/Abgelaufene_Programme/E-Energy/e-energy.html, zuletzt geprüft am 03/2018.

BMWi (2017): EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2018. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter http://erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf.pdf%3F_blob%3DpublicationFile.

BNetzA (2011): Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement. Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Version 1.0. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Untern>

ehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_1_0/LeitfadenEE G_Version10_pdf.pdf?_blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 03/2018.

BNetzA (2013): Monitoringbericht 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: Dezember 2013. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?_blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 01/2014.

BNetzA (2014): Monitoringbericht 2014. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Hg. v. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?_blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 03/2015.

BNetzA (2015a): Bedarfsermittlung 2024. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter http://data.netzausbau.de/2024/NEP/NEP2024_Bestaetigung.pdf, zuletzt geprüft am 11/2016.

BNetzA (2015b): Monitoringbericht 2015. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?_blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 12/2015.

BNetzA (2016): Monitoringbericht 2016. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?_blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 07/2017.

BNetzA (2017a): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerkslistenode.html, zuletzt aktualisiert am 07.11.2017, zuletzt geprüft am 01/2018.

BNetzA (2017b): Monitoringbericht 2017. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf;jsessionid=3C9832A0763268B48F0E361DAC843AEA?_blob=publicationFile&v=4.

BNetzA (2018a): Beschlusskammer 8. Aktenzeichen: BK8-17/0009-A. Beschluss zum sog. "Nutzen statt Abregeln". Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8-GZ/2017/2017_0001bis0999/2017_0001bis0099/BK8-17-

0009/BK8-17-0009-A_Beschluss_download_bf.pdf?_blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 03/2018.

BNetzA (2018b): Leitfaden zum Einspeisemanagement. Version 3.0. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf;jsessionid=A4E03771C1AFFFB95FC0EBF15A4C728D?_blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 07/2018.

BNetzA (2018c): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf;jsessionid=058DA1C68AA59BE4A4F44E41E399CE3C?_blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 06/2018.

BNetzA; BMUB; BMWi (2017): Verordnung zur Ausführung der Erneuerbare-Energien-Verordnung. EEAV. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB); Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/ausglmechav/EEAV.pdf>, zuletzt aktualisiert am 10.08.2017, zuletzt geprüft am 03/2018.

Bohn, Roger E.; Caramanis, Michael C.; Schweppe, Fred C. (1984): Optimal pricing in electrical networks over space and time. In: *The Rand Journal of Economics*, S. 360–376.

Böttger, Diana; Götz, Mario; Theofilidi, Myrto; Bruckner, Thomas (2015): Control power provision with power-to-heat plants in systems with high shares of renewable energy sources – An illustrative analysis for Germany based on the use of electric boilers in district heating grids. In: *Energy* 82, S. 157–167. DOI: 10.1016/j.energy.2015.01.022.

Brakelmann, Heinrich (2004): Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Hg. v. Universität Duisburg-Essen. Online verfügbar unter http://www.ets.uni-duisburg-essen.de/download/public/Freileitung_Kabel.pdf, zuletzt geprüft am 11/2016.

Brandstätt, Christine; Brunekreeft, Gert; Friedrichsen, Nele (2011): Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not? In: *Utilities Policy* 19 (4), S. 244–254. DOI: 10.1016/j.jup.2011.07.001.

Burger, Markus; Klar, Bernhard; Müller, Alfred; Schindlmayr, Gero (2004): A spot market model for pricing derivatives in electricity markets. In: *Quantitative Finance* 4 (1), S. 109–122. DOI: 10.1088/1469-7688/4/1/010.

Caramanis, Michael C.; Ntakou, Elli; Hogan, William W.; Chakraborty, Aranya; Schoene, Jens (2016): Co-Optimization of Power and Reserves in Dynamic T&D Power Markets With Nondispatchable Renewable Generation and Distributed Energy Resources. In: *Proceedings of the IEEE* 104 (4), S. 807–836. DOI: 10.1109/JPROC.2016.2520758.

Carrillo, C.; Obando Montaña, A. F.; Cidrás, J.; Díaz-Dorado, E. (2013): Review of power curve modelling for wind turbines. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 21, S. 572–581. DOI: 10.1016/j.rser.2013.01.012.

- CDU; CSU; SPD (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 19. Legislaturperiode. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2018/03/2018-03-14-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=5AB663872DB10E7DB9132084B48DB5E8.s2t1?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 06/2018.
- Christidis, Andreas; Mollenhauer, Eike; Tsatsaronis, George; Schuchardt, Georg; Holler, Stefan; Böttger, Diana; Bruckner, Thomas (2017): EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung. Online verfügbar unter https://projektinfos.energiewendebauen.de/fileadmin/user_upload/BMWi-Fkz-03ET1188A_TUB_Waermespeicher_2017-07-17.pdf, zuletzt geprüft am 07/2018.
- Cludius, Johanna; Hermann, Hauke; Matthes, Felix Chr.; Graichen, Verena (2014): The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016. Estimation and distributional implications. In: *Energy Economics* 44, S. 302–313. DOI: 10.1016/j.eneco.2014.04.020.
- dena (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.PDF, zuletzt geprüft am 01/2017.
- dena (2012): Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. dena-Verteilnetzstudie. Unter Mitarbeit von Annegret-Cl. Agricole, Bernd Höflich, Philipp Richard, Christian Rehtanz, Marco Greve, Björn Gwisdorf et al. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 26.02.2015.
- DESTATIS (2018): Energieverbrauch. Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgößnklassen. Statistisches Bundesamt (DESTATIS). Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Umwelt/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/MaterialEnergiefluesse/Tabellen/StromverbrauchHaushalte.html>, zuletzt geprüft am 05/2018.
- Deutscher Bundestag (2017a): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Energiewirtschaftsgesetz - EnWG. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf, zuletzt aktualisiert am 31.08.2017, zuletzt geprüft am 03/2017.
- Deutscher Bundestag (2017b): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbaren-Energien-Gesetz. EEG 2017. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf, zuletzt aktualisiert am 17.07.2017, zuletzt geprüft am 03/2017.
- Dieckmann, Birgit (2008): Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt. Dissertation. Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Münster. Online verfügbar unter <https://d-nb.info/99248037X/34>.

- Drews, A.; Keizer, A. C. de; Beyer, H. G.; Lorenz, E.; Betcke, J.; van Sark, WGJHM et al. (2007): Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations. In: *Solar Energy* 81 (4), S. 548–564.
- Duffie, John A.; Beckman, William A. (2013): *Solar engineering of thermal processes*. 4th ed. Hoboken: Wiley.
- Durstewitz, M.; Berkhout, V.; Hirsch, J.; Pfaffel, S.; Rohrig, K.; Adam, F. et al. (2017): *Windenergie Report. Deutschland 2016*. Hg. v. K. Rohrig. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Stuttgart. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-445609.html>, zuletzt geprüft am 11/2017.
- DWD (2017): *Datensatzbeschreibung. Historische stündliche Stationsmessungen der Lufttemperatur und Luftfeuchte für Deutschland*. Version v005. Hg. v. DWD Climate Data Center (CDC). Deutscher Wetterdienst (DWD). Online verfügbar unter ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/hourly/air_temperature/historical/, zuletzt geprüft am 11/2017.
- E.DIS (2016): *Standardlastprofile*. E.DIS Netz GmbH. Online verfügbar unter <https://www.edis.de/cps/rde/xchg/edis/hs.xsl/375.htm>, zuletzt geprüft am 11/2016.
- E-Bridge; IAEW; OFFIS (2014): *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Unter Mitarbeit von Jens Büchner, Jörg Katzfey, Ole Flörcken, Albert Moser, Henning Schuster, Sebastian Dierkes et al. E-Bridge Consulting; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen; Oldenburger Institut für Informatik (OFFIS). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 11.03.2015.
- Ecofys; IWES (2017): *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Hg. v. Ecofys Germany GmbH und Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2017.
- EEX (2016): *EEX Transparenzplattform. Ex-post-Informationen über die tatsächliche Produktion aus Solar-/Windenergie und Marktpreise*. European Energy Exchange AG (EEX). Online verfügbar unter <https://www.eex-transparency.com/homepage>, zuletzt geprüft am 12/2017.
- EEX (2018a): *EEX-Veröffentlichung über Marktdaten. Kohle-Futures. API 2 CIF ARA (Argus-IHS McCloskey) Coal Month Future*. European Energy Exchange AG (EEX). Online verfügbar unter www.eex.com, zuletzt geprüft am 07/2018.
- EEX (2018b): *EEX-Veröffentlichung über Marktdaten. Spotmarkt. EU Emission Allowances (EUA)*. European Energy Exchange AG (EEX). Online verfügbar unter <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/spot-market/european-emission-allowances>, zuletzt geprüft am 07/2018.
- Egerer, Jonas; Weibezahn, Jens; Hermann, Hauke (2016): *Two price zones for the German electricity market — Market implications and distributional effects*. In: *Energy Economics* 59, S. 365–381. DOI: 10.1016/j.eneco.2016.08.002.

EnergyMap (2015): EEG-Anlagenregister. Online verfügbar unter <http://www.energymap.info/>, zuletzt aktualisiert am 08/2015.

Energynautics; Öko-Institut; Bird & Bird (2014): Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Energynautics GmbH; Öko-Institut e.V.; Bird & Bird LLP. Online verfügbar unter https://mueef.rlp.de/fileadmin/mulewf/Themen/Energie_und_Strahlenschutz/Energie/Verteilnetzstudie_RLP.pdf, zuletzt geprüft am 03/2018.

ENTSO-E (2017): Transparency Platform. Zentrale Veröffentlichung von Daten zur Stromnachfrage, -erzeugung und -transport der zur zu ENTSOE-E gehörenden Übertragungsnetzbetreiber. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Online verfügbar unter <https://transparency.entsoe.eu/>, zuletzt geprüft am 10/2017.

EON Netz (2014): Netzübersichtkarte - Nordbereich. EisMan-Regionen. EON Netz GmbH. Online verfügbar unter http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/Erzeugungsanlagen/Erneuerbare_Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/Einsaetze/files/pdf/Netzplan_nord_EisMan.pdf, zuletzt geprüft am 30.01.2014.

EPEX (2017): Internetauftritt mit Produktbeschreibungen und Marktdaten. Hg. v. EPEX SPOT SE. Online verfügbar unter <https://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>, zuletzt geprüft am 20.12.2017.

Erbs, D. G.; Klein, S. A.; Duffie, J. A. (1982): Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. In: *Solar Energy* 28 (4), S. 293–302. DOI: 10.1016/0038-092X(82)90302-4.

EWEA (2009): Tradewind Project: Integrating Wind. Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power. WP2.4 Equivalent wind power curves. Hg. v. European Wind ENergy Association (EWEA). Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/Trade-Wind-Studie_IntegratingWind.pdf, zuletzt geprüft am 11/2017.

Fichtner, Wolf (1999): Strategische Optionen der Energieversorger zur CO₂ Minderung. Ein Energie- und Stoffflussmodell zur Entscheidungsunterstützung. Berlin: Schmidt (Luftreinhaltung in Forschung und Praxis, Bd. 8).

Fichtner, Wolf (2018): Skript der Vorlesung Wärmewirtschaft.

Fleer, Johannes; Zurmühlen, Sebastian; Badeda, Julia; Stenzel, Peter; Hake, Jürgen-Friedrich; Sauer, Dirk Uwe (2016): Model-based Economic Assessment of Stationary Battery Systems Providing Primary Control Reserve. In: *Energy Procedia* 99, S. 11–24. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.093.

FNN (2009): TransmissionCode 2007. Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB. Anhang D2, Teil 1. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN). Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/transmissionCode2007_D2_1, zuletzt geprüft am 03/2018.

FNN (2017): Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad. Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung in Verteilnetzen. FNN-Hinweis. Hg. v. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN). Berlin. Online verfügbar unter

- <https://www.vde.com/de/fnn/themen/netzbetrieb-sicherheit/netzplanung/spitzenkappung>, zuletzt geprüft am 04/2018.
- Genesis (2016): Regionaldatenbank Deutschland. Tabelle 12111-02-01-5 mit Bevölkerungsdaten des Zensus 2011. Hg. v. Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Online verfügbar unter www.regionalstatistik.de, zuletzt geprüft am 11/2016.
- Gerard, Helena; Rivero, Enrique; Six, Daan (2016): Basic schemes for TSO-DSO coordination and ancillary services provision. D1.3 in H2020 Smartnet Project. Online verfügbar unter http://smartnet-project.eu/wp-content/uploads/2016/12/D1.3_20161202_V1.0.pdf, zuletzt geprüft am 07/2017.
- Geschermann, K.; Moser, A. (2017): Evaluation of market-based flexibility provision for congestion management in distribution grids. In: 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Chicago, IL, S. 1–5.
- Grell, Georg A.; Dudhia, Jimmy.; Stauffer, David R. (1994): A description of the fifth-generation Penn State/NCAR Mesoscale Model (MM5). Boulder, Colo., University Park, Pa.
- Gruber, Anna; Biedermann, Franziska; Roon, Serafin von (2015): Industrielles Power-to-Heat Potenzial. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Online verfügbar unter <https://ffegmbh.de/aktuelles/veroeffentlichungen-und-fachvortraege/517-iewt-2015-industrielles-power-2-heat-potenzial>, zuletzt geprüft am 07/2018.
- Hain, Martin; Schermeyer, Hans; Uhrig-Homburg, Marliese; Fichtner, Wolf (2017): An Electricity Price Modeling Framework for Renewable-Dominant Markets. Institute for Industrial Production (IIP). Karlsruhe (Working Paper Series in Production and Energy, 23). Online verfügbar unter http://primo.bibliothek.kit.edu/primo_library/libweb/action/dlDisplay.do?vid=KIT&docId=KITSRCE1000071235&tab=kit_evastar&srt=date, zuletzt geprüft am 07/2017.
- Harthan, Ralph; Emele, Lukas; Hermann, Hauke; Matthes, Felix (2017): Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen. Arbeitspapier und dazugehörige Datenbasis (Brennstoffeinsätze, Treibhausgas-Emissionen). Öko-Institut e.V. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/aktuelles/2017/datenbasis-fuer-die-deutsche-energie-und-klimapolitik/>, zuletzt geprüft am 11/2017.
- Hau, Erich (2016): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 6. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer.
- Hedman, Kory W.; Ferris, Michael C.; O'Neill, Richard P.; Fisher, Emily Bartholomew; Oren, Shmuel S. (2010): Co-Optimization of Generation Unit Commitment and Transmission Switching With N-1 Reliability. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 25 (2), S. 1052–1063. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2037232.
- Heffels, Tobias (2015): Kraftwerks- und Speicherbedarf bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien.
- Hofmann, Lutz; Oswald, Bernd R. (2010): Gutachten zum Vergleich Erdkabel - Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich. im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Bundeslandes Brandenburg, Potsdam. Hannover.
- Hogan, William W. (1992): Contract networks for electric power transmission. In: *Journal of Regulatory Economics* 4 (3), S. 211–242. DOI: 10.1007/BF00133621.

- Hogan, William W. (2002): Financial Transmission Right Formulations. John F. Kennedy School of Government, Harvard University. Online verfügbar unter http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/FTR_Formulations_033102.pdf, zuletzt geprüft am 08.04.2015.
- Holmberg, Pär; Lazarczyk, Ewa (2015): Comparison of congestion management techniques: Nodal, zonal and discriminatory pricing. In: *The Energy Journal* Volume 36 (Number 2).
- Huang, Shaojun; Wu, Qiuwei; Oren, Shmuel S.; Li, Ruoyang; Liu, Zhaoxi (2015): Distribution Locational Marginal Pricing Through Quadratic Programming for Congestion Management in Distribution Networks. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 30 (4), S. 2170–2178. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2359977.
- Huld, Thomas; Gottschalg, Ralph; Beyer, Hans Georg; Topič, Marko (2010): Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. In: *Solar Energy* 84 (2), S. 324–338.
- IFHT (2015): Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023. Abschlussbericht. Unter Mitarbeit von Bernhard Fuchs, Andreas Roehder, Moritz Mittelstaedt, Janek Massmann, Hendrik Natemeyer und Armin Schnettler. Hg. v. Institut für Hochspannungstechnik (RWTH Aachen). Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netzesicherheit/Gutachten_IFHT_RWTH_Systemstabilitaet_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 01/2017.
- INL (2007): List of Wind Turbine Power Curves. Idaho National Laboratory (INL). Online verfügbar unter http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=85&tx_ttnews%5Btt_news%5D=3935&cHash=39424df20f9c961e7cd158a85cabe36, zuletzt aktualisiert am 01/2007, zuletzt geprüft am 11/2017.
- IPCC (2007): Climate Change 2007. The Physical Science Basis. Cambridge [u.a.]: Cambridge Univ. Press (Climate change 2007, Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change).
- Jochem, Patrick; Babrowski, Sonja; Fichtner, Wolf (2015): Assessing CO₂ emissions of electric vehicles in Germany in 2030. In: *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 78, S. 68–83. DOI: 10.1016/j.tra.2015.05.007.
- Keles, Dogan; Genoese, Massimo; Möst, Dominik; Ortlieb, Sebastian; Fichtner, Wolf (2013): A combined modeling approach for wind power feed-in and electricity spot prices. In: *Energy Policy* 59 (0), S. 213–225. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.03.028.
- Kerber, Georg (2010): Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. Dissertation. Technische Universität München, München. Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze. Online verfügbar unter <https://mediatum.ub.tum.de/doc/998003/998003.pdf>, zuletzt geprüft am 04/2018.
- Klobasa, Marian; Sensfuß, Frank (2016): CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien in den Jahren 2012 und 2013. Europaweite Modellierung der Substitutionsbeziehungen unter Berücksichtigung des deutschen Stromaußenhandels. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau (Projektnummer 55742). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_ch

ange_11_2016_co2_minderung_im_stromsektor_durch_den_einsatz_erneuerbarer_energien_0.pdf, zuletzt geprüft am 01/2018.

Koch, Matthias; Hesse, Tilman; Kenkmann, Tanja; Bürger, Veit; Haller, Markus; Heinemann, Christoph et al. (2017): Einbindung des Wärme- und Kälte-sektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutz-ziele und EE-Integration. Wissenschaftlicher Endbericht. Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Einbindung-Waerme-Kaeltesektor-Powerflex.pdf>, zuletzt geprüft am 09/2017.

Konstantin, Panos (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Kunz, Friedrich (2013): Improving Congestion Management. How to Facilitate the Integration of Renewable Generation in Germany. In: *The Energy Journal* 34 (4). DOI: 10.5547/01956574.34.4.4.

Li, Ruoyang; Wu, Qiuwei; Oren, Shmuel S. (2014): Distribution Locational Marginal Pricing for Optimal Electric Vehicle Charging Management. In: *Power Systems, IEEE Transactions on* 29 (1), S. 203–211. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2278952.

Liu, Benjamin Y.H.; Jordan, Richard C. (1960): The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. In: *Solar Energy* 4 (3), S. 1–19. DOI: 10.1016/0038-092X(60)90062-1.

Lorenz, Elke; Scheidsteger, Thomas; Hurka, Johannes; Heinemann, Detlev; Kurz, Christian (2011): Regional PV power prediction for improved grid integration. In: *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 19 (7), S. 757–771. DOI: 10.1002/pip.1033.

Macedo, W. N.; Zilles, R. (2007): Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). In: *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 15 (4), S. 337–352. DOI: 10.1002/pip.740.

MATLAB (2016): Release 2016a: The MathWorks, Inc.

MELUR (2017a): Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein. Ziele, Maßnahmen und Monitoring 2017. Bericht der Landesregierung. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (MELUR). Online verfügbar unter <http://www.landtag.ltsh.de/infothek/wahl18/drucks/5400/drucksache-18-5427.pdf>, zuletzt aktualisiert am 11/2017, zuletzt geprüft am 11/2017.

MELUR (2017b): Bericht zum Engpassmanagement in Schleswig-Holstein. Einspeisemanagement in den Jahren 2010 - 2016 und Redispatch im Jahr 2016. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (MELUR). Kiel. Online verfügbar unter <http://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Strom/pdf/berichtEngpassmanagement.pdf>, zuletzt geprüft am 03/2018.

Memmler, Michael; Lauf, Thomas; Wolf, Katharina; Schneider, Sven (2017): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-10-26_climate-change_23-2017_emissionsbilanz-ee-2016.pdf, zuletzt geprüft am 11/2017.

- Meskemper, Joshua; Ritter, Peter; Nicklaus, Lars; Filzek, Dirk (2012): Wärmelastprognose. Ergebnisbericht des Forschungsprojektes Regenerative Modellregion Harz (RegModHarz) im Rahmen der Forschungsinitiative E-Energy. Online verfügbar unter http://regmodharz.iwes.fraunhofer.de/fileadmin/user_upload/bilder/Service/Arbeitspakete/AP-Bericht_Waermelastprognose_AP2.4_CUBE.pdf, zuletzt geprüft am 01/2018.
- Mollenhauer, Eike; Christidis, Andreas; Tsatsaronis, George (2016): Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power plants. In: *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 7 (2), S. 167–176. DOI: 10.1007/s40095-016-0204-6.
- Molly, Jens-Peter (1990): Windenergie. Theorie, Anwendung, Messung. 2., völlig überarbeitete und erw. Aufl. Karlsruhe: C.F. Müller.
- Momoh, James A. (2008): Electric Power System Applications of Optimization. Second Edition: CRC Press Taylor & Francis Group.
- Nickel, Stefan; Stein, Oliver; Waldmann, Karl-Heinz (2011): Operations Research: Springer Verlag.
- Ntakou, Elli (2017): Distribution Power Markets: Detailed Modeling and Tractable Algorithms. Dissertation. Boston University, Boston. College of Engineering. Online verfügbar unter <http://www.bu.edu/pcms/caramanis/EllithesisDraft.pdf>, zuletzt geprüft am 28.02.2017.
- Ntakou, Elli; Caramanis, Michael (2014): Price discovery in dynamic power markets with low-voltage distribution-network participants. In: 2014 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition (T&D). Chicago, IL, USA, S. 1–5.
- Oeding, Dietrich; Oswald, Bernd R. (2016): Elektrische Kraftwerke und Netze. 8. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- OSM (2016): Openstreetmap contributors. Zugriff auf die Datenbank via <https://overpass-turbo.eu/>. Online verfügbar unter <http://www.openstreetmap.org>, zuletzt geprüft am 01/2016.
- Osterwald, C. R.; Adelstein, J.; Del Cueto, J. A.; Kroposki, B.; Trudell, D.; Moriarty, T. (2006): Comparison of degradation rates of individual modules held at maximum power. In: 2006 IEEE 4th World Conference. Photovoltaic Energy Conversion. 2006 IEEE 4th World Conference, May 2006. IEEE.
- Oswald, Bernd; Krämer, Marcel (2006): Gutachten zur Bewertung einer alternativen Verkabelung der geplanten 110-kV-Hochspannungsfreileitungen Baumstraße-Lüstringen und Pkt. Belm-Powe. Hannover. Online verfügbar unter <http://amprion.net/sites/default/files/pdf/Gutachten-Luestringen.pdf>, zuletzt geprüft am 06/2016.
- Paar, Angelika; Herbert, Florian; Pehnt, Martin; Ochse, Susanne; Richter, Stephan; Maier, Stefanie et al. (2013): Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu); GEF Ingenieur AG (GEF); AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V (AGFW). Online verfügbar unter https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Endbericht_Transformationsstrategien_FW_IFEU_GEF_AGFV.pdf, zuletzt geprüft am 07/2018.

- Papavasiliou, Anthony; Oren, Shmuel S. (2013): Multiarea Stochastic Unit Commitment for High Wind Penetration in a Transmission Constrained Network. In: *Operations Research* 61 (3), S. 578–592. DOI: 10.1287/opre.2013.1174.
- Perez-Arriaga, I. J.; Rubio, F. J.; Puerta, J. F.; Arceluz, J.; Marin, J. (1995): Marginal pricing of transmission services. An analysis of cost recovery. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 10 (1), S. 546–553. DOI: 10.1109/59.373981.
- Powernext (2018): Spot market data. Neutral Gas Price. Powernext SAS. Online verfügbar unter <https://www.powernext.com/spot-market-data>, zuletzt geprüft am 07/2018.
- Purchala, Konrad; Meeus, Leonardo; van Dommelen, Daniel; Belmans, Ronnie (Hg.) (2005): Usefulness of DC power flow for active power flow analysis. Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE. Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE.
- Quaschnig, Volker (2015): Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation. 9., aktualisierte und erweiterte Aufl. München: Hanser.
- Reindl, D. T.; Beckman, W. A.; Duffie, J. A. (1990): Diffuse fraction correlations. In: *Solar Energy* 45 (1), S. 1–7. DOI: 10.1016/0038-092X(90)90060-P.
- Rienecker, Michele M.; Suarez, Max J.; Gelaro, Ronald; Todling, Ricardo; Bacmeister, Julio; Liu, Emily et al. (2011): MERRA. NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. In: *J. Climate* 24 (14), S. 3624–3648. DOI: 10.1175/JCLI-D-11-00015.1.
- Ringler, Philipp; Schermeyer, Hans; Ruppert, Manuel; Hayn, Marian; Bertsch, Valentin; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf (2016): Distributed Energy systems, Market integration, Optimization. KIT Scientific Publishing (Karlsruhe). Karlsruhe (Produktion und Energie).
- Rodilla, Pablo; García, Javier (2016): Economic Dispatch. Material from the course Decision Support Models for Low Carbon Electric Power Systems, 2016. Massachusetts Institute of Technology (MIT). Cambridge, MA, USA.
- Saint-Drenan, Yves-Marie (2015): A Probabilistic Approach to the Estimation of Regional Photovoltaic Power Generation using Meteorological Data. Application of the Approach to the German Case. Dissertation. Universität Kassel, Kassel. Online verfügbar unter <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-2016090550868/3/DissertationYMSaintDrenan.pdf>, zuletzt geprüft am 12/2017.
- Schermeyer, Hans; Bertsch, Valentin; Fichtner, Wolf (2014): Validation and utilization of numerical weather model data in energy systems analysis of decentralized electricity production. In: Proceedings of the 7th International Scientific Conference on Energy and Climate Change. Athens, October 8-10, 2014. Energy Policy and Development Centre (KEPA), National and Kapodistrian University of Athens.
- Schermeyer, Hans; Bertsch, Valentin; Fichtner, Wolf (2015): Review and Extension of Suitability Assessment Indicators of Weather Model Output for Analyzing Decentralized Energy Systems. In: *Atmosphere* 6 (12), S. 1835. DOI: 10.3390/atmos6121835.
- Schermeyer, Hans; Vergara, Claudio; Fichtner, Wolf (2018): Renewable energy curtailment: A case study on today's and tomorrow's congestion management. In: *Energy Policy* 112, S. 427–436. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.10.037.
- Schubert, Gerda (2012): Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa. In: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz (Hg.): Konferenzbeitragsammlung. 12. Symposium Energieinnovation. Graz, Austria, 15.-17.02.2012.

- Konferenzbeitragssammlung. Online verfügbar unter http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/lf/LF_Schubert.pdf, zuletzt geprüft am 02/2014.
- Schwarz, Hannes; Bertsch, Valentin; Fichtner, Wolf (2018): Two-stage stochastic, large-scale optimization of a decentralized energy system. A case study focusing on solar PV, heat pumps and storage in a residential quarter. In: *OR Spectrum* 40 (1), S. 265–310. DOI: 10.1007/s00291-017-0500-4.
- Schwepe, Fred C.; Caramanis, Michael C.; Tabors, Richard D.; Bohn, Roger E. (1988): *Spot Pricing of Electricity*. Boston, MA: Springer US (The Kluwer International Series in Engineering and Computer Science, Power Electronics & Power Systems).
- SH Netz (2015): Lastverlauf als viertelstündige Leistungsmessung 2013 Netzgebiet Schleswig-Holstein. Veröffentlichung gemäß § 17 Abs. 2 Nr. 1 StromNZV. Schleswig-Holstein Netz AG. Online verfügbar unter <https://www.sh-netz.com/de/schleswig-holstein-netz/netzinformation/strom/netzrelevante-daten.html>, zuletzt geprüft am 2015.
- SH Netz (2017a): Maßnahmen in der Hochspannungsebene (110 kV) in den nächsten 10 Jahren. Schleswig-Holstein Netz AG. Online verfügbar unter <https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Schleswig-Holstein-Netz/Netzausbau110/NAP110kV/Ma%C3%9Fnahmenkatalog%20NAP110%20SHN%202017%20Internet.pdf>, zuletzt geprüft am 03/2018.
- SH Netz (2017b): Netzkarte Schleswig-Holstein 110-kV-Netz mit Enpassregionen. Schleswig-Holstein Netz AG. Online verfügbar unter <https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Schleswig-Holstein-Netz/Netzausbau110/NAP110kV/NAP110%20Netzkarte%20SHN%202017.pdf>, zuletzt geprüft am 03/2018.
- SH Netz (2018): Internetauftritt der Schleswig-Holstein Netz AG. Schleswig-Holstein Netz AG. Online verfügbar unter <https://www.sh-netz.com/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen.html>, zuletzt geprüft am 02/2018.
- Statistikamt Nord (2016): Energie- und CO₂-Bilanzen für Schleswig-Holstein. Hg. v. Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (Statistikamt Nord). Online verfügbar unter <http://www.statistik-nord.de/daten/verkehr-umwelt-und-energie/energie/dokumentenansicht/360/produkte-1/>, zuletzt aktualisiert am 27.04.2016, zuletzt geprüft am 24.05.2016.
- Tennet (2017): Tatsächliche und prognostizierte Solarenergieeinspeisung in Schleswig-Holstein. Tennet TSO GmbH. Online verfügbar unter https://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-solarenergieeinspeisung_land?lang=de_DE&sub=sh, zuletzt geprüft am 12/2017.
- The Wind Power (2017): Wind energy database. Online verfügbar unter <https://www.thewindpower.net/>, zuletzt geprüft am 11/2017.
- Trepper, Katrin; Bucksteeg, Michael; Weber, Christoph (2015): Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model of Europe. In: *Energy Policy* 87, S. 199–215. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.08.016.

- UNFCCC (1998): Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Online verfügbar unter http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php.
- VDE (2014): Regionale Flexibilitätsmärkte. Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze. Studie der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im VDE. Unter Mitarbeit von Rolf Apel, Volkmar Berg, Bernhard Fey, Kilian Geschermann, Wolfgang Glaunsinger, Alexander von Scheven et al. Hg. v. VDE Verlag. Verband der Elektrotechnik (VDE). Online verfügbar unter <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vde-studieregionaleflexibilitaetsmaerkte#>, zuletzt geprüft am 01/2017.
- VDN (2007): TransmissionCode 2007. Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung. Anhang D3. Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN). Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/praequalifikationMRL>, zuletzt geprüft am 03/2018.
- Wagner, Andreas (2014): Residual Demand Modeling and Application to Electricity Pricing. In: *The Energy Journal* 35 (2). DOI: 10.5547/01956574.35.2.3.
- Wiest, Pascal; Frey, Katharina; Rudion, Krzysztof; Probst, Alexander (2016): Dynamic curtailment method for renewable energy sources in distribution grid planning. In: 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). Boston, MA, USA, S. 1–5.
- Wind Power Program (2015): Wind turbine power curve database. Online verfügbar unter <http://www.wind-power-program.com/>, zuletzt aktualisiert am 02/2015, zuletzt geprüft am 11/2017.
- IEC 61400-12-1, December 2005: Wind turbines – Power performance measurements of electricity producing wind turbines. Online verfügbar unter ftp://ftp.ee.polyu.edu.hk/wclo/Ext/OAP/IEC61400part12_1_WindMeasurement.pdf, zuletzt geprüft am 22.09.2015.
- Windguard (2016): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Zusätzliche Auswertungen und Daten. Berichte der Jahre 2012 bis 2015. Hg. v. Deutsche WindGuard GmbH. Online verfügbar unter <http://www.windguard.de/service/knowledge-center.html>, zuletzt geprüft am 12/2017.
- Wood, Allen J.; Wollenberg, Bruce F.; Sheblé, Gerald B. (2014): Power generation, operation, and control. Third edition. Hoboken, New Jersey: Wiley-Interscience.
- Wozabal, David; Graf, Christoph; Hirschmann, David (2016): The effect of intermittent renewables on the electricity price variance. In: *OR Spectrum* 38 (3), S. 687–709. DOI: 10.1007/s00291-015-0395-x.
- Yilmaz, Hasan Ümitcan; Keles, Dogan; Chiodi, Alessandro; Hartel, Rupert; Mikulić, Martina (2018): Analysis of the power-to-heat potential in the European energy system. In: *Energy Strategy Reviews* 20, S. 6–19. DOI: 10.1016/j.esr.2017.12.009.
- Zimmerman, Ray Daniel; Murillo-Sanchez, Carlos Edmundo; Thomas, Robert John (2011): MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26 (1), S. 12–19. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.