



Bilder: Google Maps, Vestas

Auswirkungen der Offshore-Windenergie auf den Betrieb von Kohlekraftwerken in Brunsbüttel



Universität und Fachhochschule Flensburg
Energie- und Umweltmanagement

Diplomarbeit

Auswirkungen der Offshore-Windenergie auf den Betrieb von Kohlekraftwerken in Brunsbüttel

Frauke Wiese

530141

Freitag, 13. Juni 2008

Betreuung:

Prof. Dr. Olav Hohmeyer (Universität Flensburg)

Prof. Dr. Ilya Tuschy (Fachhochschule Flensburg)

Zusammenfassung

Das in dieser Arbeit entworfene stündliche Stromeinspeise-Modell der Offshore-Windenergie und der geplanten Steinkohlekraftwerke in Brunsbüttel zeigt, dass die als Grundlast konzipierte Kohlekraftwerkskapazität deutlich weniger ausgelastet werden kann als von den Kraftwerksinvestoren erwartet. Da die begrenzte Netzkapazität am Einspeisepunkt Brunsbüttel stark von der nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) vorrangig eingespeisten Offshore-Windenergie beansprucht wird, reduziert sich trotz angenommenem Ausbau des Netzes auf 7000MW Transportkapazität die maximal mögliche Auslastung der vier 800MW Blöcke auf 4111, 4411, 5243 und 6190 Volllaststunden pro Jahr. Außerdem kommt es zu vermehrten An- und Abfahrvorgängen sowie Teillastzuständen, was sich negativ auf den Wirkungsgrad des Kraftwerks auswirkt. Dieser ist, mangels der Möglichkeit der Abwärmenutzung in Brunsbüttel sowieso schon auf 46 Prozent im Bestpunkt begrenzt.

Angesichts der Rahmenbedingungen dieses Standorts ist aus wirtschaftlicher Sicht davon abzuraten 3200MW Kohlekraftwerkskapazität in Brunsbüttel zu errichten. Auf weniger Volllaststunden ausgelegte Erdgas-GuD-Kraftwerke wären bei den errechneten disponiblen Volllaststunden des dritten und vierten Blockes in jedem Fall wirtschaftlich vorteilhafter. Unter Annahme einer den Klimaschutzzielen der Bundesregierung angemessenen hohen Veräußerungsrate der CO₂-Emissionsberechtigungen weist der emissionsärmere Brennstoff Erdgas für alle vier Blöcke bei ihrer maximal möglichen Auslastung niedrigere Stromgestehungskosten auf.

Der zu erwartende und aus Klimaschutzgründen unumgängliche Ausbau der Offshore-Windenergie wird in Brunsbüttel und ganz Deutschland die Stromversorgungsstruktur noch innerhalb der technischen Betriebsdauer heute geplanter Kohlekraftwerke grundlegend verändern. Da die als Grundlast konzipierten Kohlekraftwerke zur Verstetigung der Windenergie als ergänzende Energielieferanten nicht geeignet sind, sollten alternative Optionen geprüft werden, die schon im Ansatz auf ein Zusammenspiel mit der Windenergie ausgerichtet sind. Hierbei ist an flexibler einsetzbare Gaskraftwerke, Speicher, überregionalen Netzverbund, Lastmanagement und virtuelle Kraftwerke zu denken.

INHALTSVERZEICHNIS

1	EXECUTIVE SUMMARY	9
1.1	<i>Hintergrund und Zielsetzung</i>	9
1.2	<i>Vorgehensweise.....</i>	11
1.3	<i>Ergebnisse</i>	13
2	EINSATZANALYSE – DATENGRUNDLAGE UND METHODIK.....	18
2.1	<i>Netzkapazität.....</i>	18
2.1.1	Netzsituation Brunsbüttel.....	18
2.1.2	Netzsituation Norddeutschland	20
2.1.3	Vorrangregelung Windenergie	20
2.1.4	Brunsbüttel als Einspeisepunkt für Offshore-Windenergie.....	21
2.2	<i>Zeitreihen der Windenergieeinspeisung.....</i>	23
2.2.1	Standort und Anzahl der Windkraftanlagen.....	23
2.2.2	Windgeschwindigkeitsdaten.....	25
2.2.3	Leistungskennlinie der WKAs	27
2.2.4	Verfügbarkeit der WKAs	30
2.2.5	Jahresdauerlinie	30
2.2.6	Glättungseffekte durch räumliche Verteilung	32
2.3	<i>Kraftwerkparameter.....</i>	33
2.3.1	Kraftwerksplanungen in Brunsbüttel	33
2.3.2	Kraftwerkseinsatzplanung.....	36
2.3.3	Arbeitsverfügbarkeit.....	38
2.3.4	Mindestteillast.....	39
2.3.5	Anfahrverhalten	39
2.3.6	Mindestbetriebsdauer	40
3	AUSWERTUNG JAHRESEINSPEISEVERLAUF	44
3.1	<i>Grundscenario</i>	44
3.1.1	Erste Baustufe	44
3.1.2	Endausbaustufe.....	46

3.1.3	Jahreszeitliche Schwankungen.....	48
3.2	<i>Disponible Volllaststunden</i>	50
3.3	<i>Sensitivitätsanalysen</i>	52
3.3.1	Einfaktorielle Parametervariation	52
3.3.2	Viertelstündliche Betrachtung	55
3.4	<i>Bedeutung der disponiblen Volllaststunden</i>	56
4	WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG	59
4.1	<i>Stromgestehungskosten</i>	59
4.2	<i>Datengrundlage der Kosten</i>	60
4.2.1	Bruttoleistung.....	62
4.2.2	Investitionskosten	62
4.2.3	Wirkungsgrad.....	63
4.2.4	Brennstoffkosten.....	64
4.2.5	CO ₂ -Kosten.....	65
4.3	<i>Berechnung</i>	68
4.3.1	Abschreibungsdauer.....	68
4.3.2	Kalkulationszinssatz	68
4.3.3	Fixe Kosten.....	69
4.3.4	Variable Kosten.....	70
4.4	<i>Vergleich Stromgestehungskosten Kohle- und Gaskraftwerk</i>	70
4.5	<i>Strompreisbildung im liberalisierten Strommarkt</i>	75
5	FAZIT UND AUSBLICK	77
5.1	<i>Risiken für thermische Großkraftwerke in Brunsbüttel</i>	77
5.2	<i>Einordnung in die zukünftige Stromversorgung Deutschlands</i>	79
5.3	<i>Optionen und Anregungen</i>	82
	LITERATURVERZEICHNIS	86
	ANHANG	92

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1.1: Jahreseinspeiseverlauf in der Endausbaustufe der OWPs mit Einspeisepunkt Brunsbüttel bei 7000MW Netzkapazität	13
Abbildung 1.2: Nicht realisierbare Volllaststunden und disponible Volllaststunden pro Block	14
Abbildung 1.3: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Auslastung	15
Abbildung 2.1: Höchstspannungsnetz um Brunsbüttel	18
Abbildung 2.2: OWP-Planungen in der Nordsee	22
Abbildung 2.3: OWPs mit Einspeisepunkt Brunsbüttel	23
Abbildung 2.4: Wind-Messstationen in der Nordsee	25
Abbildung 2.5: Leistungskennlinie der Modell-WKA	29
Abbildung 2.6: Jahresdauerlinie OWPs, Endausbaustufe	32
Abbildung 2.7: Glättung durch räumliche Verteilung der OWPs, erste Baustufe	33
Abbildung 2.8: Standorte der geplanten Kohlekraftwerke in Brunsbüttel	35
Abbildung 2.9: Spezifische Anfahrkosten von Kohle- und Gaskraftwerken	42
Abbildung 3.1: Maximaler Jahreseinspeiseverlauf von Kohle- und Windstrom in Brunsbüttel, erste Baustufe	45
Abbildung 3.2: Jahreseinspeiseverlauf Brunsbüttel, erste Baustufe	45
Abbildung 3.3: Jahreseinspeiseverlauf Brunsbüttel, Endausbaustufe	47
Abbildung 3.4: Monateinspeiseverlauf windschwächster Monat, Endausbaustufe ..	49
Abbildung 3.5: Monateinspeiseverlauf windstärkster Monat, Endausbaustufe	49
Abbildung 3.6: Disponible Volllaststunden in Brunsbüttel	51
Abbildung 3.7: Sensitivitätsanalyse, erste Baustufe	54
Abbildung 3.8: Sensitivitätsanalyse, Endausbaustufe	54
Abbildung 3.9: Einschränkung der Volllaststunden	57
Abbildung 4.1: Betriebswirkungsgrad in Abhängigkeit der Auslastung	64
Abbildung 4.2: CO ₂ -Emissionen in Abhängigkeit der Auslastung	66
Abbildung 4.3: Stromgestehungskosten bei 0 bis 100 Prozent Veräußerungsanteil der benötigten CO ₂ -Zertifikate	71
Abbildung 4.4: Vorteilhaftigkeit der Kraftwerkstypwahl bei V _{CO2} = 0 Prozent	73
Abbildung 4.5: Vorteilhaftigkeit der Kraftwerkstypwahl bei V _{CO2} = 50 Prozent	73
Abbildung 4.6: Vorteilhaftigkeit der Kraftwerkstypwahl bei V _{CO2} = 100 Prozent	74
Abbildung 5.1: Modell der Anteile von Kohle- und Windenergie in der Jahreslastkurve Deutschlands, Endausbaustufe	81

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2.1: Offshore-Windparks mit Einspeisepunkt Brunsbüttel (Mai 2008)	24
Tabelle 2.2: Kenngrößen von Offshore-Windkraftanlagen	28
Tabelle 2.3: Kraftwerksplanungen in Brunsbüttel (Mai 2008).....	34
Tabelle 4.1: Kostendaten Steinkohlekraftwerk und Gaskraftwerk	61

ABKÜRZUNGEN und EINHEITEN

BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BWE	Bundesverband Windenergie
DENA	Deutsche Energie - Agentur
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
FINO	Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee
GuD-Kraftwerk	Gas und Dampf Kombikraftwerk
kV	Kilovolt
KWK	Kraftwärmekopplung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NAP	Nationaler Allokationsplan
O&M	operations and maintenance = Betrieb und Wartung
OWP	Offshore - Windpark
VGB	Europäischer Fachverband der Strom- und Wärmeerzeuger
WKA	Windkraftanlage

1 Executive Summary

1.1 *Hintergrund und Zielsetzung*

Ein wichtiger Pfeiler zur Erreichung des deutschen Klimaschutz-Zieles, der Reduktion der Treibhausgasemissionen von 40 Prozent bis 2020 gegenüber 1990 (BMU 2007a), ist die Offshore-Windenergie. In der Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes wird die Einspeisevergütung für Offshore-Windenergie erhöht und die Vorrangregelung beibehalten. Das unterstützt den Ausbau der Windenergie auf See und fördert die Umsetzung der zahlreichen in Nord- und Ostsee geplanten Projekte.

Doch nicht nur in der Windbranche, auch im fossilen Kraftwerksbereich gibt es massive Ausbauplanungen. Aktuell sind in Deutschland etwa 25 neue Kohlekraftwerke in Bau oder Planung (BUND 2008, DUH 2008, Smid 2008). Ein häufig vorgebrachtes Argument für die Notwendigkeit des Neubaus ist eine angeblich drohende Versorgungslücke durch den Atomausstieg und die Stilllegung zahlreicher älterer Kraftwerke, die am Ende ihrer technischen Betriebsdauer angelangt sind (vgl. DENA 2008e). Die Grundannahme bei dieser Argumentation ist, dass Kohlekraftwerke als gesicherte Grundlast und als Backup für die fluktuierende Windenergie unumgänglich sind. Daraus ergeben sich aber zwei Fragen: Wie lange wird es die typische Struktur beständig eingesetzter Grundlast angesichts des wachsenden Anteils fluktuierender Einspeisung noch geben? Sind heute errichtete Kohlekraftwerke geeignet, um als Schattenkraftwerke ergänzend zur Windenergie eingesetzt zu werden?

Die Entwicklung der Kraftwerkstechnologie hin zu immer effizienteren Kraftwerken reduziert zwar im Vergleich zu veralteten Kohlekraftwerken mit unter 35 Prozent Wirkungsgrad den spezifischen Treibhausgasausstoß, manifestiert aber die Einsatzweise der Kohlekraftwerke als Grundlastkraftwerke. Die Verwendung von hohen Temperaturen und Drücken, die für einen Wirkungsgrad von 46 Prozent erforderlich sind, reduzieren die flexiblen Einsatzmöglichkeiten und schlagen sich in den Investitionskosten nieder. Dadurch sind moderne Kohlekraftwerke aus technischer und aus Kostensicht auf eine hohe Auslastung festgelegt. Der Zeitpunkt, an dem die installierte Windleistung ein solches Ausmaß erreicht, dass die

Windspitzen bis in die Grundlast hineinreichen, liegt in nicht all zu ferner Zukunft. Die Grundproblematik des Zusammenspiels von Wind und Kohle ist aber im konkreten Einzelfall bereits absehbar: Durch die räumliche Konzentration von OWPs und thermischen Großkraftwerken an der Küste in Norddeutschland stehen Netzengpässe bevor. Brunsbüttel soll Einspeisepunkt für etwa 11.500MW Offshore-Windkapazität werden (DENA 2008b). Außerdem sind an diesem Standort Steinkohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von etwa 3200MW geplant. Laut der planenden Unternehmen sind alle vier Blöcke für den Grundlastbetrieb ausgelegt. Da die Netzkapazität in Brunsbüttel begrenzt ist, wird sich die Betriebsweise der Kohlekraftwerke aber der Einspeisung der OWPs anpassen müssen, weil der Windstrom nach EEG Vorrang bei der Abnahme hat.

Wie groß die Einschränkungen für die Kohlekraftwerke in Brunsbüttel sind, d.h. wie viele der von den Kraftwerksinvestoren geplanten 7000 bis 8000 Volllaststunden im Jahr vor diesem Hintergrund tatsächlich eingespeist werden können, soll anhand eines vereinfachten Modells des Jahreseinspeiseverlaufs abgeschätzt werden. Da in der Berechnung ausschließlich die Einspeisung von Wind- und Kohlestrom bei voller Ausnutzung der Netzkapazität ohne Berücksichtigung der Stromnachfrage und anderer Einspeisekonkurrenz betrachtet wird, stellen die resultierenden Volllaststunden für die vier Blöcke eine Obergrenze für die Einsatzmöglichkeiten der Kohlekraftwerke dar. Welche wirtschaftlichen Konsequenzen eine Reduktion der Volllaststunden haben kann und welche Risiken somit der Kraftwerksbau in Brunsbüttel birgt, wird im Anschluss auch vor dem Hintergrund unsicherer politischer Rahmenbedingungen erörtert.

Der Beitrag dieser Arbeit ist dabei nicht nur in der Berechnung und Darstellung konkreter Volllaststunden-Zahlen für bestimmte Szenarien in Brunsbüttel zu sehen, sondern auch in der Methodik und Herangehensweise an die Problemstellung. So wie dieses Modell die fluktuierende Windenergie-Einspeisung als Ausgangspunkt der Betrachtung festlegt, muss die zukünftige Stromversorgungsstruktur auf einen hohen Anteil fluktuierender Einspeiser abgestimmt werden.

1.2 Vorgehensweise

Zuerst ist die heutige und zukünftige Aufnahmekapazität des Netzes in Brunsbüttel (2.1), die Anzahl der WKAs in den OWPs mit Einspeisepunkt Brunsbüttel (2.2.1), und die beabsichtigte Kohlekraftwerkskapazität an diesem Standort (2.3.1) anhand heutiger Projektplanungen abzuschätzen. Daraus ergibt sich für den Betrachtungszeitraum ab 2013 vereinfachend ein Szenario mit zwei Abschnitten: Während der ersten Baustufe der OWPs wird ausgehend vom heutigen Netzzustand in Brunsbüttel mit 4000MW als durchschnittlicher Übertragungskapazität gerechnet. Im Endausbau der OWPs wird entsprechend der DENA-Studie (2005) ein Ausbau des Höchstspannungnetzes angenommen. Der hier veranschlagte Wert ist 7000MW Transportkapazität. Im untersuchten Szenario kommt es zur Errichtung der vier heute (Stand Mai 2008) geplanten Kohlekraftwerksblöcke mit je 800MW Nettoleistung am Standort Brunsbüttel. Diese laufen ab 2013 über den gesamten Betrachtungszeitraum.

Auf Basis von Windgeschwindigkeits-Zeitreihen dreier Standorte im OWP-Gebiet werden mit Hilfe technischer Kenndaten heute verfügbarer 5MW-Offshore WKAs, unter Annahme einer Arbeitsverfügbarkeit von 90 Prozent, stündliche Zeitreihen der OWP-Einspeisung in Brunsbüttel generiert (2.2). Ausgehend von der Annahme, dass der Windstrom wie im EEG festgelegt, vorrangig eingespeist wird (2.1.3), werden dann die Einspeisemöglichkeiten der vier Kohleblöcke für die übrige Netzkapazität modelliert. Dabei nimmt man für alle Blöcke die gleichen Kraftwerksparameter entsprechend dem heutigen Stand der Kohlekraftwerks-Technik an (2.3). Die Mindestteillast beträgt 35 Prozent der Nennleistung, die angenommene Mindestbetriebsdauer wird mit fünf Stunden und die Arbeitsverfügbarkeit mit 90 Prozent kalkuliert. Um die bestmögliche Gesamtauslastung darzustellen, ist den Blöcken im Modell nacheinander die Netzkapazität zur Verfügung zu stellen.

Aus den sich ergebenden Jahreseinspeiseverläufen lassen sich die Einsatzfenster der Kohleblöcke ablesen (3.1) und jahreszeitliche Schwankungen identifizieren. Im Anschluss werden die Eingangsparameter mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse variiert (3.3.1), um sensitive Eingangsgrößen herauszufiltern und zu untersuchen, in welcher Größenordnung sich ihre Variation auf die disponiblen Volllaststunden auswirkt.

Zusätzlich wird untersucht und diskutiert, inwieweit eine höhere zeitliche Auflösung die Ergebnisse der stündlichen Betrachtungsweise verfeinern würde (3.3.2).

Die für jeden Block errechneten Volllaststunden sind als disponible Volllaststunden definiert. Sie geben eine obere Grenze des Einsatzes der vier Blöcke an, da weder weitere Einspeisekonkurrenz noch die Stromnachfrage berücksichtigt wird und die Eingangswerte und Annahmen grundsätzlich zugunsten der Kohlekraftwerke geschätzt sind.

Es schließt sich die Untersuchung an, ob bzw. für wie viele der vier geplanten Blöcke bei der errechneten maximal möglichen Auslastung ein auf weniger Volllaststunden ausgelegtes GuD-Kraftwerk auf Erdgasbasis wirtschaftlich vorteilhafter wäre. Dafür werden die Stromgestehungskosten als finanzmathematische Durchschnittskosten über den Abschreibungszeitraum von 20 Jahren in Abhängigkeit der Auslastung für die Steinkohle-Option und die Erdgas-Alternative berechnet (4.3). Dabei liegen die disponiblen Volllaststunden der vier Blöcke als Mittelwerte der beide betrachteten Stufen zugrunde, was im Sinne des Szenarios bedeutet, dass zehn Jahre lang die erste Baustufe bei heutiger Netzkapazität und weitere zehn Jahre die Endausbaustufe mit Netzausbau besteht. Die relative wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Alternativoption wird dabei für unterschiedliche Veräußerungsraten der CO₂-Emissionsrechte (Null bis 100 Prozent) bei einem CO₂-Preis von 33 €/t_{CO₂} erörtert.

Die absolute Wirtschaftlichkeit der geplanten Steinkohlekraftwerke in Brunsbüttel könnte nur vor dem Hintergrund der Entwicklung des gesamten Kraftwerksparks belastbar beurteilt werden, was im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich ist (4.5). Trotzdem können die Auswirkungen der erhöhten Wind-Einspeisung bei geringer Netzkapazität am Standort Brunsbüttel quantifiziert und die sich daraus ergebenden wirtschaftlichen Risiken aufgezeigt werden (5.1).

Abschließend werden die Ergebnisse und die verwendete Methodik in die energiewirtschaftliche Gesamtsituation Deutschlands eingeordnet (5.2) und Alternativen zum fossilen Kraftwerksneubau als Ergänzung zur fluktuierenden Einspeisung diskutiert (5.3).

1.3 Ergebnisse

Im dargelegten Szenario ergeben sich für die vier Kohlekraftwerksblöcke in Brunsbüttel 4111, 4411, 5243 und 6190 disponible Volllaststunden pro Jahr im Mittel für den Betrachtungszeitraum 2013 bis 2032. Trotz des Netzausbaus ist in der zweiten Hälfte der Betrachtungsperiode mit weniger Volllaststunden für alle Blöcke zu rechnen. Der Jahreseinspeiseverlauf eines Beispieljahres in der Endausbaustufe zeigt, dass die installierte OWP-Leistung dann so hoch ist, dass bei Windspitzen alle Blöcke betroffen sind und zusätzlich Verluste für die Windenergie durch Netzengpässe entstehen (3.1). In den Sommermonaten sind die Einspeisemöglichkeiten für die Kohlekraftwerke tendenziell besser, da der Wind in dieser Jahreszeit weniger weht.

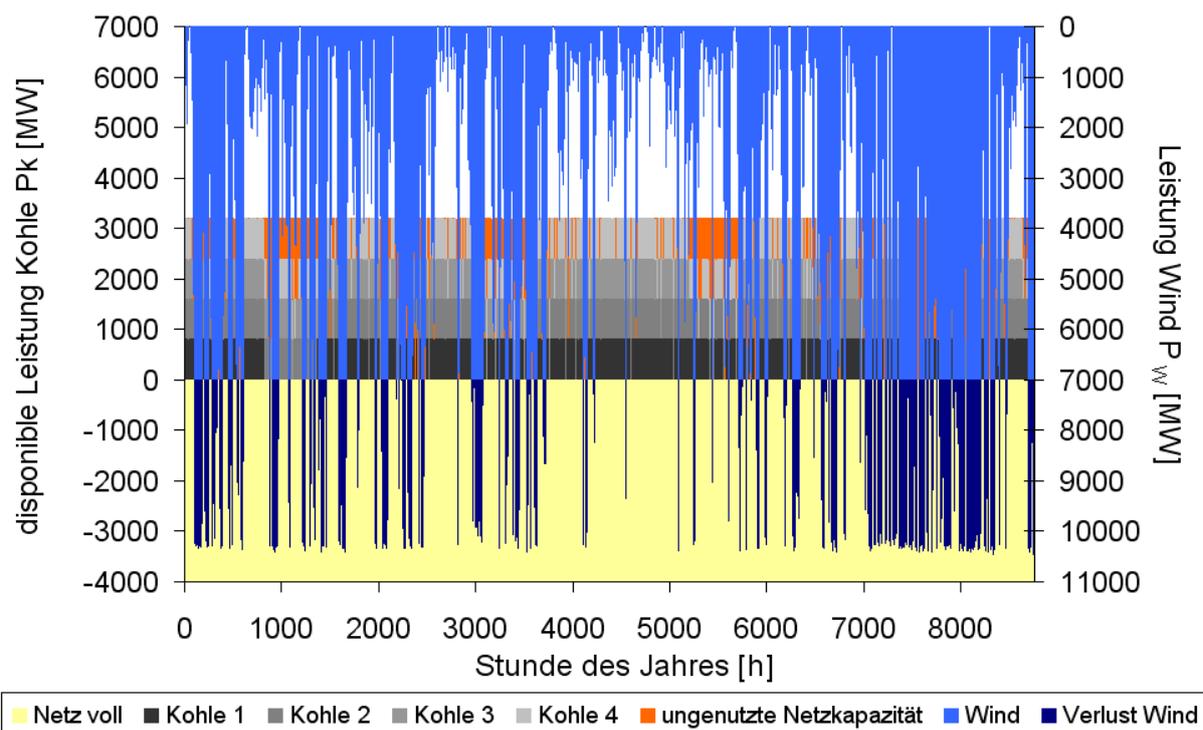
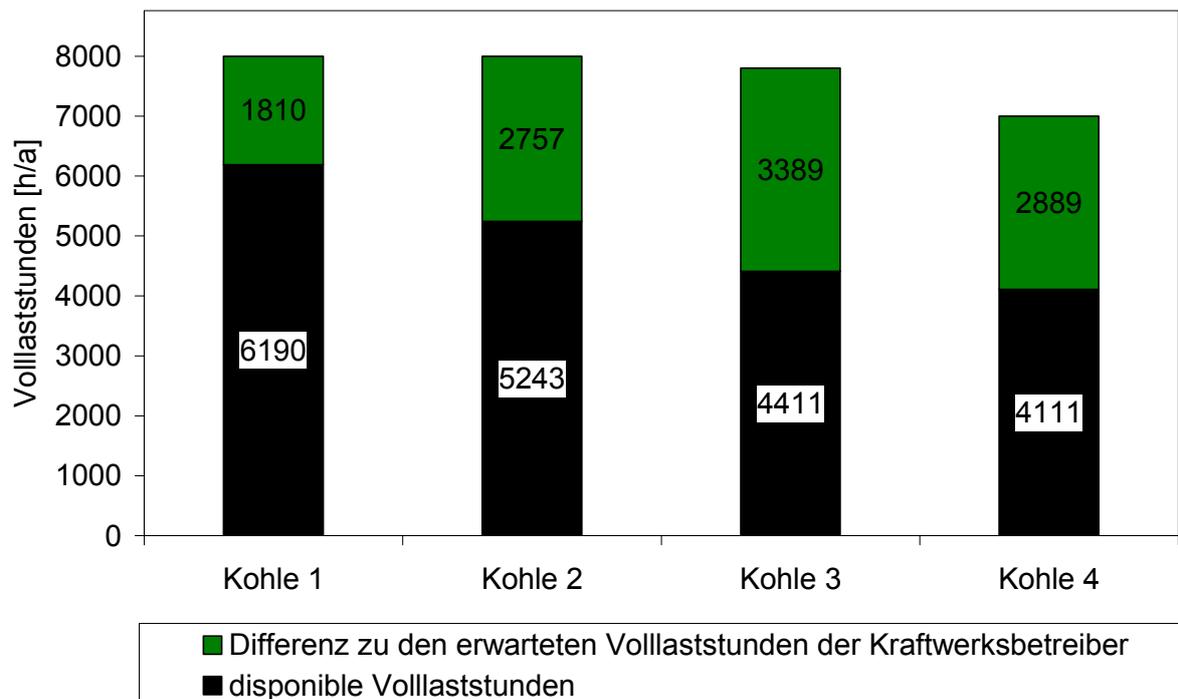


Abbildung 1.1: Jahreseinspeiseverlauf in der Endausbaustufe der OWPs mit Einspeisepunkt Brunsbüttel bei 7000MW Netzkapazität (Quelle: Eigene Darstellung, Winddaten von GKSS 2008)

Im Vergleich zu der von Electrabel, Südweststrom und GETEC erwarteten Auslastung ihrer Kraftwerke von 7000 bis 8000 Stunden pro Jahr ist die unter Beachtung der Windeinspeisung realistische Auslastung deutlich geringer. Die obere Grenze der möglichen Einspeisung innerhalb der angenommenen Parameter des

Szenarios, die grundsätzlich zu Gunsten der Kohlekraftwerke getroffen wurden, ist in folgender Grafik in schwarz dargestellt. In grün ist der Mindestanteil der erwarteten Volllaststunden gekennzeichnet, die durch die Windeinspeisung der OWPs nicht realisiert werden können.



**Abbildung 1.2: Nicht realisierbare Volllaststunden und disponible Volllaststunden pro Block
(Quelle: Eigene Darstellung)**

Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass vor allem während der Endausbaustufe eine Variation der Eingangsparameter Verfügbarkeit, Mindestbetriebsdauer und Mindestteillast nur in der Größenordnung von bis zu 500 h/a Einfluss auf die disponiblen Volllaststunden hat. Auch eine zusätzliche Erhöhung der Netzkapazität auf 9100MW würde die Jahres-Volllaststunden im Mittel aller vier Blöcke nur um knapp 700 Volllaststunden erhöhen. Einzig eine deutliche, nicht zu erwartende Reduktion der zukünftig installierten OWP-Leistung brächte eine signifikante Erhöhung der Volllaststunden (3.3.1).

Betrachtet man den Einspeiseverlauf in zeitlich höherer Auflösung, entsprechend der realen Kraftwerkseinsatzplanung in Viertelstunden Abständen, reduzieren sich die Volllaststunden bei der verwendeten Methodik zusätzlich um etwa 300 h/a pro Block.

Um Anfahrsgeschwindigkeiten und Lastgradienten in das Modell integrieren zu können, müsste eine zeitlich noch höhere Auflösung erfolgen. Der Bereich der Regelleistung wird in diesem Modell nicht abgebildet (3.3.2).

Die errechneten disponiblen Volllaststunden zeigen, dass der dritte und der vierte Block unter diesen Bedingungen keinesfalls als Grundlast eingesetzt werden können. Auch die beiden anderen Blöcke tendieren schon mit der oberen Grenze der möglichen Auslastung zum Mittellastbereich. Im direkten Vergleich ist bei 50-prozentiger Einpreisung der CO₂-Kosten ein Erdgas-GuD-Kraftwerk für die disponiblen Volllaststunden des dritten und vierten Blockes auf jeden Fall wirtschaftlich vorteilhafter. Der erste und der zweite Block liegen mit maximal 5243 und 6190 Volllaststunden im Übergangsbereich. Auch hier ist aber bei der zu erwartenden weiteren Reduktion der Volllaststunden durch in dieser Arbeit nicht quantifizierte sondern nur qualitativ dargestellte Effekte eine Tendenz zur Vorteilhaftigkeit der auf weniger Volllaststunden ausgelegten erdgasbetriebenen GuD-Kraftwerke zu erkennen (4.4).

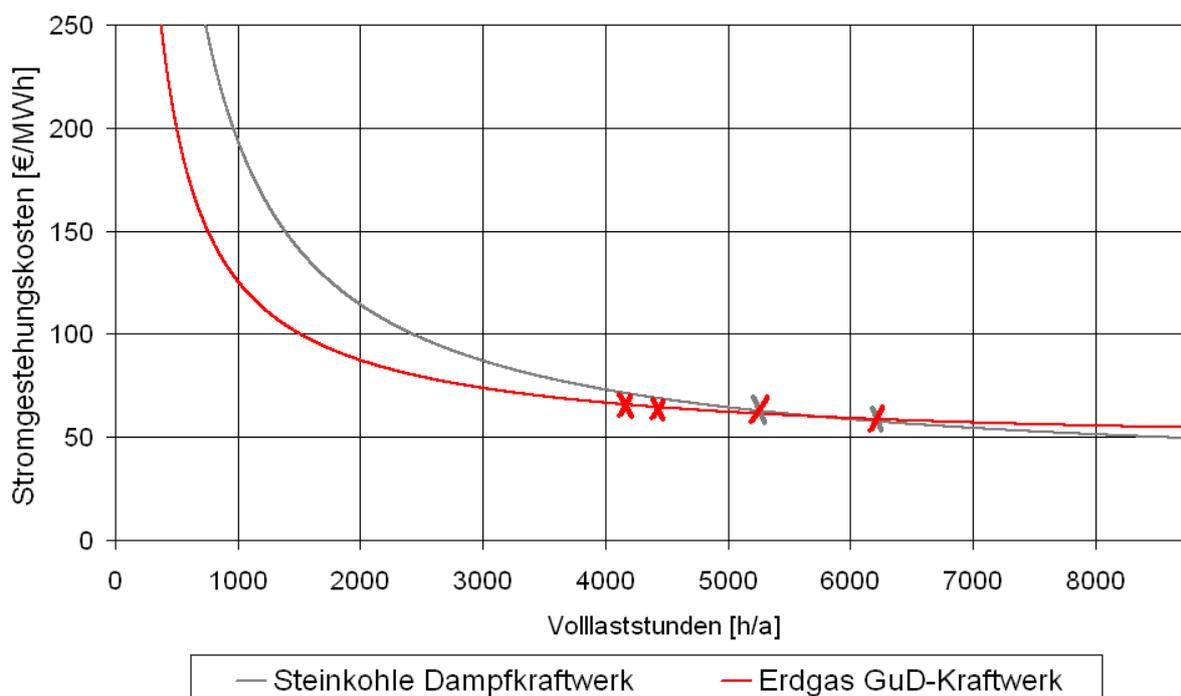


Abbildung 1.3: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Auslastung bei 50-prozentiger CO₂-Einpreisung mit Einordnung der disponiblen Volllaststunden (Quelle: Eigene Darstellung)

Müssten die CO₂-Zertifikate ab der dritten Handelsperiode 2013 vollständig von den Kraftwerksbetreibern bezahlt werden, ist die Erdgas-Alternative für alle Blöcke wirtschaftlich vorteilhafter.

Neben den in Volllaststunden quantifizierbaren Nachteilen für den wirtschaftlichen Betrieb sind als zusätzliche Risiken vermehrte An- und Abfahrvorgänge und zunehmende Teillastzustände zu nennen. Abweichungen vom Grundlastbetrieb gehen vor allem bei modernen Kohlekraftwerken mit hohen Wirkungsgradverlusten einher. Die daraus resultierende schlechtere Ausnutzung des Brennstoffes macht die Kohlekraftwerke somit zusätzlich empfindlich gegenüber steigenden Brennstoffpreisen und der fortschreitenden Internalisierung bisher externer Kosten der Treibhausgasemissionen in Form von CO₂-Emissionsrechten. Die Ausnutzung des Brennstoffes ist für thermische Großkraftwerke am Standort Brunsbüttel auch unabhängig von der Windenergie-Einspeisung sowieso schon begrenzt, da es nicht genügend Wärmeabnehmer gibt, um die Abwärme zu nutzen und so über einen maximalen Wirkungsgrad von 46 Prozent im Bestpunkt hinauszukommen. Außerdem zeigt der Jahreseinspeiseverlauf, dass die Einsatzfenster tendenziell im Sommer besser sind. Gerade in der warmen Jahreszeit ist aber abzusehen, dass geringere Stromnachfrage und mangelnde Kühlmöglichkeiten die hier errechneten disponibeln Volllaststunden weiter reduzieren (5.1).

Zur Beurteilung der absoluten Wirtschaftlichkeit der geplanten Kohlekraftwerke am Standort Brunsbüttel müsste ein dynamisches Modell der Strompreisbildung einbezogen werden da der Strompreis an der EEX auch stark abhängig von der jeweils eingespeisten Windenergiemenge ist (4.5).

Überträgt man die verwendete Methodik auf Ausbauplanungen von Kohlekraftwerken und Offshore-Windenergie in ganz Deutschland (5.2), fällt schon beim stark vereinfachten Jahreseinspeiseverlauf auf, dass die heute noch bestehende Struktur von Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Zukunft ihre Gültigkeit verlieren wird, da die Windspitzen bis in den von den geplanten Kohlekraftwerken beanspruchten Grundlastbereich hineinreichen. In Brunsbüttel sind durch den Netzengpass Probleme beim Zusammenspiel von Wind und Kohle in kleinerem Rahmen schon heute absehbar, weshalb von Kohlekraftwerken an diesem Standort auf jeden Fall in

dem geplanten Ausmaß abzuraten ist. Im Zeitraum der technischen Betriebsdauer von Kohlekraftwerken von etwa 40 Jahren wird sich die Stromversorgung aus der Notwendigkeit des Klimaschutzes heraus bereits grundlegend ändern. Es muss somit aus Investorsicht und auch von politischer Seite kritisch hinterfragt werden, ob Kohlekraftwerke im Verlauf ihrer langen Betriebszeit mit einer zukünftigen Kraftwerksstruktur mit hohem Anteil erneuerbarer Energien kompatibel sind, oder ob ein geschickter Mix aus flexiblen Gaskraftwerken, Energiespeichern, großräumiger Vernetzung, Lastmanagement, verbesserten Prognoseverfahren den technischen und wirtschaftlichen Anforderungen einer klimafreundlichen Stromversorgung mit einem hohen Grad an Versorgungssicherheit nicht besser gerecht wird (5.3).

2 Einsatzanalyse – Datengrundlage und Methodik

2.1 Netzkapazität

2.1.1 Netzsituation Brunsbüttel

Die Strom-Aufnahmeleistung in Brunsbüttel ist begrenzt durch die Transportkapazität der Stromleitungen, die vom Umspannwerk Brunsbüttel abgehen. Brunsbüttel liegt geographisch als Einspeisepunkt für die OWP und Kohlekraftwerke günstig, aus Sicht der Netzkapazität jedoch weniger. Da sich außer den Kernkraftwerken Brunsbüttel und Brokdorf bisher weder große Stromproduzenten, noch große Stromabnehmer in dieser Gegend Schleswig-Holsteins befinden, ist Brunsbüttel eine Endstelle des Höchstspannungsnetzes. Das Umspannwerk Brunsbüttel, das in unmittelbarer Nähe zu den geplanten Kraftwerksstandorten liegt, ist über zwei 380kV-Doppelleitungen, und eine 220kV-Doppelleitung an das Höchstspannungsnetz angeschlossen (persönliche Mitteilung Michaela Fiedler, E.ON Netz, 22. Januar 2008).

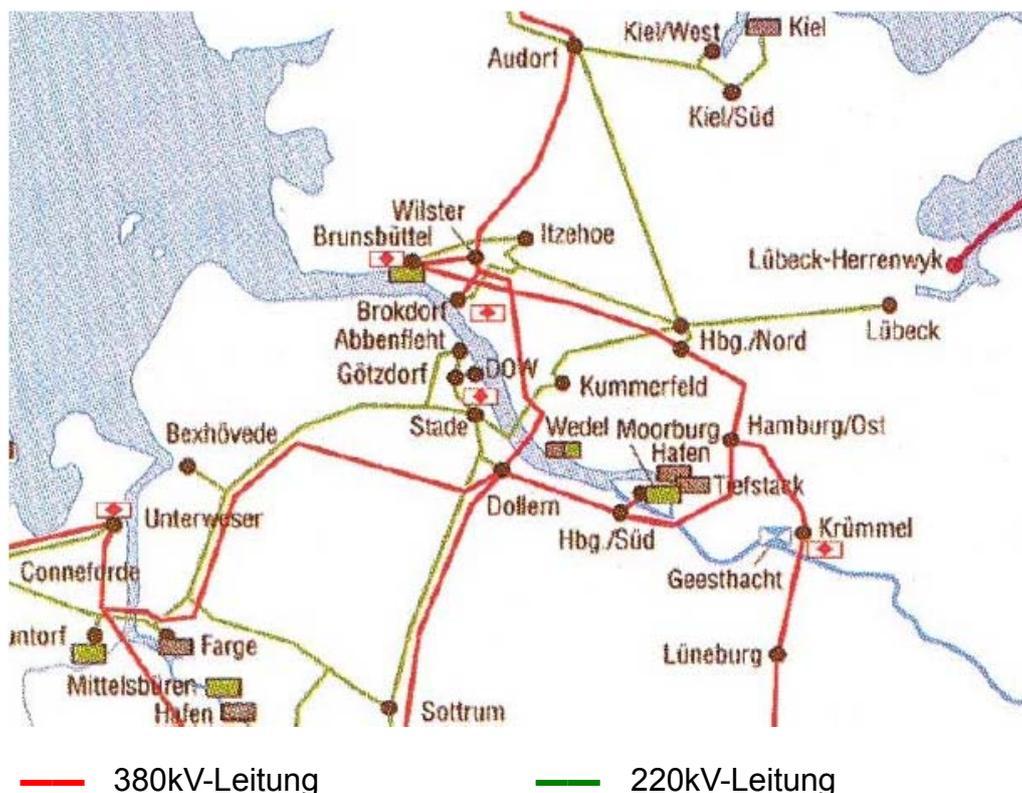


Abbildung 2.1: Höchstspannungsnetz um Brunsbüttel
(Quelle: Südweststrom 2007, S.18)

Abbildung 2.1 gibt einen Überblick der Anbindung Brunsbüttels: Eine 220kV-Leitung (grün) führt zur Umspannanlage nach Itzehoe (in ca. 22km Entfernung). Eine der beiden 380kV-Leitungen (rot) verläuft nach Hamburg-Nord (ca. 50km), die andere nach Norden (Dänemark) mit Abzweig in der Umspannanlage Wilster (in ca. 14km Entfernung) zum KKW Brokdorf und weiter in Richtung Süden zum Knotenpunkt Dollern. Mit dem Verweis auf aktuell laufende Untersuchungen, wollte der zuständige Netzbetreiber E.ON Netz keine genaue Aussage über die Aufnahmeleistung in Brunsbüttel machen. Es wurde lediglich versichert, dass die Transportkapazität deutlich unter 5000MW liegt (persönliche Mitteilung Michaela Fiedler, E.ON Netz, 22. Januar 2008). Um den für das Einspeisemodell grundlegenden Wert genauer einzugrenzen, wird auf weitere Quellen zurückgegriffen. Czisch (2005, S. 171) rechnet für die norddeutschen 380kV- und 220kV-Drehstromleitungen mit Verweis auf Müller (2001), UCTE (1999) und Pérez-Arriaga et al. (2002) mit einer Übertragungskapazität von jeweils ca. 1500 und 500 MVA bei Einhaltung des Prinzips der (n-1)-Sicherheit. Damit würde sich für Brunsbüttel eine Übertragungskapazität von 3500 MVA ergeben. Die Einheit MVA gibt die Scheinleistung an, rechnet man mit einem $\cos\varphi = 0,9$ so ergibt sich eine Übertragungskapazität von 3150MW Wirkleistung.

In der Realität ist die Transportkapazität eines Netzabschnittes bzw. die Aufnahmeleistung eines Einspeisepunktes kein statischer Wert, sondern ändert sich je nach Last- und Einspeisesituation des Gesamtnetzes und ist abhängig von Sicherheitsvorgaben und Witterungsbedingungen. Für ein vereinfachtes, da auf Durchschnittswerten beruhendes Modell der Einspeisesituation in Brunsbüttel genügt jedoch ein durchschnittlicher Wert. Außerdem wird vereinfachend angenommen, dass die Netzkapazität ausschließlich der Offshore-Windenergie und den Kohlekraftwerken zur Verfügung steht. Momentan befindet sich mit dem Kernkraftwerk Brunsbüttel ein weiteres Großkraftwerk als potentieller Netznutzer in Brunsbüttel. Im Folgenden wird jedoch davon ausgegangen, dass dieses trotz der Verzögerungen bei der endgültigen Stilllegung durch die lange Stillstandsphase zu Beginn des Modellzeitraumes 2013 keine Netzkapazität mehr beansprucht (vgl. AtG, 2002).

Während der ersten Baustufe der OWP wird ausgehend vom dem heutigen Zustand eine Übertragungsleistung von 4000 MW angenommen. Damit wird die Netzkapazität eher über- als unterschätzt. Für die Periode des Endausbaus der OWP wird von einem Ausbau des Netzes ausgegangen, entsprechend der in der DENA-Studie (2005) identifizierten notwendigen Maßnahmen: Für Brunsbüttel war der Bau eines Querreglers für das Jahr 2007 geplant. Ein weiterer ist für 2020 vorgesehen, um die zu erwartenden lokalen Netz-Überlastungen schrittweise zu reduzieren. Der Mehrbedarf an Übertragungskapazität erfordert aber grundsätzlich Leitungsneubau: Bis 2020 wird der Neubau einer 380kV-Leitung zwischen Brunsbüttel-Grafenrheinfeld erforderlich (DENA 2005). Der im Modell verwendete Durchschnittswert für die Netzkapazität nach dem Ausbau beträgt 7000MW. Da die Übertragungskapazität ein wichtiger und zugleich unsicherer Eingangsparameter der Rechnung ist, werden unter 3.3 Sensitivitätsanalysen bezüglich der Netzkapazität durchgeführt.

2.1.2 Netzsituation Norddeutschland

Das Modell fokussiert die maximale Übertragungsleistung in Brunsbüttel und nicht die weitere Ableitung des Windstromes aus Schleswig-Holstein. Da jedoch in Zukunft nur 30 bis 40 Prozent der OWP-Energie im Bundesland selbst verbraucht werden kann (Wirtschafts-Ministerium Schleswig-Holstein [WiMi Land SH] 2007), wird auch die Netzkapazität für den in Brunsbüttel eingespeisten Windstrom über den Einspeisepunkt hinaus Einfluss haben. Die DENA-Studie (2005) hat vor allem für Norddeutschland zahlreiche Ausbauerfordernisse identifiziert. Werden diese nicht erfüllt, so ist mit Beschränkungen durch Netzengpässe über Brunsbüttel hinaus zu rechnen. Das kann in dieser Arbeit allerdings nicht näher quantifiziert werden.

2.1.3 Vorrangregelung Windenergie

Im Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG 2004) ist die verpflichtende und bevorzugte Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energien festgelegt. Auch in der aktuell diskutierten Novelle des EEG, die voraussichtlich Anfang 2009 in Kraft tritt, wird die Vorrangregelung grundlegend beibehalten (BMU 2007b). Für die folgende Berechnung wird daher angenommen, dass die Vorrangregelung für die Windenergie auch weiterhin bestehen bleibt.

Die angenommene Übertragungskapazität steht in der Beispielrechnung vereinfachend nur für Wind- und Kohlestrom zur Verfügung. Bevorzugt wird, wie im EEG vorgesehen, Windstrom eingespeist. Die übrige Übertragungskapazität steht dann uneingeschränkt dem Kohlestrom zur Verfügung. Diese Vorgehensweise geht von einer für die Kohlekraftwerke positiveren als in der Realität zu erwartenden Situation aus, da sie keine weitere Einspeisekonkurrenz in Brunsbüttel annimmt.

2.1.4 Brunsbüttel als Einspeisepunkt für Offshore-Windenergie

Um die auf See bereitgestellte Windenergie in das Verteilnetz einspeisen zu können, sind Kabelverbindungen zum Festland vonnöten. Die Einspeisung von Windstrom erfolgt bisher auf Mittelspannungsebene; aufgrund der Größenordnung zukünftiger OWPs soll der Offshore-Windstrom aber auf Höchstspannungsebene in das Stromnetz eingespeist werden (Hasche et al. 2006, S.13). An Sammelplattformen im Meer sollen die Kabelanschlüsse von mehreren Parks zusammengebracht werden, um ihn dann gesammelt über drei Kabel an das Höchstspannungsnetz anzuschließen.

Entscheidend für den Anschluss der OWPs an das Stromverteilnetz ist das Infrastrukturbeschleunigungsgesetz: Nach IPlanBG (2006, S. 2833) hat der Bundestag die Übertragungsnetzbetreiber bis zu Ende 2011 obligatorisch verpflichtet, den Anschluss von technisch betriebsbereiten OWPs an das bundesdeutsche Stromnetz sicherzustellen. Im Modell wird somit angenommen, dass ab Beginn des Betrachtungszeitraumes 2013 eine ausreichende Kabel-Verbindung der betreffenden OWPs bis Brunsbüttel besteht. Die Zuordnung der OWPs zu den geplanten Netzanbindungspunkten erfolgte nach geographischen Gesichtspunkten. Im Rahmen des sogenannten „Round Table Schleswig-Holstein“ wird eine koordinierte Kabeltrassenführung für einen Großteil der Projekte in den Regionen Sylt und Helgoland zum Netzanschlusspunkt Brunsbüttel angestrebt (DENA 2005, S. 36f).

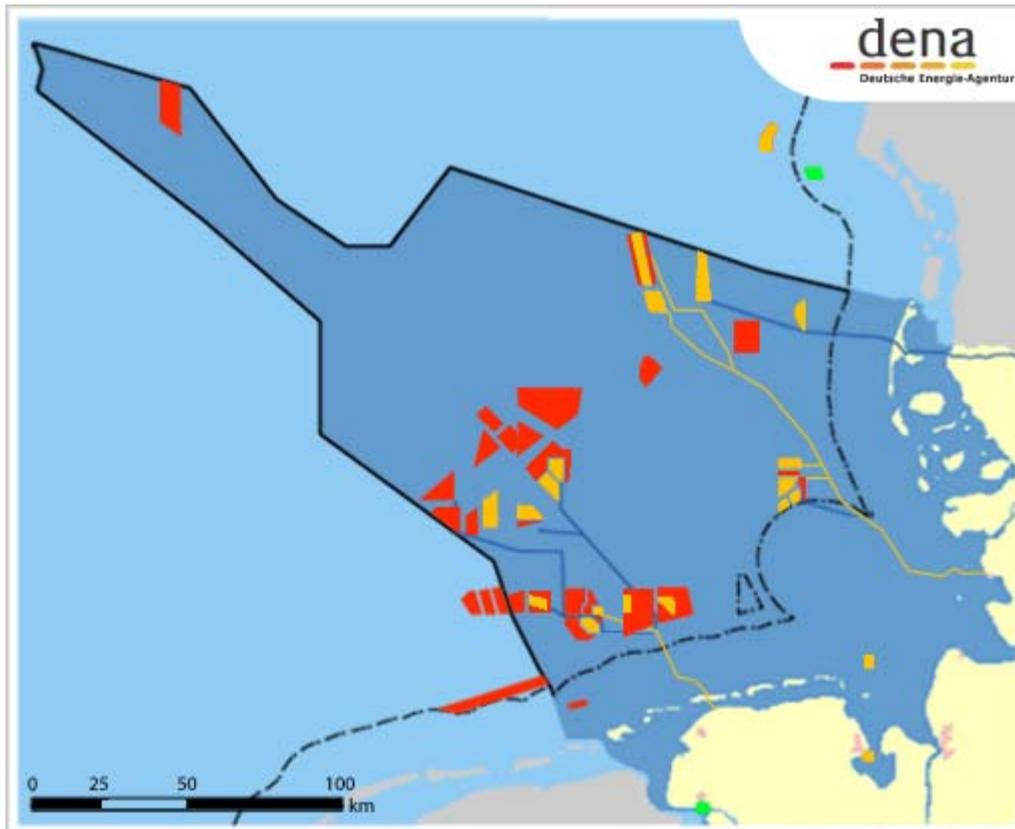


Abbildung 2.2: OWP-Planungen in der Nordsee
(Quelle: DENA 2008a)

Das bereits genehmigte Stromkabel (gelb) soll in BÜsum auf das Festland treffen und in Brunsbüttel an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden (Abbildung 2.2). Außerdem gibt es für die OWPs vor der schleswig-holsteinischen Küste Planungen für ein weiteres, über Sylt verlegtes Stromkabel, das den Windstrom der OWPs „Dan Tysk“ und „Butendiek“ in Jardelund, Raum Flensburg, in das Höchstspannungsnetz einspeisen soll. An der blauen Markierung des Kabels ist allerdings erkennbar, dass das Genehmigungsverfahren noch nicht abgeschlossen ist. Die Diskussion zwischen OWP- und Netzbetreibern und Naturschützern um Trassenführung sowie Finanzierung der Kabelverbindungen ist sowohl umfangreich als auch langwierig und aufgrund des Aufeinandertreffens unterschiedlicher Interessengruppen und komplizierter Genehmigungsverfahren noch nicht abschließend geklärt. Für das Modell wird angenommen, dass ab Beginn des Betrachtungszeitraumes 2013 eine Kabelverbindung -wie in der Karte dargestellt- über Sylt verläuft und den Strom der

OWPs „Butendiek“ und „Dan Tysk“ sowie die Hälfte von „Uthland“ ableitet. Die anderen OWPs vor der schleswig-holsteinischen Küste werden dem Netzeinspeisepunkt Brunsbüttel zugeordnet.

2.2 Zeitreihen der Windenergieeinspeisung

2.2.1 Standort und Anzahl der Windkraftanlagen

Der aktuelle Stand der Planungen von OWPs vor der schleswig-holsteinischen Nordsee-Küste, kann Abbildung 2.3 entnommen werden. Bereits genehmigte OWPs sind in gelb, Windparks im laufenden Genehmigungsverfahren in rot gekennzeichnet. Die zehn für das Modell relevanten OWPs sind beziffert. Deren geplante Anlagenzahl in der ersten Bauphase und in der Endausbauphase wird in Tabelle 2.1 aufgelistet.

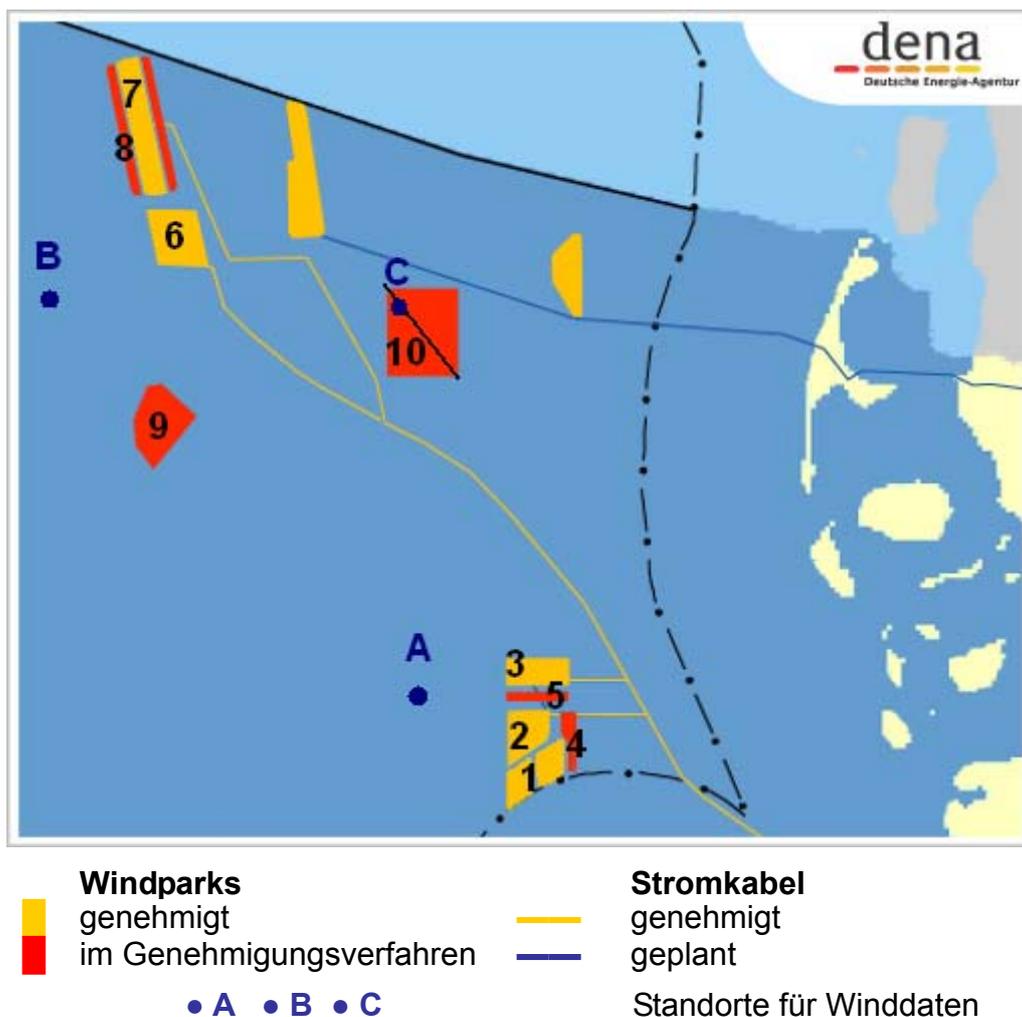


Abbildung 2.3: OWPs mit Einspeisepunkt Brunsbüttel

(Quelle: DENA 2008a; ergänzt durch eigene Darstellung)

Tabelle 2.1: Offshore-Windparks mit Einspeisepunkt Brunsbüttel (Mai 2008)

	Name OWP	Anlagenzahl	
		1. Baustufe	Endausbau
1	Meerwind Süd und Ost	75	234
2	Nordsee Ost Amrumbank	80	250
3	Amrumbank West	80	80
4	Kaskasi	40	40
5	Hochsee Testfeld Helgoland	19	19
6	Nördlicher Grund	80	402
7	Sandbank 24	80	980
8	Sandbank 24 ext.	80	80
9	Weißer Bank	80	170
10	Uthland	40	40
Gesamt		654	2295

(Quelle: DENA 2008b)

Der mit den aufgeführten Anlagen generierte Windstrom wird in Brunsbüttel eingespeist. Da der OWP „Uthland“ zwischen beiden schleswig-holsteinischen Kabeltrassen liegt, wird er mit halber Anlagenzahl berücksichtigt. Im Modell wird der Einspeiseverlauf in Brunsbüttel für ein Beispieljahr während der ersten Baustufe der OWPs bei heutiger Netzkapazität und für ein Beispieljahr bei Endausbau der OWPs und Ausbau des Netzes ermittelt. Es wird angenommen, dass die OWPs zum gleichen Zeitpunkt wie die Kohlekraftwerke ans Netz gehen.

Zukünftige OWP-Betreiber und -Planer gehen teilweise von höheren Anlagenzahlen aus als von den hier angegebenen. Außerdem werden in dieser Arbeit keine zusätzlichen OWP-Planungen zu den bis heute bekannten in Betracht gezogen. Damit spiegelt die Aufstellung ein Minimum wider, was eher zu einer Unter- als zu einer Überschätzung der Windenergieleistung im Modell führt.

2.2.2 Windgeschwindigkeitsdaten

Bei Ertragsprognosen von WKAs wird mit Messdaten der Windgeschwindigkeit oder - wenn für den betreffenden Standort keine Messdaten verfügbar sind- mit Wind-Modelldaten gearbeitet. Für den Bereich der deutschen Nordsee ist die Verfügbarkeit von Windmessreihen begrenzt. Zwar liefert die Messplattform FINO1 vor der ostfriesischen Küste (Abbildung 2.4) seit 2003 10-Minuten Windreihen, sie ist aber etwa 100km von den betreffenden OWPs entfernt. Andere Messeinrichtungen sind noch nicht lange genug in Betrieb, um verlässliche Daten bereitzustellen: Der Messmast „Amrumbank West“ wurde im April 2005 zwischen den geplanten OWPs „Amrumbank West“ und „Nordsee Ost“ NNW-lich von Helgoland aufgestellt. Die Messplattform FINO 3 soll etwa 80km westlich von Sylt in der Nähe der Windparks „Dan Tysk“, „Sandbank 24“ und „Butendiek“ Windmessungen vornehmen (DENA 2008c).

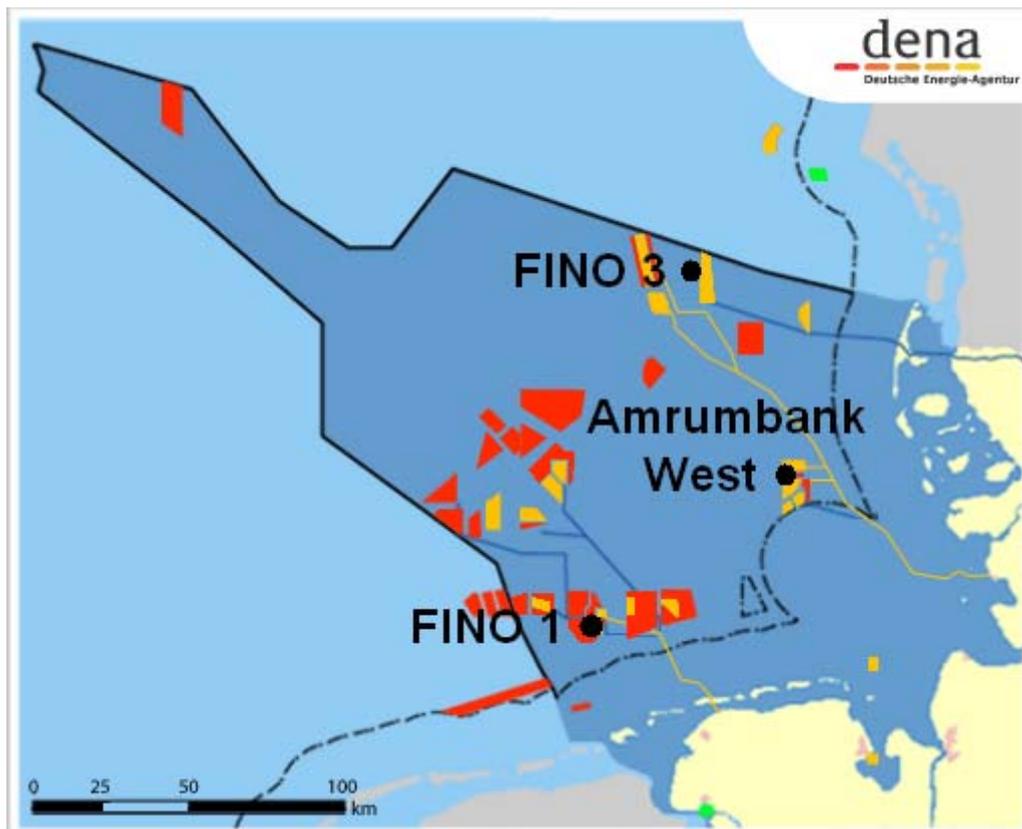


Abbildung 2.4: Wind-Messstationen in der Nordsee
(Quelle: DENA 2008d)

Die beiden letztgenannten Messeinrichtungen sind ideal positioniert für Winddaten der betreffenden OWPs vor der schleswig-holsteinischen Küste, liefern aber noch keine verwendbaren Daten. Deshalb wird für die Windreihen auf Modelldaten zurückgegriffen. Für die Nordsee ist ein flächendeckender Modell-Winddatensatz in stündlicher Auflösung verfügbar. Die Daten sind Bestandteil des coastDat Datensatzes des Instituts für Küstenforschung am GKSS Forschungszentrum Geesthacht, das Windgeschwindigkeits-Zeitreihen in Europa für die Jahre 1948 bis 2006 in stündlicher Auflösung in einem 50 x 50km Raster rekonstruiert hat (GKSS 2008). Zu Hintergründen der Rekonstruktion der Wind-Modelldaten sei auf Feser et al. (2001) und Weisse et al. (2005) verwiesen.

Die betreffenden OWPs wurden jeweils dem nächstgelegenen Wind-Modellpunkt zugeordnet (Abbildung 2.3):

- A (N 54°28,3' E 007°25,3') - OWP 1 bis 5
- B (N 54°56,9' E 006°31,2') - OWP 6 bis 9 und
- C (N 54°58,3' E 007°23,3') - OWP 10

Da im Modell der Einspeiseverlauf eines jeweiligen Durchschnittsjahres betrachtet wird, wird als Basisdatensatz für die Wind-Zeitreihen ein durchschnittliches Windjahr gewählt. Ein Vergleich der Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeiten an den drei Modellpunkten in der Vergangenheit sowie BWE (2008a) und Schiffer (2008, S.42) lassen auf 2006 als ein durchschnittliches Windjahr schließen. Somit gehen die Windgeschwindigkeitswerte des Jahres 2006 in das Modell ein.

Die Datensätze der drei Modellpunkte A, B und C geben die Windgeschwindigkeiten in einer Höhe von 10m über dem Meeresspiegel an. Für die Leistungsermittlung der WKAs wird die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe benötigt, die bei Offshore-WKAs der 5MW-Klasse in etwa 90m über dem Meeresspiegel beträgt. Mit steigender Entfernung zur Erdoberfläche erhöht sich die Windgeschwindigkeit, da sich der Einfluss der Bodenrauigkeit mit zunehmender Höhe verringert (BWE 2008b). Für das Modell wurden zwei verschiedene Methoden der Höhenumrechnung von Windgeschwindigkeiten geprüft und die Ergebnisse verglichen. Die Methoden sind in Anhang I S. 92f näher beschrieben. Die Ergebnisse weichen wenig voneinander ab,

was die Belastbarkeit der Methodik unterstreicht. Da die Berechnung nach Hellmann etwas geringere Werte für die Windgeschwindigkeit in 90m Höhe ergibt, wird diese Methodik für das Modell verwendet, um die Windgeschwindigkeit eher zu unter- als zu überschätzen.

$$v_{90} = v_{10} \cdot \left(\frac{h_{90}}{h_{10}} \right)^{\alpha} \quad (\text{Kleemann und Meliß 1993, S. 248; BWE 2008b})$$

v_{90}	mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe [m/s]
v_{10}	Bezugswindgeschwindigkeit in Referenzhöhe [m/s]
h_{90}	Nabenhöhe: 90m
h_{10}	Referenzhöhe: 10m
α	Höhenwind-Exponent: $\alpha = 0,074$

2.2.3 Leistungskennlinie der WKAs

Um von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe auf die abgegebene Leistung der OWPs schließen zu können, wird zuerst die Leistungskennlinie einer einzelnen Anlage benötigt. Bei Entstehung dieser Arbeit war noch nicht abschließend geklärt, welche Anlagentypen für die betreffenden OWPs verwendet werden (Stand Mai 2008). Als Offshore-WKA in naher Zukunft kommen Anlagen der 3 bis 5 MW-Klasse in Frage (DENA 2008b; Arzt und Weinhold 2007, S.46f). Längerfristig ist mit einem weiter steigenden Trend der pro Anlage installierten Leistung zu rechnen, da vor allem in großen Wassertiefen das Fundament ein Großteil der Kosten ausmacht (Weinhold 2008).

Für das Modell wird mit 5MW-Anlagen gerechnet, da das dem größten momentan in Serie herstellbaren WKA-Typ entspricht. Die technischen Kenndaten der momentan auf dem deutschen Markt angebotenen Offshore-WKA der 5MW-Klasse sind in Tabelle 2.2 zusammengestellt.

Tabelle 2.2: Kenngrößen von Offshore-Windkraftanlagen

Hersteller/Typ WKA		Multibrid <i>M5000</i>	REpower <i>5M</i>	BARD <i>BARD VM</i>	Modell - WKA
Einschalt - Windgeschwindigkeit	[m/s]	4	3,5	3	3,5
Nenn - Windgeschwindigkeit	[m/s]	12,0	13,0	12,5	12,5
Abschalt - Windgeschwindigkeit	[m/s]	25	30	25 - 30	25
Rotorfläche A_R	[m ²]	10.568	12.469	11.684	11.574
Nabenhöhe	[m]	90	90	90	90

(Quellen: Multibrid 2005, REpower 2007, Bard 2007)

Für die im Modell zu Grunde gelegte WKA wurden Mittelwerte für Rotorblattfläche, Nabenhöhe sowie Einschalt- und Nenn-Windgeschwindigkeit gebildet. Bei der Abschalt-Windgeschwindigkeit wurde der geringste angegebene Wert von 25 m/s gewählt um wiederum die Windleistung eher zu unter- als zu überschätzen.

Im Bereich zwischen der Einschalt-Windgeschwindigkeit von 3,5 bis zur Nenn-Windgeschwindigkeit von 12,5 m/s ist die Leistungsabgabe proportional zur Rotorblattfläche und der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Sie ist außerdem abhängig von der Dichte der Luft und dem Leistungsbeiwert. Der Leistungsbeiwert c_p gibt das Verhältnis von Primärenergie des Windes, der durch die Rotorfläche weht und der produzierten Elektrizität an. Nach dem Betz'schen Gesetz liegt der theoretische Maximalwert für c_p bei 0,59 für den betreffenden WKA-Typ (Kleemann und Meli 1993). In der Praxis ist er niedriger, variiert mit der Bauart und den Betriebsbedingungen und ändert sich mit der Windgeschwindigkeit. Hier wird vereinfachend von einem gleichbleibenden Leistungsbeiwert von 0,37 ausgegangen.

$$P_{WKA} = A_R \cdot \frac{\rho_{Luft}}{2} \cdot c_P \cdot v_{90}^3 \quad (\text{Kleemann und Meli\ss 1993, S.265f})$$

P_{WKA}	Leistungsabgabe der WKA [kW]
A_R	Rotorblattfl\ache [m ²]
ρ_{Luft}	Dichte der Luft : 1,2 kg/m ³
c_P	Leistungsbeiwert: 0,37
v_{90}	Windgeschwindigkeit in Nabenh\ohe [m/s]

Im Bereich der Nenn-Windgeschwindigkeit bis zur Abschalt-Windgeschwindigkeit von 25 m/s wird die Nennleistung der WKA, 5000kW, abgegeben. F\ur dar\uber liegende Windgeschwindigkeiten betr\agt die Leistungsabgabe 0kW, da die mechanische Belastung auf die Bauteile zu gro\ss wird und die Anlage sich automatisch abschaltet. Daraus ergibt sich f\ur eine 5MW-Anlage die folgende im Modell angewendete Leistungskennlinie.

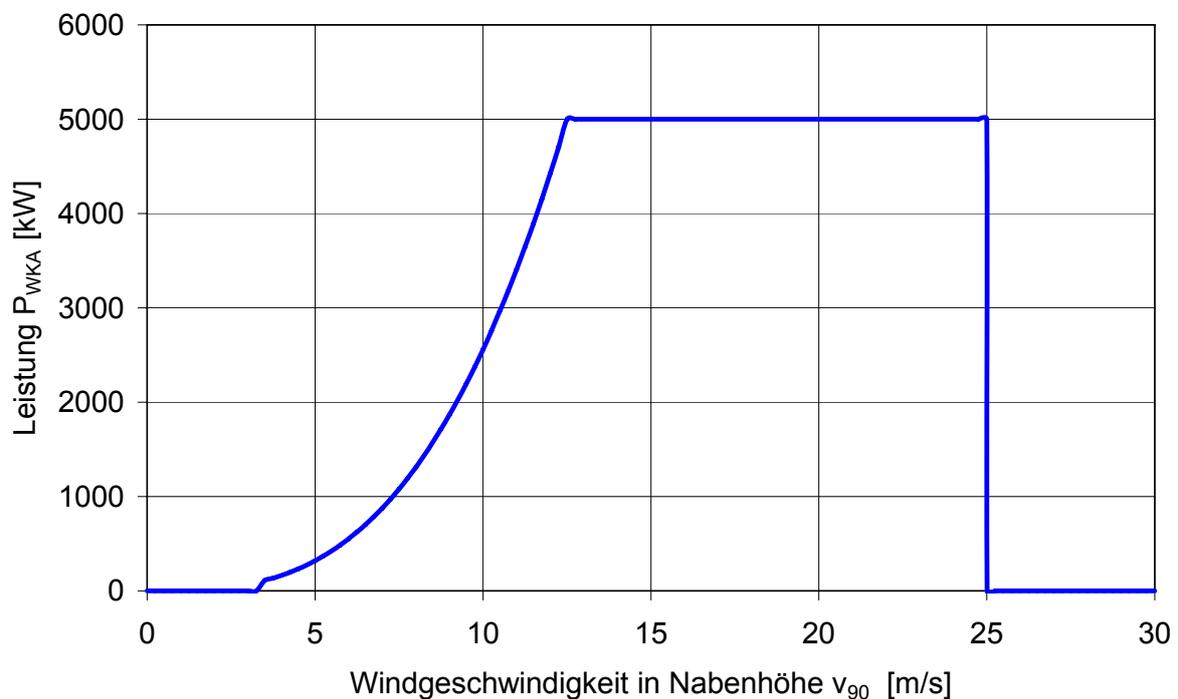


Abbildung 2.5: Leistungskennlinie der Modell-WKA

(Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Daten und Formeln von Multibrid 2005, REpower 2007, Bard 2007, Kleemann und Meli\ss 1993)

Da für OWPs in der deutschen Nordsee noch keine Erfahrungswerte vorliegen, handelt es sich bei den Angaben der Hersteller und der daraus ermittelten Leistungskurve um berechnete Werte. An Land wurden aber bereits WKAs der 5MW-Klasse aufgestellt. Die Werte der gemessenen Leistungskennlinie der ersten aufgestellten REpower 5M lagen ein bis drei Prozent über den berechneten (Siebels 2007, S. 37). Somit kann angenommen werden, dass die berechnete Leistungskennlinie in ausreichendem Maß der Realität entspricht.

2.2.4 Verfügbarkeit der WKAs

Aufgrund von Revisionen und unerwarteten Ausfällen sind WKAs nicht jederzeit verfügbar. An Land betrug die technische Verfügbarkeit zweier REpower 5M Anlagen seit ihrer Inbetriebnahme im Dezember 2006 zwischen 90 und 96 Prozent (Siebels 2007, S. 41). Für Anlagen in tiefem Wasser in der Nordsee liegen noch keine Erfahrungswerte vor. REpower rechnet aber mit einer Netto-Verfügbarkeit von 90 Prozent (persönliche Mitteilung Jens Gößwein, REpower, 6. Mai 2008). Laut Herstellern kann die Verfügbarkeit bei Kombination von Instandhaltungsarbeiten aus Schiff und Helikopter sogar bis zu 97,5 Prozent betragen.

Für die Modell-WKAs wird mit einer Verfügbarkeit von 90 Prozent gerechnet. Da die Anlagen nicht gleichmäßig ausfallen, so dass jede Stunde genau 90 Prozent aller Anlagen verfügbar wären, wird eine Methode gewählt, mit der die Realität annähernd widerspiegelt werden kann. Ausgehend von der Anlagenanzahl der Standorte A, B, C werden mit dem Programm Excel binomialverteilte Zufallszahlen generiert. Die Anzahl der Versuche entspricht dabei der maximalen Anlagenzahl am Standort und die Wahrscheinlichkeit eines Treffers ist 90 Prozent. Im Jahresmittel beträgt somit die Arbeitsverfügbarkeit aller einem Standort zugeordneten Anlagen insgesamt 90 Prozent. Um den Einfluss der WKA-Verfügbarkeit auf das Gesamtergebnis zu prüfen, wird in einer Sensibilitätsanalyse (3.3.1) im Bereich 80-100 Prozent Verfügbarkeit variiert.

2.2.5 Jahresdauerlinie

Durch Multiplikation der verfügbaren Anlagenanzahl an einem Standort mit der ermittelten Leistungsabgabe einer WKA wird dann für jede Stunde des Jahres die

Leistungsabgabe aller OWPs eines Modellpunktes ermittelt. Die Summe aller drei Standorte ergibt für jede Stunde die in Brunsbüttel eingespeiste Offshore-Windleistung. Die Berechnung wird mit der Anlagenanzahl der ersten Baustufe und der Endausbaustufe durchgeführt.

Ein hier nicht berücksichtigter, da kaum relevanter Effekt ist die Verminderung der Erträge durch Turbulenzen und Abschattungen der Anlagen untereinander. Die Luftströmung hinter einer WKA wird abgebremst und verwirbelt, was zu einer verminderten Leistung der dahinter liegenden Anlage führt (BWE, 2008c). Da Parkeffekt und Turbulenzen auf See gering ausfallen und in den OWPs zur Vermeidung von Verlusten der Abstand zwischen zwei Anlagen auf See hoch gewählt wird, wurde dieser Effekt nicht in die Berechnung einbezogen.

Bei Beachtung aller genannten Einflüsse ergibt sich für das Beispielwindjahr eine Volllaststundenzahl von 3887 h/a. Dies ist etwas weniger als die von den Herstellern erwarteten Volllaststunden: REpower rechnet für seine Offshore-WKAs in der Nordsee mit 4000 bis 4200 Volllaststunden pro Jahr (persönliche Mitteilung Jens Gößwein, REpower, 6.Mai 2008).

Aus der geordneten Jahresdauerlinie der Windleistung (Abbildung 2.6) ist ersichtlich, dass etwa 2000 Stunden im Jahr so gut wie alle verfügbaren Anlagen bei Nennleistung betrieben werden. Dieser Wert ist wie zu erwarten höher als bei WKAs an Land, da der Wind auf See und in großen Höhen stetiger weht. Die binomial verteilte Verfügbarkeit von 90 Prozent glättet den Verlauf im Vergleich zum theoretischen Fall einer Verfügbarkeit von 100 Prozent, dargestellt für die Endausbaustufe.

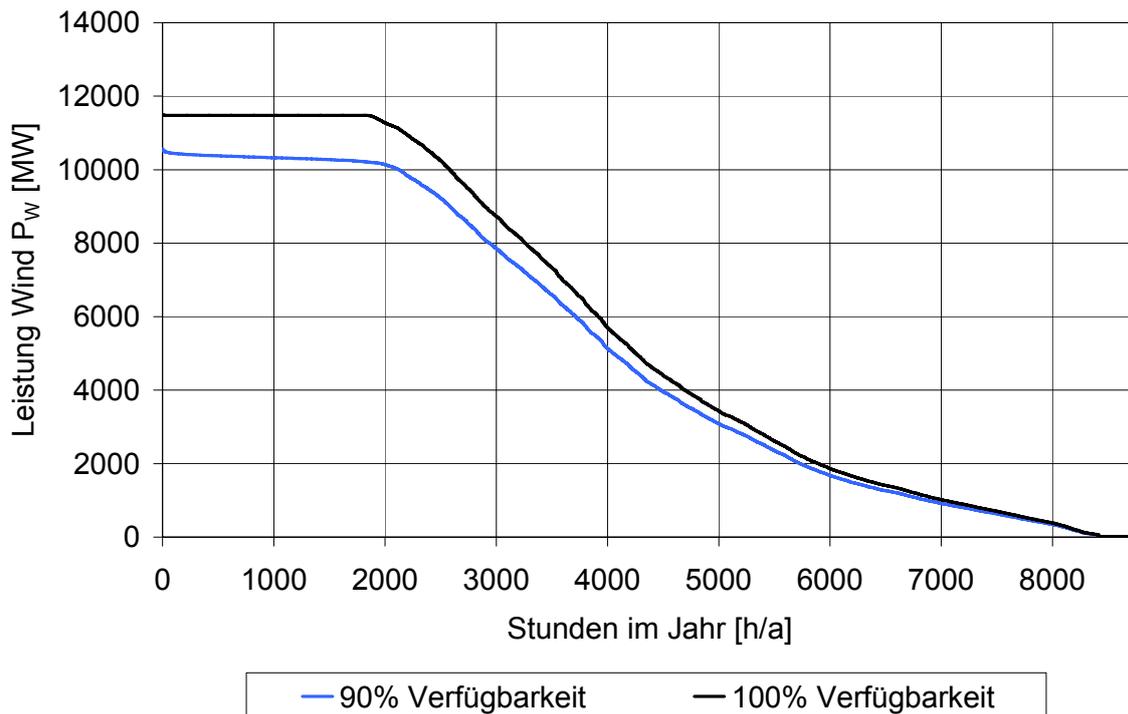


Abbildung 2.6: Jahresdauerlinie OWPs, Endausbaustufe
(Quelle: Eigene Darstellung)

2.2.6 Glättungseffekte durch räumliche Verteilung

Aufgrund der räumlichen Verteilung der WKAs und des Windes korreliert die Leistungsabgabe einzelner Anlagen nicht vollständig (Noorgard und Holtinnen 2004, S. 1). Im Allgemeinen kann von weniger Fluktuation der Gesamtleistungsabgabe bei größerer räumlicher Ausdehnung ausgegangen werden. Dieser Effekt wurde durch die Verwendung dreier Windzeitreihen von verschiedenen Positionen innerhalb des OWP-Gebietes in das Modell integriert. An Abbildung 2.7 kann die Wirkung der Verwendung dreier Windgeschwindigkeits-Zeitreihen von verschiedenen Standorten anstelle von nur einer Wind-Zeitreihe abgelesen werden. Die Jahresdauerlinie der OWPs in der ersten Baustufe basierend auf drei Windzeitreihen (dunkelblau) hat im Vergleich zu denen auf Basis eines der Standorte (hellblau) mehr Stunden im Jahr eine höhere Gesamtleistung, dafür weniger Stunden bei insgesamt geringerer Leistungsabgabe. Die rechnerischen Volllaststunden im Jahr verändern sich zwar nicht, die Leistungsabgabe der WKAs ist aber gleichmäßiger verteilt. Es kann also ein glättender Effekt durch die räumliche Verteilung beobachtet werden. Der Effekt ist in diesem Fall nicht so groß, da nur drei Windstandorte verwendet werden und das

betreffende OWP-Gebiet sich lediglich über 50 x 50 km erstreckt. In der Endausbaustufe ist dieser aufgrund der großen Anlagenzahl kaum mehr erkennbar.

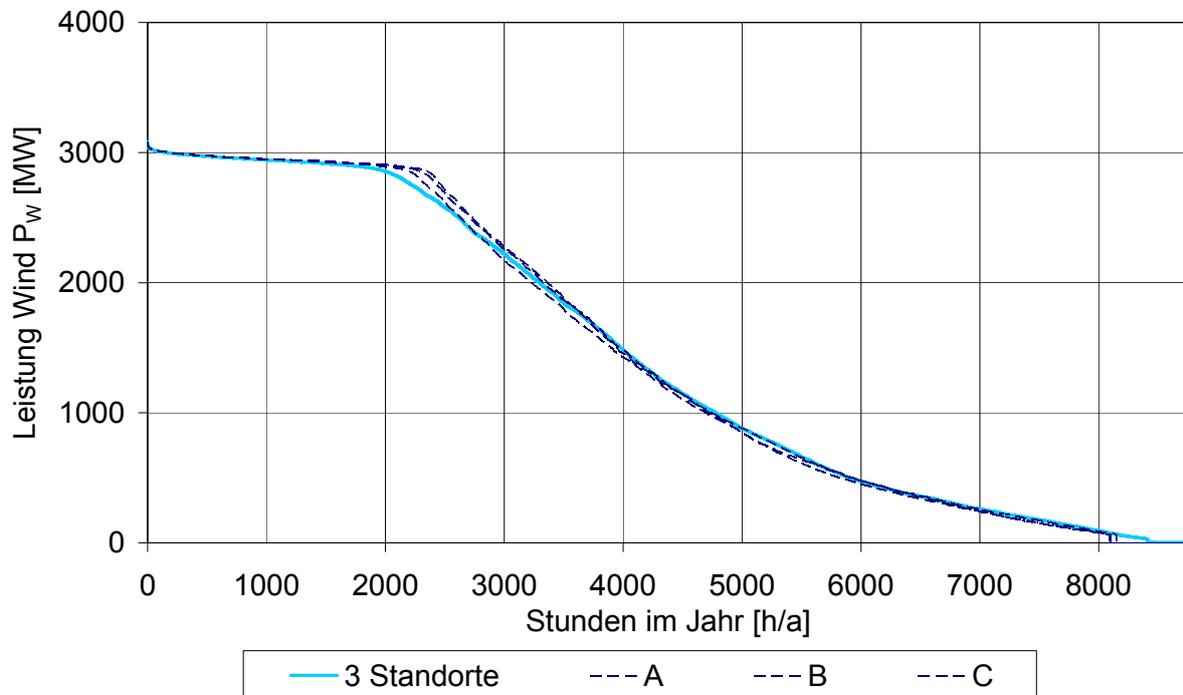


Abbildung 2.7: Glättung durch räumliche Verteilung der OWPs, erste Baustufe (Quelle: Eigene Darstellung)

2.3 Kraftwerksparemeter

2.3.1 Kraftwerksplanungen in Brunsbüttel

Nach derzeitigem Stand (Mai 2008) beabsichtigen drei Energieversorgungsunternehmen die Errichtung je eines Steinkohlekraftwerks am Standort Brunsbüttel: Electrabel und GETEC planen jeweils ein Kraftwerk der 800MW-Klasse, die Südweststrom Kraftwerk GmbH & Co KG projiziert dort zwei Kohleblöcke mit insgesamt 1600MW Leistung. Alle vier Kraftwerksblöcke sind laut der Antragsteller als Grundlastkraftwerke konzipiert und für 7000 bis 8000 Vollaststunden pro Jahr ausgelegt. Die geplanten Steinkohle-Dampfkraftwerke mit Kohlestaubfeuerung sind nach dem aktuellen Stand der Kohlekraftwerks-Technik geplant: Überkritische Frischdampfparameter mit einem Druck von 250 bis 280 bar, einer Temperatur von 600°C und einer Zwischenüberhitzung-Dampftemperatur von 620°C ermöglichen einen Nettowirkungsgrad von 46 Prozent im Bestpunkt (GETEC 2007,

Südweststrom, 2007, Electrabel 2005). Die Inbetriebnahme ist für 2011/2012 geplant. Bisher hat nur die Firma Electrabel einen vorläufigen Genehmigungsantrag eingereicht. Der Genehmigungsantrag von Südweststrom ist bis Ende 2008 zu erwarten. Die Firma GETEC absolvierte bisher nur einen Scoping-Termin, der zur Vorbereitung des Antrags und zur Auseinandersetzung mit den Betroffenen dient (persönliche Mitteilung Petra Sanny, Staatliches Umweltamt Itzehoe, 15. Mai 2008). In Tabelle 2.3 sind die beabsichtigte Kraftwerks- und Feuerungsleistung, Wirkungsgrad und geplanter Inbetriebnahmezeitpunkt zusammengestellt. Als Quelle dienen Veröffentlichungen der betreffenden Unternehmen sowie die Projektbeschreibungen der Antragsteller im Rahmen des vorbereitenden Scoping-Termins und telefonische Kommunikation mit den betreffenden Unternehmen.

Tabelle 2.3: Kraftwerksplanungen in Brunsbüttel (Mai 2008)

	Electrabel	Südweststrom / Iberdrola	GETEC
elektrische Kraftwerksleistung (brutto)	800 MW	1600 MW	864 MW
elektrische Kraftwerksleistung (netto)	740 MW	1480 MW	800 MW
Feuerungswärmeleistung	1614 MW	3240 MW bis 3600 MW	1740 MW
Nettowirkungsgrad	46%	46%	46%
geplante Volllaststunden	7000 h/a	8000 h/a	7800 h/a
geplante Inbetriebnahme	2011/2012	2011/2012	2011/2012

(Quellen: Electrabel 2005, Südweststrom 2007, GETEC 2007, WiMi Land SH 2007)

Die geplanten Standorte befinden sich im Industriepark Brunsbüttel östlich des Nord-Ostseekanals und nördlich der Elbe, wie folgendes Luftbild (Abbildung 2.8) zeigt.

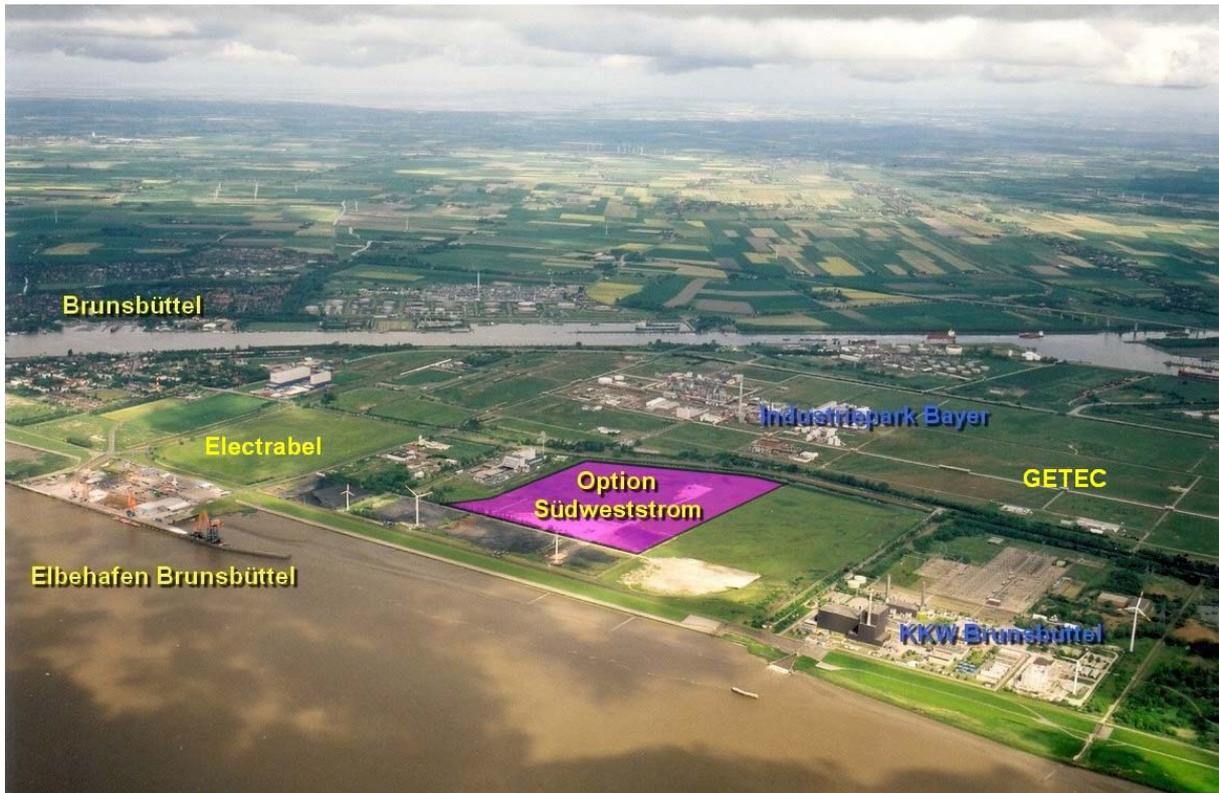


Abbildung 2.8: Standorte der geplanten Kohlekraftwerke in Brunsbüttel
(Quelle: Südweststrom 2007, S. 17, mit eigener Ergänzung auf Basis von GETEC 2007 und Electrabel 2005)

Momentan ist somit Kohlekraftwerksleistung von insgesamt etwa 3200 MW am Standort Brunsbüttel geplant. Wie wahrscheinlich es zur Realisierung der Projekte kommt, ist in höchstem Maße spekulativ, da diese von der jeweiligen Marktentwicklung und anderen Rahmenbedingungen abhängen, die sich noch entscheidend ändern können. Außerdem handelt es sich teilweise, zumindest für Electrabel, um Alternativplanungen (Electrabel 2007). Somit kann es noch zu Standortverschiebungen kommen. Weiterhin kann sich die Höhe der installierten Leistung verändern, da die Antragsteller sich teilweise die Option auf einen weiteren Block offenhalten. Die Auflistung kann somit nur eine Momentaufnahme darstellen (Stand Mai 2008). Für die folgende Betrachtung der Strom-Einspeisesituation der Kohlekraftwerke in Brunsbüttel wird von vier Steinkohleblöcken mit einer Nettoleistung von je 800MW, insgesamt 3200MW ausgegangen. Da die beschränkte Netzkapazität im Mittelpunkt des Modells steht, ist in erster Linie die ans Verteilungsnetz abgegebene, sprich die Nettoleistung der Kraftwerke interessant. Sie unterscheidet sich von der Bruttoleistung durch Abzug des elektrischen

Eigenverbrauchs (VGB 2004b, S. 3). Eine Nettoleistung von 800MW pro Block entspricht nicht exakt den Planungen, sondern ist als Durchschnittswert zu sehen.

Brunsbüttel ist als Standort für Kohlekraftwerke vor allem durch die Lage an der Elbe so begehrt. Dadurch kann der Kühlwasserbedarf, der den Standort eines Kraftwerkes entscheidend mitbestimmt (Flosdorff und Hilgarth 2005, S.294) über Durchlaufkühlung gedeckt werden, was den Wirkungsgrad um einen Prozentpunkt auf 46 Prozent erhöht. Außerdem sind die Anlieferungsbedingungen für Kohle sehr gut: Der Elbhafen Brunsbüttel befindet sich in direkter Nähe zu den geplanten Kraftwerksstandorten (Abbildung 2.8), was Transportkosten spart. Der Nachteil des Standortes, der in der Netzanbindung zur Ableitung des produzierten Stromes besteht, wird im Folgenden näher untersucht. Auf Basis der generierten Zeitreihen der Windenergieeinspeisung (2.2) und der Transportkapazität des Netzes (2.1) werden nun die maximal möglichen Volllaststunden der Kraftwerke mit Hilfe eines Modells des Einspeiseverlaufs errechnet. Dabei werden die Eigenschaften der geplanten Kohlekraftwerke wie Mindestteillast, Anfahrverhalten, Mindestbetriebsdauer und Verfügbarkeit berücksichtigt. Zwar wird jeder Kraftwerksblock einzeln betrachtet, es werden aber für alle vier Blöcke 800MW Nennleistung und die gleichen technischen Kraftwerksparameter angenommen. Wie die Kraftwerksparameter in das Modell integriert sind, wird im Folgenden beschrieben.

2.3.2 Kraftwerkseinsatzplanung

In diesem Modell erfolgt die Kraftwerkseinsatzplanung unabhängig von der Stromnachfrage. Der Lastverlauf spielt keine Rolle, die Netzkapazität ist der begrenzende Faktor. Um die maximal mögliche Einspeisung durch die Kohleblöcke zu berechnen wird somit angenommen, dass das Netz durch Wind- und Kohlestrom in Brunsbüttel so stark wie möglich ausgelastet wird. Zunächst wird für jede Stunde des Jahres die noch verfügbare Netzkapazität in Brunsbüttel berechnet. Dabei wird vereinfachend angenommen, dass in Brunsbüttel nur der Strom der OWPs und der Kohlekraftwerke eingespeist wird. Auf die Brunsbüttler Situation übertragen heißt das, dass das Kernkraftwerk Brunsbüttel dann bereits abgeschaltet ist und keine weiteren Kraftwerke in Brunsbüttel Strom ins Verteilnetz einspeisen. Des Weiteren wird angenommen, dass Windstrom nach EEG "unverzüglich vorrangig" abgenommen, übertragen und verteilt wird (EEG 2004, §4 und BMU 2007b, §8). Das

bedeutet, dass der Windstrom vom Netzbetreiber aufgenommen werden muss und im Modell vor dem Kohlestrom das Netz füllt. Die für Kohlestrom zur Verfügung stehende Netzkapazität kann im Modell somit durch Subtraktion der Windenergieleistung von der gesamten verfügbaren Netzkapazität ermittelt werden.

$$P_{\text{Netz-Kohle}_n} = P_{\text{Netz}_n} - P_{\text{Wind}_n}$$

$P_{\text{Netz-Kohle}_n}$	für Kohlestrom verfügbare Netzkapazität zur Stunde n [MW]
P_{Netz_n}	gesamte Netzkapazität zur Stunde n [MW]
P_{Wind_n}	eingespeiste Windleistung zur Stunde n [MW]

Dies wird für jede Stunde des Jahres durchgeführt. Daraus folgt eine stundengenaue Zeitreihe der für Kohlestrom verfügbaren Netzkapazität in Brunsbüttel. Diese wird den Blöcken der Reihe nach bereit gestellt, d.h., es werden möglichst viele Blöcke voll ausgelastet. Vollastbetrieb wird in der Realität angestrebt, da Teillastbetrieb aus wirtschaftlichen Gründen zu vermeiden ist. Somit wird Block 1 die höchste, Block 4 die geringste Auslastung aufweisen. Damit wird die Vollaststundenzahl der Kraftwerke insgesamt eher über- als unterschätzt, da die -unter den Umständen- ideale Auslastung berechnet wird, was nur durch Kooperation der Kraftwerksbetreiber möglich wäre. Es ist nicht Ziel des Modells, die Betriebsstrategie der Kraftwerksbetreiber möglichst realitätsgetreu abzubilden. Das Modell berechnet lediglich die Maximalstundenzahl, in denen die Blöcke in Brunsbüttel Strom einspeisen könnten. Die tatsächliche Strommenge wird somit geringer ausfallen.

In der realen Kraftwerkseinsatzplanung wird der Fahrplan für den folgenden Tag Viertelstunden genau aufgestellt. Da geeignete Winddaten nur in stündlicher Auflösung vorliegen, bilden Stundenwerte die Ausgangsbasis im Modell. Die Größenordnung der Abweichungen, die durch die gemittelten Stundenwerte entstehen, wird unter 3.3.2 diskutiert. Hierbei wird auch untersucht, inwieweit es mit Viertelstundenwerten möglich wäre, das Anfahrverhalten und die Regelenergiefähigkeit von Kohlekraftwerken genauer abzubilden.

Der Ausgleich von Differenzen der Einspeisung und des Verbrauchs im Minuten- und Sekundenbereich wird mittels Regelenergie vom Regelzonenbetreiber organisiert.

Dieser Bereich der Regelenergie ist in dieser Arbeit nicht Gegenstand der Untersuchung.

2.3.3 Arbeitsverfügbarkeit

Nichtverfügbarkeiten auf Grund fehlender Primärenergie treten wegen der Lagerbarkeit fossiler Brennstoffe bei thermischen Kraftwerken nicht auf. Trotzdem sind auch Steinkohlekraftwerke nicht 8760 Stunden im Jahr einsatzfähig. Die Zeit, in der ein Steinkohlekraftwerk Strom produzieren kann, reduziert sich um planbare Revisionszeiten und unvorhersehbare Ausfälle bzw. Störungen. Als Arbeitsverfügbarkeit wird derjenige Anteil der Zeit bezeichnet, in dem das Kraftwerk voll einsatzfähig ist, also weder technische Störungen auftreten, noch Revisionen durchgeführt werden. Der Durchschnittswert der Arbeitsverfügbarkeit liegt für heutige Steinkohlekraftwerke bei 90 Prozent (Wagner et al. 2004, S. 113). Für die Kohlekraftwerksplanungen in Brunsbüttel werden die erwarteten Arbeitsverfügbarkeiten in den Projektbeschreibungen von Südweststrom, Electrabel und GETEC nicht explizit genannt. Nimmt man an, dass die angegebene Auslastung von 7000 bis 8000 Volllaststunden im Jahr (Tabelle 2.3) der Zeit entspricht, in der die Kraftwerksblöcke technisch bereit sind Strom zu generieren, so kann man auf eine veranschlagte Arbeitsverfügbarkeit von 80 bis 91 Prozent schließen.

Für die Darstellung der Kraftwerksverfügbarkeit im Modell ist eine Aufteilung der Arbeitsverfügbarkeit in planbare Revisionszeiten und ungeplante Ausfälle erforderlich. Revisionsbedingte Stillstandszeiten für konventionelle Dampfkraftwerke werden von Strauß (1998, S. 178) und Zahoransky (2007, S. 36) mit ein bis zwei Monaten alle zwei Jahre angegeben. Im Mittel sind das 22,5 Tage bzw. 540 Stunden im Jahr. Es ist üblich, die Revision im Sommer durchzuführen, da dann der Strombedarf am niedrigsten ist (Strauß, 1998, S. 178). Die Einspeisemöglichkeiten der Kraftwerke in Brunsbüttel werden jedoch in windschwächeren Zeiten der Sommermonate günstiger sein. Deshalb ist zu vermuten, dass die Sommermonate nicht mehr die bevorzugte Revisionszeit darstellen. Da kein Zeitraum des Jahres als besonders geeignet zu identifizieren ist, werden die Revisionszeiten der Kraftwerksblöcke im Modell über das Jahr verteilt. Jeder Block befindet sich im Beispieljahr 540 Stunden in Revision, die am Stück stattfindet. Es sind nie zwei

Blöcke gleichzeitig in Revision. Denn dies würde sich bei den insgesamt knappen Netzkapazitäten negativ auf die Volllaststunden der Blöcke auswirken.

Die Wahrscheinlichkeit einer ungeplanten, nicht disponiblen Nicht-Verfügbarkeit wird in der DENA-Studie, basierend auf Angaben des VGB, für Steinkohlekraftwerke mit 3,8 Prozent angegeben (DENA 2005, S. 244). Hierin sind tatsächliche Ausfälle und Nicht-Verfügbarkeiten auf Grund von genehmigungsrechtlichen Problemen etc. berücksichtigt, da die Leistung auch in diesen Fällen nicht einsetzbar ist. Dieser Wert wird für die Berechnung übernommen, das heißt, dass jeder Block in der Zeit, in der keine Revision stattfindet, mit einer Wahrscheinlichkeit von 96,2 Prozent betriebsbereit ist. Um zufallsgesteuert darzustellen, in welchen Stunden die ungeplanten Ausfälle stattfinden, werden binomialverteilte Zufallsvariablen generiert. Insgesamt ist jeder Block damit 7908 Stunden im Jahr betriebsbereit, was einer Arbeitsverfügbarkeit von 90 Prozent entspricht.

2.3.4 Mindestteillast

Bei heutigem Stand der Technik liegt die Mindestlast eines 800MW-Blockes in der Größenordnung von 35 Prozent der Nennkapazität (Grimm 2007, S. 47). Vattenfall rechnet für das geplante Kohlekraftwerk in Hamburg Moorburg mit einer Regelfähigkeit im Lastbereich von 35 bis 103 Prozent der Kapazität (Vattenfall 2007, S.23). Es ist davon auszugehen, dass diese Werte auch für die geplanten Kohlekraftwerke in Brunsbüttel realistisch sind. Somit gilt für die 800MW-Blöcke eine Mindestteillast P_{\min} von 280MW. Ein Kohleblock wird im Modell folglich heruntergefahren bzw. bleibt abgeschaltet, wenn die verfügbare Netzkapazität für den jeweiligen Block kleiner als die Mindestteillast ist. Die Leistung eines Blockes kann somit nur Werte zwischen 280 und 800MW oder 0MW einnehmen.

2.3.5 Anfahrverhalten

Thermische Kraftwerke unterliegen aufgrund ihrer technischen Parameter Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer Anfahrsgeschwindigkeit. Wie schnell der Volllastzustand erreicht werden kann ist vor allem abhängig von der vorherigen Stillstandsdauer (EWI 2004, S. 14). Je länger ein Kraftwerk stillsteht, desto geringer ist der mögliche Lastgradient beim darauf folgenden Anfahrvorgang. Beträgt die

Stillstandszeit eines Kraftwerks weniger als acht Stunden, wird der Anfahrprozess als Heißstart bezeichnet. Während der geringen Stillstandsdauer, die einem Heißstart vorausgeht, läuft ein Großteil der Hilfs- und Nebensysteme des Kraftwerksblocks weiter. Auch bei einem Warmstart, der nach einer Stillstandsdauer von acht bis 48 Stunden erfolgt, werden die Hilfs- und Nebensysteme nicht abgeschaltet. Nach mehr als 48 Stunden Stillstand spricht man von einem Kaltstart. Noch bevor das Blockanfahrprogramm gestartet werden kann, müssen Hilfs- und Nebensysteme wie Kühlwasser, Wasseraufbereitungsanlage, Steuerluft und Hilfsdampfsystem anlaufen. Außerdem muss der Speisewasserbehälter und das Speisewassersystem vorgewärmt werden. Das eigentliche Anfahrprogramm setzt dann die Hauptkomponenten des Dampferzeugers, der Turbine und des Wasserdampf-Kreislaufes in Betrieb (VGB 2004a, S. 89). Der VGB macht folgende Angaben für den Zeitraum vom Zünden des ersten Brenners bis zur Synchronisation bei Vollast:

- Heißstart: 115 Minuten
- Warmstart: 280 Minuten
- Kaltstart: 400 Minuten

Verzögerungen bei der Kohlestromeinspeisung durch lange Anfahrzeiten sind in der stündlichen Auflösung kaum sinnvoll abzubilden. Deshalb wird ihr Einfluss auf die Volllaststunden in der zusätzlichen viertelstündlichen Betrachtung untersucht (3.3.2). Es ist allerdings zu erwarten, dass Anfahrzeiten und Lastgradienten erst bei einer zeitlich genaueren Betrachtung im Bereich der Regelleistungsfähigkeit stärkeren Einfluss auf die Einsatzmöglichkeiten der Kraftwerke haben. Diese Arbeit konzentriert sich aber auf planbare Schwankungen im Stunden- bzw. Viertelstundenbereich. Indirekt wird der Einfluss des Anfahrverhaltens im Modell durch eine Mindestbetriebsdauer integriert: Bei zu kurzfristigen Einsatzfenstern wird der Kohlekraftwerksblock nicht angefahren, um zusätzliche Anfahrvorgänge zu vermeiden.

2.3.6 Mindestbetriebsdauer

An- und Abfahrvorgänge von thermischen Kraftwerken verursachen zusätzliche Kosten durch Brennstoffmehraufwand und erhöhten Verschleiß. Allgemein gilt, je geringer die Betriebsdauer zwischen einem An- und Abfahrprozess, desto höher ist

die spezifische Zusatzkostenbelastung, d.h. die Mehrkosten durch den Anfahrvorgang pro erzeugte MWh. Eine Anlage wird nur dann eingesetzt, wenn die vermeidbaren Kosten seines Betriebs, die so genannten Grenzkosten, niedriger sind als die hierdurch generierten Erlöse (VGB 2004a, S. 18). Vereinfachend kann davon ausgegangen werden, dass die Anfahrentscheidung abhängig ist vom erzielten Erlös durch den Stromverkauf und von den Anfahrbedingungen (Kalt-, Warm- oder Heißstart). Ist das Einsatzfenster nicht lang genug, um die durch den Anfahrvorgang entstandenen Zusatzkosten zu decken, so bleibt das Kraftwerk im Regelfall vom Netz. Für die Berechnung kann daraus eine Mindestbetriebsdauer abgeleitet werden, die für jeden der vier Kohlekraftwerksblöcke gilt. Inwiefern dies eine Vereinfachung darstellt und warum es in der Realität zu Abweichungen von der dargestellten Einsatzstrategie kommen kann, wird im Anschluss erläutert.

Abbildung 2.9 zeigt die spezifischen Anfahrkosten in Abhängigkeit der darauf folgenden Betriebsdauer für ein dem aktuellen Stand der Technik entsprechenden Kohlekraftwerk der 800MW-Klasse, für ein erdgasbetriebenes GuD-Kraftwerk gleicher Nennleistung sowie für eine Gasturbine mit 100MW Leistung. Die Zusatzkosten beim Anfahren resultieren hauptsächlich aus dem erhöhten Brennstoffbedarf sowie den Kosten durch erhöhten Verschleiß. Diese beiden Haupteinflussparameter wurden für die Berechnung herangezogen. Als Quelle der Anfahr-Kostendaten dienten Swider und Weber (2007 S. 106, Tabelle II) sowie Grimm (2007, S. 58). Die Anfahrkosten werden pro zusätzlichen Start für verschiedene Kraftwerkstechnologien abgeschätzt, wobei die Werte der beiden Quellen gemittelt werden. Daraus folgen für einen 800MW Kohlekraftwerksblock pro Kaltstart Zusatzkosten in Höhe von 36.440€ durch Brennstoffmehraufwand und 3.920€ durch erhöhten Verschleiß. Für einen Erdgas befeuerten GuD-Block gleicher Leistung ist die Zusatzkostenbelastung höher: 48.300€ für zusätzlichen Brennstoff und 7.200€ für erhöhten Verschleiß. Teilt man die Zusatzkosten pro Anfahrvorgang durch die darauffolgend produzierte Energiemenge [MWh], so erhält man die Anfahrkosten pro MWh Volllast. Diese sind in Abbildung 2.9 für Kohle (grau) und Erdgas (rot) dargestellt. Die Situation bei Kaltstartbedingungen ist als durchgezogene Linie und bei Heißstartbedingungen als gestrichelte Linie dargestellt. Für die Anfahrkosten bei einem Heißstart wird von 30 Prozent der Kaltstartkosten ausgegangen. Bei einem Warmstart (nicht eingezeichnet) betragen die Kosten etwa

50 Prozent der Kaltstartkosten (Grimm 2007, S. 58, Tabelle 4.3). Zusätzlich eingezeichnet sind die spezifischen Anfahrkosten einer schnell startenden 100MW Gasturbine in orange. Bei diesen meist im Spitzenlastbetrieb eingesetzten Turbinen erfolgt keine Unterscheidung in Kalt-, Warm- und Heißstart.

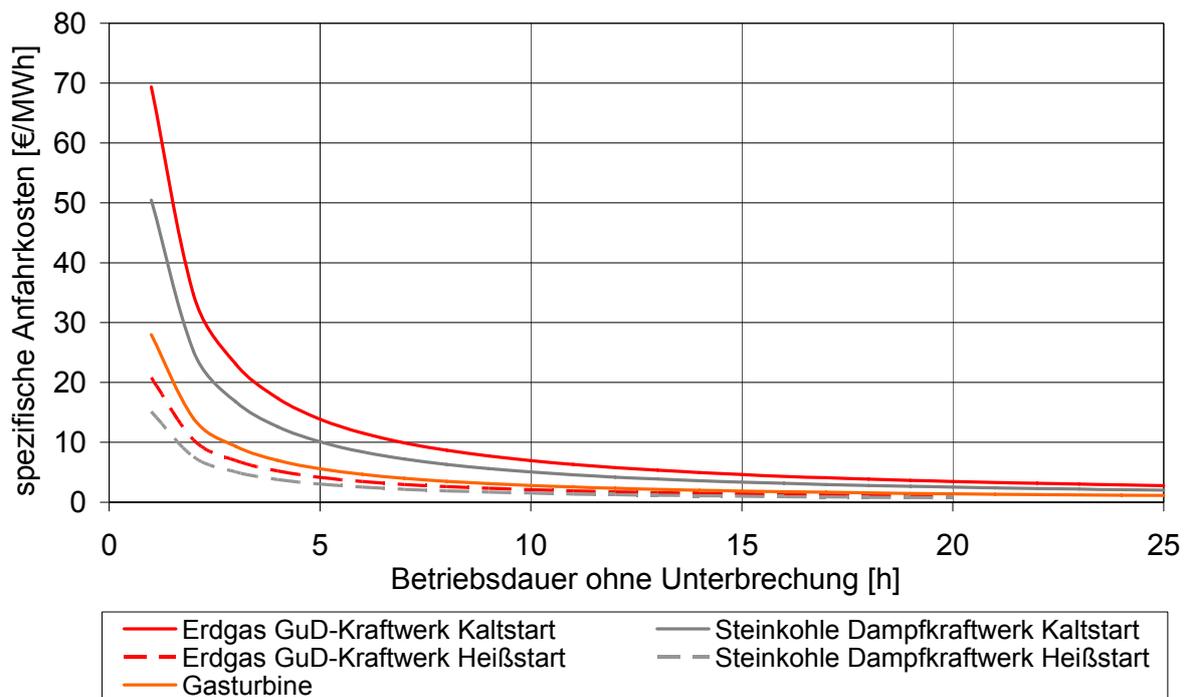


Abbildung 2.9: Spezifische Anfahrkosten von Kohle- und Gaskraftwerken
 (Quelle: Eigene Darstellung auf Datenbasis von Grimm 2007 und Swider und Weber 2007)

Auch wenn Kostendaten für Anfahrvorgänge variieren und schwer quantifizierbar sind, lässt sich aus den Graphen folgende Tendenz erkennen: Bei einer Betriebsdauer von unter fünf Stunden steigen die spezifischen Anfahrkosten stark an (erkennbar am steilen Kurvenverlauf) und haben somit entscheidenden Einfluss auf die Grenzkosten der Stromerzeugung. Für den im Modell benötigten Durchschnittswert der Mindestbetriebsdauer wird basierend auf den geschilderten Untersuchungen ein Wert von fünf Stunden gefolgert. Dieser gilt als Durchschnittswert für alle Startarten und kann vereinfachend für Kohlekraftwerke genauso wie für GuD-Kraftwerke angewendet werden. Die Berechnungen sind in Übereinstimmung mit der von Grimm angenommenen Mindestbetriebsdauer (Grimm, 2007, S. 64, Tabelle 4.4). Für die Berechnung bedeutet dies, dass immer, wenn das

Einsatzfenster für einen Kohleblock unter fünf Stunden liegt, der betreffende Kohlekraftwerksblock erst gar nicht hochgefahren wird. In kurzen Windflauten kann es folglich dazu kommen, dass zur Verfügung stehende Netzkapazität nicht genutzt wird, da das Kraftwerk nicht auf die flexible Handhabung ausgelegt ist.

Die Annahme einer statischen Mindestbetriebsdauer für Kraftwerke stellt die Realität verkürzt und ungenau dar. Wie die Anfahrentscheidung der Kraftwerksbetreiber im konkreten Fall aussieht, ist von vielen weiteren Faktoren abhängig. Der Spotpreis für Strom kann dabei auch eine entscheidende Rolle spielen (dazu näher unter 4.5). Die jeweilige Betriebsstrategie bzw. Einsatzphilosophie des Kraftwerksbetreibers ist schwer einschätzbar. Die Mindestbetriebsdauer ist in der Realität kein statischer Wert, sondern variiert von Kraftwerk zu Kraftwerk und von Situation zu Situation. Die hier angenommene Mindestbetriebsdauer T_{\min} von fünf Stunden stellt einen Durchschnittswert dar, was eine erste Annäherung an die reale Situation ermöglicht. Inwieweit die Mindestbetriebsdauer die maximale Volllaststundenzahl der Kraftwerke beeinflusst, wird im Rahmen einer Sensibilitätsanalyse (3.3.1) untersucht.

3 Auswertung Jahreseinspeiseverlauf

3.1 Grundszenario

Im Folgenden werden zunächst die Jahreseinspeiseverläufe des Grundszenarios vorgestellt. Da viele Eingangsdaten Unsicherheiten unterliegen, werden die Eingangsparameter im Anschluss mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse variiert. Dabei ist zu untersuchen, welche Parameter sich als sensitive Größen herausstellen und in welcher Größenordnung sich ihre Variation auf die disponiblen Volllaststunden auswirkt. Im Anschluss daran wird diskutiert, inwieweit eine höhere zeitliche Auflösung die Ergebnisse der stündlichen Betrachtungsweise verfeinern würde.

3.1.1 Erste Baustufe

Würde das Netz in Brunsbüttel ausschließlich mit Wind- und Kohlestrom ausgelastet -ungeachtet der Lastsituation und technischer Restriktionen-, ergäbe sich im Szenario ab 2013 in der ersten Baustufe der OWP bei heutiger Netzkapazität der in Abbildung 3.1 erkennbare Jahreseinspeiseverlauf. Dabei zeigen die blauen Flächen die Windstromeinspeisung im Verlauf des Jahres. Die Windleistung ist auf der rechten y-Achse beginnend am oberen Rand indiziert. Die summierte Leistung, die alle vier Blöcke maximal einspeisen können, kann auf der linken y-Achse abgelesen werden. In schwarz ist der erste Block, der definitionsgemäß als erster nach dem Windstrom die Netzkapazität nutzen kann, gekennzeichnet. Entsprechend folgen die drei anderen Blöcke in heller werdenden Grautönen. Beide y-Achsen sind in gleichem Maßstab gewählt, von 0 bis 4000MW. Die vertikale Ausdehnung des Graphen stellt somit auch die maximale Netzkapazität dar, die die Einspeiseleistung begrenzt. Da auch bei maximaler Windstromeinspeisung von etwa 3000MW im Netz durchgehend Kapazität frei ist für die Nennleistung eines Kohleblockes, kann der erste Block durchgängig einspeisen.

Die Einspeisemöglichkeiten der Kohlekraftwerke sind aber nicht nur durch das Netz sondern auch durch die beschriebenen technischen Kraftwerksparameter beschränkt. Werden diese integriert, ergibt sich das in Abbildung 3.2 dargestellte Bild:

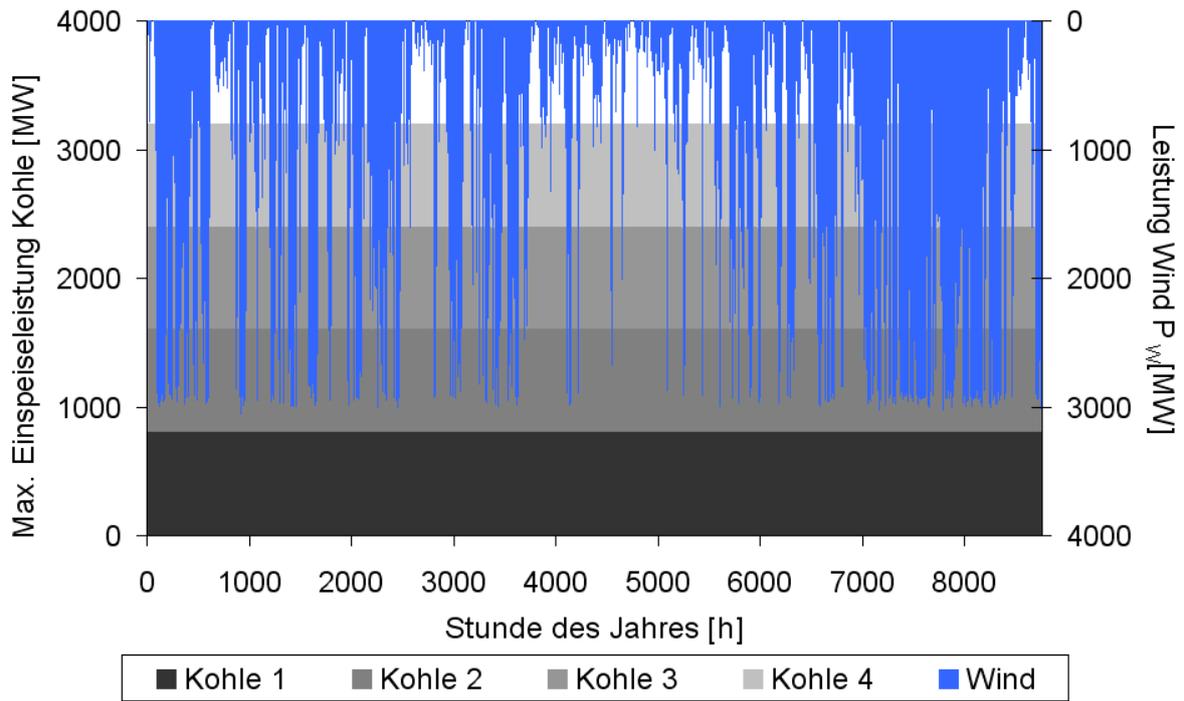


Abbildung 3.1: Maximaler Jahreseinspeiseverlauf von Kohle- und Windstrom in Brunsbüttel, erste Baustufe (Quelle: Eigene Darstellung)

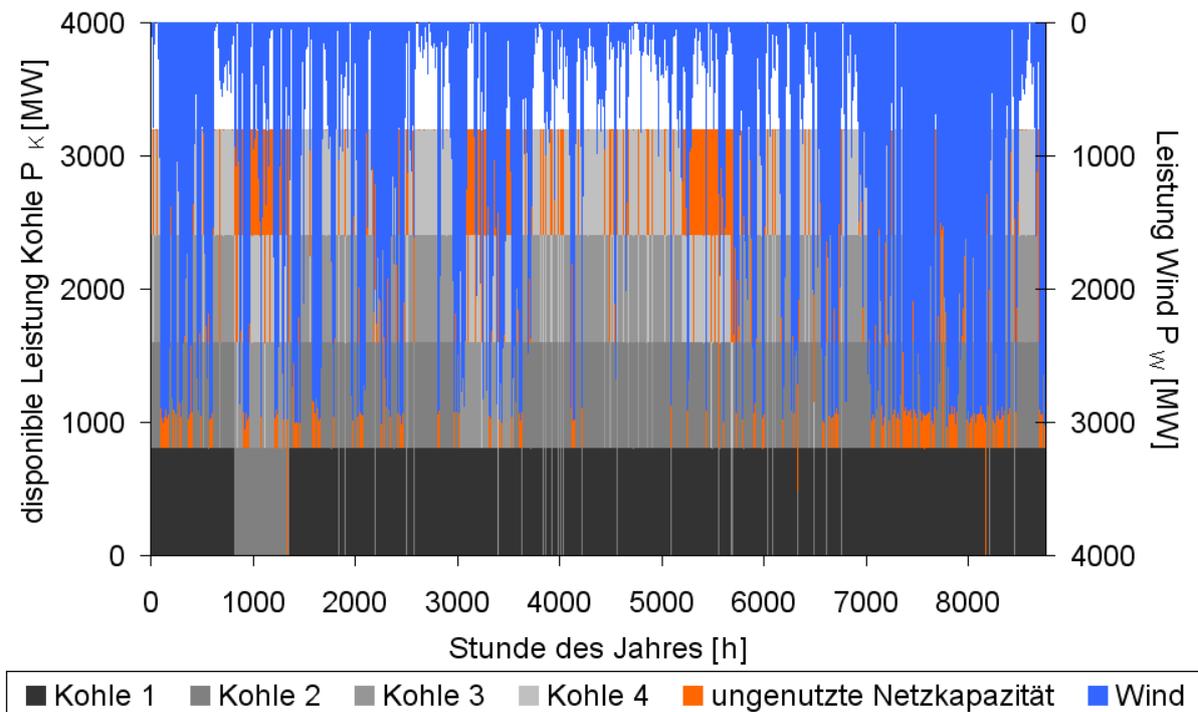


Abbildung 3.2: Jahreseinspeiseverlauf Brunsbüttel, erste Baustufe (Quelle: Eigene Darstellung)

Die Netzkapazität, die bedingt durch die Restriktionen Arbeitsverfügbarkeit, Mindestteillast und Mindestbetriebsdauer nicht durch die Kohlekraftwerke genutzt werden kann, wird in Abbildung 3.2 als orange Fläche dargestellt. Eine solche Situation tritt beispielsweise bei kurzfristigen Windflauten ein, in denen das Netz frei wäre, es sich aufgrund der Mindestbetriebsdauer aber nicht lohnt das Kraftwerk anzufahren. Steht weniger Kapazität als die Mindestteillast des Blockes im Netz zur Verfügung, so führt die Bedingung der Mindestteillast zu nicht nutzbarer Netzkapazität. Dies ist besonders häufig für Block zwei zu beobachten.

Die maximale Volllaststundenanzahl des in der ersten Bauphase durch den Windstrom unberührten ersten Kohlekraftwerksblock wird nur durch Revisionszeiten und Ausfälle reduziert. In der Revisionszeit nimmt der zweite Block dann seinen Platz ein und die anderen beiden Blöcke rücken nach. Die drei relativ deutlichen orangenen Flächen treten zu den Revisionszeiten auf: Zwar übernimmt der nächste Block in der Rangfolge den Platz im Netz, trotzdem bleibt Netzkapazität die von der Kohle eingenommen werden könnte, ungenutzt. Die Revisionszeit des vierten Blockes fällt in die Jahreszeit sehr starker Windstromeinspeisung und bedingt deshalb kaum zusätzlich ungenutzte Kapazität, da diese so gut wie ganz vom Wind ausgefüllt wird. Die ungeplanten Ausfälle der Kohlekraftwerksblöcke treten zufällig auf und sind als Striche an der Graufärbung (Nachrücken der Blöcke) bzw. orangene Fläche (ungenutzte Netzkapazität) erkennbar.

3.1.2 Endausbaustufe

Die Windgeschwindigkeitsdaten für das Beispieljahr bei Endausbaustufe der OWPs sind die gleichen wie für die erste Periode; geändert haben sich die Anlagenzahl und die Netzkapazität. In der Endausbaustufe beträgt die installierte Windleistung 11.475MW, die Netzkapazität 7000MW. Anders als in der vorherigen Darstellung entspricht nicht die gesamte vertikale Ausdehnung der Abbildung 3.3 der Netzkapazität, da diese gar nicht ausreicht um die gesamte Windenergie aufzunehmen. Oberhalb der gelben Fläche ist die Netzkapazität abgebildet, beginnend mit 0 auf der linken y-Achse beim Übergang von gelb zu schwarz. Die dunkelblauen Spitzen nach unten kennzeichnen die Windleistung, für die die Netzkapazität von 7000MW nicht ausreicht. Die Windleistung beträgt bei Windspitzen

bis zu 10.570 MW von denen dann 3570 MW nicht produziert werden könnten oder an anderer Stelle ins Netz gespeist werden müssten.

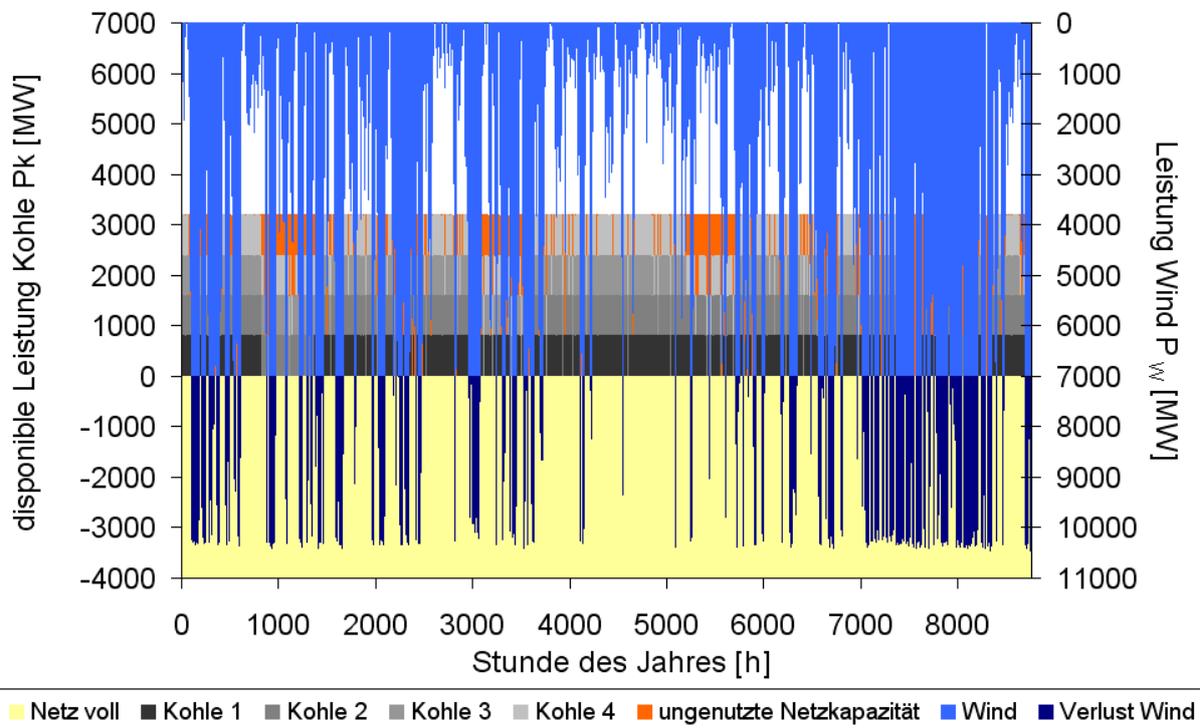


Abbildung 3.3: Jahreseinspeiseverlauf Brunsbüttel, Endausbaustufe
(Quelle: Eigene Darstellung)

Im Gegensatz zur ersten Baustufe beeinflussen die Windspitzen nun auch die Einspeisemöglichkeiten des ersten Kohleblocks. Für keinen der vier Kohlekraftwerksblöcke steht nunmehr durchgängig die benötigte Netzkapazität zur Verfügung, sondern alle vier müssen bei Windspitzen abgefahren werden. Zwar kann der erste Block, den Annahmen entsprechend, noch am häufigsten einspeisen, der Vorteil gegenüber den anderen Blöcken wird aber geringer, da sich die Windspitzen auf alle vier Blöcke auswirken. Meist laufen entweder so gut wie alle verfügbaren WKA, wobei dann keiner der Blöcke einspeisen kann, oder die Windleistung ist so gering, dass die übrige Netzkapazität für die Volllast aller Blöcke ausreicht. Das führt zu vermehrten An- und Abfahrvorgänge für alle Blöcke. Die starken Schwankungen der Windenergie liegen in der Natur des Windes begründet, in Verbindung mit der Tatsache, dass die OWPs auf einer räumlich begrenzten Fläche stehen.

3.1.3 Jahreszeitliche Schwankungen

Aufgrund jahreszeitlicher Schwankungen im Windangebot stellen sich die Monateinspeiseverläufe unterschiedlich dar. Zur Verdeutlichung der Darstellung zeigen folgende Graphen jeweils die Einspeisesituation in den Monaten mit der niedrigsten (Juli, Abbildung 3.4) und der höchsten (November, Abbildung 3.5) monatlichen Windeinspeisung in einem Durchschnittsjahr in der Endausbaustufe. So wird ersichtlich, dass im windschwächsten Monat Juli bezüglich der Netzkapazität kaum Beschränkungen für die Kohlekraftwerke bestehen. Im Monat November allerdings, dem windstärksten Monat im Beispieljahr, gibt es für die Kohlekraftwerksblöcke kaum Einspeisemöglichkeiten.

Bemerkenswert ist hierbei, dass gerade im Sommer, wo die Netzsituation für Kohle am günstigsten scheint (vgl. Abbildung 3.4 und Abbildung 3.3), durch mindestens zwei zusätzliche Effekte Einschränkungen auftreten könnten: Geringere Stromnachfrage in den Sommermonaten und eingeschränkte Kühlmöglichkeiten. Letzteres bezieht sich auf die für Brunsbüttel angestrebte Durchlaufkühlung. Besonders bei zusätzlicher Erwärmung des Flusswassers durch mehrere thermische Kraftwerke an der Elbe kann es verstärkt zu einer erzwungenen Drosselung der Leistung kommen. Die Kühlproblematik könnte durch den Klimawandel und einer damit einhergehenden Erwärmung des Flusswassers weiter verstärkt werden. Zugespitzt formuliert: Im Sommer, wenn das Netz frei wäre für Kohlestrom, wird er nur eingeschränkt benötigt bzw. bestehen Hindernisse bei Abnahme und Produktion, und im Winter, wo die Nachfrage höher ist, ist durch den Netzengpass bei gutem Windangebot weniger Produktion möglich. Das macht deutlich, dass eine Einbeziehung der Lastsituation interessant wäre, denn die Ermittlung der und damit der wirklichen Einspeisemöglichkeiten unter Einbeziehung des Stromabsatzes des Stromes könnte zusätzliche problematische Effekte der Konzentration von Wind- und Kohlekraftwerkskapazitäten in Norddeutschland aufdecken.

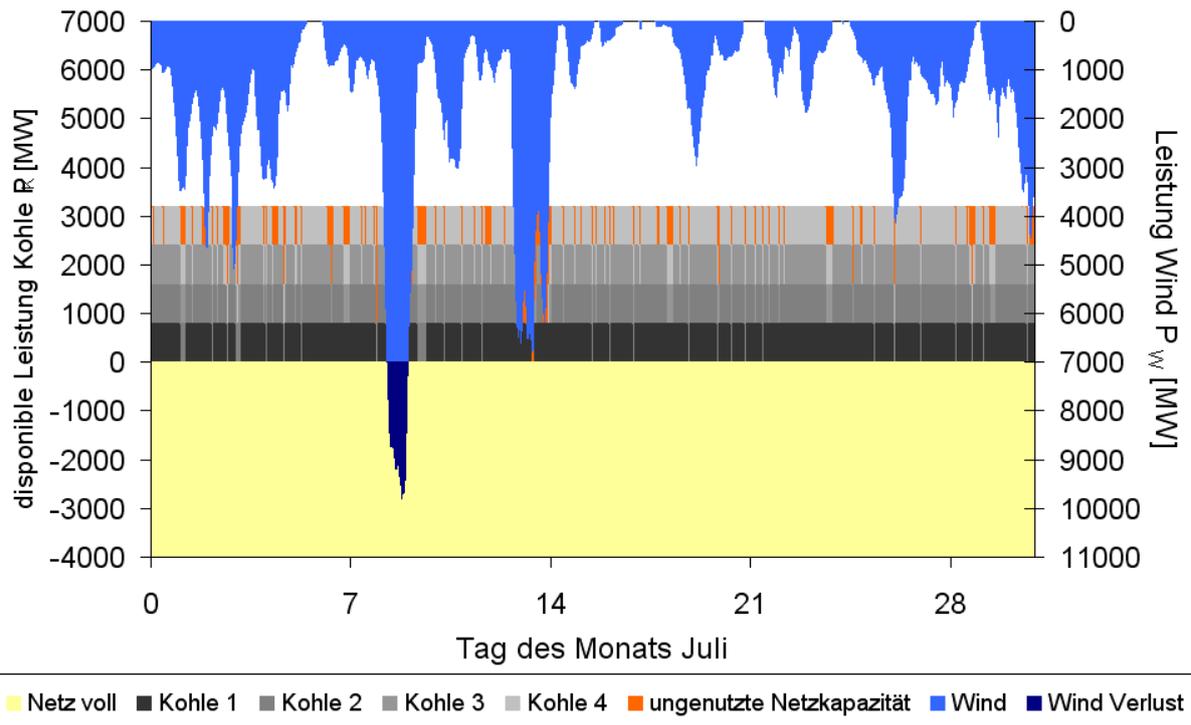


Abbildung 3.4: Monatseinspeiseverlauf windschwächster Monat, Endausbaustufe
 (Quelle: Eigene Darstellung)

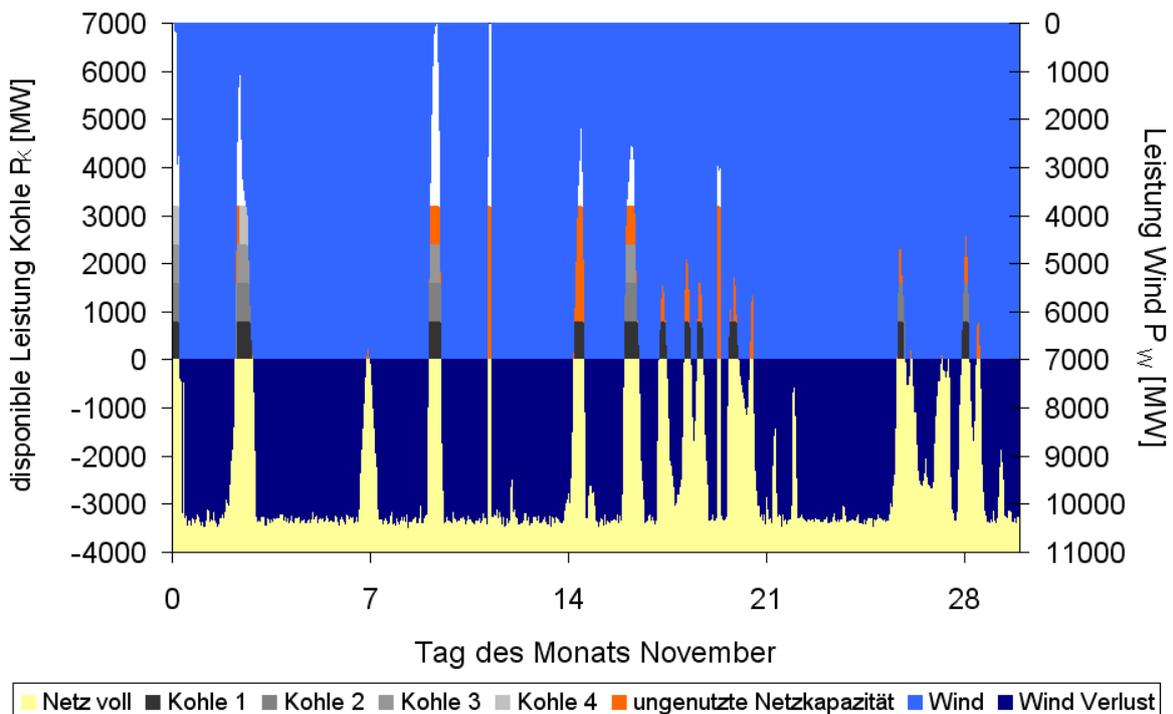


Abbildung 3.5: Monatseinspeiseverlauf windstärkster Monat, Endausbaustufe
 (Quelle: Eigene Darstellung)

3.2 *Disponible Volllaststunden*

Um die sich im Modell ergebenden Einsatzfenster für die Kohlekraftwerke in Brunsbüttel quantitativ darzustellen, werden die disponiblen Volllaststunden für jeden der vier Blöcke ermittelt. Disponible Volllaststunden sind in dieser Arbeit als diejenigen Volllaststunden definiert, die ein Kohlekraftwerksblock maximal unter den Restriktionen Netzkapazität, Mindestbetriebsdauer, Mindestteillast und Arbeitsverfügbarkeit einspeisen könnte. Dabei wird die theoretische Annahme getroffen, dass die Netzkapazität immer möglichst voll ausgenutzt wird, der Strom also zu jeder Zeit einen Abnehmer findet. Die disponiblen Volllaststunden stellen somit eine Obergrenze für die tatsächlich realisierbaren dar. Im Falle von Unsicherheiten bei den getroffenen Annahmen wurden aus der realistischen Spanne tendenziell die Werte gewählt, die eher zu einer Über- als zu einer Unterschätzung der disponiblen Volllaststunden führen, um einen klar als Obergrenze definierten Wert zu erhalten.

Volllaststunden sind eine gängige Einheit für die Auslastung eines Kraftwerkes. Berechnet werden sie als Quotient aus der Jahresenergieerzeugung und der installierten Nettoleistung. Sie sind somit ein theoretisches Maß für die Stundenzahl, die ein Kraftwerk im Jahr ins Netz einspeist, wenn es immer bei Volllast betrieben würde.

$$VL_{Kohle} = \frac{\left(\sum_{n=1}^{8760} P_n \cdot t_n \right)}{P_{\max}}$$

VL_{Kohle} disponible Volllaststunden eines Kohleblocks [h/a]

P_n disponible Kohle-Leistung in der Periode n [MW]

t_n Periodendauer, im Modell 1h

P_{\max} maximale Nettoleistung eines Kohleblockes, im Modell 800MW

Die disponiblen jährlichen Volllaststunden werden für jeden der vier 800MW-Blöcke jeweils für die erste Baustufe und die Endausbaustufe und als Mittelwert der beiden Baustufen berechnet. Es wurde auf volle Stunden gerundet.

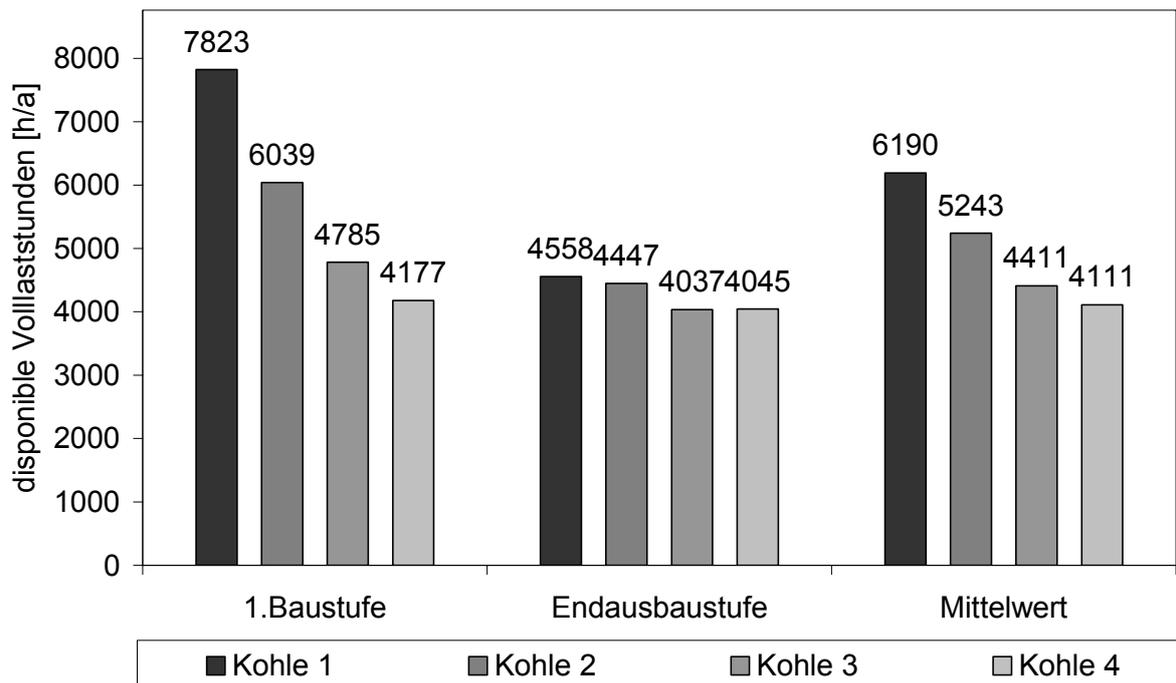


Abbildung 3.6: Disponible Volllaststunden in Brunsbüttel
(Quelle: Eigene Darstellung)

Die Anzahl der Volllaststunden ist für Block 1 am höchsten und für Block 4 am niedrigsten, da definitionsgemäß bei freier Netzkapazität die Blöcke der Reihe nach ans Netz gehen. Wie in den Einspeiseverläufen (Abbildung 3.2 und Abbildung 3.3) erkennbar, wird die Volllaststundenzahl des ersten Blockes in der ersten Baustufe nur durch Revisions- und Ausfallzeiten gemindert, im zweiten Zeitraum wirken sich die Windspitzen stark auf alle vier Kohlekraftwerksblöcke aus, da die installierte Windleistung trotz des Netzausbaus die Netzkapazität weit überschreitet. Nicht aus dieser Darstellung erkennbar, aber von Belang sind Teillastzustände und Anfahrvorgänge: Rechnerisch 40 bis 298 Volllaststunden je Block laufen die Kraftwerke im Teillastbetrieb. Unter den im Modell angenommenen Voraussetzungen kommt es zu etwa 300 bis 430 Anfahrvorgängen.

Wie sich der Verlauf über den Betrachtungszeitraum hinaus entwickelt, hängt vor allem vom weiteren Wind- und Netzausbau ab. Aus den Untersuchungen kann aber gefolgert werden, dass auch für den Fall, dass die Windenergie nur soweit ausgebaut wird, wie bis zum heutigen Zeitpunkt geplant, eine hohe Verstärkung des Netzes vonnöten wäre, um die Obergrenze der Volllaststunden zu erhöhen.

Die Netzkapazität wirkt sich nicht nur begrenzend auf die Einspeisemöglichkeiten der Kohlekraftwerke in Brunsbüttel aus, sondern begrenzt in der Endausbaustufe der OWPs auch die einspeisbare Windleistung. Zu Windspitzenzeiten reicht die Kapazität des Netzes trotz der Erhöhung auf 7000 MW nicht aus, um die gesamte angebotene Windleistung aufzunehmen. In der Endausbaustufe sind 2295 Anlagen mit je 5MW, entsprechend 11.475MW installiert. Diese können bei den im Durchschnittsjahr herrschenden Windverhältnissen 45 TWh Strom pro Jahr generieren. Durch die Netzengpässe könnten aber nur 36 TWh Windenergie in Brunsbüttel eingespeist werden, womit für die OWPs ein Verlust von 9 TWh pro Jahr entstehen würde, wenn diese nicht anderweitig abgeleitet werden. In Wind-Volllaststunden ausgedrückt beträgt der Verlust 778 Volllaststunden entsprechend 20 Prozent der Windleistung.

3.3 Sensitivitätsanalysen

3.3.1 Einfaktorielle Parametervariation

Die Ausgangsdaten und getroffenen Annahmen sind aufgrund des langen Betrachtungszeitraumes Unsicherheiten unterworfen. Um den Einfluss der Eingangsgrößen auf die disponiblen Volllaststunden zu erörtern, wird eine einfaktorielle Parametervariation durchgeführt. Das bedeutet, die Eingangsparameter installierte Windleistung, Verfügbarkeit der WKAs, Netzkapazität, Mindestbetriebsdauer, Mindestteillast und Arbeitsverfügbarkeit werden einzeln innerhalb einer realistischen Spanne variiert, um die sich daraus ergebende Veränderung auf die disponiblen Volllaststunden herauszufiltern. Dadurch, dass die Eingangsgrößen einzeln variiert werden, während alle anderen Parameter gleich bleiben, können Interferenzen der Einflussgrößen mit dieser Methode nicht untersucht werden. Sie ist aber durchaus hilfreich um sensitive Eingangsparameter zu identifizieren.

Die Sensitivitätsanalyse wurde für jeden Block einzeln durchgeführt um dann jeweils den Mittelwert der Volllaststunden aller vier Blöcke einmal für die erste Baustufe (Abbildung 3.7) und einmal für die Endausbaustufe (Abbildung 3.8) zu bilden. Die Darstellung der Mittelwerte wurde zur besseren Übersicht gewählt, da hier vorrangig der generelle Einfluss der Parameter von Interesse ist und auf diese Weise

übersichtlicher als für jeden Block einzeln dargestellt werden kann. Die Einzelgraphen für die vier Blöcke sind im Anhang II ab S. 94 einzusehen.

Auf der x-Achse ist die Veränderung des jeweiligen Parameters als Abweichung vom Grundszenariowert in Prozent angegeben. Diese Art der Darstellung ermöglicht den direkten Vergleich des Einflusses der Eingangsgrößen auf die disponiblen Volllaststunden. Um durch die Prozentangaben nicht den Bezug zu den tatsächlichen Werten zu verlieren, wurden diese zusätzlich in der Grafik dargestellt.

In der ersten Ausbaustufe haben die installierte Windleistung und die Netzkapazität entscheidenden Einfluss auf die disponiblen Volllaststunden der Kohlekraftwerksblöcke. Die Verfügbarkeit der WKAs hat innerhalb der realistischen Spanne nur beschränkten Einfluss auf die Volllaststunden der Kohlekraftwerke, ebenso die Mindestbetriebsdauer und die Mindestteillast. In der Endausbaustufe ist ein deutlicher Anstieg der Volllaststundenzahl innerhalb der durchgeführten Parametervariationen nur bei einem stark reduzierten OWP-Ausbau zu beobachten: Werden nur 50 Prozent der heute geplanten Anlagenzahl in den OWPs errichtet, steigt die durchschnittliche Volllaststundenzahl auf 7000 h/a. Eine Steigerung der Netzkapazität um 30 Prozent führt dagegen nur zu einer Erhöhung der Volllaststunden auf etwa 5000 h/a.

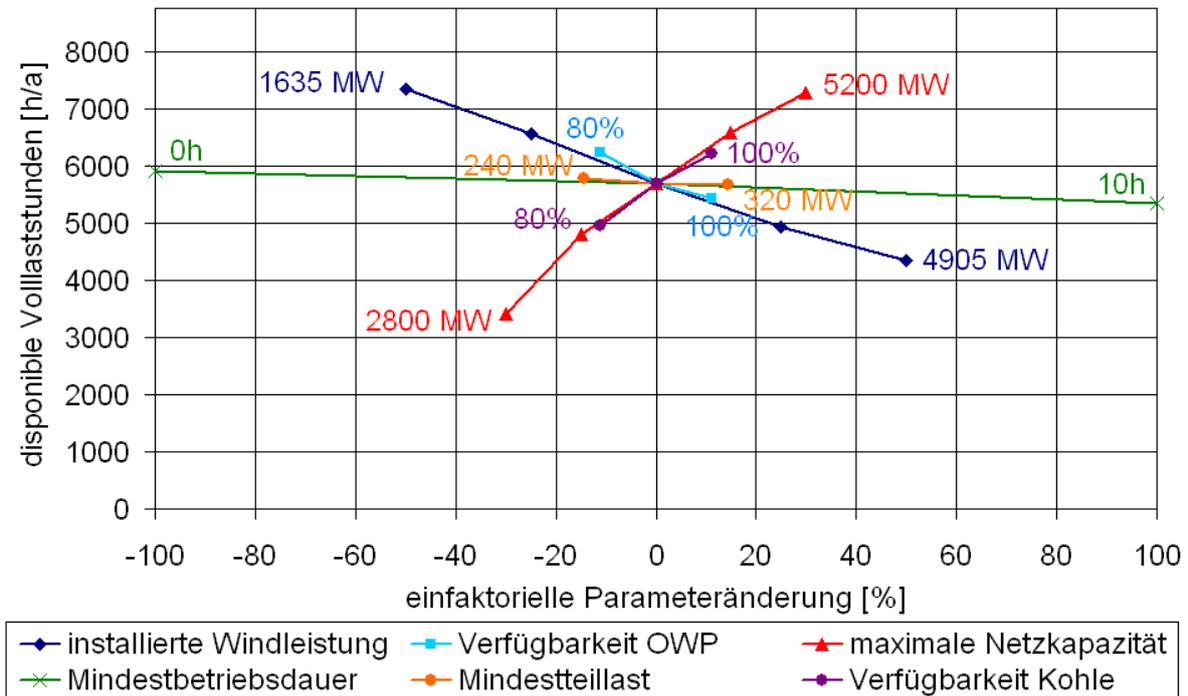


Abbildung 3.7: Sensitivitätsanalyse, erste Baustufe
(Quelle: Eigene Darstellung)

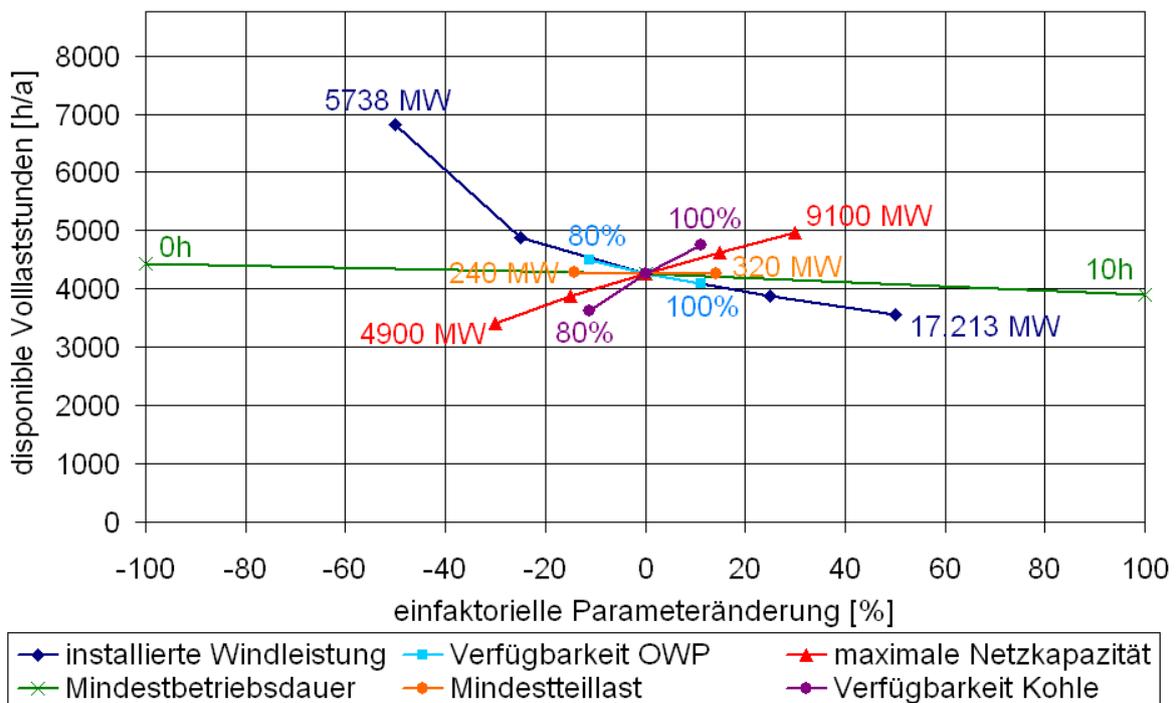


Abbildung 3.8: Sensitivitätsanalyse, Endausbaustufe
(Quelle: Eigene Darstellung)

3.3.2 Viertelstündliche Betrachtung

Die viertelstündliche Betrachtungsweise ist im Hinblick auf die Taktung mit der Kraftwerkseinsatzplanung vorzuziehen, allerdings nur wenn ausreichend genaue Windgeschwindigkeitsdaten vorliegen. Es ist zu vermuten, dass die disponiblen Volllaststunden der Kohlekraftwerke sinken, je genauer die zeitliche Auflösung der Betrachtung ist, da sich die Restriktionen Mindestbetriebsdauer und Mindestteillast stärker auswirken je höher die Schwankungen der Windeinspeisung zum Tragen kommen. Da viertelstündliche Winddaten für die Nordsee für die betreffenden Standorte nicht verfügbar sind, konnte die gesamte Berechnung nicht belastbar auf Viertelstunden-Werten aufgebaut werden. Da Viertelstunden aber dem Zeitintervall der realen Kraftwerkseinsatzplanung entsprechen, soll im Folgenden untersucht werden, inwieweit und in welche Richtung sich die Ergebnisse im Vergleich zur stündlichen Betrachtung verändern. Dabei soll außerdem ermittelt werden, welche Effekte noch mit Viertelstundenwerten abzubilden sind und für welche Effekte eine noch genauere zeitliche Auflösung vonnöten wäre.

Lieferant der viertelstündlichen Windgeschwindigkeitsdaten ist die Messplattform FINO1, die das BMU, der PTJ (Projekträger Jülich) und das DEWI (Deutsches Windenergie Institut) betreiben. Wie aus Abbildung 2.4 auf Seite 25 ersichtlich befindet sich die FINO1-Messplattform etwa 100km SSW-lich der betreffenden OWPs. In diesen Entfernungen können Windverhältnisse variieren, was einer der Gründe ist, warum die Messdaten nicht Grundlage für die gesamte Betrachtung sein können. Aus den FINO-Daten werden viertelstündliche Windzeitreihen für das Jahr 2006 und eine Stundenreihe mit gemittelten Windgeschwindigkeitswerten gebildet. Auf beide wird das Modell zur Ermittlung der disponiblen Volllaststunden angewendet.

Die Volllaststundenzahl der eingespeisten Windenergie weicht bei der viertelstündlichen Betrachtungsweise nur um zwei Wind-Volllaststunden im Jahr von der stündlichen ab. Die zeitlich genauere Auflösung bewirkt also keine Änderung der Summe der Einspeisung, sondern nur eine genauere Abbildung der Schwankungen der Windenergie. In der ersten Baustufe ergeben sich bei viertelstündlicher Betrachtung pro Block zwischen Null und 223 weniger Volllaststunden, als bei der stündlichen. In der Endausbaustufe ist der Effekt durch die höhere zeitliche

Auflösung geringer und ausgeglichener zwischen den Blöcken: je nach Block 100 bis 185 disponible Volllaststunden. Auch wenn die absoluten Windgeschwindigkeitswerte von FINO1 und den betreffenden OWPs nicht übereinstimmen, ist dennoch anzunehmen, dass der Effekt der genaueren zeitlichen Auflösung der Windgeschwindigkeitsdaten für den Standort der betreffenden OWPs ähnlich dem ermittelten von FINO1 ist, da die Schwankungsbreite der Windgeschwindigkeit ähnlich ist. Die Untersuchung bestätigt, dass es einen Effekt durch eine zeitlich genauere Betrachtung gibt; die disponiblen Volllaststunden werden weiter reduziert. Das unterstreicht die Ergebnisse des Modells auf stündlicher Basis als obere Grenze der Volllaststunden.

Die Anfahrzeiten haben auch bei der viertelstündlichen Betrachtung kaum Einfluss auf die disponiblen Volllaststunden der Kohlekraftwerke. Das bedeutet, dass im Bereich der Reserveleistung nur geringfügige Einschränkungen der Einsatzweise durch technische Unflexibilität der Kohlekraftwerke erfolgen. Inwieweit die Anfahrflexibilität im Bereich der Regelleistung Einfluss auf die Einsatzmöglichkeiten der Kohleblöcke hat, ist in der viertelstündlichen Betrachtung nicht abbildbar, sondern wird erst bei noch genauerer Betrachtungsweise ins Gewicht fallen. Dabei spielen dann auch weitere Faktoren wie die Zuverlässigkeit der Windprognose, Lastgradienten, etc. eine Rolle.

3.4 Bedeutung der disponiblen Volllaststunden

An den Daten ist deutlich ablesbar, dass die begrenzte Netzkapazität in Zusammenhang mit der Einspeisung von Offshore-Windenergie in Brunsbüttel zu erheblichen Einschränkungen des Einsatzes von Kohlekraftwerken an diesem Standort führen würde. Mindestens drei der Blöcke bewegen sich mit 4111 bis 5243 disponiblen Volllaststunden bereits eindeutig im Bereich von Mittellastkraftwerken. Auch der noch am bestmöglichen ausgelastete Block liegt mit 6190 Volllaststunden nicht so eindeutig im Volllastbereich wie von den zukünftigen Kraftwerksbetreibern veranschlagt: Alle vier Blöcke sind von den Kraftwerksinvestoren als Grundlastkraftwerke konzipiert (GETEC 2007, Südweststrom 2007, Electrabel 2005). Die von den Kraftwerksplanern angegebenen 7000, 7800 bzw. 8000 Volllaststunden im Jahr beziehen sich auf die erwünschte Auslastung und sind in etwa Maßstab für

die theoretisch mögliche Auslastung in Brunsbüttel bei unbegrenzter Netzkapazität. Stellt man diese der errechneten Volllaststundenzahl gegenüber, bekommt man eine Einschätzung für die Auslastungseinschränkung und somit Mindererträge der Kohlekraftwerke. Abbildung 3.9 zeigt in schwarz den Mittelwert von erster Baustufe und Endausbau der disponiblen Volllaststunden. Die gesamten Blöcke stellen die von den Kraftwerksinvestoren erwarteten Volllaststunden dar, grün ist die Differenz gekennzeichnet.

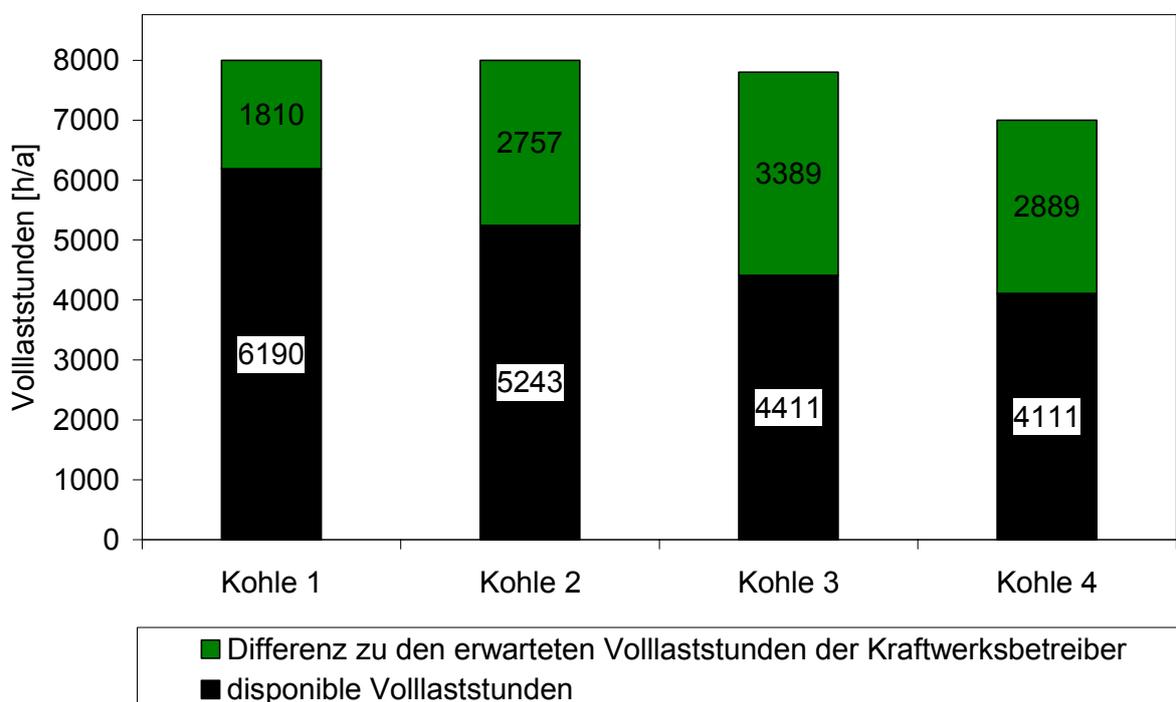


Abbildung 3.9: Einschränkung der Volllaststunden

Dargestellt ist der Mittelwert von erster Baustufe und Endausbau (Quelle: Eigene Darstellung)

Die vier Kohlekraftwerksblöcke können aufgrund von Netzengpässen und technischen Restriktionen 1810 bis 3389 Volllaststunden im Jahr weniger einspeisen als es die Kraftwerksbetreiber für die als Grundlastkraftwerke geplanten Steinkohleblöcke veranschlagt haben. Dies ist als untere Grenze der Volllaststundenminderung zu sehen.

Erschwerend kommt hinzu, dass die Einspeisefenster für die Kohleblöcke im Sommer am größten sind. In diesem Zeitraum ist die Nachfrage nach Strom am geringsten. Es könnte im Sommer bei starker Erwärmung der Elbe zu

eingeschränkten Kühlmöglichkeiten und einer erzwungenen Drosselung und damit zur weiteren Reduktion der Volllaststunden kommen. Diese Effekte wurden nicht quantitativ dargestellt, betonen aber dass es sich bei den errechneten disponiblen Volllaststunden um die Höchstgrenze handelt.

Die Volllaststundenzahl spielt bei der Investitionsentscheidung von Kraftwerken eine entscheidende Rolle. Welche Auswirkungen die Reduktion der Volllaststunden auf die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks haben kann, wird im Folgenden behandelt.

4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

4.1 Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten geben an, wie viel es bei Anwendung einer bestimmten Kraftwerkstechnik kostet, eine Einheit elektrische Energie bereitzustellen. Sie sind abhängig von der Auslastung des Kraftwerks; mit sinkenden Volllaststunden steigen die Stromgestehungskosten. Bei unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien ist dieser Zusammenhang verschieden stark ausgeprägt, was in den differierenden Kostenstrukturen der Energiebereitstellungsarten begründet liegt. Stromgestehungskosten setzen sich aus variablen und fixen Kosten zusammen. Während die variablen Kosten von der bereitgestellten Energiemenge abhängig sind, fallen die Fixkosten eines Kraftwerkes unabhängig von der Einsatzweise und Auslastung der Anlage an. Die unterschiedlichen Anteile der Kostenarten an den Stromgestehungskosten bei verschiedenen Kraftwerkstechnologien bedingen ihre jeweilige Einsatzweise. Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke sind aufgrund ihrer geringen Brennstoffkosten typische Grundlastkraftwerke. Um ihre hohen Investitionskosten zu erwirtschaften, werden sie möglichst jederzeit voll ausgelastet. Gaskraftwerke sind dagegen mit geringem Fix- und höheren Grenzkosten auf weniger Volllaststunden im Jahr ausgelegt. Sie kommen nur zum Einsatz, wenn die Stromnachfrage und damit der Strompreis hoch ist (zur Strompreisbildung siehe auch 4.5)

Steinkohlekraftwerke liegen heutzutage hinsichtlich ihrer Auslastung zwischen den Braunkohle- und Gaskraftwerken. Ihre variablen Kosten, die über die Reihenfolge des Kraftwerkseinsatzes entscheiden, liegen in der Regel oberhalb derjenigen von Kern- und Braunkohle- und unterhalb derjenigen von Gaskraftwerken. Ihr Einsatzbereich ist damit typischerweise die Mittel- mit Tendenz zur Grundlast. Dabei tendieren neuere Steinkohlekraftwerke mit höherem Wirkungsgrad eher zum Grundlastbereich als die weniger effizienten älteren Kraftwerke. Das gilt besonders für die neue Generation von Steinkohlekraftwerken die auch in Brunsbüttel geplant sind. Die Wirkungsgraderhöhung, die den Einsatz von hitzebeständigeren und damit teureren Materialien erfordert und dadurch mit höheren Investitionskosten einhergeht (Gierschner 2008), manifestiert die Rolle von Steinkohlekraftwerken als

Grundlastkraftwerke. Der Brennstoff wird durch die Effizienzsteigerung besser ausgenutzt, dadurch sinken die variablen Kosten; doch die Investitionskosten steigen. Daher ist eine hohe Auslastung der Steinkohlekraftwerke fundamental für ihre Wirtschaftlichkeit.

Wie in dieser Arbeit gezeigt, führt die Konzentration von Großkraftwerken und Windenergie-Einspeisung am Standort Brunsbüttel durch die begrenzte Netzkapazität zu einer signifikanten Reduktion der Kraftwerks-Volllaststunden. Dieser Aspekt muss bei der Investitionsentscheidung sorgfältig geprüft werden. Ob die Steinkohlekraftwerke in Brunsbüttel die zur Deckung der Fixkosten nötigen Deckungsbeiträge erwirtschaften können, kann nur mit einem Modell des gesamten Energiemarktes erörtert werden was im Rahmen dieser Arbeit nicht belastbar untersucht werden kann. Um trotzdem eine erste Einschätzung der Wirtschaftlichkeit der Kohlekraftwerke in Brunsbüttel unter Einbeziehung der reduzierten Auslastung zu bekommen, werden die Stromgestehungskosten mit denen eines auf weniger Volllaststunden ausgelegten Kraftwerks verglichen. Zeigt bereits bei der berechneten oberen Grenze der Auslastung ein GuD-Kraftwerk niedrigere Stromgestehungskosten, so ist diese alternative Kraftwerksoption in jedem Fall vorteilhafter. Ein direkter Vergleich dieser Kraftwerke am Standort Brunsbüttel ist möglich, da die Rahmenbedingungen in dieser Betrachtung für erdgasbetriebene GuD-Kraftwerke ähnlich sind: Restriktionen bezüglich Mindestbetriebsdauer, Arbeitsverfügbarkeit und Mindestteillast und somit auch die disponiblen Volllaststunden gelten für diese beiden Typen thermischer Großkraftwerke gleichermaßen. Erst in genauer zeitlicher Auflösung, in der Lastgradienten und Anfahrsgeschwindigkeiten im Minuten- und Sekundenbereich eine Rolle spielen, hat die technische Flexibilität der unterschiedlichen Kraftwerkstypen einen signifikanten Einfluss auf die Einsatzmöglichkeiten.

4.2 Datengrundlage der Kosten

Für die Ermittlung der Kostendaten wurden die Quellen EWI/Prognos (2006), IEA (2006), Matthes et al. (2007), Pfaffenberger und Hille (2004), VGB (2004a), VGB (2004b), Wagner et al. (2004) und Wissel et al. (2008) herangezogen.

Die verwendeten Kostendaten gelten für den in Brunsbüttel geplanten Kraftwerkstyp und das zum Vergleich herangezogene Erdgas-GuD-Kraftwerk und sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst. Im Anschluss wird die Ermittlung der Eingangsparameter, die näherer Erklärung bedürfen, erläutert.

Tabelle 4.1: Kostendaten Steinkohlekraftwerk und Gaskraftwerk

Basisdaten			Steinkohle Dampfkraftwerk	Erdgas GuD - Kraftwerk
installierte Bruttoleistung	P_b	[MW]	864	812
Eigenbedarf		[% P_b]	7,4	1,5
installierte Nettoleistung	P_n	[MW]	800	800
elektrischer Nettowirkungsgrad	η_N	[%]	45,9	57,5
Abschreibungsdauer	l	[a]	20	20
Kalkulationszins	i	[%]	10	10
Daten fixe Stromgestehungskosten				
spez. Investitionskosten	k_i	[€/MW]	1.050.000	525.000
Bauherneigenleistung		[%]	10	10
Versicherungskosten	k_v	[% K_i/a]	0,5	0,5
Abrissrücklage	K_A	[€/a]	100.000	100.000
fixe Betriebskosten	$k_{O\&M_fix}$	[% K_i]	1,5	1,75
Personalkosten pro Mitarbeiter	k_p	[€]	70.000	70.000
Personalbestand	P	[-]	80	40
Daten variable Stromgestehungskosten				
variable Betriebskosten	$k_{O\&M_var}$	[€/MWh]	1	0,7
Brennstoffpreis frei KW 2013	p_{BS_2013}	[€/MWh _{th}]	8	20
Eskalation		[% / a]	0,4	1
Betriebswirkungsgrad	η_B	[%]	36,4 - 44,5	48,0 - 56,1
CO ₂ -Preis 2013	$p_{CO_2_2013}$	[€/t _{CO2}]	30	30
Eskalation		[% / a]	1	1
Emissionsfaktor	EF_{CO_2}	[t _{CO2} /MWh _{el}]	0,919 - 0,722	0,415 - 0,381
Veräußerungsrate	V_{CO_2}	[%]	50	50

(Quellen: VGB 2004a, VGB 2004b, Wagner et al. 2004, Wissel et al. 2008)

4.2.1 Bruttoleistung

Vergleicht man die Stromgestehungskosten zweier Kraftwerke, so bezieht man sich auf die Kosten pro ins Netz eingespeister Megawattstunde [MWh]. Die Kosten beziehen sich folglich auf die elektrische Nettoleistung des Kraftwerks, die hier für beide Kraftwerke auf 800MW festgelegt wird. Für die Erzeugungskosten relevante Größen wie z.B. der Brennstoffbedarf und Investitionskosten beziehen sich dagegen auf die installierte Bruttoleistung. Brutto- und Nettoleistung unterscheiden sich um den Eigenverbrauch entsprechend der elektrischen Leistung, die in den Neben- und Hilfsanlagen des Kraftwerks verbraucht wird (Pfaffenberger und Hille 2004, Anhang 1). Bei einem Steinkohlekraftwerk beläuft sich der elektrische Eigenbedarf auf etwa 7,4 Prozent der installierten Bruttoleistung und bei einem Erdgas GuD-Kraftwerk auf 1,5 Prozent (VGB 2004a, S. 103/105). Daraus folgt eine installierte Bruttoleistung von 864MW für das Kohle- und 812MW für das Gaskraftwerk.

4.2.2 Investitionskosten

Die Annahme zukünftiger Investitionskosten von Kraftwerken ist aufgrund der komplexen Wirkungszusammenhänge des Kraftwerksmarktes mit Unsicherheiten verbunden. Entwicklung des Energiebedarfs, politische Faktoren, Rohstoffpreise sowie der Erneuerungsbedarf des Kraftwerksparks sind nur einige einer Fülle von Einflussfaktoren auf die Investitionskosten (Wissel et al. 2008, S. 2). Die Bandbreite von Investitionskosten für thermische Großkraftwerke wurde von Wissel et al. (2008) aus einem umfassenden Literaturvergleich und dem Ergebnis eines informellen Austauschs mit Betreibern, Investoren und Herstellern ermittelt (Stand Juli 2007): Sie werden mit 800 bis 1300 € pro MW installierte Bruttoleistung für Steinkohlekraftwerke und 400 bis 650 €/MW für GuD-Kraftwerke angegeben. Für die folgende Berechnung werden daraus Mittelwerte gewählt: 1050 €/MW bzw. 525 €/MW.

Die abgeschätzten Kosten beziehen sich auf den Informationsstand Juli 2007. In jüngster Zeit ist es durch die große Nachfrage und stark gestiegene Rohstoffpreise zu Preiserhöhungen von bis zu 40 Prozent für Steinkohlekraftwerke gekommen. Für erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke wird von Preiserhöhungen in Höhe von 25 Prozent berichtet (Pehnt et al. 2007, S. 36; Handelsblatt 04.09.2007). Wissel et al. (2008, S. 3) gehen sogar von 30 bis 50 Prozent höheren Investitionskosten für konventionelle

Kraftwerke aus. Es ist die Frage, ob es sich hierbei um eine Überzeichnung des Kraftwerksmarktes handelt und mit einer „Normalisierung“ der Investitionskosten gerechnet werden kann, oder ob die hohen Preise Anzeichen eines längerfristigen Preissteigerungs-Trends sind. Ist letzteres der Fall, so sind die der Berechnung zu Grunde gelegten Investitionskosten eher zu niedrig gewählt.

4.2.3 Wirkungsgrad

Für ein dem Stand der Technik entsprechenden Steinkohle-Dampfkraftwerk der untersuchten Größenordnung wird mit einem elektrischen Nettowirkungsgrad von 45,9 Prozent (Südweststrom 2007, GETEC 2007, Electrabel 2005), für ein Erdgas GuD-Kraftwerk mit 57,5 Prozent (VGB 2004b, Anlage 1) gerechnet. Der Nettowirkungsgrad eines Kraftwerks ist der Quotient aus Stromerzeugung (Bruttobetriebsarbeit) abzüglich elektrischer Eigenverbrauchsarbeit und der zeitgleich technisch zugeführten Energie. Dieser Wert ist der Bestwirkungsgrad, der nur unter idealen Umgebungsbedingungen (Lufttemperatur, Luftfeuchte, Kühlwasserbedingungen) und idealen Betriebsbedingungen (Vollastbetrieb ohne An-, Abfahr- und Teillastverluste) im stationären Betrieb erreicht wird. Ein Maß für den tatsächlichen Wirkungsgrad einer Kraftwerksanlage, der alle betriebsbedingten Einschränkungen berücksichtigt, ist der Betriebswirkungsgrad. Er errechnet sich als Quotient der Summe nutzbar abgegebener Energie und der Summe zugeführter Energie in derselben Zeitspanne. Der Betriebswirkungsgrad ist somit die eigentliche Kenngröße für die Effizienz der Anlage bei der Energieumwandlung (VGB, 2004b, S. 2f). Er ist folglich ausschlaggebend für den Brennstoffverbrauch. Je geringer die Auslastung eines Kraftwerkes, desto niedriger ist auch der Betriebswirkungsgrad. Aus den vom VGB (2004b, Anhang) angegebenen Daten wurde der in Abbildung 4.1 dargestellte Zusammenhang zwischen Volllaststunden und Betriebswirkungsgrad ermittelt und bei der Berechnung der Stromgestehungskosten entsprechend angewendet.

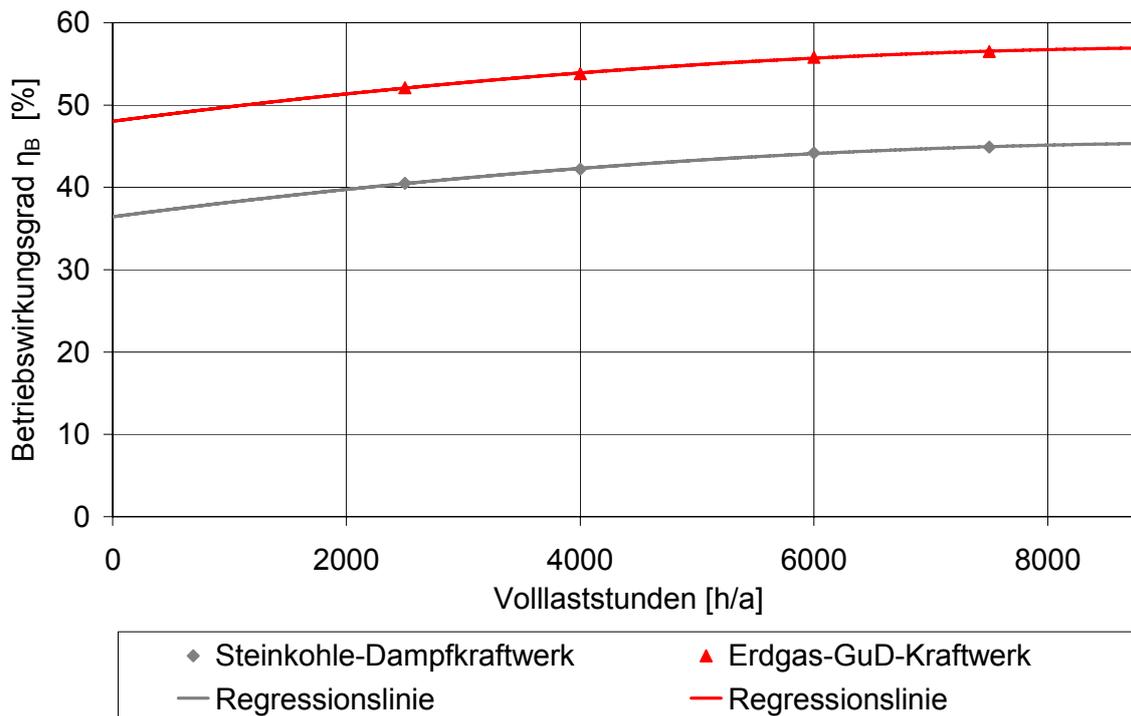


Abbildung 4.1: Betriebswirkungsgrad in Abhängigkeit der Auslastung
 (Quelle: Eigene Darstellung auf Datenbasis von VGB 2004b, Anlage 1)

4.2.4 Brennstoffkosten

Im Modell wird für den Beginn der Betrachtungsperiode, entsprechend dem Jahr 2013 von einem Kohlepreis von 8 € pro MWh thermischer Energie und einem Erdgaspreis (inklusive Steuern) von 20 €/MWh_{th} ausgegangen. Es wird eine Preiseskalation von 0,4 Prozent pro Jahr für Kohle und eine Eskalation von 1 Prozent pro Jahr für Erdgas veranschlagt. Die Betrachtungsperiode für die Wirtschaftlichkeit entspricht der Abschreibungsdauer der Kraftwerke von 20 Jahren. In der Berechnung wird mit dem sich aus den angenommenen Daten ergebenden Durchschnittspreis kalkuliert. Die Preise sind frei Kraftwerk zu verstehen, das heißt die Kosten für Transport von Handelsplätzen am Weltmarkt zu deutschen Kraftwerken zum Welt-Primärenergiepreis sind bereits dazu addiert.

Die angenommenen Brennstoffpreise orientieren sich an Wissel et al. (2008), Matthes et al. (2007), EWI/Prognos (2006), IEA (2006) sowie bezüglich der Steigerungsraten an VGB (2004a). Brennstoffpreise sind aufgrund der komplexen weltwirtschaftlichen Zusammenhänge schwer vorherzusagen. Die für 2013 angenommenen Werte sind niedriger als die aktuellen (Mai 2008). Die Preise für

Erdgas und Kohle sind auf einem so hohen Niveau, dass sie momentan jegliche zuvor getroffenen Prognosen bei weitem übertreffen. Die Spotpreise für Steinkohlen (Preis nach McCloskeyCoal Information Services für Kesselkohlen frei nordwesteuropäische Seehäfen) hatten sich von 67 US\$/t Anfang 2007 bis Mitte Januar 2008 auf 133 US\$/t verdoppelt (Schiffer 2008, S. 43). Allerdings wird teilweise davon ausgegangen, dass es sich bei diesen extremen Steigerungsraten nur um kurzfristige Erhöhungen handelt. Aber auch längerfristig ist aufgrund der weltweit anziehenden Nachfrage für Steinkohle mit einem steigenden Trend der Preise zu rechnen (Wissel et al. 2008, S. 11). Da die weltweit verfügbaren Ressourcen von Kohle größer sind als die von Erdgas, wird damit gerechnet, dass die Preise für Erdgas stärker steigen als für Kohle. Im World Energy Outlook 2006 (IEA 2006, S. 303 Chapter 11) wird von einer Steigerung des Gaspreises in line mit den Ölpreisen ausgegangen, der Kohlepreis steigt etwa nur halb so schnell. Uneinigkeit herrscht allerdings darüber, ob es nicht nur bei den Erdgaspreisen Parallelitäten zur Dynamik des Erdölpreises gibt, sondern auch beim Steinkohlepreis. Im Gegensatz zu EWI/Prognos (2006) gehen Matthes et al. (2007) von zumindest im mittelfristigen Trend sehr ähnlichen Änderungsraten von Erdgas- und Steinkohlepreisen aus. Im Modell wurden die für Kohlekraftwerke günstigeren Parameter gewählt.

4.2.5 CO₂-Kosten

Seit der Einführung des EU-Emissionshandelssystems haben die Kosten für die CO₂-Zertifikate Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Wie hoch diese Kosten ausfallen, ist abhängig von einem brennstoffspezifischen Emissionsfaktor und dem Preis, der je Tonne CO₂ gezahlt werden muss. Der Emissionsfaktor, sprich die CO₂-Emissionen pro erzeugte MWh ist nicht nur abhängig vom Brennstoff, sondern auch von der Auslastung des Kraftwerkes. Bei häufigeren An- und Abfahrvorgängen sowie Teillastzuständen wird pro erzeugte MWh mehr Brennstoff verbraucht und damit spezifisch auch mehr CO₂ ausgestoßen. Der Zusammenhang kann vereinfachend über die Volllaststunden ausgedrückt werden. Für ein Steinkohlekraftwerk mit dem Nettowirkungsgrad von 45,9 Prozent und einem erdgasbetriebenen GuD-Kraftwerk mit 57,5 Prozent wird auf Basis von Angaben des VGB (2004b, Anlage 1) die in Abbildung 4.2 dargestellte Abhängigkeit ermittelt.

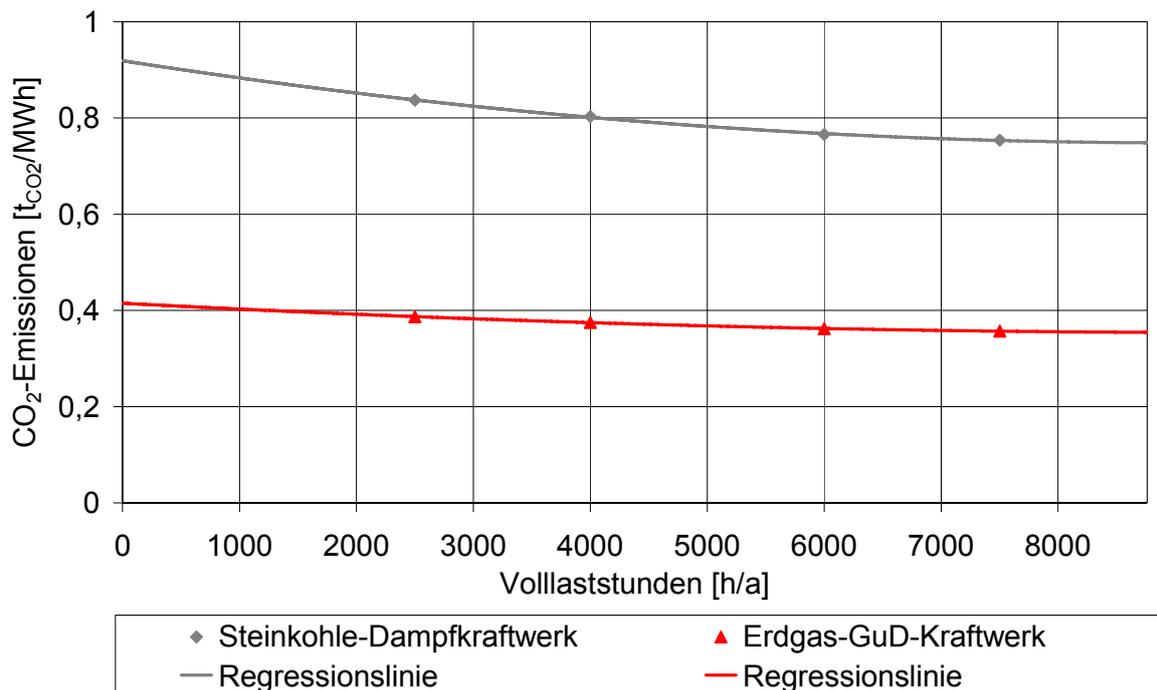


Abbildung 4.2: CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Auslastung
 (Quelle: Eigene Darstellung auf Datenbasis von VGB 2004b, Anlage 1)

Die direkten und indirekten Folgekosten von CO₂-Emissionen können aus heutiger Sicht nicht genau quantifiziert werden. Auch die Kosten zu ihrer Vermeidung sind schwer zu bestimmen. Durch den CO₂-Handel haben sie aber einen Preis bekommen, der im theoretischen Idealfall den Grenzkosten der CO₂-Vermeidung entspricht. CO₂-Zertifikate werden in Deutschland an der Leipziger Strombörse EEX gehandelt. Seit Beginn des Handels 2005 betrug der Spotmarkt-Preis pro Tonne CO₂ zwischen 0,01 €/t_{CO2} (18. Dezember 2007) und 30€/t_{CO2}. Der geringe Preis Ende 2007 war bedingt durch eine Überallokation der CO₂-Zertifikate, was am Ende der ersten Handelsperiode zum Preisverfall führte, da am CO₂-Markt keine Knappheit bestand. Für die weitere Entwicklung des Zertifikatspreises sind die genaue Ausgestaltung, der Gesamtumfang der ausgegebenen Zertifikate und Sonderregelungen von Bedeutung. Bei der momentan massiven Kohle-Ausbauplanung in Deutschland ist mittel- bis langfristig mit einem sehr starken Anstieg der Zertifikatspreise zu rechnen, weil es dann keine kostengünstigen Minderungsoptionen in ausreichendem Maße gibt (Eikmeier et al. 2007, S. 92). In der Literatur werden sehr unterschiedliche Annahmen für CO₂-Preise getroffen. In Anbetracht der Treibhausgas-Reduktionsziele der EU und der Bundesregierung und

dem damit verbundenen knapperen Verteilungsmodus ist aber insgesamt mit einem steigenden Trend zu rechnen (Wissel et al., 2008, S. 18). In dieser Berechnung wird mit einem CO₂-Preis von 30 €/t_{CO2} im Jahre 2013 und einer Eskalation von 1 Prozent pro Jahr gerechnet, was zu 36,24€/t_{CO2} zum Ende der 20jährigen Betrachtungsperiode führt. Der hier verwendete Durchschnittswert ist 33,03€/t_{CO2}. Innerhalb des betrachteten Zeitraums wird auch die CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage) keine kostengünstigere Option zur Reduktion von CO₂ sein. Es ist nicht zu erwarten, dass die Kosten für CO₂-Speicherung inklusive aller damit verbundenen Auslagen für Abscheidung, Wirkungsgradverlust durch die Abscheidung, Transport und Speicherung innerhalb des betrachteten Zeitraumes bis 2032 niedriger sein werden als die angenommenen CO₂-Preise.

Die CO₂-Kosten sind zwar auch bei einer kostenlosen Vergabe der Zertifikate in Höhe der Opportunitätskosten im Strompreis enthalten, kostenwirksam ist für die Stromproduzenten allerdings nur der Teil, der von der Bundesregierung veräußert wird und vom Kraftwerksbetreiber kostenpflichtig erworben werden muss. In der ersten Handelsperiode von 2005 bis 2007 wurden die Emissionsberechtigungen zu 100 Prozent per Grandfathering verteilt und durch die Kraftwerksbetreiber in Höhe der Opportunitätskosten, also dem Gegenwert der CO₂-Zertifikate bei Verkauf, eingepreist. In der zweiten Handelsperiode (2008 bis 2012) werden jährlich 40 Mio. Zertifikate für die Energiewirtschaft veräußert (NAPII 2007, §§19-21), was knapp 10 Prozent der jährlich ausgegebenen Emissionsrechten entspricht. Die andern 90 Prozent werden anhand brennstoffspezifischer Benchmarks zugeteilt (Pehnt et al. 2007, S. 42). Für die Zeit ab 2013 steht derzeit intensiv zur Diskussion, ob alle Emissionsrechte versteigert und somit von den Kraftwerksbetreibern kostenpflichtig erworben werden müssen. Die mögliche Spanne der Veräußerungsrate liegt zwischen den beiden Extremen der vollständig kostenlosen und vollständig kostenpflichtigen Vergabe (Pehnt et al. 2007, S. 37). Ein höherer kostenpflichtiger Anteil als 10 Prozent ist aber auf jeden Fall zu erwarten. Um die Lenkungswirkung des CO₂-Handels zur Reduktion der Treibhausgase voll auszunutzen, wäre eine 100-prozentige Versteigerung bei hohem Reduktionsfaktor der gesamten Ausgabemenge zu befürworten (Matthes et al. 2007). Um die Wirkung der Veräußerungsrate und die Spanne der Ergebnisse abzubilden, werden die Stromgestehungskosten für eine Veräußerungsrate von 0, 50 und 100 Prozent dargestellt.

Es ist zu erwarten, dass sich die geringeren CO₂-Emissionen von Erdgas bei einer hohen Veräußerungsrate im Gaspreis widerspiegeln werden. Wechselwirkungen von CO₂- und Brennstoffpreise sind in dieser Betrachtung jedoch nicht integriert.

4.3 Berechnung

4.3.1 Abschreibungsdauer

Die Stromgestehungskosten werden als finanzmathematische Durchschnittskosten für den Betrachtungszeitraum in Abhängigkeit der Volllaststunden ermittelt. Dies sind die Kosten „frei Netz“; Kosten der Stromableitung sind nicht enthalten.

Für die Herleitung der finanzmathematischen Durchschnittskosten werden die Investitionskosten mit Hilfe eines Annuitätsfaktors annuisiert (vgl. Tietze 2006, S. 403 und Bea et al. 2006, S. 349). Dieser ist abhängig von Kalkulationszins und Abschreibungsdauer. Die typische Abschreibungsdauer von thermischen Kraftwerken beläuft sich auf etwa 20 Jahre (Wagner et al. 2004, S. 28). Sie ist nicht zu verwechseln mit der im Normalfall längeren technischen Nutzungsdauer die mit 35 bis 40 Jahren angegeben wird. Die Abschreibungsdauer entspricht dem Betrachtungszeitraum 2013 bis 2032: 2013 gehen Kraftwerke und OWPs in der ersten Baustufe ans Netz, ab 2023 ist die Endausbaustufe und der Ausbau des Netzes auf 7000MW erreicht.

4.3.2 Kalkulationszinssatz

Der Kalkulationszinssatz kann als die subjektive Mindestverzinsungsanforderung eines Anlegers an seine Investition interpretiert werden. Er könnte sich anlehnen an den zu zahlenden oder zu vermeidenden Fremdkapitalzins oder an die Rendite eines Alternativprojektes, die der Investor im Falle einer Unterlassung wählen würde (Tietze 2006, S. 396). Über den Annuitätsfaktor bewirkt er eine je nach gewählter Höhe kleinere oder größere Abwertung von in der Zukunft liegenden Zahlungen auf ihren Barwert. Es gibt unterschiedliche Ansichten für die Festlegung und somit keinen einheitlichen Wert für den Kalkulationszins da er von den individuellen Anforderungen der Investoren an ihr Projekt und möglichen alternativen Anlageformen, abhängt (Tietze 2006). Das Spektrum der üblichen Kalkulationszinssätze im Kraftwerksbereich reicht von 6 bis 13 Prozent. Für die Berechnungen

wird der in der Referenzkraftwerks-Studie des VGB (2004a) gewählte Kalkulationszins von 10 Prozent angesetzt.

4.3.3 Fixe Kosten

Wie unter 4.1 beschrieben, setzen sich die Stromgestehungskosten aus fixen und variablen Kosten zusammen. Bei thermischen Kraftwerken werden die spezifischen Fixkosten im Wesentlichen durch die Kapitalkosten bestimmt. Darunter fallen, zusätzlich zu der eigentlichen Kraftwerksanlage, der Erwerb des Grundstücks, Erschließung, Gutachten und nach Betriebseinstellung Kosten für den Abbau (Matthes et al. 2007, S. 43). Zusätzlich fallen für die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft der installierten Kapazität Instandhaltungs- und Wartungs- (O&M) sowie Personalkosten an, die ebenfalls unabhängig von der Stromerzeugung des Kraftwerks zu zahlen sind. Hinzu kommen Fixkosten für Versicherung. Für die im Modell angenommenen Kostendaten siehe Tabelle 4.1. Alle auf ein Jahr bezogenen Fixkostenbestandteile werden auf die jährlich erzeugte Strommenge bezogen. Daraus ergeben sich die spezifischen Fixkosten, die in Abhängigkeit der Auslastung der Anlage variieren.

$$k_{fix} = \frac{(K_I \cdot a + K_{O\&M_fix} + K_V + K_P + K_A)}{(T_{VL} \cdot P_{max})} \quad \text{mit}$$

$$a = (1+i)^l \cdot \frac{i}{(1+i)^l} - 1 \quad (\text{Tietze, 2006, S. 403})$$

k_{fix}	spezifische Fixkosten [€/MWh]
K_I	Investitionskosten [€/a]
a	Annuitätsfaktor [-]
$K_{O\&M_fix}$	fixe Instandhaltungs- und Wartungskosten [€/a]
K_V	Versicherungskosten [€/a]
K_P	Personalkosten [€/a]
K_A	Abrissrücklage [€/a]
T_{VL}	Volllaststunden pro Jahr [h/a]
P_{max}	installierte Nettoleistung [MW]
i	Kalkulationszins [-]
l	Abschreibungsdauer [a]

4.3.4 Variable Kosten

Brennstoffkosten dominieren bei thermischen Kraftwerken die variablen Stromgestehungskosten. Diese wiederum sind abhängig vom Preis für Kohle bzw. Gas sowie von dem Wirkungsgrad des Kraftwerks (Swider und Weber 2007, S. 160). Auslastungsabhängige Instandhaltungs- und Wartungskosten (O&M) sowie Hilfsstoffe zählen außerdem zu den variablen Kosten. Die Brennstoffkosten ergeben sich aus dem Quotienten des Preises pro thermische MWh und dem Wirkungsgrad der Umwandlung von thermischer in elektrische Energie. Hinzu kommen Kosten für CO₂-Zertifikate. Sie werden aus dem Börsen-Zertifikatspreis, angegeben pro Tonne CO₂, und dem Emissionsfaktor des Brennstoffes (CO₂-Emissionen bezogen auf die Nettostromerzeugung) ermittelt. Im Gegensatz zum Betreiber eines Kraftwerkes berücksichtigt der Investor nur den Teil der CO₂-Kosten, den er als Emissionsrecht tatsächlich bezahlen muss (Pehnt et al. 2007, S. 38). Inwieweit die Kosten durch den CO₂-Ausstoß aus Sicht des Kraftwerksinvestors in die Kalkulation der Stromgestehungskosten eingerechnet werden müssen, wird durch die Veräußerungsrate der CO₂-Kosten bestimmt.

$$k_{\text{var}} = k_{\text{O\&M_var}} + \frac{p_{\text{BS}}}{\eta_{\text{B}}} + p_{\text{CO}_2} \cdot EF_{\text{CO}_2} \cdot V_{\text{CO}_2}$$

k_{var}	variable Stromgestehungskosten [€/MWh]
$k_{\text{O\&M_var}}$	variable Instandhaltungs- und Wartungskosten [€/MWh]
p_{BS}	Brennstoffpreis frei Kraftwerk [€/MWh _{th}]
η_{B}	elektrischer Betriebswirkungsgrad [MWh _{el} /MWh _{th}]
p_{CO_2}	Preis CO ₂ -Zertifikat [€/t _{CO2}]
EF_{CO_2}	Emissionsfaktor des jeweiligen Brennstoffes [t _{CO2} /MWh]
V_{CO_2}	Veräußerungsrate CO ₂ -Zertifikate [-]

4.4 Vergleich Stromgestehungskosten Kohle- und Gaskraftwerk

Folgender Graph zeigt die Stromgestehungskosten eines Steinkohle-Dampfkraftwerks und eines Erdgas-GuD-Kraftwerks in Abhängigkeit ihrer Auslastung.

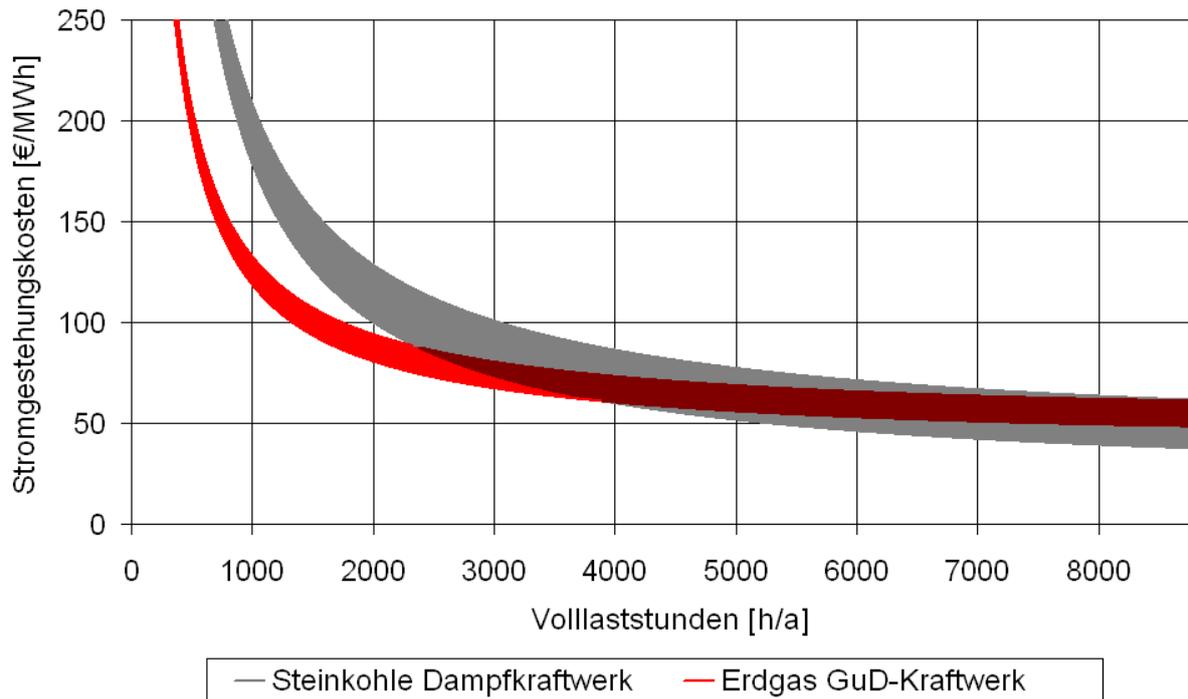


Abbildung 4.3: Stromgestehungskosten bei 0 bis 100 Prozent Veräußerungsanteil der benötigten CO₂-Zertifikate (Quelle: Eigene Darstellung)

Je weniger Volllaststunden das Kraftwerk laufen kann, desto höher sind die Stromgestehungskosten. Da der Zusammenhang nicht linear ist, hat die Reduktion der Volllaststunden im oberen Bereich (flacher Teil der Kurve) keinen so starken Einfluss; je stärker die Auslastung sinkt, desto höher ist auch der Anstieg der spezifischen Stromgestehungskosten. Ab wie vielen Volllaststunden ein Kohlekraftwerk vorteilhafter ist, hängt stark von den für den Investor wirksamen CO₂-Kosten ab. Ohne CO₂-Kosten (entspricht 0 Prozent Veräußerungsrate oder 0 €/t_{CO2}) liegt der Übergangsbereich bei etwas unter 4000 Volllaststunden. Seitdem die externen Kosten der Erzeugung elektrischer Energie teilweise über die Kosten für CO₂-Zertifikate eingepreist werden, verschiebt sich der Schnittpunkt zugunsten des emissionsärmeren Brennstoffs Erdgas. Gaskraftwerke sind dann schon bei einer höheren Zahl Volllaststunden wirtschaftlich vorteilhafter als Kohlekraftwerke. Die starke Wirkung der Veräußerungsrate zeigt sich in Abbildung 4.3: Sie zeigt die Stromgestehungskosten von Kohle und Gas für 0 bis 100 Prozent Veräußerung der CO₂-Zertifikate. Je eindeutiger die externen Kosten der CO₂-Emissionen in die

Stromgestehungskosten einfließen, desto unwirtschaftlicher wird die CO₂-intensivere Kohlestromerzeugung.

Bezüglich der relativen Wirtschaftlichkeit von Kohle- und Gaskraftwerken kommt die Konzeptstudie des VGB über ein Steinkohle-Referenzkraftwerk zu folgendem Ergebnis: "Bereits bei einer CO₂-Belastung von real 5 Euro pro insgesamt emittierter Tonne CO₂, erweist sich das Steinkohle-Referenzkraftwerk gegenüber dem GuD-Kraftwerk auf Erdgasbasis als wirtschaftlich eindeutig unterlegen." (VGB 2004a, S. 97) Die Ergebnisse der Betrachtung dieser Arbeit liefern für eine relativ geringe CO₂-Belastung nicht ganz so vernichtende Resultate für Kohlekraftwerke wie vom VGB ermittelt; bei einer hohen Veräußerungsrate ist aber auch hier ein Kohlekraftwerk eindeutig unterlegen. Beträgt die Veräußerungsrate 100 Prozent des CO₂-Preises bei 33€/t_{CO2}, liegen die Stromgestehungskosten des Kohlekraftwerks selbst bei maximaler Auslastung oberhalb denen des Gaskraftwerks. Hierbei sei aber darauf hingewiesen, dass eine höhere Veräußerungsrate genauso wie ein CO₂-Preisanstieg langfristig zu einem höheren Gaspreis führen würde, was die Vorteilswirkung von Gas relativieren könnte. Dieser Effekt wurde hier nicht näher untersucht.

Um die betreffenden Steinkohlekraftwerke in Brunsbüttel bezüglich Stromgestehungskosten und relativer Wirtschaftlichkeit gegenüber der Gas-Alternative einordnen zu können, werden die ermittelten disponiblen Volllaststunden der vier Kohleblöcke in den Graph eingezeichnet, der die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Auslastung angibt. Da die disponiblen Volllaststunden eine Obergrenze darstellen, sind die sich ergebenden Stromgestehungskosten für jeden Block als untere Grenze aufzufassen. Auch für die Beurteilung der relativen Vorteilhaftigkeit von Kohle- oder Gaskraftwerk zeigt diese Darstellung die für Kohlekraftwerke am Standort Brunsbüttel bestmögliche Situation. Zur Veranschaulichung werden die disponiblen Volllaststunden der vier Blöcke als Kreuze auf der Kostenkurve in der jeweiligen Farbe der günstigeren Alternative dargestellt. Die folgenden drei Abbildungen zeigen die Stromgestehungskosten bei einer CO₂-Veräußerungsrate von 0, 50 und 100%.

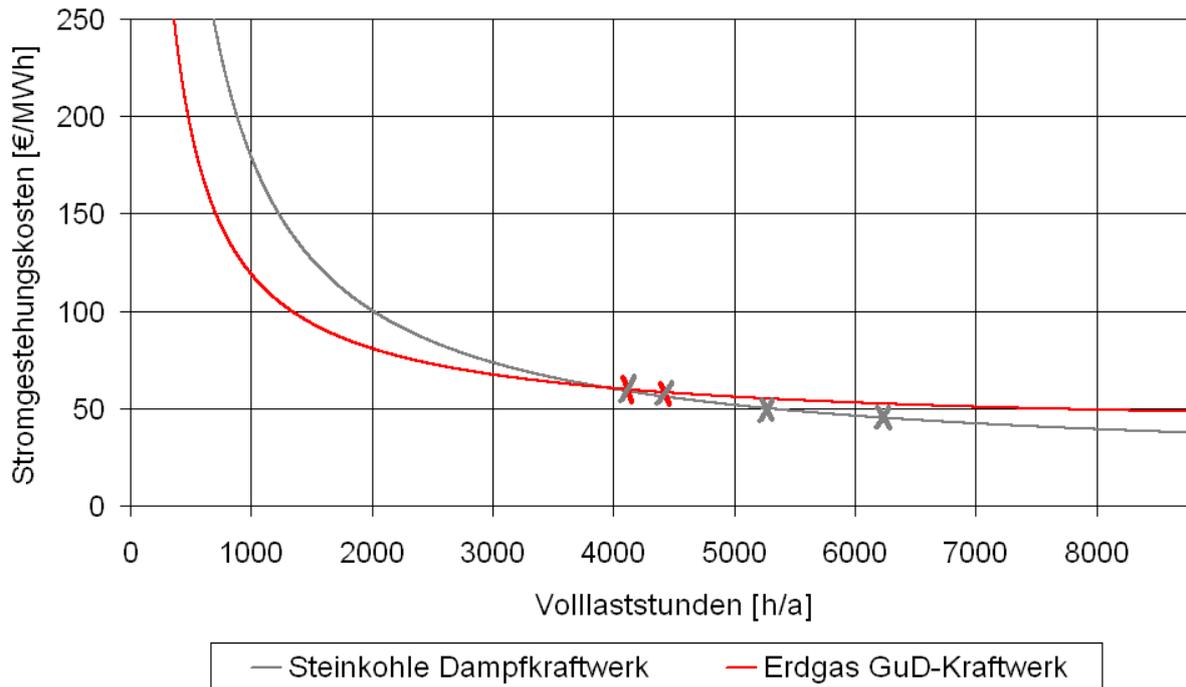


Abbildung 4.4: Vorteilhaftigkeit der Kraftwerkstypwahl bei $V_{CO_2} = 0$ Prozent

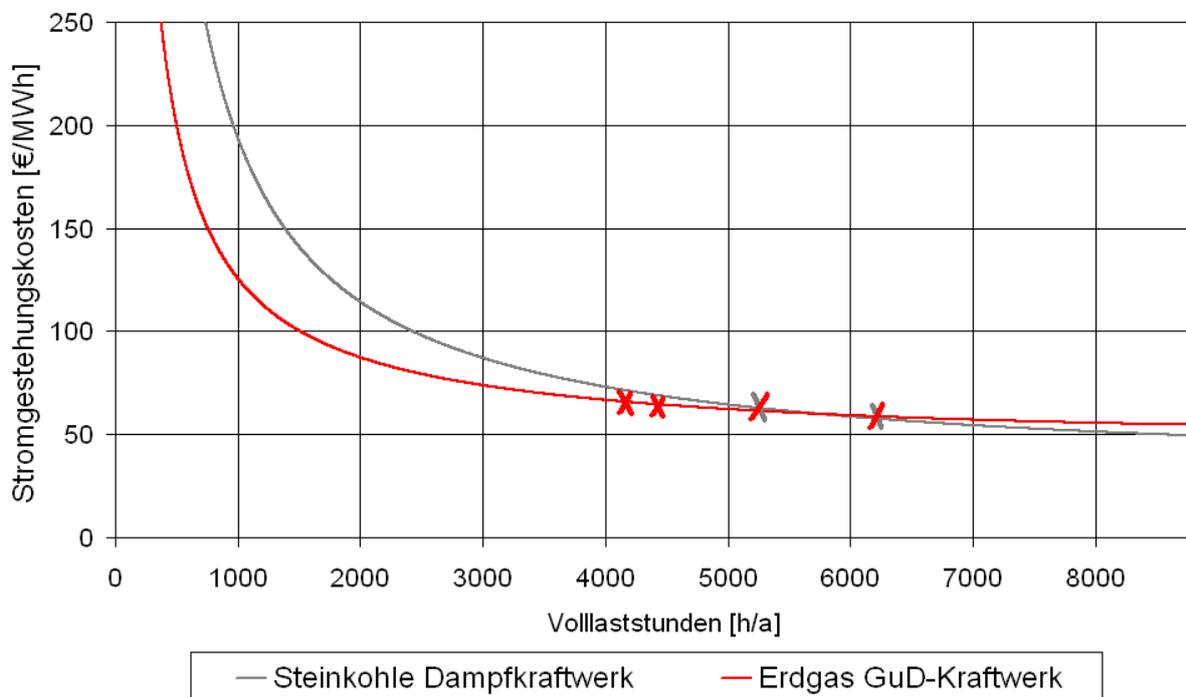


Abbildung 4.5: Vorteilhaftigkeit der Kraftwerkstypwahl bei $V_{CO_2} = 50$ Prozent
Als Kreuze markiert sind die disponiblen Volllaststunden der vier Kraftwerksblöcke in Brunsbüttel (Quelle: Eigene Darstellung)

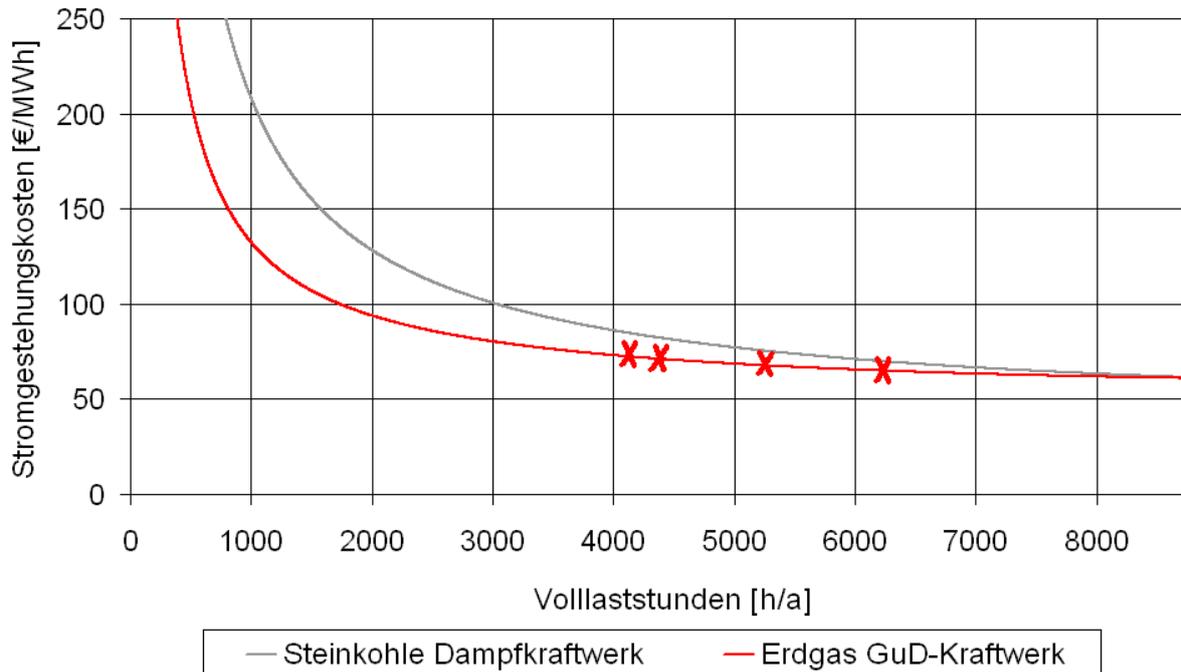


Abbildung 4.6: Vorteilhaftigkeit der Kraftwerkstypwahl bei $V_{CO_2} = 100$ Prozent
Als Kreuze markiert sind die disponiblen Volllaststunden der vier Kraftwerksblöcke in Brunsbüttel (Quelle: Eigene Darstellung)

Ein graues Kreuz auf der Stromgestehungs-Kostenkurve stellt dar, dass der Block bei dieser disponiblen Volllaststundenzahl als Steinkohlekraftwerksblock günstiger produzieren kann als ein entsprechendes Erdgas-GuD-Kraftwerk. Bei einem roten Kreuz verhält es sich andersherum. Blöcke, die durch rot-graue Kreuze markiert sind, befinden sich im Übergangsbereich.

Durch die Kurven wird deutlich, was für einen entscheidenden Einfluss die CO_2 -Veräußerungsrate auf die Vorteilhaftigkeit der Brennstoffwahl hat. Bei einer Versteigerungsrate von 100 Prozent und dem angenommenen CO_2 -Preis von durchschnittlich 33 €/t $_{CO_2}$, liegen alle vier Blöcke im Vorteilsbereich des Gas-Kraftwerks. Nur bei einer Veräußerungsrate von 0 Prozent könnte ein relativer Vorteil für zwei der Kohleblöcke bestehen. Da die Veräußerungsrate schon in der aktuellen Handelsperiode höher liegt, ist dieser Fall unwahrscheinlich.

Für die relative Wirtschaftlichkeit der Steinkohlekraftwerke am Standort Brunsbüttel gegenüber Erdgas-GuD-Kraftwerken lässt sich daraus folgern:

- Der dritte und vierte Block sind als Erdgas-GuD-Kraftwerk wirtschaftlicher
- Der erste und zweite Block haben nur bei extrem günstigen politischen Rahmenbedingungen einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber dem Alternativkraftwerk.

Aussagen über die absolute Wirtschaftlichkeit von Kohle- oder Gas-Kraftwerken in Brunsbüttel können allerdings nur unter Einbeziehung der Entwicklung der energiewirtschaftlichen Gesamtsituation getroffen werden.

4.5 Strompreisbildung im liberalisierten Strommarkt

Mit der Liberalisierung der Strommärkte in Europa hat sich die Strompreisbildung für Kraftwerke grundlegend verändert. Zwar wird noch der Großteil des Stromhandels nicht öffentlich über Vorratsverkäufe gedeckt; der European Energy Exchange (EEX) kommt aber eine zunehmende Bedeutung bei der Strompreisbildung zu. Im Mittelpunkt dieses Prozesses steht die Merit Order. Darunter versteht man die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke an der Strombörse. Sie entsteht durch die am Vortag abgegebenen stündlichen Preis-Mengen-Gebote der Stromanbieter. Idealtypisch versucht jeder Stromerzeuger, zumindest zu einem Preis in Höhe seiner Grenzkosten, die seinen Kostenanstieg für jede zusätzliche Stromeinheit entsprechen, Strom zu verkaufen (Hasche et al. 2006, S. 11). Beginnend mit dem Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten erhalten die Kraftwerke entsprechend Merit Order der Reihe nach den Zuschlag bis die gesamte Nachfrage gedeckt ist. Kraftwerke mit den niedrigsten variablen Kosten werden dadurch bei der Einsatzplanung zuerst eingesetzt. Der Strompreis wird durch das Kraftwerk bestimmt, das gerade noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken. Die Grenzkosten des Grenzkraftwerkes bilden somit den Strompreis, der sich dadurch stündlich ändert. Die Nachfrage ist über einen kurzen Zeitraum betrachtet weitgehend unabhängig vom Strompreis.

Für Erneuerbare Energien gilt der geschilderte Zusammenhang nicht, da deren Einspeisung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelt wird. Durch die

verpflichtende Abnahme von Erneuerbaren Energien werden sie wann immer verfügbar, eingesetzt. Dadurch verringert sich die restliche Stromnachfrage und die Nachfrage verschiebt sich in der Merit Order nach links (Hasche et al. 2006, S. 10f).

Da Windenergie, Photovoltaik und Geothermie geringe variable Kosten aufweisen, ist zu erwarten, dass sie bei Wegfall der Vorrangregelung einen Platz ganz zu Beginn der Merit Order (links) einnehmen würden und dadurch, so wie unter EEG-Regelung, die Nachfragekurve nach links verschieben. Sie würden idealtypisch, wann immer verfügbar, abgenommen. Für die Situation in Brunsbüttel heißt das, dass selbst wenn der Wind nicht mehr per Gesetz Vorrang hat, er trotzdem bevorzugt abgenommen wird. Vorerst ist die Vorrangregelung für Erneuerbare Energien jedoch wichtig für deren weiteren Ausbau und wird beibehalten.

Um zu ermitteln, wie häufig und zu welchem Strompreis Kohlekraftwerke in Brunsbüttel eingesetzt werden, bedarf es einer genaueren Analyse, die die Entwicklung des gesamten Kraftwerksparks einbezieht. Den durchschnittlichen Strompreis der letzten Jahre für den Betrachtungszeitraum zu veranschlagen, greift zu kurz, da sich erstens der Kraftwerkspark stark verändern wird und zweitens die Einspeisefenster von Kohlekraftwerken in Brunsbüttel nicht gleichmäßig verteilt sind. In Zeiten niedriger Windeinspeisung sind die Strompreise eher höher, da das Gesamtangebot an Strom geringer ist und diese Perioden zeitlich mit den Einsatzfenstern freier Netzkapazität zusammenfallen. Andererseits sind die Strompreise im Sommer, der Zeitraum des Jahres, in dem für die Kohlekraftwerke bessere Einspeisemöglichkeiten bestehen, geringer, da insgesamt weniger Nachfrage vorhanden ist. Für die abschließende Beurteilung der absoluten Wirtschaftlichkeit von thermischen Kraftwerken ist somit ein komplexes Modell des Strommarktes vonnöten. Trotzdem können in dieser Arbeit klare Tendenzen bezüglich der Wirtschaftlichkeit aufgezeigt werden. Im Folgenden werden sie zusammenfassend aufgelistet.

5 Fazit und Ausblick

5.1 Risiken für thermische Großkraftwerke in Brunsbüttel

Brunsbüttel als Standort für Steinkohlekraftwerke hat aus Sicht der Kraftwerksinvestoren Vorteile aufgrund der Möglichkeiten der Direktkühlung über die Elbe und die günstigen Anlieferungsbedingungen für Kohle. Dem gegenüber lassen sich eine Reihe von eindeutigen Nachteilen und noch genauer zu prüfenden Risiken feststellen. Im Mittelpunkt dieser Betrachtung steht dabei die Konkurrenz mit der Offshore-Windenergie um die knappe Netzkapazität. Direkte und indirekte Folgen davon sind:

- Einschränkung der Volllaststunden je Block zwischen 1810 und 3389 h/a
- zusätzliche An- und Abfahrvorgänge (je Block 300 bis 430 pro Jahr) und daraus resultierend erhöhter Verschleiß sowie erhöhter Brennstoffaufwand und CO₂-Ausstoß
- steigender Anteil Teillastbetrieb, der wiederum zu erhöhtem spezifischen Brennstoffaufwand und CO₂-Ausstoß führt
- ungünstige jahreszeitliche Verteilung der Einsatzfenster

In dieser Arbeit nicht näher quantifizierte aber im Zusammenhang mit dem Standort Brunsbüttel zu nennende Risiken sind:

- weitere Einsatzeinschränkungen mangels Kühlmöglichkeiten im Sommer bei starker Erwärmung der Elbe
- kaum Möglichkeiten der KWK-Nutzung mangels Wärmeabnehmer

Zur Einschränkung der Kühlmöglichkeiten sei erklärt, dass alle Kohlekraftwerke in Brunsbüttel auf Direktkühlung über die Elbe ausgelegt sind. Das wirkt sich positiv auf den Wirkungsgrad aus. Problematisch dabei ist, dass bei starker Erwärmung des Flusses ab einer bestimmten Temperatur keine zusätzliche Wärme der Kraftwerke in den Fluss abgeführt werden darf. In Anbetracht des erhöhten Wärmeeintrags durch mehrere thermische Großkraftwerke an der Elbe, sowie der zu erwartenden Zunahme der Durchschnittstemperatur des Flusses durch den Klimawandel, kann es somit in der warmen Jahreszeit in Ermangelung von Kühlmöglichkeiten zu

Zwangsabschaltungen kommen. Das führt zu einer weiteren Reduktion der Volllaststunden und ist für die Kohlekraftwerke vor allem deswegen von Nachteil, weil diese zusätzliche Einschränkung in die Jahreszeit fällt, die aus Sicht der Netzkapazität vermehrte Einsatzfenster verspricht.

Für die Nutzung der Abwärme mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gibt es im dünn besiedelten Raum in und um Brunsbüttel kaum Abnehmer. Dadurch liegt der bestmögliche Wirkungsgrad eines Steinkohlekraftwerks in Brunsbüttel bei 46 Prozent (Südweststrom 2007, Electrabel 2005, GETEC 2007). Die dem Kraftwerkstyp innewohnende Grenze der Brennstoffausnutzung wird durch die spezielle Situation in Brunsbüttel, die sich durch vermehrten Teillastbetrieb und An- und Abfahrvorgänge auszeichnet, zusätzlich erniedrigt. Bei der erforderlichen flexiblen Einsatzweise als Ergänzung zur Windenergie reduzieren sich folglich die Ausnutzung des Brennstoffes. Ein Kraftwerk, das aufgrund seiner langen technischen Nutzungsdauer auf solide Rahmenbedingungen angewiesen ist, wird dadurch besonders empfindlich gegenüber:

- steigenden Brennstoffpreisen
- steigenden CO₂-Kosten
- politischen Rahmenbedingungen, die effizientere und CO₂-ärmere Energieerzeugungstechnologien fördern.

Alle genannten Nachteile für Steinkohlekraftwerke in Brunsbüttel sind umso ausschlaggebender, je mehr Blöcke dort errichtet werden. Die genannten Risiken gelten auch für den Betrieb anderer thermischer Großkraftwerke an diesem Standort, fallen aber für erdgasbetriebene GuD-Kraftwerke nicht so stark ins Gewicht, da diese von der Investitionsstruktur auf weniger Volllaststunden ausgelegt und flexibler einsetzbar sind. Bei politischen Rahmenbedingungen, die darauf ausgerichtet sind, die CO₂-Reduktionsziele der Bundesregierung zu erreichen -das heißt, bezogen auf den Emissionshandel, dass ein hoher Anteil der CO₂-Zertifikate veräußert wird- sind Gaskraftwerke aus heutiger Sicht in jedem Fall wirtschaftlicher zu betreiben als Kohlekraftwerke.

Einer der Antragsteller begründet in der Projektbeschreibung seines geplanten Kraftwerks in Brunsbüttel die Entscheidung für den Bau eines Kohlekraftwerkes damit, dass vergleichbare wirtschaftliche Lösungen im fossilbefeuereten Großkraftwerksbereich nur Erdgas-GuD bieten (GETEC 2007). Laut GETEC wurden aber angestoßene GuD-Kraftwerksprojekte aufgrund Unsicherheiten bei der langfristigen Erdgaslieferung nicht realisiert. In Anbetracht der hier herausgearbeiteten wirtschaftlichen Risiken, vor allem für Kohle- aber auch für GuD-Kraftwerke am Standort Brunsbüttel, sollte die Frage nach der Wirtschaftlichkeit neu bewertet werden. Das bezieht sich nicht nur auf die relative Vorteilhaftigkeit von Gas gegenüber Kohlekraftwerken, sondern auf den Neubau von thermischen Großkraftwerken am Standort Brunsbüttel im Allgemeinen.

5.2 Einordnung in die zukünftige Stromversorgung Deutschlands

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Einspeisesituation in Brunsbüttel auf Basis realistischer Annahmen für Windeinspeisung und Netzkapazität simuliert und die Reduktion der Volllaststunden von Steinkohlekraftwerken an diesem Standort quantifiziert. Die Grundtendenz der dargelegten Problematik ist beispielhaft für Küstenstandorte. Günstige Anlieferbedingungen für Kohle und die Kühlmöglichkeiten machen Küstenstandorte für Kohlekraftwerke attraktiv, doch dort wo zukünftig Offshore-Windstrom und Kohlestrom eingespeist werden sollen, kann es zu Netzengpässen, sprich einer Verringerung der Einsatzmöglichkeiten der Kohlekraftwerke kommen. Auch bei der hier nicht näher untersuchten weiteren Ableitung des Stromes aus Norddeutschland zu den Verbraucherzentren in der Mitte und im Süden Deutschlands sind Netzkapazitätsprobleme zu erwarten. Auf die Notwendigkeit eines Netzausbaus wurde schon in der in der DENA-Studie (2005) hingewiesen. Bisher sind aber noch kaum Ausbaumaßnahmen realisiert (Nikionok-Ehrlich 2008, S.16f).

Nicht nur an der Küste, sondern in ganz Deutschland sind neue Kohlekraftwerke geplant; im März 2008 befinden sich insgesamt 25 neue Stein- und Braunkohlekraftwerke in Bau oder Planung (Smid 2008). So wie in Brunsbüttel sind die meisten der Neubauten auf hohe Temperaturen und Drücke ausgelegt. Das erhöht gegenüber älteren Kraftwerken den Wirkungsgrad, was bei optimalem Einsatz

eine Effizienzsteigerung bedeutet. Der höhere Wirkungsgrad wird allerdings mit geringerer Flexibilität in der Einsatzweise erkaufte. Änderungen in der Betriebsweise sind mit hohen Wirkungsgradeinbußen verbunden, was mit zusätzlichem Brennstoffverbrauch, mehr Treibhausgasemissionen und damit auch steigenden Kosten einhergeht. Die Kraftwerke sind deshalb als Grundlastkraftwerke konzipiert.

Der Ausbau der Windenergie findet nicht nur vor der schleswig-holsteinischen Küste, sondern auch vor der Küste Niedersachsens und in der Ostsee statt. Werden alle heute geplanten Offshore-Windprojekte realisiert, so erreicht die zukünftige Windenergieleistung in Deutschland eine Größenordnung, die zu Wind-Spitzenzeiten einen so großen Anteil der Stromnachfrage in Deutschland bedient, dass selbst der Grundlastbereich davon nicht unangetastet bleibt. In Anbetracht eines derartig hohen Anteils Windenergie liegt es nahe dass fluktuierende Einspeisung die bisher gültige Einteilung in Spitzen-, Mittel- und Grundlast verändern wird. Da die geplanten Kohlekraftwerke als Grundlastkraftwerke konzeptioniert und durch die Investitionsstruktur auch darauf festgelegt sind, könnte sich in Zukunft bei der Stromversorgung Deutschlands ein ähnliches Problem wie das für Brunsbüttel geschilderte ergeben: Moderne Kohlekraftwerke sind als Ergänzung zu fluktuierender Einspeisung nur eingeschränkt geeignet und deren Neubau birgt wirtschaftliche Risiken.

Um eine erste Einschätzung der Größenordnung der Überschneidung von Wind- und Kohlestrom zu bekommen, wird die für Brunsbüttel angewandte Methode auf die Ausbauplanungen von Kohle- und Windkraft in Deutschland übertragen. Dabei ist vereinfachend nur die Wind- und Kohlestromeinspeisung in Bezug auf die deutsche Lastkurve dargestellt; Stromexporte und -importe werden nicht in Betracht gezogen. 2030 dient als Beispieljahr. Es wird angenommen, dass alle heute in Deutschland geplanten OWPs realisiert wurden, das entspricht 8.066 Anlagen (DENA 2008a), bei 5MW-Anlagen also 40.330MW Die onshore installierte Windleistung von 22.247MW Ende 2007 (BWE 2008a) wird als um 30 Prozent gesteigert angenommen. Ausgangsdaten für den Lastgang sind die des Jahres 2006 für Deutschland (UCTE 2008) reduziert auf 90 Prozent, dies entspricht in etwa den Effizienzmaßnahmen bis 2030 (BMU 2007a). Für die Kohlekraftwerke wird entsprechend aller heute geplanten bzw. bereits im Bau befindlichen Stein- und Braunkohlekraftwerke eine

Gesamtleistung von 23.825MW angenommen (Smid 2008). Sowohl für Wind als auch für Kohle wird von einer 90-prozentigen Verfügbarkeit ausgegangen.

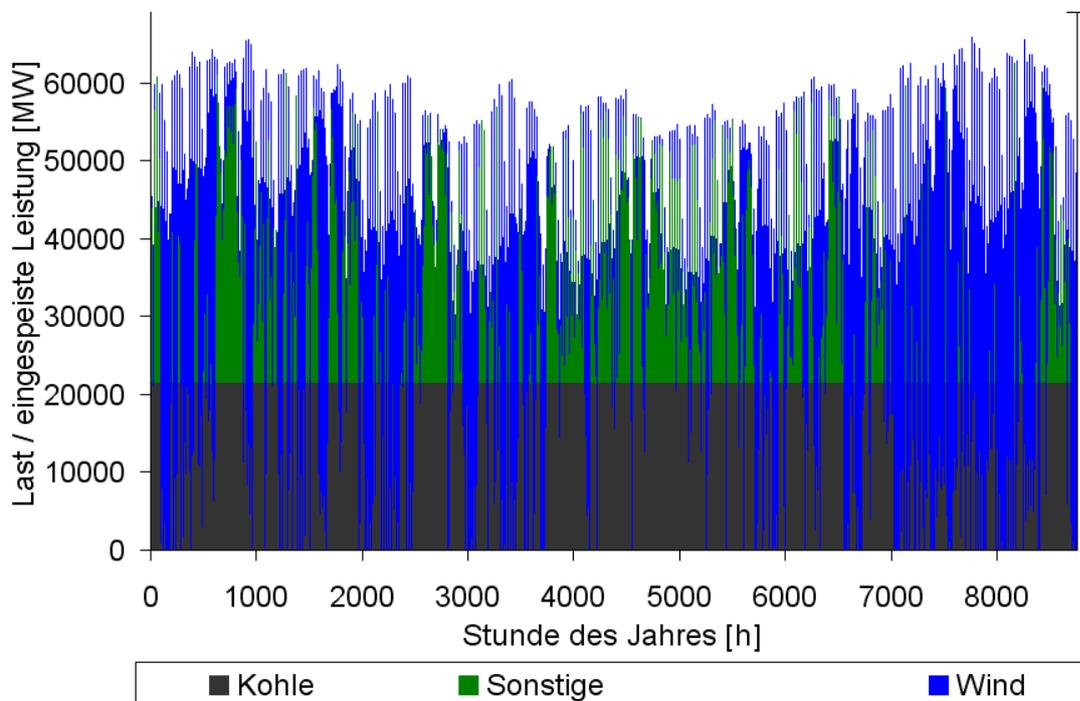


Abbildung 5.1: Modell der Anteile von Kohle- und Windenergie in der Jahreslastkurve Deutschlands, Endausbaustufe
 (Quelle: Eigene Berechnung auf Datenbasis von UCTE 2008, Smid 2008, GKSS 2008, BWE 2008a, DENA 2008a, BMU 2007a)

Die Grafik ist ähnlich den Einspeiseverläufen in Brunsbüttel zu verstehen, nur dass hier statt der gesamten Netzkapazität die Stromnachfrage „gefüllt“ wird. Die vertikale Ausdehnung des Graphen zeigt die Lastkurve von Deutschland für das Jahr 2030. Ausgehend von der Lastkurve wird von oben die Windenergie in blau aufgetragen, von unten wird die verfügbare Leistung der neuen Kohlekraftwerke (schwarz) in Deutschland aufgetragen.

Klar erkennbar ist, dass die fluktuierende Windenergie in Wind-Spitzenzeiten bis in den stetig benötigten und daher bisher von durchlaufenden Kraftwerken bereitgestellten Grundlastbereich hineinreicht. Dadurch werden auch die als Grundlastkraftwerke konzipierten thermischen Großkraftwerke nicht die veranschlagten 7000 bis 8000 Volllaststunden im Jahr Strom verkaufen können. Zwar weisen die Annahmen einige Ungenauigkeiten auf, hier soll aber auch nur die

Grundtendenz gezeigt werden. Die vereinfachte Darstellung kommt zum gleichen Ergebnis wie Pehnt et al. (2007, S. 36): Die bisher gängige Einteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke verliert zunehmend ihre Bedeutung. Vielmehr wird es darauf ankommen, die schwankende Nachfrage und das fluktuierende Angebot aus erneuerbaren Energien mit Hilfe schnell regelbarer Techniken zur Deckung zu bringen.

5.3 Optionen und Anregungen

Die Windenergie wird in Deutschland bei der Umstellung auf eine CO₂-arme, klimaverträgliche Stromerzeugung eine Schlüsselrolle einnehmen. Um die Klimaschutz- und damit verbundenen Ausbauziele erneuerbarer Energiequellen in Deutschland zu erreichen, ist ein verstärkter Ausbau der Offshore-Windenergie erforderlich. Ein erhöhter Anteil fluktuierender Stromeinspeisung erfordert auch von der restlichen Stromversorgungsstruktur Anpassungen. Oft wird die Notwendigkeit des Neubaus von Kohlekraftwerken mit ihrer Rolle als Backup-Kapazität für die un stetige Einspeisung betont. Deren Eignung als solche muss aber wegen ihrer mangelnden Flexibilität und Festlegung auf den Betrieb als Grundlastkraftwerk in Frage gestellt werden. Der Verstetigung der Windenergie und anderer fluktuierender Einspeiser kommt in Zukunft eine immer größere Bedeutung zu, weshalb es dringend notwendig ist andere, vom Ansatz schon auf eine ergänzende Rolle ausgerichtete Optionen in Investitionsentscheidungen des zukünftigen Energiesystems einzubeziehen. Dabei sollte auch die Regelfähigkeit im Sekunden- und Minutenbereich bedacht werden, die in dieser Arbeit nicht untersucht wurde.

Im Hinblick auf das dargestellte Einspeiseszenario für Brunsbüttel, bei dem aufgrund der Netzengpässe ein Teil der Windenergie ungenutzt bleiben muss, ist zu prüfen, inwieweit Speicheroptionen eine Möglichkeiten der Verstetigung und damit vollen Ausnutzung und Regelbarkeit der Windenergie bieten. Für den norddeutschen Raum kommt die Druckluftspeicher-Technologie in Frage. Bei einem Überangebot an Windenergie würde, anstatt den Strom dem Verbraucher direkt zur Verfügung zu stellen, Druckluft produziert und in unterirdischen Salzkavernen gespeichert. Bei Bedarf kann diese in eine Turbine eingespeist und somit je nach Nachfrage, Strom bereitgestellt werden. Dabei treten zwar Verluste auf, der Wirkungsgrad beträgt aber

bei der adiabatischen Druckluftspeicher-Technologie bis zu 70 Prozent (Krewitt 2008, S. 130). Der Nordseeraum ist aus zweierlei Gründen besonders attraktiv für die Drucklufttechnologie: Einerseits ist der Bedarf nach Speichermöglichkeiten durch die hohen OWP-Kapazitäten groß und andererseits ist das Potential durch zahlreiche Salzstöcke in Norddeutschland vergleichsweise hoch. Aktuell wurden von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe [BGR] die Salzstrukturen der Nordsee kartiert (BGR 2008) und sollen im nächsten Schritt auf ihr Speicherpotential untersucht werden (persönliche Mitteilung Peter Gerling, BGR, 13. Mai 2008). Dies ist eine Option vor Ort, für einen Druckluftspeicher mit 400MW wurde bei E.ON Netz ein Netzanschlussbegehren für Brunsbüttel gestellt (E.ON Netz 2007).

Bei der Größenordnung des Windausbaus in der Nord- und Ostsee ist es aber sinnvoll, nicht nur regionale Ausgleichsoptionen anzustreben. Die kostengünstigste Speicher- bzw. Ausgleichsoption bieten Pumpspeicher, die aber in ausreichender Kapazität nur im Alpen- und im skandinavischen Raum zur Verfügung stehen. Hochspannungsgleichstromleitungen [HGÜ] böten eine Möglichkeit, die elektrische Energie auch über große Entfernungen verlustarm zu transportieren (Asplund 2007) und durch die Verbindung von Wind- und Wasserkraft eine regelbare, günstige und sichere Stromquelle zu erschließen. Czisch schlägt eine HGÜ-Verbindung zwischen Schleswig-Holstein und der Schweiz vor, die die Offshore-Kapazität der Nordsee mit Wasserkraftwerken in der Schweiz verbindet und somit für regelbaren Windstrom sorgen würde (Czisch 2007). Solch eine Vernetzung in der Mitte Europas könnte der Ausgangspunkt eines großflächigen Stromverbundes werden (Trieb und Müller-Steinhagen 2007; Czisch 2005). Zwar wird auch heute schon Strom über die Landesgrenzen hinaus gehandelt, es gibt jedoch häufig Kapazitätsbeschränkungen an den Kuppelstellen (UCTE 2007). Je höher der Anteil fluktuierender elektrischer Energie, desto wichtiger wird ein großflächiger Verbund. Durch die räumliche Verteilung der Windkraftanlagen treten Glättungseffekte auf und die gesicherte Leistung der Windenergie erhöht sich. Die intelligente Kombination mit anderen erneuerbaren Energien wie solarthermischen Kraftwerken, Geothermie, Biogaskraftwerken usw. führt zu einer erhöhten Regelbarkeit und auf den Verbrauch abgestimmte Strombereitstellung. Während Czisch mit einer Computersimulation zeigt, dass im Verbund für Europa eine 100-prozentige Versorgung mit regenerativen Energien mit einem hohen Anteil an Windenergie möglich ist (Czisch, 2005), wird die

Funktionalität dieses Ansatzes schon im Kleinen mit so genannten virtuellen Kraftwerken durchgeführt, bei denen durch die geschickte Kombination von Erneuerbaren Energien und Lastmanagement eine regelbare Leistung ohne fossile Energien verfügbar ist (ISET 2008). Verbesserte Windprognosen können helfen solche Möglichkeiten weiter zu optimieren.

Die angesprochenen Möglichkeiten der Verstetigung von Windenergie sollen zeigen, dass der Bau von Kohlekraftwerken als Backup der Windenergie nicht ohne Alternativen ist. Ob andere Optionen die Herausforderungen eines Energiesystems mit einem hohen Anteil fluktuierender Einspeisung besser erfüllen können, ist hinsichtlich der Potentiale, Kosten und Umweltauswirkungen genauer zu prüfen. Dabei sollte auch dem Aspekt der steigenden Versorgungssicherheit durch sinkende Rohstoffabhängigkeit angemessen Beachtung geschenkt werden.

Die hier angedachten Optionen gehen über die Investitionsentscheidung am Standort Brunsbüttel hinaus. Das liegt in der Natur der Sache, da Kraftwerksneubau in der Brunsbüttler Größenordnung nur im Kontext der Energieversorgungsstruktur Deutschlands, Europas und ihrer zukünftigen Entwicklung bewertet werden kann. In Brunsbüttel werden durch den Netzengpass Probleme beim Zusammenspiel von Wind und Kohle auch in kleinerem Rahmen offensichtlich. Innerhalb der technischen Betriebsdauer von Kohlekraftwerken von etwa 40 Jahren wird sich die Stromversorgung aus Notwendigkeit des Klimaschutzes bereits grundlegend ändern. Es muss somit aus Investorsicht und auch von politischer Seite kritisch hinterfragt werden, ob Kohlekraftwerke während ihrer langen Betriebszeit mit der zukünftigen flexiblen Kraftwerksstruktur mit hohem Anteil erneuerbaren Energien kompatibel sind oder ob regelbare und miteinander vernetzte erneuerbare Kraftwerke, Lastmanagement, flexible Gaskraftwerke, verbesserte Prognoseverfahren sowie Energiespeicher fluktuierende Energieträger besser integrieren können.

Eine zukunftsorientierte Energieversorgungsstruktur muss schon im Ansatz die Systemintegration von fluktuierenden Energiequellen einbeziehen und somit langfristig den technischen und wirtschaftlichen Anforderungen einer klimafreundlichen Energieversorgungsstruktur gerecht werden, wovon der Betreiber und die Volkswirtschaft profitieren.

Literaturverzeichnis

- Arzt, I. und Weinhold, N. (2007): Wer zuerst kommt. Die ersten deutschen Offshore Projekte. Neue Energie, 12/2007, 40-52.
- Asplund, G. (2007): Transmission - the missing links towards a sustainable climate. ABB Power systems, Ludvika, Sweden.
- AtG (2002): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren.
- Bard (2007): Bard VM – Technische Daten. Produktbeschreibung. http://www.bard-engineering.de/prod_windkraftanlage-de.php (abgerufen am 19. Februar 2008)
- Bea, F.X., Friedl, B., Schweitzer, M. (2006): Allgemeine Betriebswirtschaftslehre Bd.3: Leistungsprozess (9.Auflage). Lucius&Lucius UTB Verlag, Stuttgart.
- BMU (2007a): Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung. Hintergrundpapier des 2007 in Meseberg beschlossenen Energie- und Klimaprogramms des Bundeskabinetts. Vorhabenspaket, vorgelegt durch das Kabinett am 5. Dezember 2007. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg.pdf (abgerufen am 31. Mai 2008)
- BMU (2007b): Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Artikel 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Stand 5. Dezember 2007. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/40508.php (abgerufen am 31.Mai 2008)
- BGR [Hrsg.] (2008): Salzstrukturen Norddeutschlands. Geologische Karte 1:500.000. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Berlin/Hannover.
- BUND (2008): BUND-Übersicht: 26 neue Kohlekraftwerke in Deutschland. Stand 26.September 2007. Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. http://vorort.bund.net/klimaschutz/publikationen/publikationen_80/files/2573_uebersichtkohleseptember07.pdf (abgerufen am 31. Mai 2008)
- BWE (2008a): Statistik Center des Bundesverband Windenergie. <http://www.wind-energie.de/de/statistiken/> (abgerufen am 6. Mai 2008)
- BWE (2008b): Technik der Windenergie: Höhenprofil, Homepage des Bundesverband Windenergie. <http://www.wind-energie.de/de/technik/wind-in-bodennaehewindscherung> (abgerufen am 13. April 2008)
- BWE (2008c): Technik der Windenergie: Windparkeffekt, Homepage des Bundesverband Windenergie. <http://www.wind-energie.de/de/technik/wind-in-bodennaeheparkeffekt> (abgerufen am 16. April 2008)

- BWE (2008d) Technik der Windenergie: Rauigkeitsklassen. Homepage des Bundesverband Windenergie. <http://www.wind-energie.de/de/technik/wind-in-bodennaehе/rauigkeit/> (abgerufen am 15. Mai 2008)
- Czisch, Dr. G. (2007): Stellungnahme zum Grünbuch "Energie 2020" Schleswig-Holstein auf Anfrage des Ministeriums für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein (unveröffentlicht).
- Czisch, Dr. G. (2005): Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Dissertation am Institut für Elektrische Energietechnik / Rationelle Energieumwandlung der Universität Kassel. <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/handle/urn:nbn:de:hebis:34-200604119596> (abgerufen am 10. Januar 2008)
- DENA (2008a): Interaktive Nordseekarte. <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=2620> (abgerufen am 15. April 2008)
- DENA (2008b): Windparks in der Nordsee. www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4761 (abgerufen am 15. April 2008)
- DENA (2008c): Messplattformen in der Nordsee - Projekte im Detail. <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=2614#c8342> (abgerufen am 16. April 2008)
- DENA (2008d): Messplattformen in der Nordsee. <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4758> (abgerufen am 17. April 2008)
- DENA (2008e): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Kurzfassung der zentralen Ergebnisse der Deutschen Energie-Agentur GmbH, Berlin, 12.03.2008 http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Meldungen/2008/Kurzanalyse_KuN_Planung_D_2020_2030_Kurzfassung.pdf (abgerufen am 30. März 2008)
- DENA [Hrsg.] (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Endbericht der Studie erstellt im Auftrag der Deutschen Energie Agentur vom Konsortium: DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission, Köln.
- DUH (2008): Genehmigte, geplante, zurückgestellte und aufgegebene Kohlekraftwerke in Deutschland (seit 2005 / Stand Feb. 2008). Zusammenstellung der Deutschen Umwelthilfe http://www.duh.de/uploads/media/DUH_-_UEbersicht_geplante_Grosskraftwerke.pdf (abgerufen am 31. Mai 2008)
- EEG (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Ausfertigungsdatum: 21.07.2004. Zuletzt geändert durch Art. 1Gv.7.11.2006 I 2550.

- Eikmeier, B., Jahn, K., Bode, S., Groscurth, H.M. (2007): Entwicklung der Energieversorgung in Norddeutschland (2. aktualisierte Fassung, Stand: Juli 2007). Bericht des Arrhenius Institut und des Bremer Energie Instituts im Auftrag des Zukunftsrat Hamburg.
- Electrabel (2007): Antrag auf eine Genehmigung nach §8BImSchG: Kraftwerksneubau Electrabel-Kohlekraftwerke Wilhelmshaven. Anlage zu Kapitel 1.1: Begründung des Antrags, Stand 16.11.07.
- Electrabel (2005): Planung, Bau und Betrieb eines 800MW-Kohlekraftwerks am Standort Brunsbüttel-Elbehafen. Scoping-Papier November 2005: eingereicht beim Gewerbeaufsichtsamt Itzehoe.
- E.ON Netz (2007): Kraftwerksregister – Kraftwerke mit einer Nennleistung von mehr als 100MW am Netz der E.ON Netz (Stand 12. September 2007).
http://www.eon-netz.com/frameset_reloader_homepage.phtml?top=Ressources/frame_head.jsp&bottom=frameset_german/net/net_nke/net_nke.jsp (abgerufen am 15. Dezember 2007)
- EWI (2004): Das GEMS-Modell. Modellbeschreibung, Institut der Energiewirtschaft an der Universität Köln. <http://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projektwebsites/forum/models/mex5/GEMS.pdf> (abgerufen am 15. März 2005)
- EWI/Prognos (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Köln, Basel.
- Flosdorff, R., Hilgarth, G. (2005): Elektrische Energieverteilung (9. Auflage). Teubner Verlag, Wiesbaden.
- Feser, F., Weisse, R., von Storch, H. (2001): Multi-decadal atmospheric modeling for Europe yields multi-purpose data. EOS, 82(28), 305.
- GETEC (2007): Steinkohlekraftwerk im Bayer-Industriepark Brunsbüttel, Untersuchungsrahmen der UVV. Scoping-Papier, eingereicht von der GETEC Kraftwerk GmbH & Co KG beim Gewerbeaufsichtsamt Itzehoe, Oktober 2007.
- Gierschner, G. (2008): Von COMTES700 zu 50plus. Vortrag von E.ON Engineering im Rahmen der Ringvorlesung an der Universität Flensburg, 15. Mai 2008.
- GKSS (2008): SN-Remo Reconstruction 1948-2006, CoastDat Datensatz des Instituts für Küstenforschung am GKSS Forschungszentrum, Geesthacht. Nähere Informationen unter www.coastdat.de.
- Grimm, V. (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung - Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Dissertation, erschienen im Selbstverlag des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum.

- Handelsblatt (2007): Kraftwerken droht das Aus. Online-Ausgabe 4. September 2007. <http://www.handelsblatt.com/news/pv/p/200038/t/ft/b/1318607/default.aspx/index.html> (abgerufen am 25. Mai 2008)
- Hasche, B., Barth, R., Swider, D.J. (2006): Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem. AP 1.1. im Projekt NetMod am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung [IER] Universität Stuttgart.
- IEA (2006): World Energy Outlook. International Energy Agency. <http://www.worldenergyoutlook.org/2006.asp> (abgerufen am 15. April 2008)
- IPlanBG (2006): Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben - IplanBG- vom 09.12.2006, BGBl 2006 I S. 2833.
- ISSET (2008): Erneuerbare Energie – Integration in elektrische Versorgungsstrukturen Herausforderungen, Problemstellungen, Lösungsmöglichkeiten. Präsentation von Reinhard Mackensen im Rahmen der Ringvorlesung Energie- und Umweltmanagement an der Universität Flensburg, 29. Mai 2008.
- Kleemann, M., Meliß, M. (1993): Regenerative Energiequellen (zweite, neubearbeitete Auflage). Springer-Verlag, Berlin und Heidelberg.
- Krewitt, W. (2008): Integration of renewable energy into future energy systems. Paper presented at Proceedings IPCC Scoping Meeting Special Report on Renewable Energy Sources, Lübeck, 21.-25. Januar 2008. S. 127-134.
- Matthes, Dr. F., Harthan, R.O., Groscurth, Dr. H-M., Boßmann, T. (2007): Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030. Endbericht des Ökoinstituts für Umweltstiftung WWF Deutschland und Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH), Berlin/Hamburg.
- Matthes, Dr. F., Graichen, V., Harthan, R.O., Repenning, J. (2006): Auswirkungen verschiedener Allokationsregeln auf Investitionen im Strommarkt. Hintergrundbericht des Ökoinstituts im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin.
- Müller, L. (2001): Handbuch der Elektrizitätswirtschaft: Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen (2. Auflage). Springer-Verlag, Berlin.
- Multibrid (2007): Technische Daten M5000. Produktbeschreibung. <http://www.multibrid.de/index.php?id=9> (abgerufen am 3. Juni 2007).
- NAP II (2007): Gesetz zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012. 1788 Bundesgesetzblatt Jahrgang 2007 Teil I Nr. 38, ausgegeben zu Bonn am 10. August 2007.
- Nikionok-Ehrlich, A. (2008): Leitung gekappt. Neue Energie, 04/2008, 14-16.
- Norgaard, P. und Holttinen, H. (2004): A Multi-Turbine Power Curve Approach. Nordic Wind Power Conference, 1-2 March 2004, Chalmers University of Technology.

- Pehnt, Dr. M et al. (2007): Das Steinkohle-Kraftwerk Hamburg Moorburg und seine Alternativen. Studie des Institut für Energie- und Umweltforschung und arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik im Auftrag des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V., Heidelberg, Hamburg.
- Pérez-Arriaga, I., Perán Montero, F., Rubio Odériz, F. (2002): Benchmark of Electricity Transmission Tariffs / Directorate-General for Energy and Transport (DG TREN) of the European Commission. 2002. Final Report.
http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/doc/bench_trans_tarif_en.pdf (abgerufen am 18. Februar 2008)
- Pfaffenberger, W. und Hille, M. (2004): Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen. Abschlussbericht des bremer energie instituts im Auftrag des VDEW(Federführung), AGFW, VDN, VGB Power Tech, VKU, VRE.
- REpower (2007): 5M Das 5-Megawatt-Kraftwerk mit 126m Rotordurchmesser. Produktprospekt. <http://www.repower.de/index.php?id=237> (abgerufen am 19. Februar 2007)
- Schiffer, H.-W. (2008): Deutscher Energiemarkt 2007. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58. Jg Heft 3, 36-47.
- Siebels, T. (2007): Die Windenergieanlage REpower 5M und deren Offshore-Erprobung in 45m Wassertiefe vor Schottland. Präsentation beim Kolloquium Erneuerbare Energien an der Universität Stuttgart, 14. Juni 2007.
<http://www.kolloquium-erneuerbare-energien.uni-stuttgart.de/> (abgerufen am 19. Februar 2007)
- Smid, K. (2008): Kohlekraftwerke in Bau oder Planung. Auflistung von Greenpeace 3/2008, ergänzt und aktualisiert auf Grundlage des VDEW 05/2007.
- Strauß, K. (1998): Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, regenerativer und nuklearer Energiequellen (4. Auflage). Springer, Berlin.
- Südweststrom (2007): Projektbeschreibung des 1.600MW-Steinkohlekraftwerks Brunsbüttel. Scoping-Papier: eingereicht von der Südweststrom Kraftwerk GmbH & Co KG / Iberdrola beim Gewerbeaufsichtsamt Itzehoe, Juli 2007.
- Swider, D. J., Weber, C. (2007): The costs of wind's intermittency in Germany: application of a stochastic electricity market model. European Transactions on Electrical Power 2007, 17, 151-172.
- Tietze, J. (2006): Einführung in die Finanzmathematik (8. Auflage), Vieweg Verlag, Wiesbaden.
- Trieb, F., Müller-Steinhagen, H., (2007): Europe-Middle East-North Africa cooperation for sustainable electricity and water. Sustain Sci, 2/2007, 205-219.
- UCTE (2008): Online Database. <http://www.ucte.org/services/onlinedatabase/> (abgerufen am 7.Mai 2008)

- UCTE (2007). Winter Outlook 2007-2008.
<http://www.ucte.org/publications/otherreports/> (abgerufen am 25. April 2008)
- UCTE [Hrsg.] (1999): Statistisches Jahrbuch. Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie [UCTE], Wien.
- Vattenfall (2007): Zukunftssicher für Hamburg. Das Neubau-Vorhaben "Kraftwerk Moorburg" als Teil einer zuverlässigen, umweltverträglichen Energieversorgung für die Metropolregion. Prospekt von Vattenfall Europe Generation.
- VGB [Hrsg.], (2004a): Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen. VGB PowerTech Service GmbH, Essen.
- VGB [Hrsg.] (2004b): Jahresnutzungsgrad von fossil befeuerten Kraftwerken gemäß den "besten verfügbaren Kraftwerkstechniken", Stellungnahme, Essen.
- Wagner, Prof. Dr. U., Geiger, Dr. B., Hardi, Dr. M., Brückl, O., Roth, H., Tzscheuschler, P. (2004): CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen. Studie der TU München im Auftrag des BMWi.
- Weinhold, N. (2008): Alltagsriesen und Traumgiganten. Neue Energie 04/2008, 28-36.
- Weisse, R., von Storch, H., Feser, F. (2005): Northeast Atlantic and North Sea storminess as simulated by a regional climate model 1958-2001 and comparison with observations. J. Climate, 18(3), 465-479.
- WiMi Land SH [Hrsg.] (2007): Schleswig-Holstein Energie 2020 Grünbuch. Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr Schleswig-Holstein, Kiel.
- Wissel, S., Rath-Nagel, S., Blesl, M., Fahl, U., Voß, A. (2008): Stromerzeugungskosten im Vergleich. Arbeitsbericht der Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung [IER].
- Zahoransky, R. A. (2007): Energietechnik (3. überarbeitete und aktualisierte Auflage). Vieweg Verlag. <http://www.springerlink.com/content/k03578g350278506/> (abgerufen am 3. April 2008)

Anhang I: Methoden der Höhenumrechnung für Windgeschwindigkeiten

Es wurden zwei Methoden untersucht. Beide basieren auf der Abschätzung des Einflusses der Bodenrauigkeit. Der wesentliche Unterschied ist, dass die Konstante der Bodenrauigkeit auf See in einem Fall auf Basis von Messwerten speziell für die Nordsee ermittelt wird, im anderen Fall ein Literaturwert verwendet wird. Im Anschluss werden die Ergebnisse verglichen und eine Methode für die Höhenumrechnung ausgewählt.

Der Windgeschwindigkeitsverlauf in Abhängigkeit der Höhe kann vereinfachend durch das Potenzgesetz nach Hellmann beschrieben werden:

$$v_{90} = v_{10} \cdot \left(\frac{h_{90}}{h_{10}} \right)^{\alpha} \quad (\text{Kleemann und Meliß 1993, S.248; BWE 2008b})$$

v_{90}	mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe [m/s]
v_{10}	Bezugswindgeschwindigkeit in Referenzhöhe [m/s]
h_{90}	Nabenhöhe: 90m
h_{10}	Referenzhöhe: 10m
α	Höhenwind-Exponent: $\alpha = 0,074$

Der Höhen- oder auch Hellmann-Exponent α hängt von der Bodenrauigkeit sowie der atmosphärischen Schichtung ab. Anhand gemessener Windgeschwindigkeiten in mindestens zwei verschiedenen Höhen kann er ermittelt werden. Auf Basis von Daten der Messplattform FINO1 wurde der Höhenexponent auf der offenen Nordsee abgeschätzt. Zwar stammen die Messdaten von FINO1 (GKSS) nicht direkt vom Standort der betrachteten OWP (siehe Abbildung 2.4), doch wird angenommen, dass die Bedingungen auf der offenen Nordsee sich zumindest hinsichtlich des Höhenexponenten genügend ähnlich sind. FINO1 liefert seit 2003 Messreihen der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen in zehnminütigen Abständen. Da die Messdaten zunehmend verlässlicher wurden, werden die neuesten Daten, also die Jahre 2005, 2006 und 2007 zur Bestimmung des Höhenexponenten herangezogen: Für jede Windgeschwindigkeitsmessung in 33m und in 90m Höhe innerhalb dieser drei Jahre wurde der Höhenexponent α ermittelt. Der Mittelwert all dieser

Höhenexponenten beträgt 0,074. Für die Umrechnung der Windgeschwindigkeit von 10m auf 90m Höhe ergibt sich so ein Faktor von 1,176.

Da die Windgeschwindigkeitsdaten eine entscheidende Eingangsgröße für die Berechnung der Volllaststunden sind, wird die Methode der Höhenumrechnung mit einer anderen Berechnungsweise überprüft, die nicht auf eigenen Berechnungen sondern auf Literaturwerten basiert: Beim logarithmischen Windprofil, das sich aus dem Windhaftungsgesetz nach Prandtl ergibt, wird der Einfluss der Bodenrauigkeit durch die Rauigkeitslänge z_0 berücksichtigt. Offenen Wasserflächen wie der Nordsee wird die Rauigkeitsklasse 0 zugeordnet, für die eine Rauigkeitslänge $z_0 = 0,0002\text{m}$ gilt.

$$v_2 = v_1 \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \quad (\text{BWE 2008d})$$

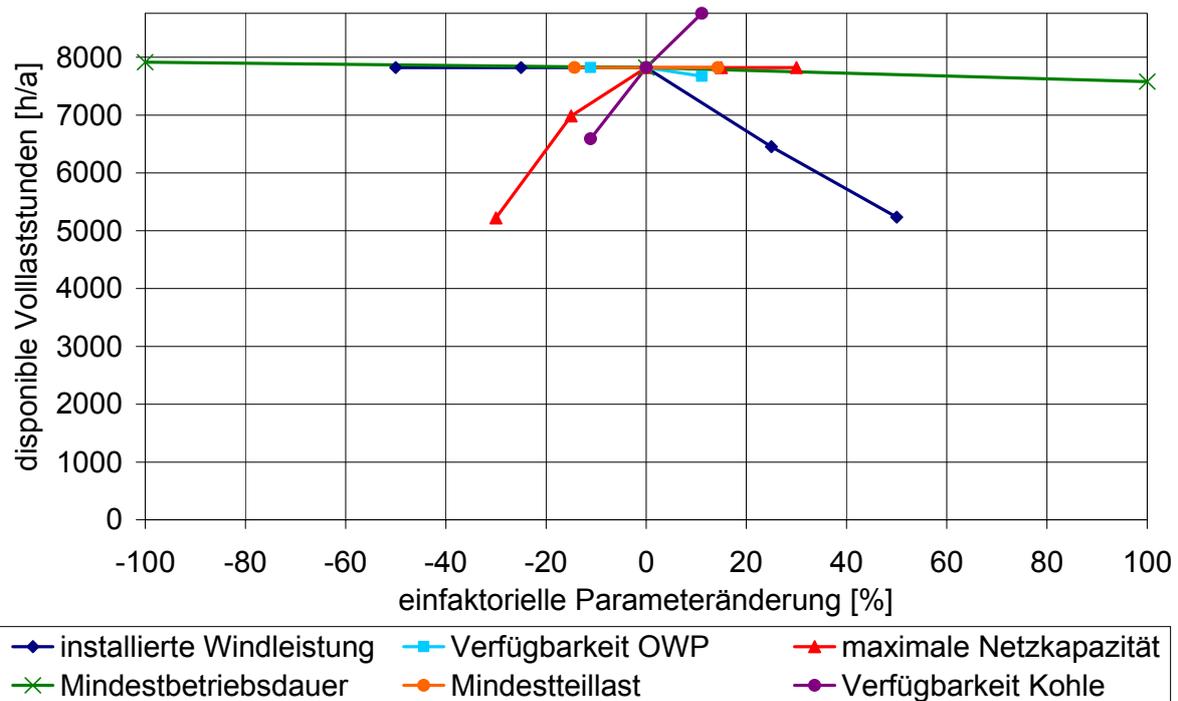
v_{90}	mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe [m/s]
v_{10}	Bezugswindgeschwindigkeit in Referenzhöhe [m/s]
h_{90}	Nabenhöhe: 90m
h_{10}	Referenzhöhe: 10m
z_0	Rauigkeitslänge

Beide Berechnungsmethoden wurden auf die Winddaten in 10m Höhe angewendet. Die Ergebnisse weichen wenig voneinander ab. Die mittlere Windgeschwindigkeit in 90m Höhe für die Wind-Zeitreihe nach der Hellmann-Höhenumrechnung ist 9,72, die nach der logarithmischen Berechnungsweise 9,94. Da die Berechnung nach Hellmann leicht geringere Werte ergibt, wurde damit weitergerechnet, um die Windgeschwindigkeit eher zu unter- als zu überschätzen.

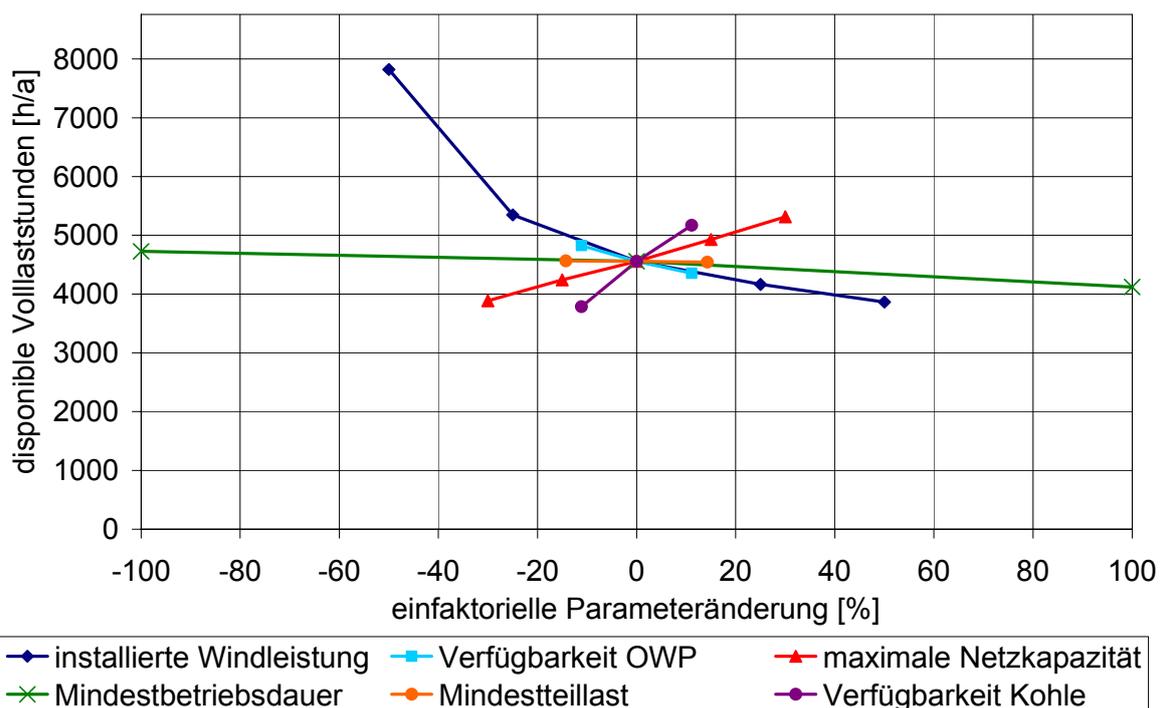
Anhang II: Sensitivitätsanalysen pro Block

Nachfolgend sind die Ergebnisse der einfaktoriellen Parametervariation pro Kohleblock jeweils für die erste Baustufe und die Endausbaustufe dargestellt.

Block 1: Erste Baustufe

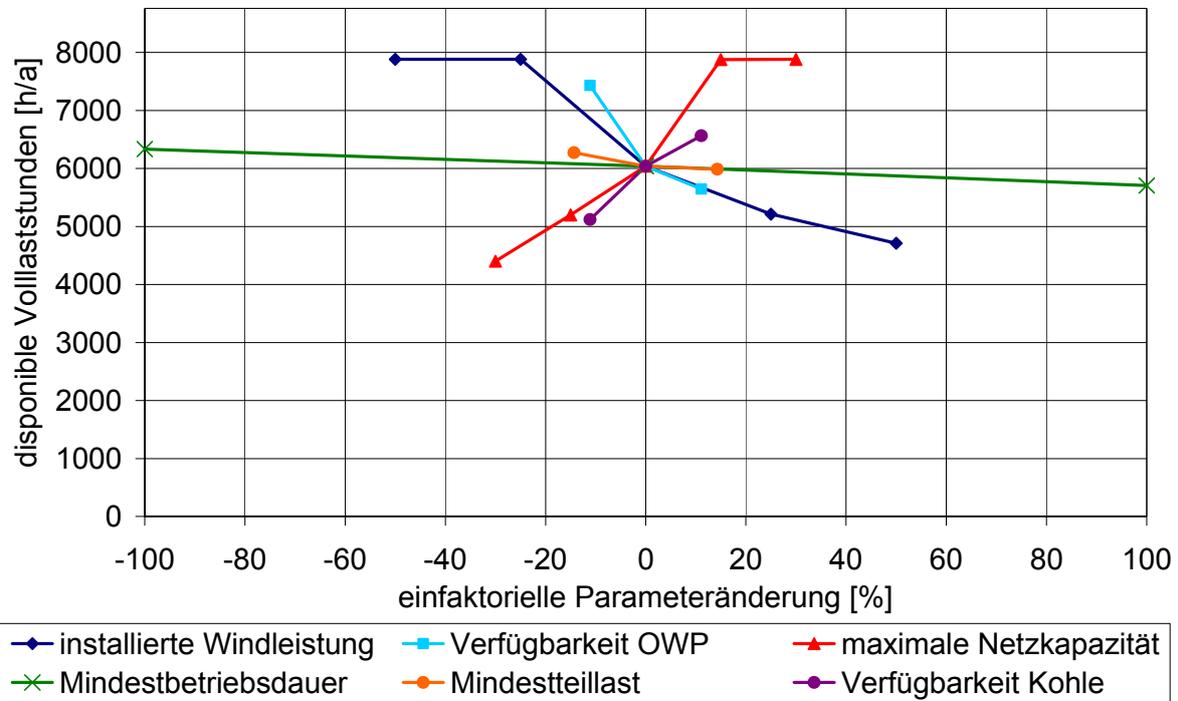


Endausbau

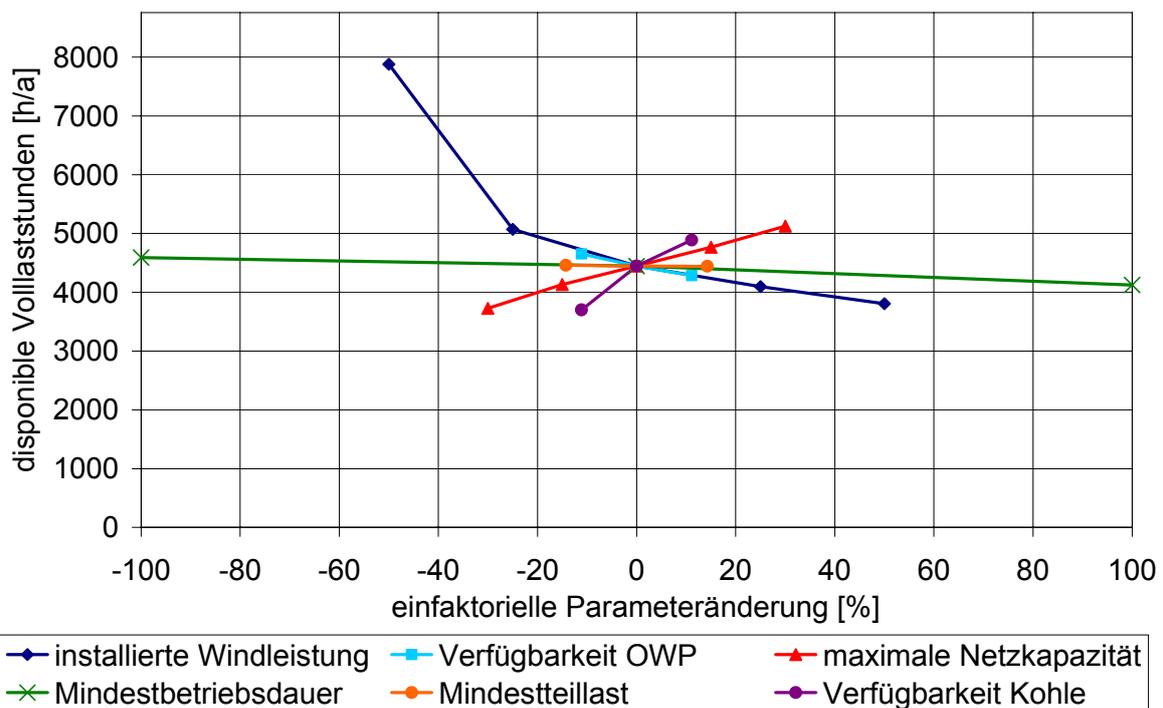


Block 2

Erste Baustufe

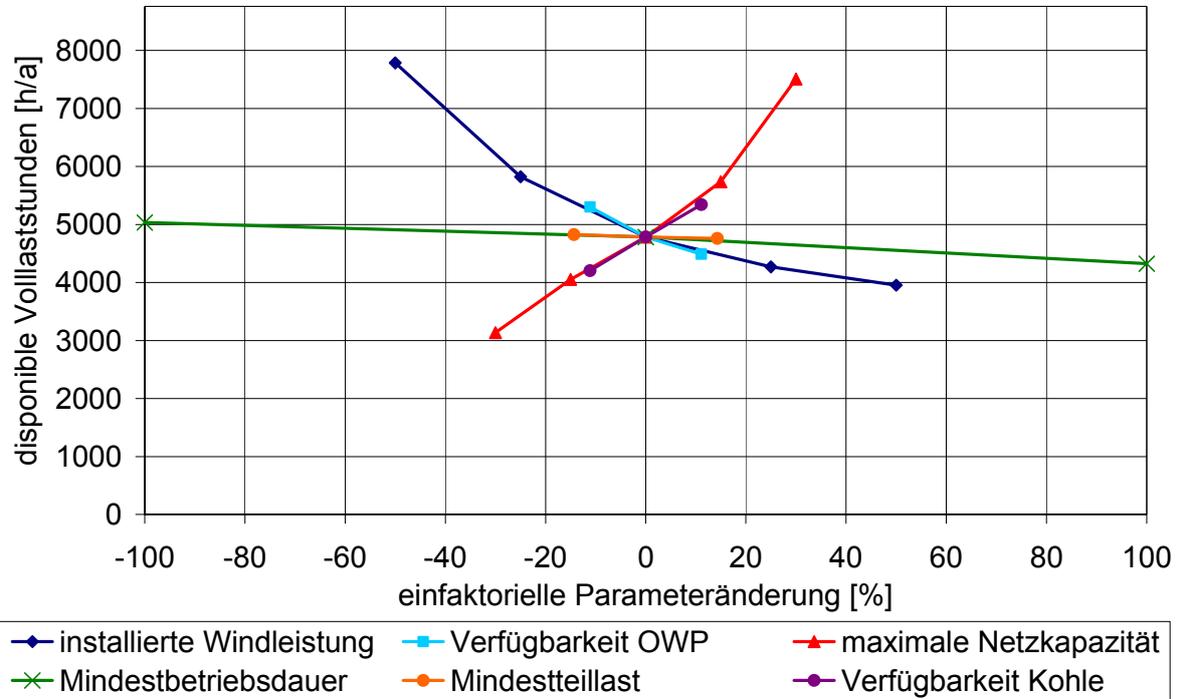


Endausbau

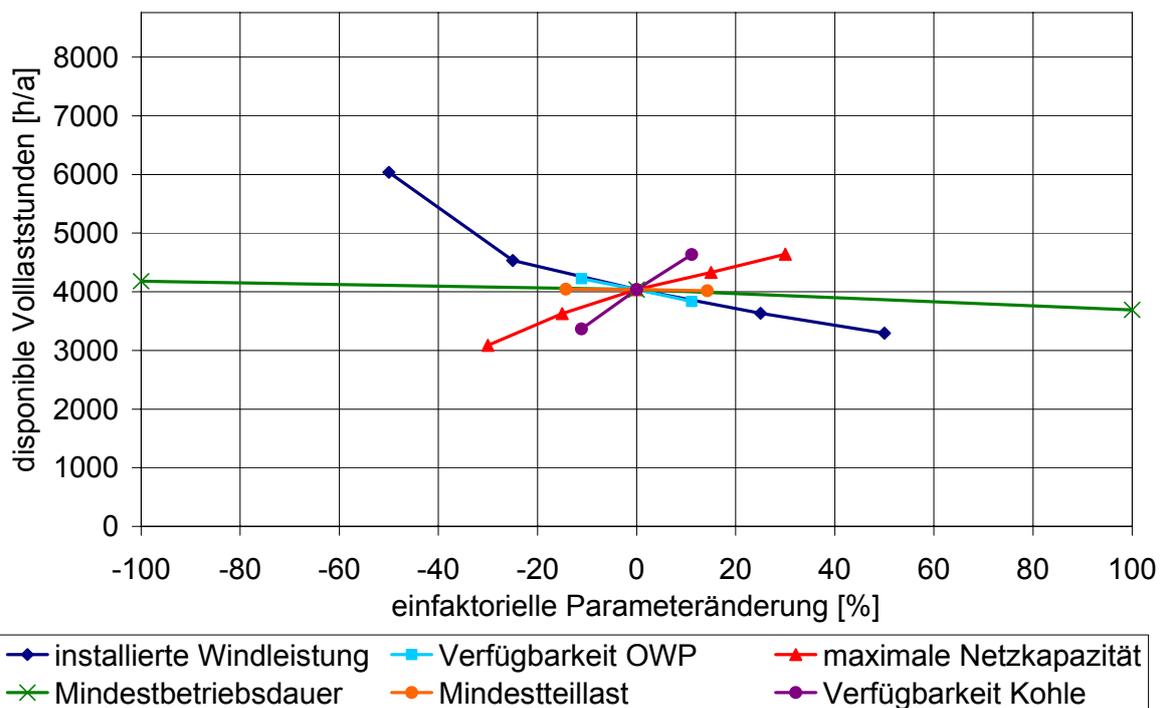


Block 3

Erste Baustufe

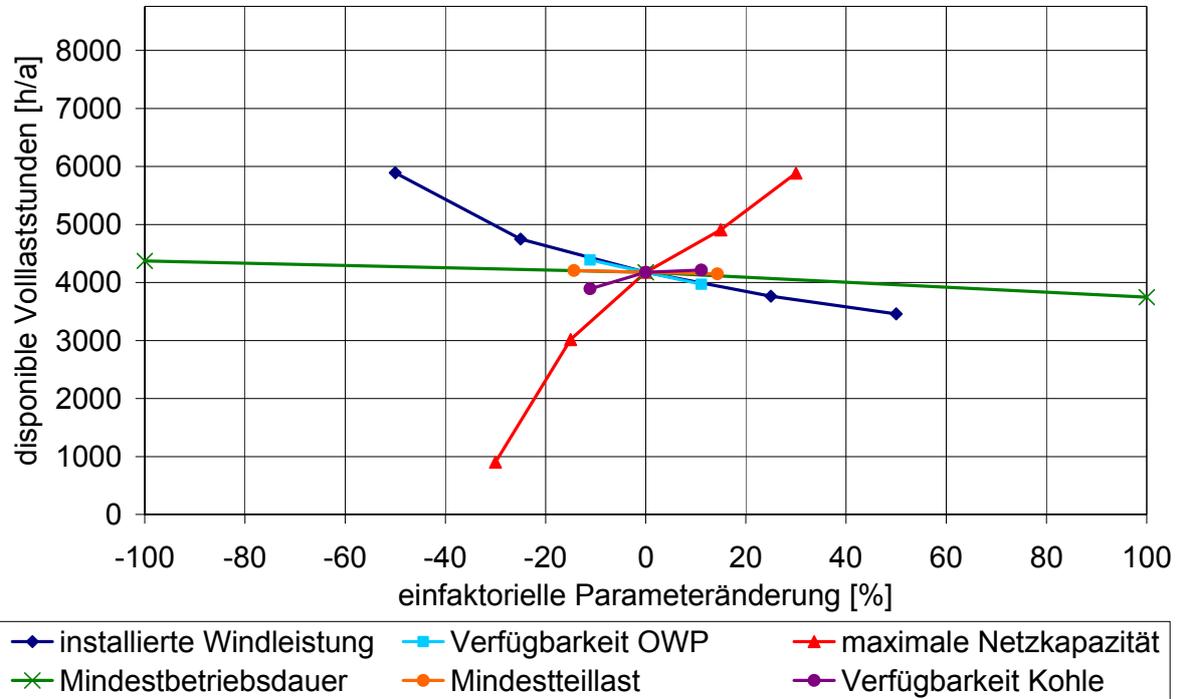


Endausbau



Block 4

Erste Baustufe



Endausbau

