

dena-Netzstudie II.

Integration erneuerbarer Energien
in die deutsche Stromversorgung im
Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.

dena-Netzstudie II.

Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025.

Inhalt:

dena-Netzstudie II – Ergebniszusammenfassung der Projektsteuerungsgruppe.

Amprion GmbH, BARD Engineering GmbH, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz GmbH, EWE Netz GmbH, Siemens AG, Stiftung Offshore – Windenergie/Offshore Forum Windenergie GbR, TenneT TSO GmbH, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer e.V. Fachverband Power Systems (VDMA Power Systems), VGB PowerTech e.V., Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI), 50Hertz Transmission GmbH – VGB PowerTech e.V. – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.

dena-Netzstudie II – Endbericht des Gutachter-Konsortiums.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln – ewi (Konsortialführung) in Zusammenarbeit mit Amprion GmbH, DEWI GmbH, EnBW Transportnetze AG, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission.

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Energiesysteme und Energiedienstleistungen
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel: + 49(0) 30 72 61 65-600

Fax: + 49(0) 30 72 61 65-699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Projektleitung:

Stephan Kohler
Annegret-Cl. Agricola
Hannes Seidl

Die dena übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet die dena nicht. Die in dem Endbericht geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen des Herausgebers übereinstimmen.

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Berlin, November 2010

**dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien
in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020
mit Ausblick 2025**

**Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse
durch die Projektsteuerungsgruppe**

**Amprion GmbH, BARD Engineering GmbH, Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und
Technologie (BMWt), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
(BDEW), EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz GmbH, EWE Netz GmbH, Siemens AG,
Stiftung Offshore –Windenergie/Offshore Forum Windenergie GbR, TenneT TSO
GmbH, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Bundesverband
WindEnergie e.V. (BWE), Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer e.V.
Fachverband Power Systems (VDMA Power Systems), VGB PowerTech e.V.,
Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI),
50Hertz Transmission GmbH**

1 Hintergrund

In Deutschland und Europa wurden die energiepolitischen Weichenstellungen für eine grundlegende Umgestaltung der Energieversorgungssysteme gestellt. Die Umsetzung einer erfolgreichen Klimaschutzstrategie im Einklang mit den Zielsetzungen Versorgungssicherheit sowie Wirtschaftlichkeit im Rahmen liberalisierter Energiemärkte in Europa charakterisiert die gesteckte Aufgabe. Damit eng verbunden sind die energiepolitischen Zielsetzungen für einen forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromversorgung in Deutschland, die insbesondere auch mit einem kontinuierlichen Ausbau der Windenergienutzung verbunden sind.

Diese Ziele können nur dann erreicht werden, wenn die Integration der erneuerbaren Stromerzeugung gemeinsam mit dem konventionellen Kraftwerkspark im Kontext eines zunehmenden europaweiten Stromhandels optimiert werden. Die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windenergie, aber auch der Photovoltaik, machen zusätzliche Anforderungen an die Auslegung und Betriebsweise der Stromübertragungsnetze, Anpassungen bei anderen Stromerzeugungsanlagen sowie Forderungen an die Flexibilisierung des Gesamtsystems erforderlich.

Bereits im Frühjahr 2005 wurde die Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland“ (so genannte dena-Netzstudie I) veröffentlicht, die im Auftrag eines breiten Akteurskreises unter Leitung der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) von einem Gutachterkonsortium erstellt wurde. Die dena-Netzstudie I untersuchte den notwendigen Ausbau der Stromübertragungsnetze für die Nutzung von 20 % erneuerbarer Stromerzeugung bis zum Jahr 2015. Als Ergebnis wurden trassenkonkrete Netzverstärkungsmaßnahmen und ein Ausbaubedarf von 850 km neuen Leitungstrassen bis 2015 im deutschen Übertragungsnetz ermittelt. Die gemäß der dena-Netzstudie I benötigten Trassen sind in das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG 2009) als vordringlich umzusetzende Vorhaben eingeflossen.

In Verbindung mit der Fortschreibung der europäischen Klimaschutzziele beschloss die Bundesregierung in 2007 den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 25 bis 30 Prozent zu steigern. Das Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 bekräftigt die Zielsetzung, den Anteil erneuerbarer Energien in allen Bereichen der Energieversorgung weiter deutlich zu steigern, und legt für den Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung eine Zielmarge von 35 % bis zum Jahr 2020 zugrunde.

2 dena-Netzstudie II: Rahmen und Zielsetzung

Zielsetzung der dena-Netzstudie II ist es, geeignete Systemlösungen für das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem (bis 2020 mit Ausblick 2025) zu untersuchen, um einen Anteil von 39 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in das Übertragungsnetz in Deutschland bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungssicherheit und Berücksichtigung der Auswirkungen des liberalisierten

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

europäischen Energiemarkts vollständig zu integrieren. In der dena-Netzstudie II werden die in der dena-Netzstudie I ermittelten Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen als realisiert zugrunde gelegt¹.

Ein relativ weit in die Zukunft gerichteter und sehr breit angelegter, systemorientierter Blick wird gewählt, um energiepolitische und energiewirtschaftliche Entscheidungen mit einer mittel- bis langfristigen Tragweite strategisch vorzubereiten und hierfür neuartige technische Lösungen richtig einzuordnen. Die dena-Netzstudie II geht über eine reine Ermittlung des Netzausbaubedarfs deutlich hinaus. Es werden sowohl nachfrageseitige Maßnahmen zur Lastverlagerung als auch neue Speichertechnologien untersucht, die geeignet sind, das Gesamtsystem zu optimieren.

Die dena-Netzstudie II ist in drei Hauptteile untergliedert, die eng miteinander verzahnt sind:

- Generierung von Zeitreihen der Stromeinspeisung aus Windenergie und Photovoltaik
- Anforderungen und Optionen bzgl. des Ausbaus der Übertragungsnetze (380 kV Höchstspannungsebene)
- Vollständige Integration der Stromerzeugung aus Windenergie und anderer erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung der Erhöhung der Flexibilität auf der Angebots- und Nachfrageseite im Elektrizitätssystem

Die dena-Netzstudie II wurde unter maßgeblicher Einbindung des Bundesministeriums für Umwelt, Reaktorsicherheit und Naturschutz (BMU) und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) branchenübergreifend erstellt und finanziert². Zusätzlich haben Vertreter der Bundesnetzagentur (BNetzA) und von der Wirtschaftsministerkonferenz bestellte Ländervertreter³ an den Beratungen der Projektsteuerungsgruppe teilgenommen.

Die Studiererstellung erfolgte durch ein Bearbeiterkonsortium unter Leitung des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln (ewi) in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Windenergie-Institut GmbH (DEWI), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG sowie TenneT TSO GmbH. Als externe Prüfgutachter wurden Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner (Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrttechnik (DLR)) und Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler (Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen) von der Projektsteuerungsgruppe bestellt.

¹ Von den in der dena-Netzstudie I ermittelten Netzausbaumaßnahmen in Höhe von 850 km wurden bis zum Abschluss der dena-Netzstudie II rund 90 km realisiert.

² Als Träger der dena-Netzstudie II waren in der Projektsteuerungsgruppe folgende stimmberechtigte Mitglieder vertreten: Amprion GmbH, BARD Engineering GmbH, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), EnBW Transportnetz AG, E.ON Netz GmbH, EWE Netz GmbH, Siemens AG, Stiftung Offshore –Windenergie/Offshore Forum Windenergie GbR, TenneT TSO GmbH, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer e.V. Fachverband Power Systems (VDMA Power Systems), VGB PowerTech e.V., Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI), 50Hertz Transmission GmbH

³ Die Ländervertreter haben seit Oktober 2009 an den Beratungen der Projektsteuerungsgruppe teilgenommen.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Die dena hat das gesamte Studienprojekt initiiert, die Projektsteuerungsgruppe geleitet und war für das Projektmanagement verantwortlich.

Die Erarbeitung der dena-Netzstudie II wurde durch einen kontinuierlichen Dialog der Projektsteuerungsgruppe mit dem Bearbeiterkonsortium begleitet, um eine von allen Beteiligten getragene Lösung zu erarbeiten.

Die dena-Netzstudie II untersucht unter Verwendung wissenschaftlich fundierter Methoden folgende Aufgabenstellungen:

- Überprüfung der Szenarien der dena-Netzstudie I zum Windenergieausbau an Land und Offshore sowie zur Ausbautwicklung anderer erneuerbarer Energien
- Entwicklung von Ausbauszenarien für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis in den Zeitraum 2020 (mit Ausblick 2025)
- Modellierung der Kraftwerksparkentwicklung bis 2020
- Varianten zur Übertragung der Windenergieleistung aus Nord- und Ostsee in die Lastschwerpunkte
- Fortschreibung der Anschlusskonzeption für Offshore-Windparks
- Identifikation der nicht übertragbaren Leistungen, Ermittlung des notwendigen Ausbaus der Übertragungsnetze und Vergleich verfügbarer technischer Alternativen für den Netzausbau
- Prüfung des Potenzials von Freileitungsmonitoring (FLM) und von Hochtemperaturleiterseilen (TAL), um die Übertragungsleistung bestehender Freileitungstrassen im Höchstspannungsnetz zu erhöhen und zu optimieren
- Untersuchung von Flexibilisierungsoptionen bei der Integration der erneuerbaren Energien wie z.B. dem Einsatz von Speichern oder dem Potenzial von Demand-Side-Management
- Analyse der Anforderungen an Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien hinsichtlich Systemsicherheit wie z.B. Inselnetz- bzw. Schwarzstartfähigkeit

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

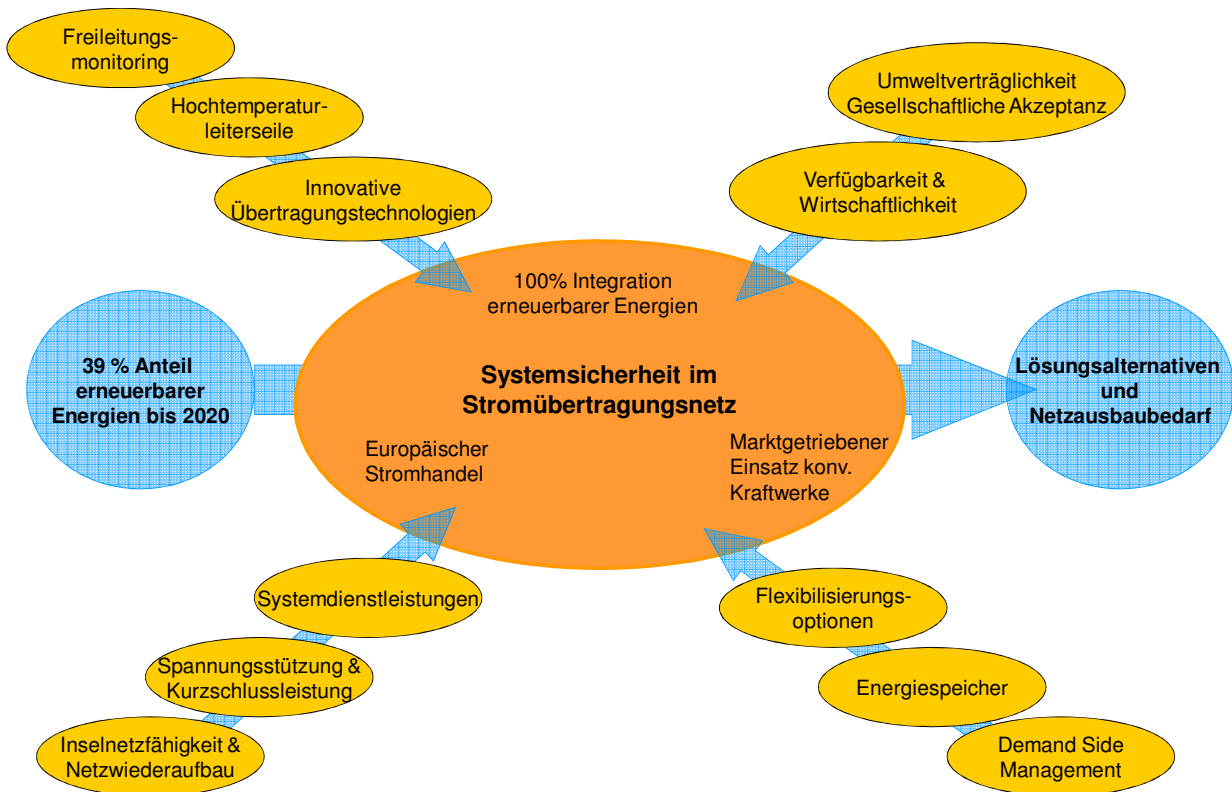


Abbildung 1: dena-Netzstudie II – schematische Skizzierung des Untersuchungsgegenstands

Zur Bearbeitung der oben dargelegten Aufgabenstellung werden folgende zentrale Annahmen für das Jahr 2020 in der Studie zugrunde gelegt:

- Planungsnetz 2015 inkl. Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen gemäß dena-Netzstudie I und unter Berücksichtigung EnLAG 2009
- Kernenergie-Ausstieg (gemäß Atomausstiegsgesetz 2000)⁴
- Vollständige Integration der erneuerbaren Energien gemäß dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2009)
- 25 % Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung bis 2020

⁴ siehe Abschnitt 10.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

- Marktgetriebener Kraftwerks- und Speichereinsatz (in Verbindung mit einer kostenoptimalen Fahrweise) und Entwicklung des Kraftwerks- und Speicherparks in der verwendeten Modellrechnung nach rein ökonomischen Gesichtspunkten
- Limitierung des europäischen Strommarkts alleinig durch die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen

Des Weiteren werden in der dena-Netzstudie II folgende Annahmen getroffen, die sich gegenüber den Zielen des Energiekonzepts vom 28.09.2010 wie folgt darstellen:

	Entwicklung der Stromnachfrage	Anteil EE ⁵ am Bruttostromverbrauch	KKW ⁶ -Kapazitäten
Annahmen der dena-Netzstudie II	bis 2020: -8 %	2020:39 %	2020: 6,7 GW ⁷
Ziele des Energiekonzepts 2010	bis 2020: -10 % bis 2050: -25 %	2020: 35 % 2030: 50 % 2050: 80 %	2020: 17,4 – 20,4 GW ⁸ 2030: 9,0 – 12,1 GW ² 2040: 0 GW ²

Tabelle 1: Gegenüberstellung zentraler Annahmen der dena-Netzstudie II und Energiekonzept 2010

3 Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien für das Jahr 2020

Die Überprüfung der Szenarien der dena-Netzstudie I für das Jahr 2007 zeigt in Summe eine hohe Übereinstimmung mit der tatsächlichen Entwicklung im Bereich der Onshore-Windenergienutzung, wobei es regional zu einzelnen Abweichungen kommt. Für die dena-Netzstudie II werden entsprechend der aktuellen Entwicklungen und Voraussagen modifizierte Ausbauszenarien der Windenergienutzung für 2015 und 2020 erstellt und ein qualifizierter Ausblick bis 2025 entwickelt. Für das Jahr 2020 werden 37 GW installierte Leistung Onshore und 14 GW installierte Leistung Offshore angenommen. Der Großteil der installierten Offshore-Windenergieleistung mit 12 GW wird für die Nordsee angenommen.

Das für die dena-Netzstudie II modifizierte Szenario unterscheidet sich gegenüber dem für die dena-Netzstudie I zugrunde gelegten Szenario durch die Ausweisung von 30 % mehr Onshore-Windenergie und einer um fünf Jahre verzögerten Entwicklung des Ausbaus der Offshore-Windenergie. Die installierte Leistung aus sonstigen erneuerbaren Energien verdoppelt sich gegenüber der dena-Netzstudie I auf ca. 25 GW bis 2020.

⁵ EE: erneuerbare Energien

⁶ KKW: Kernkraftwerk

⁷ Für die dena-Netzstudie II wurde der Ausstieg aus der Kernenergie gemäß der zu dem Zeitpunkt gültigen Gesetzeslage angenommen.

⁸ Werte gemäß Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“, Szenarios: II A und II B (12 Jahre Laufzeitverlängerung, unterschiedliche Nachrüstkosten für Kernkraftwerke).

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Im Rahmen der dena-Netzstudie II wird die zukünftige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Verbindung mit der Annahme der in der folgenden Tabelle dargelegten Erzeugungskapazitäten im Jahr 2020 prognostiziert.

Erzeugungsanlagen erneuerbare Energien	Installierte Kapazitäten	
	2015	2020
Windenergie Onshore	34.100 MW	37.000 MW
Windenergie Offshore	7.000 MW	14.000 MW
Biomasse	5.300 MW	6.200 MW
Photovoltaik ⁹	13.000 MW	17.900 MW
Geothermie	100 MW	280 MW

Tabelle 2: Installierte Erzeugungskapazitäten erneuerbare Energien in 2015 und 2020 gemäß dena-Netzstudie II

Im Rahmen der Studie wurden detaillierte viertelstündliche Zeitreihen der Windeinspeisung entwickelt. Hierfür wurden historische Wettermodelldaten ergänzt um real gemessene Windgeschwindigkeiten und entsprechend der für 2020 installierten Windkraftleistung verwendet. Die Berechnung der Stromeinspeisung aus Windenergienutzung berücksichtigt alle wichtigen Einflüsse: die zu erwartenden zukünftigen Leistungskennlinien von Windenergieanlagen, Abschattungseffekte, elektrische Verluste und Ausfallraten. Die Ergebnisse bestätigen unter anderem die Erwartung, dass für Offshore-Windenergieanlagen hohe jährliche Vollbenutzungsstunden zu erwarten sind. Für das Jahr 2020 werden für Offshore-Windenergieanlagen durchschnittlich 4.200 Volllaststunden pro Jahr erwartet. Für Onshore-Windenergieanlagen werden Vollbenutzungsstunden in Höhe von 2.200 Stunden pro Jahr in 2020 prognostiziert. Durch den weiteren Ausbau der Windenergie in Deutschland reduzieren sich relative regionale Schwankungen und insgesamt wird eine höhere Verfügbarkeit der deutschlandweiten Stromeinspeisung aus Windenergie erreicht.

Für Photovoltaik wurden ebenfalls detaillierte Einspeisezeitreihen im 15-Minutenraster und bundesländerscharf auf der Basis von Wettermodelldaten entwickelt und verwendet. Für andere erneuerbare Energien wurden Einspeisedaten angenommen, z.B. für Wasserkraft und Biomasse eine konstante Einspeisung.

⁹Die in der dena-Netzstudie II zugrunde gelegte Ausbauerwartung bzgl. installierter Erzeugungskapazitäten aus Photovoltaik basieren auf dem BMU-Leitszenario 2008. Vor dem Hintergrund der rasanten Ausbautwicklung bei Photovoltaik-Anlagen wird diese Anlagenkapazität voraussichtlich bereits in 2011 erreicht. Aktuelle Abschätzungen gehen von einem möglichen Ausbau in Höhe von rund 50.000 MW in 2020 im Bereich der Photovoltaik aus.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

4 Modellierung des Kraftwerksparks

In Verbindung mit der modellgestützten Analyse des Strommarktes im Rahmen der Untersuchungen der dena-Netzstudie II wurden bestehende Strommarktmodelle zur Ermittlung des Kraftwerksparks und seines Einsatzes verfeinert, um die ermittelten wirtschaftlichen Demand-Side-Management-Potenziale, den Speicherzubaufbau und Beiträge von Windenergieanlagen am Regelleenergiemarkt zu berücksichtigen.

Basierend auf den in der Projektsteuerungsgruppe abgestimmten energiewirtschaftlichen Eingangsdaten (z.B. Annahmen zur Primärenergiepreisentwicklung, Preise für Kraftwerkskapazitäten etc.), den bestehenden Kraftwerken sowie den 2008 im Bau befindlichen Kraftwerken werden im Zuge der Modellierung des Kraftwerksparks die in 2020 installierten konventionellen Kapazitäten ermittelt.

Die unter Berücksichtigung der Annahmen zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Verbindung mit der Modellierung des Kraftwerksparks sich ergebende installierte Erzeugungsleistung in Deutschland in 2020 wird mit der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

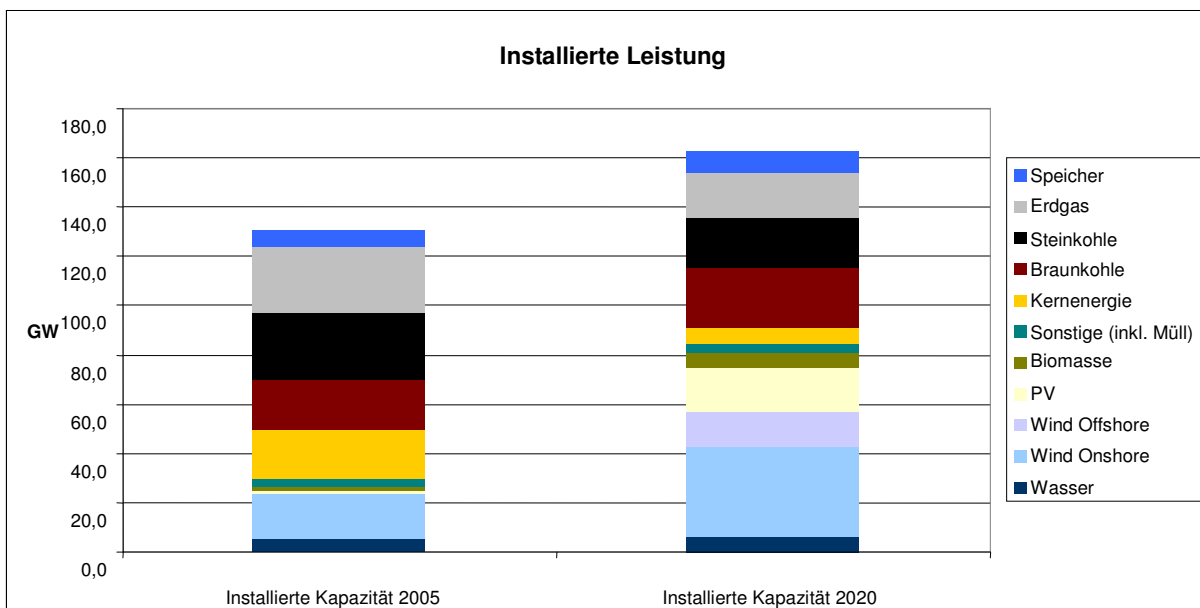


Abbildung 2: Kraftwerksparkentwicklung in Deutschland gemäß dena-Netzstudie II¹⁰

5 Netztechnische Integration der Offshore-Windenergie

Die wirtschaftlich-technische Analyse der verfügbaren Technologien für die Netzanbindung von Offshore-Windparks zeigt, dass der Anschluss der geplanten Offshore-Windparks in der Nordsee am besten durch

¹⁰Im Anhang sind die installierten Kapazitäten des Kraftwerksparks tabellarisch aufgeführt.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

selbstgeführte VSC-HGÜ-Technik und über Clusteranbindungen realisiert werden kann. Clusteranbindungen reduzieren die Kosten der Netzanbindung und minimieren gleichzeitig die Umwelteingriffe.

Für Offshore-Windparks in der Ostsee mit geringeren Leistungen und Küstenentfernungen sind ggf. auch Einzelanschlüsse auf der Basis von Drehstromkabeln die geeignetste Lösung.

So genannte Multiterminallösungen bieten die Möglichkeit, an einen Gleichspannungskreis mehrere Umrichter anzuschließen und somit mehr als zwei Verbindungen zu einem Drehstromnetz herzustellen.

In Verbindung mit so genannten Multiterminallösungen zur Verknüpfung mehrerer HGÜ-Leitungen sind darüber hinaus folgende Optionen denkbar:

- Fortsetzung der Netzanbindung an Land in die Lastzentren ggf. unter Anschluss weiterer Erzeugungsleistung.
- Aufbau von Transitleitungen zwischen Deutschland und nordeuropäischen Ländern und gleichzeitiger Netzanbindung von Offshore-Windparks. In der Ostsee sind Anschlüsse von Offshore-Windparks als Erweiterung der Interkonnektoren in Richtung Dänemark und Skandinavien denkbar. In der Nordsee wird derzeit im Auftrag der Anrainerstaaten ein mögliches Nordseenetz in den nächsten Jahren untersucht.
- Nutzung von Synergien bei der Netzanbindung verteilter Offshore-Windpark-Cluster durch die Verknüpfung und Zusammenführung der HGÜ-Netzanbindungen bis hin zur Bildung eines Offshore-Netzes.

Für die in der dena-Netzstudie II untersuchten Varianten werden für die Anbindung der Offshore-Windparks bis 2020 Seekabel mit einer Länge von insgesamt 1.550 km benötigt, für die jährliche Kosten in Höhe von 340 Mio. €¹¹ anfallen.

6 Stromübertragungsnetze: Abhängigkeit der Betriebsmittelbelastbarkeit von Umgebungstemperaturen und Technologien

Die dena-Netzstudie II berücksichtigt technische Möglichkeiten zur Erhöhung der Betriebsmittelbelastbarkeit von Freileitungstechnologien sowohl durch Einsatz von Freileitungsmonitoring (FLM) als auch durch den Einsatz von Hochtemperaturseilen (TAL). Für die zentralen Untersuchungen zur Integration der sich auf der Basis des zugrunde gelegten Erzeugungsszenarios ergebenden Einspeisungen in das Höchstspannungsnetz im Jahr 2020 werden u.a. FLM- und TAL-Variantenuntersuchungen in der dena-Netzstudie II berechnet.

¹¹ Die wirtschaftliche Bewertung schließt die Kosten für den Netzanschluss (Investitionskosten), -falls gegeben - die Kosten zur Blindleistungskompensation, die Betriebs- und Netzverlustkosten ein. Die Kosten werden als Annuitäten angegeben. Die Umrechnung von Investitionskosten auf Jahre erfolgt auf der Basis der in der Stromnetzentgeltverordnung angegebenen typischen Nutzungsdauern.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Die Strombelastbarkeit von Freileitungen wird durch deren Leiterseiltemperatur und den damit verbundenen Durchhang begrenzt. Da die für die Auslegung zugrunde gelegten normativen Wetterbedingungen (35°C Umgebungstemperatur, 0,6 m/s Windgeschwindigkeit) nur selten im Jahr erreicht werden, bestehen zeitweilig deutliche Belastbarkeitsreserven.

Bei FLM wird die Betriebstemperatur der Leiterseile überwacht, um so bei entsprechenden Witterungsbedingungen (z.B. bei Starkwind oder bei niedrigen Außentemperaturen) die Leiter stärker als bei Normbedingungen belasten zu können. Insbesondere in Zeiten starker Windenergieeinspeisung, also zu Zeiten mit hohem Übertragungsbedarf, kann mit Hilfe von FLM die Strombelastbarkeit von Freileitungen in Küstennähe um bis zu 50 %, in Norddeutschland um ca. 30 % und in Süddeutschland um ca. 15 % erhöht werden. Bei mittlerer Windenergieeinspeisung sinken diese Potenziale deutschlandweit um jeweils 10 %. Die Berücksichtigung der Auswirkungen von FLM in der Netzplanung ist sowohl in Deutschland (erste Pilotversuche) als auch international noch nicht Stand der Technik. In der Netzbetriebsplanung und im Netzbetrieb wird ein sehr vereinfachtes FLM in Form jahreszeitabhängiger Strombelastbarkeiten europaweit bereits vereinzelt eingesetzt. Die Nutzung von Online-Wetterdaten im Netzbetrieb erfolgt bisher in Deutschland und in Europa nur in Einzelfällen.

Leiterseile aus hochtemperaturfestem Aluminium (TAL) sind auf Betriebstemperaturen von 150°C und mehr ausgerichtet, so dass eine 50 % höhere Belastbarkeit gegenüber den heute standardmäßig eingesetzten Leiterseilen mit einem Limit von 80°C Betriebstemperatur erreicht werden kann. Diese Leiterseile werden als Hochtemperaturleiter bezeichnet und sind Stand der Technik, wenngleich die dazugehörige Normung noch durchgängig erfolgen muss. Es bedarf weiterer Untersuchungen, um zu prüfen, ob die erhöhte Strombelastbarkeit unter Berücksichtigung aller Randbedingungen in vollem Umfang genutzt werden kann, denn die Erhöhung des zulässigen Stroms allein kann nicht pauschal mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität gleichgesetzt werden.

Da der flächendeckende Einsatz von FLM und TAL jeweils wirtschaftlich als nicht Ziel führend ausgewiesen wird, wird erwartet, dass großmaßstäbliche Kombinationen dieser beiden Optionen nicht zu günstigeren Werten führen würden als die Basisvariante ausweist. Im Einzelfall ist jedoch nicht ausgeschlossen, dass bei der konkreten Trassenplanung unter Berücksichtigung der meteorologischen Verhältnisse sowie des jeweils aktuellen Stands der Technik auch die Kombination von FLM und TAL einen Beitrag zur Deckung des zusätzlichen windbedingten Übertragungsbedarfs leisten kann.

7 Auswirkungen auf das Übertragungsnetz: nicht übertragbare Leistungen und Netzausbaubedarf

Ein zentrales Ziel der Untersuchungen der dena-Netzstudie II ist die Ermittlung des Anpassungsbedarfs im deutschen Übertragungsnetz infolge der erwarteten Entwicklung für den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergienutzung, im Zeitraum 2015 bis 2020 (mit Ausblick 2025) in Verbindung mit den Anforderungen des europäischen Stromhandels und einer marktgetriebenen, optimalen Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks. Hierfür sollen strategische Integrations-

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

lösungen erarbeitet werden, mit denen in Übereinstimmung mit den europäischen und nationalen Regelwerken das bestehende hohe Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland auch zukünftig gewährleistet werden kann.

Für die Untersuchungen der Auswirkungen auf das Übertragungsnetz kommt eine vereinfachte Leistungsflussberechnung mit dem PTD-Verfahren in der dena-Netzstudie II zum Einsatz. Das Verfahren mittels PTD (Power Transfer Distribution Factors) hat das Ziel, Leistungsflüsse des Systems nicht iterativ, sondern quasi-analytisch zu bestimmen. Der PTD-Faktor repräsentiert das Verhältnis zwischen dem jeweiligen real auftretenden Strom- bzw. Leistungsfluss und dem Energiefluss des Leistungsaustausches zwischen zwei Knoten A und B innerhalb des Übertragungssystems.

Mit der prognostizierten Belastungssituation 2020 und auf der Basis des bis 2015 als in Deutschland realisiert vorausgesetzten Übertragungsnetzes ergeben sich für das in der dena-Netzstudie II zugrunde gelegte Erzeugungsszenario (einschließlich Demand-Side-Management) an 70 % aller Grenzen zwischen benachbarten Regionen deutliche, nicht übertragbare Leistungen. In einigen Fällen liegen diese in der Größenordnung von 2 GW bis 4 GW.

Anhand der ermittelten Erzeugungsdaten und der typischen Lastkurven wurde eine Marktsimulation durchgeführt und mit der Leistungsflussberechnung gemäß PTD-Verfahren verknüpft. Für die Leistungsflussberechnung in der dena-Netzstudie II wird ein Regionenmodell für das deutsche Übertragungsnetz zugrunde gelegt, das Deutschland in 18 Regionen aufteilt. Hierfür werden die Einspeiseleistungen aus den Offshore-Gebieten den benachbarten Regionen entsprechend ihren vorgesehenen Anschlusspunkten zugeordnet. Die Leistungsflussberechnung im Übertragungsnetz 2015 mit der Belastungssituation 2020 führt zu einer Ermittlung des resultierenden Übertragungsbedarfs zwischen den deutschen Regionen und dem benachbarten Ausland einschließlich der Ausweisung nicht übertragbarer Leistungen zwischen benachbarten Regionen.

In Verbindung mit der Identifikation der nicht übertragbaren Leistung im Übertragungsnetz werden verschiedene Integrationslösungen unter Berücksichtigung von Flexibilisierungsoptionen durch Speichereinsatz untersucht. Die Untersuchungen der dena-Netzstudie II werden für drei zentrale Varianten im Hinblick auf die Integration der identifizierten nicht übertragbaren Leistungen durchgeführt:

- Integration durch Netzausbau (Variante 000)
- 50 % Speicherung der nicht übertragbaren Leistung in der Engpassregion (Variante 050)
- 100 % Speicherung der nicht übertragbaren Leistung in der Engpassregion (Variante 100)

Zusätzlich zu diesen drei Varianten untersucht die dena-Netzstudie II die Einsatzmöglichkeiten von Freileitungsmonitoring (FLM) und Hochtemperaturleiterseilen (TAL) im Höchstspannungsübertragungsnetz. Unter Berücksichtigung dieser Annahmen für die Freileitungsbelastbarkeit werden zur Identifikation der nicht übertragbaren Leistungen folgende Varianten unterschieden:

- Basisnetz mit „Standardübertragungsfähigkeit“ (BAS)

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

- Freileitungsmonitoring (FLM)
- Hochtemperaturleiterseile (TAL)

Die drei zentralen Varianten „Integration durch Netzausbau (Variante 000)“, „50 % Speicherung der nicht übertragbaren Leistung (Variante 050)“ und „100 % Speicherung der nicht übertragbaren Leistung (Variante 100)“ werden jeweils mit den Varianten für die Annahmen der Freileitungsbelastbarkeit verknüpft. Insgesamt untersucht somit die dena-Netzstudie II unter Berücksichtigung der oben dargelegten Annahmen für die Freileitungsbelastbarkeit und die Flexibilisierung durch Speichereinsatz auf Gesamtsystemebene neun Varianten für die Integration des für 2020 zugrunde gelegten Erzeugungsszenarios in das deutsche Übertragungsnetz. Die neun Variantenuntersuchungen liefern Ansätze für eine Optimierung des Gesamtsystems.

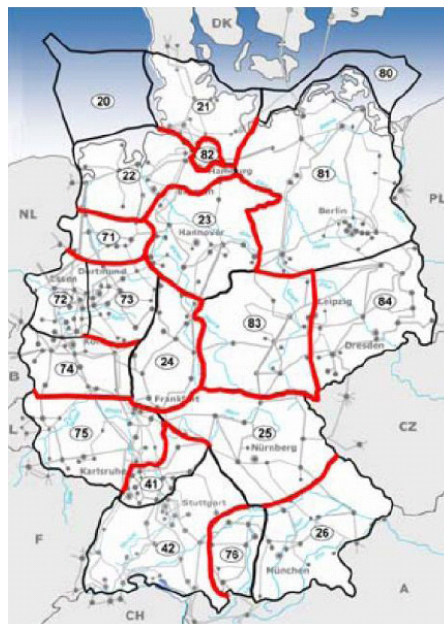


Abbildung 3: Regionengrenzen mit nicht übertragbaren Leistungen

Auf der Basis der ermittelten nicht übertragbaren Leistungen werden zusätzlich benötigte Netzkapazitäten zwischen benachbarten Regionen für die oben beschriebenen Varianten berechnet. Die Optimierung hinsichtlich eines in Summe minimalen Netzausbaubedarfs erfolgt dabei für die verschiedenen Variantenuntersuchungen auf Gesamtsystemebene.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

- Im Jahr 2020 ergibt sich im Basisszenario ohne Speichereinsatz (BAS 000) ein Netzzubaubedarf von 3.600 km Trassenlänge. Die Kosten betragen für diesen Lösungsansatz 0,946 Mrd. €/a¹².
- Wegen der nur zeitweise erhöhten Strombelastbarkeit der Betriebsmittel verbleibt auch bei der Untersuchungsvariante Freileitungsmonitoring (FLM 000) ein Netzzubaubedarf von 3.500 km neuer Höchstspannungstrassen. Der Zugewinn an Übertragungsfähigkeit durch FLM reduziert das Gesamtvolumen an neu zu errichtenden Übertragungsstrecken um 100 km. Die Kosten für diesen Lösungsansatz betragen 0,985 Mrd. €/a. Zusätzlich ergibt sich für diese Untersuchungsvariante die Notwendigkeit, für den Einsatz von FLM bestehende Freileitungstrassen über eine Trassenlänge von 3.100 km zu modifizieren (d.h. baulich anzupassen).
- In der Untersuchungsvariante Hochtemperaturleiterseile (TAL 000) unter Berücksichtigung des Einsatzes von TAL-Leitern ergibt sich ein Netzzubaubedarf von 1.700 km neuer Trassen, bei gleichzeitigem Bedarf, 5.700 km bestehende Trassen auf Hochtemperaturleiter umzurüsten. Bei der Umrüstung bestehender Leitungen auf TAL sind höhere Seilkosten, Mastmodifikationen und Provisorien während der Umrüstung notwendig, so dass die Kosten der Umrüstung in der Größenordnung eines Neubaus einer konventionellen Leitung liegen. Insgesamt betragen die Kosten für diesen Lösungsansatz 1,617 Mrd. €/a. Die im Vergleich zur Basisvariante (BAS 000) deutlich höheren Kosten werden auch durch die infolge des TA-Leitereinsatzes bedingten höheren Netzverluste (Übertragungsverluste) verursacht.

Variante	Bedarf Trassenzubau im Übertragungsnetz	zu modifizierende Trassenlängen	Kosten ¹³
BAS 000	3.600 km	0 km	0,946 Mrd. €/a
FLM 000	3.500 km	3.100 km	0,985 Mrd. €/a
TAL 000	1.700 km	5.700 km	1,617 Mrd. €/a

Tabelle 3: Überblick über den Netzzubau- und Netzmodifikationsbedarf für die drei Untersuchungsvarianten zur Freileitungsbelaubarkeit ohne Berücksichtigung von Speichereinsatz

Geeignete Varianten zur Stromübertragung

Für die Realisierung der Integration der nicht übertragbaren Leistungen in das Höchstspannungsnetz und den damit verbundenen Netzausbaubedarf werden verschiedene zur Verfügung stehende techno-

¹² Die wirtschaftliche Bewertung der untersuchten Varianten einschließlich der weiteren Sensitivitätsvarianten schließt neben den Kosten für den Netzausbau (Investitionskosten) auch die Kosten zur Blindleistungskompensation, die Betriebs- und Netzverlustkosten sowie die Anschlusskosten für die Offshore Windparks mit ein. Die Kosten werden als Annuitäten angegeben. Die Umrechnung von Investitionskosten auf Jahre erfolgt auf der Basis der in der Stromnetzentgeltverordnung angegebenen typischen Nutzungsdauern.

¹³ inklusive Anschluss der Offshore Windparks, Leitungsverluste und Blindstromkompensation.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

logische Alternativen untersucht. Die dena-Netzstudie II analysiert die Eignung und das Entwicklungspotential der verschiedenen Technologien für die Übertragung hoher elektrischer Leistung an Land und zur Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen.

Folgende Stromübertragungstechnologien werden betrachtet:

- Konventionelle 380 kV Drehstromfreileitungen
- 800 kV Drehstromfreileitungen
- Erdverlegte 380 kV Drehstromkabel
- Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) auf der Basis von Freileitungen
- Erdverlegte HGÜ-Kabel
- Gasisolierte Leiter (GIL)

Für die Übertragung an Land wird eine Methodik zur Bewertung und zum strukturierten Vergleich bezüglich verfügbarer technischer Eigenschaften, Wirtschaftlichkeit, Umwelteinwirkungen und Systemverhalten / Systemkompatibilität der verschiedenen Übertragungstechnologien entwickelt und beispielhaft für vier abstrahierte, d.h. nicht projektkonkrete Punkt-zu-Punkt Übertragungsaufgaben angewendet. Hierfür werden folgende abstrahierte Übertragungsaufgaben untersucht:

- Übertragungsleistung: 1.000 MW Entfernung: 100 km
- Übertragungsleistung: 1.000 MW Entfernung: 400 km
- Übertragungsleistung: 4.000 MW Entfernung: 100 km
- Übertragungsleistung: 4.000 MW Entfernung: 400 km

Die Technologien mit Freileitung erweisen sich für alle exemplarisch untersuchten Übertragungsaufgaben als die eher geeigneten Lösungen. Für kleine Übertragungsleistungen (1.000 MW) und kürzere Trassenlängen (100 km) ergibt sich für die konventionelle 380 kV Drehstromfreileitung die beste Bewertung. Bei den drei weiteren exemplarischen Aufgaben erweisen sich oft mehrere Übertragungstechnologien als nahezu gleichwertig, bei Trassenlängen von mehr als 400 km oder noch höheren Leistungen kommen verstärkt die Vorteile der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) zum Tragen.

Die in der dena-Netzstudie II dargelegten exemplarischen Bewertungen der zur Verfügung stehenden Übertragungstechnologien können nicht generalisiert werden. Die bereitgestellte Methodik ist vielmehr als Bewertungsinstrumentarium zu verstehen. Für die Planungen konkreter Trassen im Übertragungsnetz müssen die Bedingungen des jeweiligen Vorhabens mit den Bewertungskriterien analysiert werden, um die geeignetste Übertragungstechnologie für den Einzelfall zu ermitteln.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Sensitivitätsvariante Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten

Pumpspeicherkraftwerke können einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem leisten. Insbesondere tragen sie zur Bereitstellung von Spitzenlastkapazität und zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems bei. Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich durch eine hohe Systemqualität im Hinblick auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit aus.

In einer Sensitivitätsvariante untersucht die dena-Netzstudie II die Wirkungen erhöhter Leistungen aus Pumpspeicherkraftwerken in Süddeutschland, Österreich und der Schweiz im Hinblick auf die Netzintegration der ermittelten nicht übertragbaren Leistungen. Für Deutschland wird für diese Betrachtung eine um 1.700 MW erhöhte Pumpspeicherkraftwerksleistung bis 2020 zugrunde gelegt.

Im Ergebnis ergibt sich ein Netzzubaubedarf von ca. 4.200 km Trassenlänge zur Netzintegration der identifizierten nicht übertragbaren Leistung. Die Kosten betragen für diese Sensitivitätsvariante 1,017 Mrd. €/a.

Sensitivitätsvarianten zur Integration der nicht übertragbaren Leistung unter Nutzung verschiedener Übertragungstechnologien

Zusätzlich zu den oben dargestellten neun Variantenuntersuchungen zur Integration der ermittelten nicht übertragbaren Leistungen an den Regionengrenzen wird der zukünftige Netzausbaubedarf in weiteren Sensitivitätsvarianten mit Hilfe alternativer Übertragungstechnologien untersucht.

- In einer Sensitivitätsvariante (VSC 1) wird ein vermaschtes Gleichspannungs-Overlaynetz untersucht, das mit selbstgeführter VSC-HGÜ-Technik und auf der Basis erdverlegter Kabel aufgebaut ist. Diese Lösung ergibt einen Zubaubedarf von 3.400 km neuen Trassen und liegt mit Kosten von 1,994 Mrd. € pro Jahr nochmals deutlich höher als das Basisszenario und das TAL-Szenario.

Sofern die Gleichspannungstrassen nicht als vermaschtes Netz, sondern in Form von einzelnen Punkt-zu-Punkt Verbindungen aufgebaut werden, erhöhen sich die Kosten auf 2,715 Mrd. € pro Jahr. Der Zubaubedarf beträgt ebenfalls 3.400 km neue Trassen. Das ist das Ergebnis einer weiteren Sensitivitätsvariante mit VSC-HGÜ-Technik (VSC 2).

Im Rahmen dieser Sensitivitätsvarianten wird gleichzeitig die Möglichkeit einer Erdverkabelung des benötigten Netzausbaus geprüft. Die Umsetzung eines Gleichspannungsnetzes wäre auch auf der Basis von Freileitungen möglich. Diese Ausführungsmöglichkeit wurde nicht in Sensitivitätsvarianten untersucht.

- Eine weitere Sensitivitätsvariante untersucht eine Hybridlösung, bei der eine Fernübertragungstrecke (Overlay-Trasse) mit hoher Leistung (4.400 MW) über 824 km von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg verläuft, um die Hauptübertragungslast von Nord nach Süd zu transportieren. Für die verbleibenden Übertragungsaufgaben werden zusätzlich 3.100 km Freileitungstrassen benötigt. Die Kosten liegen bei 1,297 Mrd. € pro Jahr.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Auswirkungen der Kosten des Ausbaus des Übertragungsnetzes auf die Netznutzungsentgelte

Der Vergleich der Optimierungsmaßnahmen in der Betriebsführung¹⁴ zeigt, dass im Basisszenario (BAS 000) die Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden von 5,8 ct/kWh auf 6 ct/kWh steigen würden, im teuersten berechneten Fall (Szenario TAL 100¹⁵) lägen die Entgelte bei 6,3 ct/kWh. Hierin sind Kosten für ggf. weitere notwendige Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz nicht enthalten.

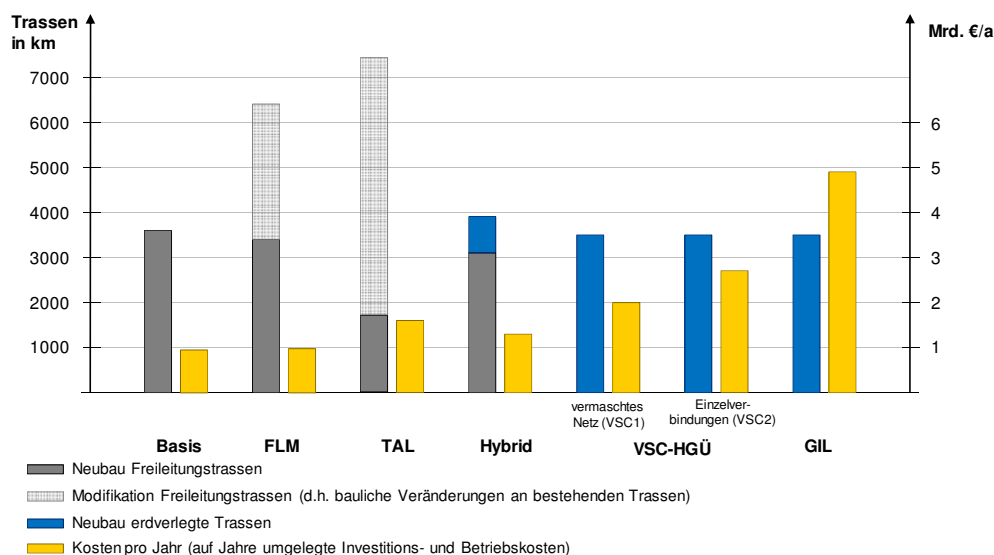


Abbildung 4: Ermittelter Netzausbau und jährliche Kosten für die untersuchten Varianten

Die Untersuchung zeigt, dass für die Zielerreichung (Integration der erneuerbaren Energien, Optimierung des Kraftwerksparks, europäischer Stromhandel) eine deutliche Optimierung des Verbundnetzes und der Bau neuer Höchstspannungstrassen notwendig werden.

Der in der dena-Netzstudie II mit Hilfe des Regionenmodells ausgewiesene Netzausbaubedarf muss im nächsten Schritt durch ergänzende netzplanerische Untersuchungen detailliert werden, um die erforderlichen Grundlagen als Voraussetzung für eine zügige Realisierung zu schaffen.

Die dena-Netzstudie II zeigt das technisch-wirtschaftliche Potenzial von FLM, TAL sowie verschiedener alternativer Übertragungstechnologien zur Drehstromfreileitung. Bei zukünftigen Netzausbau-

¹⁴ Dieser Vergleich erfasst mithin nicht die Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte für den Einsatz der betrachteten Sensitivitätsvarianten (z. B. Hybrid, VSC 1, VSC 2).

¹⁵ TAL 100: Untersuchungsvariante, bei der der Netzausbaubedarf unter Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen (TAL) und der Bereitstellung einer Speicherkapazität in Höhe von 100 % der identifizierten nicht übertragbaren Leistung in der Engpassregion ermittelt wird. Diese Untersuchungsvariante wird in dieser Ergebniszusammenfassung nicht detailliert dargestellt.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

planungen sollten alle zur Verfügung stehenden Optionen gegeneinander abgewogen werden, um die jeweils für den Einzelfall technisch-wirtschaftlich optimale Lösung unter Berücksichtigung der gegebenen Randbedingungen zu finden.

8 Flexibilisierungsoptionen im Elektrizitätssystem

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien werden zunehmend Möglichkeiten benötigt, auf fluktuierende Erzeugung im Stromversorgungssystem flexibel zu reagieren und geeignete Flexibilisierungsmaßnahmen unter Maßgabe einer Systemoptimierung zu nutzen. In diesem Zusammenhang untersucht die dena-Netzstudie II folgende Flexibilisierungsoptionen:

- Marktgetriebener Einsatz von Speichern zur Netzentlastung
- Potenziale und ihre Marktintegration von Demand-Side-Management (DSM)
- Wirkung einer zukünftig verbesserten Prognosegüte der Windstromeinspeisung
- Bereitstellung von Regelennergie durch Windenergieanlagen
- Technische Potenziale der Bereitstellung von Regelennergie durch Biomasseanlagen

Die Studie untersucht, welche Speichertechnologien zur Verfügung stehen, in welchem Umfang Potenziale für DSM in Deutschland bestehen und inwieweit diese dazu beitragen können, Netzengpässe zu reduzieren. Des Weiteren wird die Bereitstellung von Regelennergie durch Windenergie- und Biomasseanlagen sowie die Wirkung einer verbesserten Prognosegüte der Windstromeinspeisung betrachtet.

Alle oben genannten Flexibilisierungsoptionen – mit Ausnahme der technischen Potenziale zur Bereitstellung von Regelennergie durch Biomasseanlagen – werden für die Untersuchungen zur Netzintegration der identifizierten nicht übertragbaren Leistungen in Verbindung mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs zugrunde gelegt (vgl. Abschnitt 7).

Einsatz großtechnischer Stromspeicher zur Integration nicht übertragbarer Leistungen

Stromspeicher unterstützen die Integration erneuerbarer Energien, indem sie nicht integrierbare Erzeugungsleistung aufnehmen, zur Residuallastglättung beitragen und flexibel Regelennergie bereitstellen können. In diesem Sinn wird sich in Zukunft die Bedeutung von Speichern bei der Integration erneuerbarer Energien noch verstärken. Die dena-Netzstudie II untersucht, inwieweit Speicher auch geeignet sind, den Netzausbaubedarf zu reduzieren.

Abgeleitet von den Grundvarianten zur Netzintegration der identifizierten nicht übertragbaren Leistung (BAS 000, FLM 000 und TAL 000) werden Varianten untersucht, um die Netzintegrationswirkung zusätzlicher, frei am Markt agierender Speicher zu betrachten. In diese Variantenuntersuchungen werden Speicher nördlich des schwerpunktmäßigen Verlaufs der ermittelten Netzengpässe angenommen. In den jeweiligen Variantenuntersuchungen der dena-Netzstudie II sind die Speicher so dimensioniert, dass die

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

identifizierte nicht übertragbare Leistung zur Hälfte (Speichervariante 050) bzw. vollständig (Speichervariante 100) aufgenommen werden kann.

Im Ergebnis zeigt sich, dass unter Berücksichtigung des zugrunde gelegten Untersuchungsrahmens nach bestehenden Marktregeln betriebene Speicher nur unwesentlich zur Netzintegration der identifizierten nicht übertragbaren Leistungen beitragen. Als zusätzliche Energiequellen bzw. Energiesenken auf dem Strommarkt verschieben Stromspeicher in Verbindung mit einem marktbasierten Einsatz auch die Erzeugungscharakteristik konventioneller Kraftwerke. Dies führt im Netz zu veränderten Stromflüssen, in deren Folge wiederum nicht übertragbare Leistungen an den Regionengrenzen entstehen. Da Strommarkt und Netzbetrieb weitgehend wirtschaftlich entkoppelt sind, führt das wirtschaftlich optimale Verhalten von Speichern auf dem Strommarkt nicht zwingend zu einem Netzengpässe entlastenden Verhalten.

Die Simulation der Kraftwerksparkentwicklung zeigt zusätzlich, dass ein Zubau von Druckluft- und Wasserstoffspeichern unter Wirtschaftlichkeitsaspekten und den bestehenden Marktregeln trotz zunehmender Volatilität der Erzeugung und den damit verbundenen Strompreisschwankungen bis 2020 marktgetrieben nicht erfolgen wird. Auch bei einer zusätzlichen Berücksichtigung einer kostenfreien Einspeicherung anderweitig nicht integrierbarer Erzeugungsleistung erweisen sich diese Speicher im Ergebnis der Untersuchungen der dena-Netzstudie II als nicht wirtschaftlich.

Flexibilisierung durch Erschließung von Demand-Side-Management-Potenzialen

Die Steuerung der Stromnachfrage durch Lastabwurf und Lastverschiebung wird als Demand-Side-Management (Lastmanagement) bezeichnet. Die dena-Netzstudie II untersucht unter Berücksichtigung der Parameter Basisdaten (z.B. Stromverbrauch nach Leistung und Arbeit), technische Eigenschaften, Kostendaten und Annahmen für eine energiepolitische Förderung die in Deutschland bis 2020 grundsätzlich verfügbaren Potenziale für Demand-Side-Management (DSM). Die Nutzbarkeit der technischen DSM-Potenziale in den verschiedenen Verbrauchssektoren hängt insbesondere von den für ihre Erschließung bzw. Abrufbarkeit erforderlichen Investitionskosten ab. Die in der dena-Netzstudie II untersuchten DSM-Potenziale werden unterschieden in diejenigen technischen Potenziale, die unter heute bestehenden Marktregeln wirtschaftlich erschlossen können sowie in diejenigen Potenziale, die nur unter wesentlich geänderten Rahmenbedingungen im Energiemarkt bis 2020 nutzbar gemacht werden können. Die Studie weist die Höhe der technischen DSM-Potenziale für die verschiedenen Verbrauchssektoren aus.

Für die Modellierung des Kraftwerksparks berücksichtigt die dena-Netzstudie im zugrunde gelegten Marktmodell bis 2020 wirtschaftliche DSM-Potenziale in der Industrie (z.B. Chloralkalielektrolyse, Aluminiumelektrolyse, Elektrostahlerzeugung, Prozesse in der Zementindustrie und Holzstoffproduktion) sowie einige wenige Anwendungen im Bereich der privaten Haushalte (Nachtspeicheröfen, Umwälzpumpen und Warmwasserbereitung). Die Ergebnisse der Analyse weiterer, technischer DSM-

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Potenziale in privaten Haushalten und im Sektor Handel, Gewerbe, Dienstleistungen werden im Anhang der dena-Netzstudie II dargelegt, aber nicht in die Netzbetrachtungen einbezogen.

Insgesamt wird im Kraftwerksmodell der dena-Netzstudie II der Bedarf an positiver Regelleistung im Jahr 2020 zu ca. 60 % durch DSM gedeckt, der Bedarf an negativer Regelleistung zu ca. 2 %. Der tatsächliche Abruf der Regelleistung macht wegen des hohen Arbeitspreises weniger als 0,1 % der deutschen Bruttostromnachfrage aus. Der Beitrag von DSM zur Lastglättung durch diese berücksichtigten DSM-Potenziale reduziert den Bedarf an Spitzenlast z.B. durch Gaskraftwerke in der Modellrechnung um ca. 800 MW. Die volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung reduzieren sich dadurch im Zeitraum bis 2020 um 481 Mio. €₂₀₀₇¹⁶.

Verbesserung der Prognosegüte der Windenergieeinspeisung

Die Prognosegüte der Windenergie kann bis 2020 um ca. 45 % verbessert werden. Die Verbesserungen beruhen auf der Verwendung höher aufgelöster Wettermodelle, der Weiterentwicklung bestehender und der Nutzung neuer Modelle sowie einer windparkspezifischen Auswahl des jeweils geeignetsten Modells.

Aus diesem Ergebnis ergibt sich für 2020 folgende vorzuhaltende Regelleistung, die im Bereich des heutigen Bedarfs liegt:

- Positive Sekundär- und Minutenreserve: 4.200 MW
- Negative Sekundär- und Minutenreserve: 3.300 MW

Dieses Ergebnis der dena-Netzstudie II hinsichtlich der Prognose der vorzuhaltenden Regelleistung liegt deutlich unterhalb des in der dena-Netzstudie I in 2005 prognostizierten vorzuhaltenden Regelleistungsbedarfs für 2020.

Bereitstellung von Regelenergie durch Windenergie- und Biomasseanlagen

Die Teilnahme von Windenergieanlagen auf dem Regelenergiemarkt ist auf der Basis der bis dato zur Anwendung kommenden Ausschreibungsverfahren nur sehr eingeschränkt möglich. Windenergieanlagen (bzw. ihre Betreiber) können sich derzeit an der täglichen Ausschreibung für die Tertiärreserve beteiligen. Eine Teilnahme am Primär- und Sekundärregelenergiemarkt kann derzeit nicht erfolgen, da eine garantierte Leistungsbereitstellung aus Windenergieanlagen über die Dauer eines Monats aufgrund der Ungenauigkeit der Windprognose in diesem Zeitraum nicht möglich ist.

Windenergieanlagen können positive Regelleistung zur Verfügung stellen, wenn sie zunächst gedrosselt gefahren werden. Diese Möglichkeit ist allerdings nur in sehr wenigen Situationen im Jahr kosteneffizient,

¹⁶ Der angegebene Wert ist der Realwert im Jahr 2007, d.h. die Kosteneinsparungen der einzelnen Jahre wurden für die bessere Vergleichbarkeit innerhalb der Studie auf das Jahr 2007 abgezinst und zusammengefasst.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

wenn eine Kombination starker Windenergieeinspeisung, niedriger Last und einem hohen Lastgradienten im Stromsystem vorherrscht. Negative Regelleistung kann hingegen 2020 zu einem großen Umfang bereitgestellt werden, indem Windenergieanlagen lastabhängig herunter geregelt werden.

Die dena-Netzstudie II untersucht zudem die Möglichkeiten der Bereitstellung von Regelleistung durch Biomasseanlagen. Biomasseanlagen besitzen grundsätzlich die Fähigkeit, hohe Leistungsgradienten zu vollziehen und sind somit prinzipiell geeignet, Regelleistung am Energiemarkt zur Verfügung zu stellen. Die Möglichkeiten zur Bereitstellung von Regelleistung unterscheiden sich jedoch für die verschiedenen im Energiesystem vorhandenen Biomasseanlagen (Biomasse-Blockheizkraftwerke (Biomasse-BHKW) mit Gas-Otto-Motor, Biomasse-BHKW mit Zündstrahlmotor, Biomasse-BHKW mit Gasturbine, Biomasse-Dampfkraftwerke etc.).

Gemäß den derzeit geltenden Anforderungen für die Teilnahme am Primärregelenergiemarkt, wonach pro Anlage ein Regelband von +/- 2 MW bereit gestellt werden muss, können die installierten Biomasseanlagen nicht an diesem Segment des Regelenergiemarkts teilnehmen. Die Teilnahme an der Sekundärregelung ist mit einem entsprechend geregelten Anlagenpool für alle Biomasseanlagen im Teillastbetrieb und für einige BHKW auch im Kalt-/Warmstart möglich. Die Bereitstellung von Minutenreserveleistung kann mit einem entsprechend geregeltem Anlagenpool von allen Biomasseanlagen im Teillastbetrieb und von allen BHKW im Kaltstart erfolgen.

9 Beitrag erneuerbarer Energien zur Systemsicherheit

Die dena-Netzstudie II betrachtet neben der Realisierbarkeit der notwendigen Übertragungsaufgaben auch, inwieweit erneuerbare Energien, insbesondere Windenergieanlagen, zukünftig zu Spannungsstützung, Kurzschlussleistung, Inselnetzfähigkeit und zum Wiederaufbau bei Großstörungen beitragen können. Die Analysen der Studie zeigen, dass Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien in gewissem Umfang einen Beitrag zur Stützung des Netzes leisten können.

Die Einspeisung von Kurzschluss- und Blindleistung im Übertragungsnetz wird in Folge des Ausbaus der erneuerbaren Energien abnehmen. Mit Erzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien kann auf Grund der häufigen Einbindung in unterlagerte Spannungsebenen jedoch aktuell nicht in nennenswertem Umfang Kurzschluss- und Blindleistung für das Transportnetz bereitgestellt werden.

Kurzschlussleistung kann durch Vermaschung mit den ausländischen Verbundnetzen und der dortigen noch überwiegend konventionellen Einspeisung bereitgestellt werden. In weitergehenden Untersuchungen muss der zusätzliche Bedarf an direkt im Transportnetz angeschlossenen Kompensations-einrichtungen ermittelt werden, um zukünftig ein ausreichendes Niveau an Kurzschlussleistung sicher stellen zu können.

Die durch die Verdrängung konventioneller Erzeugung bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien verminderte Verfügbarkeit von Blindleistung und der gleichzeitige Mehrbedarf durch die zunehmende

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Belastung der Transportleitungen muss durch zusätzliche Blindleistungskompensationseinrichtungen im Transportnetz bereit gestellt werden.

Als Beitrag zur Systemsicherheit ist auch eine ausreichende Robustheit der Erzeugungseinheiten gegenüber Spannungs- und Frequenzänderungen erforderlich. Moderne Windenergieanlagen, die neu ans Netz angeschlossen werden, verfügen entsprechend den heutigen Netzanschlussregeln über Mechanismen, um tiefe Spannungseinbrüche zu durchfahren und es bestehen noch weitergehende technisch bereits erprobte Möglichkeiten zur lokalen Spannungsstützung durch Windenergieanlagen. Bei der zukünftigen Entwicklung leistungsfähiger Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien sollten die heute bereits verfügbaren Verfahren genutzt bzw. durch noch netzverträglichere Konzepte ersetzt werden.

Mit abnehmender Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke müssen längerfristig erneuerbare Energien auch vorbereitet werden, einen Beitrag zum Netzwiederaufbau zu leisten.

Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien können sich angemessen an der Frequenzregelung beteiligen und bringen die Voraussetzung für eine stabile Frequenzregelung vom Verbund getrennter Teilnetze und während eines Netzwiederaufbaus mit. Hierfür sind einerseits dezentrale Regelmechanismen durch die einzelnen Anlagen notwendig, andererseits wird eine zentrale Steuerbarkeit von z.B. Windparkcluster erforderlich, um bei Gefährdungen des Gesamtsystems oder im Rahmen eines Netzwiederaufbaus die Einspeisung den Erfordernissen gezielt anpassen zu können. Aufgrund der fehlenden rotierenden Massen ist ein Inselbetrieb ausschließlich über Umrichter gespeiste Erzeugungsanlagen nach heutigem Stand der Technik nicht möglich.

Die Schwarzstartfähigkeit und damit ein Netzwiederaufbau ausgehend von Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien sind prinzipiell möglich, wenn hierfür zusätzliche kostenintensive Hilfsenergie bereitgestellt wird.

10 Betrachtung der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke auf die Ergebnisse der dena-Netzstudie II

In der dena-Netzstudie II wurde der im Jahr 2008 geltende Ausstieg aus der Kernenergie unterstellt. Darauf aufbauend wurde der konventionelle Kraftwerkspark modelliert, der ergänzend zur Nutzung der erneuerbaren Energieträger erforderlich ist, wobei die Zubaulogik für konventionelle Kraftwerke nach Wirtschaftlichkeitskriterien erfolgte. Nach dem Beschluss des Deutschen Bundestags zur Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um 8 bzw. 14 Jahre ergibt sich daraus teilweise ein anderer Kraftwerkspark als in der dena-Netzstudie II unterstellt. Durch die längere Laufzeit der Kernkraftwerke werden nicht so viele neue Braunkohlekraftwerke benötigt, als in der vorliegenden Studie modelliert, was sich auch auf die notwendige Netzinfrastruktur auswirken wird. Dabei ist zu beachten, dass der Netzausbau wesentlich durch die Transportaufgaben für Windstrom von Ost nach West und von Nord nach Süd bestimmt wird. Nach Ende des Betrachtungszeitraums der dena-Netzstudie II, also dem Zeitraum 2020/2025, nähern sich die beiden Kraftwerksparkscenarien (mit und ohne Laufzeitverlängerung) wieder an.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Kurz vor der finalen Fertigstellung der dena-Netzstudie II wurde das beauftragte Bearbeiterkonsortium (vgl. Abschnitt 2) von der Projektsteuerungsgruppe gebeten, die Ergebnisse der dena-Netzstudie II auf der Basis der vom Deutschen Bundestag am 28.10.2010 beschlossenen Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke zu überprüfen. Die nachfolgende Darlegung geben wesentliche Aussagen dieser Überprüfung wieder.

Die Untersuchungen der dena-Netzstudie II basieren auf der Annahme, dass der Vorrang der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 Bestand hat. Eine Laufzeitverlängerung hat deshalb keine Auswirkungen auf den zukünftigen Ausbau der erneuerbaren Energien.

Im Ausstiegsszenario der dena-Netzstudie II sind im Jahr 2020 noch Kernkraftwerke (KKW) mit einer Leistung von 6,7 GW in Betrieb (1/3 der heutigen KKW-Leistung). Durch die Laufzeitverlängerung erhöht sich dieser Wert auf 13,3 GW.

Die Überprüfung für die Regionen mit dem größten Übertragungsbedarf ergab, dass für den Zielzeitpunkt der Untersuchung im Jahr 2020 dort keine grundlegenden Veränderungen für den notwendigen in der Studie ausgewiesenen Netzausbaubedarf zu erwarten sind. Mit den verzögerten Veränderungen im Kraftwerkspark können sich regional Veränderungen in Umfang und Abfolge des Netzausbaubedarfs während der Übergangsphase von heute bis zum Jahre 2020 ergeben. Nach Ablauf der geplanten KKW-Laufzeitverlängerung nähert sich das LZV-Szenario hinsichtlich der KKW-Leistung dem in der dena-Netzstudie II zugrunde gelegten Ausstiegsszenario an.

11 Ausblick und Empfehlungen

Die dena-Netzstudie II stellt mit ihrem breiten Ansatz der Systemoptimierung einen neuen methodischen Ansatz zur Ermittlung des Ausbaubedarfs der Verbundnetze in Deutschland dar. Die Studie berücksichtigt die verschiedenen, heute vorhandenen Übertragungstechnologien (HGÜ-Technologien, Hochtemperaturleiterseile etc.), Netzmanagementmaßnahmen (Temperaturmonitoring für Freileitungstrassen) und die Erhöhung von Speicherkapazitäten sowie nachfrageseitige Maßnahmen zur Lastverlagerung. Insbesondere durch die Berücksichtigung der Flexibilisierungsoptionen auf der Nachfrageseite im Kontext der netzplanerischen Untersuchungen geht der Fokus der dena-Netzstudie II weit über bisherige Ansätze hinaus und zeigt den Pfad für die zukünftige Herausforderung zur Gesamtoptimierung des Energieversorgungssystems auf.

Die dena-Netzstudie II optimiert die vollständige Integration einer Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien in das deutsche Höchstspannungsverbundnetz, in Kombination mit einem wirtschaftlich optimierten konventionellen Kraftwerkspark und unter Berücksichtigung des europäischen Stromhandels.

In Zukunft wird die verstärkte europäische Zusammenarbeit – auf politischer und marktwirtschaftlicher Ebene – noch deutlicher in den Vordergrund treten, und insbesondere auch die nationalen Ausbauziele der einzelnen Staaten beeinflussen, wie die aktuellen Aktivitäten der europäischen Kommission im

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Energiebereich verdeutlichen. Gerade auch mit den Aussagen zum notwendigen Netzausbau auf europäischer Ebene wird deutlich, dass dem Ausbau und der Modernisierung der Netzinfrastruktur eine wichtige energiepolitische Bedeutung zukommt. Im engen Zusammenhang mit diesen Zielsetzungen der europäischen Energiepolitik steht auch die Notwendigkeit des weiteren Ausbaus der verbundwirtschaftlichen Zusammenarbeit in Europa sowie die Notwendigkeit zur Schaffung einheitlicher Rahmenbedingungen für den europäischen Strombinnenmarkt.

In der dena-Netzstudie II wird ein Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung auf 39 % bis zum Jahr 2020/2025 untersucht. Der in dieser Studie zugrunde gelegte Anteil der erneuerbaren Energien stellt somit nur eine Zwischenmarke auf dem weiteren Ausbaupfad der regenerativen Stromerzeugung dar. Die Bundesregierung plant bis zum Jahr 2030 bereits einen Anteil der regenerativen Stromerzeugung in Höhe von 50 %, was auch eine weitere Anpassung der erforderlichen Netzinfrastruktur notwendig macht. Insbesondere die verstärkte Nutzung von Energiespeicherkapazitäten in Süddeutschland, den Alpenländern und ggf. in Skandinavien macht den Ausbau der Netzinfrastruktur erforderlich.

Mit der dena-Netzstudie II wird somit eine robuste Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf der Basis einer breiten Systemanalyse vorgelegt, die als Grundlage für die weitere detaillierte netzplanerische Untersuchung zur Ausweisung konkreter Trassenplanungen genutzt werden kann, im Grundsatz auch unter Berücksichtigung des Beschlusses der Bundesregierung zur Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke. Die heute bestehenden langen Realisierungszeiträume von bis zu 10 Jahren für Infrastrukturmaßnahmen machen deutlich, dass es eine zunehmende Diskrepanz zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien und der notwendigen Netzinfrastruktur gibt. Deshalb müssen die in der dena-Netzstudie II dargestellten Szenarien zum Netzausbau dringend mit Maßnahmen hinterlegt werden, um eine schnelle Realisierung zu ermöglichen. Nur dann kann der Zielpfad der Bundesregierung in ein regeneratives Zeitalter eingehalten werden.

Empfehlungen

Unter Berücksichtigung der zentralen Untersuchungsergebnisse der dena-Netzstudie II, die auf der Basis des zugrunde gelegten Erzeugungsszenarios in Verbindung mit einer kostenoptimalen Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks und den Anforderungen des europäischen Stromhandels einen erheblichen Netzausbaubedarf ausweisen, werden folgende Empfehlungen mit hervorgehobener Priorität ausgesprochen:

- Stationäre und dynamische netzplanerische Untersuchungen unter Zugrundelegung eines geeigneten Szenariorahmens zur Bestimmung trassenscharfer Netzausbaumaßnahmen in Verbindung mit den Vorgaben des dritten EU-Binnenmarktpakets für den Stromsektor.
- Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Netzausbaumaßnahmen einschließlich der Prüfung der Weiterentwicklung des Rechtsrahmens und einer verbesserten personellen Ausstattung der beteiligten Stellen (Genehmigungsbehörden, Netzbetreiber etc.).

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

- Ergreifung geeigneter Maßnahmen zur Erhöhung der öffentlichen Akzeptanz für den erforderlichen Netzausbau, die in enger Kooperation aller Beteiligten (politische Entscheidungsträger, Netzbetreiber, Einspeiser, Genehmigungsbehörden, Öffentlichkeit etc.) umgesetzt werden.
- Prüfung des Einsatzes alternativer Übertragungstechnologien, Optimierungsmaßnahmen in der Betriebsführung sowie Prüfung von Optimierungen im Hinblick auf die netztechnische Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen (vgl. Abschnitt 5) im Rahmen zukünftiger Netzplanungen. Dabei sollen auch Möglichkeiten der Beschleunigung der Netzausbaumaßnahmen, z.B. unter dem Gesichtspunkt der öffentlichen Akzeptanz, mit berücksichtigt werden.

Im Hinblick auf die Untersuchungen zu Betriebsmittelbelastbarkeiten, alternativer Übertragungstechnologien und der Identifizierung nicht übertragbarer Leistungen in der dena-Netzstudie II werden wichtige Erkenntnisse und weiterer Erprobungs-, Untersuchungs- und Forschungsbedarf aufgezeigt. Insbesondere sollten folgende Maßnahmen ergriffen werden:

- Weitergehende Untersuchungen zur Ermittlung geeigneter Rahmenbedingungen und technischer Konzeptionen für einen optimierten Energiespeichereinsatz in Stromversorgungssystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien.
- Pilotprojekte für den Einsatz ausgewählter Technologien (z.B. Freileitungen mit AC/DC-Hybridbetrieb).
- Pilotanwendungen mit Hochtemperaturleiterseilen, die heute noch nicht Stand der Technik sind (z.B. ACCC und ACCR Hochtemperaturleiterseile), aber ein hohes Entwicklungspotenzial aufweisen.
- Für die Weiterentwicklung von Netzanschlusskonzeptionen für Offshore-Windenergieanlagen in Verbindung mit den Planungen für die Errichtung eines europäischen Offshore-Netzes wird die Weiterentwicklung technischer Konzeptionen für Multiterminallösungen sowie die Standardisierung der Gleichstromtechnologien auf europäischer Ebene empfohlen.

Vor dem Hintergrund der eingeleiteten Transformation des Energieversorgungssystems hin zu einem System mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien (vgl. Energiekonzept der Bundesregierung 2010) gewinnt die Systemintegration der Stromerzeugung aus fluktuierenden Energieträgern (Wind, Sonne) eine besondere Bedeutung. Bei der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks muss beachtet werden, dass die zukünftigen Anforderungen, wie z.B. Ausgleich der resultierenden Schwankungen und Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung, kostengünstig und in einem wirtschaftlichen Optimum erfüllt werden. Deshalb resultiert aus diesem Transformationsprozess die Anforderung einer Gesamtoptimierung des Energieversorgungssystems unter Berücksichtigung sowohl der Erzeugungs- als auch der Nachfrageseite. Die erforderliche Gesamtoptimierung muss einhergehen mit einem insgesamt flexibleren Stromsystem.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Die Veränderungen im Energieversorgungssystem müssen auch Berücksichtigung in den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen finden, die die Ausgestaltung der Energiemärkte in Deutschland und Europa bestimmen. In diesem Zusammenhang müssen die notwendigen Modifizierungen der Rahmenbedingungen zur technisch-wirtschaftlichen Gesamtoptimierung der Energieversorgung schnellstmöglich geprüft und entwickelt werden. Dies betrifft sowohl die Flexibilisierung der Nachfrageseite durch entsprechende Tarifsysteme (in Verbindung mit dem Einsatz von Smart Metering und Lastmanagement) und die dafür notwendige Anpassung der Stromnetze auf der Übertragungs- und Verteilebene sowie die Schaffung von möglichst marktnahen Anreizsystemen für die Errichtung und den Einsatz von Energiespeichern, insbesondere im Hinblick auf eine netzentlastende Wirkung.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

12 Anhang

Ausbauszenarien erneuerbare Energien in der Stromversorgung

Erzeugungsanlagen erneuerbare Energien	Installierte Kapazitäten in 2020	
	dena-Netzstudie II	Aktionsplan Erneuerbare Energien der Bundesregierung 2010
Windenergie Onshore	37.000 MW	36.000 MW
Windenergie Offshore	14.000 MW	10.000 MW
Biomasse	6.200 MW	9.000 MW
Photovoltaik	17.900 MW	52.000 MW
Geothermie	280 MW	298 MW

Tabelle 4: Vergleich der Annahmen zur Entwicklung der erneuerbarer Energien in der Stromversorgung

Annahmen für Investitionskosten für Kraftwerke

[€/kW]	Steinkohle- kraftwerk	Braunkohle- kraftwerk	Gas-GuD-Anlagen	Gasturbinen
bis 2014	1.400	1.600	800	400
ab 2015	1.260	1.440	800	400

Tabelle 5: Investitionskosten für Kraftwerksneubauten, netto ohne Bauzinsen und ohne Finanzierungskosten, ohne CCS gemäß dena-Netzstudie II

Brennstoff- und CO₂-Preise

Realpreise 2007	2010	2015	2020
Rohöl [\$/bbl]	80	90	101,5
Gas [ct/kWh _{th}]	2,96	3,38	3,90
Steinkohle [€/t SKE]	114	105	110
Braunkohle [€/MWh _{th}]	1,4	1,4	1,4
CO ₂ -Preise [€/t]	29,4	34,29	37,3

Tabelle 6: Brennstoff- und CO₂-Preise gemäß dena-Netzstudie II

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Kraftwerksparkentwicklung gemäß dena-Netzstudie II

	Installierte Erzeugungskapazität	
	Ist-Situation 2005	Modellierung des Kraftwerkspark 2020
Speicher-KW	6.700 MW	8.400 MW
Erdgas-KW	26.600 MW	18.000 MW
Steinkohle-KW	27.200 MW	20.400 MW
Braunkohle-KW	20.400 MW	24.300 MW
Kernenergie-KW	20.400 MW	6.700 MW
Sonstige (inkl. Müll)	3.100 MW	3.500 MW
Biomasse	1.500 MW	6.200 MW
Photovoltaik	1.000 MW	17.900 MW
Offshore-Wind	0 MW	14.000 MW
Onshore-Wind	18.400 MW	37.000 MW
Geothermie	0 MW	280 MW
Wasser	5.400 MW	5.800 MW

Tabelle 7: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung gemäß dena-Netzstudie II

Netzausbaubedarf für die Varianten des Basisszenarios

Untersuchungsvariante zur Integration der identifizierten nicht übertragbaren Leistungen	Bedarf Trassenzubau im Übertragungsnetz	zu modifizierende Trassenlängen
Basisvariante (BAS 000) Integration durch Netzausbau	3.600 km	0 km
Variante 50 % Speicherung (BAS 050) Speicherzubau in Höhe von 50 % der nicht übertragbaren Leistung vor den Netzengpässen	3.400 km	0 km
Variante 100 % Speicherung (BAS 100) Speicherzubau in Höhe von 100 % der nicht übertragbaren Leistung vor den Netzengpässen	3.600 km	0 km

Tabelle 8: Netzausbaubedarf für die drei Varianten des Basisszenarios mit 380 kV Drehstromleitung

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Kosten des Netzausbaus

Netzausbauszenario	Jährliche Kosten als Annuität
BAS 000 (Basisvariante, Zubau 380 kV AC FL ¹⁷)	0,946 Mrd. €/a
FLM 000 (Einsatz Freileitungsmonitoring, Zubau 380 kV AC FL)	0,985 Mrd. €/a
TAL 000 (Einsatz Hochtemperaturleiterseile, Zubau 380 kV AC FL)	1,617 Mrd. €/a
Sensitivitätsvariante PSW	1,017 Mrd. €/a
Sensitivitätsvariante VSC1	1,994 Mrd. €/a
Sensitivitätsvariante VSC2	2,715 Mrd. €/a
Sensitivitätsvariante HYB	1,297 Mrd. €/a
Sensitivitätsvariante GIL ¹⁸	4,924 Mrd. €/a

Tabelle 9: Übersicht der Kosten der verschiedenen Netzausbauszenarien gemäß dena-Netzstudie II

¹⁷ 380 kV AC FL: 380 kV Drehstromfreileitung.

¹⁸ Netzausbau auf der Basis erdverlegter gasisolierter Leiter.



Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025

dena-Netzstudie II

Konsortium 50Hertz Transmission / Amprion / DEWI /
EnBW Transportnetze / EWI / Fraunhofer IWES / TenneT

Endbericht, November 2010

Die Studie wurde von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) beauftragt und unter der Federführung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) als wissenschaftlicher Konsortialführer durchgeführt.

Teil I

Jens Peter Molly, DEWI
Bernd Neddermann, DEWI
Till Schorer, DEWI
Doron Callies, IWES
Kaspar Knorr, IWES
Dr. Kurt Rohrig, IWES
Yves-Marie Saint-Drenan, IWES

Teil II

Dr. Udo Bachmann, 50HzT
Dr. Roland Bauer, 50HzT
Axel Könnemann, 50HzT
Jochen Müller, 50HzT
Harald Radtke, 50HzT
Ilja August, Amprion
Dr. Eckhard Grebe, Amprion
Stefan Gröninger, Amprion
Prof. Dr. Claus Neumann, Amprion
Dr. Jörn Runge, Amprion
Hans Abele, EnBW TNG
Stefan Jung, EnBW TNG
Volkmar Schroth, EnBW TNG
Olaf Sener, EnBW TNG
Dr. Siew Bopp, TenneT
Dr. Yves Nguegan, TenneT
Dr. Michael Schmale, TenneT
Carsten Siebels, TenneT
Dr. Wilhelm Winter, TenneT

Ansprechpartner

Teil I Szenarien: Bernd Neddermann, DEWI
Teil I Simulationen: Kaspar Knorr, IWES
Teil II: Dr. Wilhelm Winter, TenneT
Teil III: PD Dr. Dietmar Lindenberger, EWI

Teil III

Frieder Borggrefe, EWI
Katharina Grave, EWI
PD Dr. Dietmar Lindenberger, EWI
Carina Merz, EWI
Marco Nicolosi, EWI
Ariette Nüßler, EWI
Jan Richter, EWI
Moritz Paulus, EWI
Hendrik Sämisch, EWI
Jochen Schwill, EWI
Ingo Stadler, FH Köln
Jan Dobschinski, IWES
Kaspar Knorr, IWES
Martin Wolff, IWES
Stefan Faulstich, Uni Kassel
Matthias Puchta, Uni Kassel
John Sievers, Uni Kassel

Unter Mitarbeit von

Dr. Thomas Benz, ABB
Dr. Ervin Spahic, ABB
Adrian Amelung, EWI
Fritz Crotagino, KBB
Dr. Holger Müller, Siemens
Dr. Ronald Völzke, Siemens
Prof. Dr. István Erlich, Uni DuE
Michael Wilch, Uni DuE

INHALTSÜBERSICHT

INHALTSÜBERSICHT	I
INHALTSVERZEICHNIS	III
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	XII
TABELLENVERZEICHNIS	XX
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	XXIII
KURZZUSAMMENFASSUNG.....	1
AUSBLICK UND EMPFEHLUNGEN	14
ZIELSETZUNG UND AUFBAU DER STUDIE.....	18

TEIL I

GENERIERUNG VON ZEITREIHEN DER STROM-EINSPEISUNG AUS WINDENERGIE UND ANDEREN ERNEUERBAREN ENERGIEN FÜR DAS JAHR 2020.....	19
1 VERGLEICH DES WINDENERGIEAUSBAUS BIS 2007: SZENARIEN DER DENA- NETZSTUDIE I UND TATSÄCHLICHE ENTWICKLUNG.....	20
2 AKTUELLE MARKTEINSCHÄTZUNG ZU DEN PERSPEKTIVEN DES WINDENERGIEAUSBAUS	29
3 ÜBERPRÜFUNG DES SZENARIOS ZUM ONSHORE-WINDENERGIEAUSBAU.....	39
4 ÜBERPRÜFUNG DES SZENARIOS ZUM OFFSHORE-WINDENERGIEAUSBAU.....	44
5 ÜBERPRÜFUNG DES SZENARIOS FÜR SONSTIGE ERNEUERBARE ENERGIEN.....	46
6 GENERIERUNG VON ZEITREIHEN DER STROMEINSPEISUNG AUS WINDENERGIE FÜR DAS JAHR 2020.....	48
7 GENERIERUNG VON ZEITREIHEN DER STROMEINSPEISUNG VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN FÜR DAS JAHR 2020.....	112
8 LITERATURVERZEICHNIS TEIL I.....	116

TEIL II

AUSWIRKUNGEN AUF DAS NETZ.....	121
9 ABHÄNGIGKEIT DER BETRIEBSMITTELBELASTBARKEIT VON UMGEBUNGSBEDINGUNGEN	124

10 GEEIGNETE VARIANTEN ZUR ÜBERTRAGUNG DER WINDENERGIELEISTUNG AUS NORD- UND OSTSEE IN DIE LASTSCHWERPUNKTE	162
11 FORTSCHREIBUNG DER ANSCHLUSSKONZEPTION FÜR OFFSHORE-WINDPARKS	204
12 IDENTIFIKATION DER NICHT ÜBERTRAGBAREN LEISTUNGEN	255
13 ERMITTLUNG DES NETZAUSBAUBEDARFS	276
14 SENSITIVITÄTSBETRACHTUNGEN ZU TECHNOLOGIEN	308
15 SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN.....	342
16 WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG DES NETZAUSBAUS.....	363
17 LITERATURVERZEICHNIS TEIL II.....	369
 TEIL III	
MÖGLICHKEITEN DER ERHÖHUNG VON FLEXIBILITÄTEN IM ELEKTRIZITÄTSSYSTEM ZUR OPTIMALEN INTEGRATION DER ERNEUERBAREN ENERGIEN	373
18 REGELLEISTUNGSMÄRKTE	375
19 VERÄNDERUNG DER PROGNOSEGÜTE DER WINDENERGIEEINSPEISUNG UND DIE WIRKUNG AUF DIE REGELLEISTUNGSVORHALTUNG	377
20 TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE POTENZIALE VON DEMAND SIDE MANAGEMENT	405
21 BEITRAG VON WINDENERGIEANLAGEN ZUM REGELENERGIEMARKT.....	428
22 SPEICHERANWENDUNGEN	438
23 MODELLGESTÜTZTE ANALYSE DES STROMMARKTES BIS ZUM JAHR 2020.....	448
24 LITERATUR TEIL III	487
25 WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG.....	497
BEWERTUNG DER ÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN	499
ERGÄNZENDE UNTERSUCHUNG ÜBER EIN ERWEITERTES POTENTIAL FÜR DEMAND SIDE MANAGEMENT MAßNAHMEN.....	512
STRUKTUR DES DIME MODELLS	547
DAS DIANA MODELL.....	556
BETRACHTUNG DER AUSWIRKUNGEN EINER LAUFZEITVERLÄNGERUNG VON KERNKRAFTWERKEN (KKW) AUF DIE ERGEBNISSE DER DENA-NETZSTUDIE II.....	558

INHALTSVERZEICHNIS

INHALTSÜBERSICHT	I
INHALTSVERZEICHNIS.....	III
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	XII
TABELLENVERZEICHNIS.....	XX
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	XXIII
KURZZUSAMMENFASSUNG.....	1
AUSBLICK UND EMPFEHLUNGEN	14
ZIELSETZUNG UND AUFBAU DER STUDIE.....	18
TEIL I	
GENERIERUNG VON ZEITREIHEN DER STROM-EINSPEISUNG AUS WINDENERGIE UND ANDEREN ERNEUERBAREN ENERGIEN FÜR DAS JAHR 2020.....	19
1 VERGLEICH DES WINDENERGIEAUSBAUS BIS 2007: SZENARIEN DER DENA- NETZSTUDIE I UND TATSÄCHLICHE ENTWICKLUNG.....	20
1.1 AUSBAUSZENARIEN FÜR DIE WINDENERGIE IN DER DENA-NETZSTUDIE I.....	20
1.1.1 <i>Szenario dena-Fachbeirat</i>	20
1.1.2 <i>DEWI-Szenario</i>	21
2 AKTUELLE MARKTEINSCHÄTZUNG ZU DEN PERSPEKTIVEN DES WINDENERGIEAUSBAUS	29
2.1 ONSHORE-WINDENERGIENUTZUNG	29
2.1.1 <i>Verbesserte Rahmenbedingungen durch die EEG-Novelle 2009</i>	30
2.2 OFFSHORE-WINDENERGIENUTZUNG	32
2.2.1 <i>Verbesserte Rahmenbedingungen für die Offshore-Windenergie</i>	35
2.2.2 <i>Entwurf eines Raumordnungsplans für die Nord- und Ostsee</i>	36
2.3 BEWERTUNG DER SZENARIEN IN DER DENA-NETZSTUDIE I.....	37
3 ÜBERPRÜFUNG DES SZENARIOS ZUM ONSHORE-WINDENERGIEAUSBAU.....	39
3.1 ZUSÄTZLICH ERMITTELTE INFORMATIONEN FÜR EINZELNE BUNDESLÄNDER	40
3.1.1 <i>Baden-Württemberg, Bayern, Bremen, Hamburg und Saarland.....</i>	40
3.1.2 <i>Thüringen und Sachsen</i>	40
3.1.3 <i>Rheinland-Pfalz.....</i>	40
3.1.4 <i>Brandenburg</i>	41
3.1.5 <i>Mecklenburg-Vorpommern</i>	41
3.1.6 <i>Hessen</i>	41

3.1.7	<i>Niedersachsen</i>	42
3.1.8	<i>Nordrhein-Westfalen</i>	42
3.1.9	<i>Schleswig-Holstein</i>	42
3.2	MODIFIZIERTES SZENARIO DES ONSHORE-WINDENERGIEAUSBAUS	42
4	ÜBERPRÜFUNG DES SZENARIOS ZUM OFFSHORE-WINDENERGIEAUSBAU	44
5	ÜBERPRÜFUNG DES SZENARIOS FÜR SONSTIGE ERNEUERBARE ENERGIEN	46
6	GENERIERUNG VON ZEITREIHEN DER STROMEINSPEISUNG AUS WINDENERGIE FÜR DAS JAHR 2020	48
6.1	DATENGRUNDLAGE	49
6.1.1	<i>Wettermodelldaten</i>	50
6.1.2	<i>Windmessdaten</i>	52
6.1.3	<i>Referenzwindparks</i>	57
6.1.4	<i>Ausbauszenarien</i>	58
6.1.5	<i>Netzknotenstandorte</i>	58
6.1.6	<i>WEA-Basisdaten</i>	58
6.2	GENERIERUNGSMETHODIK	59
6.2.1	<i>Gemeinsame Bearbeitungsschritte</i>	62
6.2.2	<i>Offshore spezifische Bearbeitungsschritte</i>	75
6.2.3	<i>Onshore spezifische Bearbeitungsschritte</i>	91
6.3	ANALYSEN	101
6.3.1	<i>Offshore Windleistungszeitreihen 2020</i>	101
6.3.2	<i>Onshore Windleistungszeitreihen 2020</i>	105
6.3.3	<i>Summenganlinien der Windeneingeeinspeisung 2020</i>	107
6.3.4	<i>Simulation von Sturmabschaltungen</i>	110
7	GENERIERUNG VON ZEITREIHEN DER STROMEINSPEISUNG VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN FÜR DAS JAHR 2020	112
8	LITERATURVERZEICHNIS TEIL I	116
 TEIL II		
	AUSWIRKUNGEN AUF DAS NETZ	121
9	ABHÄNGIGKEIT DER BETRIEBSMITTELBELASTBARKEIT VON UMGEBUNGSBEDINGUNGEN	124
9.1	BESTANDSAUFNAHME ZUM STAND DER TECHNIK IM INTERNATIONALEN UMFELD	124
9.1.1	<i>Einsatz von Leitern gemäß DIN EN 50182</i>	125
9.1.2	<i>Einsatz von Leitern mit zulässigen Leitertemperaturen über 80°C (u.a. TAL-Seile)</i>	127
9.1.3	<i>Bewertung der Hochtemperaturleiter</i>	130
9.1.4	<i>Techniken zur Ermittlung der Leiterseiltemperatur (Leiteseil-Monitoring)</i>	131
9.1.5	<i>Zusammenfassung und Bewertung der Leiterseilmonitoring-Techniken</i>	138

9.1.6	<i>Nationaler und internationaler Stand der Technik bezüglich betrieblicher Berücksichtigung von wetterabhängigen Stromübertragungskapazitäten</i>	139
9.1.7	<i>Nationaler und internationaler Stand der Technik zur Berücksichtigung wetterabhängiger Stromübertragungskapazitäten im Bereich der Netzplanung</i>	141
9.2	AUSWIRKUNGEN AUF DIE GESAMTE BETRIEBSMITTELKETTE VON STROMKREISEN (PRIMÄR-, SEKUNDÄR- UND HILFSEINRICHTUNGEN)	141
9.2.1	<i>Auswirkungen auf die Betriebsmittelkette der Freileitungen</i>	141
9.2.2	<i>Auswirkungen auf die primärtechnische Betriebsmittelkette der Umspannwerke</i>	143
9.2.3	<i>Auswirkungen auf das Schutzsystem</i>	145
9.3	DARSTELLUNG DER TECHNISCHEN UND RECHTLICHEN VORAUSSETZUNGEN FÜR EINEN BETRIEBLICHE NUTZUNG WITTERUNGSABHÄNGIGER STROMBELASTBARKEITEN	146
9.4	SONSTIGE VORAUSSETZUNGEN	147
9.4.1	<i>Dokumentation, Juristische Verantwortlichkeit, Haftung, Solidarpflichten, Pflichten nach dem Energiesicherungsgesetz</i>	147
9.4.2	<i>Weitere technische Voraussetzungen</i>	147
9.5	POTENTIALE DER NUTZBARKEIT WETTERABHÄNGIGER STROMBELASTBARKEITEN IN DER NETZPLANUNG	148
9.5.1	<i>Ziele</i>	148
9.5.2	<i>Einschränkungen</i>	148
9.5.3	<i>Methodik</i>	149
9.5.4	<i>Potentialindikationskarten</i>	154
9.5.5	<i>Weiteres Vorgehen in den Übergängen der Potentialindikationsregionen</i>	156
9.6	POTENTIALE DER NUTZBARKEIT WETTERABHÄNGIGER STROMBELASTBARKEITEN	156
9.6.1	<i>Ziele</i>	156
9.6.2	<i>Methodik zur Nutzung in der Netzbetriebsplanung</i>	157
9.6.3	<i>Potentiale der betrieblichen Nutzung im Starkwind- und Mittelwindszenario</i>	157
9.7	EINSCHRÄNKUNGEN, HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN, AUSBLICK	158
9.7.1	<i>Einschränkungen</i>	158
9.7.2	<i>Handlungsempfehlungen zu Hochtemperaturleitern</i>	159
9.7.3	<i>Handlungsempfehlungen zur Berücksichtigung des Freileitungs-Monitorings</i>	160
9.7.4	<i>Ausblick</i>	160
10	GEEIGNETE VARIANTEN ZUR ÜBERTRAGUNG DER WINDENERGIELEISTUNG AUS NORD- UND OSTSEE IN DIE LASTSCHWERPUNKTE	162
10.1	BESCHREIBUNG DER ÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN	163
10.1.1	<i>Übertragungsaufgaben</i>	163
10.1.2	<i>Übertragungstechnologien</i>	163
10.2	BEWERTUNG DER TECHNOLOGIEN	176
10.2.1	<i>Einführung</i>	176
10.2.2	<i>Paarweise Bewertung der Kriteriengruppen</i>	179
10.2.3	<i>Paarweise Bewertung einzelnen Kriterien innerhalb einer Kriteriengruppe</i>	181
10.2.4	<i>Bewertung der Technologien</i>	185
10.2.5	<i>Bewertung der Übertragungstechnologien</i>	192
10.2.6	<i>Ergebnisse der Bewertung für die Übertragungsaufgaben</i>	197

10.2.7	Zusammenfassung.....	202
11	FORTSCHREIBUNG DER ANSCHLUSSKONZEPTION FÜR OFFSHORE-WINDPARKS	204
11.1	FORTSCHREIBUNG DER SEESEITIGEN ANSCHLUSSKONZEPTION	204
11.2	TECHNOLOGIEBESCHREIBUNG	204
11.2.1	Einleitung	204
11.2.2	Überblick aus DENA I.....	205
11.2.3	Klassische HGÜ-Übertragung mit Seekabel.....	205
11.2.4	HGÜ-Übertragung mit VSC-Technologie.....	213
11.2.5	Multi-Terminal Betrieb bei HGÜ Klassik und VSC-HGÜ.....	225
11.2.6	Gasisolierte Leitung (GIL)	229
11.2.7	Drehstromkabel.....	232
11.2.8	Bewertung der Anlusstechnologien.....	234
11.3	ANSCHLUSSKONZEPT	240
11.3.1	Einleitung	240
11.3.2	Übersicht über aktuelle und zukünftige Windparkprojekte in der Nordsee.....	241
11.3.3	Übersicht über aktuelle und zukünftige Windparkprojekte in der Ostsee.....	246
11.3.4	Multiterminal-Betrieb.....	249
11.4	ZUSAMMENFASSUNG	253
12	IDENTIFIKATION DER NICHT ÜBERTRAGBAREN LEISTUNGEN.....	255
12.1	VARIANTENBESCHREIBUNG	255
12.2	DATENBASIS.....	256
12.3	REGIONALISIERUNG.....	257
12.3.1	Übersicht über die Regionen.....	257
12.3.2	Leistungsbedarf der Kunden und Netzverluste	259
12.3.3	Photovoltaik.....	259
12.3.4	Biomasse.....	259
12.3.5	Sonstige regenerative Erzeugungsanlagen.....	259
12.3.6	Energiespeicher.....	259
12.3.7	Windenergie.....	260
12.3.8	KWK und BHKW-Anlagen.....	260
12.3.9	Thermische Kraftwerke	260
12.3.10	Vergleich Antragslage und endogener Kraftwerkszubau	260
12.3.11	Ausland.....	260
12.3.12	Überblick zur Regionalisierung.....	262
12.3.13	Ergebnis der Regionalisierung	264
12.4	ANWENDUNG DES PTDF-VERFAHRENS	267
12.4.1	Netzmodell.....	267
12.4.2	PTDF-Matrix.....	268
12.4.3	Verfahren zur Bestimmung von angenäherten Leistungsflüssen	270
12.5	ABSCHÄTZUNG DER ENGPASSWERTE 2015 ZWISCHEN DEN REGIONEN.....	270
12.5.1	Definition der Grenzen.....	270

12.5.2	<i>Bestimmung der Engpasswerte zwischen deutschen Regionen und dem Ausland</i>	271
12.6	BESTIMMUNG NICHT ÜBERTRAGBARER LEISTUNGEN	273
13	ERMITTLUNG DES NETZAUSBAUBEDARFS	276
13.1	BESTIMMUNG DER ZUSÄTZLICH ERFORDERLICHEN ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄTEN AN ENGPASSBEHAFTETEN REGIONENGRENZEN	277
13.1.1	<i>Stromkreisbelastbarkeiten</i>	277
13.1.2	<i>Iteratives Verfahren zur Ermittlung zusätzlicher Übertragungskapazitäten</i>	279
13.1.3	<i>Durchführung des PTDF-Verfahrens für Deutschland</i>	280
13.1.4	<i>Wirksamkeit von Energiespeichern</i>	282
13.1.5	<i>Freileitungsmonitoring (FLM) und TAL-Beseilung</i>	287
13.2	VORGEHENSWEISE BEI DER BESTIMMUNG DES ZUBAUBEDARFS AN TRASSEN- BZW. STROMKREISLÄNGEN	288
13.2.1	<i>Modellierung des Bestandsnetzes</i>	289
13.2.2	<i>Modellierung des Zubaunetzes für Basisvarianten</i>	290
13.3	ZUBAUNETZ FÜR ALLE VARIANTEN	293
13.3.1	<i>Transportaufgabe</i>	296
13.3.2	<i>Verlustenergiebedarf des Übertragungsnetzes</i>	297
13.3.3	<i>Bereitstellung von Blindleistung</i>	298
13.3.4	<i>Spannungswinkel</i>	300
13.4	TECHNISCHE GESAMTKONZEPTION DES AC-FREILEITUNGSNETZES	301
13.4.1	<i>Strukturbeschreibung</i>	301
13.4.2	<i>Kosten</i>	301
13.4.3	<i>Betriebs- und Verlustkosten</i>	304
14	SENSITIVITÄTSBETRACHTUNGEN ZU TECHNOLOGIEN	308
14.1	BESCHREIBUNG DER SENSITIVITÄTSVARIANTEN	309
14.1.1	<i>Sensitivitätsvariante PSW</i>	309
14.1.2	<i>Sensitivitätsvariante HYB</i>	309
14.1.3	<i>Sensitivitätsvariante VSC1</i>	309
14.1.4	<i>Sensitivitätsvariante VSC2</i>	310
14.1.5	<i>Sensitivitätsvariante GIL</i>	310
14.2	ZUBAUBEDARF	310
14.2.1	<i>Transportaufgabe</i>	313
14.2.2	<i>Verlustenergiebedarf des Übertragungsnetzes</i>	313
14.2.3	<i>Bereitstellung von Blindleistung</i>	314
14.2.4	<i>Spannungswinkel</i>	316
14.3	INVESTITIONSKOSTEN	316
14.3.1	<i>Kosten der Offshore-Anschlüsse</i>	317
14.3.2	<i>Betriebs- und Verlustkosten</i>	318
14.3.3	<i>Gesamtkostenvergleich annuitätisch</i>	319
14.4	DC-KABELLÖSUNGEN	320
14.4.1	<i>Einleitung</i>	320
14.4.2	<i>Technologiebeschreibung</i>	321

14.5	GRUNDLEGENDE AUSLEGUNG DES GLEICHSPANNUNGSNETZES	326
14.5.1	<i>Beschreibung des Netzes</i>	326
14.5.2	<i>Voraussetzungen und Rahmenbedingungen</i>	337
15	SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN.....	342
15.1	SPANNUNGSSTÜTZUNG UND KURZSCHLUSSLEISTUNG	342
15.1.1	<i>Windenergieanlagen.....</i>	343
15.1.2	<i>Netztechnische Betriebsmittel.....</i>	350
15.2	INSELNETZFÄHIGKEIT UND NETZWIEDERAUFBAU BEI GROBSTÖRUNGEN SOWIE ASPEKTE DER SYSTEMSICHERHEIT	353
15.2.1	<i>Stand der Technik und Entwicklungspotentiale.....</i>	354
15.2.2	<i>Betrieb von Teilnetzen mit einem hohen Anteil von Windenergieanlagen.....</i>	359
15.2.3	<i>Eckpunkte eines Netzwiederaufbaukonzeptes mit Beteiligung der Windenergieanlagen</i>	361
16	WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG DES NETZAUSBAUS.....	363
16.1	ABSCHÄTZUNG DER KOSTEN DER NOTWENDIGEN INTEGRATIONSLÖSUNG.....	363
16.2	ERGEBNISSE NETZAUSBAU AN LAND UND AUF SEE.....	364
17	LITERATURVERZEICHNIS TEIL II.....	369
 TEIL III		
MÖGLICHKEITEN DER ERHÖHUNG VON FLEXIBILITÄTEN IM ELEKTRIZITÄTSSYSTEM ZUR OPTIMALEN INTEGRATION DER ERNEUERBAREN ENERGIEN		
		373
18	REGELLEISTUNGSMÄRKTE	375
18.1	ANFORDERUNGEN ZUR ERBRINGUNG VON PRIMÄRREGELLEISTUNG.....	375
18.2	ANFORDERUNGEN ZUR ERBRINGUNG VON SEKUNDÄRREGELLEISTUNG	375
18.3	ANFORDERUNGEN ZUR ERBRINGUNG VON MINUTENRESERVELEISTUNG.....	376
19	VERÄNDERUNG DER PROGNOSEGÜTE DER WINDENERGIEEINSPEISUNG UND DIE WIRKUNG AUF DIE REGELLEISTUNGSVORHALTUNG	377
19.1	BESTIMMUNG DES LASTPROGNOSEFEHLERS UND DES LASTRAUSCHENS	377
19.2	BESTIMMUNG DER KRAFTWERKSAUSFÄLLE.....	378
19.3	BESTIMMUNG DES WINDPROGNOSEFEHLERS	379
19.3.1	<i>Abschätzung des Onshore Windprognosefehlers.....</i>	380
19.3.2	<i>Abschätzung des Offshore Windprognosefehlers</i>	393
19.4	ZUSAMMENFÜHRUNG DER PROGNOSEFEHLER	400
19.4.1	<i>Die rekursive Faltung.....</i>	401
19.4.2	<i>Modellierung in der vorliegenden Studie</i>	403
20	TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE POTENZIALE VON DEMAND SIDE MANAGEMENT	405
20.1	EINSATZMÖGLICHKEITEN FÜR DEMAND SIDE MANAGEMENT	406
20.1.1	<i>Einsatz von DSM in Spotmärkten</i>	406

20.1.2	<i>Einsatz von DSM in Reservemärkten.....</i>	407
20.1.3	<i>Einsatz von DSM zum Bilanzkreisausgleich.....</i>	409
20.2	POTENZIALE DER DEMAND SIDE MANAGEMENT PROZESSE.....	409
20.2.1	<i>Potenziale im Haushaltssektor.....</i>	410
20.2.2	<i>Potenziale im energieintensiven Industriesektor.....</i>	419
20.3	KOSTEN DES DEMAND SIDE MANagements.....	425
21	BEITRAG VON WINDENERGIEANLAGEN ZUM REGELENERGIEMARKT.....	428
21.1	TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN DER REGELENERGIEBEREITSTELLUNG DURCH ERNEUERBARE ENERGIEN.....	428
21.2	TECHNISCHE POTENTIALE VON REGELLEISTUNGSBEREITSTELLUNG DURCH WINDENERGIEANLAGEN.....	428
21.3	WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE ZUR FLEXIBILITÄT VON WINDENERGIEANLAGEN.....	430
21.3.1	<i>Positive Regelennergie.....</i>	430
21.3.2	<i>Negative Regelennergie.....</i>	432
21.3.3	<i>Flexibilitäten bei Netzengpässen.....</i>	433
21.3.4	<i>Grenzen der Flexibilität bei konventionellen Kraftwerken.....</i>	433
21.4	ANREIZKOMPATIBILITÄT DER VERGÜTUNGSSÄTZE FÜR REGELLEISTUNGSBEREITSTELLUNG UND REGELENERGIEABRUF FÜR EE ANLAGEN.....	433
21.4.1	<i>Regelennergiebereitstellung bei aktueller Gesetzeslage.....</i>	433
21.4.2	<i>Aktuelle politische Diskussion.....</i>	434
21.5	BETREIBERSICHT.....	434
21.6	POTENTIALE VON REGELLEISTUNGSBEREITSTELLUNG DURCH BIOMASSEANLAGEN.....	435
22	SPEICHERANWENDUNGEN.....	438
22.1	DIABATE DRUCKLUFTSPEICHER.....	438
22.1.1	<i>Kosten nach Komponenten.....</i>	438
22.1.2	<i>Technische Konfiguration.....</i>	439
22.1.3	<i>Technische Parameter.....</i>	439
22.1.4	<i>Geographische Verteilung potenzieller Standorte.....</i>	439
22.1.5	<i>Bewertung.....</i>	440
22.2	ADIABATE DRUCKLUFTSPEICHERKRAFTWERKE.....	440
22.2.1	<i>Kosten nach Komponenten.....</i>	441
22.2.2	<i>Technische Konfiguration.....</i>	441
22.2.3	<i>Bewertung.....</i>	442
22.3	WASSERSTOFFSPEICHER UND BRENNSTOFFZELLE.....	443
22.3.1	<i>Kosten nach Komponenten.....</i>	443
22.3.2	<i>Technische Konfiguration.....</i>	443
22.4	PUMPSPEICHERKRAFTWERKE.....	444
22.5	SCHWUNGRÄDER (FLYWHEELS).....	445
22.6	CHEMISCHE BATTERIEN.....	445
22.6.1	<i>Technische und ökonomische Eigenschaften.....</i>	445
22.6.2	<i>Bewertung.....</i>	446
22.7	REDOX FLOW BATTERIEN.....	446

22.7.1	<i>Kosten und Einsatzmöglichkeiten</i>	446
22.7.2	<i>Technische Eigenschaften</i>	446
22.7.3	<i>Konfiguration</i>	446
22.7.4	<i>Bewertung</i>	447
22.8	SUPERKONDENSATOREN	447
23	MODELLGESTÜTZTE ANALYSE DES STROMMARKTES BIS ZUM JAHR 2020	448
23.1	ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE RAHMENANNAHMEN	448
23.1.1	<i>Ausbau erneuerbarer Energien</i>	448
23.1.2	<i>Entwicklung der Stromnachfrage</i>	449
23.1.3	<i>Preise für Primärenergieträger und CO2</i>	450
23.1.4	<i>Preise für Kraftwerksinvestitionen</i>	450
23.1.5	<i>Flexibilitäten im deutschen Strommarkt</i>	450
23.1.6	<i>Kernenergieausstieg</i>	451
23.1.7	<i>Exogene Zubaukapazitäten</i>	451
23.2	METHODIK	451
23.2.1	<i>Langfristige Effekte/ Entwicklung der Investitionen</i>	452
23.2.2	<i>Regionalisierung des Kraftwerksparks</i>	453
23.2.3	<i>Kurzfristige Effekte / Ermittlung des Dispatch</i>	453
23.3	ERGEBNISSE KRAFTWERKSPARK UND KRAFTWERKSEINSATZ	453
23.4	IMPLEMENTIERUNG DER DSM-PROZESSE IN DAS STROMMARKTMODELL DIME	457
23.4.1	<i>Modellbasierte Analyse der ökonomisch nutzbaren DSM-Potenziale</i>	459
23.4.2	<i>Zusammenfassung</i>	463
23.5	FLEXIBILISIERUNG DURCH REGELBARE WINDENERGIEANLAGEN	463
23.5.1	<i>Abbildung der Regelleistungsbereitstellung durch WEA</i>	463
23.5.2	<i>Ergebnisse</i>	464
23.6	FLEXIBILITÄT DURCH SPEICHER	466
23.6.1	<i>Wirtschaftlichkeit von Speichern</i>	466
23.6.2	<i>Ergebnisse</i>	466
23.7	KOSTEN DER WINDINTEGRATION	467
23.8	STROMPREISE FÜR ENDVERBRAUCHER	469
23.9	SPEICHER ZUR ERGÄNZUNG VON NETZAUSBAUMABNAHMEN	471
23.9.1	<i>100% Integration durch Speicherbau</i>	474
23.9.2	<i>50 % Integration durch Speicherzubau</i>	475
23.9.3	<i>Auswahl der Technologie</i>	476
23.9.4	<i>Nutzen der Speicher auf dem Strommarkt</i>	477
23.9.5	<i>Volkswirtschaftliche Kosten und Bewertung der Speicher</i>	478
23.10	GEOLOGISCHE POTENZIALE FÜR SPEICHER IN NORDDEUTSCHLAND	480
23.10.1	<i>Offshore-Salzstrukturen</i>	481
23.10.1	<i>Onshore-Salzstrukturen</i>	483
24	LITERATUR TEIL III	487
25	WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG	497

BEWERTUNG DER ÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN	499
A.1 BEWERTUNG DER ÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN FÜR DIE AUFGABE: 1.000 MW, 100 KM	500
A.2 BEWERTUNG DER ÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN FÜR DIE AUFGABE: 1.000 MW, 400 KM	503
A.3 BEWERTUNG DER ÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN FÜR DIE AUFGABE: 4.000 MW, 100 KM	506
A.4 BEWERTUNG DER ÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN FÜR DIE AUFGABE: 4.000 MW, 400 KM	509
ERGÄNZENDE UNTERSUCHUNG ÜBER EIN ERWEITERTES POTENTIAL FÜR DEMAND SIDE MANAGEMENT MAßNAHMEN.....	512
B1 HINTERGRUND UND ZIEL DER UNTERSUCHUNG	512
B2 POTENZIALE DER DEMAND SIDE MANAGEMENT PROZESSE.....	514
<i>B2.1 Potenziale im Haushaltssektor</i>	<i>514</i>
<i>B2.2 Potenziale im GHD-Sektor.....</i>	<i>516</i>
<i>B2.3 Potenziale im Industriesektor</i>	<i>521</i>
<i>B2.4 Potenziale in kommunalen Einrichtungen.....</i>	<i>527</i>
B3 KOSTEN DES DEMAND SIDE MANagements.....	528
<i>B3.1 Kosten für Demand Side Management im Haushaltssektor</i>	<i>528</i>
<i>B3.2 Kosten für Demand Side Management im GHD-Sektor.....</i>	<i>530</i>
<i>B3.3 Kosten für Demand Side Management im Industriesektor</i>	<i>531</i>
<i>B3.4 Kosten für Demand Side Management in kommunalen Einrichtungen.....</i>	<i>531</i>
B4 IMPLEMENTIERUNG DER DSM-PROZESSE IN DAS STROMMARKTMODELL DIME.....	532
B5 SZENARIENDEFINITION	533
B6 MODELLBASIERTE ANALYSE DER ÖKONOMISCH NUTZBAREN DSM-POTENZIALE	534
<i>B6.1 Durchschnittlich verfügbares DSM-Potenzial bis zum Jahr 2020</i>	<i>535</i>
<i>B6.2 Lastverschiebung durch DSM-Prozesse bis zum Jahr 2020.....</i>	<i>536</i>
<i>B6.3 Reserveleistung und Absicherungen von Spitzenlast durch DSM-Prozesse bis zum Jahr 2020..</i>	<i>539</i>
<i>B6.4 Auswirkungen von DSM auf den konventionellen Kraftwerkspark</i>	<i>540</i>
<i>B6.5 Auswirkungen von DSM in Deutschland auf die kumulierten Systemkosten</i>	<i>541</i>
B7 ZUSAMMENFASSUNG	542
B8 LITERATURVERZEICHNIS.....	544
STRUKTUR DES DIME MODELLS	547
C1 EINGANGSPARAMETER DES MODELLS.....	548
<i>C1.1 Eingangsparameter der Angebotsseite.....</i>	<i>548</i>
<i>C1.2 Eingangsparameter der Nachfrageseite.....</i>	<i>551</i>
<i>C1.3 Outputdaten des Modells.....</i>	<i>553</i>
DAS DIANA MODELL	556
BETRACHTUNG DER AUSWIRKUNGEN EINER LAUFZEITVERLÄNGERUNG VON KERNKRAFTWERKEN (KKW) AUF DIE ERGEBNISSE DER DENA-NETZSTUDIE II.....	558

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1:	Entwicklung der pro Jahr neu installierten Windenergieleistung in Deutschland	22
Abbildung 1-2:	Installierte Windenergieleistung nach Bundesländern (Stand: 31.12.2007).....	23
Abbildung 1-3:	Regionale Abweichungen des Windenergieausbaus bis 2007 gegenüber dem „Szenario dena-Fachbeirat“	25
Abbildung 2-1:	Entwicklung der EEG-Vergütung für WEA an Land im Zeitraum 2004-2008 und nach Inkraft-Treten der EEG-Novelle 2009.....	32
Abbildung 2-2:	Genehmigte und beantragte Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee.....	33
Abbildung 2-3:	Genehmigte und beantragte Offshore-Windparks in der deutschen Ostsee	33
Abbildung 2-4:	Offshore-Windenergieausbau gemäß „Szenario dena-Fachbeirat“ und gemäß Kapazitätsbedarfsabschätzung aus 2007	35
Abbildung 5-1:	Szenario der Ausbauentwicklung der erneuerbaren Energien für die Jahre 2015 und 2020 in der dena-Netzstudie I und in der dena-Netzstudie II.....	47
Abbildung 6-1:	Simulierte Netzknoten und Offshore Windparks 2020	48
Abbildung 6-2:	Häufigkeitsverteilungen der gemessenen Windgeschwindigkeiten und der Wettermodellwindgeschwindigkeiten am Offshore Standort Fino1	51
Abbildung 6-3:	Windrichtungsvergleich am Fino1-Standort in Grad (180°= Süden) (90 m Höhe).....	51
Abbildung 6-4:	Häufigkeitsverteilung der Nordsee-Windgeschwindigkeitsinkremente	54
Abbildung 6-5:	Häufigkeitsverteilung der Offshore Windgeschwindigkeitsinkremente	55
Abbildung 6-6:	Standorte der Messmasten und Referenzwindparks	57
Abbildung 6-7:	PLZ mit Windenergie 2009.....	59
Abbildung 6-8:	Verfahren zur Simulation der Windleistungszeitreihen 2020	61
Abbildung 6-9:	Beispiel für die Anpassung eines Übergangs von eingesetzten Windgeschwindigkeitssequenzen.....	64
Abbildung 6-10:	Gemessener und simulierter Windgeschwindigkeitsverlauf	65
Abbildung 6-11:	Zusammenhang und Häufigkeitsverteilung der gemessenen und simulierten Windgeschwindigkeiten	66
Abbildung 6-12:	Häufigkeitsverteilung der gemessenen und simulierten Windgeschwindigkeitsinkremente	67
Abbildung 6-13:	Erstellung einer Windpark-Leistungskennlinie	69
Abbildung 6-14:	Ermittlung der Verfahrensparameter	72
Abbildung 6-15:	Simulation eines Referenzwindparks zur Onshore Verfahrensparameterermittlung.....	73
Abbildung 6-16:	Mittlere Häufigkeitsverteilungen aller Simulationen der Onshore Verfahrensparameterermittlung	74
Abbildung 6-17:	Simulation eines Referenzwindparks zur Offshore Verfahrensparameterermittlung	75
Abbildung 6-18:	Simulierte Offshore Windparks 2020.....	76
Abbildung 6-19:	Verhältnis von Rotorfläche zu Turbinennennleistung von verschiedenen Offshore Windturbinen	77
Abbildung 6-20:	Offshore Modell-Leistungskennlinie	78
Abbildung 6-21:	Schema der Berechnung der Jahresganglinie mit Parkverlusten	79
Abbildung 6-22:	Parkwirkungsgrad eines quadratischen 50 MW* Offshore Windparks in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Windrichtung.....	81
Abbildung 6-23:	Jahresgesamtwirkungsgrad eines Offshore Windparks am Standort der Messstation Fino1 in Abhängigkeit von der Parkgröße und der Anlagenabstände	82
Abbildung 6-24:	Ermittlung der Nichterreichbarkeit von Offshore Windparks	84
Abbildung 6-25:	Beispiel des Verlaufs der Parkverfügbarkeit mit wenigen Anlagen (20 Turbinen).....	86
Abbildung 6-26:	Ausfallhäufigkeit im Verhältnis zur Windgeschwindigkeit	87

Abbildung 6-27:	Instandsetzungsdauer der Schäden nach der Nichterreichbarkeit	89
Abbildung 6-28:	Beispielhafter Verlauf der Verfügbarkeit eines Offshore Windparks für das Jahr 2004.....	89
Abbildung 6-29:	Einbettung des Onshore Szenarios	91
Abbildung 6-30:	Ermittlung der Netzknoten-Nennleistungen 2020.....	93
Abbildung 6-31:	Nabenhöhen aller bis 2008 errichteten WEA.....	95
Abbildung 6-32:	Bisherige und erwartete WEA-Nabenhöhen	95
Abbildung 6-33:	Onshore Modell-Leistungskennlinie	97
Abbildung 6-34:	Modell-Leistungskennlinien für die Sensitivitätsrechnung	98
Abbildung 6-35:	Ermittlung der Onshore Abschattungsverluste.....	99
Abbildung 6-36:	Windparks zur Ermittlung von Abschattungseffekten	100
Abbildung 6-37:	Windeffizienzfeld eines Windparks und Onshore Windeffizienzkennlinien	101
Abbildung 6-38:	Dauerlinien von simulierten Offshore Windleistungen 2020 für das Windjahr 2007	103
Abbildung 6-39:	Häufigkeitsverteilungen von simulierten Offshore 15min-Windleistungsmittelwerten 2020 für das Windjahr 2007.....	104
Abbildung 6-40:	Häufigkeitsverteilungen der Inkremente von simulierten Offshore 15min- Windleistungsmittelwerten 2020 für das Windjahr 2007.....	104
Abbildung 6-41:	Mittlere Häufigkeitsverteilung der Leistungsinkremente der simulierten Onshore Windleistungszeitreihen 2020	107
Abbildung 6-42:	Leistungsdauerlinien der simulierten Windenergieeinspeisung 2020 (on- & Offshore)	108
Abbildung 6-43:	Häufigkeitsverteilung von Leistungsklassen der simulierten Summenganglinien der Windenergieeinspeisung 2020 für das Windjahr 2007.....	109
Abbildung 6-44:	Häufigkeitsverteilung von Leistungsinkrementklassen der simulierten Summenganglinien der Windenergieeinspeisung 2020 für das Windjahr 2007	110
Abbildung 6-45:	Simulation von Sturmabschaltungen.....	111
Abbildung 7-1:	Ermittlung der PV-Installationszahlen 2020 und Gegenüberstellung zu den heutigen	112
Abbildung 7-2:	Häufigkeitsverteilung der Anlagenneigung für drei Leistungsklassen.....	113
Abbildung 7-3:	Häufigkeitsverteilung der Anlagenausrichtung für drei Leistungsklassen	114
Abbildung 7-4:	Verfahren zur Generierung der PV-Zeitreihen.....	114
Abbildung 9-1:	Dauerstrombelastbarkeit in Abhängigkeit von der Umgebungs- temperatur (Seiltyp 264- AL1/34-ST1A, 80°C Leitertemperatur, 0,6 m/s senkrechte Windanströmung), $I_{35^{\circ}\text{C}}=680\text{A}$	126
Abbildung 9-2:	Dauerstrombelastbarkeit in Abhängigkeit von der Geschwindigkeit der senkrechten Windanströmung (Seiltyp 264-AL1/34-ST1A, 80°C Leitertemperatur, 35°C Außentemperatur), $I_{0,6\text{m/s}}=680\text{A}$	126
Abbildung 9-3:	Aufbau eines GTACSR-Leiters	129
Abbildung 9-4:	Kraftmesseinrichtung zwischen Abspannisolator und Traverse eingebaut.	131
Abbildung 9-5:	Auskoppeleinheit für LWL	132
Abbildung 9-6:	Messeinrichtung zur orts aufgelösten Temperaturerfassung in einem LWL-Leiter integriert in ein Leiterseil.....	133
Abbildung 9-7:	OFW-Temperatur-Messsystem	134
Abbildung 9-8:	Aktiver Temperatursensor.....	135
Abbildung 9-9:	Meteorologische Messstation auf Leiterhöhe.....	137
Abbildung 9-10:	Beispielhafte Daten des Netzes von Wetterstationen	137
Abbildung 9-11:	Leitertemperatur in Abhängigkeit von Wetterbedingungen und Strombelastung	139
Abbildung 9-12:	Beispielhafte Leistungskennlinie einer Windkraftanlage.....	150
Abbildung 9-13:	Windeinspeisekennlinie in der E.ON-Netz-Regelzone 2006-2007.....	150
Abbildung 9-14:	Übersicht der ermittelten Strombelastbarkeitspotentiale im Starkwindszenario an den Messstationen des DWD	153

Abbildung 9-15: Übersicht der ermittelten Strombelastbarkeitspotentiale im Mittelwindszenario an den Messstationen des DWD	153
Abbildung 9-16: Potentialindikationskarte für Strombelastbarkeiten im Starkwindszenario	154
Abbildung 9-17: Potentialindikationskarte für Strombelastbarkeiten im Mittelwindszenario	155
Abbildung 10-1: Schematische Darstellung einer Übertragung mit Drehstromfreileitung	165
Abbildung 10-2: Mastbilder typischer 380-kV- und 750-kV-Freileitungen.....	165
Abbildung 10-3: Querschnitt durch ein einadriges Höchstspannungs-Drehstromkabel.....	167
Abbildung 10-4: Typische Anordnung für die Erdverlegung von zwei 380-kV-Drehstromkabelsystemen.....	167
Abbildung 10-5: Verlegung von zwei Systemen eines 380-kV-Drehstromkabels im Tunnel.....	168
Abbildung 10-6: Schematische Darstellung einer Übertragung mit Drehstromkabel	169
Abbildung 10-7: Längsschnitt durch einen GIL-Baustein.....	170
Abbildung 10-8: Schematische Darstellung einer Übertragung mit GIL	170
Abbildung 10-9: Schematische Darstellung einer Übertragung mit klassischer HGÜ-Technologie.....	172
Abbildung 10-10: Verlegung eines VPE-HGÜ-Kabels.....	173
Abbildung 10-11: Schematische Darstellung einer Übertragung mit VSC-HGÜ-Technologie	174
Abbildung 10-12: Größenvergleich des Platzbedarfs zwischen einer klassischen HGÜ und einer VSC-HGÜ ..	175
Abbildung 10-13: Schematische Darstellung der Bewertungsmethodik	178
Abbildung 10-14: Gewichtung der Kriteriengruppen.....	180
Abbildung 10-15: Gewichtung der Kriterien in der Kriteriengruppe „Technische Eigenschaften“	182
Abbildung 10-16: Gewichtung der Kriterien in der Kriteriengruppe „Umwelteinwirkung“	183
Abbildung 10-17: Gewichtung der Kriterien in der Kriteriengruppe „Systemverhalten/ Systemkompatibilität“	185
Abbildung 10-18: Typische Jahresgangkennlinie für Offshore-Windparks	188
Abbildung 10-19: Vereinfachte Offshore-Wind-Lastkurve mit 4.200 Volllaststunden	188
Abbildung 10-20: Ergebnis der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 1000 MW, 100 km	197
Abbildung 10-21: Visualisierung der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 1000 MW, 100 km	198
Abbildung 10-22: Ergebnis der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 1000 MW, 400 km	198
Abbildung 10-23: Visualisierung der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 1000 MW, 400 km	199
Abbildung 10-24: Ergebnis der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 4000 MW, 100 km	199
Abbildung 10-25: Visualisierung der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 4000 MW, 100 km	200
Abbildung 10-26: Ergebnis der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 4000 MW, 400 km	200
Abbildung 10-27: Visualisierung der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 4000 MW, 400 km	201
Abbildung 11-1: Blindleistungsaufnahme einer klassischen HGÜ in Abhängigkeit der Übertragungsleistung	206
Abbildung 11-2: Schematische Darstellung eine Offshore Windparkanbindung mit klassischer HGÜ- Technologie.....	207
Abbildung 11-3: Detaillierte Darstellung der Topologie einer klassischen HGÜ	208
Abbildung 11-4: NorNed HGÜ-MI-Seekabel	208
Abbildung 11-5: Aufbau einer Offshore Windparkanbindung mit klassischer HGÜ-Technologie	210
Abbildung 11-6: Exemplarischer Aufbau einer Offshore-Plattform mit HGÜ-Umrichter für eine Übertragung von 250MW	211
Abbildung 11-7: Schematische Darstellung einer Offshore Windparkanbindung mit VSC-HGÜ- Technologie.....	214
Abbildung 11-8: Einphasiger Ersatzschaltplan eines VSC-HGÜ-Umrichters.....	215
Abbildung 11-9: Mögliche Aufbauszenarien eines VSC-HGÜ Umrichters.....	216
Abbildung 11-10: Querschnitt eines VPE-Kabels (links Cu-Seekabel, rechts Al-Landkabel).....	216
Abbildung 11-11: Vergleich der Gewichte zwischen VPE-Drehstromkabel und VPE-Gleichstromkabel abhängig von der Leistung	217

Abbildung 11-12: Schematische Netzanbindung eines Offshore-Windparks mit VSC-HGÜ.....	217
Abbildung 11-13: Typische P/Q Diagramm eines VSC-HGÜ Umrichters	218
Abbildung 11-14: Die Verlegung des VSC-HGÜ VPE-Land-Kabels.....	219
Abbildung 11-15: Offshore Plattform und die Verlegung des VSC-HGÜ VPE-Seekabels in Wattenmeer	220
Abbildung 11-16: Schematische Darstellung der Regelung der VSC-HGÜ	221
Abbildung 11-17: Anbindung eines Windparks an das Netz über VSC-HGÜ	221
Abbildung 11-18: Regelung des VSC-HGÜ-Stromrichters auf der Netzseite.....	222
Abbildung 11-19: Regelung des VSC-HGÜ-Stromrichters auf der Windparkseite	223
Abbildung 11-20: Entwicklung der VSC-HGÜ-Technologie	224
Abbildung 11-21: Entwicklung der VPE-HGÜ-Kabels seit 1997	224
Abbildung 11-22: Klassische HGÜ als Multi-Terminal mit bipolarer (a) und hybrider (b) Ausführung	226
Abbildung 11-23: VSC-HGÜ als Multi-Terminal - Beispiele.....	226
Abbildung 11-24: Beispiel einer Multi-Terminal VSC-HGÜ Verbindung	227
Abbildung 11-25: Schutzkonzept - Variante 1 – Schutz durch AC-Leistungsschalter.....	227
Abbildung 11-26: Schutzkonzept - Variante 2 – Schutz durch AC-Leistungsschalter und schnelle DC- Lastschalter	228
Abbildung 11-27: Schutzkonzept - Variante 3 – Schutz durch schnelle DC-Leistungsschalter.....	228
Abbildung 11-28: Schematische Übersicht als Kombination aus Bohr- und Absenktunnel	230
Abbildung 11-29: Herstellung von Tunnelsegmenten im Trockendock.....	230
Abbildung 11-30: Einzelnes Tunnelsegment.....	231
Abbildung 11-31: Querschnitt durch ein Tunnelsegment.....	231
Abbildung 11-32: Exemplarischer Aufbau eines Drehstromseekabels	233
Abbildung 11-33: Schematische Darstellung eine Offshore Windparkanbindung mit Drehstromkabel	234
Abbildung 11-34: Wichtung der einzelnen Bewertungskriterien in %	237
Abbildung 11-35: Ergebnis der Bewertungen der Technologien	239
Abbildung 11-36: Anbindung der OWP in der Nordsee bis 2015 (blau) und in 2015-2020 (grün)	245
Abbildung 11-37: Anbindung der OWP in der Ostsee bis 2015 (blau) und in 2015-2020 (grün) nach dem modifizierten Offshore-Windszenario bis 2020.....	248
Abbildung 11-38: Offshore – Perspektiven.....	250
Abbildung 11-39: Transitleitung zwischen Norwegen und Deutschland mit Zwischenspeisung von Offshore Windparks.....	251
Abbildung 11-40: Mögliche Varianten für die Anbindung von Kriegers Flak zwischen Dänemark, Deutschland und Schweden	251
Abbildung 11-41: Multi-Terminal Betrieb – Vorteile bei der Anbindung von SylWin und HelWin nach „Szenario_dena II“	252
Abbildung 12-1: Variantenüberblick der Integrationsoptionen (ohne Berücksichtigung von Iterationen und Wechselwirkungen).....	256
Abbildung 12-2: Installierte Leistung je Primärenergieträger in GW bis zum Jahr 2020	257
Abbildung 12-3: Regionenbild Deutschland, Regionenbezeichnungen nach ENTSO-E	258
Abbildung 12-4: Geordnete Jahresdauerlinie des bilateralen Leistungsaustausches zwischen DE und NL.....	261
Abbildung 12-5: Geordnete Jahresdauerlinie des bilateralen Leistungsaustausches zwischen DE und PL	261
Abbildung 12-6: Installierte Leistungen in MW je Region zu 2020.....	262
Abbildung 12-7: Maximallast (zeitungleich) in MW je Region 2020	262
Abbildung 12-8: Ermittelte installierte Leistung (gesamte KW je Region)	263
Abbildung 12-9: Regionenbilanz (Maximum, Minimum und Mittelwert je Region).....	263
Abbildung 12-10: Summierte Bilanzierung und Zusammenfassung von Regionen.....	265
Abbildung 12-11: Beispiel einer geordneten Bilanz der Regionen 21 und 81 mit Erzeugungsüberschuss	266
Abbildung 12-12: Beispiel einer geordneten Bilanz der Region 75 und 42 mit „Lastüberschuss“	266

Abbildung 12-13: Prinzipdarstellung zum Netzausbau an Regionengrenzen.....	267
Abbildung 12-14: PTDF-Transportmodell	269
Abbildung 12-15: Zusammenfassung zu Regionen im PTDF-Transportmodell	270
Abbildung 12-16: Regionengrenzen mit nicht übertragbaren Leistungen (Quelle: ÜNB)	274
Abbildung 13-1: Beispiel zur Anwendung der PTDF-Methode zur Bestimmung der Übertragungskapazität.....	279
Abbildung 13-2: Speicherleistung und nicht übertragbare Leistung in Variante BAS 100 ohne Netzausbau.....	283
Abbildung 13-3: Beispiel für eine wirksame Netzentlastung durch Einsatz eines Speichers.....	285
Abbildung 13-4: Beispiele des Speichereinsatzes ohne ausreichende Netzentlastung	286
Abbildung 13-5: Beispiel für Lastflussänderung bei Anwendung von FLM	287
Abbildung 13-6: Knotenmodell mit Luftlinienentfernungen (Angabe in Kilometer).....	289
Abbildung 13-7: Regionengrenzen mit einer erwarteten Erhöhung der Übertragungsfähigkeit bis 2015	290
Abbildung 13-8: Veränderungen am 380-kV-Bestandsnetz und Zubau von AC-Stromkreisen.....	294
Abbildung 13-9: Trassenlängen (380-kV-Doppelfreileitung) für AC-Zubaunetz und Modifikationen am Bestandsnetz.....	295
Abbildung 13-10: Erwartete Entwicklung der 380-kV-Stromkreislänge in Deutschland für Variante BAS	296
Abbildung 13-11: Überregionale Transportaufgabe des Übertragungsnetzes 2020	297
Abbildung 13-12: Verlustenergiebedarf des überregionalen Übertragungsnetzes im Jahr 2020.....	298
Abbildung 13-13: Bereitstellung von Blindleistung im Netzausbauzustand 2020	299
Abbildung 13-14: Maximale Spannungswinkeldifferenzen zwischen Dänemark und der Schweiz im Jahr 2020.....	300
Abbildung 13-15: Übersicht über die Investitionskosten (ohne Speicherkosten).....	304
Abbildung 13-16: Annuität der zusätzlichen Energieverluste im Übertragungsnetz 2020 in Deutschland	305
Abbildung 13-17: Modellnetz BAS1	306
Abbildung 13-18: Modellnetz TAL1	306
Abbildung 14-1: Zubaubedarf an Trassen der Sensitivitätsvarianten im Übertragungsnetz 2020.....	312
Abbildung 14-2: Überregionale Transportaufgabe des Übertragungsnetzes 2020 für Sensitivitätsvarianten ..	313
Abbildung 14-3: Verlustenergiebedarf im Übertragungsnetz 2020 für Sensitivitätsvarianten	314
Abbildung 14-4: Bereitstellung von Blindleistung in den Sensitivitätsvarianten für 2020	315
Abbildung 14-5: Spannungswinkeldifferenzen zwischen Dänemark und der Schweiz im Jahr 2020 für Sensitivitätsvarianten	316
Abbildung 14-6: Übersicht über die Investitionskosten der Sensitivitätsvarianten im Vergleich zur Basisvariante	317
Abbildung 14-7: Zusätzliche Verlustkosten der Sensitivitätsvarianten	318
Abbildung 14-8: Annuitäten der Sensitivitätsvarianten (ohne Verlustsockel)	319
Abbildung 14-9: Einphasiger Ersatzschaltplan eines VSC-HGÜ-Umrichters.....	322
Abbildung 14-10: Mögliche Aufbauszenarien eines VSC-HGÜ Umrichters.....	323
Abbildung 14-11: Paralleler Betrieb mit Wirkleistungsregelung einer Drehstrom- mit einer VSC-HGÜ-Verbindung.....	324
Abbildung 14-12: Erweiterte Regelungsstrategien der VSC-HGÜ	325
Abbildung 14-13: VSC-HGÜ als Multi-Terminal - Beispiele.....	326
Abbildung 14-14: Gleichspannungsnetz mit Konverterleistung und Anzahl an Verbindungskabel	327
Abbildung 14-15: Exemplarische Topologie von Region 21 mit Punkt-zu-Punkt-Verbindungen	328
Abbildung 14-16: Exemplarische Topologie von Region 21 mit Gleichspannungsnetz	329
Abbildung 14-17: Die Breite der Strecke für die Übertragung von 3300 MW – drei Gleichstrom-Kabelsysteme, Spannung +/-320 kV.....	330
Abbildung 14-18: Schutzkonzept Variante 1: Schutz durch Drehstrom-Leistungsschalter.....	333
Abbildung 14-19: Schutzkonzept Variante 2: Schutz durch schnelle Gleichstrom-Leistungsschalter	334
Abbildung 15-1: Aufbau und Regelung moderner WEA	344

Abbildung 15-2:	Frequenzkennlinie für WEA von EirGrid	355
Abbildung 15-3:	Nutzung der kinetischen Energie der rotierenden WEA-Massen.....	356
Abbildung 15-4:	Verlauf der Netzfrequenz nach einem Kraftwerksausfall bei unterschiedlichem WEA-Anteil an der Erzeugung.....	359
Abbildung 16-1:	Erwartete Entwicklung der 380-kV-Stromkreislänge für Variante BAS an Land	364
Abbildung 16-2:	Annuitäten im Jahr 2020 für den zusätzlichen Netzausbau.....	367
Abbildung 19-1:	Beispiel: Ausfallwahrscheinlichkeit des Kraftwerksparks	378
Abbildung 19-2:	Methodik der Berechnung einer verbesserten Windprognose des deutschen Onshore Verbundnetzes für das Szenario 2020.	380
Abbildung 19-3:	Links: gemessene (schwarz) und prognostizierte (rot) Leistung (normiert auf die Nennleistung) in Abhängigkeit von der prognostizierten Windgeschwindigkeit. Rechts: Beobachtete Prognosefehler und deren Mittelwerte in Abhängigkeit von der prognostizierten Windgeschwindigkeit.	386
Abbildung 19-4:	N-Q-Plot der gemessenen Leistung. Rechts: Intervall $P_W/Nennl. = 0 - 1$ (keine Normalverteilung); Links: $P_W/Nennl. \sim 0,25 - 0,75$ (annähernd Normalverteilung).....	387
Abbildung 19-5:	Anzahl der Messungen (oben), mittlerer absoluter Fehler (Mitte) und BIAS (unten) der jeweiligen Klasse (exemplarisch für einen Windpark).....	388
Abbildung 19-6:	Schematische Darstellung der Berechnung der Planquadrat-Leistung durch entfernungsabhängige Gewichtung von Referenzmessungen	391
Abbildung 19-7:	Fehlerverteilungen der derzeitigen (2007) und optimierten (für 2020) Onshore-Windleistungsprognosen für Vorhersagehorizonte von ein (links) und zwei (rechts) Stunden für gesamt Deutschland.....	392
Abbildung 19-8:	Methodik der Generierung von Offshore Leistungsprognosen und Prognosefehlern unter Berücksichtigung des Vergleichmäßigungseffekts	394
Abbildung 19-9:	Fehlerverteilungen der nicht-optimierten und optimierten Windleistungsprognosen für Vorhersagehorizonte von ein (links) und zwei (rechts) Stunden für das gesamte Offshore Ausbauszenario 2020 normiert auf die Gesamtnennleistung von $P_n=14070\text{MW}$	397
Abbildung 19-10:	Fehlerverteilungen der nicht-optimierten und optimierten Windleistungsprognosen für Vorhersagehorizonte von ein (links) und zwei (rechts) Stunden für das gesamte Onshore- und Offshore Ausbauszenario 2020 normiert auf Nennleistung	398
Abbildung 19-11:	Fehlerverteilungen der derzeitigen (2007) Windleistungsprognosen für das deutsche (nur Onshore) Verbundnetz sowie für die erwarteten Windleistungsprognosen für das gesamte On- und Offshore Ausbauszenario 2020 (Gesamtnennleistung ca. 51GW) für Vorhersagehorizonte von ein (links) und zwei (rechts) Stunden	400
Abbildung 19-12:	Faltungsprozess von BALANCE-WEA.....	401
Abbildung 19-13:	Bestimmung der Leistungsvorhaltung nach BALANCE-WEA.....	402
Abbildung 19-14:	Windprognosefehler für 1h und 2h-ahead in den Jahren 2007 und 2020.....	404
Abbildung 20-1:	Darstellung von „Peak Shaving“ und „Valley Filling“ Maßnahmen und ihr Einfluss auf den Strompreis	407
Abbildung 20-2:	Übersicht der berücksichtigten Anwendungsbereiche im Haushaltssektor	411
Abbildung 20-3:	Übersicht der durchschnittlichen DSM-Potenziale für Regelleistung im Haushaltssektor ..	413
Abbildung 20-4:	Positive und negative DSM-Leistung von Kühlschränke (links) und Gefrierschränken (rechts) in Haushalten bei normalverteilter Beladung.....	417
Abbildung 20-5:	Lastprofil für Waschmaschinen, Wäschetrockner und Spülmaschinen ohne Berücksichtigung von Lastverschiebungen durch DSM	419
Abbildung 20-6:	Übersicht der berücksichtigten Anwendungsbereiche im Industriesektor.....	420
Abbildung 20-7:	Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale der energieintensiven Einzelprozesse im Industriesektor.....	421

Abbildung 21-1:	Regelleistungsbereitstellung durch Windparks	430
Abbildung 21-2:	Spot- und Regelmarkt	431
Abbildung 21-3:	Angebot von Windenergie auf dem Reservemarkt	432
Abbildung 21-4:	Angebot von negativer Reserve	432
Abbildung 23-1:	Entwicklung der Kapazität erneuerbarer Energien.....	449
Abbildung 23-2:	Entwicklung des Nettostromverbrauchs bis zum Jahr 2020.....	449
Abbildung 23-3:	Arbeitsschritte zur Ermittlung der nicht integrierbaren Leistung	452
Abbildung 23-4:	Kraftwerksparkentwicklung in Deutschland	454
Abbildung 23-5:	Stromerzeugungsmix im Jahr 2020.....	455
Abbildung 23-6:	Ab 2010 modellendogen zugebaute DSM Kapazitäten in Industrie und Haushalten für Spot- und Regelenergiemärkte	460
Abbildung 23-7:	Dargebotene durchschnittliche Reserveleistung durch DSM Prozesse im Jahr 2020 sowie Wahrscheinlichkeiten für den Abruf von Regelenergie	461
Abbildung 23-8:	Übersicht über wichtige Veränderungen von Marktparametern aufgrund von DSM in Deutschland im Jahr 2020.....	462
Abbildung 23-9:	Aufteilung der kumulierten Kosteneinsparungen im deutschen Stromerzeugungssektor durch DSM im Zeitraum 2007 bis 2020.....	462
Abbildung 23-10:	Begrenzung der Regelleistungsvorhaltung durch WEA.....	464
Abbildung 23-11:	Positive Regelleistungsvorhaltung Winter 2020	465
Abbildung 23-12:	Negative Regelleistungsvorhaltung Winter 2020.....	465
Abbildung 23-13:	Bestandteile des Strompreises für Haushaltskunden im Jahr 2020 im Basisszenario	470
Abbildung 23-14:	Strompreis für verschiedene Stromkunden 2010 bis 2025	470
Abbildung 23-15:	Schematische Darstellung der Regionengrenzen im deutschen Übertragungsnetz	472
Abbildung 23-16:	Dauerlinien der nicht-übertragbaren Leistung an den untersuchten Regionengrenzen	473
Abbildung 23-17:	Energiedichte des Speichermediums.....	476
Abbildung 23-18:	Engpassbewirtschaftung eines Speichers	477
Abbildung 23-19:	Jährliche Kosten für Speicher	480
Abbildung 23-20:	Die Salzstöcke im norddeutschen Küstenraum	482
Abbildung 25-1:	Jährliche Gesamtkosten im Jahr 2020 für alle neun Varianten	497
Abbildung B-0-1:	Übersicht der Annahmen im Referenzszenario und der ergänzenden Untersuchungen.....	514
Abbildung B-0-2:	Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale für Regelleistung im Haushaltssektor	515
Abbildung B-0-3:	Übersicht der berücksichtigten Anwendungsbereiche im GHD-Sektor	517
Abbildung B-0-4:	Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale GHD-Sektor	518
Abbildung B-0-5:	Positive und negative DSM-Leistung von Kühlmöbel in Lebensmittelmärkten im GHD-Sektor	519
Abbildung B-0-6:	Übersicht der berücksichtigten Anwendungsbereiche im Industriesektor	522
Abbildung B-0-7:	Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale der energieintensiven Einzelprozesse im Industriesektor.....	523
Abbildung B-0-8:	Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale der Querschnittstechnologien im Industriesektor.....	524
Abbildung B-0-9:	Aufbau der Szenarien.....	534
Abbildung B-0-10:	Durchschnittlich verfügbares DSM-Potenzial in Summe über alle Sektoren in Deutschland bis zum Jahr 2020.....	535
Abbildung B-0-11:	Durch DSM verschobene Last in Summe über alle Sektoren in Deutschland bis zum Jahr 2020.....	537
Abbildung B-0-12:	Durch DSM verschobene Last im GHD-Sektor bis zum Jahr 2020	537
Abbildung B-0-13:	Durch DSM verschobene Last im Haushaltssektor bis zum Jahr 2020.....	538
Abbildung B-0-14:	Durch DSM verschobene Last im Industriesektor bis zum Jahr 2020	539

Abbildung B-0-15: Durchschnittliche positive und negative Leistungsabsicherung durch DSM-Prozesse bis zum Jahr 2020	540
Abbildung B-0-16: Veränderung des konventionellen Kraftwerkparks durch DSM im Vergleich zum Referenzszenario bis zum Jahr 2020	541
Abbildung B-0-17: Veränderung der kumulierten Systemkosten im europäischen Strommarkt durch DSM im Vergleich zum Referenzszenario bis zum Jahr 2020	542
Abbildung C-0-1: Input-Output-Struktur	547
Abbildung C-0-2: Endogen und exogen behandelte Technologien	548
Abbildung C-0-3: Darstellung der europäischen Staaten im DIME-Modell	549
Abbildung C-0-4: Beispiel für stündliche, tägliche, und saisonale Lastschwankungen	552
Abbildung C-0-5: Beispiel der ermittelten Restnachfrage.....	553
Abbildung C-0-6: Beispiel eines stündlichen Kraftwerkseinsatzes an einem Arbeitstag im Herbst.	554
Abbildung C-0-7: Beispiel für Stromerzeugung und physikalischen Austausch in Deutschland.....	555
Abbildung D-0-1: Im DIANA modellierte Regionen	556

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1-1:	Windenergie-Ausbau bis 2020 gemäß „Szenario dena-Fachbeirat“	21
Tabelle 1-2:	Windenergie-Ausbau bis 2020 gemäß „DEWI-Szenario“	22
Tabelle 1-3:	Gegenüberstellung der Windenergie-Ausbauszenarien in der dena-Netzstudie I und der Ist-Situation zum Jahresende 2007.....	23
Tabelle 1-4:	Regionale Abweichungen des Windenergieausbaus bis 2007 gegenüber dem „Szenario dena-Fachbeirat“	24
Tabelle 2-1:	Flächenfestlegungen sowie aktuelle Planungs- und Genehmigungslage für Offshore-Windenergie	37
Tabelle 3-1:	Veränderungen des Ausbaupotenzials nach Überprüfung der Szenarien	43
Tabelle 3-2:	Modifiziertes Szenario für den Windenergieausbau an Land	43
Tabelle 4-1:	Modifiziertes Szenario für den Offshore-Windenergieausbau	45
Tabelle 5-1:	Modifiziertes Szenario für den Ausbau sonstiger erneuerbarer Energien auf Basis der Angaben in der BMU-Leitstudie.....	47
Tabelle 6-1:	Windindex der Jahre 2004 bis 2007	49
Tabelle 6-2:	Übersicht des Vergleichs der Windgeschwindigkeiten	51
Tabelle 6-3:	Berechnung von 15min-Mittelwerten aus 10min-Mittelwerten	53
Tabelle 6-4:	Kennwerte der Nordsee-Windgeschwindigkeitsinkremente	54
Tabelle 6-5:	Kennwerte der Windgeschwindigkeitsinkremente an Offshore Messmasten	55
Tabelle 6-6:	Standardabweichungen der gemessenen Offshore Windgeschwindigkeitsinkremente	56
Tabelle 6-7:	Kenngrößen von Windmessung und –simulation.....	65
Tabelle 6-8:	Klassen des windgeschwindigkeitsabhängigen Ausfallfaktors (k).....	87
Tabelle 6-9:	Anzahl der reparierten 5-MW Anlagen pro Tag in Abhängigkeit von der Reparaturrate	88
Tabelle 6-10:	Übersicht zur Parkverfügbarkeit	90
Tabelle 6-11:	Im Jahr 2007 installierte WEA-Typen	96
Tabelle 6-12:	Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen	98
Tabelle 6-13:	Kennwerte der Offshore Windleistungszeitreihen 2020	102
Tabelle 6-14:	Kennwerte der Onshore Windleistungszeitreihen 2020	105
Tabelle 6-15:	Kennwerte der simulierten Summenganglinien der Windenergieeinspeisung 2020	108
Tabelle 10-1:	Auslegung der 380-kV-Drehstromfreileitungen für die Übertragungsaufgaben	166
Tabelle 10-2:	Auslegung der 750 kV-Drehstromfreileitungen für die Übertragungsaufgaben	166
Tabelle 10-3:	Realisierte Höchstspannungs-Drehstromkabelprojekte weltweit	168
Tabelle 10-4:	Auslegung des 380-kV-Drehstromkabels für die Übertragungsaufgaben	169
Tabelle 10-5:	Auslegung der GIL für die Übertragungsaufgaben	171
Tabelle 10-6:	Auslegung der klassischen HGÜ-Technologie mit Gleichstromkabel für die Übertragungsaufgaben	172
Tabelle 10-7:	Auslegung der klassischen HGÜ-Technologie mit Gleichstromfreileitung für die Übertragungsaufgaben	172
Tabelle 10-8:	Auslegung der VSC-HGÜ-Technologie mit Gleichstromkabel für die Übertragungsaufgaben	176
Tabelle 10-9:	Auslegung der VSC-HGÜ-Technologie mit Gleichstromfreileitung für die Übertragungsaufgaben	176
Tabelle 10-10:	Prioritätenmatrix für Kriteriengruppen	180
Tabelle 10-11:	Prioritätenmatrix für die Kriteriengruppe „Technischen Eigenschaften“	181
Tabelle 10-12:	Prioritätenmatrix für die Kriteriengruppe „Umwelteinwirkung“	183
Tabelle 10-13:	Prioritätenmatrix für die Kriteriengruppe „Systemverhalten/Systemkompatibilität“	184

Tabelle 10-14:	Bewertungskriterien für die einzelnen Technologien in der Kriteriengruppe „Technische Eigenschaften“	186
Tabelle 10-15:	Investitionskosten für betrachtete Übertragungsaufgaben und Übertragungstechnologien (in pu von der Investition für 380-kV-Freileitungen).....	187
Tabelle 10-16:	Bewertungskriterien für die einzelnen Technologien in der Kriteriengruppe „Umwelteinwirkung“	190
Tabelle 10-17:	Bewertungskriterien für die einzelnen Technologien in der Kriteriengruppe „Systemverhalten/Systemkompatibilität“	191
Tabelle 11-1:	Überblick über den Stand und die Entwicklungsmöglichkeiten der klassischen HGÜ-Technologie für die Anbindung von Offshore-Windparks.....	212
Tabelle 11-2:	Überblick über den Stand und die Entwicklungsmöglichkeiten der VSC-HGÜ-Technologie für die Anbindung von Offshore-Windparks.....	225
Tabelle 11-3:	Die Informationen über Quebec - New England HGÜ-Multiterminal Projekt	226
Tabelle 11-4:	Überblick über den Stand und die Entwicklungsmöglichkeiten der GIL-Technologie für die Anbindung von Offshore-Windparks	232
Tabelle 11-5:	Überblick über den Stand und die Entwicklungsmöglichkeiten der Drehstromkabel-Technologie für die Anbindung von Offshore-Windparks.....	234
Tabelle 11-6:	Prioritätenmatrix für die Bewertungskriterien	236
Tabelle 11-7:	Bewertung der Technologien für die Aufgabe 300 MW, 50 km	238
Tabelle 11-8:	Bewertung der Technologien für die Aufgabe 1.000 MW, 100 km	238
Tabelle 11-9:	Bewertung der Technologien für die Aufgabe 4.000 MW, 200 km	238
Tabelle 11-10:	Modifiziertes Offshore Windszenario aufgeteilt auf vier Clusters bis 2020	241
Tabelle 11-11:	Zusammenfassung der installierten Windparkleistung für 2015 und 2020 in der Nordsee (Quelle: Szenario_dena II_mod)	242
Tabelle 11-12:	Zusammenfassung der installierten OWP-Leistung für 2015 und 2020 in der Ostsee	247
Tabelle 11-13:	Beispielhafter Vergleich der Anbindung von Cluster bis 2015 als „Windpark-scharfe“ und als „Cluster-scharfe“ Variante (BorWin und DolWin).....	254
Tabelle 12-1:	Regionalisierter Zubau der erneuerbaren Energien	264
Tabelle 12-2:	Nichtübertragbare Leistungen zwischen den Regionen	275
Tabelle 13-1:	Variantenbeschreibung.....	277
Tabelle 13-2:	Grenzwertanpassung der Stromkreisbelastbarkeit in Varianten mit FLM	277
Tabelle 13-3 :	Zusätzlich erforderlicher Übertragungsbedarf zwischen Regionen	281
Tabelle 13-4:	Zubaubedarf für 380-kV-Stromkreise über Regionengrenzen	293
Tabelle 13-5:	Modellkosten der Maßnahmen an Freileitungen.....	302
Tabelle13-6:	Modellkosten der Schaltfelder	303
Tabelle 13-7:	Modellkosten der Kompensationsmittel.....	303
Tabelle 14-1:	Sensitivitätsvarianten zu BAS 000.....	308
Tabelle 14-2:	Anzahl der erforderlichen Stromkreise in den Sensitivitätsvarianten	311
Tabelle 14-3:	Modellkosten alternativer Übertragungstechnologien.....	317
Tabelle 14-4:	Auslegung der VSC-HGÜ-Technologie mit Gleichstromkabel für eine Übertragung von 1100 MW mit unterschiedlicher Streckenlänge	330
Tabelle 14-5:	Benötigte Kabellänge und Konverterstationen für das vorgegebene Konzept bei Punkt-zu-Punkt Verbindung	335
Tabelle 14-6:	Benötigte Kabellänge und Konverterstationen für das Konzept „Gleichspannungsnetz“	336
Tabelle 15-1:	Konventionelle Kraftwerke – Stand der Technik.....	358
Tabelle 19-1:	Zuverlässigkeitsgrößen von Kraftwerken in Deutschland.....	379
Tabelle 19-2:	Verbesserungspotentiale anhand von Literaturrecherchen. Verbesserungen bezüglich des mittleren absoluten Fehlers aktueller Prognoseverfahren	385

Tabelle 19-3:	Gemittelte Verbesserung des mittleren absoluten Fehlers der klassenspezifischen Windleistungsprognose der 62 Referenzwindparks des deutschen Verbundnetzes	390
Tabelle 19-4:	Windleistungsprognosegüten (normiert auf die jeweilige Nennleistung) der derzeitigen (2007) und verbesserten (für 2020) Onshore-Windleistungsprognosen für Vorhersagehorizonte von ein und zwei Stunden für gesamt Deutschland	393
Tabelle 19-5:	Windleistungsprognosegüten für Vorhersagehorizonte von ein und zwei Stunden für das Offshore Ausbauszenario normiert auf die Gesamtnennleistung von $P_n=14070$ MW	396
Tabelle 19-6:	Windleistungsprognosegüten für Vorhersagehorizonte von ein und zwei Stunden für das gesamte Ausbauszenario 2020 (Onshore und Offshore) normiert auf Nennleistung	398
Tabelle 19-7:	Verbesserungen (nach Gleichung 19.8) der Windleistungsprognose durch Einrechnung potentieller Optimierungen und Aggregation von On- und Offshore Windparks	399
Tabelle 19-8:	Modellierte Regelleistungsvorhaltung 2020.....	404
Tabelle 20-1:	Berechnung des technischen DSM-Potenzials der stromintensiven Industrieprozesse	425
Tabelle 20-2:	Kostenparameter für DSM Prozesse in Haushalten, im GHD-Sektor und in energieintensiven Industrien	425
Tabelle 20-3:	Variable Kosten, fixe Kosten und Investitionskosten für die untersuchten DSM-Prozesse ..	427
Tabelle 22-1:	Beispiel technischer und wirtschaftlicher Parameter diabater Druckluftspeicher	440
Tabelle 22-2:	Beispiel für Investitionskosten eines AA-CAES-Kraftwerks	441
Tabelle 22-3:	Beispiel für technische und ökonomische Parameter eines AA-CAES-Kraftwerks	442
Tabelle 22-4:	Beispiele für technische und ökonomische Parameter für Wasserstoffspeicher	444
Tabelle 22-5:	Beispiele für technische und ökonomische Parameter für Pumpspeicherkraftwerke	444
Tabelle 22-6:	Beispiel für technische Parameter ausgewählter Batteriespeicher	445
Tabelle 22-7:	Beispiel für technische und ökonomische Parameter für Redox-Flow-Batteriespeicher	447
Tabelle 23-1:	Primärenergiepreise.....	450
Tabelle 23-2:	Preise für Kraftwerkskapazitäten	450
Tabelle 23-3:	Flexibilitäten der Kraftwerke	451
Tabelle 23-4:	Angenommener exogener Kraftwerkszubau	451
Tabelle 23-5:	Stromerzeugung und Kraftwerkskapazitäten im Basisszenario	456
Tabelle 23-6:	Berücksichtigte Parameter	458
Tabelle 23-7:	Durch Windenergie verdrängte Stromerzeugung	468
Tabelle 23-8:	Kosteneinsparungen durch und Einspeisevergütungen für Windstrom im Jahr 2020	468
Tabelle 23-9:	Speicherdimensionierung im 100 % Speicherfall	474
Tabelle 23-10:	Speicherdimensionierung im 100% Speicherfall unter Berücksichtigung von FLM	475
Tabelle 23-11:	Speicherdimensionierung im 100% Speicherfall unter Berücksichtigung von TAL.....	475
Tabelle 23-12:	Speicherdimensionierung im 50 % Speicherfall	475
Tabelle 23-13:	Speicherdimensionierung im 50 % Speicherfall unter Berücksichtigung von FLM	475
Tabelle 23-14:	Speicherdimensionierung im 50 % Speicherfall unter Berücksichtigung von TAL.....	476
Tabelle 23-15:	Jährliche Kosten der 50%-Integration durch AA-CAES-Speicher	479
Tabelle 23-16:	Jährliche Kosten der 100%-Integration durch H2-Speicher	480
Tabelle 23-17:	Zusammenstellung der Bewertung möglicher Offshore-Standorte	483
Tabelle 23-18:	Zusammenstellung der Bewertung möglicher Onshore-Standorte.....	485
Tabelle B-0-1:	Berechnung des technischen DSM-Potenzials der stromintensiven Industrieprozesse	525
Tabelle B-0-2:	Investitionskosten für die untersuchten DSM-Prozesse je Sektor.....	532
Tabelle C-0-1:	Eigenschaften der Erzeugungstechnologien.....	550
Tabelle C-0-2:	Gesamthäufigkeit der Tagesarten pro Jahreszeit.....	551

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

A	Ampere (Einheit des elektr. Stromes)
AC	Alternating current (Wechselstrom, hier dreiphasiger sog. Drehstrom)
ASG	Asynchrongenerator mit Stallregelung
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BAS	Untersuchte Variante „Basis“
BauGB	Baugesetzbuch
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DEWI	DEWI GmbH - Deutsches Windenergie-Institut
DFIG	Doppelt gespeister Asynchrongenerator
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FACTS	Flexible AC Transmission System
FFH	Fauna-Flora-Habitat
FLM	Freileitungs-Monitoring
FRT	Fault Ride Trough Capability (Verhalten bei Netzstörungen)
GIL	Gasisolierte Leitung (Erdverlegte Rohrleiter für Drehstromübertragung mit Isoliergas SF ₆)
ha/MW	(<i>Flächenbedarf in</i>) Hektar pro Megawatt installierte Leistung
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung (allgemein verwendeter Überbegriff sowohl für die Gleichstrom- wie auch die Gleichspannungsübertragungstechnologie)
HOA	Horizontalausgleich

IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
kV	Kilovolt (Einheit der elektr. Spannung)
LROP	Landesraumordnungsprogramm
NV	Nicht-Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerken
OWP	Offshore-Windpark
PCC	Point of Common Coupling
PLZ	Postleitzahl
PSG	Projektsteuerungsgruppe
p.u.	per unit (Vielfaches einer Bezugsgröße)
PV	Photovoltaik
REG	Regenerative Energien
ROV	Raumordnungsverfahren
RREP	Regionales Raumentwicklungsprogramm
RROP	Regionales Raumordnungsprogramm
SeeAnlV	Seeanlagenverordnung
SG	Synchrongenerator mit Vollumrichter
SPA	Special Protected Area (Vogelschutzgebiet)
SVC	Static Var Compensator
TAL	temperaturbeständiges Aluminium (für Leiterseile mit Betriebstemperaturen >80°C)
TCR	Thyristor Controlled Reactor
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVS/UVP	Umweltverträglichkeitsstudie/-prüfung
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSC	Voltage-Source-Converter (Spannungsgesteuerte HGÜ)
WEA	Windenergieanlage
WVS	Windvorrangstandort (<i>allg.: für Windenergie ausgewiesene Gebiete</i>)

KURZZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende dena-Netzstudie II behandelt die Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung bis zum Jahre 2020 und gibt einen qualifizierten Ausblick bis 2025. Sie knüpft damit an die Ergebnisse der dena-Netzstudie I „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ an, die im Februar 2005 veröffentlicht wurde und entwirft eine konzeptionelle Perspektive für geeignete Systemlösungen. In Teil I der dena-Netzstudie II werden regional differenzierte Szenarien der installierten Windleistung entwickelt, auf deren Grundlage Zeitreihen der Windenergieeinspeisung für Hoch- und Höchstspannungsknoten sowie Offshore-Windparks generiert werden. In Teil II werden die zukünftigen Anforderungen an das Übertragungsnetz und Optionen des Netzausbaus analysiert. Flexibilisierungsmöglichkeiten auf der Angebots- und Nachfrageseite des Stromsystems werden in Teil III untersucht. Die Studie zeigt konzeptionell den innerdeutschen Netzausbaubedarf für die vollständige Integration der erneuerbaren Energien bei kostenoptimaler Fahrweise der Kraftwerke und marktgetriebenem Stromaustausch mit dem Ausland im Rahmen der festgelegten Übertragungskapazitäten.

TEIL I: GENERIERUNG VON ZEITREIHEN DER STROMEINSPEISUNG AUS WINDKRAFT UND ANDEREN ERNEUERBAREN ENERGIEN FÜR DAS JAHR 2020

Für die vorliegende dena-Netzstudie II erfolgte im Studienzeitraum eine Überprüfung der Szenarien der dena-Netzstudie I zum Windenergieausbau an Land und Offshore sowie zur Ausbauentwicklung anderer erneuerbarer Energien, um Marktentwicklungen und veränderte Rahmenbedingungen für die Untersuchung zu berücksichtigen. Die Gegenüberstellung der Szenarien 2007 der dena-Netzstudie I aus dem Jahr 2005 und der tatsächlichen Ausbauentwicklung bis 2007 zeigt insgesamt eine sehr gute Übereinstimmung, auch wenn regional Abweichungen aufgetreten sind. Für die dena-Netzstudie II wurden modifizierte Ausbauszenarien für 2015 und 2020 sowie ein qualifizierter Ausblick bis 2025 entwickelt und durch Beschlussfassung der Projektsteuerungsgruppe im Sommer 2008 eine Grundlage für die nachfolgenden Netzberechnungen im Rahmen der Studie festgelegt. Nach dem modifizierten Szenario für den Windenergieausbau an Land ergibt sich mit rund 37000 MW in 2020 ein um ca. 30% höheres Ausbaupotenzial gegenüber dem Szenario der dena-Netzstudie I. Als Grund ist i.W. die Ausweisung zusätzlicher Flächen für die Windenergienutzung in Schleswig-Holstein, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern sowie die Anpassung des für Niedersachsen und Brandenburg angenommenen Flächenbedarfswerts auf 7 Hektar pro MW installierter Windenergieleistung im modifizierten Szenario zu sehen. Für die Offshore-Windenergienutzung wird eine zeitlich um etwa fünf Jahre verzögerte Entwicklung gegenüber der dena-Netzstudie I erwartet. Im Ergebnis sieht das modifizierte Szenario der dena-Netzstudie II bis 2020 eine installierte Offshore-Windenergieleistung von 12000 MW in der Nordsee und 2000 MW in der Ostsee vor. Als Szenario für den Ausbau anderer erneuerbarer

Energien wurde die in der BMU-Leitstudie 2008 erwartete Entwicklung übernommen. Insbesondere durch die veränderte Ausbauerwartung für Photovoltaik-Anlagen führt dies gegenüber dem Szenario der dena-Netzstudie I nahezu zu einer Verdopplung der installierten Leistung aus anderen erneuerbaren Energien auf knapp 30000 MW bis 2020. Auf Grundlage des für die vorliegende dena-Netzstudie II entwickelten Szenarios des Windenergieausbaus werden Zeitreihen der Windenergieeinspeisung für das Jahr 2020 in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und einer räumlichen Auflösung von 1186 Onshore-Netzknoten (Hoch- und Höchstspannungsknoten mit Windenergieeinspeisung) und 46 Offshore-Windparks generiert. Die Erzeugung der Windleistungszeitreihen beruht im Gegensatz zur dena-Netzstudie I auf historischen Wetterdaten aus einem numerischen Wettermodell (Analysedaten des COSMO-DE-Modells des deutschen Wetterdienstes), wodurch eine deutliche Verbesserung zur dena-Netzstudie I erreicht wird. Die Wettermodelldaten, welche für die Jahre 2004 bis 2007 als Stundenwerte vorliegen, werden mittels physikalischer Modelle in die entsprechende elektrische Windleistung des Jahres 2020 transformiert. Bei der Transformation der Wettermodelldaten in die elektrische Leistung des Jahres 2020 werden die wesentlichen Einflüsse, wie die heutigen und zukünftigen Nabenhöhen und Leistungskennlinien der Windenergieanlagen (WEA), ihre gegenseitige Abschattung und die windparkinternen elektrischen Verluste berücksichtigt. Der Anteil von heute bereits errichteten WEA und noch bis zum Jahr 2020 zu errichtenden WEA ist durch die Annahmen zum Repowering vorgegeben. Für die zukünftigen WEA werden Onshore 110 m und Offshore 90 m als mittlere Nabenhöhe und eine On- bzw. Offshore-Modell-Leistungskennlinie angenommen. Auch die technische Verfügbarkeit von Windenergieanlagen wird in dem Simulationsverfahren mitbetrachtet, wobei im Fall der Offshore-Windenergie auch die Windgeschwindigkeitsabhängigkeit von WEA-Ausfällen und die erschwerte Zugänglichkeit von Offshore-WEA für Wartungszwecke abgebildet sind. Zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung auf 15 Minuten werden die Windgeschwindigkeiten der Wettermodelldaten durch eine geeignete Methode mit an Messmasten gemessenen Windgeschwindigkeiten aufgefüllt. Für die Umwandlung der so erzeugten Windgeschwindigkeitszeitreihen in Leistungszeitreihen werden sogenannte Windpark-Leistungskennlinien verwendet, die für ganze Windparks bzw. Netzknoten gültig sind und unter Verwendung der Leistungskennlinien der angeschlossenen WEA erzeugt werden. Zur Ermittlung der verschiedenen Parameter der Simulationsmodelle wird auf die Datenbasis von langjährigen Leistungsmessungen an 83 Windparks mit einer Nennleistung von insgesamt 3,2 GW zurückgegriffen. Die für das Jahr 2020 generierten Zeitreihen der Windenergieeinspeisung werden hinsichtlich ihrer für die Netzintegration wesentlichen Eigenschaften, wie ihren Volllaststunden oder ihren maximalen Gradienten, untersucht.

Für das Windjahr 2007 ergeben sich bei der simulierten Windenergieeinspeisung des Jahres 2020 Onshore ca. 2200 und Offshore ca. 4200 Volllaststunden. Zum einen ist daraus ersichtlich, dass Offshore sehr hohe Volllaststunden erzielt werden können. Zum anderen wird deutlich, dass höhere Nabenhöhen und eine verbesserte Anlagentechnologie auch Onshore deutlich die Volllaststundenzahl erhöhen. Außerdem wird bei der Analyse der Zeitreihen deutlich, dass ein Ausbau der Windenergie zur Verringerung der relativen Schwankungen der deutschlandweiten Windenergieeinspeisung führt. Diese Vergleichmäßigung bewirkt eine bessere Prognostizierbarkeit der Windenergieeinspeisung und eine Reduzierung des relativen Regel-

energiebedarfs. Neben den Zeitreihen der Windenergieeinspeisung werden Zeitreihen der Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen für das Jahr 2020 in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und einer räumlichen Auflösung von Bundesländern ebenfalls mittels physikalischer Modelle und auf Grundlage von Wettermodellldaten generiert. Die Zeitreihen aus Teil I der vorliegenden Studie dienen als Grundlage für die Netzberechnungen in Teil II und die Regelenergieberechnungen in Teil III.

TEIL II: AUSWIRKUNGEN AUF DAS NETZ

Der Studienteil II behandelt die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz und technische Optionen für die künftige Entwicklung.

Methodik:

Im ersten Schritt wird die Übertragungsfähigkeit des bis 2015 als realisiert vorausgesetzten Übertragungsnetzes (siehe Annahmen) untersucht. Die Umsetzung dieser derzeit weitgehend noch nicht realisierten Netzausbauprojekte muss deshalb zur weiteren Integration der erneuerbaren Energien im gesellschaftlichen Konsens (Akzeptanz) mit Nachdruck vorangetrieben werden. Auf Basis der in Teil I ermittelten zukünftigen Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen und dem erwarteten konventionellen Kraftwerkspark für 2020 wird die mit diesem Netz nicht übertragbare Leistung bestimmt und der Einfluss von Optimierungsmaßnahmen abgeschätzt. Die aktuellen Technologien (Netzausbau, Temperaturmonitoring, Hochtemperaturseile, Kabel, Gleichstromübertragung, Speicher), werden anhand technisch/wirtschaftlicher Kriterien für eine Punkt-zu-Punkt-Übertragung gegenübergestellt und bewertet. Es wird als Alternative ein prinzipieller Lösungsvorschlag für ein großräumig vermaschtes Overlaynetz unter Einsatz der Gleichstromtechnik vorgestellt. Für den Einsatz der 380-kV-Drehstromtechnik werden die notwendigen Netzausbaumaßnahmen an Land konzeptionell dargestellt. Die seeseitige Anbindung der Offshore-Windparks wird konzipiert sowie die systemrelevanten Potenziale und Anforderungen an Windenergieanlagen (Kurzschluss- und Blindleistung, Inselnetzfähigkeit) werden aufgezeigt.

Annahmen:

Im Hinblick auf die Untersuchungsergebnisse haben folgende Annahmen, die zu Beginn der Studie einvernehmlich festgelegt wurden, besondere Bedeutung:

- Vollständige Integration der erneuerbaren Energien, d.h. EEG-Einspeisevorrang (keine Leistungsabregelung bzw. kein Einspeisemanagement)
- Kernenergieausstieg (install. Kraftwerksleistung aus Kernenergie in 2020: 6,7 GW)
- Modellendogene ökonomische Optimierung des deutschen Kraftwerksparks
- Europäischer Markt nur durch Kuppelleitungskapazitäten begrenzt
- Marktgetriebener Kraftwerkseinsatz für Gesamtdeutschland über 8760 h
- Planungsnetz 2015 (inkl. Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen gemäß dena-Netzstudie I und unter Berücksichtigung des EnLAG)

-
- Regionalisierung der Kraftwerkseinspeisungen gemäß 18-Regionen-Modell der ÜNB (vgl. Regionenmodelle Stromtransport der deutschen ÜNB)
 - Annahme eines um 8% sinkenden Nettostromverbrauchs im Zeitraum 2008-2020

Abhängigkeit der Betriebsmittelbelastbarkeit von Umgebungsbedingungen und Technologien

Die Strombelastbarkeitsgrenze einer Freileitung hängt vor allem von der Leiterseiltemperatur bzw. dem entstehenden Durchhang ab, welcher wiederum maßgeblich vom Leiterstrom, der Außentemperatur, der Sonneneinstrahlung und der Windkühlung abhängt. Da die normativen Wetterbedingungen (35°C Außentemperatur, 0,6 m/s Windgeschwindigkeit) zum großen Teil des Jahres nicht erreicht werden, bestehen zeitweilig Reserven.

Die Erfassung äußerer Bedingungen und letztlich der Leiterseiltemperatur selbst wird als „Freileitungs-Monitoring (FLM)“ bezeichnet und kann im Netzbetrieb, in der Netzbetriebsplanung sowie in der Netzplanung eingesetzt bzw. deren Auswirkungen berücksichtigt werden. Bei starker Windenergieeinspeisung ermöglicht die hohe windbedingte Leiterseilkühlung zwischen 50% zusätzliche Strombelastbarkeit im Norden und 15% im Süden Deutschlands (lokale Verhältnisse vernachlässigt). Bei mittlerer Windenergieeinspeisung sinken diese Potenziale deutschlandweit um jeweils ca. 10 %.

Die Berücksichtigung der Auswirkungen von FLM in der Netzplanung ist sowohl in Deutschland (erste Pilotversuche) als auch international noch nicht Stand der Technik. In der Netzbetriebsplanung und im Netzbetrieb wird ein sehr vereinfachtes FLM in Form jahreszeitabhängiger Strombelastbarkeiten europaweit vereinzelt eingesetzt. Die Nutzung von Online-Wetterdaten im Netzbetrieb erfolgt bisher in Deutschland und in Europa nur in Einzelfällen.

Darüber hinaus können sogenannte „TAL“-Leiter aus hochtemperaturfestem Aluminium bis zu einer Leiterseiltemperatur von ca. 150°C eingesetzt werden, die eine Erhöhung der Strombelastbarkeit auf ca. 150% ermöglichen und Stand der Technik sind, wenngleich die dazugehörige Normung noch durchgängig erfolgen muss. Es ist in einer weiteren Untersuchung zu prüfen, ob die erhöhte Strombelastbarkeit unter Berücksichtigung aller Randbedingungen in vollem Umfang genutzt werden kann, denn die Erhöhung des zulässigen Stromes allein kann nicht pauschal mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität gleichgesetzt werden. Auswirkungen auf die Netzdynamik, Spannungsstabilität/Blindleistungsdimensionierung, Winkelstabilität und betriebliche Reserven müssen berücksichtigt werden. Zusätzlich müssen alle primär- und sekundärtechnischen Komponenten des Stromkreises, bei dem der TAL-Leiter zum Einsatz kommen soll, für den höheren Übertragungsstrom ausgelegt sein. Des Weiteren sind gesetzliche Anforderungen (z.B. Grenzwerte für elektromagnetische Felder, Abstände, ausreichende Erprobung) einzuhalten.

Identifikation geeigneter Varianten zur Übertragung der Windenergieleistung

Verschiedene Drehstrom- und Gleichstrom-Übertragungstechnologien in Freileitungs- und Kabeltechnik wurden für die Übertragung hoher elektrischer Leistungen an Land über verschiedene Entfernungen untersucht und bewertet. Entsprechende Anbindungen von Offshore-Windparks wurden ebenfalls bewertet. Die Untersuchungen und Bewertungen erfolgten gemeinsam durch die Übertragungsnetzbetreiber und Hersteller (ABB und Siemens).

Die Bewertung von vier exemplarischen Übertragungsaufgaben mit unterschiedlichen Technologien (Wertepaar aus zu übertragender Leistung und Übertragungsentfernung als abstrakte Verbindung von einem Punkt A zu einem Punkt B ohne Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten) und die Erarbeitung einer Rangfolge zur Eignung für die jeweilige Übertragungsaufgabe erfolgte mit Hilfe verschiedener Kriterien.

Die Technologien mit Freileitung erweisen sich dabei für die hier untersuchten Übertragungsaufgaben als die eher geeigneten Lösungen. Insbesondere für kleinere Übertragungsleistungen (1000 MW) und kürzere Strecken (100 km) zeigt die 380-kV-AC-Freileitung das mit Abstand beste Ergebnis. Bei den anderen Übertragungsaufgaben erweisen sich oft mehrere Übertragungstechnologien als nahezu gleichwertig. Insbesondere bei Streckenlängen größer 400 km oder noch höheren Übertragungsleistungen ist davon auszugehen, dass HGÜ-Lösungen Vorteile haben.

Insoweit ergibt sich bei einer zukünftigen Umsetzungsplanung in einem abzubildenden Erzeugungsszenario für die Übertragungsaufgabe ein entsprechendes Netzdesign mit der optimalen Übertragungstechnik.

Offshore-Windparks (OWP) sollten nach den vorliegenden Kenntnissen wie folgt angeschlossen werden:

- Ausbau der Cluster-Anschlussysteme mit VSC-HGÜ-Übertragungsstrecken (maximale Leistung von 1100 MW bis zum Jahr 2015 und 1360 MW bis zum Jahr 2020)
- Herstellung von AC-Einzelanschlüssen in Abhängigkeit von der installierten OWP-Leistung und der Übertragungsentfernung zwischen dem Netzanschlusspunkt und dem Netzverknüpfungspunkt
- Weiterentwicklung zukünftiger Offshore-Anschlüsse nach 2015 bis 2020 weitgehend mit VSC-HGÜ-Technologie

Auch hier wird die Systemstabilität durch große Leistungseinspeisungen in eine Netzregion erheblich beeinflusst und ist in einer weiteren Untersuchung zu prüfen. In der Ostsee sind OWP-Anschlüsse als Erweiterung zu Interkonnektoren in Richtung Dänemark und Schweden denkbar. In der Nordsee wird im Auftrag der Anrainerstaaten ein mögliches „Nordseenetz“ in den nächsten Jahren untersucht.

Unter Berücksichtigung des notwendigen weiteren Entwicklungsbedarfs für DC-Multiterminallösungen sind, nach Klärung regulatorischer Rahmenbedingungen und Standardisierung der Gleichstromtechnologien, folgende Anwendungen denkbar:

- Transitleitung mit Zwischeneinspeisung von OWP
- Synergien zwischen einzelnen OWP-Clustern
- DC-Verbindung von OWP-Clustern in die Verbraucherschwerpunkte (landseitiger Übergang von DC-Kabel auf DC-Freileitung und Zwischeneinspeisung an Land)

Für alle hier untersuchten Varianten müssen, zusätzlich für die Anbindung der Offshore-Windparks, Seekabel mit einer Systemlänge von insgesamt 1500 km berücksichtigt werden, für die jährliche Kosten in Höhe von ca. 340 Mio. €/a entstehen (Kosten für den Betrieb der HGÜ, z.B. Instandhaltung und Reparaturen).

Identifikation der nicht übertragbaren Erzeugungsleistungen für das Jahr 2020

Zur Ermittlung der mit dem bis 2015 als realisiert betrachteten Übertragungsnetz nicht übertragbaren Erzeugungsleistungen wurden Ergebnisse von Marktsimulationen und eine vereinfachte Leistungsflussberechnung miteinander verknüpft.

Die Leistungsflussberechnung im Planungsnetz 2015 mit der Belastungssituation 2020 führt zur Ausweisung nicht übertragbarer Leistungen zwischen benachbarten Regionen.

Eine zusammenhängende Linie von Regionengrenzen mit dem Maximum der nicht übertragbaren Leistungen dient als Eingangsgröße für die Auslegung von zusätzlichen Speichern, mit dem Ziel, den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes zu minimieren. Die Netzuntersuchungen zeigen allerdings, dass der Einsatz zusätzlicher regionaler Energiespeicher auf der Grundlage der bestehenden Marktregeln nicht zu der erwünschten Netzentlastung führt.

In weiteren Untersuchungen wurde die Einsatzmöglichkeit von Freileitungsmonitoring (FLM) bzw. von Hochtemperaturseilen (TAL) geprüft. Im Fall TAL liegen die nicht übertragbaren Leistungen niedriger als bei FLM. Die hierfür durchzuführenden Netzumbaumaßnahmen im Bestandsnetz wären jedoch deutlich teurer. Bei TAL sind im Vergleich zu konventioneller Beseilung höhere Seilkosten, Mastverstärkungen, Masthöhungen und Provisorien für den Umbau während des laufenden Betriebes sowie Abbruchkosten zusätzlich zu berücksichtigen und kämen damit praktisch einem Leitungsneubau gleich.

Optionen zur Systemoptimierung und Erweiterung in konkrete Maßnahmen

Die drei Varianten BAS, FLM und TAL mit ihren unterschiedlichen Stromkreis-Belastbarkeitsgrenzen wurden mit den drei Speichervarianten (0 / 50 / 100 % Speicherung der nicht übertragbaren Leistungen) zu insgesamt neun Varianten kombiniert, für die der Zubaubedarf zwischen 2015 und 2020 ermittelt wurde.

Mit dem PTFD-Verfahren konnte der Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität zwischen den Regionen abgeschätzt werden. In der Analyse der Übertragungstechnologien, die auf Basis von abstrahierten, d.h. nicht projektkonkreten Punkt-zu-Punkt Übertragungsaufgaben durchgeführt wurde, zeigt die 380-kV-AC-Freileitung insbesondere für kleinere Übertragungsleistungen (1000 MW) und kürzere Strecken (100 km) das mit Abstand beste Ergebnis. Diese Technologie wird deshalb, ausgelegt auf eine thermische Stromtragfähigkeit von 4000 A pro Stromkreis, der Identifizierung des Zubaubedarfs zugrunde gelegt.

Kurzschluss- und Blindleistung von Erzeugungseinheiten

Die Einspeisung von Kurzschluss- und Blindleistung in das Übertragungsnetz wird in Folge des Ausbaus der erneuerbaren Energien abnehmen. Mit Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien kann auf Grund ihrer Einbindung in unterlagerte Spannungsebenen nur in begrenztem Maße eine Stützung des Transportnetzes erreicht werden.

Kurzschlussleistung kann auch durch Vermaschung mit den ausländischen Verbundnetzen und der dortigen noch überwiegend konventionellen Einspeisung bereitgestellt werden. In weitergehenden Untersuchungen muss der zusätzliche Bedarf an netzseitigen Kompensations-einrichtungen ermittelt werden, um auch zukünftig über ein ausreichendes Niveau an Kurzschlussleistung zu verfügen.

Die durch die Verdrängung konventioneller Erzeugung bei hoher Einspeisung aus regenerativer Erzeugung verminderte Verfügbarkeit von Blindleistung und der gleichzeitige Mehrbedarf durch die zunehmende Belastung der Transportleitungen muss durch zusätzliche Blindleistungskompensationseinrichtungen bereit gestellt werden.

Verhalten bei Spannungseinbrüchen

Die heutigen Netzanschlussregeln sind so ausgelegt, dass Abschaltungen der Erzeuger, z.B. Windenergieanlagen, bei konzeptgemäßer Klärung eines Fehlers im Übertragungsnetz weitgehend vermieden werden. Moderne Windenergieanlagen, die neu ans Netz angeschlossen werden, verfügen dementsprechend über Mechanismen, um tiefe Spannungseinbrüche zu durchfahren, während jedoch ein Großteil der Bestandsanlagen diese Anforderungen nicht vollständig erfüllt. Darüber hinaus bestehen grundsätzlich noch weitergehende, technisch bereits erprobte Möglichkeiten zur Spannungsstützung durch Windenergieanlagen, die sich allerdings im Wesentlichen nur auf den Netzbereich und die Spannungsebene auswirken kann, in dem die Anlagen angeschlossen sind. Bei der zukünftigen Entwicklung leistungsfähiger Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sollten die heute bereits verfügbaren Verfahren genutzt bzw. durch noch netzverträglichere Konzepte ersetzt werden.

Inselnetzfähigkeit und Netzwiederaufbau bei Großstörungen

Mit abnehmender Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke müssen längerfristig auch Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien vorbereitet werden, einen Beitrag zum Netzwiederaufbau zu leisten.

Zukünftige moderne Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien können sich grundsätzlich angemessen an der Frequenzregelung beteiligen und bringen die Voraussetzung für eine stabile Frequenzregelung vom Verbund getrennter Teilnetze und während eines Netzwiederaufbaus mit und können somit einen Beitrag zur Wiederherstellung der Versorgung entsprechend dem gesicherten Winddargebot leisten. Hierfür sind einerseits dezentrale Regelmechanismen durch die einzelnen Anlagen notwendig, andererseits wird eine zentrale Steuerbarkeit von z.B. Windpark-Clustern erforderlich, um bei Gefährdungen des Gesamtsystems oder im Rahmen eines Netzwiederaufbaus die Einspeisung den Erfordernissen gezielt anpassen zu können. Aufgrund der fehlenden rotierenden Massen ist ein Inselbetrieb ausschließlich über Umrichter gespeister Erzeugungsanlagen nicht möglich.

Die Schwarzstartfähigkeit und damit ein Netzwiederaufbau ist ausgehend von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien prinzipiell möglich, wenn hierfür zusätzliche kostenintensive Hilfsenergie bereitgestellt wird.

Netztechnische Gesamtbewertung

Als Ergebnis der Studie zeigt sich bei Berücksichtigung der vereinbarten Annahmen ein Zubaubedarf von ca. 3600 km Trassenlänge für die Variante BAS. In der Variante FLM ist der Zubaubedarf mit einer Trassenlänge von ca. 3500 km nur geringfügig niedriger. Zusätzlich müssten jedoch Leitungen im Bestandsnetz auf einer Trassenlänge von über 3100 km inklusive der zugehörigen Schaltanlagen modifiziert und erweitert werden. In der Variante TAL ist der Zubaubedarf mit einer Trassenlänge von ca. 1700 km deutlich geringer. Zusätzlich

müssten in der Variante TAL jedoch Leitungen des Bestandsnetzes mit einer Trassenlänge von rund 5600 km inklusive der zugehörigen Schaltanlagen modifiziert und erweitert werden. Dieser Umbau würde einen erheblichen Zeitraum beanspruchen, weil zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes immer nur eine geringe Anzahl von zu ertüchtigenden Stromkreisen gleichzeitig abgeschaltet werden kann. Der benötigte Bedarf an zusätzlichen Leitungen in den Varianten BAS bzw. FLM entspricht ca. 30 % des für das Jahr 2015 erwarteten Umfangs der 380-kV-Netze.

Die Netzuntersuchungen zeigen, dass der Einsatz zusätzlicher regionaler Energiespeicher am freien Markt nicht zu der erwünschten Netzentlastung führt. In der vorliegenden Studie wurde oftmals ohne Berücksichtigung der Netzbelange das preisgünstigste verfügbare Kraftwerk zum Ausgleich der eingespeicherten Leistung eingesetzt. Da dieses Kraftwerk in den untersuchten Szenarien oftmals gemeinsam mit dem Speicher auf der gleichen Seite des Engpasses lag, konnte kein entgegengesetzter netzentlastender Leistungsfluss generiert und somit auch kein nennenswerter Rückgang des zusätzlichen Netzausbaubedarfs durch den Einsatz von Speichern identifiziert werden.

In fünf weiteren Varianten wurden Sensitivitäten betrachtet. In der Variante PSW mit erhöhter Leistung der Pumpspeicherwerke in Süddeutschland, Österreich und der Schweiz ergibt sich ein im Vergleich zur BAS-Variante erhöhter Zubaubedarf mit ca. 4200 km Trassenlänge. In der Variante GIL wird der flächendeckende Einsatz von gasisolierten 380-kV-Leitungen betrachtet, für den fast 3400 km Trassenlänge erforderlich wären.

Für die Varianten unter Verwendung von Gleichstrom wird zugrunde gelegt, dass die ab dem Jahr 2015 bestellbaren Gleichstromkabel bei einer Spannung über 300 kV eine Übertragungsleistung von 1100 MW je System bereitstellen können. In der Variante HYB wird beispielhaft eine großräumige Gleichstromverbindung modelliert, die Nord- und Süddeutschland über eine ca. 800 km lange Trasse direkt verbindet. Zur Erreichung einer hohen Auslastung entsprechend 5800 h/a mit Volllast sind dafür vier Gleichstromsysteme á 1100 MW in einer Trasse erforderlich. Der Zubaubedarf im Drehstromnetz verringert sich dabei gegenüber der Variante BAS um 500 km auf 3100 km. In den Varianten VSC1 (Multiterminal-Betrieb) und VSC2 (Punkt-zu-Punkt-Verbindungen) wird der identifizierte Übertragungsbedarf mit Kabelsystemen á 1100 MW durch gesteuerten Lastfluss gedeckt. Zielfunktion der Lastflusssteuerung ist die Vermeidung von Überlastungen im Bestandsnetz. Es werden keine Drehstromleitungen zugebaut. Die Möglichkeit zur Bereitstellung von Blindleistung wird vorausgesetzt. Mit einem Zubaubedarf von jeweils 3400 km Trassenlänge unterscheiden sich die Varianten VSC1 und VSC2 nur durch die Anzahl der Konverterstationen und die Betriebskonzepte.

Die so bestimmten Mengengerüste für die neun Hauptvarianten und die fünf Sensitivitätsvarianten bilden eine Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung des Netzausbaus, in die auch die Kosten der Blindleistungskompensationsanlagen und der Netzverluste einfließen. Die jährlichen Kosten für den Netzausbau an Land inklusive Betriebs- und Verlustkosten liegen für die Varianten BAS und FLM mit ca. 0,6 Mrd. € in vergleichbarer Größenordnung.

Flächendeckend eingesetztes FLM kann nach Realisierung der für Norddeutschland bereits vorbereiteten Maßnahmen die notwendigen zusätzlichen Übertragungsstrecken nur unwesentlich reduzieren. Bei Nutzung der hierdurch entstehenden zusätzlichen Übertragungsfähigkeit

des bis 2015 geplanten Übertragungsnetzes verändert sich der Leistungsfluss räumlich gegenüber der BAS-Variante, so dass an anderer Stelle ein zusätzlicher Netzausbau mit vergleichbarem Volumen und Kosten wie in der BAS-Variante erforderlich wird.

Die Anwendung von Hochtemperatur-Leiteseilen (Umrüstung bestehender Leitungen zzgl. Betriebs- und Verlustkosten) führt unter Berücksichtigung des zusätzlich noch erforderlichen Netzausbaus an Land zu Jahreskosten in Höhe von rund 1,3 Mrd. €, die somit mehr als doppelt so hoch wie in der Basisvariante sind.

Da der flächendeckende Einsatz von FLM oder TAL jeweils wirtschaftlich als nicht Ziel führend ausgewiesen wird, wird erwartet, dass großmaßstäbliche Kombinationen dieser beiden Optionen nicht zu günstigeren Werten führen werden, als die Basisvariante ausweist. Dass in Einzelfällen der Einsatz von FLM oder TAL einen Beitrag zur Deckung des Netzausbaubedarfs leisten kann, ist damit nicht ausgeschlossen.

In der Sensitivitätsvariante HYB betragen die Jahreskosten für den Netzausbau an Land rund 1 Mrd. € und sind somit nahezu doppelt so hoch wie die BAS-Variante. In der Variante GIL betragen die jährlichen Kosten für den Netzausbau an Land ca. 4,5 Mrd. € und sind damit mit Abstand am teuersten. Die VSC-Varianten liegen zwischen 1,7-2,4 Mrd. €/a für den Ausbau des Netzes an Land. Damit ist die komplette Verkabelung des zusätzlich benötigten Übertragungsnetzes in Gleichstromtechnik gegenüber einer reinen Drehstrom-Freileitungslösung um den Faktor 3-4 teurer.

TEIL III: MÖGLICHKEITEN DER ERHÖHUNG VON FLEXIBILITÄTEN IM ELEKTRIZITÄTSSYSTEM ZUR OPTIMALEN INTEGRATION DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Der dritte Teil der dena-Netzstudie II untersucht Möglichkeiten, das deutsche Stromsystem flexibler zu gestalten, um die Integration großer Mengen erneuerbarer Energien zu unterstützen.

Im Einzelnen analysiert werden:

- die Wirkung einer verbesserten Prognosegüte der Windstromeinspeisung,
- die Potentiale von Demand Side Management in Industrie und Haushalten,
- die Bereitstellung von Regelenergie durch die regenerativen Energieerzeuger selbst, und
- der Einsatz bewährter und neuer Speichertechnologien.

Berücksichtigt werden zudem Flexibilitäten im konventionellen Kraftwerkspark. Die Rückwirkungen der untersuchten Optionen auf die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und ihren Einsatz werden im Rahmen eines Szenarios bis zum Jahr 2020 dargestellt.

Im Zusammenspiel von Studienteil II (Netz) und Teil III (Erzeugungssystem) wird ferner der Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität zur Netzintegration von erneuerbaren Energien und Entlastung von Netzengpässen abgeschätzt. Hierbei werden auch die Möglichkeiten regionaler Speicher berücksichtigt.

Methodik

Die Analyse erfolgt mit volkswirtschaftlichen Optimierungsmodellen des Elektrizitätsmarktes. Hierbei werden die oben genannten Flexibilitätsoptionen im Detail implementiert. Im Rahmen eines Szenarios werden der im Jahr 2020 installierte Kraftwerkspark sowie der stundenscharfe Kraftwerkseinsatz abgeschätzt. Die Daten finden Eingang in Netzberechnungen, über die Engpässe identifiziert und der Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität ermittelt werden.

Annahmen

Die Studie untersucht die vollständige Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem bei einem unterstellten starken Ausbau insbesondere der Windenergie: Für das Jahr 2020 beträgt die installierte Leistung der Onshore-Windenergieanlagen annahmegemäß 37 GW. Offshore-Anlagen gehen mit 14 GW Leistung in die Berechnungen ein. Hinzu kommen ebenfalls stochastisch einspeisende Kapazitäten für Photovoltaik (18 GW in 2020) sowie Strom einspeisung aus weiteren erneuerbaren Energien (Biomasse, Geothermie). Gleichzeitig sinkt die Stromnachfrage im Zeitraum 2008-2020 annahmegemäß um 8 %.

Die angenommenen Primärenergiepreise basieren auf einem Rohölpreis von gut 100 \$(2007)/bbl im Jahr 2020. Neben den heute bestehenden Kraftwerken werden diejenigen Kraftwerke als exogene Vorgabe berücksichtigt, die sich bis zum Jahr 2008 im Bau befanden (10,3 GW). Das Modell ermittelt den darüber hinaus nötigen Kraftwerkszubau bis 2020. Im Rahmen der Studie ist ein Kernenergieausstieg gemäß der bis kurz vor Studienabschluss geltenden Gesetzeslage unterstellt.

Kraftwerkspark im Jahr 2020

Trotz sinkender Nachfrage steigt die installierte Kapazität bis 2020 deutlich an. Der Grund hierfür ist der starke Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere der Windkraft. Diese muss durch konventionelle Erzeugungskapazitäten abgesichert werden, um die erwartete Jahreslastspitze sicher bedienen zu können.

Das im Rahmen des Szenarios kosteneffiziente Ergebnis zeigt einen deutlichen Zubau an Braunkohle-Kapazitäten bis 2020 (4 GW). Der regional abgebaute Energieträger bleibt günstig, während die Weltmarktpreise für Gas und Kohle annahmegemäß steigen. Die Erzeugungskapazitäten für Elektrizität aus Gas sinken um 8,8 GW. Das Modell ergibt zudem 6,8 GW weniger Kohlekraftwerke in 2020.

Auf Basis dieser Kapazitäten wird Strom im Jahr 2020 zu 2/3 in Kern-, Gas- und Kohlekraftwerken erzeugt. Der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung steigt im Zeitraum 2008-2020 von 7% auf 27%.

Entlastung des Strommarkts durch zusätzliche Flexibilität im Erzeugungssystem

Um bei schwankender Stromeinspeisung vor allem durch Windenergie Angebot und Nachfrage auf dem Elektrizitätsmarkt auszugleichen, werden die untersuchten Möglichkeiten zur Erhöhung der Systemflexibilität im betrachteten Szenario unterschiedlich stark genutzt. Zunächst lässt sich der Ausgleichsbedarf durch eine Reduktion des **Windprognosefehlers** bis

2020 dämpfen. Für die Onshore-Windkraftanlagen wird eine Verbesserung der Prognosen um etwa 45% erwartet.

Die (Preis-) Steuerung der Stromnachfrage bei Abnehmern in Industrie, Gewerbe und Privathaushalten wird mit dem Begriff **Demand Side Managements** (DSM) umschrieben. Solche Maßnahmen sind vor allem in der Industrie wirtschaftlich, da die erforderlichen Investitionen in Informations- und Kommunikationseinrichtungen bezogen auf die relevanten Stromleistungen vergleichsweise gering sind. Unter den Vorgaben des Referenzszenarios ist wirtschaftliches Potential beispielsweise in der Chloralkalielektrolyse, Aluminiumelektrolyse, Elektrostahlerzeugung, bei der Verwendung von Zementmühlen oder in der Holzstoffproduktion zu finden. Im Haushaltssektor sind die Investitionskosten aufgrund der kleinteiligen Anwendungen im betrachteten Szenario bis 2020 noch zu hoch. Geringe DSM-Potentiale sind allenfalls bei Nachtspeicheröfen und der elektrischen Warmwasserbereitung sowie Heizungsumwälzpumpen wirtschaftlich. Insgesamt wird der Bedarf an positiver Regelleistung im Modell im Jahr 2020 zu ca. 60% durch DSM gedeckt, der Bedarf an negativer Regelleistung zu ca. 2%. Lastverschiebung und Lastabwurf machen zusammen weniger als 1% der deutschen Bruttostromnachfrage abzüglich Kraftwerkseigenverbrauch aus. Die Lastglättung durch DSM reduziert den Bedarf an Spitzenlastkraftwerken im Szenario um ca. 800 MW. Weitere DSM-Potentiale, z.B. von Querschnittstechnologien wie Kälteprozesse oder Druckluftanwendungen werden in einer ergänzenden Untersuchung im Anhang dargestellt.

Das Ergebnis der Strommarktmodellierung deutet darauf hin, dass positive **Regelleistung durch Windenergieanlagen** nur bei einer Kombination von starker Windenergieeinspeisung, niedriger Last und einem hohen Lastgradienten im Stromsystem kosteneffizient ist. Derartige Situationen werden im Szenario für 2020 in Nachtstunden identifiziert. Negative Regelleistung dagegen sollte im Jahr 2020 weit überwiegend durch Windenergieanlagen bereitgestellt werden. Dies bedeutet, die Anlagen lastabhängig herunterregeln zu können.

Trotz zunehmender Volatilität der Last und damit verbundenen Strompreisschwankungen werden nicht-konventionelle **Speichertechnologien** wie Druckluft- und Wasserstoffspeicher im Rahmen des betrachteten Szenarios bis 2020 (noch) nicht marktgetrieben zugebaut. Die Preissignale am deutschen Strommarkt reichen auch nach Berücksichtigung der zusätzlichen Windenergieeinspeisung hierfür nicht aus. Ein deutlicher Zubau an Pumpspeicherwerken im Süden Deutschlands, wie derzeit in der Diskussion, würde einen Teil der Gaskraftwerke zur Deckung der Spitzenlast ersetzen.

Kosteneffekte

Durch den Windstrom werden im konventionellen Stromerzeugungssystem Kosten- und CO₂-Einsparungen erzielt, welche den zusätzlichen Kosten des Windstroms gegenüber gestellt werden. Im Jahr 2020 spart jede Megawattstunde Strom aus Windkraft im konventionellen Erzeugungssystem 77 € (nominal im Jahr 2020). Bei einer durchschnittlichen Vergütung von 127 €/MWh liegen die Netto-Kosten der Windenergie im Jahr 2020 bei 50 €(2020)/MWh.

Pro erzeugter MWh Windenergie in Deutschland werden im Jahr 2020 im europäischen Erzeugungssystem 590 kg CO₂ vermieden. Daraus ergeben sich CO₂-Vermeidungskosten von real 66 €(2007)/t CO₂. Dies ist einem CO₂-Preis im betrachteten Szenario von 37 €(2007)/t gegenüber zu stellen.

Systemwirkung zusätzlicher Speicher

Nicht-konventionelle Speicher wie z.B. Druckluftspeicher oder Wasserstoffspeicher erweisen sich im Rahmen der betrachteten Szenarien bis 2020 als nicht wirtschaftlich, sie werden nach den Modellrechnungen unter den derzeitigen Marktregeln nicht zugebaut. Die Deckungsbeiträge durch Stromeinspeicherung zu off-peak-Zeiten mit niedrigen Strompreisen und Auspeicherung bzw. Stromverkauf zu peak-Zeiten mit hohen Strompreisen reichen im Rahmen der Szenariorechnung nicht aus, um die Festkosten der Speicher einzuspielen.

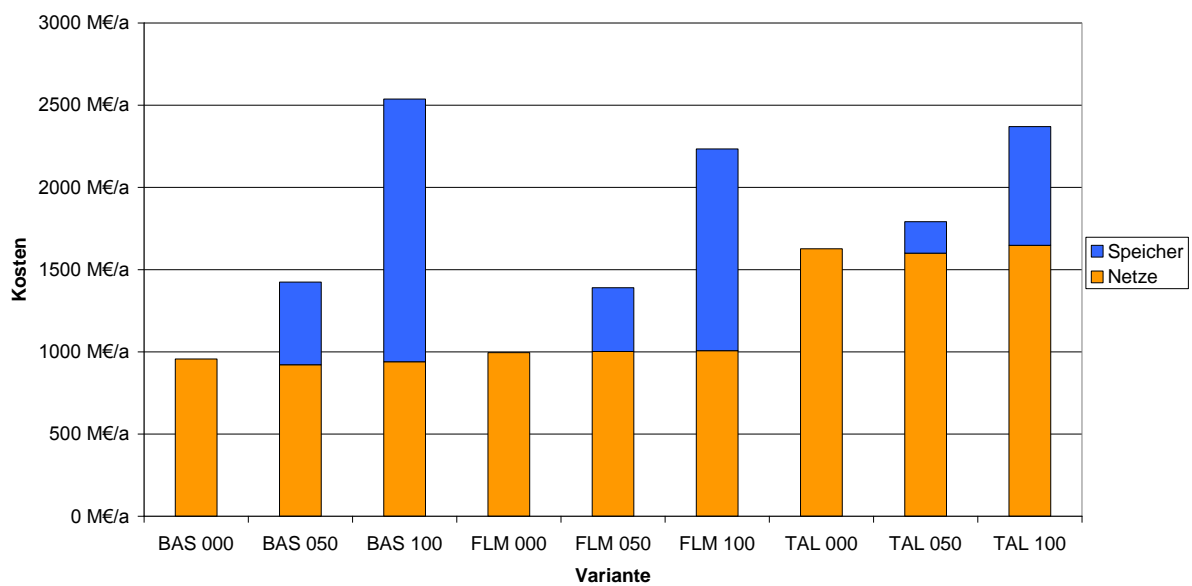
Auch bei zusätzlicher Berücksichtigung einer netzorientierten Fahrweise durch kostenfreie Einspeicherung der als nicht-integrierbar identifizierten Erzeugungsleistung erweisen sich die Speicher als nicht wirtschaftlich. Der Grund sind ihre vergleichsweise geringen Wirkungsgrade und die hohen Investitionskosten. Ein Speicher zur Integration der gesamten nicht übertragbaren Leistungen ohne Nutzung von FLM und TAL würde jährlich knapp 1,6 Milliarden Euro kosten.

Die Erzeugungsmodellierung mit zusätzlichen Speichern wird in Teil II dieser Studie mit Lastflussmodellen zur Berechnung von Netzengpässen gekoppelt. Ergebnis dieser Modellrechnungen ist, dass die Speicher - unter der Maßgabe einer vollständigen Integration von Erzeugungsleistung insbesondere aus Windenergie - nur unwesentlich zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs beitragen. Der Grund hierfür ist, dass der optimierte Speichereinsatz im Netz zu veränderten Stromflüssen führt, die wiederum an die Kapazitätsgrenzen des Übertragungsnetzes stoßen.

WIRTSCHAFTLICHE GESAMTBEWERTUNG

Insgesamt wurden neun Varianten berechnet. Betrachtet wurden jeweils das bestehende Netzsystem (BAS), ein mit Freileitungsmonitoring ausgerüstetes System (FLM) und ein System mit Berücksichtigung von Hochtemperaturseilen (TAL). Zusätzlich wurden Speicher betrachtet, die entweder die gesamte (100) oder die Hälfte (050) der nicht-übertragbaren Leistungen aufnehmen. 000 steht für das jeweilige System ohne einen exogenen Zubau von Speichern zur Netzentlastung.

Abbildung: Jährliche Kosten



Aus den neun berechneten Varianten ergeben sich für den Anschluss der Offshore-Windparks (ca. 340 Mio. €/a), die Verstärkung und den Ausbau des Übertragungsnetzes an Land und die küstennahen Speicher Kosten zwischen 950 Mio. und 2,36 Mrd. €/Jahr. Unter den gegebenen Annahmen ergibt sich als kostengünstigste Lösung ein Ausbau des Netzes mit konventioneller Technik und ohne den Einsatz von Speichern. Zusätzliche nicht-konventionelle Speicher wie Druckluft- und Wasserstoffspeicher unmittelbar vor den Netzengpässen würden die Systemkosten deutlich erhöhen, die Netze jedoch unter den gegebenen Randbedingungen kaum entlasten.

BETRACHTUNG DER AUSWIRKUNGEN EINER LAUFZEITVERLÄNGERUNG (LZV) VON KERNKRAFTWERKEN AUF DIE ERGEBNISSE DER STUDIE

Kurz vor der finalen Abstimmung des Berichtes entschied der Bundestag am 28.10.2010 die Laufzeiten der Kernkraftwerke in Deutschland zu verlängern. Da ein Einfluss dieser Entscheidung auf den Netzausbau erwartet wird, hat das Bearbeiterkonsortium in Abstimmung mit der dena die Auswirkungen mit einer vereinfachten Methode untersucht.

Die Überprüfung für die Regionengrenzen mit dem größten Übertragungsbedarf ergab, dass für den Zielzeitpunkt der Untersuchung im Jahr 2020 dort keine signifikanten Veränderungen für den notwendigen in der Studie ausgewiesenen Netzausbaubedarf zu erwarten sind. Mit den verzögerten Veränderungen im Kraftwerkspark können sich regional Veränderungen in Umfang und Abfolge des Netzausbaubedarfs während der Übergangsphase von heute bis zum Jahre 2020 ergeben. Nach Ablauf der geplanten KKW-Laufzeitverlängerung nähert sich das LZV-Szenario hinsichtlich der KKW-Leistung dem in der dena-Netzstudie II zugrunde gelegten Ausstiegsszenario an. Nähere Ausführungen finden sich im Anhang.

AUSBLICK UND EMPFEHLUNGEN

1. Als wesentliches Ergebnis der Studie ist festzuhalten, dass für das hinterlegte Erzeugungsszenario 2020 ein umfangreicher **Netzausbau** erforderlich ist, der künftig mit der Entwicklung der erneuerbaren Energien Schritt halten muss, um ihre vollständige Integration in das Übertragungsnetz zu gewährleisten. Während bis 2015 entsprechend der dena-Netzstudie I zusätzliche Trassen mit einer Gesamtlänge in Höhe von 850 km benötigt werden, nimmt der Trassenbedarf bis 2020 mit einer Länge von weiteren 3600 km rapide zu. Bereits jetzt ist ein zeitlicher Verzug in der Umsetzung der Maßnahmen aus der dena-Netzstudie I feststellbar, so sind aktuell erst rund zehn Prozent der genannten Trassenlängen realisiert. Aus diesen Gründen sind die Genehmigungsverfahren für den Netzausbau zu beschleunigen, die Akzeptanz dafür in der Öffentlichkeit zu erhöhen und zudem der Einsatz alternativer Technologien bei der künftigen Netzplanung zu untersuchen.

2. Die Optionen zur Minimierung des erforderlichen Netzausbaus ergeben nur begrenzte Potenziale:

- **Freileitungsmonitoring** hat nur in nördlichen Regionen einen signifikanten Nutzen hinsichtlich der optimalen Nutzung und Flexibilisierung des Bestandsnetzes, weil dort eine windbedingte Kühlung der Leiterseile zu Zeiten mit hohem Transportbedarf gewährleistet ist.
- Der großräumige Einsatz der in der Studie analysierten **TAL-Hochtemperaturseile** in vorhandenen Trassen erfordert die Errichtung neuer Masten, um die erhöhten Bodenabstände einzuhalten. Die hierfür notwendigen Investitionen sind höher als ein additiver Neubau in konventioneller Technik mit normalen Masthöhen. Darüber hinaus muss geprüft werden, in welchem Umfang der Neubau in vorhandenen Trassen realisierbar ist, da die entsprechenden Stromkreise bzw. Leitungen während des Umbaus nicht verfügbar sind und somit die Maßnahmen nur sukzessive durchgeführt werden können (ggf. nur mittels zeit- und kostenintensiver Provisorien). Auf Grund dieser Aspekte wird der nutzbare Einsatz von Hochtemperaturseilen sehr begrenzt sein.

Darüber hinaus ist die Auswirkung großräumig erhöhter Stromkreislastungen im Hinblick auf Schutz- und Stabilitätsfragen des Übertragungsnetzes zu untersuchen. Beispielsweise ist zu prüfen, inwieweit der Betrieb der Leitungen an ihrer thermischen Belastungsgrenze möglich ist.

3. Die vorgestellten **Technologievarianten** sind im Hinblick auf ihre Systemintegration, Verfügbarkeit und Zukunftsfähigkeit zu bewerten. Es besteht ein hoher F&E-Bedarf zu Fragen des Verbundbetriebs, der Systemsicherheit und der Technologieauswahl. Es muss beachtet werden, dass für großräumige hohe Übertragungsaufgaben nur erprobte Technik zum Einsatz kommen kann und diese für die Entwicklungsschritte in dem benötigten Umfang zeitgerecht zur Verfügung stehen müssen. Im Hinblick auf die Planung und Projektierung der Maßnahmen sowohl auf Hersteller- wie auch auf Netzbetreiberseite ist ein Signal der Politik und des Gesetzgebers notwendig, welche technische Option gegebenenfalls trotz höherer Kosten, u.a.

auch aus Akzeptanzgründen, bevorzugt wird. Um rechtzeitig betriebliche Erfahrungen zu sammeln und die geforderte hohe Betriebszuverlässigkeit zu erzielen, werden Pilotprojekte für ausgewählte Technologien empfohlen, wie z.B. für:

- Hochstrombetrieb mittels TAL, HTLS, Leiterseilmonitoring und
- Freileitungen mit AC/DC-Hybridbetrieb.

Damit geeignete Betriebsmittel zeitgerecht zur Verfügung stehen, ist eine angemessene Förderung und zeitgerechte Bewilligung der verbleibenden, nicht vermeidbaren Aufwendungen zur Finanzierung der Realisierung durch die BNetzA Voraussetzung.

4. Die **Fähigkeiten von Windenergienlagen** zur

- Spannungsstützung bzw. Bereitstellung von Kurzschluss- und Blindleistung,
- Beherrschung von Spannungseinbrüchen bei Netzfehlern und
- Frequenzstützung und Inselnetzfähigkeit

sind gemeinsam mit den Herstellern weiterzuentwickeln. Während die Spannungs- und Blindleistungsregelung vorrangig zur Verringerung von Ausfallzeiten für die Windparks von lokaler Bedeutung ist, sind die Beherrschung von Netzfehlern und die Frequenzstützung/Inselnetzfähigkeit Voraussetzung für die Wahrung der Systemsicherheit. Aufgrund ihrer Netzeinbindung vorwiegend in unterlagerten Spannungsebenen können WEA kaum zu dem im Transportnetz benötigten Bedarf an Kurzschluss- und Blindleistung beitragen.

5. Zur Integration von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen in das Stromnetz und Erzeugungssystem ist ein **Ausgleich der resultierenden Schwankungen** unerlässlich. Dies erfordert die Bereitstellung und den gezielten Einsatz ausreichender Spitzenlastkapazitäten sowie ein insgesamt flexibleres Stromsystem, um der erhöhten Variabilität auf Spot- und Regelmärkten zu begegnen. Der Regelleistungsbedarf wird maßgeblich durch die Güte der Windprognose beeinflusst.

Bei weiterhin starkem Windenergieausbau können verbesserte Windprognosen den Regelleistungsbedarf auf einem relativ niedrigen Niveau halten. Wie Erfahrungen im Sommer 2010 gezeigt haben, stellt sich mittlerweile bei der Photovoltaik ein vergleichbares Problem heraus. Die Prognosequalität sowie die Kenntnisse über den Anlagenbestand müssen kurzfristig signifikant verbessert werden. Neben einer Verbesserung des Prognosefehlers bestimmen die Vorlaufzeiten für die Vermarktung der Windenergie und der Photovoltaik die Regelleistungsdimensionierung. Es ist deswegen geplant, die Vorlaufzeiten für die Vermarktung an der Strombörse deutlich zu reduzieren.

Ein kleiner Teil der erforderlichen Flexibilität könnte auch durch die gezielte (Preis-) Steuerung der Stromnachfrage bereitgestellt werden (Demand Side Management). Eine gezielte Förderung dieser Konzepte auf Basis von Smart Metern könnte die Erschließung der Potentiale steigern und den Bedarf an Regelleistung vermindern. Wichtig ist die Verwendung bidirektionaler Technik, welche die zentrale Nachfragesteuerung unterstützt.

Unter Berücksichtigung der Förderung und des Vorrangs der erneuerbaren Energien und der Erfüllung der Klimaschutzziele stellt die Drosselung von Windenergieanlagen in windstarken und lastschwachen Zeiten eine wichtige Möglichkeit der Gesamtsystemoptimierung dar und sollte vertieft untersucht werden.

Weiterhin ist zu untersuchen, welchen Beitrag intelligent gesteuerte virtuelle Kraftwerke, bei denen Windenergieanlagen kommunikationstechnisch mit Energiespeichern und anderen Erzeugern verknüpft sind, zur zukünftigen Energieversorgung und insbesondere zur Erbringung von Systemdienstleistungen liefern können und welche Rahmenbedingungen für ihre Integration notwendig sind.

6. **Energiespeicher**, und hier insbesondere zusätzliche Pumpspeicher in Süddeutschland, können ebenfalls einen Beitrag zur Bereitstellung von Spitzenkapazität und zur Flexibilisierung des Stromsystems leisten. Um in windstarken Zeiten nicht übertragbare Leistung aufzunehmen und in engpassfreien Zeiten wieder auszuspeisen, müssten Speicher allerdings in geographischer Nähe zu den Windenergieanlagen installiert werden. Im Norden Deutschlands sind die Gegebenheiten für Speichertechnologien wie Druckluftspeicher oder Wasserstoffspeicher günstig – aber mit hohen Kosten verbunden. Die Studie zeigt, dass ein Zubau dieser teuren Speicher bis 2020 unter Wirtschaftlichkeitsaspekten und derzeitigen Marktregeln nicht zu erwarten ist. Diese Speicher erweisen sich selbst dann als nicht wirtschaftlich, wenn zusätzlich eine kostenfreie Einspeicherung der nicht-integrierbaren Erzeugungsleistung berücksichtigt wird. Hier besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um die Wirkungsgrade der Speichertechnologien zu steigern und ihre Kosten zu senken.

7. Neben den technischen Herausforderungen sind unter den gegebenen Rahmenbedingungen zunehmend bereits heute ökonomisch ungünstige Entwicklungen zu beobachten und künftig vermehrt zu erwarten (z.B. negative Strompreise). Daher sollte untersucht werden, inwieweit modifizierte **Rahmenbedingungen** zu einer technisch-wirtschaftlich vorteilhaften Entwicklung des Gesamtsystems aus Erzeugungseinheiten, Verbrauchern und Netzen einwirken können. Dies betrifft insbesondere heutige gesetzliche Regelungen, die einen Netzausbau in dem Ausmaß fordern, mit dem grundsätzlich kein Eingriff in die Erzeugung erforderlich ist (freier Markt und freier Netzzugang, Vorrang EEG). Es sind Systemstudien erforderlich, um den Zusammenhang zwischen dem Netzausbaugrad und dem notwendigem Eingriff in die Erzeugung bzw. in den Markt aufzuzeigen.

8. Es bedarf personeller Ressourcen bei den mit der Genehmigung von Infrastrukturprojekten beauftragten Behörden, um den Umfang an Verfahren führen zu können. Der erhebliche Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität im Zeitraum von 2015 bis 2020 stellt hohe Anforderungen an alle Beteiligten (Netzbetreiber, Hersteller, Genehmigungsbehörden, Einspeiser, Öffentlichkeit, etc.), die eine enge **Kooperation und Koordination** erfordert.

9. **Ausblick auf den Zeitraum nach 2020:** Die Klimaziele und Erzeugungsszenarien der EU und der Bundesregierung lassen erwarten, dass die langfristigen Übertragungsaufgaben noch deutlich über die Aufgaben hinausgehen werden, die in der dena-Netzstudie II spezifiziert werden. Insbesondere bei einer Umsetzung des Energiekonzeptes und dem vorgesehenen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2050 ist ein weiterer signifikanter Netzausbau erforderlich. Dies muss bei Auswahl der Technologien und topologischen Festlegung des zuzubauenden Übertragungsnetzes berücksichtigt werden. Wie sich das langfristige europäische

Zubaunetz („Overlaynetz“) gestalten wird, ist Gegenstand intensiver Diskussionen, bei der technische Randbedingungen auf Europäischer Ebene definiert und harmonisiert werden sollen. Im Betrachtungszeitraum der dena-Netzstudie II sind verfügbare Technologien teilweise noch nicht geeignet, in einem späteren Overlaynetz wesentliche Übertragungsaufgaben zu übernehmen, so ist z. B. bei HGÜ-VPE-Kabeln die Nennspannung noch begrenzt. Das zuzubauende Übertragungsnetz im Zeitraum 2020/2025 muss so flexibel gestaltet sein, dass eine spätere Erweiterbarkeit gegeben ist. Es ist nicht auszuschließen, dass ein mögliches Overlaynetz bei höheren Nennspannungen als der heute in Deutschland verwendeten höchsten Nennspannung von 380 kV betrieben werden muss, um eine wirtschaftliche und verlustarme Energieübertragung zu ermöglichen. Die hierfür notwendigen Betriebsmittel, Freileitungen und Kabel müssen für diese Nennspannungen geeignet sein.

Im Rahmen des angenommenen Ausbaus der erneuerbaren Energien kann die schwankende Windleistung bis 2020 im betrachteten Szenario durch eine großräumige Übertragung ausgeglichen werden. Bei weiterem starken Ausbau der Windkapazität in Europa unter der Maßgabe ihrer vollständigen Integration kann der Einsatz von Speichertechnologien notwendig werden, um dem Markt Strom aus erneuerbaren Energien wetterunabhängig zeitverschoben zur Verfügung stellen zu können.

ZIELSETZUNG UND AUFBAU DER STUDIE

Mit der dena-Netzstudie II soll - aufbauend auf der dena-Netzstudie I (2005) - eine langfristige Perspektive zur Integration erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergie, in das deutsche Verbundsystem entwickelt werden. Dazu werden Lösungen für zukünftige Herausforderungen, die sich im Zeitraum von 2015 bis 2020 abzeichnen, erarbeitet. Ziel der Studie „Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020“ ist die Bewertung verschiedener Optionen zur vollständigen Netzintegration der Windenergie und anderer erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungssicherheit und Berücksichtigung der Auswirkungen des liberalisierten europäischen Energiemarkts.

Die Studie besteht aus drei Teilen:

- Teil I: Generierung von Zeitreihen der Stromeinspeisung aus Windenergie und anderen erneuerbaren Energien für das Jahr 2020
- Teil II: Bestimmung der Auswirkungen auf das Netz
- Teil III: Schwerpunktanalysen zur Flexibilisierung: Möglichkeiten der optimalen Integration der Windenergie durch eine Erhöhung der Flexibilitäten im Elektrizitätssystem

Als Basis für die Studie erfolgt in Teil I eine detaillierte Abbildung der Stromeinspeisung aus Windenergie für das Jahr 2020. Dabei werden Szenarien für typische Windjahre verwendet. Für das Ausbauszenario werden Zeitreihen der Stromeinspeisung durch Windenergieanlagen (WEA) für die einzelnen Hoch- und Höchstspannungsknoten und Offshore-Windparks in ¼-stündlicher Auflösung räumlich differenziert erzeugt. Die Zeitreihen vermitteln so ein netzknotenscharfes Bild der zu erwartenden Einspeisung durch Windenergie. Mit einer detaillierten statistischen Analyse der zeitlichen Struktur der WEA-Einspeisung sollen Kennzahlen zur Erzeugung sowie deren Schwankungen bestimmt werden.

In Teil II der Studie erfolgt eine netztechnische Untersuchung unter der Berücksichtigung der Ergebnisse der netzknotenscharfen Ergebnisse des Teils I und ermittelter Flexibilitätsoptionen aus Teil III. Ziel dieser Untersuchung ist es, für den Zeitraum 2015 bis 2025 das Übertragungsnetz an die zukünftigen Herausforderungen anzupassen. Für die Übertragung der Leistung aus Offshore WEA aus Nord- und Ostsee in die Lastschwerpunkte auf dem Festland soll ein Gesamtkonzept erarbeitet werden, wobei Wechselwirkungen mit dem Verbundnetz berücksichtigt werden.

Teil III der Studie betrachtet die Wechselwirkungen der zunehmenden Leistung aus erneuerbaren Energien, insbesondere der Windleistung, und dem konventionellen Kraftwerkspark. Es werden Flexibilisierungsoptionen im Stromerzeugungsmarkt für den Zeitraum 2015 bis 2025 untersucht, die dazu beitragen können, in Teil II identifizierte überschüssige Windenergieeinspeisung ins Netz zu integrieren. Schwerpunkte der Analyse sind die Verbesserung der Prognosegüte der Windenergieeinspeisung, die Bestimmung des Potential von Lastmanagement und seiner Auswirkungen, die Bereitstellung von Regel- und Reserveenergie durch erneuerbare Energien und der Einsatz bewährter und neuer Speichertechnologien. Der Beitrag dieser Flexibilisierungsoptionen sowie ihr Zusammenwirken im Stromsystem werden modellgestützt quantitativ untersucht.

TEIL I

GENERIERUNG VON ZEITREIHEN DER STROM- EINSPEISUNG AUS WINDENERGIE UND ANDEREN ERNEUERBAREN ENERGIEN FÜR DAS JAHR 2020

1 Vergleich des Windenergieausbaus bis 2007: Szenarien der dena-Netzstudie I und tatsächliche Entwicklung

DEWI hat im Rahmen der dena-Netzstudie I die Szenarien des Windenergieausbaus bis zum Jahr 2020 entwickelt. Als Grundlage für die Netzberechnungen in der dena-Netzstudie I diente das „Szenario dena-Fachbeirat“, das von dem für die Erstellung der Studie eingesetzten Fachbeirat beschlossen wurde. Im „DEWI-Szenario“ erfolgte eine alternative Betrachtung mit einigen modifizierten Annahmen für die Szenarientwicklung.¹

Als Eckdaten in der Szenarientwicklung wurden die Jahre 2007, 2010 sowie 2015 und 2020 betrachtet. Anhand der aktuell vorliegenden Daten zur Windenergieentwicklung in Deutschland sollen nachfolgend die Werte der in der dena-Netzstudie I betrachteten Szenarien der tatsächlich bis Ende 2007 eingetretenen Entwicklung gegenübergestellt werden.

1.1 Ausbauszenarien für die Windenergie in der dena-Netzstudie I

1.1.1 Szenario dena-Fachbeirat

In dem in der dena-Netzstudie I entwickelten „Szenario dena-Fachbeirat“ wurde von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Die auf den für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen installierbare Leistung wurde auf Basis eines mittleren Flächenbedarfs von 7 Hektar pro Megawatt (ha/MW) installierte Windenergieleistung ermittelt. Abweichend davon erfolgte für Niedersachsen und für Brandenburg die Betrachtung für einen mittleren Flächenbedarf von 10 ha/MW. Hintergrund hierfür ist eine Beschlussfassung des Fachbeirats der dena-Netzstudie I, mit der für Niedersachsen und Brandenburg die Betrachtung eines abweichenden Flächenbedarfswerts von 10 ha/MW als Annahme für die Studie festgelegt wurde.
- Das nach o.g. Ansatz ermittelte Potenzial für die Windenergienutzung wurde pauschal um 20% reduziert (bei gesonderter Berücksichtigung bereits bekannter Planungen). Mit dieser pauschalen Reduzierung wurden sämtliche potenziellen Hemmnisse für die vollständige Nutzung der Windvorrangstandorte berücksichtigt.
- Die Verteilung des ermittelten Ausbaupotenzials erfolgte über einen Zeitraum, der sich an der bisherigen Entwicklung des Windenergieausbaus im jeweiligen Bundesland orientiert. Für die Entwicklung des Repowering erfolgte eine Unterteilung in Windenergieanlagen (WEA), die vor 1998 in Betrieb genommen wurden und Anlagen, die ab 1998 (mit entsprechender Planungssicherheit durch die in Kraft getretene Novelle des Baugesetzbuches) neu installiert wurden.

Gemäß Szenario wird ein Drittel der vor 1998 errichteten WEA im Rahmen des Repowering ersetzt und zwar je zur Hälfte nach 12 und nach 15 Jahren. Für entsprechende Repowering-

¹ Dena (2005)

Maßnahmen wurde eine Verdreifachung der Leistung angenommen, die aus dem Ersatz kleinerer WEA mit einer für das Repowering günstigen Anlagenkonfiguration resultiert. Der Rest des Altanlagenbestandes wird nicht gesondert berücksichtigt, in der Annahme, dass die am bisherigen Standort nicht ersetzbaren WEA vor dem Abbau länger als 20 Jahre betrieben werden und teilweise ggf. ein Repowering ohne Leistungszuwachs erfolgt. Für sämtliche WEA, die ab 1998 neu in Betrieb gegangen sind, sieht das Szenario ein Repowering vor. Dabei wurde auf Beschluss des dena-Fachbeirats für die Untersuchung unterstellt, dass jeweils die Hälfte des WEA-Bestands nach 15 Jahren und nach 20 Jahren ersetzt wird und dass der mittlere Leistungszuwachs 1,2 beträgt.

Für die Offshore-Ausbauentwicklung in der Nordsee wurde (abweichend von der projektspezifischen Analyse von DEWI vom Frühjahr 2004 in der dena-Netzstudie I) bis 2010 für Schleswig-Holstein eine Anschlussleistung von 640 MW in Böxlund und 1.900 MW in Brunsbüttel sowie für Niedersachsen eine Anschlussleistung von 1.928 MW berücksichtigt. In der Ostsee erfolgte – ebenfalls abweichend von der projektspezifischen DEWI-Analyse – die Berücksichtigung einer installierten Leistung von 226 MW für den Netzanschlusspunkt Bentwisch.

Tabelle 1-1: Windenergie-Ausbau bis 2020 gemäß „Szenario dena-Fachbeirat“

Jahr	Onshore	Repowering (Zuwachs)	Offshore	Summe
2007	21.264	504	651	22.419
2010	23.264	1.083	5.439	29.787
2020	24.386	3.468	20.358	48.212

Quelle: dena (2005)

1.1.2 DEWI-Szenario

Das „DEWI-Szenario“ weicht bzgl. folgender Annahmen von dem in Abschnitt 1.1.1 beschriebenen „Szenario dena-Fachbeirat“ ab:

- Es wurde für alle Bundesländer, einschließlich Niedersachsen und Brandenburg, ein mittlerer Flächenbedarfswert von 7 ha/MW angenommen.
- Für sämtliche WEA, die ab 1998 neu in Betrieb gegangen sind, sieht das Szenario ein Repowering vor und zwar für je ein Drittel des WEA-Bestands nach 12, 15 und 20 Jahren. Für die Repowering-Maßnahmen wird ein mittlerer Leistungszuwachs von 1,4 unterstellt, d.h. 1 MW wird durch 1,4 MW ersetzt. Dabei wird eine optimierte Flächennutzung bei der Errichtung größerer WEA und ein verringerter Flächenbedarf von 5 ha/MW für alle Repowering-WEA angenommen.
- Die Ausbauentwicklung für die Offshore-Windenergie wurde in dem Szenario ausschließlich auf Basis einer projektspezifischen Analyse mit Stand vom Frühjahr 2004 abgeschätzt.

Tabelle 1-2: Windenergie-Ausbau bis 2020 gemäß „DEWI-Szenario“

Jahr	Onshore	Repowering (Zuwachs)	Offshore	Summe
2007	21.620	768	476	22.864
2010	24.540	1.503	4.382	30.426
2015	26.544	3.601	9.793	39.938
2020	26.544	7.056	20.358	53.958

Quelle: dena (2005)

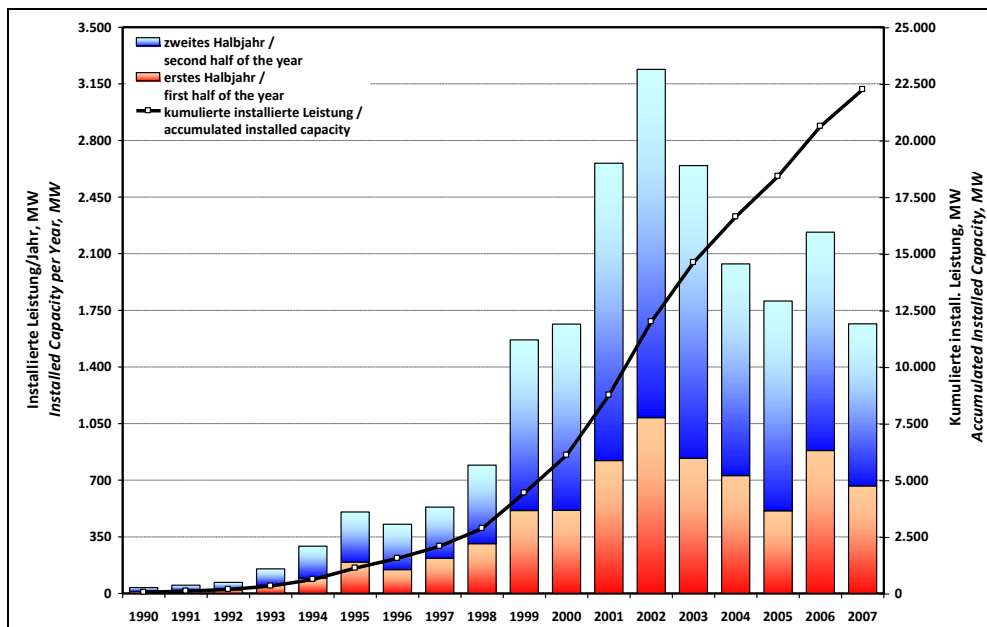
1.1.2.1 Status der Windenergienutzung Ende 2007

Auf Basis der Angaben der WEA-Hersteller zur Neuinstallation ihrer Anlagen führt DEWI seit Anfang der 1990er-Jahre eine bundesweite Statistik zur Windenergienutzung, die jeweils halbjährlich aktualisiert wird.

Die Bearbeitung der dena-Netzstudie I erfolgte auf Basis der Ist-Situation zum Jahresende 2003. Die unten stehende Grafik (Abbildung 1-1) zeigt, wie sich der Windenergieausbau in Deutschland bis zum Jahresende 2007 entwickelt hat. Gemäß DEWI-Statistik war mit Stand vom 31.12.2007 bundesweit eine Windenergieleistung von 22.247 MW in Betrieb.²

Die nachfolgende Abbildung 1-2 veranschaulicht die regionale Verteilung der Windenergienutzung mit Stand vom 31.12.2007.

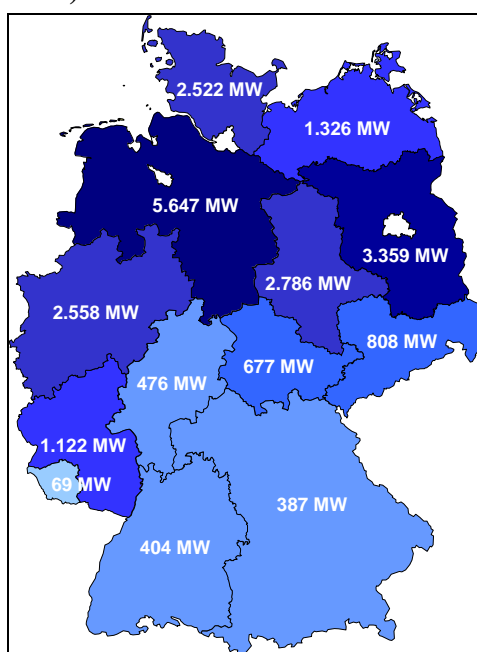
Abbildung 1-1: Entwicklung der pro Jahr neu installierten Windenergieleistung in Deutschland



Quelle: DEWI (2008)

² DEWI (2008)

Abbildung 1-2: Installierte Windenergieleistung nach Bundesländern (Stand: 31.12.2007)



Quelle: DEWI

1.1.2.2 Vergleich und Bewertung

In Tabelle 1-3 erfolgt eine Gegenüberstellung der in den Szenarien der dena-Netzstudie I zugrunde gelegten Angaben zum Windenergie-Status Ende 2007 und dem realen Bestand am 31.12.2007 gemäß DEWI-Statistik.

Tabelle 1-3: Gegenüberstellung der Windenergie-Ausbauszenarien in der dena-Netzstudie I und der Ist-Situation zum Jahresende 2007

Region	Bundesland	Status Ende 2007 gemäß dena FB-Szenario in MW	Status Ende 2007 gemäß DEWI-Szenario in MW	Bestand 31.12.2007 in MW	Δ Ist 2007 / dena FB-Szenario in MW	Δ Ist 2007 / DEWI-Szenario in MW
Küste	Schleswig-Holstein	2.503	2.574	2.522	19	-52
	Niedersachsen	4.604	5.358	5.647	1.043	289
	Meckl.-Vorpommern	1.526	1.464	1.326	-200	-138
Binnenland Nord	Nordrhein-Westfalen	3.409	3.205	2.558	-851	-647
	Sachsen-Anhalt	2.627	2.485	2.786	159	301
	Brandenburg	3.190	3.543	3.359	169	-184
Binnenland Mitte	Rheinland-Pfalz	854	849	1.122	268	273
	Saarland	75	72	69	-6	-3
	Hessen	595	541	476	-119	-65
	Thüringen	631	634	677	46	43
	Sachsen	881	886	808	-73	-78
Binnenland Süd	Baden-Württemberg	409	356	404	-5	48
	Bayern	353	312	387	34	75
insgesamt (incl. Bestand in HB und HH):		21.768	22.388	22.247	479	-141

Quelle: DEWI

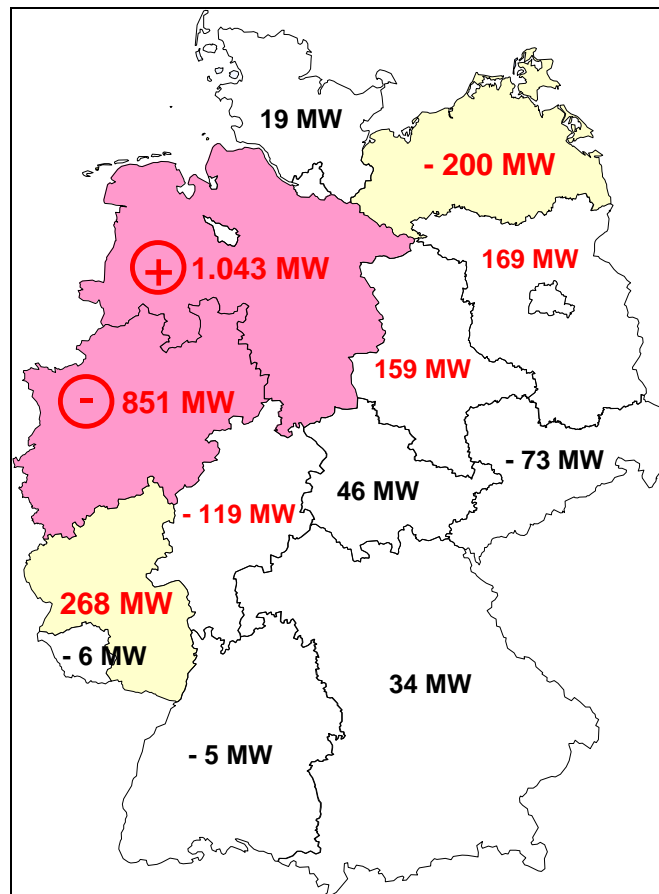
Es wird deutlich, dass die insgesamt in Deutschland zum Jahresende 2007 installierte Windenergieleistung (22.247 MW) sehr gut mit den Werten aus den Szenarien der dena-Netzstudie I (21.768 MW bzw. 22.388 MW) übereinstimmt.

Bei einer detaillierteren regionalen Betrachtung zeigen sich in einigen Bereichen jedoch mehr oder weniger große Abweichungen. In der nachfolgenden Tabelle 1-4 sind die Planungsregionen dargestellt, in denen die tatsächliche Entwicklung bedeutend - d.h. um mehr als 50 MW - von den Werten für 2007 im „Szenario dena-Fachbeirat“ abweicht. Abbildung 1-3 veranschaulicht, dass sich der Windenergieausbau insbesondere in Niedersachsen und in Nordrhein-Westfalen regional deutlich anders entwickelt hat, als im „Szenario dena-Fachbeirat“ angenommen. Dabei zeigt sich für Niedersachsen, dass landesweit in vielen Regionen ein deutlich größerer Zuwachs erreicht wurde, während die Abweichung in Nordrhein-Westfalen im Wesentlichen durch die Entwicklung in der Planungsregion Münster verursacht wurde.

Tabelle 1-4: Regionale Abweichungen des Windenergieausbaus bis 2007 gegenüber dem „Szenario dena-Fachbeirat“

Regional bedeutende Abweichungen ($\Delta > 50$ MW):			Regional bedeutende Abweichungen ($\Delta > 50$ MW):		
$\Delta = \text{Bestand} - \text{Szenario dena-Fachbeirat (Status: Ende 2007)}$			$\Delta = \text{Bestand} - \text{Szenario dena-Fachbeirat (Status: Ende 2007)}$		
Bundesland	Planungsregion	Δ in MW	Bundesland	Planungsregion	Δ in MW
Schleswig-Holstein		+19	Rheinland-Pfalz		+268
	Schl.-Hol. Südwest	- 143		Mittelrh.-Westerw.	+105
	Schl.-Hol. Nord	+148		Trier	+148
Niedersachsen		+1.043	Saarland		-6
	Hannover	+379	Hessen		-119
	Lüneburg	+250		Nordhessen	- 94
	Weser-Ems	+314		Südhessen	- 59
Mecklenb.-Vorpommern		-200	Thüringen		+46
	Vorpommern	+128	Sachsen		- 73
	Westmecklenburg	- 252		Ob. Elbtal/Osterzg.	- 56
Nordrhein-Westfalen		- 851	Baden-Württemberg		-5
	Düsseldorf	+94		Franken-Heilbronn	+52
	Münster	- 1.014		Nordschwarzwald	- 75
Sachsen-Anhalt		+159	Bayern		+34
	Magdeburg	- 83		Würzburg	+63
	Halle	+131			
Brandenburg		+169			
	Uckermark-Barnim	- 68			
	Lausitz-Spreewald	+55			
	Havelland-Fläming	- 50			
	Oderland-Spree	+78			
	Prignitz-Oberhavel	- 71			

Abbildung 1-3: Regionale Abweichungen des Windenergieausbaus bis 2007 gegenüber dem „Szenario dena-Fachbeirat“



Quelle Tabelle und Abbildung: DEWI

Im Rahmen der vorliegenden Studie erfolgt keine neue Erhebung zur Flächenausweisung bzw. -nutzung für die Windenergie und auch keine Aktualisierung der Szenarientwicklung aus der dena-Netzstudie I. Nachfolgend soll jedoch kurz auf die Entwicklung des Windenergieausbaus bis Ende 2007 in den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen sowie Mecklenburg-Vorpommern und Rheinland-Pfalz eingegangen werden, da hier teilweise recht deutliche Abweichungen gegenüber dem Szenario dena-Fachbeirat festzustellen sind.

Niedersachsen:

DEWI hat im Rahmen einer im Februar 2006 durchgeführten Untersuchung eine im Vergleich zur dena-Netzstudie I sehr viel detailliertere Abschätzung des Einspeisepotenzials aus Windenergie für Niedersachsen vorgenommen, die unter Beteiligung aller Landkreise erstellt wurde.³ Das Ergebnis der Studie zeigt, dass der im „Szenario dena-Fachbeirat“ unterstellte Flächenbedarfswert von 10 ha/MW die Situation in Niedersachsen nicht sachgerecht abbildet. Vielmehr bestätigte sich der bereits im „DEWI-Szenario“ in der dena-Netzstudie I angenommene Ansatz von 7 ha/MW als realistischer Mittelwert.

Die deutlich höheren Ausbauzahlen in Niedersachsen im Zeitraum 2004-2007 lassen sich somit durch das deutlich größere noch nutzbare Windenergiepotenzial begründen. Im Rahmen

³ DEWI (2006)

der Untersuchung wurde für Niedersachsen ein Gesamtpotenzial für die Windenergie von 7.817 MW, d.h. 46,5% mehr als im „Szenario dena-Fachbeirat“, ermittelt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass in der Studie keine pauschale Reduzierung des Potenzials um 20% angenommen wurde. Folglich ergibt sich auch gegenüber dem „DEWI-Szenario“ ein deutlich höheres Gesamtpotenzial für die Windenergie.

Nordrhein-Westfalen:

In der dena Netzstudie 1 wurde bereits darauf hingewiesen, dass das für Nordrhein-Westfalen ermittelte Restpotenzial für die Windenergienutzung maßgeblich durch die außerordentlich großen Flächenausweisungen bestimmt wurde, die auf dem Gebietsentwicklungsplan Regierungsbezirk Münster Teil 3 für den Teilabschnitt Münsterland vom 6.12.1999 basieren.

Der Vergleich der Szenarien in der dena-Netzstudie I mit dem seit 2003 realisierten Windenergieausbau zeigt nun, dass das ermittelte Potenzial bisher nur in sehr geringem Umfang ausgeschöpft wurde. Statt dem im „Szenario dena-Fachbeirat“ erwarteten Ausbau von 1.700 MW wurde bis Ende 2007 lediglich eine Windenergieleistung von 650 MW erreicht.

Angesichts dieser Sachlage hat DEWI eine Recherche zur aktuellen Situation im Regierungsbezirk Münster durchgeführt. Auf Nachfrage bei der zuständigen Planungsbehörde der Bezirksregierung Münster wurde die bestehende Gültigkeit des Gebietsentwicklungsplanes von 1999 bestätigt. Änderungen, Fortschreibungen oder Ergänzungen hat es bisher nicht gegeben, eine Fortschreibung des Gebietsentwicklungsplanes ist geplant.

Im September 2007 bestätigte ein Urteil des Oberverwaltungsgerichts Münster (AZ.: 8A 4566/04) die Rechtsgültigkeit des Gebietsentwicklungsplanes für den Regierungsbezirk Münster - Teilabschnitt Münsterland.⁴ Bei der Erstellung des Gebietsentwicklungsplanes und der Ausweisung von 119 Eignungsgebieten wurden von der zuständigen Planungsbehörde immissionsschutzrechtliche Abstände zu Einzelgehöften und Wohnbebauung nicht berücksichtigt und aufgrund des städtebaulichen Charakters auf die Ebene der gemeindlichen Flächennutzungsplanung verwiesen. Vor diesem Hintergrund wurde die Konkretisierung der im Gebietsentwicklungsplan ausgewiesenen Eignungsgebiete von den Gemeinden in der Flächennutzungsplanung vorgenommen. Dies führte in der Folge dazu, dass von den Windenergie-Eignungsgebieten mit einer Gesamtfläche von knapp 24.000 ha im Gebietsentwicklungsplan letztlich nur knapp 50% von den Gemeinden in insgesamt 65 Flächennutzungsplanungen übernommen wurden.

Insgesamt ist festzustellen, dass der gegenüber den Szenarien in der dena-Netzstudie I deutlich geringere Ausbau der Windenergie in Nordrhein-Westfalen wesentlich durch die oben dargestellte drastische Reduzierung der nutzbaren Eignungsflächen im Regierungsbezirk Münster verursacht ist. Allein dadurch bedingt entfällt gut ein Drittel des für Nordrhein-Westfalen ermittelten Restpotenzials der Windenergie von insgesamt knapp 3.000 MW.

Es ist schließlich auch darauf hinzuweisen, dass der weitere Ausbau der Windenergienutzung während des Landtagswahlkampfes 2005 ein stark diskutiertes Thema in Nordrhein-Westfalen war. Als Folge des Regierungswechsels im Mai 2005 wurde die bisherige Unterstützung des Windenergieausbaus durch die Regierungskoalition von SPD und Bündnis 90/Die Grünen

von einer deutlich restriktiveren Windenergie-Politik der neuen CDU/FDP-Regierung unter Ministerpräsident Rüttgers abgelöst. Ausdruck fand dies insbesondere in dem Windenergie-Erlass vom 21.10.2005, der u.a. durch Abstandsregelungen zu deutlichen Einschränkungen bei der Realisierbarkeit von Windenergieprojekten geführt hat.⁵

Mecklenburg-Vorpommern:

In Mecklenburg-Vorpommern ist es in den letzten Jahren zu einem etwas schwächeren Ausbau der Windenergie gekommen als in den Szenarien der dena-Netzstudie angenommen.

Diese Entwicklung ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass die Landesregierung mit dem Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern im Sommer 2005 eine neue raumbezogene Rahmenplanung vorgelegt hat. Durch die Festlegung neuer Kriterien wurde auch die Überarbeitung der Regionalpläne in den vier Planungsregionen des Landes eingeleitet. Derzeit (Stand: Frühjahr 2008) erfolgt die Neuaufstellung der Regionalen Raumentwicklungsprogramme und damit auch die Neuausweisung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung. Nach einem Bericht der Zeitschrift „Neue Energie“ ist mit einer deutlichen Ausweitung der für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen um zu rechnen.⁶ Zu den bisher bereits ausgewiesenen Eignungsgebieten mit einer Gesamtfläche von rund 10.000 Hektar kommen demnach weitere 3.700 Hektar für die Windenergienutzung hinzu.

Es ist hier schließlich darauf hinzuweisen, dass mit dem In-Kraft-Treten der „Hinweise für die Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen in Mecklenburg-Vorpommern“ im Oktober 2004 auch die Abstandsempfehlungen für Windenergieanlagen verschärft wurden.⁷

Insgesamt ist für Mecklenburg-Vorpommern nach den vorliegenden Informationen zu erwarten, dass das Gesamtpotenzial für die Windenergienutzung durch die landesweite Neuaufstellung der Regionalen Raumentwicklungsprogramme noch zunehmen wird.

Rheinland-Pfalz:

In Rheinland-Pfalz hat sich ein etwas stärkerer Zuwachs der Windenergieleistung gezeigt als in den Szenarien der dena-Netzstudie I erwartet wurde. Eine Ursache für diese Entwicklung ist sicher darin zu sehen, dass der Windenergieausbau in Rheinland-Pfalz – anders als z.B. in Nordrhein-Westfalen (s.o.) - in einem positiven politischen Umfeld erfolgte und durch die Schaffung günstiger Rahmenbedingungen die Unterstützung der Landesregierung fand. So wurden z.B. im Januar 2006 in einem Rundschreiben der Landesregierung u.a. auch die Rahmenbedingungen für die Windenergienutzung in Waldgebieten festgelegt.⁸

Insgesamt gibt es auch angesichts der etwas beschleunigten Ausbauentwicklung keinen Anlass für eine grundlegende Neubewertung des Gesamtpotenzials für die Windenergienutzung in Rheinland-Pfalz.

⁴ OVG Münster (2007)

⁵ NRW-Erlass (2005)

⁶ Neue Energie (11/2007)

⁷ MVP-Bekanntmachung (2004)

⁸ RPF-Rundschreiben (2006)

Repowering:

Bei der Erfassung der neu installierten Windenergieleistung besteht eine grundsätzliche systematische Schwierigkeit, den durch Repowering-Maßnahmen bedingten Leistungszuwachs vollständig und eindeutig zu bestimmen. Hintergrund dafür ist die Tatsache, dass die in der DEWI-Datenbank geführte Windenergiestatistik auf den Meldungen der WEA-Hersteller zur Neuaufstellung im zurückliegenden Kalender(halb-)jahr basiert.

Zur Erfassung des durch Repowering-Maßnahmen erzielten Leistungszuwachses ist eine ergänzende Information erforderlich, ob und in welchem Umfang Altanlagen abgebaut wurden. Diese Information wird von den Herstellern der neu installierten WEA oft nur dann entsprechend übermittelt, wenn auch die im Zuge des Repowering abgebauten Altanlagen vom selben Hersteller stammen. Die Angaben zum Abbau von Altanlagen „fremder“ Hersteller sind jedoch nicht immer bekannt (bzw. werden nur teilweise als Vor-Ort-Information übermittelt).

Darüber hinaus fehlt bei einzelnen Projekten auch die grundsätzliche Information, dass die Neuinstallation einer WEA als Ersatz für andere abgebaute Altanlagen erfolgte, z.B. wenn kleinere Einzelanlagen im weiteren Umfeld des Standorts der Neuanlage abgebaut werden.

Andererseits ist darauf hinzuweisen, dass angesichts des noch überschaubaren Gesamtumfangs an Repowering-Vorhaben derzeit bei den meisten Projekten eine entsprechende Berichterstattung in der (Fach-)Presse erfolgt.

Auf Basis der vorliegenden Informationen zeigt sich insgesamt, dass der Leistungszuwachs durch Repowering-Maßnahmen mit 294 MW nur rund 63% des bis Ende 2007 im „Szenario dena-Fachbeirat“ erwarteten Wertes erreichte. Auch bei Berücksichtigung der oben dargestellten Unsicherheit in der Datenerfassung ist somit festzustellen, dass das Repowering-Potenzial bisher nur in geringem Umfang ausgeschöpft wurde.

In der Gesamtbilanz lässt sich sagen, dass die recht gute Übereinstimmung der Szenarien in der dena-Netzstudie I mit der tatsächlichen Entwicklung aus einem etwas stärkeren Onshore-Zubau und einem entsprechend geringeren Repowering-Zuwachs resultiert.

2 Aktuelle Markteinschätzung zu den Perspektiven des Windenergieausbaus

2.1 Onshore-Windenergienutzung

Die Betrachtungen in der dena-Netzstudie basierten auf dem Stand der Windenergienutzung zum Jahresende 2003. Die Marktentwicklung im nachfolgenden Zeitraum 2004-2007 zeigt, dass sich der rückläufige Trend bei der jährlich neu installierten Windenergieleistung erwartungsgemäß fortgesetzt hat (Abbildung 1-3). Lediglich im Jahr 2006 gab es zwischenzeitlich eine abweichende Entwicklung, die jedoch auf marktbedingte Sondereinflüsse (u.a. Projektverschiebungen ins Jahr 2006 als Folge von Engpässen bzgl. Genehmigungen und Komponentenverfügbarkeit) zurückzuführen ist.

Der Onshore-Windenergiemarkt in Deutschland wird derzeit (Stand Sommer 2008) durch folgende Rahmenbedingungen geprägt:

- Bei der Ausweisung geeigneter Flächen für die Windenergienutzung im Rahmen der Raumordnung bzw. Bauleitplanung erfolgen mittlerweile in vielen Regionen keine grundlegenden Veränderungen mehr. Regional kommt es jedoch zu Anpassungen und Erweiterungen der bisherigen Flächenausweisungen, z.B. im Zuge einer Neubewertung der Situation bei der Fortschreibung bestehender Pläne.
- Die Verfügbarkeit noch unbebauter Gebiete oder Teilflächen, in denen neue Windenergieanlagen wirtschaftlich betrieben werden können, nimmt weiter ab. Zunehmend werden die ausgewiesenen Windenergiegebiete auch bereits vollständig genutzt.
- Durch bestehende Restriktionen wie die Festlegung von Bauhöhenbeschränkungen und großen Mindestabständen für Windenergieanlagen kann das vorhandene Potenzial auf den verfügbaren Flächen nicht in dem Maße genutzt werden, wie es für den wirtschaftlich optimalen Betrieb moderner WEA der 2-3 MW-Klasse mit großen Rotordurchmessern und Nabenhöhen möglich wäre.
- Bisher wurden insgesamt erst wenige Repowering-Projekte realisiert. Die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, dass das mit dem wachsenden Altanlagenbestand zunehmende Repowering-Potenzial nur in geringem Maße genutzt wird. Als wesentliche Ursache sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie planerische Restriktionen (Bauhöhenbeschränkungen und Abstandsregelungen) zu sehen.
- Die Kostensituation für die Windenergienutzung hat sich in den letzten Jahren drastisch verschärft, so dass der wirtschaftliche Betrieb neuer Projekte angesichts des immer geringeren Flächenangebots und der abnehmenden Standortqualität zunehmend schwierig wurde. Dabei sind verschiedene Einflüsse zu nennen, die zu einem wachsenden Kostendruck für die Realisierung von Windenergieprojekten geführt haben:

- Degression der Einspeisevergütung von jährlich 2% für neu in Betrieb gehende Windenergieprojekte gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in der seit 08/2004 geltenden Fassung;
- Einfluss der allgemeinen Preissteigerung, da die EEG-Vergütungsregelungen keinen Inflationsausgleich vorsehen;
- Anstieg der Kapitalmarktzinsen von 3 auf 5% seit Herbst 2005 mit erheblichen Auswirkungen auf die Rentabilität der Projekte;
- Erhöhte Vorfinanzierungskosten durch lange WEA-Lieferzeiten und z.T. Kapazitätsengpässen bei der Fertigung von WEA und Teilkomponenten;
- Anstieg der WEA-Preise um bis zu 20% als Folge von stark ansteigenden Preisen für Stahl und Kupfer sowie steigender Energiepreise;

Grundsätzlich ist bei geeigneten planungsrechtlichen Rahmenbedingungen zu erwarten, dass die verfügbaren Restpotenziale auch möglichst zeitnah genutzt werden – insbesondere vor dem Hintergrund der stetig sinkenden Einspeisevergütung für Projekte, die später in Betrieb gehen und angesichts des allgemein zunehmenden Kostendrucks.

Ergänzend zu den vorstehenden Ausführungen mit Stand vom Sommer 2008 ist anzumerken, dass sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Windenergienutzung während des Bearbeitungszeitraums in verschiedener Hinsicht positiv verändert haben. Zu nennen sind hier insbesondere das Inkrafttreten der EEG-Novelle 2009 (siehe Abschnitt 2.1.1) und der als Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise verminderte Kostendruck (Absenkung des Niveaus der Kapitalmarktzinsen sowie der Energie- und Rohstoffpreise).

Die vorliegende Studie geht von dem Grundsatz aus, dass die weitere Ausbauentwicklung der erneuerbaren Energien auf der Basis positiver Rahmenbedingungen erfolgen wird. Insofern stellen die der Untersuchung zugrunde liegenden Szenarien eine realistische Grundlage dar.

2.1.1 Verbesserte Rahmenbedingungen durch die EEG-Novelle 2009

Am 1.1.2009 ist die im Sommer 2008 von Bundestag und Bundesrat verabschiedete Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Kraft getreten⁹. Die EEG-Novelle verfolgt das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in Deutschland bis 2020 auf mindestens 30% zu erhöhen. Die Neufassung des Gesetzes hält an der bisherigen Grundstruktur und dem Referenzertragsmodell für die Vergütung der Stromerzeugung aus Windenergie fest. Durch die EEG-Novelle werden die Rahmenbedingungen für die Windenergienutzung in verschiedenen Bereichen verbessert.

WEA, die 2009 in Betrieb gehen, erhalten eine Anfangsvergütung von 9,20 ct/kWh – statt 7,87 ct/kWh gemäß EEG-Bestimmungen von 2004. Nach dem Auslaufen der Anfangsvergütung wird die Grundvergütung gezahlt (bei Inbetriebnahme in 2009: 5,02 ct/kWh), wenn die maximale Vergütungsdauer (20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr) noch nicht erreicht wurde.

⁹ EEG-Novelle 2009 (2008)

Für WEA, die in den folgenden Kalenderjahren in Betrieb gehen, sinken Anfangs- und Grundvergütung jährlich um einen Prozent (Degression). Die sich für das Kalenderjahr der Inbetriebnahme ergebenden Anfangs- und Grundvergütungen gelten jedoch für die gesamte Vergütungsdauer.

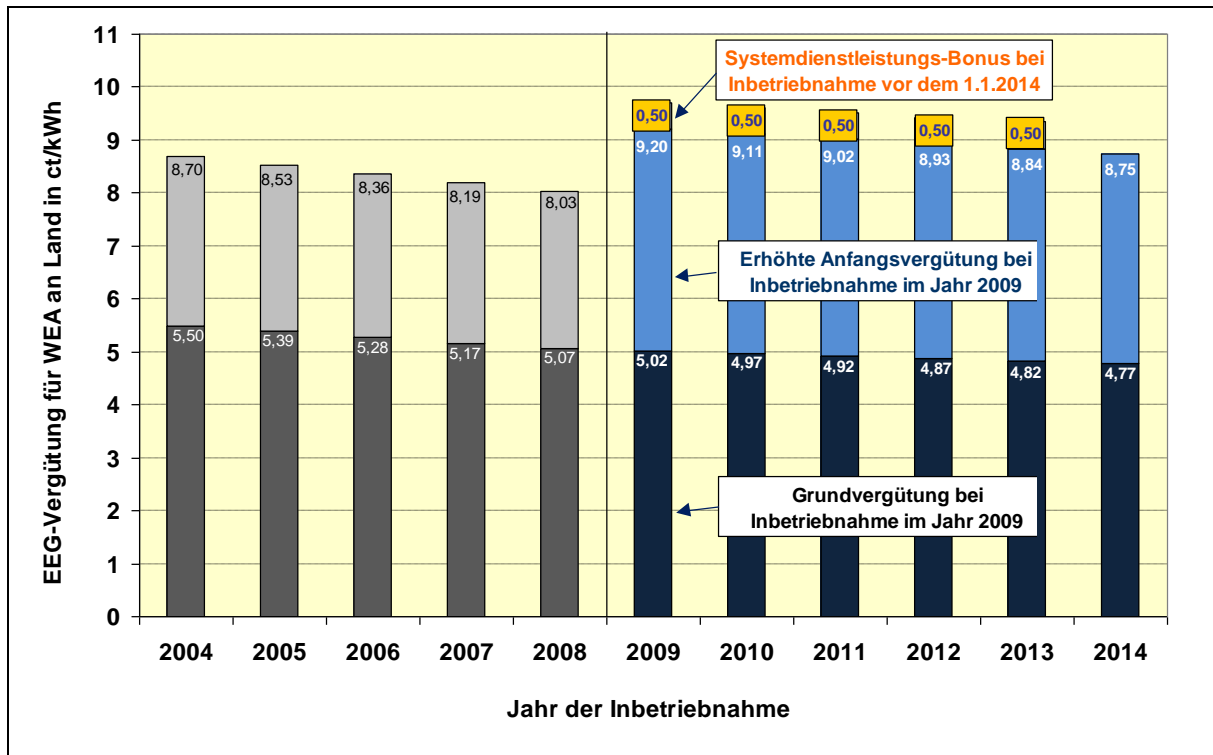
Mit der verbesserten Vergütung und der Verminderung der jährlichen Vergütungsdegression für Neuanlagen von bisher 2% auf 1% soll dem wachsenden Kostendruck für die Realisierung von Windenergieprojekten (s.o.) entgegengewirkt werden. Unverändert sieht aber auch die EEG-Novelle 2009 keinen Inflationsausgleich vor, um zukünftige Preissteigerungen auszugleichen.

Die Anfangsvergütung erhöht sich um weitere 0,5 ct/kWh für Neuanlagen, die im Rahmen von Repowering-Maßnahmen alte WEA ersetzen. Voraussetzung ist dabei, dass die ersetzte Anlage aus demselben oder einem benachbarten Landkreis stammt und bereits mindestens zehn Jahre in Betrieb ist. Zudem muss die neue Anlage mindestens die doppelte (höchstens aber die fünffache) Leistung der Altanlage aufweisen. Mit dem „Repowering-Bonus“ soll das bisher kaum genutzte Potenzial für den Ersatz alter Klein-WEA durch moderne Windturbinen erschlossen werden. Ziel ist zudem eine „Flurbereinigung“ in den Pionierregionen der Windenergie, um dort mit weniger Anlagen mehr Strom zu erzeugen.

WEA, die vor dem 1.1.2014 in Betrieb gehen und bestimmte technische Anforderungen zur Verbesserung der Netzintegration (Spannungs- und Frequenzregelung) einhalten, erhalten zusätzlich einen „Systemdienstleistungs-Bonus“, der die Anfangsvergütung nochmals um 0,5 ct/kWh erhöht. Für Altanlagen, die in den Jahren 2002-2008 in Betrieb gegangen sind, wird für die Dauer von fünf Jahren ein Systemdienstleistungs-Bonus von 0,7 ct/kWh gewährt, wenn die WEA vor dem 1.1.2011 entsprechend nachgerüstet werden.

Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick, wie sich die Vergütungshöhe für neue WEA an Land in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres darstellt. Für den Zeitraum 2004-2008 ist die Entwicklung nach dem EEG aus 2004 mit 2% jährlicher Degression der Vergütung dargestellt, für den Zeitraum 2009-2014 zeigt die Abbildung den Verlauf nach dem neuen EEG mit einer Degression der Vergütung von 1% pro Kalenderjahr. Veranschaulicht wird auch, dass im Zeitraum 2009-2013 durch den Systemdienstleistungs-Bonus eine Erhöhung der Anfangsvergütung um weitere 0,5 ct/kWh erreicht werden kann.

Abbildung 2-1: Entwicklung der EEG-Vergütung für WEA an Land im Zeitraum 2004-2008 und nach In-Kraft-Treten der EEG-Novelle 2009



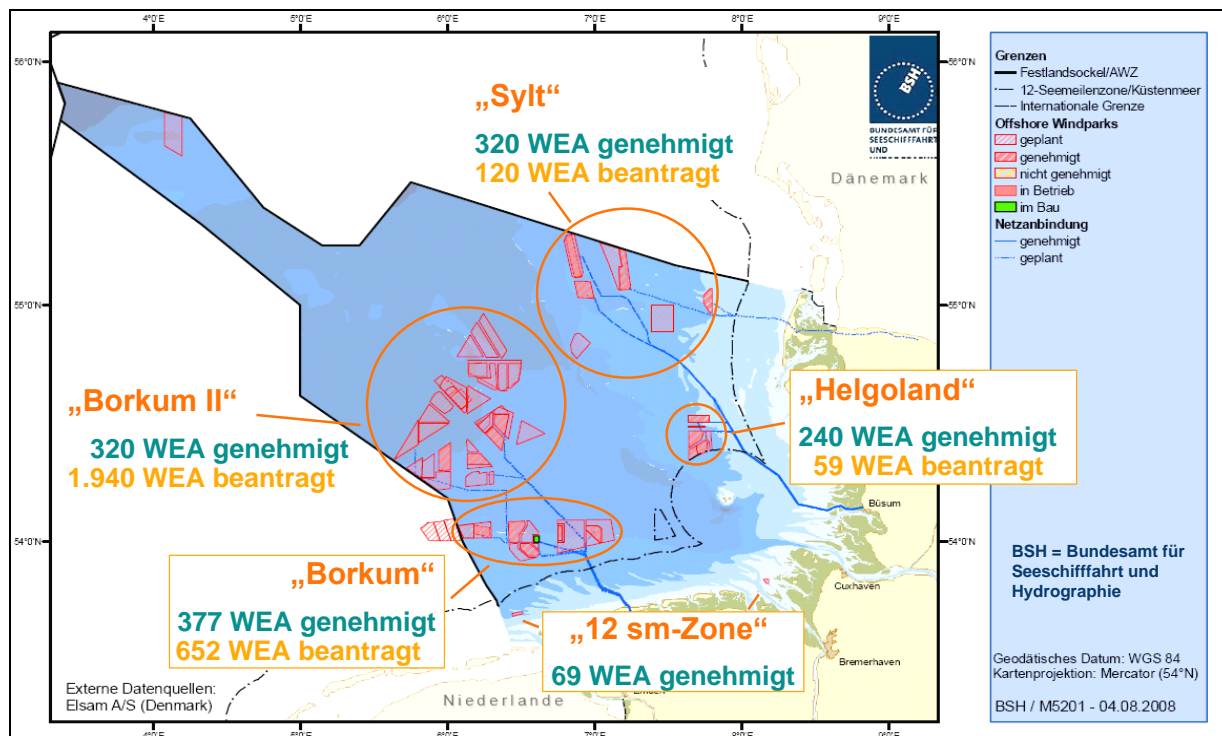
Insgesamt wird mit der Verabschiedung der EEG-Novelle unterstrichen, dass sich die Bundesregierung und auch eine breite Mehrheit der im Deutschen Bundestag vertretenen Parteien zu den ambitionierten nationalen Zielen für den Klimaschutz und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien bekennen. Bis zum Jahr 2020 sehen diese Zielsetzungen vor, dass eine Verminderung der Treibhausgasemissionen um 40% gegenüber 1990 sowie ein Anteil regenerativer Energien von 18% am Endenergiebedarf und von mind. 30% an der Stromversorgung erreicht werden soll.

2.2 Offshore-Windenergienutzung

Zum Zeitpunkt der Bearbeitung der dena-Netzstudie I verfügten sieben Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee über eine Genehmigung des zuständigen Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Mit Stand vom 30.9.2008 hat das BSH bereits 17 OWP in der Nordsee und 3 Projekte in der Ostsee genehmigt, für fünf in der Nordsee geplante Vorhaben und für ein Ostsee-Projekt liegen auch schon die Genehmigungen der Seekabeltrassen vor. Darüber hinaus wurden innerhalb der 12-Seemeilen-Zone zwei Offshore-Windparks in der Ostsee genehmigt und für zwei Projekte in der Nordsee der sog. Standortvorbescheid gemäß Bundesimmissionsschutzgesetz erteilt.

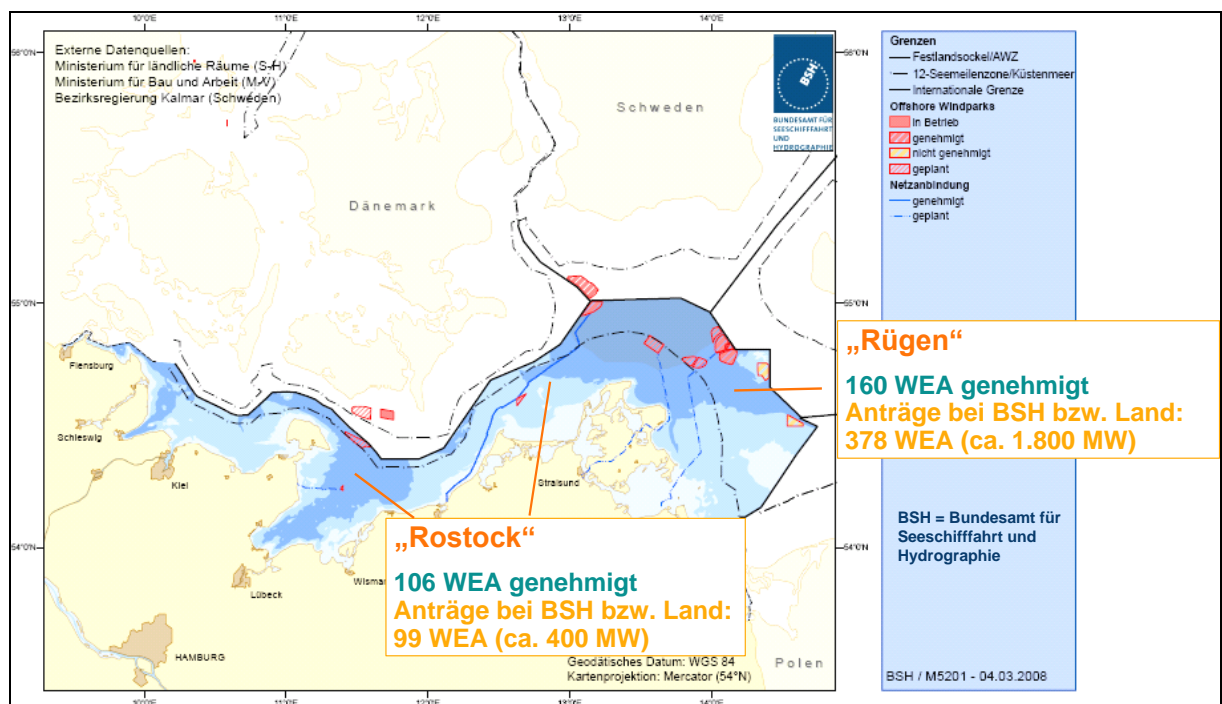
Die nachfolgenden Karten für die Nordsee (Abbildung 2-2) und die Ostsee (Abbildung 2-3) geben einen Überblick zu den genehmigten und beantragten Offshore-Windparks vor der deutschen Küste. Derzeit (Stand: 3.7.2008) sind in Nord- und Ostsee bereits 1.592 WEA (ca. 7.500 MW) genehmigt und weitere 3.248 WEA (ca. 16.200 MW) beantragt.

Abbildung 2-2: Genehmigte und beantragte Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee



Quelle: BSH / DEWI, Stand: 04.08.2008

Abbildung 2-3: Genehmigte und beantragte Offshore-Windparks in der deutschen Ostsee



Quelle: BSH / DEWI, Stand: 04.08.2008

Gegenüber dem bei der Bearbeitung der dena-Netzstudie I bekannten Planungsstand hat es nach den vorliegenden Informationen im Bereich der Ostsee sowie in den Regionen „Sylt“,

„Helgoland“ und „Borkum“ in der Nordsee relativ wenige Änderungen gegeben, die zumeist die Beantragung von Ausbauphasen für bereits bekannte Planungen betreffen.

In der Ostsee haben die Projekte „Adlergrund“ (288 MW) und „Pommersche Bucht“ (350 MW) keine Genehmigung erhalten, so dass die Planungen eingestellt wurden. Neu hinzugekommen sind dagegen mehrere kleinere Projektplanungen mit je 100-200 MW, deren Planungsgebiete sich teilweise überschneiden, sowie das in der 12 Seemeilen-Zone geplante Projekt „Arcadis Ost 1“ (350 MW).

In der Region Borkum ist eine neue Planung („OWP West“ mit 400 MW) und in der Region Helgoland sind zwei neue Projekte („Kaskasi“ (200 MW) und „Hochseetestfeld Helgoland“ (95 MW)) hinzugekommen. Darüber hinaus wurden verschiedene Ausbauphasen für bereits bekannte Planungen beantragt, vorwiegend in der Region Borkum.

Wesentliche Änderungen hat es in der Region „Offene Nordsee“ (Borkum II) gegeben. Dort sind die Planungen für die leistungsstarken Projekte „Forseti“ (10.000 MW) sowie Jules Verne“ (3.000 MW) und „TGB North“ (2.500 MW) eingestellt worden. Andererseits sind in diesem Seegebiet gegenüber der dena-Netzstudie I insgesamt 21 neue Projektplanungen hinzugekommen, die 1.832 WEA mit einer Gesamtleistung von über 9.000 MW umfassen. Diese überwiegend seit Herbst 2007 beantragten Neuplanungen für OWP-Projekte sind vor dem Hintergrund der Aufstellung eines Raumordnungsplanes für die AWZ in der Nord- und Ostsee durch das BSH zu sehen.

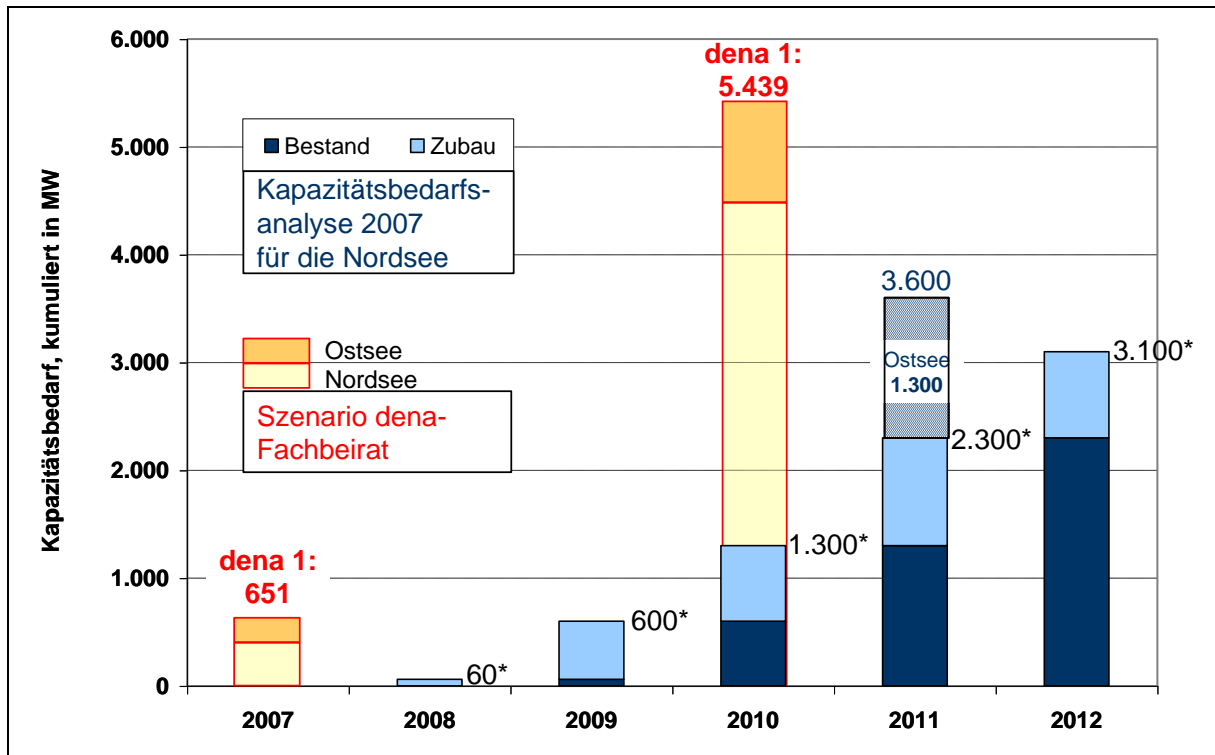
Es ist hier darauf hinzuweisen, dass die im Endausbau geplante Gesamtleistung (Ausbaustufen nach Inbetriebnahme der Pilotphase) bei vielen Projekten derzeit noch unklar ist.

Unabhängig von den Fortschritten bei der Projektentwicklung konnte – anders als in den Szenarien der dena-Netzstudie I erwartet – auch bis Ende 2007 noch kein deutscher Offshore-Windpark realisiert werden. Es wurde jedoch die Wirkung der in der dena-Netzstudie I ausführlich dargestellten Einflussgrößen auf die Offshore-Windenergie deutlich. Zudem hat sich gezeigt, dass die Realisierung der vor der deutschen Küste geplanten Projekte unter den bestehenden Rahmenbedingungen nicht darstellbar war.

Auch für die Offshore-Anwendung zeigt sich die Wirkung des wachsenden Kostendrucks auf die Windenergie (siehe Abschnitt 2.1). Für die Realisierung der vor der deutschen Küste geplanten Offshore-Windparks stellen darüber hinaus insbesondere die hohe Nachfrage auf den internationalen Windenergiemärkten sowie bestehende Kapazitätsengpässe ein Hemmnis dar. DEWI und Bremer Energie Institut haben 2007 in einer gemeinsamen Untersuchung den Kapazitätsbedarf für den Anschluss von Offshore-Windparks in der Nordsee analysiert.¹⁰ Eine ähnliche Betrachtung wurde auch für den Bereich der deutschen Ostsee durchgeführt. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die zeitliche Realisierbarkeit der geplanten Offshore-Windparks maßgeblich von Kapazitätsengpässen bei der Produktion von Offshore-WEA, der Verfügbarkeit von Installationsschiffen und der Fertigung von Seekabeln bestimmt wird. In Abbildung 2-4 sind die Ergebnisse der Kapazitätsbedarfsabschätzungen sowie der im „Szenario dena-Fachbeirat“ erwartete Offshore-Ausbau dargestellt. Dabei wird deutlich, dass ein gegenüber dem Szenario in der dena-Netzstudie I deutlich verzögerter Ausbau zu erwarten ist.

¹⁰ DEWI / BEI (2007)

Abbildung 2-4: Offshore-Windenergieausbau gemäß „Szenario dena-Fachbeirat“ und gemäß Kapazitätsbedarfsabschätzung aus 2007



Quelle: DEWI/BEI (2007)

Es ist schließlich darauf hinzuweisen, dass erste Erfahrungen mit dem Betrieb von WEA der 5 MW-Klasse vorliegen. Nach der Errichtung von ersten 5 MW-Prototypen Ende 2004 sind mittlerweile 16 WEA von REpower Systems und vier Anlagen von Multibrid in Betrieb. REpower konnte auch bereits erste Erfahrungen für den Offshore-Bereich sammeln. Im Jahr 2007 gingen zwei REpower 5M vor der schottischen Küste in Betrieb, sechs weitere 5 MW-WEA dieses Anlagentyps wurden im Herbst vor der belgischen Küste errichtet. Als neuer Anbieter hat die Firma Bard Engineering seit Ende 2007 drei Prototypen ihrer 5 MW-WEA in Betrieb genommen, davon eine Anlage im Nearshore-Bereich vor Wilhelmshaven.

2.2.1 Verbesserte Rahmenbedingungen für die Offshore-Windenergie

Die Bundesregierung hat zuletzt deutliche Verbesserungen der Rahmenbedingungen für die Offshore-Windenergienutzung geschaffen. Dies erfolgte vor dem Hintergrund der Erkenntnis, dass angesichts bestehender Risiken und Unwägbarkeiten sowie nur unzureichender Betriebserfahrungen deutlich höhere Kosten für die Realisierung von Offshore-Windparks anzusetzen sind als bisher angenommen. Zusätzlich verschärft wurde die Situation durch den deutlichen Anstieg der Energie- und Rohstoffpreise sowie der WEA-Preise in den letzten Jahren.

Durch das seit 17.12.2006 geltende „Infrastrukturplanungs-Beschleunigungsgesetz“¹¹ sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die Netzanbindung von Offshore-Windparks in ihrer

¹¹ BGBl. (2006)

Regelzone zu errichten und auch die Kosten für den Netzanschluss zu tragen. Die Kosten können bei Nachweis einer bedarfsgerechten und effizienten Bereitstellung der erforderlichen Kapazitäten über die Netzentgelte in Ansatz gebracht und durch Umlage auf die Stromtarife erstattet werden. Für die Projektplaner, die diese Kosten nach der bisherigen Regelung ohne Erstattungsanspruch alleine tragen mussten, bedeutet diese Änderung eine erhebliche Kostenersparnis von ca. 25% der Gesamtkosten für die Realisierung eines Offshore-Windparks.

Darüber hinaus wird die Vergütung für Offshore-WEA ab 2009 auf Grundlage der im Sommer 2008 beschlossenen EEG-Novelle deutlich erhöht – und zwar um mehr als 70% gegenüber der bisherigen Regelung. Offshore-WEA, die bis spätestens 31.12.2015 in Betrieb gehen, erhalten eine Anfangsvergütung von 15 ct/kWh über einen Zeitraum von 12 Jahren. Je nach Standortbedingungen (abh. von Küstenentfernung bzw. Wassertiefe) kann sich dieser Zeitraum weiter verlängern. Mit dieser Neuregelung erfolgt eine Anpassung an das Vergütungsniveau für Offshore-Windparks in anderen europäischen Ländern.

2.2.2 Entwurf eines Raumordnungsplans für die Nord- und Ostsee

Das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung hat durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie (BSH) am 13.06.2008 den Entwurf einer Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone¹² (AWZ) vorgelegt.

Der Raumordnungsplan für die Nord- und Ostsee sieht vor, durch die Festlegung von Vorranggebieten für die Windenergie eine planerische Steuerung der Flächennutzung in der AWZ zu erreichen. Die in dem vom BSH vorgelegten Entwurf zunächst vorgesehene generelle Unzulässigkeit von Offshore-Windenergieanlagen außerhalb der dafür vorgesehenen Vorranggebiete wurde später auf Natura-2000-Gebiete beschränkt. Ausgenommen von dieser Regelung sind bereits genehmigte Offshore-Windparks sowie Projekte, „die bei Inkrafttreten des Raumordnungsplans planungsrechtlich verfestigt waren“. Dabei gelten diejenigen Projekte als planungsrechtlich verfestigt, bei denen die öffentliche Bekanntmachung und Auslegung der Antragsunterlagen und der Umweltverträglichkeitsstudie erfolgt ist.

Im Raumordnungsplan für die Nordsee ist die Festlegung der Vorranggebiete „Nördlich Borkum“, „Östlich Austergrund“ und „Südlich Amrumbank“ sowie in der Ostsee die Festlegung der Vorranggebiete „Kriegers Flak“ und „Westlich Adlergrund“ vorgesehen. Die für die Nordsee in Abbildung 2-2 gekennzeichnete Region „Sylt“ sowie weite Bereiche der Region „Borkum II“ sind nicht als Vorranggebiete berücksichtigt. Tabelle 2-1 gibt einen Überblick zu Flächenfestlegungen und der aktuellen Planungs- und Genehmigungslage für die Offshore-Windenergie (Stand Juni 2008).

¹² BSH (2008)

Tabelle 2-1: Flächenfestlegungen sowie aktuelle Planungs- und Genehmigungslage für Offshore-Windenergie

	Gesamtgröße (km ²)	Genehmigte Parks (WEA)	Max. MW (genehm. Parks)*	Beantragte Parks (WEA)	Max MW (beantragte Parks)*	Belegungsgrad ***
Vorranggebiete Nordsee	880	11 (697)	3.485	11 (656)	3.280	42 %
Vorranggebiete Ostsee	130	3 (240)	1.200	3 (30)	150	71 %
Parks außerhalb der Vorranggebiete		7 (560)	2.800	0**	0	
Gesamt	1.010	21 (1497)	7.485	14 (686)	3.430	46 %
* = rechnerische Leistung bei Verwendung von 5 MW-Anlagen						
** = lediglich planungsrechtlich verfestigte Parks (Juni 2008)						
*** = genehmigte und planungsrechtlich verfestigte Parks (Juni 2008)						

Quelle: BMVBS (2008)

Es ist an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass die vorgesehene Festlegung von Vorranggebieten für eine realisierbare Windenergieleistung von zunächst lediglich rund 11.000 MW nicht den benötigten Flächenbedarf abdeckt, der zum Erreichen des Ausbauziels der Bundesregierung von 25.000 bis 30.000 MW Offshore-Windenergie bis 2030 erforderlich ist.

2.3 Bewertung der Szenarien in der dena-Netzstudie I

International ist der Windenergiemarkt durch ein starkes Wachstum und eine hohe Nachfrage nach WEA geprägt. Der deutsche Markt hat seine über viele Jahre bestehende Führungsrolle beim jährlichen Zuwachs der Windenergie jedoch eingebüßt. So erreichte Deutschland mit einer neu installierten Windenergieleistung von 1.667 MW in 2007 weltweit nur noch Platz 5. Vor dem Hintergrund der aktuellen Marktentwicklung und der dargestellten Rahmenbedingungen ist zu erwarten, dass sich die Onshore-Windenergienutzung zunehmend in Richtung Repowering verlagern wird, da neue Standorte immer knapper werden. Durch die Novellierung des EEG verbessern sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Projekte, die ab 2009 neu in Betrieb gehen. Die Verbesserungen erleichtern angesichts des zuletzt deutlich zunehmenden Kostendrucks die Realisierung von Projekten an bisher noch nicht genutzten Standorten. Ohne eine großräumige Ausweisung zusätzlicher Wind-Vorranggebiete ist ein stärkerer Onshore-Ausbau jedoch nicht zu erwarten.

Der in der dena-Netzstudie I skizzierte Trend für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land kann deshalb auch aus heutiger Sicht grundsätzlich bestätigt werden. Es ist jedoch festzustellen, dass regional teilweise eine höhere Neuinstallation erreicht wurde, während das Repowering bisher unter den Erwartungen in der dena-Netzstudie I zurückgeblieben ist. Es bleibt abzuwarten, ob das Repowering-Potenzial durch die in der EEG-Novelle neu gefassten Rahmenbedingungen besser erschlossen werden kann.

Für die Offshore-Windenergienutzung wurden die Rahmenbedingungen zuletzt entscheidend verbessert. Zu nennen sind hier insbesondere die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zur Herstellung des Netzanschlusses auf See und die mit der EEG-Novelle beschlossene deutliche Erhöhung der Einspeisevergütung für Offshore-Windparks. Angesichts dieser verbesser-

ten Rahmenbedingungen sind bereits deutliche Fortschritte bei der Realisierung der Projektplanungen festzustellen. Dies zeigt sich z.B. in dem zunehmenden Interesse von Investoren, sich bei der Finanzierung der geplanten Vorhaben zu beteiligen. Auf Basis bereits abgeschlossener Lieferverträge werden ab 2009 somit auch vor der deutschen Küste die ersten Offshore-Windenergieanlagen in Betrieb gehen können.

Aufgrund der hohen Nachfrage nach WEA auf den internationalen Windenergiemärkten und der erst im Aufbau befindlichen Produktions- und Installationskapazitäten wird die Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung derzeit maßgeblich durch Kapazitätsengpässe geprägt. Der Offshore-Ausbau wird sich deshalb – über die bereits eingetretenen Verzögerungen hinaus – voraussichtlich noch weiter verzögern. Dennoch ist in den kommenden Jahren eine erhebliche Dynamik beim Ausbau der Offshore-Windenergie zu erwarten. Dies gilt nicht zuletzt vor dem Hintergrund, dass sich die Bundesregierung wiederholt zur Offshore-Windenergienutzung als Instrument der deutschen Klimaschutzpolitik bekannt hat. Gegenüber den Szenarien in der dena-Netzstudie 1 kann somit eine zeitlich um etwa fünf Jahre verzögerte Entwicklung des skizzierten Offshore-Windenergieausbaus erwartet werden.

3 Überprüfung des Szenarios zum Onshore-Windenergieausbau

Auf Grundlage der Beschlussfassung der Projektsteuerungsgruppe der dena-Netzstudie II vom 6.5.2008 erfolgte eine Überprüfung der Szenarien der dena-Netzstudie I zum Windenergieausbau an Land und Offshore sowie zur Ausbauentwicklung anderer erneuerbarer Energien, um aktuelle Entwicklungen und Informationen für die vorliegende Untersuchung zu berücksichtigen.

Für das modifizierte Szenario zur Ausbauentwicklung der Windenergie Onshore inklusive Repowering für die Jahre 2015 und 2020 wurden auf Basis der für die dena-Netzstudie I ermittelten Werte (siehe hierzu: dena (2005)) folgende Ansätze gewählt:

- Für alle Bundesländer wurde ein Flächenbedarfswert von 7 ha/MW angenommen
- Der in der dena-Netzstudie I angenommene pauschale Abzug von 20% auf das Restpotenzial ab 2004 (aufgrund verschiedener Restriktionen) entfällt in der vorliegenden Ermittlung; damit wird im Sinne einer grundsätzlich optimistischen Ausbauerwartung berücksichtigt, dass bestehende Hemmnisse (z.B. Höhenbeschränkungen und restriktive Abstandsregelungen) mittelfristig beseitigt werden können;
- Das Repowering-Potenzial bleibt gegenüber der dena-Netzstudie I unverändert (siehe hierzu Abschnitt 1.1.1)

Dieses Vorgehen wurde auf das jeweilige gesamte Bundesland angewendet. Regionale Teilbetrachtungen waren im Zuge dieser Betrachtungen aufgrund der zumeist kumulierten Flächenangaben nicht möglich.

Weiterhin wurde versucht, aktuelle Flächengrößen der ausgewiesenen Vorrang- und Eignungsgebiete für die Windenergienutzung (WVS) zu ermitteln. Falls konkrete Zahlen vorlagen, wurde der Zuwachs an Fläche ebenfalls mit einem Flächenbedarfswert von 7 ha/MW auf die ermittelten Potenziale nach oben genanntem Ansatz addiert.

Darüber hinaus erfolgte für die Bundesländer Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein die Berücksichtigung der außerhalb der WVS installierten Windenergieleistung. Für Schleswig-Holstein wurde im Rahmen einer vorliegenden Prognose aus 2005 eine installierte Leistung von 320 MW außerhalb von WVS ermittelt¹³. Für Mecklenburg-Vorpommern wurde die Leistung der außerhalb stehenden WEA auf Basis einer Veröffentlichung der Landesregierung mit 145 MW berücksichtigt¹⁴. In Nordrhein-Westfalen ist aufgrund des auch dort bereits früh einsetzenden Ausbaus der Windenergie ebenfalls eine Berücksichtigung außerhalb von WVS stehender WEA angebracht. Der Anteil der außerhalb installierten WEA-Leistung wurde im Rahmen dieser Studie pauschal mit 10% des Ausbauwertes 2007 (256 MW) abgeschätzt.

¹³ Windtest KWK (2005)

¹⁴ MU MVP (2002)

3.1 Zusätzlich ermittelte Informationen für einzelne Bundesländer

In der vorliegenden Studie wurde vor dem Hintergrund eines engen zeitlichen Rahmens versucht, soweit wie möglich ein Update der ausgewiesenen Flächengrößen an WVS zu ermitteln. Hierzu wurden durch eine Internetrecherche, falls vorhanden, frei verfügbare Informationen zusammengetragen. Für manche Bundesländer wurde zusätzlich eine telefonische Abfrage durchgeführt. Dabei waren vor allem die Küstenländer und die „Bundesländer in der zweiten Reihe“ (Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg) von besonderem Interesse. Leider konnten nicht für alle Bundesländer aktualisierte Werte ermittelt werden. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Recherche dargestellt.

3.1.1 Baden-Württemberg, Bayern, Bremen, Hamburg und Saarland

Für diese Bundesländer wurden keine neuen Potenziale ermittelt. Dies ist zum einen dem Aspekt der Vernachlässigbarkeit der zur Verfügung stehenden Flächen geschuldet und zum anderen dem hinsichtlich des verfügbaren Windpotenzials als vergleichsweise gering einzuschätzenden Ausbau. Insbesondere für die südlichen Bundesländer ist davon auszugehen, dass die bereits in der vorangegangenen Studie ermittelten Potenziale die windhöffigen Standorte erfasst haben. Weiterhin wurde aufgrund des sehr geringen Bearbeitungszeitraumes für diese Neubetrachtung einhergehend mit einer notwendigen Priorisierung in diesen Bundesländern kein akuter Handlungsbedarf gesehen, da die bereits in der dena-Netzstudie I ermittelten Ausbauszenarien für diese Bundesländer sehr gut mit den tatsächlichen Aufbauzahlen für das Jahr 2007 übereinstimmen. Inwiefern die Novellierung des EEG zum Jahresanfang 2009 und die damit verbundene Erhöhung der Einspeisevergütung Auswirkungen insbesondere auf den Windenergieausbau in den südlichen Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern und Saarland haben wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt und unter Berücksichtigung des zeitlich geringen Bearbeitungszeitraumes nicht abzusehen.

3.1.2 Thüringen und Sachsen

Für diese Bundesländer wurde eine Anfrage telefonisch und elektronisch hinsichtlich der momentan ausgewiesenen Flächengrößen gestellt. Zum Abschluss der Bearbeitung lag noch keine Antwort aus diesen Bundesländern vor.

Im Bundesland Thüringen wurde bereits 2007 der in der dena-Netzstudie I ermittelte Gesamtausbauwert überschritten. Auch unter dem in dieser Abschätzung gewählten Ansatz liegt der Ende 2007 installierte MW Wert über dem gesamten ermittelten Ausbaupotenzial.

3.1.3 Rheinland-Pfalz

Für die Auswertungen standen frei im Internet verfügbare Informationen des Ministeriums des Innern und Sport Abteilung Raumordnung und Landesplanung vom 17. März 2005 zur Verfügung. Die angegebenen Flächengrößen der Vorrang- und Eignungsgebiete im Vergleich zu den Zahlen von 2003 unterscheiden sich zum Teil kaum voneinander, während in zwei Planungsregionen große Unterschiede auszumachen sind. Insgesamt steigt die Flächengröße an. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass insbesondere in den Planungsregionen Rheinhessen-

Nahe und Mittelrhein-Westerwald die Ausweisung von WVS maßgeblich auf kommunaler Ebene stattfindet. Zum Beispiel können in der Planungsregion Rheinhessen-Nahe bis zu 5 WEA auf kommunaler Ebene im Rahmen der Flächennutzungsplanung ausgewiesen werden¹⁵. Unter Berücksichtigung dieser Information wurde der in der dena-Netzstudie I ermittelte Wert von 1.260 ha für die Region Rheinhessen-Nahe für die vorliegenden Betrachtungen beibehalten, da der vom Ministerium des Innern und Sport veröffentlichte Wert von 660 ha sich nur auf die ausgewiesenen WVS auf Regionalplanebene bezieht. Für die Region Mittelrhein-Westerwald wurde ein Flächenwert von 1.540 ha auf Basis der Informationen des Ministeriums angenommen, da im Regionalen Raumordnungsbericht aus dem Jahr 2007 nur für die Hälfte der Verbandsgemeinden Zahlen vorlagen und die andere Hälfte noch im Aufstellungsverfahren waren.

3.1.4 Brandenburg

Zum 20.05.2008 wurden vom Kabinett des Landes Brandenburg die „Energiestrategie 2020“ und der „Maßnahmenkatalog zum Klimaschutz“ beschlossen. Darin wird eine Erzeugungskapazität von 7.500 MW für die Windenergienutzung bis 2020 angestrebt. Dazu würden nach Angaben der Landesregierung insgesamt 555 km² an Vorrangflächen benötigt. Für die Szenarienbildung des Windenergieausbaus für das Jahr 2020 wurde daher ein Flächenwert von 55.500 ha zu Grunde gelegt. Der damit zu erreichende Zuwachs wurde zur Hälfte dem Ausbau bis 2015 und zur anderen Hälfte bis 2020 zugeordnet. Damit wird Brandenburg zum einzigen Bundesland, dem in dem Szenario auch für die Jahre 2016 bis 2020 ein Zuwachs der Windenergieleistung zugeordnet wird.

3.1.5 Mecklenburg-Vorpommern

Im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern werden zum Zeitpunkt der Bearbeitung alle Regionalen Raumentwicklungsprogramme (REP) der vier Planungsregionen Westmecklenburg, Vorpommern, Mittleres Mecklenburg und Mecklenburger Seenplatte überarbeitet und befinden sich in der Entwurfsfassung. Allen REP ist gemein, dass sie eine Steigerung der Flächen für die Windenergienutzung beinhalten. Dadurch ergibt sich für Mecklenburg-Vorpommern eine Erhöhung der ausgewiesenen Vorrang- oder Eignungsgebiete von 10.521 ha auf insgesamt 13.802 ha.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund des Entwurfscharakters der REP und der damit fehlenden Rechtsgültigkeit die angegebenen Hektargrößen und in der Folge auch die MW-Angaben mit Unsicherheiten behaftet sind und eine belastbare Aussage erst mit der rechtsgültigen Verabschiedung der REP durch die zuständige Behörde gewährleistet ist.

3.1.6 Hessen

Für die Planungsregionen Nord-, Mittel- und Südhessen liegen zum Stand der Bearbeitung nur Regionalpläne in der Entwurfsfassung vor. In allen Regionen ist dabei ein Prozess der Verringerung an WVS innerhalb der aufeinanderfolgenden Entwurfsfassungen zu beobachten,

¹⁵ PG Rheinhessen-Nahe (2007)

so dass es insgesamt nicht zu einer Vergrößerung der Flächen für die Windenergienutzung gegenüber 2004 kommen wird. So wurde z.B. im Planbezirk Südhessen Mitte 2007 noch eine Gesamtfläche für die Windenergienutzung von 3.932 ha vorgesehen. Im zweiten Entwurf des Regionalplanes Südhessen wurde die Fläche auf 1.869 ha reduziert. In den beiden weiteren Regionen sind ähnliche Prozesse zu beobachten. Dies bedeutet, wie auch im Fall Mecklenburg-Vorpommern, eine gewisse Unsicherheit der ermittelten Ausbauzahlen. Auch für das Bundesland Hessen gilt daher, dass eine belastbare Aussage erst mit der rechtsgültigen Verabschiedung der REP durch die zuständige Behörde gewährleistet ist. Aufgrund der tendenziell unsicheren Flächenzahlen wurden für das Bundesland Hessen weitestgehend die 2004 ermittelten Flächengrößen beibehalten bzw. eine leichte Verringerung implementiert.

3.1.7 Niedersachsen

Für Niedersachsen lagen auf Basis einer detaillierten Potenzialabschätzung des DEWI im Auftrag der EON Netz GmbH aus dem Jahr 2006¹⁶ exakte Werte vor, die ebenfalls mit dem Ansatz eines Flächenbedarfswertes von 7 ha/MW ermittelt wurden. Das darin erstellte Szenario bis 2015 wurde einschließlich der Ermittlung des Repowering-Potenzials für die hier vorgenommene Betrachtung übernommen.

3.1.8 Nordrhein-Westfalen

In Nordrhein-Westfalen ist maßgeblich die Diskrepanz der ausgewiesenen WVS auf Regionaler Ebene im Regierungsbezirk Münsterland und der Umsetzung auf kommunaler Ebene für eine Reduktion des Ausbaus der Windenergienutzung verantwortlich (siehe hierzu Abschnitt 1.1.2.2). Die von der Regionalen Planungsbehörde im Rahmen der dena-Netzstudie I angegebene Flächengröße wurde daher um die Hälfte reduziert.

3.1.9 Schleswig-Holstein

Der Entwurf des Landesentwicklungsplanes 2009 für Schleswig Holstein sieht eine Erhöhung der für die Windenergie ausgewiesenen Flächen von 0,75 auf 1% der Landesfläche vor. Diese Steigerung wurde anteilig den Regionen angerechnet. In einem weiteren Schritt wurden die außerhalb von WVS in Betrieb befindlichen WEA berücksichtigt.

3.2 Modifiziertes Szenario des Onshore-Windenergieausbaus

Tabelle 3-1 gibt einen Überblick zu den Veränderungen der regionalen Ausbaupotenziale, die auf Basis der Recherche-Ergebnisse mit Stand von Sommer 2008 ermittelt wurden. Wie die Darstellung in Tabelle 3-2 zeigt, ergibt sich in dem modifizierten Szenario für den Windenergieausbau an Land ein um ca. 30% höheres Ausbaupotenzial gegenüber dem Szenario in der dena-Netzstudie I.

¹⁶ DEWI (2006)

Tabelle 3-1: Veränderungen des Ausbaupotenzials nach Überprüfung der Szenarien

Bundesland	Ausbau Onshore bei 7 ha/MW ohne 20% Abschlag	Potenzial durch Flächenzuwachs in MW	Außerhalb von WVS	Summe
Baden-Württemberg	567			567
Bayern	528			528
Brandenburg	5.276	2.653		7.929
Hessen	836			836
Mecklenburg-Vorp.	1.729	469	145	2.342
Niedersachsen	7.339*			7.339*
Nordrhein-Westfalen	5.399	-1.669	256	3.985
Rheinland-Pfalz	920	210		1.130
Saarland	110			110
Sachsen	918			918
Sachsen-Anhalt	3.943			3.943
Schleswig-Holstein	2.408	441	320	3.169
Thüringen	666			666

* Werte für Niedersachsen auf Basis der DEWI-Studie 2006 im Auftrag der EON Netz GmbH; incl. außerhalb von WVS

Quelle: DEWI

Tabelle 3-2: Modifiziertes Szenario für den Windenergieausbau an Land

Angaben in MW		Szenario dena I 2015			Szenario 2015 (7 ha/MW)			Szenario 2020 (7 ha/MW)		
Bundesland	Stand Ende 2007	Onshore	Repowering	Gesamt	Onshore	Repowering	Gesamt	Onshore	Repowering	Gesamt
Baden-Württemberg	404	508	14	522	567	14	580	567	46	612
Bayern	387	471	14	485	528	14	542	528	41	569
Brandenburg *	3.359	3.396	95	3.491	6.730	95	6.825	7.929	349	8.278
Hessen	477	757	86	843	836	86	922	836	122	958
Mecklenburg-Vorp.	1.327	1.599	112	1.711	2.342	112	2.454	2.342	229	2.571
Niedersachsen *	5.647	4.483	469	4.952	7.339	478	7.817	7.339	853	8.192
Nordrhein-Westfalen	2.558	4.807	207	5.014	3.985	207	4.193	3.985	451	4.436
Rheinland-Pfalz	1.122	869	59	928	1.130	59	1.188	1.130	131	1.261
Saarland	69	98	5	103	110	5	115	110	10	121
Sachsen	808	874	87	960	918	87	1.005	918	159	1.077
Sachsen-Anhalt	2.748	3.538	77	3.615	3.943	77	4.020	3.943	285	4.228
Schleswig-Holstein	2.522	2.341	444	2.785	3.169	444	3.613	3.169	609	3.778
Thüringen	677	628	37	665	666	37	703	666	91	757
Bremen	72	47	4	51	72	4	76	72	8	80
Hamburg	34	40	17	57	40	17	57	40	19	59
Summe	22.211	24.457	1.727	26.184	32.376	1.736	34.111	33.575	3.402	36.976

* zu beachten: Betrachtungen bei dena I mit 10 ha/MW

Quelle: DEWI

4 Überprüfung des Szenarios zum Offshore-Windenergieausbau

Dem Beschluss der Projektsteuerungsgruppe der dena-Netzstudie II vom 6.5.2008 folgend, hat DEWI auf Basis einer aktuellen Analyse der Situation der Entwicklung des Offshore-Windenergiemarktes (siehe hierzu auch Abschnitt 2.2) ein neues Szenario für den Offshore-Windenergieausbau entwickelt.

In diesem Szenario für den Offshore-Windenergieausbau wurden insbesondere folgende Aspekte berücksichtigt:

- bereits entstandene zeitliche Verzögerungen beim Offshore-Ausbau
- Veränderung der aktuellen rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen
- Ergebnisse aktueller Studien zur Bewertung der Marktsituation (Kapazitätsbedarfsanalyse für die Nord- und Ostsee aus 2007 und WindEnergy Study 2008¹⁷)
- Technologieentwicklung
- aktuelle Planungs- und Genehmigungssituation

Wie in der dena-Netzstudie I wurde zudem der Grundansatz beibehalten, dass die stärkere Nutzung der Windenergie durch die Schaffung positiver Rahmenbedingungen gefördert wird. Als Ergebnis der erneuten fachlichen Bewertung kommt das DEWI in dem Szenario für die Offshore-Windenergienutzung zu folgenden Ausbautzahlen (siehe „Szenario dena_II“ in Tabelle 4-1):

2015: 7.968 MW

2020: 16.300 MW

2025: 25.000 MW

Die Ergebnisse dokumentieren einen zunächst verzögerten Ausbau in der Phase bis 2015 und anschließend einen deutlich stärkeren Zuwachs. Dieser beruht darauf, dass einerseits ein deutlicher Erfahrungsgewinn angenommen und dass andererseits eine zunehmende Beseitigung von Kapazitätsengpässen erreicht wird. Zudem wird ab 2015 ein zu erwartender Zuwachs der Nennleistung pro Anlage (5-10 MW) berücksichtigt.

Auf der 4. Sitzung der Projektsteuerungsgruppe der dena-Netzstudie II am 30.7.2008 wurde als Ergebnis einer längeren kontroversen Diskussion beschlossen, dass der Offshore-Ausbau für das Jahr 2020 vom DEWI erneut geprüft und ein qualifizierter Ausblick auf die Entwicklung im Jahr 2025 gegeben werden soll.

Als Ergebnis dieser nochmaligen Prüfung des Offshore-Szenarios wurden die bisherigen Angaben für 2015, 2020 und 2025 um jeweils ca. 12,5% reduziert (siehe „Szenario dena_II_mod“ in Tabelle 4-1). Damit wird die insbesondere vom Bundesumweltministerium (BMU) geäußerte Kritik gegenüber einer „zu optimistischen Ausbauerwartung“ berücksich-

¹⁷ WindEnergy Studie (2008)

tigt. Der bisher getroffene Ansatz für die Ausbauphasen in den Perioden bis 2015, 2015-2020 und 2020-2025 (siehe oben) wird dabei unverändert beibehalten. Die Reduzierung um 12,5% ist als vertretbarer Kompromiss zwischen der zuletzt in verschiedenen Szenarien des BMU formulierten Ausbauerwartung von 10.000 MW bis 2020 und der im Rahmen der vorliegenden Studie zugrunde gelegten Systematik zu sehen.

Die regionale Aufteilung der für das modifizierte Offshore-Ausbauszenario ermittelten Ausbauzahlen ist in Tabelle 4-1 dargestellt („Szenario_dena_II_mod“ in roter Schrift). Die Aufteilung erfolgt in Orientierung an die Verteilung im „Szenario_dena II“ in Tabelle 4-5.

Tabelle 4-1: Modifiziertes Szenario für den Offshore-Windenergieausbau

Offshore-Szenario	DEWI-Szenario				Szenario dena-Fachbeirat				Szenario_dena II			Szenario_dena II_mod		
	2007	2010	2015	2020	2007	2010	2015	2020	2015	2020	2025	2015	2020	2025
kumulierte Leistung in MW im Jahr														
NORDSEE	425	3.371	8.382	18.647	425	4.428	8.382	18.647	6.787	14.000		5.950	12.000	
Region Borkum	125	985	1.935	4.000	125			4.000	1.971	4.500		1.750	3.900	
Region Offene Nordsee (Borkum II)	0	136	4.032	9.032	0	1.928*	5.882*	9.032	2.240	5.000	22.000	1.950	4.250	19.500
Region Helgoland*	300	1.050	1.050	1.850	300			1.850	1.088	1.500		950	1.300	
Region Sylt	0	1.200	1.365	3.765	0	2.500*	2.500*	3.765	1.488	3.000		1.300	2.550	
OSTSEE	51	1.011	1.411	1.711	226	1.011	1.411	1.711	1.181	2.300		1.050	2.000	
Region Rostock	51	611	1.011	1.011	226	611	1.011	1.011	381	800	3.000	350	700	2.500
Region Rügen	0	400	400	700	0	400	400	700	800	1.500		700	1.300	
Summe Nord-/Ostsee	476	4.382	9.793	20.358	651	5.439	9.793	20.358	7.968	16.300	25.000	7.000	14.000	22.000

* Unter "Beschluss dena-Fachbeirat" für 2010 ist ein geplanter Offshore-Windpark in der Region Helgoland (250 MW) dem Bereich Niedersachsen (Borkum/ Offene Nordsee) zugeordnet.

Quelle: DEWI

5 Überprüfung des Szenarios für sonstige erneuerbare Energien

Für die vorliegende Untersuchung wurde das Szenario für die Ausbautwicklung sonstiger regenerativer Energien in der BMU-Leitstudie¹⁸ verwendet. In Tabelle 5-1 sind die Ergebnisse den Angaben aus der dena-Netzstudie I gegenübergestellt. Es ist zu beachten, dass in dem modifizierten Szenario bereits die nachrichtlich von Herrn Dr. Joachim Nitsch am 11.8.2008 übermittelten Angaben aus dem (zum Zeitpunkt der Szenarienabstimmung noch nicht veröffentlichten) Leitszenario 2008 berücksichtigt sind.

Wie die Ergebnisse in Tabelle 5-1 zeigen, wird in dem modifizierten Szenario - insbesondere durch die veränderte Ausbauerwartung für Photovoltaik(PV-)Anlagen - nahezu eine Verdoppelung der installierten Leistung aus sonstigen erneuerbaren Energien bis 2020 gegenüber dem Szenario in der dena-Netzstudie I erwartet.

Es ist darauf hinzuweisen, dass es im Bearbeitungszeitraum der vorliegenden Studie zu einem drastischen Anstieg der bundesweit installierten Leistung von PV-Anlagen gekommen ist. Hintergrund dafür ist eine mit der EEG-Novelle 2004 eingeführte hohe EEG-Einspeisevergütung für die Solarstromerzeugung einerseits und ein massiver Einbruch der Systempreise für PV-Anlagen andererseits. Als Folge dieser Entwicklung stieg die bundesweit installierte PV-Leistung nach Angaben der Bundesnetzagentur allein im Zeitraum 01/2009-08/2010 um 8.689 MW auf insgesamt fast 14,7 Gigawatt Ende August 2010.¹⁹ Die Bundesregierung hat im Rahmen einer im Sommer 2010 in Kraft getretenen EEG-Änderung zur Kürzung der Vergütung für PV-Anlagen eine Zielmarke von bundesweit 3.500 MW pro Jahr an neu installierter PV-Leistung festgelegt. Es ist somit zu erwarten, dass die in Tabelle 5-1 gemäß Leitszenario 2008 angenommene PV-Ausbauerwartung für 2020 bereits im Jahr 2011 erreicht wird

¹⁸ BMU Leitstudie (2007)

¹⁹ BNetzA (2010)

Tabelle 5-1: Modifiziertes Szenario für den Ausbau sonstiger erneuerbarer Energien auf Basis der Angaben in der BMU-Leitstudie

Abschätzung zur Entwicklung sonstiger regenerativer Energien (ohne Windenergie)

	IST ¹⁾	Szenario_dena I				Szenario_dena II_mod (Leitszenario 2008 (Basisfall) ²⁾)			
installierte Bruttoleistung in GW	2007	2007	2010	2015	2020	2015	2020	2025	2030
Biomasse	3,2	1,3	1,6	3,3	4,9	5,3	6,2	6,5	6,9
Wasserkraft	4,7 ²⁾	3,7	4,0	4,2	4,3	5	5,1	5,15	5,2
Photovoltaik	3,8	0,8	1,5	3,5	5,5	13	17,9	21	24
Geothermie	0,002	0,1	0,1	0,3	0,4	0,1	0,28	0,57	0,86
Summe	11,7	5,9	7,2	11,3	15,1	23,4	29,5	33,2	37,0

¹⁾ Quelle: BMU, Stand 06/2008

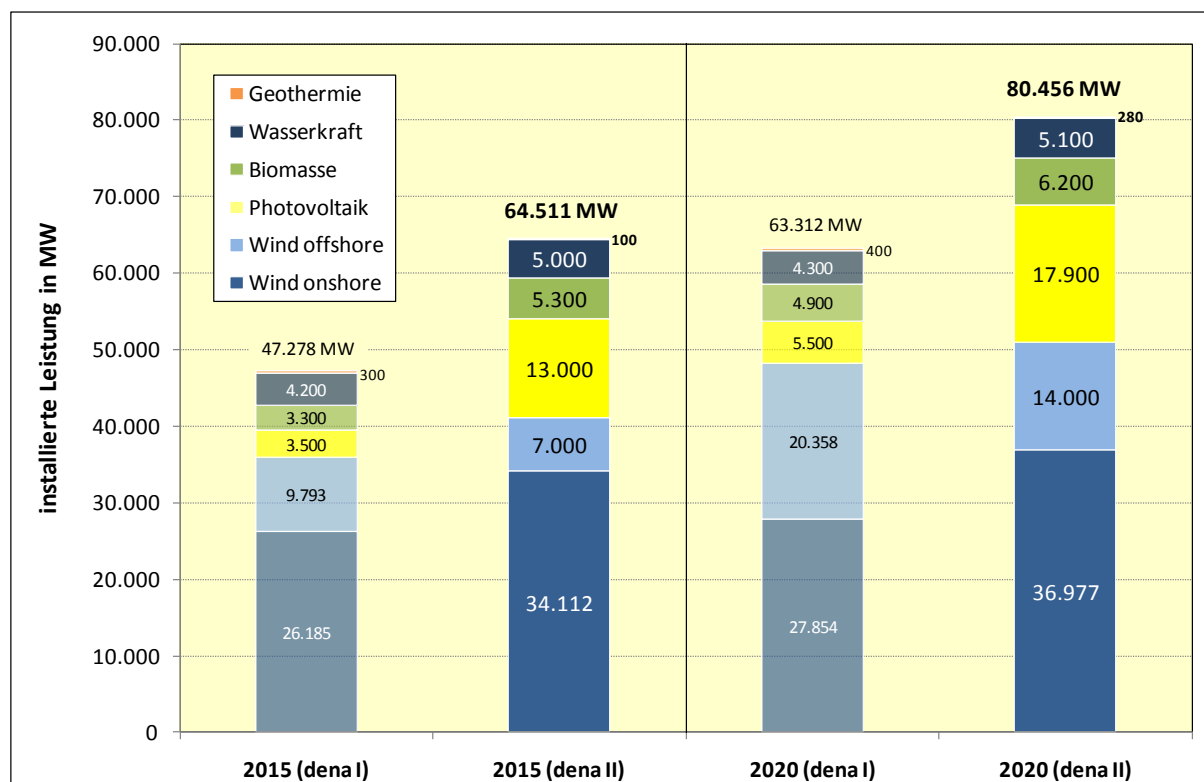
²⁾ Quelle: J. Nitsch, 11.08.2008

Biomasse ohne biogene
Siedlungsabfälle in Müll-HKW

Quelle: DEWI

Abschließend zeigt die folgende Grafik eine Gegenüberstellung der Szenarien der Ausbauentwicklung der erneuerbaren Energien für die Jahre 2015 und 2020 in der dena-Netzstudie I und in der dena-Netzstudie II.

Abbildung 5-1: Szenario der Ausbauentwicklung der erneuerbaren Energien für die Jahre 2015 und 2020 in der dena-Netzstudie I und in der dena-Netzstudie II

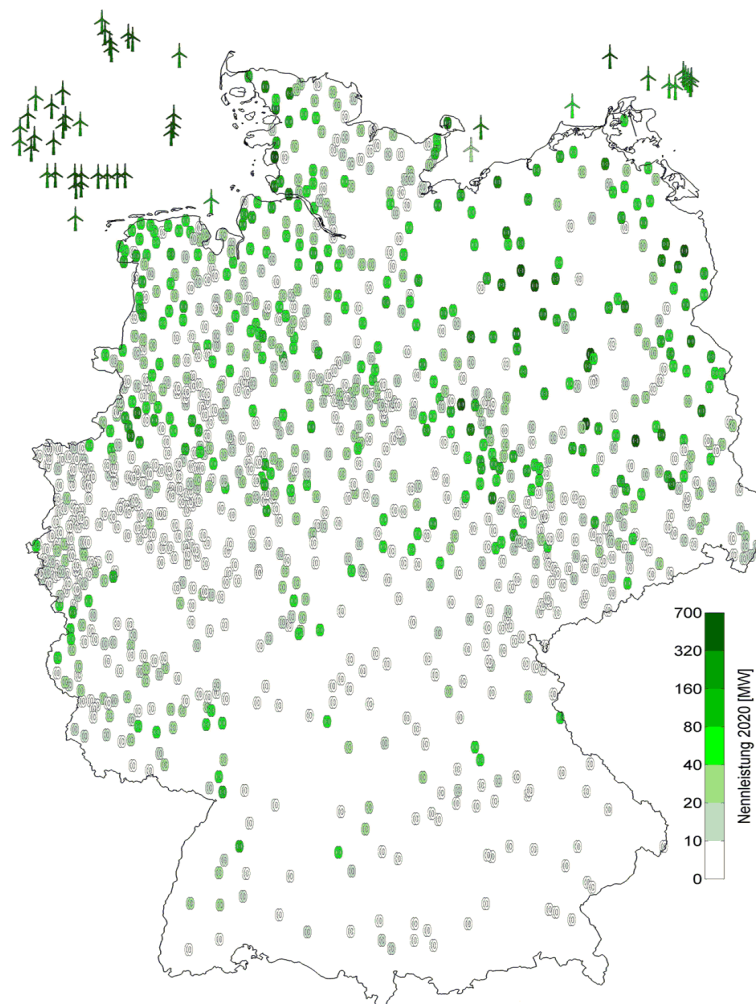


Quelle: DEWI

6 Generierung von Zeitreihen der Stromeinspeisung aus Windenergie für das Jahr 2020

Verschiedene Auswertungen dieser Studie beruhen auf Windleistungszeitreihen des Jahres 2020. Diese werden in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und einer räumlichen Auflösung von 1186 Onshore Netzknoten (Hoch- und Höchstspannungsknoten mit Windenergieeinspeisung) und 46 Offshore Windparks simuliert (siehe Abbildung 6-1). Die den 1232 Zeitreihen zugrunde liegenden installierten Windleistungen entsprechen in ihrer Summe den für diese Studie entwickelten Szenarien aus Kapitel 4 Tabelle 4-2 und Kapitel 5 Tabelle 5-1 von ca. 37GW Onshore und ca. 14GW Offshore.

Abbildung 6-1: Simulierte Netzknoten und Offshore Windparks 2020



Quelle: IWES

Im Wesentlichen beruht das Verfahren zur Simulation der Windleistungszeitreihen 2020 auf der Umwandlung von historischen Wetterdaten aus einem numerischen Wettermodell in die Leistung des Jahres 2020. Für die On- und Offshore Windleistungszeitreihen werden hierbei die Wettermodellldaten der vier Jahre 2004 bis 2007 verwendet. Diese vier Windjahre sind für die angestrebten Analysen geeignet, da sie zwei schwache, ein durchschnittliches und ein starkes Windjahr beinhalten. Tabelle 6-1 gibt einen Überblick darüber, wie stark die durchschnittlichen Windverhältnisse dieser Jahre gegenüber dem langjährigen Mittelwert sind.

Tabelle 6-1: Windindex der Jahre 2004 bis 2007²⁰

Jahr	Wind-Index [%]
2004	98
2005	89
2006	90
2007	106

Quelle: IWES

In diesem Kapitel erfolgt zunächst eine Beschreibung der Datengrundlage (Kapitel 6.1), gefolgt von der Beschreibung der Generierungsmethodiken (Kapitel 6.2). In Kapitel 6.3 folgen dann Analysen der simulierten Windleistungszeitreihen des Jahres 2020.

6.1 Datengrundlage

Zur Bewertungen der Aussagekraft der simulierten Windleistungszeitreihen des Jahres 2020 und zum besseren Verständnis der Generierungsmethodiken wird im Folgenden auf die hierfür verwendete Datengrundlage eingegangen. Diese besteht aus:

- Wettermodellldaten
- Windmessdaten
- Leistungsmessungen an Referenzwindparks
- Ausbauszenarien
- Netzknotenstandorten und
- WEA-Basisdaten.

Die einzelnen Datengrundlagen werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

²⁰ Windmonitor (2008)

6.1.1 Wettermodelldaten

Die wesentliche Grundlage für die Simulation der Windleistungszeitreihen 2020 sind Wettermodelldaten. Es werden hierfür die Zeitreihen der Analysedaten²¹ (aus dem „Lokal-Modell“ und „Lokal-Modell-Europa“) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für den Zeitraum der vier Jahre (2004 bis 2007) verwendet. Die räumliche Auflösung dieser Wettermodelldaten beträgt $0,0625^\circ$ mal $0,0625^\circ$, die zeitliche Auflösung eine Stunde.

Für jeden der insgesamt 1232 Netzknoten- und Windparkstandorte aus Abbildung 6-1 wurden zum einen der Luftdruck und die Temperatur 2m über Grund, zum anderen die Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten in drei Höhen über Grund (z.B. ca. 34m, 69m und 116m) aus dem Wettermodell extrahiert. Die drei Höhenlevel (Schichtmitten) ermöglichen es, die Windgeschwindigkeiten auf die Nabenhöhe von Windenergieanlagen (WEA) oder auf die mittleren leistungsgewichteten Nabenhöhe eines Windparks zu interpolieren. Der Luftdruck und die Temperatur werden für die Dichtekorrektur der Leistungen verwendet.

6.1.1.1 Evaluierung der Offshore Wettermodelldaten mit Fino1-Messdaten

Zur Evaluierung der Wettermodelldaten wurde ein Vergleich mit den Offshore Messdaten vom Standort Fino1 durchgeführt. Hierfür wurde das Jahr 2004 ausgewählt, da hier die Fino1-Daten noch nicht als Analysen in die Wettermodelldaten eingingen. Fino1 befindet sich auf dem offenen Meer in der Deutschen Bucht 45km nördlich von Borkum in einer Wassertiefe von 30m direkt am Offshore Testfeld alpha ventus (siehe auch linker Teil von Abbildung 6-6). Der Messmast erreicht eine Höhe von 103m²². Bei dem Datenvergleich der Wettermodelldaten mit der Offshore Windmessung werden der Korrelationskoeffizient, die Abweichungen zwischen den Windgeschwindigkeiten, die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten und die Fluktuationen der Windgeschwindigkeit verglichen.

Die mittlere Windgeschwindigkeit in der Referenzhöhe 103m liegt bei dem Wettermodell mit 9,66m/s um 1% niedriger als in der Messung (9,76m/s). Die Standardabweichung der Differenz zwischen dem Messergebnis und dem Wettermodellwert beträgt 1,42m/s, was ein sehr guter Wert für ein Wettermodell ist. Dieses Ergebnis bestätigt die bereits in der Vergangenheit ermittelten Resultate²³. Bei der Betrachtung des Korrelationskoeffizienten der Windgeschwindigkeiten von Mess- und Modelldaten konnte ein ebenfalls sehr hoher Wert von 95,6% ermittelt werden.

²¹ DWD (2005)

²² GL (2008)

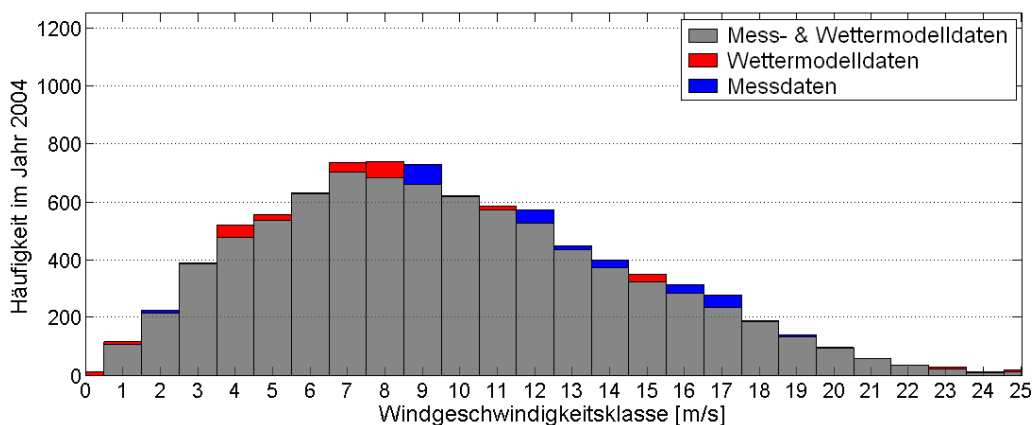
²³ Tambke et al. (2006)

Tabelle 6-2: Übersicht des Vergleichs der Windgeschwindigkeiten

Kriterium	Wert
Mittlere Windgeschwindigkeit FINO-Messung	9,8 m/s
Mittlere Windgeschwindigkeit des DWD-LM	9,7 m/s
Standardabweichung der Differenz der Windgeschwindigkeiten	1,4 m/s
Korrelationskoeffizient	95,6%

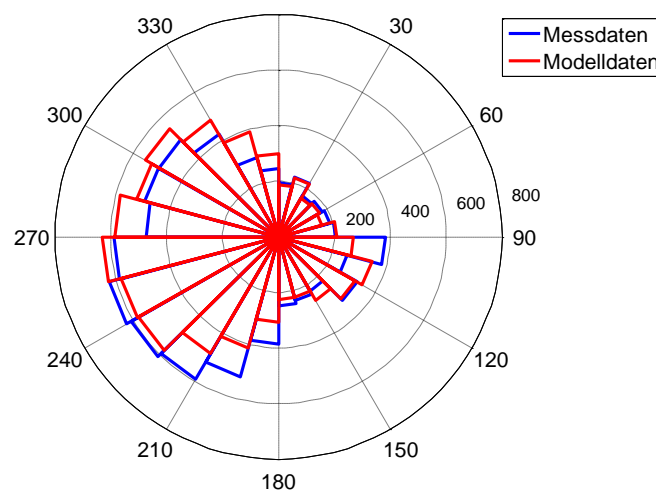
Der Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der gemessenen Windgeschwindigkeiten und der Wettermodellwindgeschwindigkeiten zeigt eine sehr gute Übereinstimmung. Es ist keine systematische Unter- oder Überschätzung der Windgeschwindigkeiten festzustellen (siehe Abbildung 6-2).

Abbildung 6-2: Häufigkeitsverteilungen der gemessenen Windgeschwindigkeiten und der Wettermodellwindgeschwindigkeiten am Offshore Standort Fino1



Quelle: IWES

Abbildung 6-3: Windrichtungsvergleich am Fino1-Standort in Grad (180°= Süden) (90 m Höhe)



Quelle: IWES

Die Windrose, die die Windrichtungen der Messdaten und der Wettermodelldaten abbildet, zeigt an einigen Stellen Abweichungen zwischen den Messdaten und den Wettermodelldaten. Die grundlegende Häufigkeit der Windrichtung des Modells stimmt aber mit den Messwerten überein (siehe Abbildung 6-3).

Die Wettermodelldaten sind im Gegensatz zu Anemometerdaten, die Windgeschwindigkeit an einem örtlichen Punkt abbilden, räumliche Mittelwerte. Dadurch schwanken sie weniger als die Fino1-Messungen. Die stündlichen Windgeschwindigkeitswerte aus dem Wettermodell sind keine Stundenmittelwerte, sondern die Windgeschwindigkeiten zu den Zeitpunkten voller Stunden. Bei einem Vergleich der Fino1-Windgeschwindigkeitsschwankungen zeigt sich allerdings, dass die Windgeschwindigkeiten der Wettermodelldaten durch ihre räumliche Mittelung weniger stark schwanken als die Fino1-Messdaten. Die Windgeschwindigkeiten der Wettermodelldaten verhalten sich im Vergleich zur Punktmessung der Fino1-Messdaten deshalb trotzdem eher wie Stundenmittelwerte als wie Zeitpunktwerte zur vollen Stunde.

In den obigen Auswertungen konnte gezeigt werden, dass sich die Wettermodelldaten für die Berechnung der Leistung von Offshore Windparks eignen. Am Offshore Standort von Fino1 besteht eine sehr hohe Korrelation zwischen den Wettermodelldaten und den Messdaten. Somit ist das Wettermodell für diesen Standort als sehr gut zu bewerten. Die Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten der Messung und des Modells sind sehr ähnlich, es kommt hierbei zu keiner systematischen Unter- oder Überschätzung. Folglich eignen sich die Wettermodelldaten als Datenbasis zur Simulation der Windenergieeinspeisung.

6.1.2 Windmessdaten

Die Wettermodelldaten werden mit Messdaten von Windmessmasten aufgefüllt, um eine Erhöhung der zeitlichen Auflösung von 1 Stunde auf 15 Minuten zu erreichen. Eine Beschreibung des Verfahrens erfolgt in Kapitel 6.2.1.2.

Zum Auffüllen der Onshore Wettermodelldaten werden Messdaten des seit 1992 betriebenen IWES-Messnetzes²⁴ verwendet, welches im Jahr 2007 aus 57 und zwischenzeitlich aus bis zu 220 über ganz Deutschland verteilten Messstationen bestand (siehe linker Teil von Abbildung 6-6). An jeder dieser Messstationen werden zum einen die Windgeschwindigkeit und – richtung in 10m, 30m oder 50m Höhe, zum anderen die Einspeiseleistung einer sich in unmittelbarer Nähe befindlichen WEA und, im Zuge aktueller Umrüstungsmaßnahmen, zusätzlich Temperatur, Druck, Luftfeuchte, Niederschlag und Solareinstrahlung als 5min-Mittelwerte aufgenommen. Aus den 5min-Mittelwerten lassen sich durch einfache Mittelung 15min-Mittelwerte berechnen.

Als alleinige Wetterdatengrundlage für die Generierung der Windleistungszeitreihen können die Messdaten aus dem IWES-Messnetz nicht verwendet werden, da sie keine Offshore Messungen enthalten und somit nicht dem Anspruch genügen würden, bei der Generierung der On- und Offshore Windleistungszeitreihen die gleiche Datengrundlage zu verwenden. Davon abgesehen sind die Windmessungen des IWES-Messnetzes räumlich weit verteilt und somit die Flächendeckung im Vergleich zu den standortgenauen Wettermodelldaten gering. Außerdem liegen die Messhöhen des IWES-Messnetzes bei maximal 50m über dem Grund, wo-

hingegen die Wettermodellldaten mit ihren Höhenleveln die Nabenhöhen der WEA voll abdecken.

Zum Auffüllen der Offshore Wettermodellldaten werden Messdaten der Offshore Messplattform Fino1 verwendet. Da die Fino1-Messungen nur als 10-Minutenmittelwerte zur Verfügung stehen, müssen für die folgenden Berechnungen hieraus 15min-Mittelwerte gebildet werden. Jeder n -te ($n \in \mathbb{N}^+$) 15min-Mittelwert der Windgeschwindigkeiten $\bar{v}_{15\text{min}}$ wird aus den 10min-Mittelwerten $\bar{v}_{10\text{min}}$ wie folgt errechnet:

$$v_{15\text{min},n} = \frac{v_{10\text{min},m} \cdot g(m) + v_{10\text{min},m+1} \cdot g(m+1)}{3},$$

mit dem Index

$$m = \frac{3n + (n \bmod 2)}{2} - 1$$

($m \in \mathbb{N}^+$) und den Gewichten

$$g(m) = |(2m \bmod 3) - 1| + 1.$$

Tabelle 6-3 verdeutlicht die Berechnungsmethodik am Beispiel von sechs 15min-Mittelwerten.

Tabelle 6-3: Berechnung von 15min-Mittelwerten aus 10min-Mittelwerten

$$v_{15\text{min},1} = (v_{10\text{min},1} \cdot 2 + v_{10\text{min},2} \cdot 1) / 3$$

$$v_{15\text{min},2} = (v_{10\text{min},2} \cdot 1 + v_{10\text{min},3} \cdot 2) / 3$$

$$v_{15\text{min},3} = (v_{10\text{min},4} \cdot 2 + v_{10\text{min},5} \cdot 1) / 3$$

$$v_{15\text{min},4} = (v_{10\text{min},5} \cdot 1 + v_{10\text{min},6} \cdot 2) / 3$$

$$v_{15\text{min},5} = (v_{10\text{min},7} \cdot 2 + v_{10\text{min},8} \cdot 1) / 3$$

$$v_{15\text{min},6} = (v_{10\text{min},8} \cdot 1 + v_{10\text{min},9} \cdot 2) / 3$$

Quelle: IWES

Diese Art gewichteter Mittelung gewährleistet, dass die Stundenmittel der 10min-Mittelwerte denen der 15min-Mittelwerte entsprechen.

6.1.2.1 Validierung der Fino1-Messdaten

Da für die Erhöhung der zeitlichen Auflösung der Offshore Wettermodellldaten lediglich Messdaten von Fino1 verwendet werden, stellt sich die Frage, ob die Fino1-Messungen repräsentativ für die Windverhältnisse auf See, insbesondere auch für die Ostsee, sind. Um dies abschätzen zu können werden die Messungen von weiteren Offshore Messmasten herangezogen und hinsichtlich ihrer Schwankungscharakteristika mit den Fino1-Messungen verglichen. Bei diesem Vergleich stehen die Windgeschwindigkeitsschwankungen in Fokus. Die Beträge der

zu erzeugenden Offshore 15min-Windgeschwindigkeitszeitreihen sind durch die Wettermodelldaten vorgegeben. Die Änderungen von einem Mittelwert der Windgeschwindigkeit zum nächsten werden im Folgenden als Windgeschwindigkeitsinkremente bezeichnet und beruhen auf den Fino1-Messdaten. Dieser Sachverhalt wird bei der Beschreibung der Generierung der 15min-Windgeschwindigkeitszeitreihen in Kapitel 6.2.1.2 deutlich.

Zunächst wird der Vergleich von Fino1 mit einem weiteren Messmast in der Nordsee, im Folgenden als Vergleichsmast 1 bezeichnet, angestellt. Der Analyse liegen 10min-Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten an den Top-Anemometern im Zeitraum vom 1.1.2004 bis 13.5.2007 zugrunde.

Wie Tabelle 6-4 und Abbildung 6-4 verdeutlichen sind die statistischen Eigenschaften der Windgeschwindigkeitsinkremente an den beiden Messmasten sehr ähnlich. Sogar die extremsten Windgeschwindigkeitsinkremente im Zeitraum liegen in der gleichen Größenordnung. So steht z.B. der extremsten Zunahme eines 10min-Mittelwertes der Windgeschwindigkeit zum nächsten von 9,56 m/s bei Fino1 die extremste Abnahme von 9,24 m/s beim Vergleichsmast 1 gegenüber.

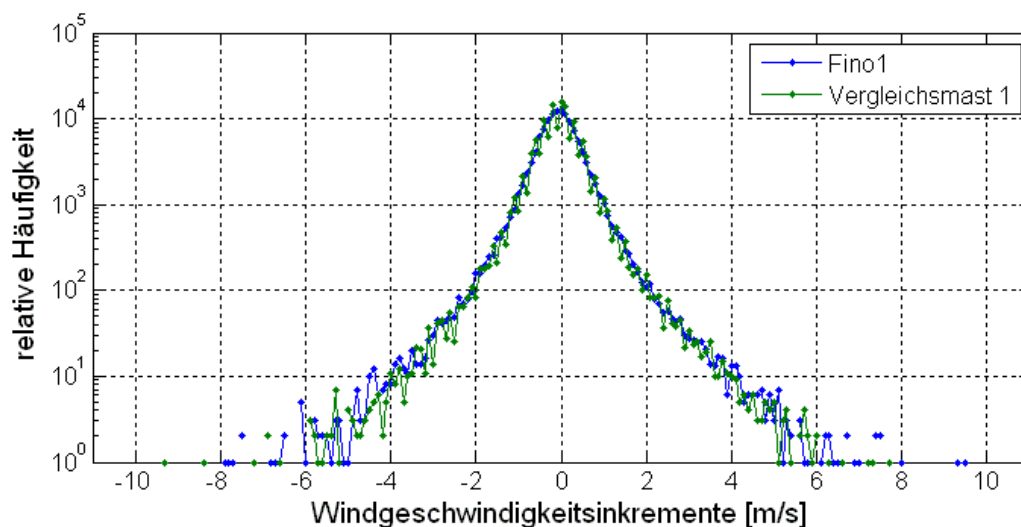
Sofern der Vergleich von lediglich zwei Messmasten es zulässt, kann geschlussfolgert werden, dass die Messungen von Fino1 für die Nordsee typische Verhältnisse der Windfluktuationen widerspiegeln, oder wenigstens nicht besonders außergewöhnlich sind.

Tabelle 6-4: Kennwerte der Nordsee-Windgeschwindigkeitsinkremente

Windgeschwindigkeitsinkremente [m/s]	Fino1	Vergleichsmast 1
Mittelwert	0.00	0.00
Maximum	9.56	7.75
Minimum	-7.87	-9.24
Standardabweichung	0.62	0.60

Quelle: IWES

Abbildung 6-4: Häufigkeitsverteilung der Nordsee-Windgeschwindigkeitsinkremente



Quelle: IWES

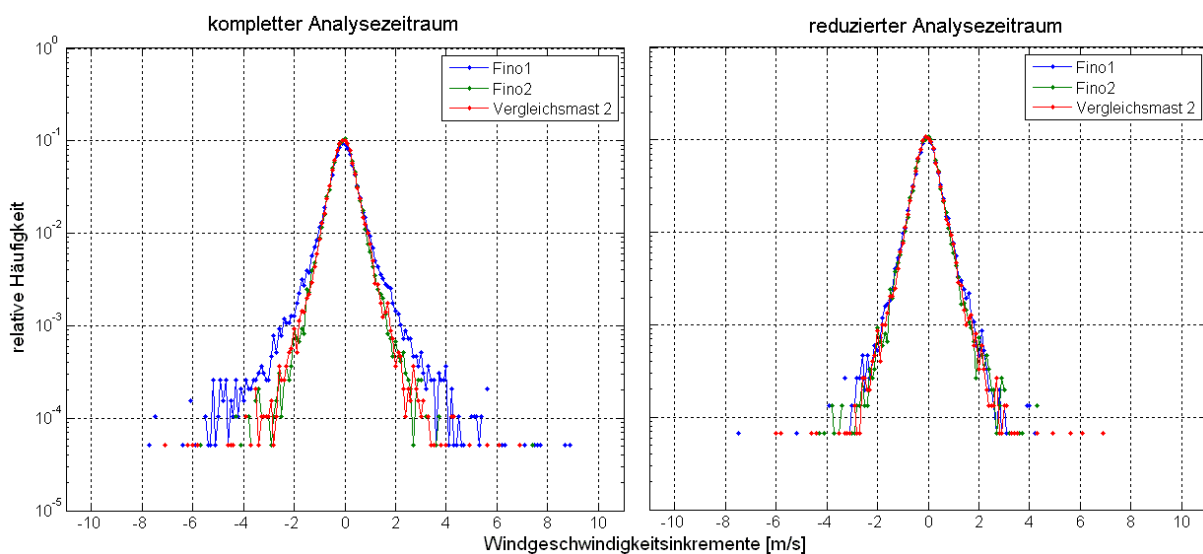
Um zu überprüfen inwieweit die Fino1-Windgeschwindigkeitsinkremente auch für die Ostsee repräsentativ sind, wird der Vergleich zu dem 39 Kilometer nördlich von Rügen auf der Untiefe "Kriegers Flak" gelegenen Windmessmast Fino2 und einem weiteren Messmast in der Ostsee, im Folgenden als Vergleichsmast 2 bezeichnet, gezogen. Der Analyse liegen wiederum 10min-Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten an den Top-Anemometern zugrunde. Der Zeitraum, in dem für alle drei Messmasten Daten vorliegen, erstreckt sich vom 31.7.2007 bis 30.6.2008, was ca. 48000 Messwerten entspricht. In den Messdaten treten allerdings Datenlücken auf, weswegen sich die Anzahl der Messwerte zu gleichen Zeiten auf ca. 20000 reduziert. Neben den sich für diese Zeiten ergebenden Kenngrößen sind in Tabelle 6-5 außerdem die Kenngrößen in Klammern angegeben, welche sich ergeben, wenn zusätzlich der Zeitraum vom 18.9.2007 bis 18.10.2007, in dem bei Fino1 außergewöhnlich hohe Windgeschwindigkeitsinkremente auftraten, außer Acht gelassen wird, wodurch sich die Anzahl der Messwerte zu gleichen Zeiten auf ca. 15000 reduziert.

Tabelle 6-5: Kennwerte der Windgeschwindigkeitsinkremente an Offshore Messmasten

Windgeschwindigkeitsinkremente [m/s]	Fino1	Fino 2	Vergleichsmast 2
Gemeinsame Tage	135 (105)		
Mittelwert	0		
Maximum	8.96 (4.26)	7.42 (6.18)	6.96 (6.96)
Minimum	-7.66 (-7.49)	-5.61 (-4.56)	-7.02 (-5.95)
Standardabweichung	0.77 (0.54)	0.53 (0.5)	0.54 (0.51)

Quelle: IWES

Abbildung 6-5: Häufigkeitsverteilung der Offshore Windgeschwindigkeitsinkremente



Quelle: IWES

Die statistischen Eigenschaften der Windgeschwindigkeitsinkremente sind im reduzierten Analysezeitraum (rechte Teil der Abbildung 6-5) zwar ähnlicher als im kompletten Zeitraum (linker Teil der Abbildung 6-5), jedoch wird auch hier deutlich, dass die Windgeschwindigkeitsinkremente an Fino1 etwas höher ausfallen als an den Ostsee-Messmasten. Nimmt man für jeden Messmast den kompletten zur Verfügung stehenden Zeitraum ergeben sich folgende Werte für die Standardabweichung der Windleistungsinkremente:

Tabelle 6-6: Standardabweichungen der gemessenen Offshore Windgeschwindigkeitsinkremente

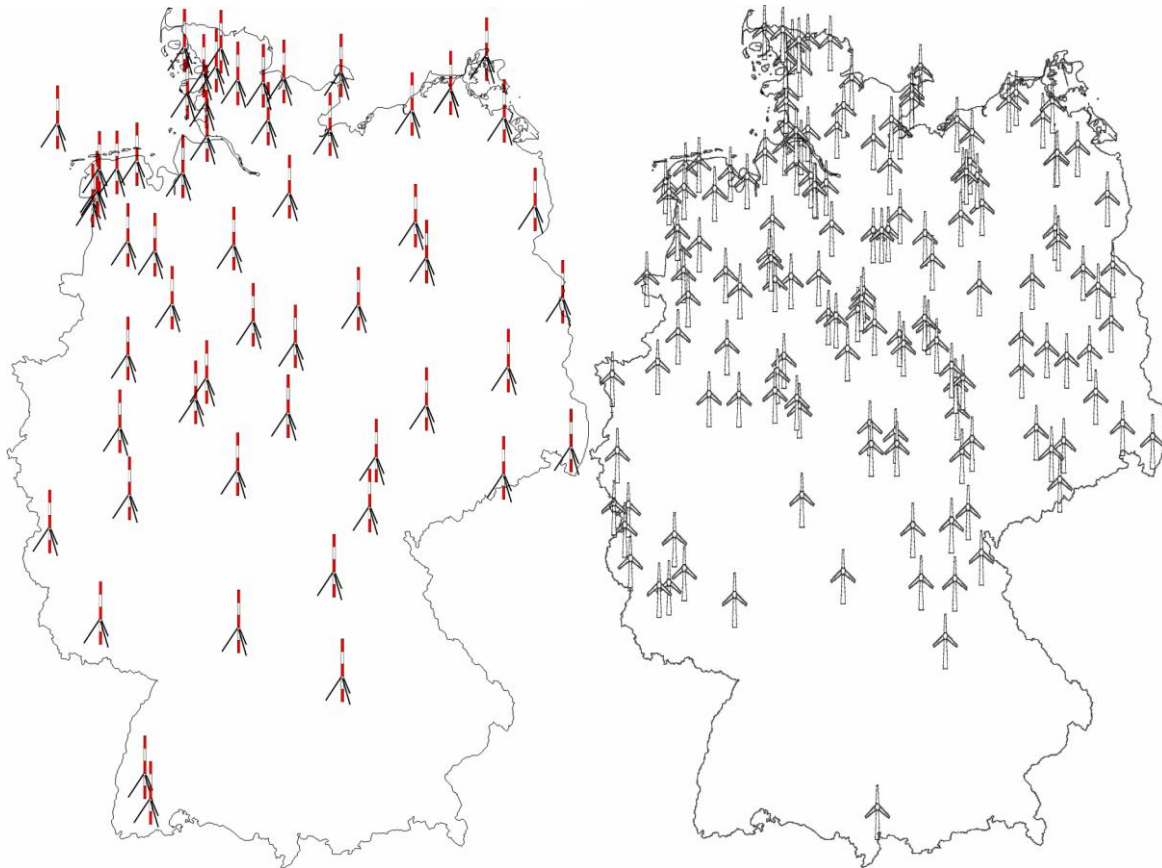
Messmast	Messtage	Standardabweichung der Windgeschwindigkeitsinkremente [m/s]
Fino1	1996	0.66
Vergleichsmast 1	2922	0.61
Fino2	335	0.55
Vergleichsmast 2	766	0.56

Quelle: IWES

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Windgeschwindigkeitsinkremente, welche an Fino1 gemessen wurden, im Mittel etwas höher als an den anderen und vor allem an den Ostsee-Messmasten sind. Für Letztere ist jedoch zu beachten, dass der vorliegende Messzeitraum wesentlich kürzer ist.

Die ausschließliche Verwendung der Fino1-Messdaten bei der Generierung der Windleistungszeitreihen sämtlicher Offshore Windparks bedeutet jedoch nicht zwangsläufig eine Überschätzung der Windleistungsschwankungen, da die mit den Fino1-Daten aufgefüllten Windgeschwindigkeitszeitreihen einer Glättung unterzogen werden (siehe Kapitel 6.2.1.3), die zur Anpassung der simulierten an gemessene Windleistungszeitreihen dient und eine Reduzierung der extremen Windgeschwindigkeitsinkremente bewirkt. Nichtsdestotrotz legen die Auswertungen dieses Kapitels die Vermutung nahe, dass die Windleistung in der Ostsee im 15min-Bereich etwas weniger stark schwanken wird als in der Nordsee. Gemäß dem Szenario fällt die Windenergieeinspeisung der Nordsee-Windparks mit ca. 12 GW installierter Windleistung wesentlich stärker ins Gewicht als die der Ostsee-Windparks mit ca. 2 GW installierter Windleistung.

Abbildung 6-6: Standorte der Messmasten und Referenzwindparks



Quelle: IWES

6.1.3 Referenzwindparks

Für die Ermittlung der Parameter des Verfahrens zur Generierung der Windleistungszeitreihen 2020 werden Leistungsmessdaten von sog. Referenzwindparks verwendet. In ihrer ursprünglichen Funktion dienen diese Leistungsmessdaten für die Erstellung der bei den Übertragungsnetzbetreibern laufenden Hochrechnungen und Prognosen der Windenergieeinspeisung. Wie der Name schon andeutet, sind die Referenzwindparks derart ausgewählt worden, dass ihre Windenergieeinspeisung besonders repräsentativ für ihre Umgebung ist. Der rechte Teil von Abbildung 6-6 zeigt die Standorte von 152 Referenzwindparks. Die installierte Nennleistung aller Referenzwindparks entspricht mit Stand 2007 ungefähr 25% der gesamten installierten Windleistung in Deutschland.

Die Messungen an den Referenzwindparks werden zur Ermittlung der optimalen Verfahrensparameter (siehe Kapitel 6.2.1.7), zur Ermittlung der mittleren Onshore Abschattungsverluste (siehe Kapitel 6.2.2.3) und zur Generierung der Prognosefehlerzeitreihen in Kapitel 21.3 verwendet.

6.1.4 Ausbauszenarien

Für die Erzeugung der Windleistungszeitreihen wird das für diese Studie neu entwickelte On- & Offshore Ausbauszenario des Jahres 2020 zugrunde gelegt (siehe Kapitel 4 Tabelle 4-2 und Kapitel 5 Tabelle 5-1).

6.1.5 Netzknotenstandorte

Die Onshore Windleistungszeitreihen sollen für die deutschen Hoch-, bzw. Höchstspannungsnetz-knoten mit Windenergieeinspeisung erzeugt werden (siehe Abbildung 6-1). Hierfür werden die Ortskoordinaten der Netzknoten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber benötigt. Die Übertragungsnetzbetreiber stellen dafür eine Liste aller 380/220/110 kV-Umspannwerke, bzw. für EnBW nur 380/220 kV, in ihrer Regelzone mit Angaben zu den genauen Koordinaten, zu dem zugehörigen Ort oder der PLZ zur Verfügung. Für die Netzknoten, bei denen die genauen Koordinaten nicht bekannt sind, wurden die Koordinaten des Ortmittelpunktes angenommen, in dem das Umspannwerk installiert ist, obwohl die Umspannwerke in der Regel eher am Ortsrand gelegen sind. Der entstandene Fehler kann aber vernachlässigt werden.

6.1.6 WEA-Basisdaten

Die Basisdaten aller in Deutschland installierten Windenergieanlagen (WEA) bilden für die Erzeugung der Onshore Windleistungszeitreihen des Jahres 2020 eine wesentliche Grundlage. Hierfür sind die Angaben zu

- Typ
- Nennleistung
- Nabenhöhe
- Rotordurchmesser
- Leistungskennlinie
- Datum der Inbetriebnahme
- Standort
- Rauigkeitslänge des zugehörigen Terrains

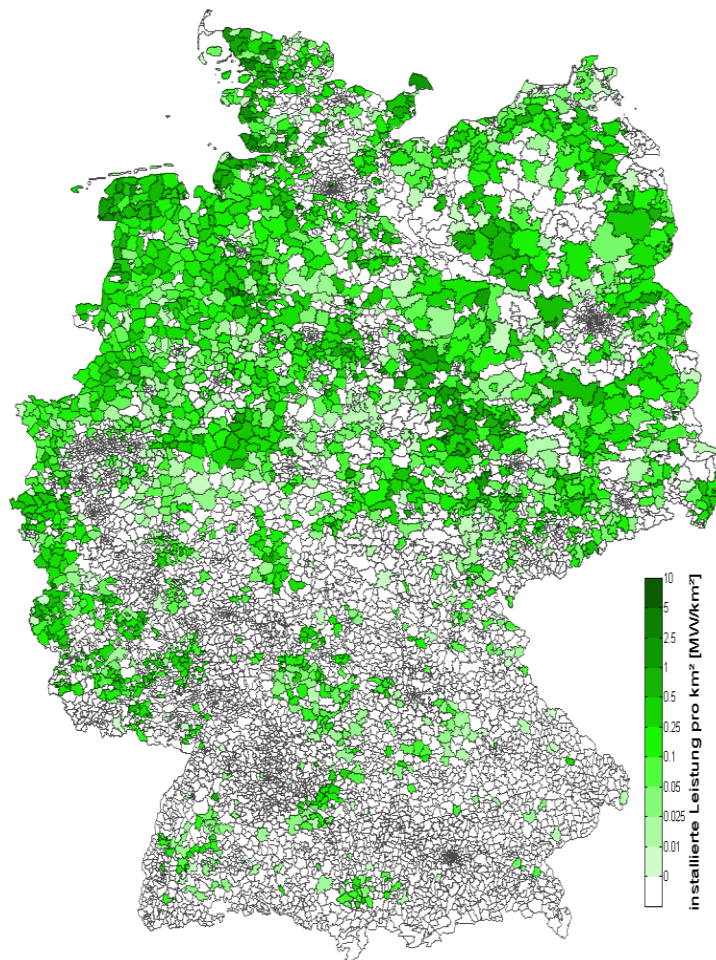
einer jeden WEA von Interesse. Diese Angaben liegen in der Datenbank des IWES vor. Viele WEA-Typen treten in unterschiedlichen Bauweisen auf, d.h. ein und derselbe Typ kann mit unterschiedlichen Nennleistungen, Nabenhöhen und Rotordurchmessern realisiert sein. Für alle in Deutschland auftretenden Kombinationen dieser Anlagendaten liegen für diese Studie Leistungskennlinien vor, die entweder von den Herstellern geliefert oder durch Messungen der Institute DEWI, Wind-consult, bzw. der WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH erhoben wurden. Falls vorhanden, wurden gemessene Leistungskennlinien bei der Erzeugung der Windleistungszeitreihen bevorzugt.

Neben den technischen Anlagendaten sind auch die Standorte der WEA von Belang. Die räumliche Auflösung der dem IWES vorliegenden Standortsangaben ist „ortschaftsgenau“,

was einer etwas höheren räumlichen Auflösung als der von Postleitzahlen (PLZ) entspricht. Jeder WEA sind die Koordinaten der zugehörigen Ortschaft, genauer gesagt der Ortsmitte zugewiesen.

Abbildung 6-7 gibt einen Überblick über die installierte Windleistung in Deutschland Mitte 2009 für alle PLZ-Gebiete. Die insgesamt knapp 20200 WEA weisen eine Summennennleistung von ca. 24 GW auf. In der Abbildung sind nicht die installierten Windleistungen der PLZ-Gebiete in MW, sondern die installierte Windleistung pro PLZ-Fläche in MW/km² angegeben, um eine Vergleichbarkeit von großen und kleinen PLZ-Gebieten zu gewährleisten.

Abbildung 6-7: PLZ mit Windenergie 2009



Quelle: IWES

6.2 Generierungsmethodik

In diesem Kapitel wird die Methodik zur Generierung der Windleistungszeitreihen 2020 in einer zeitlichen Auflösung von 15min und einer räumlichen Auflösung von 1186 Onshore Netzknoten und 46 Offshore Windparks (siehe Abbildung 6-1) beschrieben. Hierfür wird die Datengrundlage aus dem vorangegangenen Kapitel verwendet.

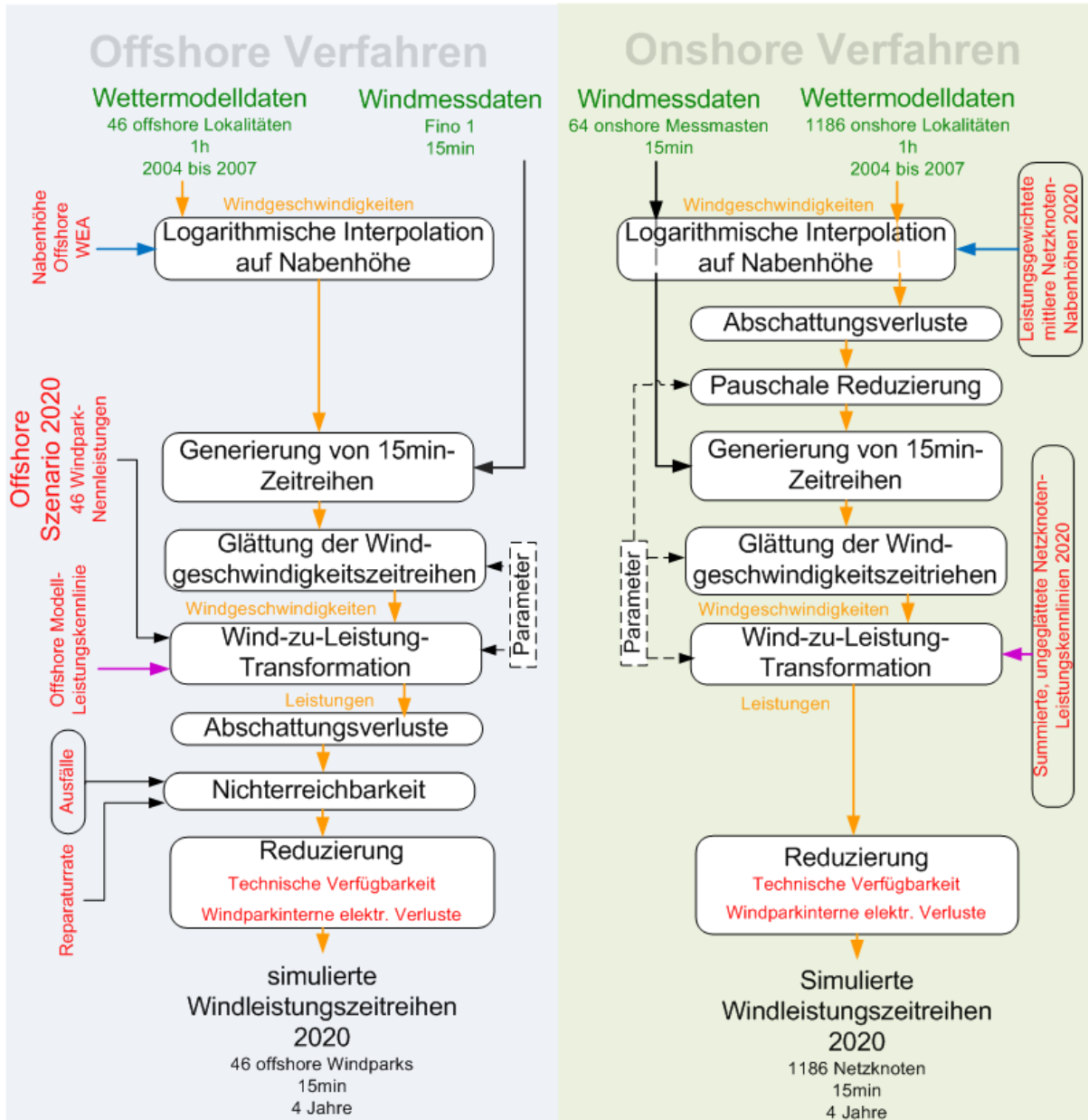
In Abbildung 6-8 erfolgt eine Übersicht über die Methodik in Form eines Flussdiagramms. On- und Offshore Methodik sind hier nebeneinander dargestellt, wodurch ersichtlich wird,

dass sie in vielen Berechnungsschritten übereinstimmen. Im Wesentlichen beruht die Simulationethodik auf der Umwandlung von Wettermodellldaten der Jahre 2004 bis 2007 in die elektrische Windleistung des Jahres 2020, deren installierten Kapazitäten durch die für diese Studie entwickelten Szenarien vorgegeben sind. Gegebene Eingangsdaten sind in dem und den folgenden Flussdiagrammen grün dargestellt, wohingegen Eingangsdaten, welche auf Annahmen beruhen, rot dargestellt sind. Bearbeitungsschritte sowie berechnete Eingangsgrößen sind durch Felder gekennzeichnet.

Bearbeitungsschritte, welche sich On- und Offshore nicht unterscheiden werden im folgenden Unterkapitel beschrieben. Eine Beschreibung der Offshore spezifischen Bearbeitungsschritte erfolgt in Unterkapitel 6.2.2, die Onshore spezifischen Bearbeitungsschritte sind in Unterkapitel 6.2.3 geschildert. Folgendes Verzeichnis gibt einen Überblick über die Strukturierung dieses Kapitels:

- 7.2.1 *Gemeinsame Bearbeitungsschritte*
 - 7.2.1.1 Interpolation auf Nabenhöhe
 - 7.2.1.2 Generierung von 15min-Windgeschwindigkeitszeitreihen
 - 7.2.1.3 Glättung der Windgeschwindigkeitszeitreihen
 - 7.2.1.4 Abschattungsverluste
 - 7.2.1.5 Wind-zu-Leistungs-Transformation
 - 7.2.1.6 Reduzierung der Windleistung
 - 7.2.1.7 Ermittlung der Verfahrensparameter
- 7.2.2 *Offshore spezifische Bearbeitungsschritte*
 - 7.2.2.1 Verfeinerung des Offshore Szenarios
 - 7.2.2.2 Offshore WEA 2020
 - 7.2.2.3 Abschattungsverluste
 - 7.2.2.4 Nichterreichbarkeit
- 7.2.3 *Onshore spezifische Bearbeitungsschritte*
 - 7.2.3.1 Einbettung des Onshore Szenarios
 - 7.2.3.2 Onshore WEA 2020
 - 7.2.3.3 Abschattungsverluste

Abbildung 6-8: Verfahren zur Simulation der Windleistungszeitreihen 2020



Quelle: IWES.

6.2.1 Gemeinsame Bearbeitungsschritte

6.2.1.1 Interpolation auf Nabenhöhe

Für die Generierung der Windleistungszeitreihen werden die Windgeschwindigkeiten des Wettermodells und der Onshore Messmasten zuerst auf die nötige Höhe, d.h. die mittlere leistungsgewichtete Nabenhöhe eines jeden Onshore Netzknotens oder Offshore Windparks interpoliert.

Für die Nabenhöhen von Offshore WEA werden 90m angenommen, was einer typischen Nabenhöhe einer 5 MW Turbine entspricht²⁵. Die mittlere leistungsgewichtete Nabenhöhe eines jeden Onshore Netzknotens für das Jahr 2020 ergibt sich aus einer Kombination der Nabenhöhen der WEA, welche bereits heute in den Netzknoten einspeisen und welche nach den Annahmen zum Repowering 2020 noch stehen werden, und den mittleren Nabenhöhen zukünftiger WEA entsprechend ihrer Anteile an der gesamten installierten Windleistung des Netzknotens 2020 (siehe Kapitel 6.2.3.1).

Da die Nabenhöhen für jeden Netzknoten unterschiedlich sind und nicht der Höhe einer Wettermodellsschichtmitte entsprechen, müssen die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung in Modellhöhe durch eine Interpolation auf die jeweilige Nabenhöhe umgerechnet werden.

Die Interpolation der Wettermodelldaten auf Nabenhöhe erfolgt logarithmisch, da sich das Windprofil in der Grenzschicht durch diese Funktion beschreiben lässt.

Für das später folgende Einsetzen der Windgeschwindigkeitsschwankungen (Kapitel 6.2.1.2) müssen auch die Windmessdaten auf Nabenhöhe bezogen werden. Hierfür werden die an den Top-Anemometern der Onshore Messmasten des IWES-Messnetzes gemessenen Windgeschwindigkeiten logarithmisch für neutrale Bedingungen auf die mittlere Nabenhöhe 2020 des nächstgelegenen Netzknotens extrapoliert.

Bei den Fino1-Messdaten wird keine Interpolation auf Nabenhöhe vorgenommen, da das Top-Anemometer mit 100m nur geringfügig höher als die angenommenen Nabenhöhen von 90m ist. Das Anemometer auf 100 m Höhe wurde verwendet, da es in dieser Messhöhe weniger Einfluss durch die Maststruktur gibt und somit die Fluktuationen der Windgeschwindigkeiten weniger gestört werden als auf der Messhöhe von 90 m.

6.2.1.2 Generierung von 15min-Windgeschwindigkeitszeitreihen

Da die verwendeten Wettermodelldaten eine zeitliche Auflösung von einer Stunde haben, die Windleistungszeitreihen 2020 jedoch in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten erzeugt werden, muss die zeitliche Auflösung der Windgeschwindigkeiten mittels einer geeigneten Methode erhöht werden. Zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung der Onshore Windgeschwindigkeiten werden die Messdaten des IWES-Messnetzes verwendet. Zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung der Offshore Windgeschwindigkeiten werden die Messdaten der Fino1-Messstation verwendet. Die gemessenen Windgeschwindigkeiten liegen nach der in Kapitel 6.1.2 beschriebenen Mittelung als 15min-Mittelwerte vor.

²⁵ REpower (2007)

Für die Erhöhung der zeitlichen Auflösung der Windgeschwindigkeiten wird jeder Stundenwert der Modellwindgeschwindigkeiten zusammen mit dem vorangegangenen und dem nachfolgenden herangezogen und in den gemessenen Windgeschwindigkeiten eine Sequenz von zwölf aufeinander folgenden 15min-Mittelwerten gesucht, deren drei Stundenmittelwerte weitestgehend mit den drei Wettermodellwerten übereinstimmen. Hierbei wird vorgegeben, dass der erste und letzte Stundenmittelwert der Sequenz nur um maximal $\pm 0,5\text{m/s}$ von dem ersten und letzten betrachteten Modellwert abweichen und die Abweichung des mittleren Stundenmittelwerts der Sequenz vom mittleren betrachteten Modellwert maximal $\pm 0,2\text{m/s}$ betragen darf. Werden in den Messdaten mindestens vier Sequenzen gefunden, die diese Kriterien erfüllen, wird per Zufall eine ausgewählt und weiter verwendet. Das Kriterium, dass mindestens vier Sequenzen vorhanden sein müssen, verhindert, dass ein und dieselbe Sequenz übermäßig häufig verwendet wird. Wenn es keine vier passenden Sequenzen gibt, wird das Kriterium für den vorangegangenen und nachfolgenden Stundenwert schrittweise aufgeweicht. Sollten trotz Aufweichung auf bis zu $\pm 2\text{m/s}$ nicht genügend Sequenzen gefunden werden, so wird das Kriterium für den mittleren Stundenwert schrittweise bis maximal $\pm 1\text{m/s}$ aufgeweicht. Sollten trotz Aufweichung der Ähnlichkeitskriterien keine vier passenden Sequenzen gefunden werden, wird der dritte Stundenwert nicht mitbetrachtet. Falls selbst dann keine vier passenden Sequenzen gefunden wird linear interpoliert.

Damit der Mittelwert der mit diesem Verfahren eingesetzten Sequenz dem Stundenwert des Wettermodells entspricht, werden die 15-Minutenwerte der Sequenz $v_{15\text{min},i}$ ($i \in \mathbb{N}^+$) mit der Differenz aus dem Wettermodellwert $v_{1h,j}$ und dem Mittelwert der Sequenz korrigiert. Die korrigierten Windgeschwindigkeitswerte $v_{\text{sim},i}$ ergeben sich gemäß dem folgenden Zusammenhang:

$$v_{\text{sim},i} = v_{15\text{min},i} + v_{1h,j} - \frac{\sum_{k=j-3}^{j-4} v_{15\text{min},k}}{4}$$

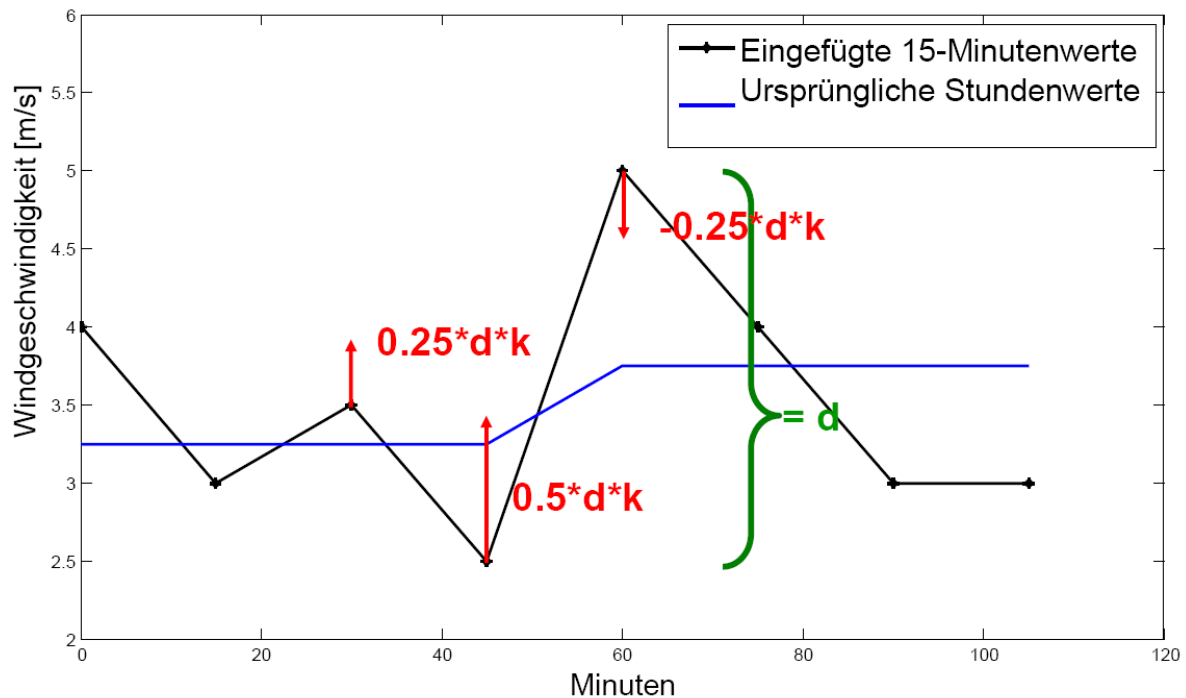
mit dem Index ($j \in \mathbb{N}^+$)

$$j = \frac{i + 3 - (i - 1 \bmod 4)}{4}$$

Beim Einsetzen der Sequenzen von vier 15-Minutenwerten kann es beim Übergang zwischen zwei Sequenzen zu nicht realistischen Sprüngen kommen, weil die Sequenzen aus unterschiedlichen Zeitpunkten in der Zeitreihe der Messdaten stammen. Der Übergang von einer Sequenz zur nächsten stellt also eine Besonderheit dar, die berücksichtigt werden muss. Deshalb wird ein Verfahren angewendet, das die Übergänge zwischen den eingesetzten Sequenzen anpasst und verhindert, dass der Sprung zwischen zwei eingesetzten Sequenzen merklich von den anderen drei Sprüngen innerhalb der ersetzten Stunde abweicht. Dieses Ziel wird erreicht in dem jeweils ein konstanter, empirisch bestimmter Anteil (k) der Höhe des Sprunges der Windgeschwindigkeiten zwischen den beiden Sequenzen (d) auf die letzten beiden Windgeschwindigkeiten vor bzw. die erste Windgeschwindigkeit nach dem Übergang aufgeteilt wird.

Auf diese Weise werden die Windgeschwindigkeiten beim Übergang zwischen den eingesetzten Sequenzen so angenähert, dass unrealistische Windschwankungen verhindert werden.

Abbildung 6-9: Beispiel für die Anpassung eines Übergangs von eingesetzten Windgeschwindigkeitssequenzen



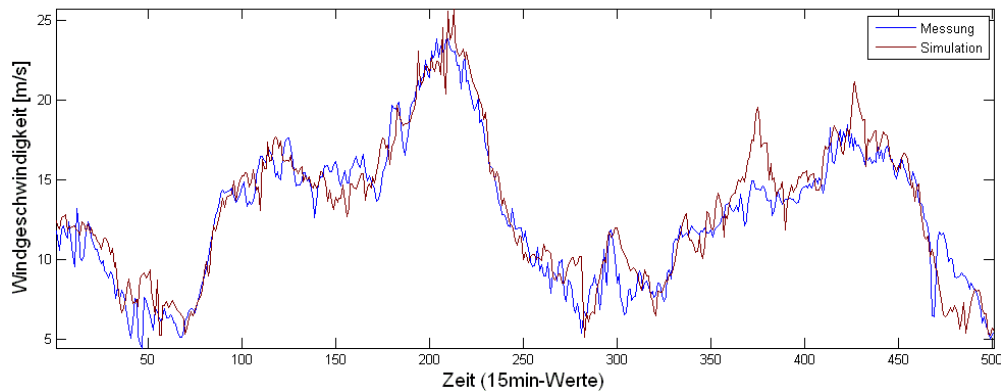
Quelle: IWES

Generierung von 15min-Windrichtungszeitreihen

Für die Erzeugung der 15-minütigen Windrichtungswerte werden diese linear in die Stundenwerte interpoliert. Durch diese Vereinfachung können Abweichungen der Windrichtung gegenüber der Realität entstehen, da die tatsächlichen Schwankungen der Windrichtung unterschätzt werden. Allerdings betrifft dieser Fehler nur die aerodynamischen Parkverluste, daher hat der Fehler der Windrichtung keinen substantziellen Einfluss auf das Gesamtergebnis.

Validierung der 15min-Windgeschwindigkeitszeitreihen

In diesem Kapitel wird das Verfahren zur Erzeugung der 15min-Windgeschwindigkeitszeitreihen aus dem vorangegangenen Kapitel validiert. Hierfür werden die an der Messplattform Fino1 gemessenen Windgeschwindigkeiten mit den für den nächstgelegenen Windpark simulierten verglichen. Es werden für den Vergleich die 15min-Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten des Jahres 2006 auf Höhe des Top-Anemometers von Fino1 (103m), bzw. auf Nabenhöhe des Offshore Windparks (90m) verwendet. Abbildung 6-10 zeigt einen beispielhaften Ausschnitt aus den beiden Zeitreihen.

Abbildung 6-10: Gemessener und simulierter Windgeschwindigkeitsverlauf

Quelle: IWES

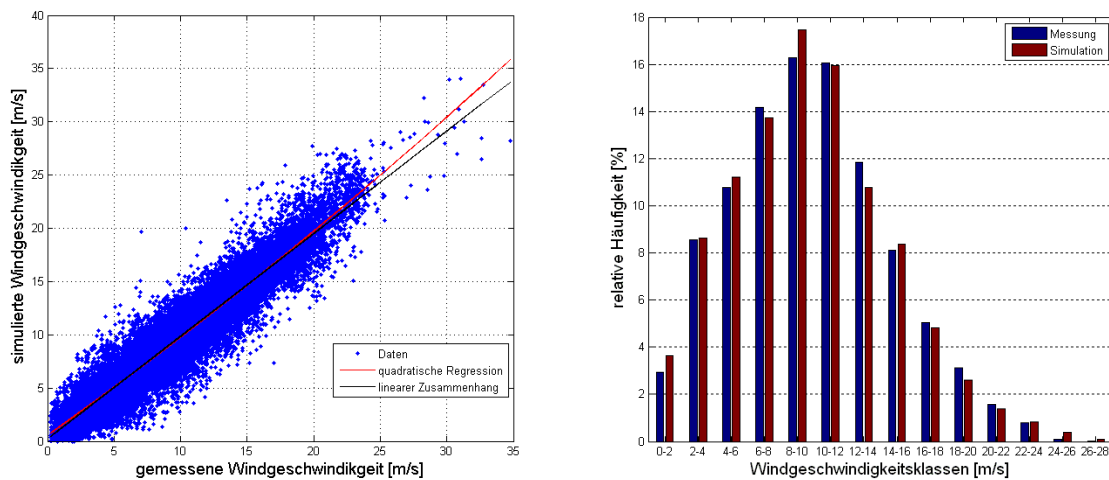
Es wird in der Abbildung deutlich, dass sich Messung und Simulation ähnlich verhalten. Diese Ähnlichkeit zeigt auch der geringe BIAS, d.h. der durchschnittlichen Abweichung zwischen Messung und Simulation in Tabelle 6-7, der für das gesamte Jahr bei 0,13m/s liegt. Die Messung liegt im Jahresmittel 0,13m/s höher als die Simulation, was auf die höhere Messhöhe von 103m im Vergleich zur Nabenhöhe von 90m zurückgeführt werden kann. Die Ähnlichkeit wird auch im Streudiagramm im linken Teil der Abbildung 6-11 deutlich. Darin sind alle 15min-Mittelwerte des Jahres 2006 als Punkte wiedergegeben. Es wird deutlich, dass in Ausnahmefällen die Simulation stark von der Messung abweicht. So ergibt sich z.B. in einem Fall für eine gemessene Windgeschwindigkeit von ca. 7m/s eine simulierte Windgeschwindigkeit von ca. 19m/s. Diese große Abweichung kann durch einen zeitlichen Versatz zwischen Simulation und Messung zu einer Zeit mit einer hohen Windgeschwindigkeitsänderung zustande kommen, was jedoch der Güte der simulierten Windgeschwindigkeitszeitreihe keinen Abbruch tut. Der Großteil der simulierten Windgeschwindigkeiten liegt nahe bei den gemessenen. Dies wird durch die Kurve der quadratischen Regression verdeutlicht, welche sehr nahe am linearen Zusammenhang liegt. Als Maß für die Abweichung vom linearen Zusammenhang dient der RMSE mit 1,52m/s.

Tabelle 6-7: Kenngrößen von Windmessung und –simulation

Kenngröße	Messung	Simulation
Mittelwert [m/s]	9,87	9,74
Standardabweichung [m/s]	4,74	4,81
Korrelationskoeffizient		0,95
BIAS [m/s]		0,13
RMSE [m/s]		1,52

Quelle: IWES

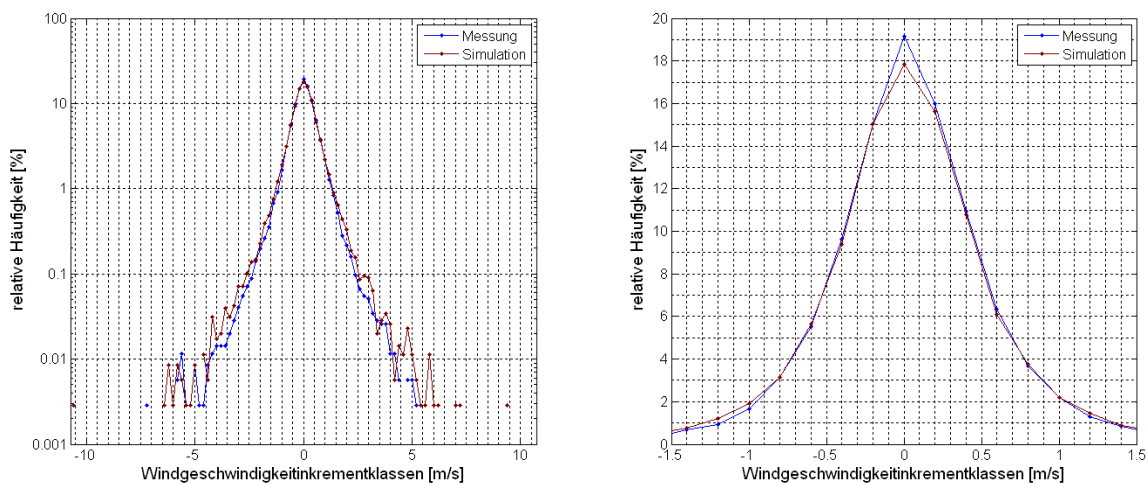
Abbildung 6-11: Zusammenhang und Häufigkeitsverteilung der gemessenen und simulierten Windgeschwindigkeiten



Quelle: IWES

Für die Häufigkeitsverteilung im rechten Teil der Abbildung 6-11 wurden die Windgeschwindigkeiten in Klassen mit der Breite von 2m/s eingeteilt. Die Simulation weist z.B. mehr Windgeschwindigkeiten zwischen 8m/s und 10m/s auf, während die Messung beispielsweise mehr Windgeschwindigkeiten zwischen 12m/s und 14m/s besitzt. Dieser Unterschied kann auch beim direkten Vergleich der Wettermodelldaten mit den Messdaten in Abbildung 6-2 festgestellt werden, auch wenn bei der hier dargestellten Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten andere Klassenbreiten verwendet werden. Der Unterschied ist folglich nicht auf die Modellierung der 15 Minutenwerte zurückzuführen.

Bezüglich der Fluktuationen von Messung und Simulation in Abbildung 6-12 wird deutlich, dass die Simulation etwas stärker schwankt. Die Standardabweichung vom Mittelwert der Messung beträgt 4,74m/s, während sie bei der Simulation bei 4,81m/s liegt. Die Inkremente, d.h. die Änderungen von einem 15min-Mittelwert zum nächsten, sind bei der Messung im Durchschnitt etwas geringer. Dies wird in der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeitsinkremente im linken Teil der Abbildung deutlich, für die Klassen mit der Breite von 0,2m/s verwendet wurden. Extreme Inkremente, die allerdings sehr selten sind, treten bei der Simulation etwas häufiger auf, was durch die logarithmische Darstellung besonders deutlich wird. Die lineare Darstellung im rechten Teil der Abbildung verdeutlicht hingegen, dass Inkremente von -0,5m/s bis 0,5m/s bei der Messung etwas häufiger vorkommen.

Abbildung 6-12: Häufigkeitsverteilung der gemessenen und simulierten Windgeschwindigkeitsinkremente

Quelle: IWES

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die simulierten Windgeschwindigkeiten sehr gut mit den gemessenen Fino1-Daten übereinstimmen. Die Methode zur Generierung der 15min-Windgeschwindigkeitszeitreihen ist folglich gut geeignet realitätsnahe Windgeschwindigkeitszeitreihen zu erzeugen.

6.2.1.3 Glättung der Windgeschwindigkeitszeitreihen

Die Messungen an den Messmasten stellen Windgeschwindigkeiten an einem Punkt dar, wohingegen die eingespeiste Leistung eines Windparks durch ein größeres Windfeld bedingt ist. Aus diesem Grund werden die 15min-Windgeschwindigkeitszeitreihen einer Glättung unterzogen und unrealistisch hohe Schwankungen vermieden. Die Glättung erfolgt mittels einer gewichteten gleitenden Mittelung. Hierbei wird jeder Wert der Zeitreihe durch den gewichteten Mittelwert aus dem vorangegangenen Wert, dem zu ersetzenden Wert selber und dem nachfolgenden Wert ersetzt, wobei der zu ersetzende Wert deutlich höher gewichtet wird. Die Gewichte ergeben sich aus der in Kapitel 6.2.1.7 beschriebenen Parameterermittlung.

6.2.1.4 Abschattungsverluste

Da durch die Abschattung der Anlagen in einem Windpark nicht zu vernachlässigende Leistungseinbußen zu verzeichnen sind, ist eine Berücksichtigung dieser Verluste notwendig. Diese Verluste werden für verschiedene Parkgeometrien in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung berechnet. Die Berechnung erfolgt mit dem Farm Layout Programm (FLaP), einem an der Universität Oldenburg entwickelten Programm zur Auslegung und Optimierung von Windparks²⁶. Neben den Standorten der WEA stellen die Angaben zum Rotorradius, der Nabenhöhe, der Leistungskennlinie, der Schubbeiwertkennlinie und die Umgebungsturbulenz die Eingangsgrößen für die Berechnung der Abschattungsverluste

²⁶ Uni Oldenburg (2004)

dar. Als Grundlage für die Berechnung kann das Ainslie- oder das N.O.-Jensen-Modell verwendet werden.

Die Abschattungsverluste werden bei der On- und Offshore Methodik zur Simulation der Windleistungszeitreihen 2020 auf unterschiedliche Weise berücksichtigt. Bei der Offshore Methode werden die Abschattungsverluste für jeden Windpark separat und in Form von windrichtungs- und windgeschwindigkeitsabhängigen Leistungsreduzierungen berücksichtigt. Onshore wird wegen der großen Unterschiede der vorherrschenden Windparkgeometrien, eine mittlere windgeschwindigkeitsabhängige Windeffizienzkennlinie, welche eine Reduzierung der Windgeschwindigkeiten bewirkt, bestimmt und für alle Onshore Netzknoten verwendet. Die Kapitel 6.2.1.4 und 6.2.2.3 gehen auf die unterschiedlichen Methoden zur Berücksichtigung der Abschattungsverluste ein.

6.2.1.5 Wind-zu-Leistungs-Transformation

Der zentrale Schritt bei der Generierung der Windleistungszeitreihen 2020 ist die Umrechnung von Windgeschwindigkeiten in elektrische Leistungen. Hierfür werden Leistungskennlinien verwendet, welche jeder Windgeschwindigkeit einen zugehörigen Leistungswert zuordnen.

Für einzelne Windenergieanlagen liegen Leistungskennlinien vor. Die Leistungskennlinien ganzer Offshore Windparks oder Onshore Netzknoten müssen allerdings berechnet werden. Diese Windpark-, bzw. Netzknoten-Leistungskennlinien ergeben sich aus einer Superposition der Leistungskennlinien der einzelnen dort angeschlossenen Windenergieanlagen und haben eine glattere Form als diese.

Ähnlich wie im Ansatz von Nørgaard²⁷ werden für die Erstellung der Windpark-, bzw. Netzknoten-Leistungskennlinien zuerst die Leistungskennlinien der WEA des zu simulierenden Windparks aufsummiert. Bei den Offshore Windparks 2020, für die nur die Offshore Modell-Leistungskennlinie (siehe Kapitel 6.2.2.2) verwendet wird, entspricht diese Aufsummierung einer Skalierung der Offshore Modell-Leistungskennlinie auf die Nennleistung des jeweiligen Windparks. Für die Onshore Netzknoten 2020 werden nur die Leistungskennlinien der WEA, die nach dem Entfernen von Altanlagen gemäß den Repowering-Annahmen im Jahr 2020 noch stehen werden, und die Onshore Modell-Leistungskennlinie aufsummiert. Die Onshore Modell-Leistungskennlinie (siehe Kapitel 6.2.3.2) wird hierbei auf den Nennleistungsanteil der Netzknoten 2020 normiert, der noch nicht durch die WEA ohne Altanlagen gedeckt ist (siehe Kapitel 6.2.3.1).

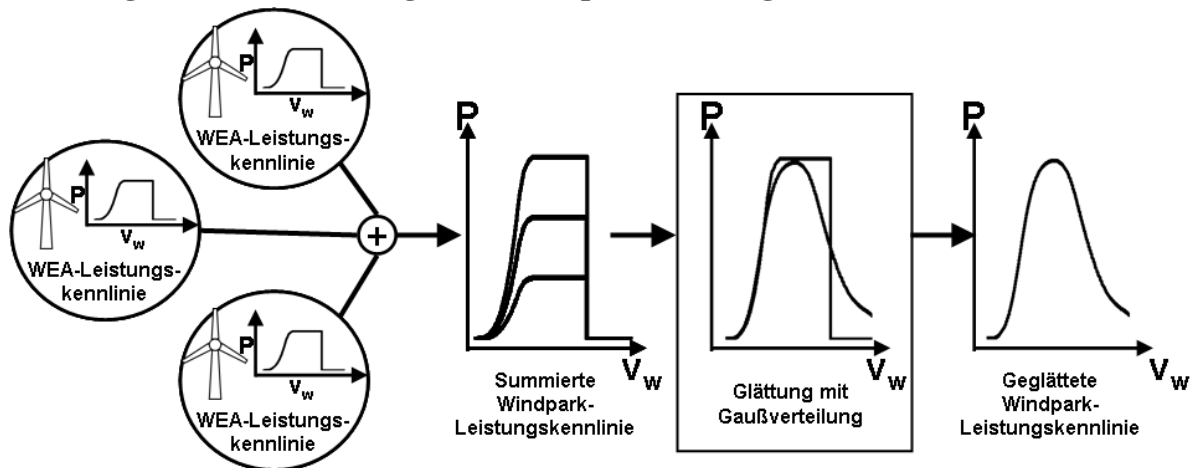
Nach der Summierung erfolgt eine Glättung der Windpark-, bzw. Netzknoten-Leistungskennlinien um der Tatsache gerecht zu werden, dass räumlich verteilte Anlagen nicht ein und dieselbe Windgeschwindigkeit erfahren. Bei der Glättung der summierten Windpark-, bzw. Netzknoten-Leistungskennlinien wird eine Gaußverteilung verwendet, welche im Fall der Offshore Windparks zusätzlich mit der Weibullverteilung des Standorts gewichtet wird, um zu berücksichtigen, dass sich der Windgeschwindigkeitsmittelwert aus weibullverteilten Windgeschwindigkeitseinzelnwerten ergibt. Der Parameter der Faltung ist die

²⁷ Nørgaard (2004)

windgeschwindigkeitsabhängige Standardabweichung der Gaußverteilung, dessen Wert durch die in Kapitel 6.2.1.7 beschriebene Methode ermittelt wurde.

Abbildung 6-13 verdeutlicht die Methodik zur Erstellung einer Windpark-Leistungskennlinie am Beispiel eines Windparks mit drei WEA. Obwohl die Abbildung schematisch ist, wird deutlich, dass die Windpark-Leistungskennlinie durch die Glättung insbesondere bei hohen Windgeschwindigkeiten substantiell verändert wird (siehe hierzu auch Kapitel 6.3.4).

Abbildung 6-13: Erstellung einer Windpark-Leistungskennlinie



Quelle: IWES

Mit den so erstellten geglätteten Windpark-, bzw. Netzknoten-Leistungskennlinien werden die für den jeweiligen Windpark-, bzw. Netzknoten gültigen Windgeschwindigkeiten in elektrische Leistung transformiert. Da die den Windpark-, bzw. Netzknoten-Leistungskennlinien zugrunde liegende Leistungskennlinien für die Standardluftdichte ($1,225 \text{ kg/m}^3$) gelten, die realen Bedingungen aber in der Praxis von den Standardbedingungen abweichen, wird eine Korrektur der Leistung unter Berücksichtigung der jeweils auftretenden Luftdichte durchgeführt.

6.2.1.6 Reduzierung der Windleistung

Nach der Transformation der Windgeschwindigkeiten in elektrische Leistung werden die Windleistungszeitreihen aufgrund von windparkinternen elektrischen Verlusten und der Nichtverfügbarkeit von WEA pauschal reduziert.

Windparkinterne elektrische Verluste

Für die elektrischen Parkverluste innerhalb des elektrischen Parknetzes wird eine pauschale Reduktion der Leistung von 0,5% der Nennleistung angenommen, wie sie z.B. beim Offshore Windpark North Hoyle beobachtet werden konnte²⁸.

²⁸ BERR (2007)

Technische Verfügbarkeit

Die Anlagenverfügbarkeit hängt von der Ausfallhäufigkeit und der Stillstandsdauer ab. Aus den Statistiken der Begleitforschung des Windenergieausbaus an Land (Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm) geht hervor, dass es bei Onshore Anlagen zwischen 1991 und 2006 im Durchschnitt 2,5 Schäden pro Anlage und Jahr gab. Die technische Verfügbarkeit von onshore WEA lag im Schnitt bei 98%. Dieser Prozentsatz wird auch auf die simulierten Onshore Windleistungszeitreihen 2020 übertragen, d.h. die Onshore Windleistungszeitreihen werden pauschal um 2% ihrer jeweiligen Nennleistung reduziert.

Die Übertragbarkeit der Verfügbarkeit von Onshore Anlagen auf Offshore Anlagen ist allerdings nicht ohne weiteres möglich, da die Offshore Anlagen auf Grund ihrer Distanz zum Festland nicht so schnell erreichbar sind wie Onshore Anlagen. Durch diese gegenüber Onshore Anlagen erschwerte Zugänglichkeit und die höheren Belastungen durch stärkere Winde, Wellen und salzhaltige Luft wird eine etwas geringere Verfügbarkeit als Onshore erwartet. Deshalb wird pauschal mit einer Nichtverfügbarkeit des Windparks von 3% gerechnet (50 % höher als Onshore). Somit ergibt sich eine Offshore Grundverfügbarkeit von 97%. Diese Verfügbarkeit setzt jedoch voraus, dass alle Anlagen immer zugänglich sind. Da das Offshore jedoch nicht der Fall ist, wird für die Offshore Zeitreihen eine zusätzliche Reduzierung angenommen, welche in Kapitel 6.2.2.4 beschrieben wird.

6.2.1.7 Ermittlung der Verfahrensparameter

Zur Generierung der Windleistungszeitreihen 2020 müssen verschiedene Parameter vorgegeben werden. Auf der einen Seite sind dies die in der Abbildung 6-8 rot gekennzeichneten Parameter, welche auf Annahmen über zukünftige Eigenschaften von Windparks beruhen. Im Fall des Offshore Verfahrens sind das die angenommene Nabenhöhe von 90m, die Nennleistungen der Offshore Windparks, die Offshore Modell-Leistungskennlinie und die Reparatur- und Ausfallrate, im Fall des Onshore Verfahrens die angenommenen Nabenhöhen und Leistungskennlinien des Jahres 2020, wobei diese mit den bereits existierenden Nabenhöhen und Leistungskennlinien verknüpft werden (siehe Kapitel 6.2.3.1).

Auf der anderen Seite müssen Parameter vorgegeben werden, welche sich aus einem Vergleich, oder vielmehr einer Angleichung der für das Jahr 2007 simulierten an die gemessenen Windleistungszeitreihen des Jahres 2007 ergeben. Diese Parameter werden im Folgenden als Verfahrensparameter bezeichnet und sind:

1. die Höhe der pauschalen Windgeschwindigkeitsreduzierung (für die Onshore Windleistungszeitreihen),
2. die Gewichte zur Glättung der Windgeschwindigkeitszeitreihen und
3. die Standardabweichung der Normalverteilung zur Glättung der Leistungskennlinien.

Die pauschale Windgeschwindigkeitsreduzierung (1. Verfahrensparameter) wird nur im Onshore Verfahren angewendet. Sie stellte sich als notwendig heraus um eine Anpassung der simulierten an die gemessenen Leistungswerte zu erreichen. Die simulierten Windleistungen waren ohne diese Reduzierung bei nahezu allen Referenzwindparks höher als die gemessenen. Der Grund für diese zusätzliche Reduzierung muss in Verlusten liegen, die nicht durch die in der Methodik angesetzten Verluste (Abschattungsverluste, elektrische Verluste, Verluste

durch Nichtverfügbarkeit) abgedeckt werden. Im Offshore Verfahren entfällt dieser Verfahrensparameter, da er sich hier aufgrund der veränderten Methodik zur Glättung der Leistungskennlinien als nicht notwendig erwies.

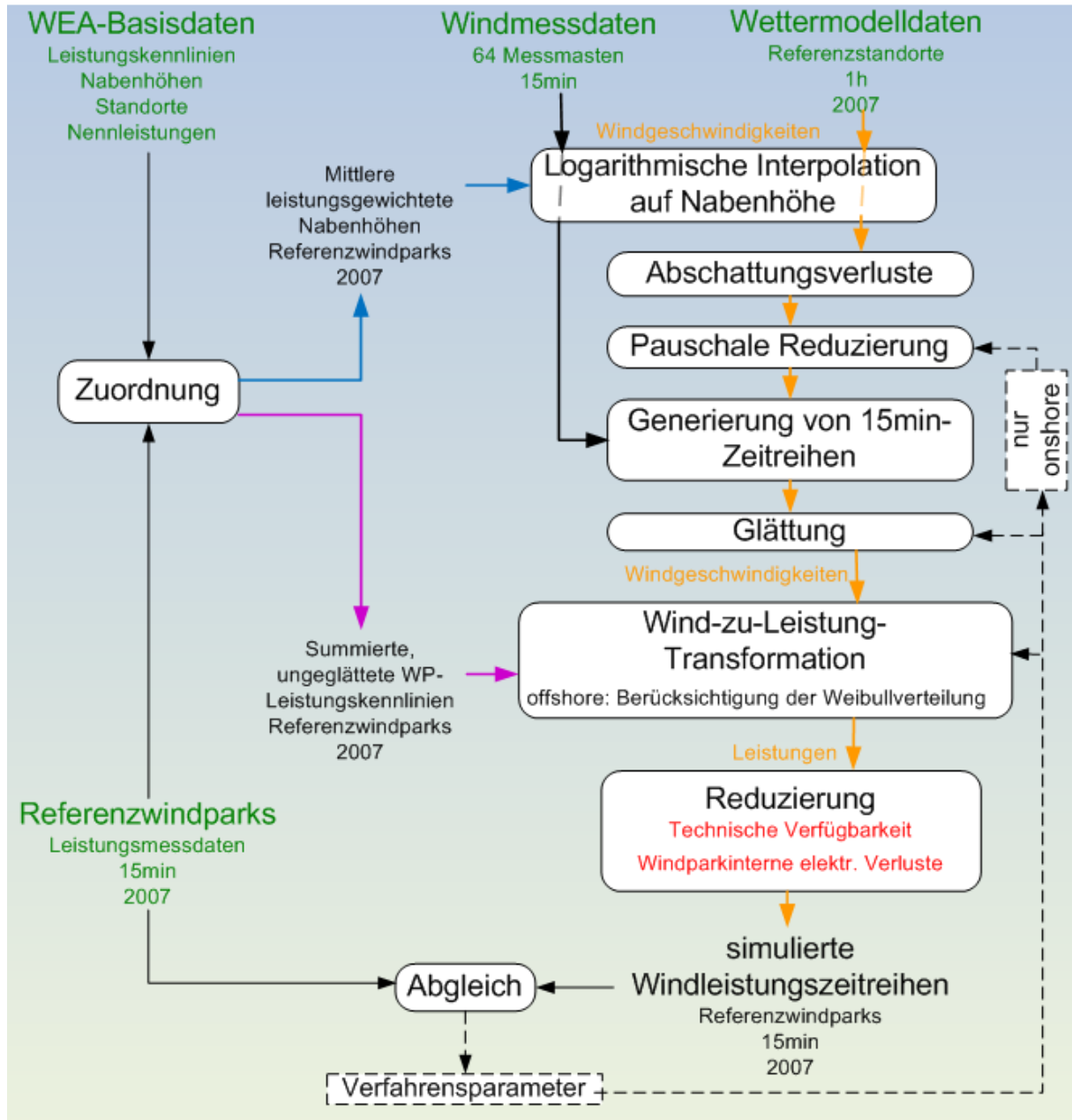
Abbildung 6-14 verdeutlicht die Ermittlung der Verfahrensparameter in Form eines Flussdiagramms. Für die Ermittlung der Verfahrensparameter werden die im Jahr 2007 an Referenzwindparks gemessenen Leistungen verwendet. Für die Ermittlung der Onshore Verfahrensparameter werden 87 Referenzwindparks verwendet, die eine Summennennleistung von ca. 3,2 GW, also ca. 16% der gesamten 2007 installierten Windleistung aufweisen und somit eine einmalige Grundlage zur Entwicklung und Validierung der Simulationsmethodik darstellen. Für die Ermittlung der Offshore Verfahrensparameter werden 5 Referenzwindparks ausgewählt, deren Eigenschaften hinsichtlich der Windparkgröße (Anlagenanzahl) und der Windverhältnisse (Küstennähe) zukünftigen Offshore Windparks nahe kommen.

Für jeden Referenzwindpark wird eine Windleistungssimulation durchgeführt, wobei alle Verfahrensschritte genau wie beim Onshore Verfahren für das Jahr 2020 vollzogen werden mit der Ausnahme, dass die tatsächlichen leistungsgewichteten Nabenhöhen und Leistungskennlinien des Jahres 2007 und nicht die für das Jahr 2020 angenommenen Nabenhöhen und Leistungskennlinien verwendet werden. Der Berechnungsschritt „Wind-zu-Leistungstransformation“ wird hierbei, wie in Kapitel 6.2.1.5 beschrieben, für die On- und Offshore Parameterermittlung unterschiedlich durchgeführt.

Für jede Simulation werden die optimalen Verfahrensparameter bestimmt, welche in dem Flussdiagramm durch gestrichelte Pfeile angedeutet sind. Im Fall der Höhe der pauschalen Windgeschwindigkeitsreduzierung (1. Verfahrensparameter) und der Standardabweichung zur Glättung der Leistungskennlinien (3. Verfahrensparameter) ist das Optimum dann gegeben, wenn die Summe der Fehlerquadrate zwischen Messung und Simulation minimal ist. Im Fall der Gewichte zur Glättung der Windgeschwindigkeitszeitreihen (2. Parameter) ist das Optimum dann gegeben, wenn die Differenz der Summen der 40 größten absoluten Inkremente zwischen simulierter und gemessener Windleistung minimal ist.

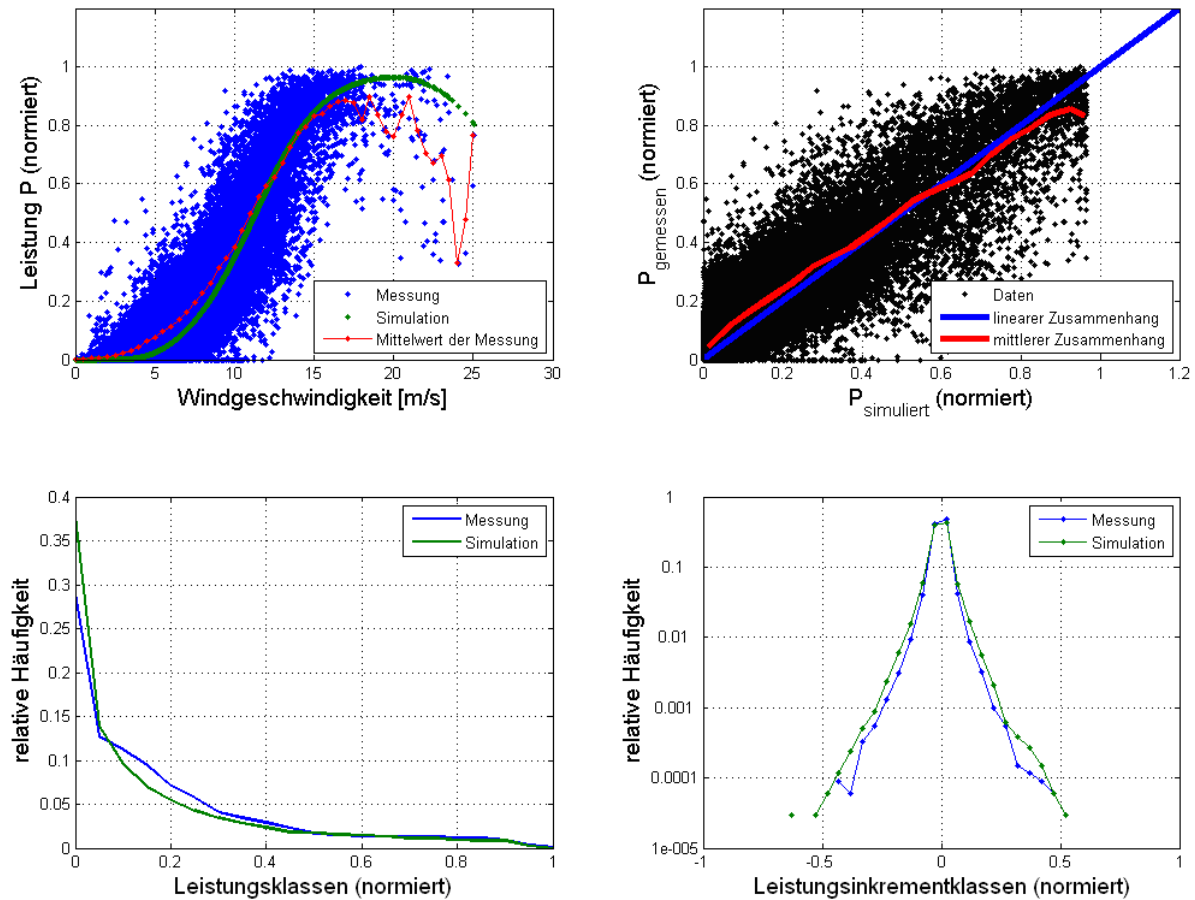
Abbildung 6-14 zeigt das Ergebnis der Onshore Verfahrensparameterermittlung am Beispiel eines Referenzwindparks.

Abbildung 6-14: Ermittlung der Verfahrensparameter



Quelle: IWES

Abbildung 6-15: Simulation eines Referenzwindparks zur Onshore Verfahrensparameterermittlung

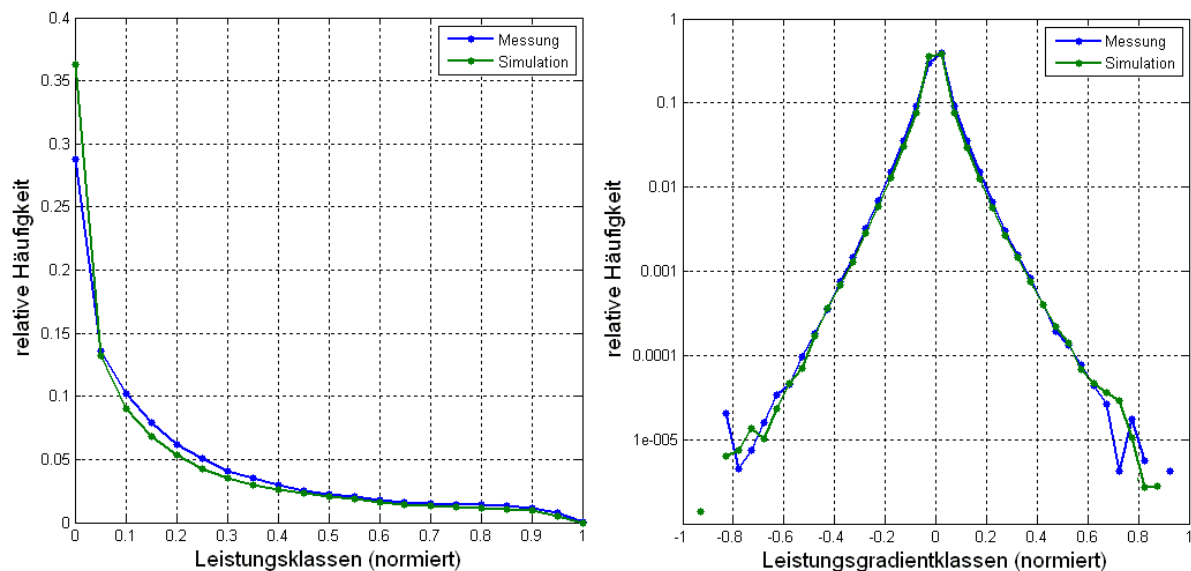


Quelle: IWES

Das Bild links oben zeigt die gemessenen Leistungen über der Windgeschwindigkeit als blaue Punkte. Die rote Linie stellt den Mittelwert der Messungen für Windgeschwindigkeitsklassen von 0,5 m/s dar. Die grüne Linie entspricht den simulierten Leistungen und liegt weitestgehend auf der Linie der Mittelwerte. Ihr Maximum liegt auf Grund der in der Methodik berücksichtigten Verluste durch Nichtverfügbarkeit sowie der elektrischen Verluste bei 0,975. Bei Windgeschwindigkeiten unterhalb von 12m/s und oberhalb von 20m/s liegt die Simulation etwas zu niedrig, ansonsten zu hoch. Dieser Sachverhalt kommt auch in dem Bild rechts oben zum Ausdruck. Hier ist das Streudiagramm von gemessenen und simulierten Leistungen dargestellt (schwarze Punkte). Außerdem ist der mittlere Zusammenhang für Leistungsklassen der Breite 0,05 als rote Linie dargestellt. Sie liegt bis zur Hälfte der Nennleistung oberhalb des linearen Zusammenhangs (blaue Linie), ab der Hälfte eher darunter. Die Simulationen für diesen Referenzwindpark sind im unteren Nennleistungsbereich also eher zu niedrig, darüber eher zu hoch. Im Großen und Ganzen ist der Zusammenhang zwischen Messungen und Simulation jedoch nahezu linear. Die Summe der Fehlerquadrate zwischen normierter Messung und Simulation beträgt in diesem Beispiel 0,03. Die unteren beiden Bilder in

zeigen die Häufigkeitsverteilungen der gemessenen und simulierten Leistungen, bzw. der Leistungsinkremente. Es ist zu erkennen, dass gemessene und simulierte Leistungen und Leistungsinkremente weitestgehend die gleichen Auftretenshäufigkeiten haben. Dies gilt auch für die gemittelten Häufigkeitsverteilungen aus allen 87 Simulationen (Abbildung 6-16), die für die Ermittlung der Onshore Verfahrensparameter erstellt wurden.

Abbildung 6-16: Mittlere Häufigkeitsverteilungen aller Simulationen der Onshore Verfahrensparameterermittlung



Quelle: IWES

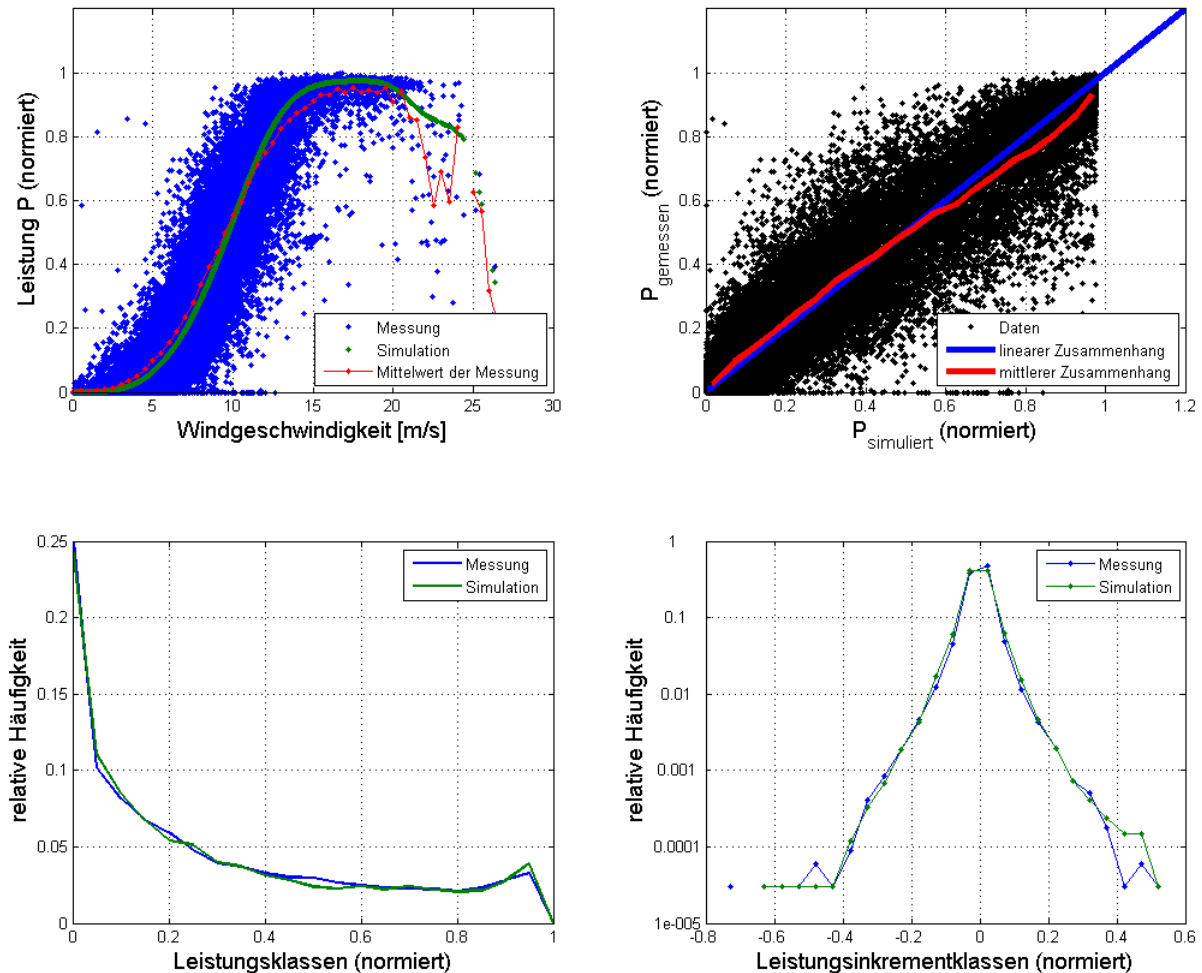
Die Summen der Fehlerquadrate zwischen den 87 für die Onshore Verfahrensparameterermittlung gemessenen und simulierten Windleistungszeitreihen betragen im Mittel 0,063. Die größte Summe der Fehlerquadrate beträgt hierbei 0,347, die kleinste 0,007.

Abbildung 6-17 zeigt das Ergebnis der Offshore Verfahrensparameterermittlung am Beispiel eines Referenzwindparks. Im Vergleich zu Abbildung 6-15 ist die Anpassung der simulierten an die gemessenen Leistungen besser gelungen. Die Summe der Fehlerquadrate zwischen normierter Messung und Simulation ist dementsprechend kleiner und beträgt in diesem Beispiel 0,022. Die grüne Linie, d.h. der Zusammenhang von simulierter Leistung zu Windgeschwindigkeiten, im Bild links oben ist etwas kantiger als in Abbildung 6-15, was auf die veränderte Methode zur Glättung der Leistungskennlinie zurückzuführen ist. Die Summen der Fehlerquadrate zwischen den 5 für die Offshore Verfahrensparameterermittlung gemessenen und simulierten Windleistungszeitreihen betragen im Mittel 0,028. Die größte Summe der Fehlerquadrate beträgt hierbei 0,374, die kleinste 0,017.

Für die Simulation der On- und Offshore Windleistungszeitreihen 2020 werden die Mittelwerte der Verfahrensparameter verwendet, welche aus der Simulation der 87, bzw. 5 Referenzwindparks ermittelt wurden. Da diese Verfahrensparameter derart bestimmt wurden, dass die im Jahr 2007 gemessenen Leistungen der Referenzwindparks bezüglich ihrer pro Windgeschwindigkeit im Mittel eingespeisten Leistung und ihrer Windleistungsinkremente weitestgehend nachgebildet werden, ist davon auszugehen, dass die Methodik, angewendet auf die

Windparkeigenschaften des Jahres 2020, eine sehr gute Modellierung der Leistungswerte und deren Schwankungen ergibt.

Abbildung 6-17: Simulation eines Referenzwindparks zur Offshore Verfahrensparameterermittlung



Quelle: IWES

6.2.2 Offshore spezifische Bearbeitungsschritte

6.2.2.1 Verfeinerung des Offshore Szenarios

Die Auflösung des in Kapitel 5 Tabelle 5-1 dargestellten Offshore Szenarios musste für eine adäquate Simulation der Offshore Windleistungszeitreihen deutlich erhöht werden, um die räumlichen Ausgleichseffekte abzubilden zu können. Aus diesem Grund werden die aufgelisteten installierten Windleistungen der Offshore Regionen in 46 kleinere Einheiten, d.h. Windparks aufgeteilt. Diese Windparks weisen Nennleistungen auf, welche sich als Vielfache von 5MW-Turbinen ergeben und in den meisten Fällen 400MW betragen, wobei die kleinste angesetzte Nennleistung 30MW und die größte 500MW beträgt. Die durch das Offshore Szenario aus Kapitel 5 Tabelle 5-1 vorgegebenen Nennleistungen der Offshore Regionen wurden weitestgehend beibehalten. Die Region „Borkum II“ wurde allerdings um ca. 6% (250MW) zugunsten der Region „Borkum I“ reduziert. Dafür wurden die Windparks in der Zwölf-

Seemeilen-Zone mitberücksichtigt und der Region „Borkum I“ zugeordnet. Diese Aufteilungen wurden nach Rücksprache mit dem DEWI und den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen, wobei besonders im Fall der Ostsee eine große Kluft zwischen den für die Studie angenommenen 2GW und der Antragslage zu Tage trat. Abbildung 6-18 zeigt die für die Generierung der Leistungszeitreihen verwendeten Offshore Windparks. Jedes Windenergieanlagen-Symbol repräsentiert einen Windpark, für den eine Leistungszeitreihe simuliert wird. Die Zahlen geben die Nennleistungen der Offshore Regionen wieder, welche aus den Nennleistungen der angesetzten Windparks resultieren.

Abbildung 6-18: Simulierte Offshore Windparks 2020



Quelle: IWES

6.2.2.2 Offshore WEA 2020

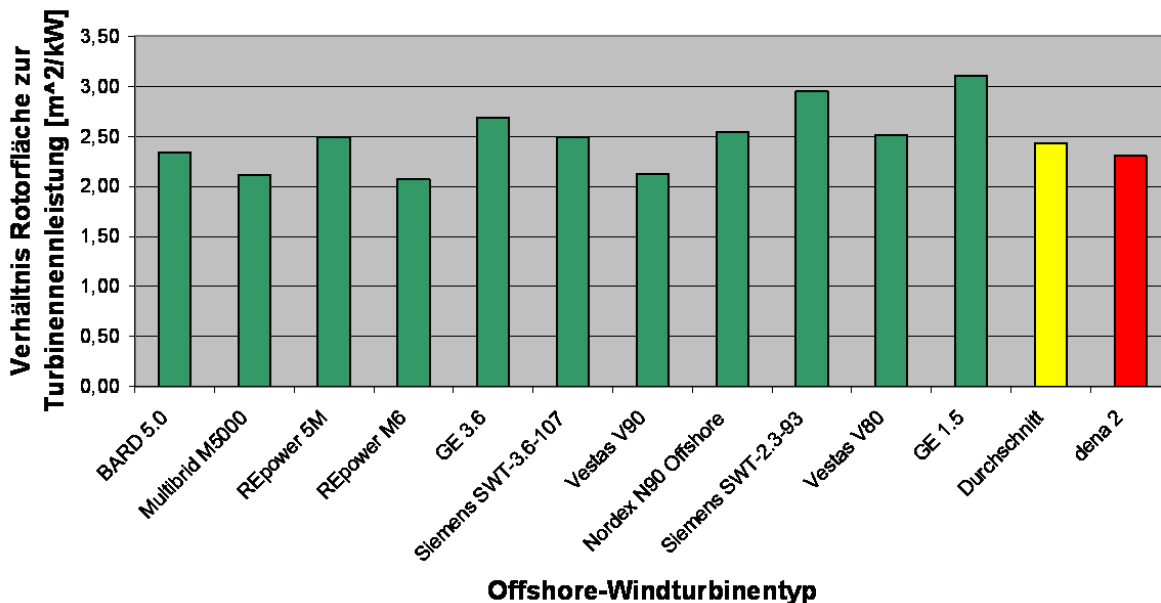
Die Annahmen, welche für die Offshore WEA des Jahres 2020 getroffen werden müssen, beziehen sich auf ihre Nabenhöhen und ihre Leistungskennlinien. Für erstere werden 90m angesetzt, was der Nabenhöhe von 5 MW Offshore Turbinen entspricht²⁹. Für die Umrechnung von Windgeschwindigkeit in Leistung wird eine Modell-Leistungskennlinie entwickelt, welche für alle Offshore WEA des Jahres 2020 verwendet wird.

Bei Leistungskennlinien spielen verschiedene Parameter eine Rolle. So hat jede Turbine z. B. ihre eigene aerodynamische Charakteristik. Die Offshore Modell-Leistungskennlinie wird auf Basis verschiedener vom Hersteller errechneter Leistungskennlinien von Offshore WEA generiert um möglichst hohe Allgemeingültigkeit zu erreichen. Eine weitere wesentliche Größe für die Anzahl der äquivalenten Jahresvolllaststunden, die eine Anlage erreicht ist, das Verhältnis von Rotorfläche zur Nennleistung (Generatorleistung). Ein großer Rotor in Verbindung mit einem kleinen Generator ermöglicht eine höhere Volllaststundenzahl. Ob dieses jedoch vom Betreiber gewünscht ist, ist eine wirtschaftliche Optimierungsfrage, da mit einem größeren Generator wiederum mehr Strom produziert wird. Die verwendete Offshore Modell-

²⁹ REpower (2007)

Leistungskennlinie hat ein etwas geringeres Verhältnis von Rotordurchmesser zur Nennleistung als der Durchschnitt (siehe Abbildung 6-19). Dies soll berücksichtigen, dass viele der neueren Turbinen für den Einsatz in der Nordsee weit vor der Küste tendenziell kleinere Rotoren bei größeren Nennleistungen haben. Sensitivitätsanalysen an einem Offshore Standort haben gezeigt, dass sich bei Veränderung des Verhältnisses von Rotorfläche zur Generatornennleistung von etwa $0,2 \text{ m}^2/\text{kW}$ die äquivalenten Jahresvolllaststunden um ca. 3 % ändern.

Abbildung 6-19: Verhältnis von Rotorfläche zu Turbinennennleistung von verschiedenen Offshore Windturbinen



Quelle: IWES

Die Stromproduktion der für die Generierung der Windleistungszeitreihen 2020 verwendeten Offshore Modell-Leistungskennlinie beginnt bei $3,5 \text{ m/s}$ und die Nennwindgeschwindigkeit beträgt $12,5 \text{ m/s}$. Für die Festlegung der Abschaltwindgeschwindigkeit wurden verschiedene Turbinenmodelle berücksichtigt. Heutige Offshore Turbinen schalten sich bei einer Windgeschwindigkeit von 25 m/s (z. B. Multibrid M5000³⁰, Vestas V90³¹) oder 30 m/s (REpower M5³²) ab. Zum jetzigen Zeitpunkt ist nicht klar, ob sich in Zukunft ein einheitliches Abschaltverhalten durchsetzt. Falls auch in Zukunft unterschiedliche Abschaltwindgeschwindigkeiten bestehen werden, so kann derzeit nicht vorhergesehen werden, welche Anlagen welchen Anteil an der zukünftig installierten Leistung haben werden. Für die Offshore Modell-Leistungskennlinie wird daher zur Hälfte eine Abschaltwindgeschwindigkeit von $27,5 \text{ m/s}$ angesetzt. Für die andere Hälfte wird in der Offshore Modell-Leistungskennlinie eine Sturmregelung angesetzt.

Dass WEA bei einer bestimmten Windgeschwindigkeiten abschalten, kann gerade im Offshore Bereich, wo viele WEA auf engstem Raum nahezu die gleiche Windgeschwindigkeit erfah-

³⁰ Multibrid (2008)

³¹ Vestas (2008)

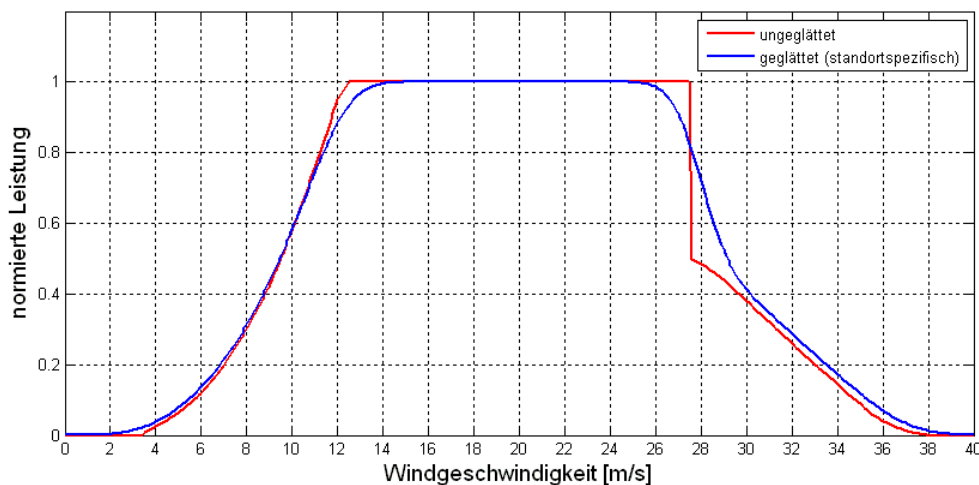
³² REpower (2008)

ren, zu enormen plötzlichen Leistungseinbrüchen führen. Eine gleichzeitige Abschaltung einer großen Anzahl von Offshore WEA sollte in Zukunft unbedingt vermieden werden. Schon heute sind technische Lösungen zur Vermeidung eines solchen Leistungseinbruchs im Onshore Bereich im Einsatz. So bietet die Firma Enercon eine Sturmregelung an, bei der die Windenergieanlage im Bereich sehr hoher Windgeschwindigkeiten (oberhalb von 28 m/s) die Stromproduktion zunächst reduziert und erst bei extremen Windgeschwindigkeiten von etwa 34 m/s abschaltet³³. An dieser Stelle sei allerdings darauf hingewiesen, dass Enercon derzeit keine Offshore Windturbinen herstellt und die Sturmregelung per Patent geschützt ist³⁴.

Die für die Offshore Modell-Leistungskennlinie verwendete Sturmregelung stimmt nicht exakt mit der Sturmregelung der heutigen Enercon Regelung überein, weist jedoch in eine vergleichbare Charakteristik auf. Die verwendete Sturmregelung beginnt bei 27,5m/s und wird bei 50% der Anlagen eingesetzt.

Abbildung 6-20 zeigt die für diese Studie verwendete Offshore Modell-Leistungskennlinie. Neben der für alle Offshore Windparks zugrunde gelegten ungeglätteten Modell-Leistungskennlinie (rote Linie) ist die Leistungskennlinie gezeigt, wie sie sich nach der in Kapitel 6.2.1.5 beschriebenen Glättung mit zusätzlicher Gewichtung durch die standortspezifischen Weibullverteilung für einen ausgewählten Offshore Windpark ergibt (blaue Linie).

Abbildung 6-20: Offshore Modell-Leistungskennlinie



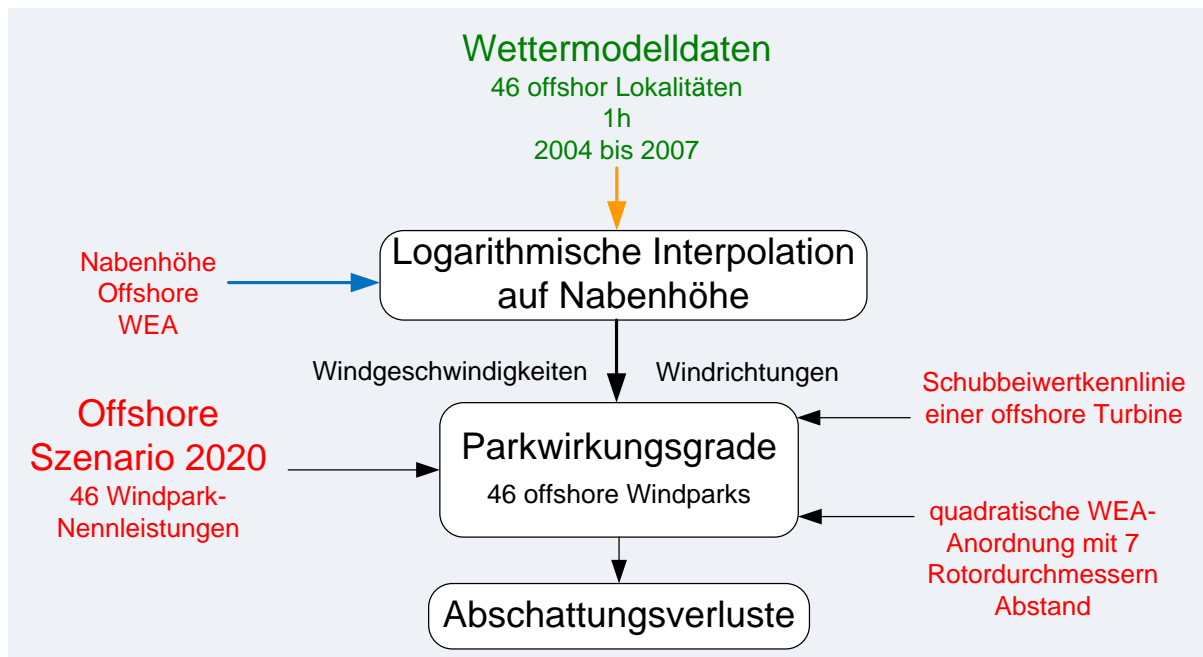
Quelle: IWES

6.2.2.3 Abschattungsverluste

Für die Berücksichtigung der Abschattungsverluste in der Methodik zur Simulation der Offshore Windleistungszeitreihen 2020 wird der Parkwirkungsgrad eines jeden Offshore Windparks in Abhängigkeit seiner Größe, der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung berechnet. Das Vorgehen ist in der folgenden Grafik schematisch dargestellt.

³³ Enercon (2008)

³⁴ Enercon (2003)

Abbildung 6-21: Schema der Berechnung der Jahresganglinie mit Parkverlusten

Quelle: IWES

Die Berechnung des Parkwirkungsgrads erfolgt mit dem Farm Layout Programm (FLaP, siehe ebenfalls Kapitel 6.2.1.4) unter Verwendung der Schubbeiwert-Kennlinie einer Offshore Turbine.

Für die Berechnung der Offshore Parkeffekte wird das Ainslie-Modell angewendet, da dieses die Turbulenzintensität berücksichtigt. Durch die Berücksichtigung der Turbulenzintensität soll eine realitätsnahe Abbildung der Offshore Bedingungen erreicht werden. Als Näherung wird für die Berechnungen die Umgebungsturbulenz unabhängig von der Windgeschwindigkeit auf 4% gesetzt, da diese in 100m Höhe (nahe der Nabenhöhe von 90m) für einen großen Bereich (von 6-16m/s) eine gute Näherung bildet³⁵. Unterhalb der Windgeschwindigkeit von 6 m/s steigt die Turbulenz allerdings deutlich an. Dadurch dürften sich in diesem Bereich die Parkverluste in der Realität reduzieren. Allerdings ist dieses ein Bereich, in dem nur geringe Leistungen abgeben werden, so dass der hier gemachte Fehler keinen spürbaren Einfluss auf die Ergebnisse hat.

Als weitere Vereinfachung wird bei der Berechnung der Parkwirkungsgrade der Offshore Windparks eine quadratische Anordnung gewählt, was den tatsächlichen Parkanordnungen nahe kommt wie am Offshore Windpark Horns Rev gezeigt werden kann³⁶. Für die hier gemachte Berechnung wird keine standortspezifische Optimierung durchgeführt. Als Näherung werden die vier Kanten des Parks in Richtung der vier Haupthimmelsrichtungen ausgelegt. Als Anlagenabstand werden für die Berechnung der Parkwirkungsgrade sieben Rotordurchmesser angesetzt, wie es auch beim Offshore Windpark Horns Rev der Fall ist³⁷. Für die fol-

³⁵ Kindler et al (2007)

³⁶ Mechali et al (2006) Abbildung 2.1

³⁷ Mechali et al (2006)

genden Sensitivitätsbetrachtungen wurden die Berechnungen auch für die Anlagenabstände von 5 und 9 Rotordurchmessern durchgeführt.

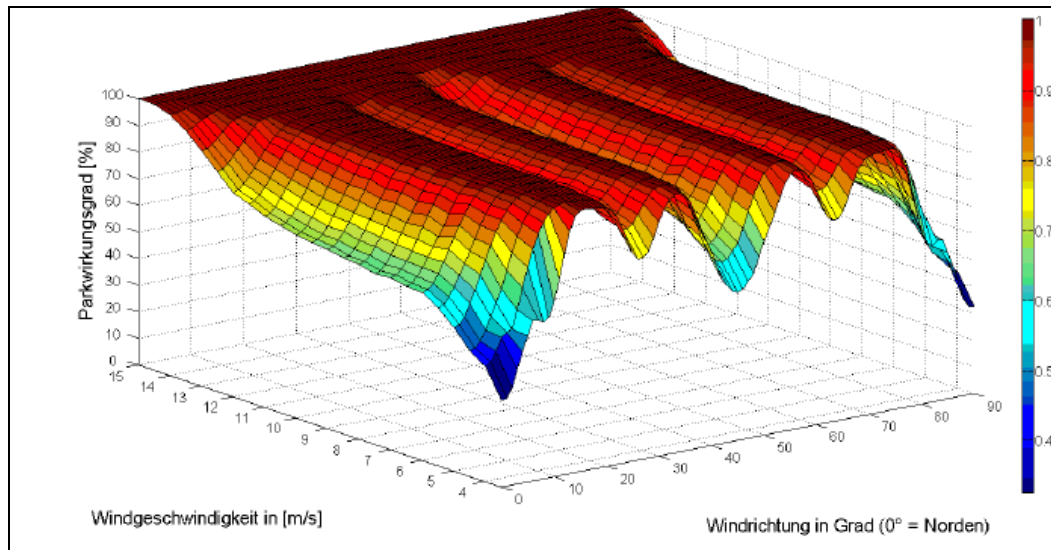
Das Programm FLaP errechnet den Anlagenwirkungsgrad für jede einzelne Anlage bei allen Windrichtungen mit der Schrittweite 1° und allen Windgeschwindigkeiten mit der Schrittweite $0,5 \text{ m/s}$. Mit Hilfe des Programms wird so für die verschiedenen möglichen quadratischen Parkgrößen zwischen 2×2 -Anlagen (20MW) und 10×10 -Anlagen (500MW) die Parkwirkungsgradberechnung durchgeführt. Die errechneten Ergebnisse werden in Look-up-Tabellen, abhängig von der Parkgröße und dem Abstand der Anlagen hinterlegt. Sollte die tatsächliche Parkgröße von den in den Tabellen vorhandenen Parkgrößen abweichen, wird der Parkwirkungsgrad aus dem nächst größeren und dem nächst kleineren in den Look-up-Tabellen hinterlegten Parks linear auf die tatsächliche Parkgröße interpoliert.

Der Parkwirkungsgrad wird anschließend für die jeweilige Windrichtung und Windgeschwindigkeit ausgelesen und mit der jeweiligen Windparkleistung multipliziert, um die aerodynamischen Parkverluste zum jeweiligen Zeitpunkt zu berücksichtigen.

Veranschaulichung des Parkwirkungsgrads

Wie bereits beschrieben, ist der Parkwirkungsgrad u. a. abhängig von der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung. Der Einfluss dieser beiden Parameter wird nachfolgend am Beispiel eines Windparks dargestellt (Abbildung 6-22). Die Grafik zeigt die Windgeschwindigkeit von $3,5 \text{ m/s}$ (Anlaufgeschwindigkeit) bis 15 m/s und die Windrichtung von $0^\circ - 90^\circ$ (Nord - West). Es ist deutlich zu erkennen, wie stark sich der Parkwirkungsgrad in Abhängigkeit der Parameter verändert. Bei geringen Windgeschwindigkeiten ändert sich der Parkwirkungsgrad deutlich stärker (im Extremfall bis zu 10 Prozentpunkte pro m/s) als bei hohen Windgeschwindigkeiten. Bei Windgeschwindigkeiten oberhalb von 14 m/s ist der Parkwirkungsgrad bei dem gewählten Rotorabstand von 7 Rotordurchmessern immer 100%. Je geringer die Windgeschwindigkeit ist, desto stärker schwankt der Parkwirkungsgrad in Abhängigkeit von der Windrichtung. Die Windrichtung hat einen substantziellen Einfluss auf den Wirkungsgrad des Parks und darf deshalb nicht unberücksichtigt bleiben. Bei einer genauen Betrachtung der Funktion des Wirkungsgrades in Abhängigkeit von der Windrichtung ist ersichtlich, dass die Wirkungsgradfunktion bei 45° gespiegelt verläuft. Der Grund hierfür ist die Symmetrie des quadratischen Parks.

Abbildung 6-22: Parkwirkungsgrad eines quadratischen 50 MW* Offshore Windparks in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Windrichtung



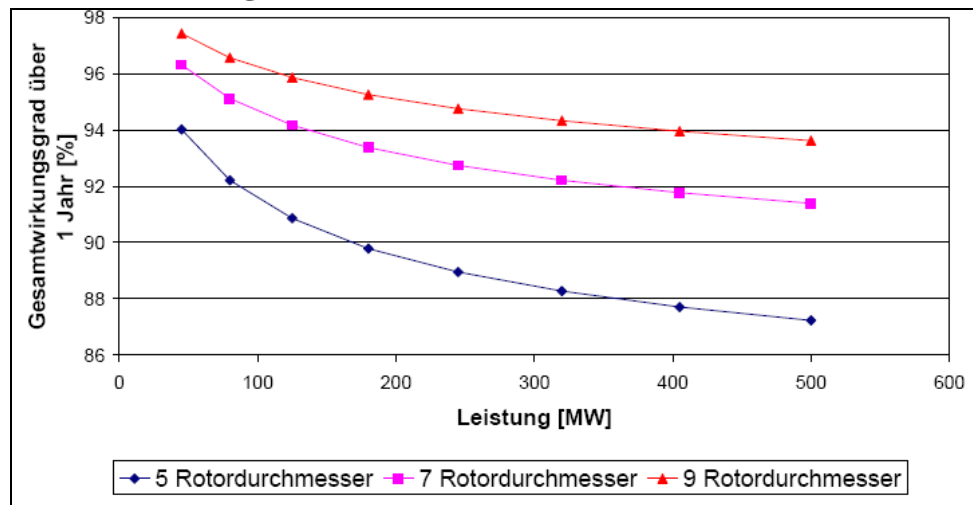
*50 MW entsprechen 10 Anlagen a 5 MW

Quelle: IWES

Sensitivitätsanalyse zum Parkwirkungsgrad

Der Parkwirkungsgrad ist vom Turbinenabstand abhängig. Deshalb wird der Einfluss des Turbinenabstands in Rotordurchmessern auf den Parkwirkungsgrad betrachtet. Allgemein lässt sich feststellen, dass der Einfluss umso größer ist, je schwächer der Wind ist. Die Unterschiede der Parkwirkungsgrade sind bei einem Rotorabstand von 5 Rotordurchmessern im Vergleich zu 7 Rotordurchmessern signifikant höher als bei einer Erhöhung des Anlagenabstands von 7 auf 9 Rotordurchmesser. Dieses macht sich auch schon bei einem kleinen Park mit 9 Anlagen (45MW) bemerkbar. Der Gesamtwirkungsgrad des Parks mit der Weibullverteilung für den Standpunkt Fino1 zeigt deutlich, dass der Abstand insbesondere bei größeren Parks an Bedeutung gewinnt. Der Einfluss der Parkgröße auf den Wirkungsgrad wird mit steigender Parkgröße immer geringer, der Wirkungsgrad fällt bei der Simulation bei einem quadratischen Park und 7 Rotordurchmessern im Bereich von 300 bis 500MW um nicht einmal einen Prozentpunkt (siehe Abbildung 6-23). Bei noch höheren Leistungen werden sich die Verluste noch weniger stark auswirken.

Abbildung 6-23: Jahresgesamtwirkungsgrad eines Offshore Windparks am Standort der Messstation Fino1 in Abhängigkeit von der Parkgröße und der Anlagenabstände



Quelle: IWES

Diskussion der Berechnung des Parkwirkungsgrads

Bei Berechnung des Parkwirkungsgrades werden sehr viele Vereinfachungen getroffen. Für die Berechnung wurden 5MW-Turbinen verwendet. Bei Offshore Projekten in der Ostsee werden derzeit auch deutlich kleinere Turbinen, z. B. 2,3 MW-Anlagen³⁸, verwendet. Andererseits werden wahrscheinlich bis zum Jahr 2020 auch noch größere Offshore Turbinen entwickelt werden. Dadurch werden im Modell bei gleicher installierter Parkleistung mehr oder weniger Turbinen benötigt, folglich fallen auch die Parkverluste anders aus.

Eine weitere mögliche Fehlerquelle ist, dass durch die Berechnung mit dem Farm Layout Program (FLaP) der Parkwirkungsgrad nicht exakt berechnet wird. Das hier verwendete „Ainslie“ Verfahren selbst bildet die Realität ebenfalls nur näherungsweise ab. Es scheint insbesondere bei großen Windparks zu einer Überschätzung des Parkwirkungsgrades zu neigen. So konnte bei einem Vergleich mit Horns Rev gezeigt werden, dass das Ainslie-Modell ab der dritten Turbinenreihe von den realen Wirkungsgraden abweicht³⁹. Eine Quantifizierung der resultierenden Verluste kann an dieser Stelle nicht gemacht werden. Nach eigenen Abschätzungen kann der Verlust zu einer Abweichung des Jahresertrages im Bereich mehrerer Prozent führen und ist somit einen sichtbaren Einfluss auf den errechneten Jahresertrag haben.

Ein Fehler, der hingegen zu einer Unterschätzung des Parkwirkungsgrads führen könnte, ist die mit 4% sehr niedrig angesetzte Umgebungsturbulenz, wie sie bei Fino1 auftritt. Nach neueren Erkenntnissen wäre eine Turbulenz von 5% in 90m Höhe für einen Standort wie alpha ventus etwas realistischer⁴⁰. Dieser Unterschied sollte allerdings keinen bedeutenden Einfluss haben. Viele Offshore Standorte liegen jedoch deutlich näher an der Küste als der Referenzstandort der Fino1-Messung. Dadurch dürfte dort eine höhere Umgebungsturbulenz vorherr-

³⁸ EnBW (2009)

³⁹ Riedel et al (2007)

⁴⁰ Türk et al (2007)

schen, die durch erhöhte Impulsübertragung in der Nachlaufströmung zu einem höheren Parkwirkungsgrad führt⁴¹.

Eine weitere Näherung ist die Wahl des Anlagenabstands mit 7 Rotordurchmessern in quadratischer Anordnung unabhängig von Haupt- und Nebenwindrichtung. In der Praxis wird häufig der Anlagenabstand in der Hauptwindrichtung weiter gewählt als in der Nebenwindrichtung, um die Verluste zu minimieren. Wie in der Sensitivitätsanalyse gezeigt werden konnte, kann durch einen anderen Anlagenabstand bei größeren Parks (200 MW oder größer) eine Veränderung des Jahresertrags um etwa + 2% bei 9 Rotordurchmessern und - 4% bei 5 Rotordurchmessern erzielt werden. Weiterhin wurde der Park für die Simulation mit den Kanten immer in Richtung der Haupthimmelsrichtungen ausgerichtet. Es besteht also in der Realität die Möglichkeit, die Auslegung je nach Hauptwindrichtung zu optimieren.

Für die Charakterisierung der Nachlaufströmung wird die Schubbeiwertkennlinie einer Offshore Turbine verwendet. Bei der Verwendung einer anderen Anlage wird sich deshalb an dieser Stelle ein veränderter Parkwirkungsgrad ergeben.

Nicht mitbetrachtet wurde außerdem die gegenseitige Abschattung von Windparks, da dieser Effekt nicht ohne weiteres abgeschätzt werden kann. In Dänemark konnte allerdings an großen dänischen Offshore Windparks gezeigt werden, dass die Windgeschwindigkeit kurz nach dem Windpark im Schnitt 8-9% unter der Eingangswindgeschwindigkeit liegt. Anschließend können je nach Windgeschwindigkeit, atmosphärischer Stabilität und der Anzahl an Turbinen, die in Betrieb sind, zwischen 5-20 km Distanz benötigt werden, bis wieder 98% der Windgeschwindigkeit vor dem Windpark erreicht werden⁴². Es ist also nicht auszuschließen, dass je nach Lage eines Offshore Windparks Abschattungseffekte zu einer weiteren durchaus relevanten Leistungsreduktion führen können.

6.2.2.4 Nichterreichbarkeit

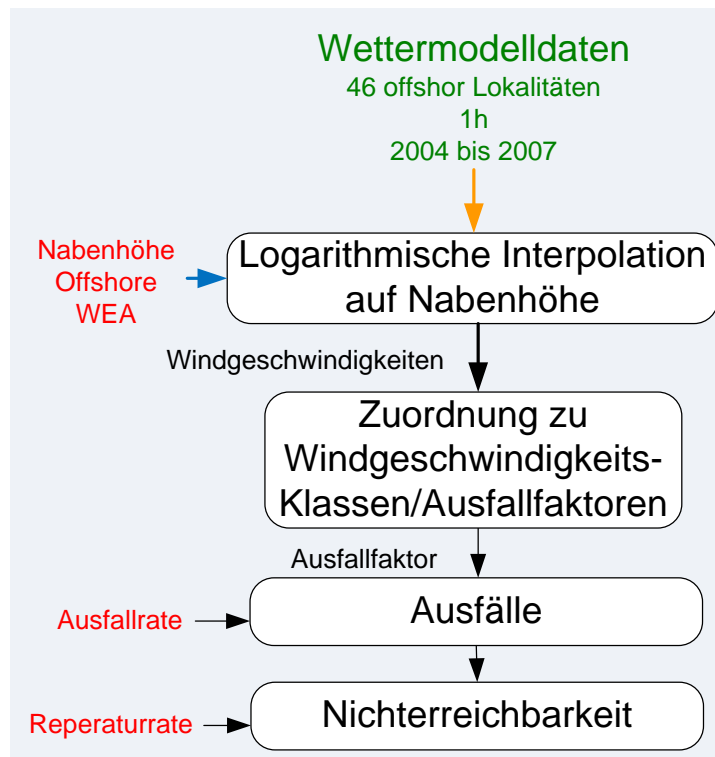
Bei der Simulation der Windenergieeinspeisung der Offshore Windparks 2020 ist neben der Berücksichtigung der Windverhältnisse und der Parkeffekte die Parkverfügbarkeit von besonderer Bedeutung. Hierbei spielt die technische Verfügbarkeit der Anlagen und deren Reduktion durch so genannte „Weather Days“ eine wesentliche Rolle. Die Berücksichtigung der Verfügbarkeit wird in zwei Stufen durchgeführt. Die erste Stufe beinhaltet weiterhin eine Grundverfügbarkeit von 97 % (siehe Kapitel 6.2.1.6). Die zweite Stufe berücksichtigt Stillstandszeiten, wenn die Anlagen nicht erreichbar sind und somit Schäden nicht behoben werden können. Für diese Ausfallzeiten aufgrund von Nichterreichbarkeit müssen Annahmen getroffen werden, die teilweise größeren Unsicherheiten unterliegen, da sich die Offshore Windenergie noch in einem Entwicklungsstadium befindet. Dieses gilt insbesondere für den Einsatz in Deutschland, wo bis Anfang 2009, abgesehen von wenigen einzelnen Anlagen, noch keine Offshore Windparks in Betrieb waren⁴³. Des Weiteren gibt es für die Annahmen noch eine zusätzliche Unsicherheit, die aus der Projektion der Zeitreihen in das Jahr 2020 resultiert. Die Berechnung der Stillstandszeiten unterscheidet nicht zwischen Standorten in Nord- und Ost-

⁴¹ Manwell et al (2002) S. 385

⁴² Christiansen et al (2005)

see. Da die geplanten installierten Leistungen in der Nordsee um ein Vielfaches höher sind als in der Ostsee, wurde die Entwicklung des Modells an den Bedingungen in der Nordsee orientiert. Abbildung 6-24 verdeutlicht das Verfahren zur Berechnung der Nichterreichbarkeit von Offshore Windparks.

Abbildung 6-24: Ermittlung der Nichterreichbarkeit von Offshore Windparks



Quelle: IWES

Vor allem durch hohen Wellengang, starke Winde und Nebel können die Offshore Anlagen nicht jederzeit erreicht werden, so dass an diesen Tagen auch keine Instandsetzung stattfinden kann und sich die Verfügbarkeiten von Offshore Windparks reduzieren⁴⁴. Die Erfahrungen des dänischen Offshore Windparks Horns Rev in der Nordsee zeigen, dass die Anlagen dort eine Erreichbarkeit von 65% mit dem Schiff und 90% mit dem Hubschrauber aufweisen⁴⁵. Für die Berücksichtigung der Verfügbarkeit in dem Modell wird nicht nach Art des Transportmittels unterschieden, sondern ein Mittelwert der Erreichbarkeit von 75% über die vier betrachteten Jahre angenommen. Diesem Wert liegt die Annahme zu Grunde, dass ca. die Hälfte der Schäden per Schiff und Hubschrauber instand gesetzt werden. Dieser Wert ist deutlich höher als die bisher eingeplante Erreichbarkeit des Standorts alpha ventus (20 - 30% der Tage pro Jahr mit dem Schiff und 60% mit dem Hubschrauber⁴⁶), welcher sich in deutlich größerer Entfernung zum Festland befindet als der oben genannte Windpark Horns Rev. Al-

⁴³ dena (2008)

⁴⁴ Gasch et al (2005) S.556 ff

⁴⁵ Vestergaard (2005)

⁴⁶ DOTI (2007)

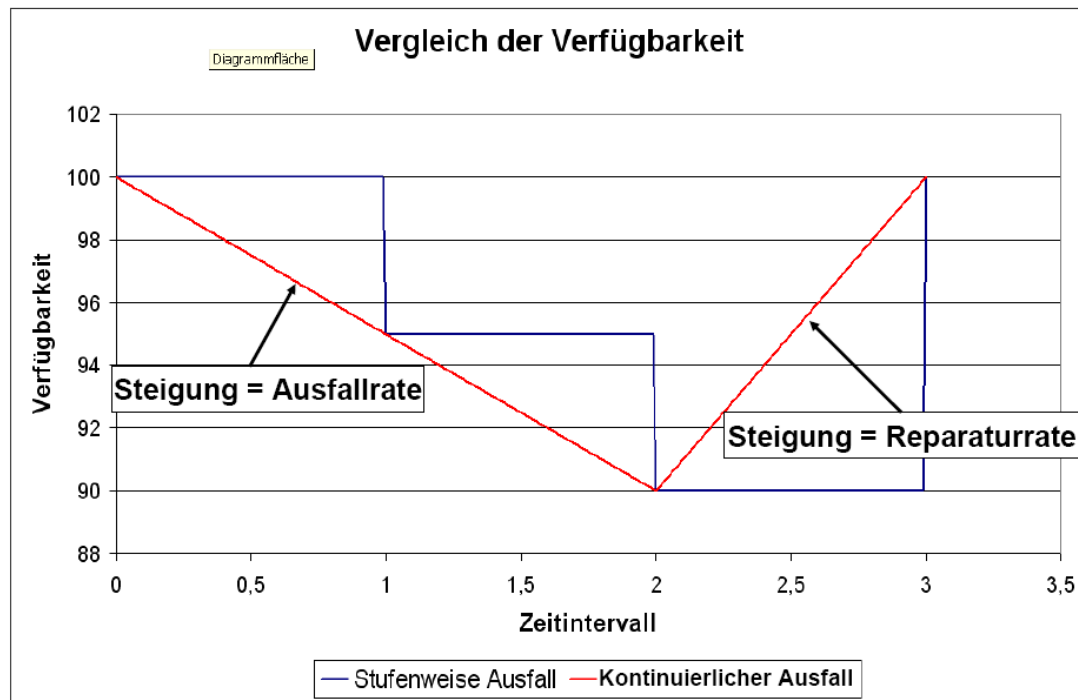
lerdings bezieht sich die vorliegende Studie auf das Jahr 2020, so dass davon ausgegangen werden kann, dass technische Wege gefunden werden, um die Erreichbarkeit der Anlagen auch am Standort von alpha ventus so zu erhöhen, dass sie im Bereich von Horns Rev liegt. Diese Erreichbarkeit von 75% wurde auf den Offshore Standort alpha ventus übertragen, indem die 75% der Tage mit den geringsten mittleren Windgeschwindigkeiten der Windgeschwindigkeit als erreichbar angenommen wurden. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die 25% der Tage mit den höchsten mittleren Windgeschwindigkeiten als nicht erreichbar gelten. Mit dieser Information wurde eine Grenzwindgeschwindigkeit für das Tagesmittel bestimmt, bei der eine Erreichbarkeit der Anlagen noch gegeben ist und eine Instandsetzung durchgeführt werden kann. Als Näherung wurde also davon ausgegangen, dass die Nichterreichbarkeit ausschließlich durch zu hohe Windgeschwindigkeiten verursacht wird. Diese Vereinfachung wurde unter der Annahme einer hohen Korrelation von Windgeschwindigkeit und Wellenhöhe getroffen. Diese hohe Korrelation kann sowohl bei Horns Rev⁴⁷ als auch bei der Messstation Fino1⁴⁸ aufgezeigt werden. Dadurch ist in den Zeiten starker Winde eine Erreichbarkeit mit dem Schiff nicht möglich. Ferner können sehr starke Winde auch beim Zugang per Hubschrauber die Beförderung von Personal auf die Anlage verhindern. Eine solche Näherung bildet die Realität nur bedingt ab, da z.B. Tage, die auf Grund von Nebel zur Nichterreichbarkeit der Anlagen führen, nicht abdeckt sind. Demgegenüber gibt es auch Tage, an denen trotz hoher Windgeschwindigkeit geringe Wellenhöhen auftreten, so dass die Anlagen trotzdem mit dem Schiff erreichbar sind. Das Modell tendiert also dazu, die Bedeutung der Windgeschwindigkeit in Bezug auf die Erreichbarkeit der Anlagen zu überschätzen. Trotz dieser Vereinfachung wird ein im Wesentlichen realistisches Ergebnis erwartet.

Ausfallrate bei Nichterreichbarkeit

Wenn die Anlagen nicht erreichbar sind, wird die Verfügbarkeit durch den Anlagenausfall, der zeitweise nicht behoben werden kann, reduziert. Diese Reduktion erfolgt mit einer Häufigkeit von 2,5 Ausfällen pro Jahr und Anlage, was dem Ausfall von Onshore Anlagen entspricht (siehe Kapitel 6.2.1.6). Dieser Ausfallwert entspricht bei konstanter Ausfallrate (α) einem Gradienten von 0,029% pro Stunde (oder 0,007% pro 15 Minuten). Da dieser Wert für alle Anlagen gleich groß ist, gilt dieser Gradient auch für den gesamten Park. Die Wahl eines konstanten Ausfalls bedeutet, dass in den simulierten Zeitreihen der Offshore Windenergieeinspeisung kein stufenweiser Ausfall einzelner Anlagen im Park nacheinander zu beobachten ist, wie man ihn in der Realität erwarten könnte (siehe Abbildung 6-25). Diese Modellierung führt insbesondere bei Parks mit wenigen Anlagen zu einer etwas anderen Ausfallcharakteristik. Um diesen Sachverhalt zu veranschaulichen ist der kontinuierliche Ausfall vergleichend mit einem stufenweisen Ausfall in Abbildung 6-25 dargestellt. Für den Gesamtverbund sollte diese Art des Ausfalls jedoch keine große Veränderung bringen, da bei der Gesamtgröße von 20GW der Ausfall einzelner 5MW Anlagen nicht mehr erkennbar ist.

⁴⁷ Neckelmann (2000), S.24

⁴⁸ Argyriadis et al (2004) S.13

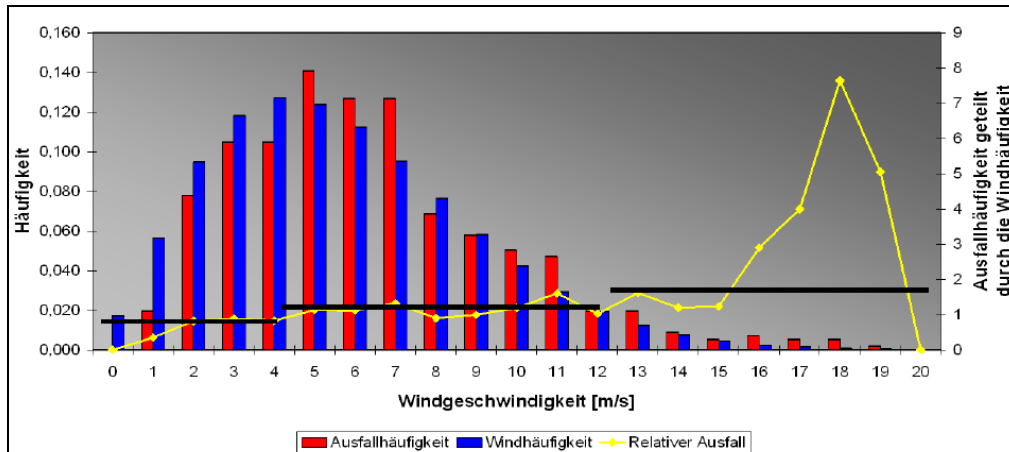
Abbildung 6-25: Beispiel des Verlaufs der Parkverfügbarkeit mit wenigen Anlagen (20 Turbinen)

Quelle: IWES

Um zu berücksichtigen, dass Anlagen bei höheren Windgeschwindigkeiten auf Grund der resultierenden höheren Belastungen zur höheren Schadensanfälligkeit neigen, wird die Ausfallrate mit einem windgeschwindigkeitsabhängigen Ausfallfaktor multipliziert. Vorarbeiten zur Ermittlung des Ausfallfaktors wurden in der Untersuchung „Einfluss der Witterung auf Windenergieanlagen“⁴⁹ und in „Reliability of Wind Turbines - Experiences of 15 years with 1,500 WTs“⁵⁰ getätigt. Für die folgende ergänzende Untersuchung werden nur Anlagen, die 500kW oder größer sind, sowie Stundenmittelwerte statt Tagesmittelwerten verwendet. Wie Abbildung 6-26 zeigt ist eine erhöhte Ausfallhäufigkeit bei höheren Windgeschwindigkeiten zu beobachten. Die gelbe Linie ergibt sich als das Verhältnis von Ausfallhäufigkeit zu Windgeschwindigkeitshäufigkeit. Die Ausfallfaktoren (schwarze Linien) ergeben sich durch eine mit der Häufigkeit des Auftretens der Windgeschwindigkeit gewichtete Mittelung dieses Verhältnisses innerhalb dreier Klassen, welche die drei Leistungsbereiche Stillstand, Teillast und Nennlast abbilden. Es zeigt sich, dass die Ausfälle im Bereich der Nennleistung etwa 30 % höher als im Bereich der Teillast sind. Weiterhin sind die Ausfälle im Bereich der Einschaltwindgeschwindigkeit etwa 30% geringer als im Bereich der Teillast. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Anlagen zeitweise auch im Bereich der Einschaltwindgeschwindigkeit Strom produzieren können und somit auch Belastungen durch Wind ausgesetzt sind, da die Windgeschwindigkeit auch bei diesen Werten zeitweise die Anlaufwindgeschwindigkeit der Windräder überschreitet.

⁴⁹ Hahn (1997) S.5

Abbildung 6-26: Ausfallhäufigkeit im Verhältnis zur Windgeschwindigkeit



Quelle: IWES

Zur Veranschaulichung sind nachfolgend in Tabelle 6-8 noch mal die Klassen und der Ausfallfaktor in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dargestellt.

Tabelle 6-8: Klassen des windgeschwindigkeitsabhängigen Ausfallfaktors (k)

Klasse	Leistungsbereich	Windgeschwindigkeit	Ausfallfaktor (k)
1	Stillstand/Einschaltbereich	$0 \leq 4,5$ m/s	0,7
2	Teillastbereich	$4,5 > < 12,5$ m/s	1
3	Nennlastbereich	$> 12,5$	1,3

Quelle: IWES

Wenn sich die Verfügbarkeit wegen des Anlagenausfalls reduziert, wird die Anzahl der Anlagen, die noch ausfallen können, immer weniger. Dadurch nimmt die absolute Ausfallgeschwindigkeit des Parks ab. Dieses wird berücksichtigt, indem die noch verfügbare Leistung mit der Ausfallrate (α) und dem Ausfallfaktor (k) multipliziert wird. Somit ergibt sich für den Ausfall zum Zeitpunkt t ($Ausfall(t)$) bei Nichterreichbarkeit der Anlage folgende Gleichung:

$$Ausfall(t) = Verf(t_{-1}) * k * \alpha$$

Zur Bestimmung der Verfügbarkeit zum Zeitpunkt t ($Verf(t)$) wird der Ausfall zum Zeitpunkt t von der Verfügbarkeit der vorherigen Viertelstunde ($Verf(t-1)$) abgezogen.

$$Verf(t) = Verf(t_{-1}) - Verf(t_{-1}) * k * \alpha$$

k = Ausfallfaktor

α = Ausfallrate [%/15min]

Reparaturrate bei Nichterreichbarkeit

Wenn die Erreichbarkeit der Anlagen wieder gegeben ist, werden die Anlagen instand gesetzt. Es beginnt eine Reparaturphase. Diese Reparaturphase wird mit Hilfe eines konstanten Gradienten, der Reparaturrate, die zur kontinuierlichen Erhöhung der Verfügbarkeit führt, simulativ umgesetzt. Die Bestimmung dieses Gradienten ist jedoch nicht ohne weiteres möglich, da die Reparaturgeschwindigkeit maßgeblich von der Art der Schäden abhängt. Werden die auftretenden Schäden im Onshore Bereich betrachtet, können diese vereinfacht in zwei Kategorien eingeteilt werden:

1. Schäden, die innerhalb kurzer Zeit (<2 Tagen) behoben werden können
2. Schäden, welche eine längere Zeit (>2 Tage) zur Instandsetzung benötigen

Zur Kategorie der in kurzer Zeit zu behebenden Schäden gehören Elektrik, elektronische Regeleinheit, Sensoren und Hydraulikanlagen. Diese Komponenten fallen insgesamt etwa 1,5-mal pro Jahr aus (somit sind sie für 60 % aller Ausfälle verantwortlich) und verursachen Onshore eine durchschnittliche Stillstandszeit von 1,5 Tagen pro Ausfall. Zur Kategorie der über längere Zeit zu behebenden Schäden gehören Windrichtungsnachführung, Rotorblätter, mechanische Bremse, Rotornabe, Getriebe, Generator, tragende Teile/Gehäuse und Antriebsstrang. Die hier auftretenden Ausfälle treten im Schnitt 1-mal im Jahr auf (somit sind sie für 40% aller Ausfälle verantwortlich) und führen zu einer durchschnittlichen Stillstandszeit von 4 Tagen pro Ausfall⁵¹.

Auf Basis dieser Erfahrungen wurden für das Simulationsmodell Überlegungen zur Reparaturgeschwindigkeit angestellt. Hierfür wurden verschiedene Gradienten angenommen, die zwischen 1% und 5% der Parknennleistung pro Tag liegen.

Tabelle 6-9: Anzahl der reparierten 5-MW Anlagen pro Tag in Abhängigkeit von der Reparaturrate

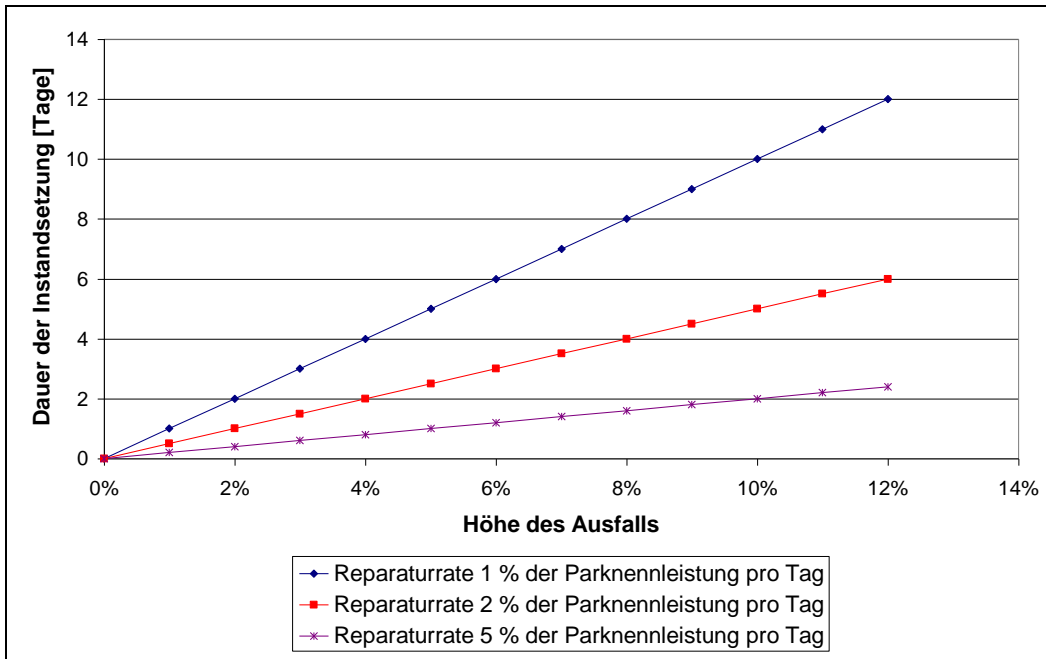
Parknennleistung P_n	Turbinenanzahl	Reparaturrate 1% von P_n	Reparaturrate 2% von P_n	Reparaturrate 5% von P_n
250MW	50	0,5 Turbinen/Tag	1 Turbine/Tag	2,5 Turbinen/Tag
500MW	100	1 Turbine/Tag	2 Turbinen/Tag	5 Turbinen/Tag
1000MW	200	2 Turbinen/Tag	4 Turbinen/Tag	10 Turbinen/Tag
2000MW	400	4 Turbinen/Tag	8 Turbinen/Tag	20 Turbinen/Tag

Quelle: IWES

Mit diesen Reparaturraten ergeben sich je nach Höhe des entstandenen Schadens während der Nichterreichbarkeit unterschiedliche Zeiten bis zur vollständigen Instandsetzung (siehe Abbildung 6-27).

⁵¹ ISET (2005) S.74

Abbildung 6-27: Instandsetzungsdauer der Schäden nach der Nichterreichbarkeit



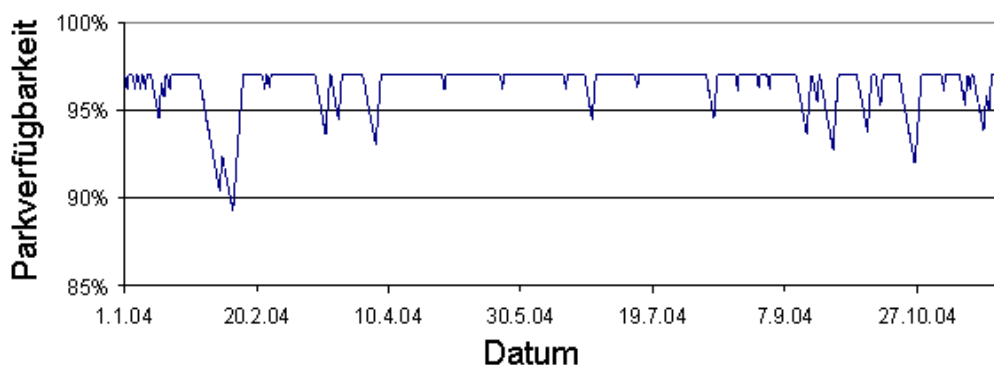
Quelle: IWES

Für die Reparaturrate wurde schließlich der Wert 2 % der Parknennleistung pro Tag gewählt.

Evaluierung der Parkverfügbarkeit

Zur Veranschaulichung der Modellierung der Stillstandszeiten ist nachfolgend der Auszug einer Zeitreihe der Verfügbarkeit am Standort alpha ventus dargestellt (siehe Abbildung 6-28). Es ist deutlich zu sehen, dass die Verfügbarkeit bei länger andauernden Starkwindphasen zurückgeht. So fällt die Verfügbarkeit z. B. im Februar bei einer langen Starkwindphase nach fast 2 Wochen von der Grundverfügbarkeit von 97% (siehe Kapitel 6.2.1.6) auf knapp 90% der Parknennleistung ab. Weiterhin ist zu erkennen, dass in den Wintermonaten längere Starkwindperioden auftreten, die die Erreichbarkeit der Anlagen einschränken. Im Frühling und Sommer treten auf Grund geringerer Zeiträume mit hohen Windgeschwindigkeiten hingegen tendenziell kürzere Perioden der Nichterreichbarkeit der Anlagen auf.

Abbildung 6-28: Beispielhafter Verlauf der Verfügbarkeit eines Offshore Windparks für das Jahr 2004



Quelle: IWES

Insgesamt reduziert sich die zeitliche Verfügbarkeit der Offshore Windparks durch die Nichterreichbarkeit von 97% (Grundverfügbarkeit) auf durchschnittlich 96,2%. Da die Anlagen besonders bei Starkwindphasen nicht erreichbar sind, ist die energetische Verfügbarkeit mit durchschnittlich 95,6% noch etwas geringer als die zeitliche Verfügbarkeit. Gegenüber dem pauschalen Ansatz von 93% in der dena-Netzstudie I ergibt sich hieraus eine Erhöhung des Energieertrages um 2,6 Prozentpunkte. Zur näheren Untersuchung wird die Verfügbarkeit in der Nord- und Ostsee verglichen (siehe Tabelle 6-10). Die errechnete zeitliche Verfügbarkeit liegt in der Nordsee 0,6 Prozentpunkte unterhalb der in der Ostsee und die energetische Verfügbarkeit liegt 1,1 Prozentpunkte niedriger. Die errechneten Verluste des Ertrags auf Grund von Nichterreichbarkeit liegen in der Nordsee (-1,5% gegenüber der Grundverfügbarkeit) also um etwa 2/3 höher als in der Ostsee (-0,8% gegenüber der Grundverfügbarkeit). Die extremste Reduktion der Verfügbarkeit eines einzelnen Parks in den vier Jahren zeigte ein Absinken der Verfügbarkeit auf 80,4%. Eine Untersuchung der in den vier Windjahren auftretenden minimalen Verfügbarkeit eines Windparks in der Ostsee zeigt, dass dieser mit 85,1% etwa 4,7 Prozentpunkte höher war als in der Nordsee.

Tabelle 6-10: Übersicht zur Parkverfügbarkeit

	Gesamt	Nordsee	Ostsee
Durchschnittliche zeitliche Verfügbarkeit aller Parks	96,2%	96,0%	96,6%
Durchschnittliche energetische Verfügbarkeit aller Parks	95,6%	95,5%	96,2%
Durchschnittlicher Minimalwert der Verfügbarkeit aller Parks	84,4%	83,6%	86,7%

Quelle: IWES

Zur Bewertung, ob die Größenordnung der mit dem Modell berechneten Verfügbarkeit in einem realistischen Rahmen ist, wird die Verfügbarkeit mit gemessenen Windparkdaten verglichen. Bei gut funktionierenden Parks sind bereits heute Verfügbarkeiten im Bereich von 95-96% (z. B. Horns Rev 95%, Nysted >96%) möglich⁵². Die hier berechnete durchschnittliche energetische Parkverfügbarkeiten liegt mit 95,6% also einem hohen aber realistischen Bereich. Natürlich ist auch klar, dass die deutschen Offshore Windparks in der Nordsee teilweise deutlich weiter von der Küste entfernt liegen, als die zum Vergleich herangezogen Offshore Windparks, jedoch ist bis zum Jahr 2020 mit einem Fortschritt der technologischen Entwicklung zu rechnen, der auch bei diesen Parks eine hohe Verfügbarkeit erwarten lässt. Derzeit wird in vielen Bereichen der Verfügbarkeitserhöhung geforscht und Entwicklungsarbeit geleistet. Es gibt hierfür viele Ansätze, so z.B. spezielle Systeme zur Erhöhung der Erreichbarkeit der Anlagen per Schiff⁵³.

⁵² Holmstrøm (2007) S.19

⁵³ Salzmann et al (2007)

6.2.3 Onshore spezifische Bearbeitungsschritte

6.2.3.1 Einbettung des Onshore Szenarios

Für das Verfahren zur Generierung der Onshore Windleistungszeitreihen 2020 müssen die mittlere leistungsgewichtete Nabenhöhe und die Leistungskennlinie eines jeden Netzknotens für das Jahr 2020 vorgegeben werden (siehe Flussdiagramm Abbildung 6-8). Diese beiden Netzknoten-Charakteristiken des Jahres 2020 werden auf Grundlage der heutigen Netzknoten-Eigenschaften und des für diese Studie entwickelten Windleistungsszenarios, sowie auf Annahmen über die zukünftigen Nabenhöhen und Leistungskennlinien und das Repowering hergeleitet, wie das folgende Flussdiagramm verdeutlicht.

Abbildung 6-29: Einbettung des Onshore Szenarios



Quelle: IWES

Zuordnung von WEA zu Netzknoten

Die Zuordnung von WEA zu Netzknoten, deren Standorte gemäß Kapitel 6.1.5 bekannt sind, erfolgt über die kürzeste Entfernung, d.h. jede WEA wird dem Netzknoten zugeordnet, zu dem sie die kürzeste Entfernung hat. Die so bestimmte installierte Windleistung an jedem Netzknoten wurde von den ÜNB überprüft und als hinreichend genau akzeptiert. Es ergaben sich 1186 Netzknoten mit installierter Windleistung (siehe Abbildung 6-1).

Entfernung von Altanlagen

Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass im Jahr 2020 noch alle WEA des Jahres 2007 installiert sein werden, muss ein Maximal-Alter für WEA angenommen werden. Hierfür werden die üblichen 20 Jahre angesetzt, die den meisten Vertragslaufzeiten oder Wirtschaftlichkeitsberechnungen zugrunde liegen und die auch in den Zertifizierungs-Richtlinien des Deutschen Instituts für Bautechnik⁵⁴ und der Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH⁵⁵ als minimale Entwurfslebensdauer vorgegeben werden. Die Annahme eines Maximal-Alters von 20 Jahren entspricht der Annahme zum Repowering aus Kapitel 2.1.1. Um diese Annahme zum Repowering zu berücksichtigen werden für die folgenden Verfahrensschritte alle WEA, die vor dem Jahr 2000 errichtet worden sind, aus den Netzknoten entfernt. Die Annahmen zum Repowering sehen ebenfalls vor, dass von den Anlagen, die zwischen 2000 und 2005 errichtet wurden, die Hälfte im Jahr 2020 durch neue Anlagen ersetzt sein wird. Dieser Wegfall von Altanlagen auf Grund von Repowering-Maßnahmen wird für jeden Netzknoten separat durchgeführt, wobei alte Anlagen zuerst durch Repowering ersetzt werden. Falls ein Netzknoten eine ungerade Anzahl von Repoweringanlagen aufweist, wird zufällig auf- oder abgerundet.

Zuordnung von WEA zu den Gebieten des Szenarios

Der nächste Schritt zur Einbettung des Onshore Szenarios in das Verfahren zur Generierung der Onshore Windleistungszeitreihen 2020 ist eine Zuordnung von WEA zu den Gebieten des Onshore Szenarios. Das Onshore Szenario, dessen Eckdaten in Kapitel 4 Tabelle 4-2 zu finden sind, gibt an, welche Windleistung voraussichtlich im Jahr 2020 installiert sein wird. Dies geschieht teilweise auf Ebene von Landkreisen und teilweise auf Ebene von Planungsregionen, die sich aus Landkreisen zusammensetzen. Für jeden Landkreis, bzw. jede Planungsregion wird der Ausbaufaktor bestimmt, der ausdrückt um welchen Wert sich die installierte Windleistung vom heutigen Stand bis zum Jahr 2020 ändert. Die hierfür notwendige Bestimmung der heutigen pro Landkreis, bzw. Planfläche installierten Windleistung erfolgt durch eine Verknüpfung von Orten und Landkreisen, bzw. Planungsregionen und eine Zuordnung von WEA und Orten, wodurch festgestellt wird, welche WEA in welchem Landkreis, bzw. in welcher Planungsregion liegen. Der Ausbaufaktor ergibt sich als der Quotienten aus der installierten Windleistung im Jahr 2020 und der aktuell installierten Windleistung pro Landkreis, bzw. Planungsregion. In manchen Landkreisen ist bereits heute die für 2020 angesetzte installierte Windleistung überschritten, wodurch sich ein Ausbaufaktor kleiner 1 ergibt. Dies kann durchaus realistisch sein, wenn von einem Abbau ohne Repowering in den betreffenden Gebieten ausgegangen wird. In der Summe macht dieser Abbau ohne erneuten Zubau 390 MW aus und ist im Vergleich zum gesamten Onshore Zubau gering.

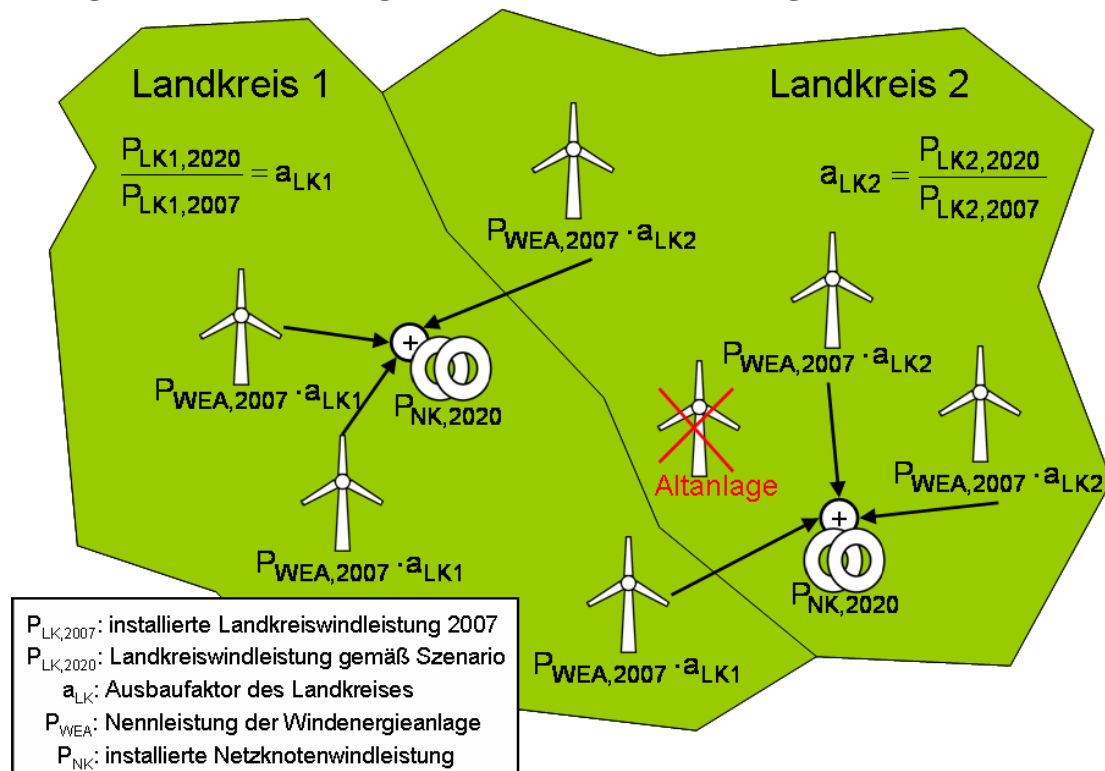
⁵⁴ DIBt (2004), Seite 25

⁵⁵ GL (2008), Seite 117d

Netzknoten 2020

Die Ausbaufaktoren der Landkreise, bzw. Planungsregionen werden mit den jeweiligen Nennleistungen der WEA des Landkreises, bzw. der Planungsregion multipliziert. Die Nennleistung eines Netzknotens im Jahr 2020 ergibt sich als die Summe der mit den Ausbaufaktoren multiplizierten Nennleistungen der WEA des Netzknotens ohne die Altanlagen. Dabei kann es durchaus vorkommen, dass innerhalb eines Netzknotens mehrere Ausbaufaktoren zum Tragen kommen, falls die WEA des Netzknotens in mehreren Landkreisen stehen. Abbildung 6-30 verdeutlicht diesen Sachverhalt sowie die vorgenommenen Zuordnungen von WEA, Netzknoten und Landkreisen.

Abbildung 6-30: Ermittlung der Netzknoten-Nennleistungen 2020



Quelle: IWES

Die fehlenden Anteile der heutigen Netzknotennennleistungen ohne die Altanlagen zum Erreichen der Netzknotennennleistungen 2020 werden für die Ermittlung der mittleren Nabenhöhe und der Leistungskennlinien der Netzknoten des Jahres 2020 verwendet.

Die Leistungskennlinien der Netzknoten 2020 ergeben sich als die Summe der Leistungskennlinien der WEA, die bereits heute errichtet sind und 2020 noch stehen werden und der Onshore Modell-Leistungskennlinie für die zukünftigen Anlagen des Netzknotens. Die Onshore Modell-Leistungskennlinie wird hierbei auf den Nennleistungsanteil der Netzknoten 2020 normiert, der noch nicht durch bereits existierende und bis 2020 verbleibende WEA gedeckt ist.

Die mittlere leistungsgewichtete Nabenhöhe $h_{NK,2020}$ eines jeden Netzknotens des Jahres 2020 ergibt sich durch folgenden Zusammenhang:

$$h_{NK,2020} = h_{WEA,2020} \cdot \frac{P_{NK,2020} - P_{NK,2007}}{P_{NK,2020}} + \sum_{i=1}^N h_{WEAi,2007} \cdot \frac{P_{WEAi,2007}}{P_{NK,2020}},$$

wobei

$$P_{NK,2007} = \sum_{i=1}^N P_{WEAi,2007}$$

$h_{WEA,2020}$ = Zukünftige WEA-Nabenhöhe [m]

$P_{NK,2020}$ = Netzknotennennleistung des Jahres 2020 [MW]

N = Anzahl der WEA des Netzknotens 2007 ohne Altanlagen

$P_{WEAi,2007}$ = Nennleistung der i-ten WEA des Netzknotens 2007 ohne Altanlagen [MW]

$h_{WEAi,2007}$ = Nabenhöhe der i-ten WEA des Netzknotens 2007 ohne Altanlagen [m]

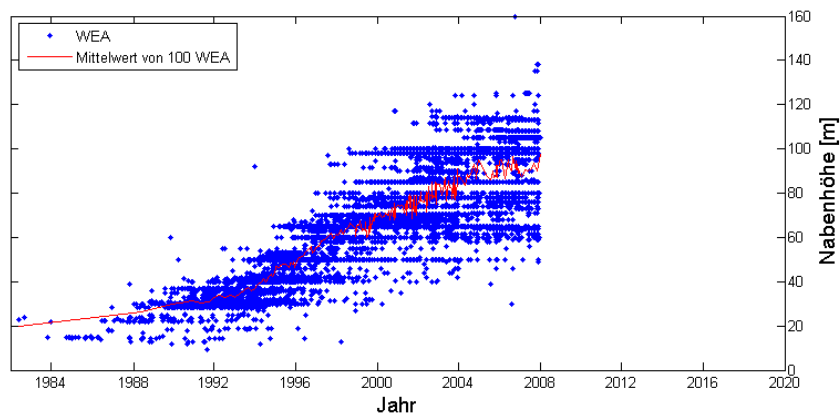
6.2.3.2 Onshore WEA 2020

Die Annahmen, welche für die Onshore WEA des Jahres 2020 getroffen werden müssen, beziehen sich auf ihre Nabenhöhen und ihre Leistungskennlinien. Die Annahme über die zukünftigen Nabenhöhen von Onshore WEA ist für die Berechnung der mittleren leistungsgewichteten Nabenhöhen der Netzknoten 2020 gemäß obiger Gleichung vonnöten. Die Annahme über die Leistungskennlinien zukünftiger Onshore WEA ist für die Erstellung der Netzknoten-Leistungskennlinien 2020 erforderlich (siehe ebenfalls vorangegangenes Kapitel).

Zukünftige Nabenhöhe von Onshore WEA

Zur Berechnung der mittleren leistungsgewichteten Nabenhöhen der Netzknoten 2020 muss eine Annahme zu den Nabenhöhen zukünftiger Anlagen getroffen werden. Eine verlässliche Annahme hierüber zu treffen ist nur eingeschränkt möglich. Zu groß ist die Abhängigkeit von zukünftigen technischen, rechtlichen und politischen Gegebenheiten; so haben z.B. unvorhersagbare Höhenbeschränkungen, Baugenehmigungen oder Transporteinschränkungen einen Einfluss. Um trotzdem einen realistischen Wert abschätzen zu können sind in Abbildung 6-31 die Nabenhöhen aller seit 1982 in Deutschland errichteten WEA, sowie den Mittelwert von jeweils 100 zeitlich aufeinander folgend errichteten WEA dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Anstieg zwar in den letzten fünf Jahren etwas abgeflacht ist, jedoch stetig zunimmt. Gut zu erkennen sind auch die maximalen Nabenhöhen. Hierbei sticht eine Anlage mit 160m Nabenhöhe heraus, weitere Anlagen besitzen bereits Nabenhöhen von über 120m.

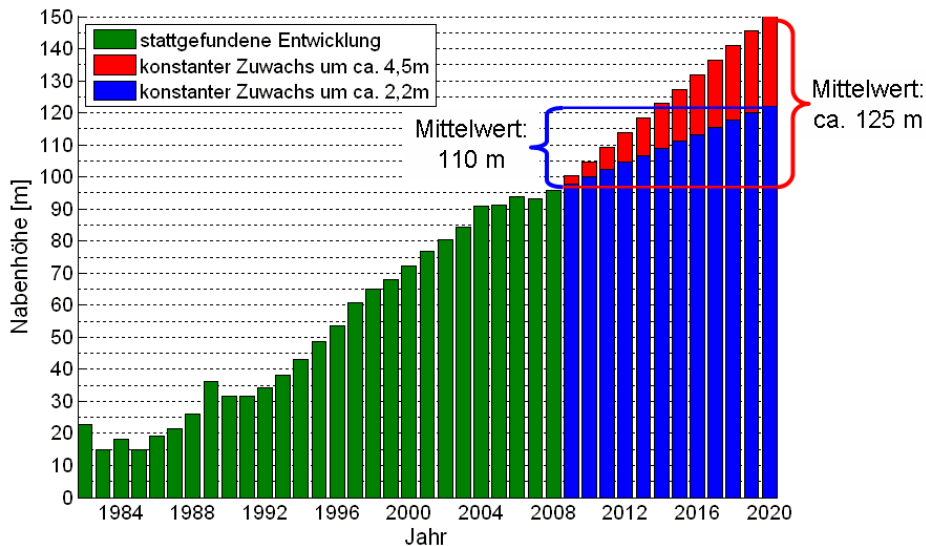
Abbildung 6-31: Nabhöhen aller bis 2008 errichteten WEA



Quelle: IWES

In Abbildung 6-32 ist die leistungsgewichtete mittlere Nabenhöhe aller bisher errichteten WEA pro Jahrgang dargestellt (grüne Balken). Auch hier ist ab 2004 die Abflachung erkennbar. Die blauen Balken zeigen, wie die Entwicklung aussehen würde, wenn die mittlere Nabenhöhe pro Jahr um ca. 2,2m zunehmen würde, so dass alle WEA, die zwischen 2009 und 2020 errichtet werden, eine mittlere Nabenhöhe von 110m aufweisen. Der Wert von 110m wird, zusammen mit den Nabenhöhen der Anlagen, die bis 2008 errichtet worden sind und nach den Annahmen zum Repowering voraussichtlich 2020 noch stehen werden, verwendet um die Nabenhöhen der Netzknoten des Jahres 2020 zu berechnen, auf die die Windgeschwindigkeiten logarithmisch interpoliert werden.

Abbildung 6-32: Bisherige und erwartete WEA-Nabhöhen



Quelle: IWES

In Abbildung 6-32 sind ebenfalls die Nabenhöhen der Jahre 2009 bis 2020 dargestellt, wenn sie pro Jahr um etwa 4,5m zunehmen würden (rote Balken). Eine solche Entwicklung würde zu einer mittleren Nabenhöhe von 150m im Jahr 2020 führen, was nach ersten konstruktions-

technischen Betrachtungen im europäischen Forschungsprojekt „UpWind“⁵⁶ als technisch realisierbare und realistische Nabenhöhe von 20MW-Anlagen angesehen werden kann. Für den gesamten Zeitraum von 2009 bis 2020 würde diese Entwicklung einer mittleren Nabenhöhe von ca. 125m entsprechen. Mit diesem Wert von 125m wird die weiter unten beschriebene Sensitivitätsrechnung durchgeführt.

Onshore Modell-Leistungskennlinie

Wie bereits beschrieben ergeben sich die Leistungskennlinien der Netzknoten 2020 zum einen aus den Leistungskennlinien der WEA, die bereits heute errichtet sind und 2020 noch stehen werden, sowie aus der Modell-Leistungskennlinie für die zukünftigen Anlagen des Netzknotens.

Grundlage für die Modell-Leistungskennlinie sind die Leistungskennlinien der Vestas V90/2 und der Enercon E 82. Wie man in Tabelle 6-11 erkennen kann haben diese beiden WEA-Typen einen Anteil von 20,3%, bzw. 12,5% an der Gesamtheit aller 2007 errichteten Anlagen. Im Vergleich hierzu wurde die REpower MM 92, mit einem Anteil von 5,8% die vierthäufigste WEA des Jahres 2007, wesentlich seltener errichtet. Lediglich die Enercon E 70, weist mit 32,7% einen höheren Anteil auf. Anlagen des Typs Enercon E 66 sind hierbei ebenfalls mit eingeschlossen. Bei der Erstellung der Modell-Leistungskennlinie wird dieser WEA-Typ jedoch zugunsten der moderneren Enercon E 82 beiseite gelassen.

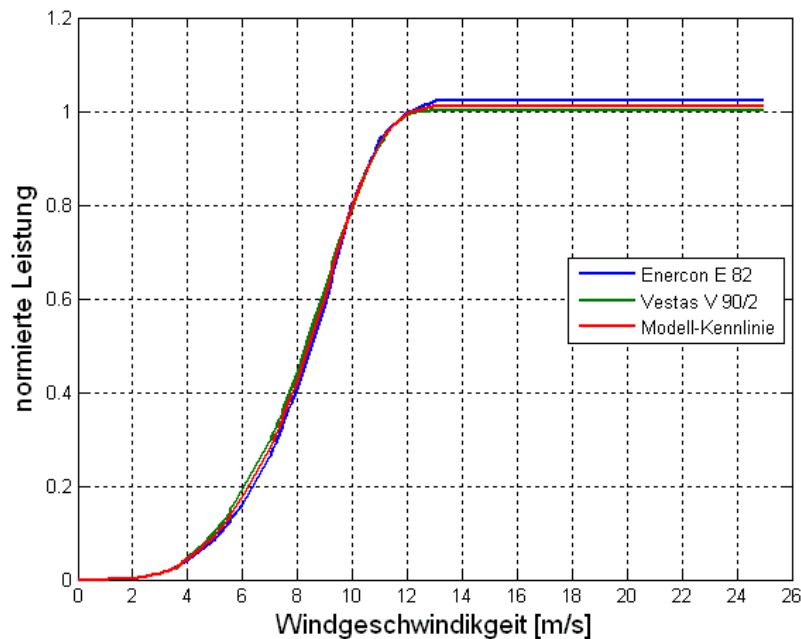
Tabelle 6-11: Im Jahr 2007 installierte WEA-Typen

WEA-Typ	Anteil 2007 [%]	Nennleistung [MW]	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Rotorfläche / Nennleistung [m ² /MW]	verwendet für Modell-Leistungskennlinie
Enercon E 70 (E 66)	32,7	2 - 2,3	70 - 71	63 - 113	1673 - 1980	Typ2
Vestas V 90/2	20,3	2	90	80 - 125	3181	Typ1
Enercon E 82	12,5	2	82	78 - 138	2641	Typ1
REpower MM 92	5,8	2	93	80 - 105	3396	Typ3
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Vestas V 82/1.5	0,1	1,5	82	78 - 109	3521	Typ3

Quelle: IWES

Vergleicht man die Leistungskennlinien der Vestas V 90/2 und der Enercon E 82 in Abbildung 6-33 wird deutlich, dass sie relativ nahe beieinander liegen. Die ebenfalls dargestellte Onshore Modell-Leistungskennlinie wurde als Mittelung dieser beiden Kennlinien berechnet.

⁵⁶ Sørensen et al, 2008

Abbildung 6-33: Onshore Modell-Leistungskennlinie

Quelle: IWES

Zur Bewertung des Einflusses dieser Modell-Leistungskennlinie auf die Ergebnisse der Onshore Windleistungs-Simulationen wird im Folgenden eine Sensitivitätsuntersuchung mit anderen Modell-Leistungskennlinien durchgeführt. Wie sich diese zusammensetzen, lässt sich ebenfalls in Tabelle 6-11 in der letzten Spalte ablesen, in der die Leistungskennlinien einem Typ zugeordnet werden.

Sensitivitätsrechnung zu den Annahmen über zukünftige Onshore WEA

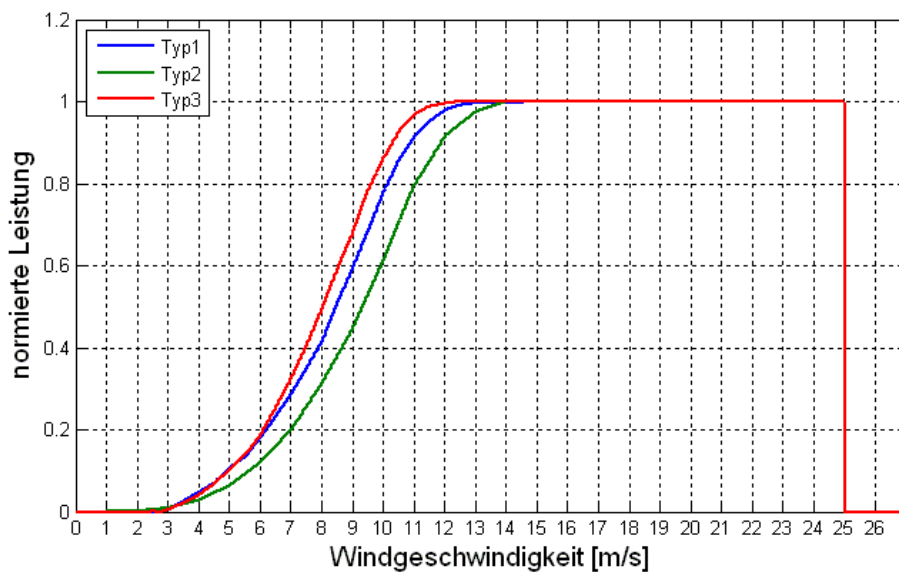
Zur Überprüfung des Einflusses der Annahmen über die zukünftigen Onshore WEA auf die Ergebnisse der generierten Onshore Windleistungszeitreihen 2020 werden Sensitivitätsrechnungen mit höheren Nabenhöhen für zukünftige WEA und anderen Modell-Leistungskennlinien durchgeführt. Zur Bewertung werden die Volllaststunden der simulierten Onshore Summenganglinien 2020 herangezogen. Grundlage der Sensitivitätsrechnungen ist das Windjahr 2007.

Die eine Änderung, die in den Sensitivitätsrechnungen vorgenommen wird, ist, dass anstelle von 110m mittlerer Nabenhöhe für alle Anlagen, die zwischen 2008 und 2020 errichtet werden, von 125m ausgegangen wird. Der Wert von 125m drückt, wie bereits unter Abbildung 6-32 erläutert, zwar eine denkbare Entwicklung aus, kann jedoch sicherlich als Extremfallbetrachtung bewertet werden.

Für der Generierung der Onshore Windleistungszeitreihen wird für Anlagen, die zwischen 2008 und 2020 errichtet werden, eine Modell-Leistungskennlinie verwendet, welche sich aus der Mittelung der normierten Leistungskennlinien der Enercon E 82 und der Vestas V90/2 ergibt. Bei den Sensitivitätsrechnungen wird diese Modell-Leistungskennlinie (im Folgenden mit „Typ1“ bezeichnet) zum einen durch die normierte Leistungskennlinie der Enercon E 70 („Typ2“), zum anderen durch die Mittelung der normierten Leistungskennlinien der REpower MM 92 und der Vestas V82/1.5 („Typ3“) ersetzt. Angaben zu den Anlagen, welche den drei

Typen der Modell-Leistungskennlinie zugrunde liegen, waren bereits in Tabelle 6-11 aufgezählt. Hier wird auch ersichtlich, dass die Modell-Leistungskennlinie des Typs 2 ein wesentlich kleineres, und die Modell-Leistungskennlinie des Typs 3 ein wesentlich größeres Verhältnis von Rotorfläche zu Nennleistung als die Modell-Leistungskennlinie des Typs 1 hat. Diesem Verhältnis entspricht auch die Steilheit der jeweiligen Leistungskennlinie in Abbildung 6-34. Da in dem Verfahren zur Generierung der Onshore Windleistungszeitreihen 2020 die Onshore Modell-Leistungskennlinie je Netzknoten auf den Nennleistungswert skaliert wird, der nicht durch die Anlagen, die bereits heute stehen und nach den Repowering-Annahmen 2020 noch stehen werden, abgedeckt ist, hat eine steilere Modell-Leistungskennlinie einen deutlich höheren Ertrag zur Folge.

Abbildung 6-34: Modell-Leistungskennlinien für die Sensitivitätsrechnung



Quelle: IWES

Die sehr steile Modell-Leistungskennlinie des Typs 3 entspricht einer typischen Binnenland-Anlage, während die sehr flache Modell-Leistungskennlinie des Typs 2 eine typische Küstenanlage darstellt. Die Verwendung dieser beiden Modell-Leistungskennlinien im Rahmen der Sensitivitätsrechnungen ist sicherlich als Extremfallbetrachtung zu bewerten.

Tabelle 6-12 gibt die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen in Form der sich für die deutschlandweite Onshore Windenergieeinspeisung 2020 (Onshore Summenganglinie 2020) ergebenden Volllaststunden wieder.

Tabelle 6-12: Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen

mittlere zukünftige Nabenhöhe [m]	110	110	110	125	125	125
Modell-Leistungskennlinie	Typ1	Typ2	Typ3	Typ1	Typ2	Typ3
resultierende Volllaststunden	2151	1855	2211	2267	1962	2534

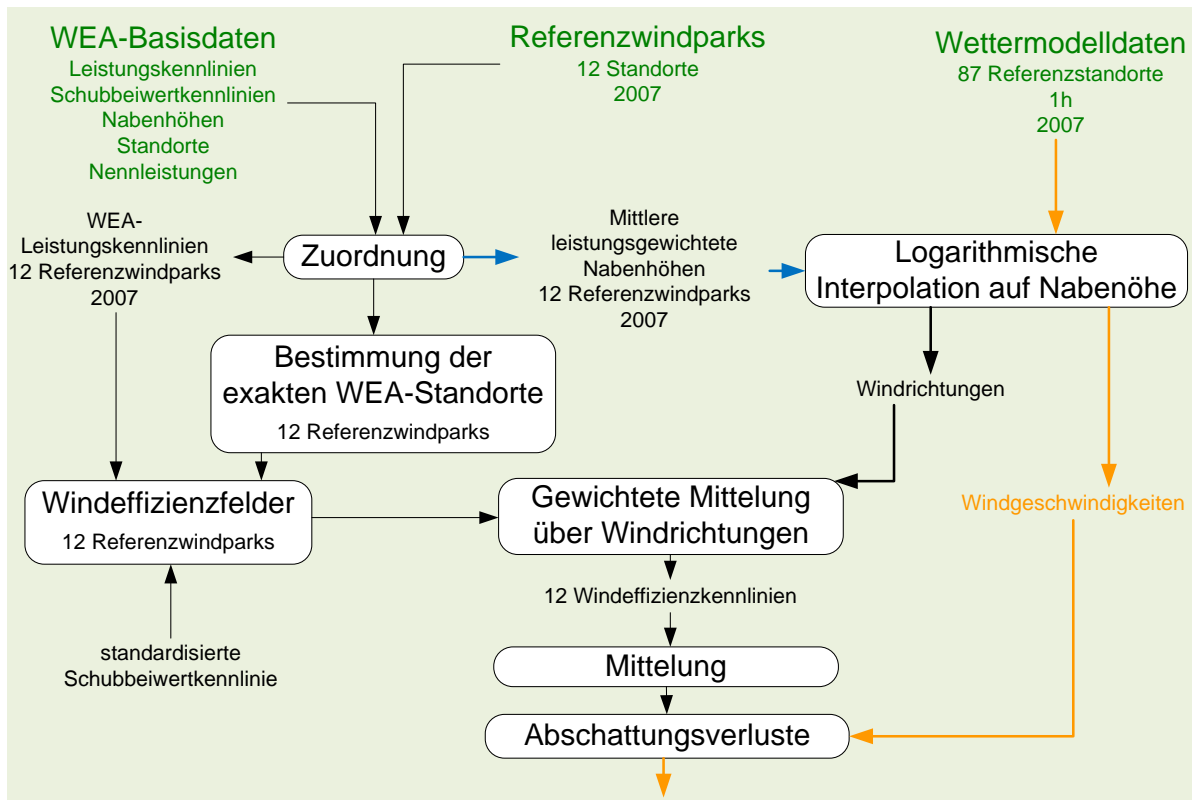
Quelle: IWES

Die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen liegen in einem Bereich von 1855 bis 2534 Volllaststunden. Nimmt man 2151 Volllaststunden als Maßstab ist im Rahmen der für die Sensitivitätsrechnung getroffenen Annahmen eine 13,8% niedrigere, bzw. 17,8% höhere Anzahl an Volllaststunden möglich. Die für die Generierung der Onshore Windleistungszeitreihen getroffenen Annahmen von 110m Nabenhöhe für zukünftige Anlagen und die Verwendung der Modell-Leistungskennlinie des Typs 1 erscheinen vor diesem Hintergrund maßvoll.

6.2.3.3 Abschattungsverluste

Die WEA eines Windparks schatten sich abhängig von ihren Positionen, ihrer Höhe und ihrem Rotordurchmesser gegenseitig ab. Somit erfährt eine WEA, die sich bezüglich der Windrichtung hinter einer anderen WEA befindet, einen in seiner Geschwindigkeit reduzierten Wind. Dieser Effekt wird in der Methodik zur Generierung der Onshore Windleistungszeitreihen durch Verwendung einer mittleren Windeffizienzkenlinie, welche eine Reduzierung der Windgeschwindigkeiten bewirkt, für alle Onshore Netzknoten berücksichtigt. Abbildung 6-35 verdeutlicht das Verfahren zur Ermittlung der Onshore Abschattungsverluste in Form eines Flussdiagramms.

Abbildung 6-35: Ermittlung der Onshore Abschattungsverluste

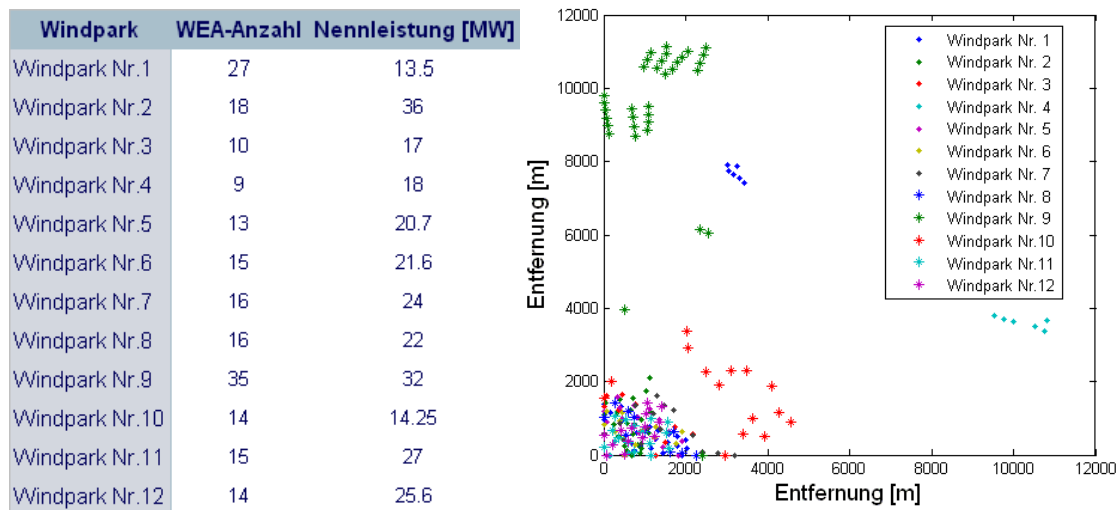


Quelle: IWES

Zur Ermittlung der mittleren Windeffizienzkenlinie wurden die exakten Positionen der WEA von 12 verschiedenen über ganz Deutschland verteilten Referenzwindparks (Kapitel 6.1.3) mittels Satellitenaufnahmen ermittelt. Über die WEA-Basisdaten aus Kapitel 6.1.6 ist bekannt, aus welchen WEA-Typen diese Windparks bestehen. Falls ein Windpark mehrere

WEA-Typen aufweist, wurde die Zuordnung der Typenangaben zu den gefundenen Positionen über die Identifizierung von Anlagen-Gruppierungen und Anlagenhöhen vorgenommen. Falls auch dies nicht möglich war, wurden die Anlagen der Satellitenbilder zufällig den Anlagen aus den Basisdaten verknüpft. Der linke Teil von Abbildung 6-36 gibt die WEA-Anzahl und Nennleistung der zwölf für die Ermittlung der Windabschattungsverluste verwendeten Windparks an.

Abbildung 6-36: Windparks zur Ermittlung von Abschattungseffekten



Quelle: IWES

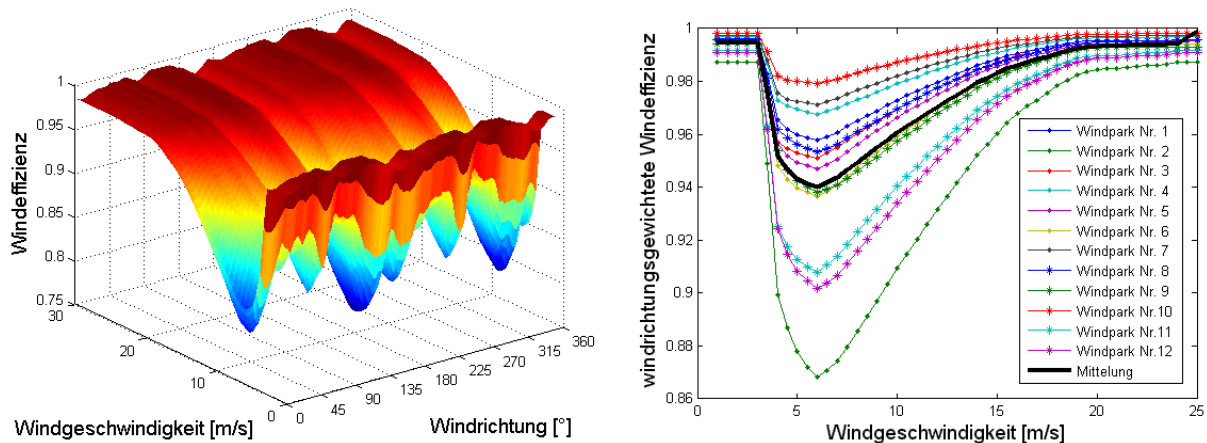
Der rechte Teil von Abbildung 6-36 zeigt die relativen Entfernungen der WEA zueinander. Um alle 12 Windparks in einem Bild darstellen zu können, wurde die Position der westlichsten und der südlichsten WEA eines jeden Windparks auf Null gesetzt.

Wie in der Abbildung deutlich wird liegen die Windparks größtenteils auf einem Gebiet von 4 km². Lediglich vier der untersuchten Windparks sind deutlich weiter gestreut. Bei diesen scheint es sich genau genommen um mehrere Windparks zu handeln, die in das gleiche Umspannwerk einspeisen. Aus der Abbildung kann ebenfalls entnommen werden, dass die Angaben zu Größe und WEA-Anzahl keine Schlüsse über die Streuung der WEA zulassen. So ist z.B. Windpark Nr.10 mit 14 Anlagen weiter gestreut als Windpark Nr.7 mit 16 Anlagen. Auch die Angaben zu den Positionen aus den Basisdaten (Kapitel 6.1.6), welche ortschaftsgenau sind, helfen nicht weiter ein Maß für die Streuung der Anlagen zu finden. So ist z.B. Windpark Nr.9 einer Ortschaft, Windpark Nr.3 jedoch zwei Ortschaften zugehörig. Aus diesem Grund kann zur Berücksichtigung von Abschattungseffekten bei der Generierung der Windleistung der Netzknoten keine netzknotenspezifische Abschattung ermittelt werden. Vielmehr können lediglich mittlere Abschattungseffekte in die Methodik integriert werden.

Um die Reduzierung der Windgeschwindigkeiten durch Abschattung zu berechnen, werden die Positionen, Typen, Nabenhöhen und Rotordurchmesser der 12 betrachteten Windparks in das Farm Layout Programm (FLaP, siehe Kapitel 6.2.1.4) eingegeben und die effektiven Windgeschwindigkeiten einer jeden WEA für jede Windgeschwindigkeit und –richtung be-

rechnet. Hierbei wird das Modell von N.O. Jensen⁵⁷ mit einem Wakeöffnungswinkel von 0,06 und eine standardisierte Schubbeiwertkennlinie verwendet. Die dadurch berechneten Windeffizienzfelder der einzelnen WEA werden für jeden Windpark gemittelt, wobei die Mittelung mit einer Leistungsgewichtung durchgeführt wird, d.h. WEA mit einer hohen Nennleistung fallen stärker ins Gewicht. Der linke Teil von Abbildung 6-37 zeigt das resultierende Windeffizienzfeld des Windparks Nr.2.

Abbildung 6-37: Windeffizienzfeld eines Windparks und Onshore Windeffizienzkennlinien



Quelle: IWES

Jedes Windeffizienzfeld der 12 Windparks wird im nächsten Schritt über alle Windrichtungen gemittelt, wobei bei der Mittelung die Häufigkeiten der Windrichtungen berücksichtigt werden. Der rechte Teil von Abbildung 6-37 zeigt die Windeffizienzen der einzelnen Windparks sowie deren Mittelwert, welcher bei der Generierung der Onshore Windleistungszeitreihen verwendet wird.

6.3 Analysen

6.3.1 Offshore Windleistungszeitreihen 2020

Tabelle 6-13 gibt einige Kennwerte der simulierten Windleistungszeitreihen der 46 Offshore Windparks des Jahres 2020 normiert auf deren Nennleistung wieder. Die erste Spalte gibt den Kennwert an, der für jede der 46 Zeitreihen berechnet wurde. Die Leistungszeitreihen liegen als 15 Minuten-Mittelwerte vor. Aus den 46 resultierenden Kennwerten aller Offshore Windparks sind der leistungsgewichtete Mittelwert, der maximale Wert und der minimale Wert in der Tabelle angegeben. Bei der Leistungsgewichtung wurden die Windparks bei der Mittelung entsprechend ihres Anteils an der gesamten im Jahr 2020 installierten Offshore Windleistung behandelt. Windparks mit hoher Nennleistung fallen hierbei folglich mehr ins Gewicht. Die Leistungszeitreihen liegen als 15 Minuten-Mittelwerte vor. Unter „Maximaler

⁵⁷ Jensen, 1986

Leistungsanstieg“ ist die maximale aufgetretene Zunahme eines 15 Minuten-Mittelwertes zum nächsten zu verstehen, unter „Maximaler Leistungsabfall“ die maximale aufgetretene Abnahme eines 15 Minuten-Mittelwertes zum nächsten.

Tabelle 6-13: Kennwerte der Offshore Windleistungszeitreihen 2020

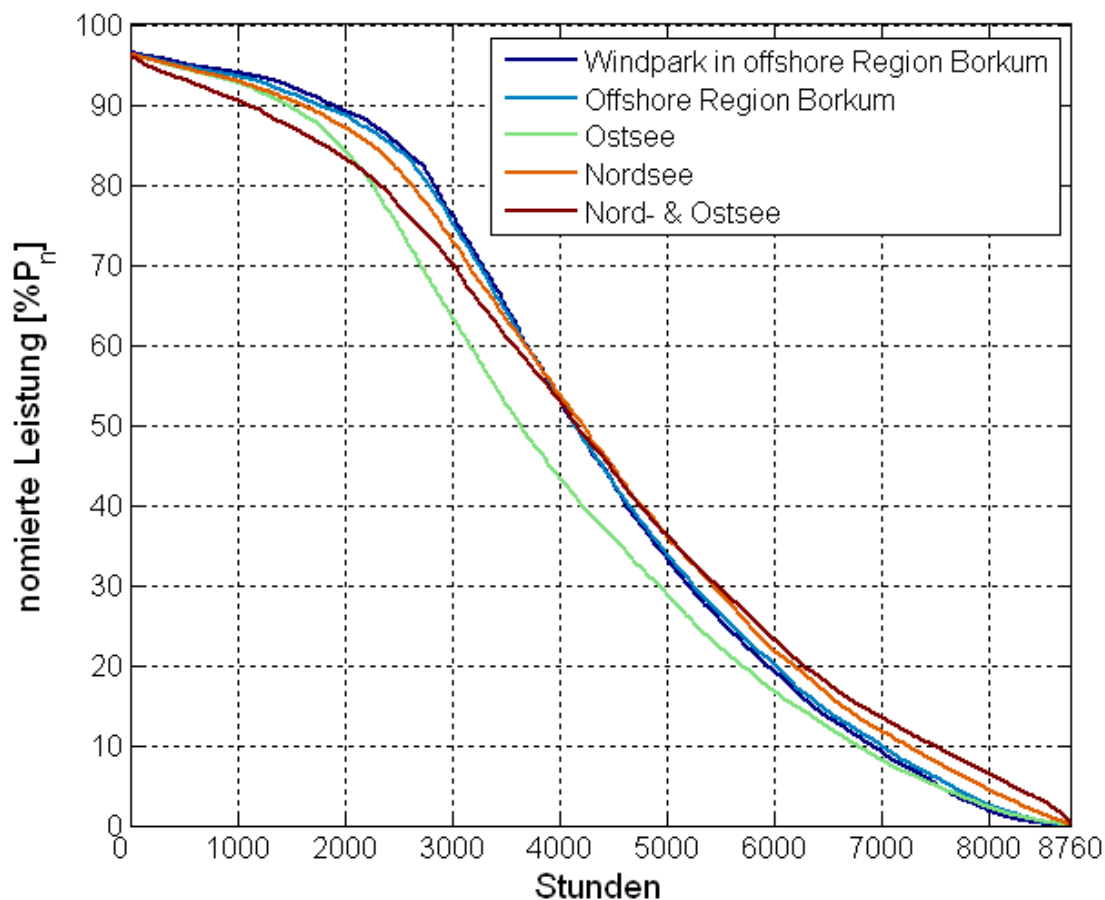
Windjahr		2004	2005	2006	2007
Volllaststunden [h]	Mittelwert	3935	4171	3911	4240
	Maximum	4130	4513	4169	4422
	Minimum	3373	3151	2990	3550
Kapazitätsfaktor (mittlere Leistung) [% P_n]	Mittelwert	44,9	47,6	44,6	48,4
	Maximum	47,1	51,5	47,6	50,5
	Minimum	38,5	36,0	34,1	40,5
Maximale Leistung [% P_n]	Mittelwert	96,5	96,5	96,5	96,5
	Maximum	96,5	96,5	96,5	96,5
	Minimum	96,5	96,5	96,5	96,5
Maximaler Leistungsanstieg (15min) [% P_n]	Mittelwert	58,1	57,0	58,8	60,3
	Maximum	69,3	76,7	74,1	77,8
	Minimum	43,7	41,2	43,9	43,3
Maximaler Leistungsabfall (15min) [% P_n]	Mittelwert	55,8	51,9	52,8	54,8
	Maximum	66,1	62,5	67,3	65,2
	Minimum	43,7	34,5	42,8	44,2

Quelle: IWES

Das starke Windjahr 2007 führt bei der Simulation der Offshore Windleistungszeitreihen 2020 im Mittel zu den höchsten Volllaststunden, bzw. den höchsten Kapazitätsfaktoren. Der Windpark mit den höchsten Volllaststunden von 4513h erreicht diese allerdings für das Windjahr 2005. Die maximalen 15min-Mittelwerte der Offshore Windleistungszeitreihen liegen bei 96,5% ihrer Nennleistung, was auf die pauschalen Leistungsreduzierungen aufgrund von windparkinternen elektrischen Verlusten (0,5%) und Nichtverfügbarkeit (3%) zurückzuführen ist. Diese Maximalwerte werden für jedes Windjahr und bei jedem Windparks erreicht. Die minimalen Leistungswerte sind in der Tabelle nicht angegeben, liegen jedoch für jedes Windjahr und jeden Windpark bei Null. Die pro Windjahr auftretenden maximalen Leistungsanstiege liegen im Mittel zwischen ca. 57% und 60% der jeweils installierten Nennleistung des Windparks. Die maximalen Leistungsabfälle sind hingegen etwas geringer und liegen im Mittel zwischen ca. 52% und 56%. Die maximale Änderung von einem 15min-Mittelwert der Windleistung zum nächsten tritt für das Windjahr 2007 auf beträgt 77,8% der Nennleistung des zugehörigen Windparks, was bei der Nennleistung von 400MW einer Änderung von 311MW entspricht.

Zur Bewertung des Vergleichmäßigungseffektes bei Einspeisung der Offshore Windenergie werden im Folgenden Gruppierungen von Offshore Windparks betrachtet. Für diese Gruppierung sind in Abbildung 6-38, Abbildung 6-39 und Abbildung 6-40 die Leistungsdauerlinien, die Häufigkeitsverteilungen der eingespeisten 15min-Leistungsmittelwerte sowie die Häufigkeitsverteilungen der Inkremente der 15min-Windleistungsmittelwerte jeweils normiert auf die zugehörige Nennleistung und für das Windjahr 2007 dargestellt.

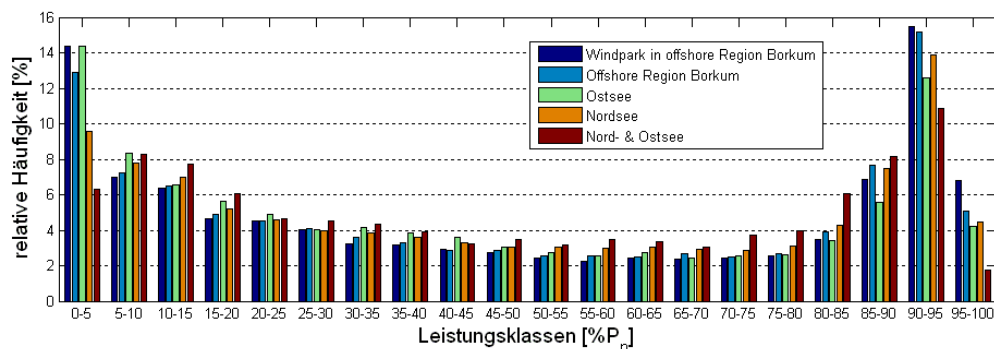
Abbildung 6-38: Dauerlinien von simulierten Offshore Windleistungen 2020 für das Windjahr 2007



Quelle: IWES

In den Leistungsdauerlinien ist dargestellt bei welcher Anzahl der Stunden des Windjahres 2007 das Niveau der eingespeisten Windleistung oberhalb einer Mindestleistung liegt. Der Kurvenverlauf, dessen Integral der Jahresenergielieferung entspricht, ist von der Höhe des Windenergieangebotes und der räumlichen Verteilung der Offshore Gruppierungen abhängig. Alle Kurven erreichen lediglich einen Maximalwert von 96,5% der installierten Leistung. Bei allen Kurven, mit Ausnahme der Kurve der Gruppierung „Ostsee“, werden während 4000 Stunden mindestens ca. 53% der installierten Leistung erreicht. Im Fall der Windenergieeinspeisung der Ostsee werden während 4000 Stunden lediglich mindestens ca. 43% der dort installierten Windleistung erreicht. Dahingegen treten bei der Windenergieeinspeisung der Ostsee häufiger hohe Leistungen über 85% der installierten Leistungen auf als bei der Windenergieeinspeisung der Nord- & Ostsee. Die Gruppierung „Nord- und Ostsee“ erreicht dafür während z.B. 7000 Stunden mindestens ca. 15% der installierten Windleistung, während die kleineren Gruppierungen in dieser Zeit nur maximal ca. 8-12% ihrer installierten Leistung erreichen.

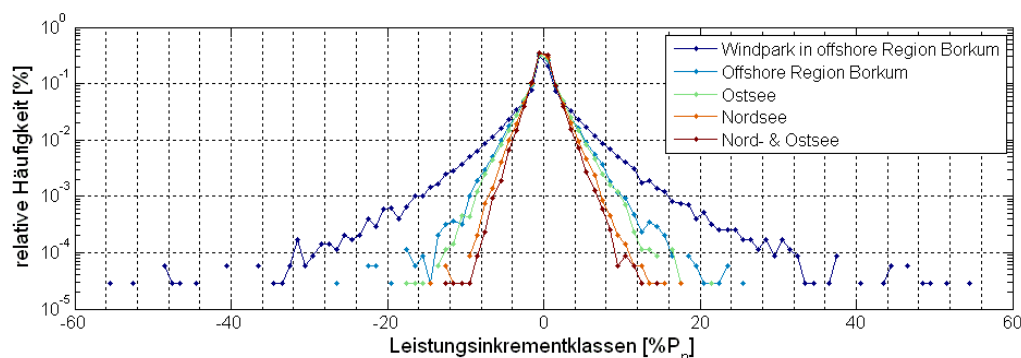
Abbildung 6-39: Häufigkeitsverteilungen von simulierten Offshore 15min-Windleistungsmittelwerten 2020 für das Windjahr 2007



Quelle: IWES

Diese Vergleichmäßigung der Windenergieeinspeisung bei größerer Windparkgruppierung wird auch in den Häufigkeitsverteilungen der eingespeisten Windleistungen deutlich. Während der einzelne Windpark häufiger niedrige und hohe auf seine Nennleistung normierte Leistungswerte aufweist, hat die Offshore Region, in der sich der Windpark befindet, mehr Leistungswerte im mittleren Bereich ihrer Nennleistung. Dieser Vergleichmäßigungseffekt nimmt noch weiter bei größeren Gruppierungen. Sehr hohe und niedrige normierte Leistungen werden bei größeren Gruppierungen seltener, mittlere normierte Leistungen häufiger eingespeist. Die Windenergieeinspeisung der Ostsee hat allerdings im Vergleich zur Nordsee weniger Leistungswerte im hohen Nennleistungsbereich, obwohl sie kleiner ist. Dies liegt daran, dass in der Ostsee seltener hohe Windgeschwindigkeiten auftreten als in der Nordsee, dafür aber mehr Flauten, was auch den hohen Anteil von Leistungen im niedrigen Nennleistungsbereich bei der Windenergieeinspeisung der Ostsee erklärt.

Abbildung 6-40: Häufigkeitsverteilungen der Inkremente von simulierten Offshore 15min-Windleistungsmittelwerten 2020 für das Windjahr 2007



Quelle: IWES

Am deutlichsten wird der Vergleichmäßigungseffekt bei Betrachtung der Häufigkeitsverteilungen der Windleistungsinkremente. Der einzelne Windpark schwankt von einem 15min-Mittelwert zu nächsten um bis zu ca. 55% seiner Nennleistung, während die Region Borkum, in der er sich befindet, nur um bis zu ca. 27% seiner Nennleistung schwankt. Die Windenergieeinspeisung der gesamten Ostsee weist aufgrund der größeren räumlichen Verteilung ihrer

Windparks noch weniger extreme Windleistungsinkremente als die Region Borkum auf, obwohl die dort installierte Windleistung nicht mal die Hälfte der in Borkum installierten Windleistung beträgt. Noch geringere Windleistungsschwankungen treten für die gesamte Nordsee auf. Die wenigsten extremen und somit die meisten geringen Windleistungsschwankungen hat die zusammengefasste Nord- & Ostsee, also das gesamte Offshore Gebiet. Weitere Analysen zur Vergleichmäßigung der Windenergieeinspeisung erfolgen in Kapitel 6.3.3.

6.3.2 Onshore Windleistungszeitreihen 2020

Tabelle 6-14 gibt einige Kennwerte der simulierten Windleistungszeitreihen der 1186 Onshore Netzknoten des Jahres 2020 normiert auf deren Nennleistung wieder und ist genauso aufgebaut wie Tabelle 6-13 für die Offshore Windleistungszeitreihen. Die erste Spalte gibt wiederum den Kennwert an, der für jede der 1186 Zeitreihen berechnet wurde. Aus den 1186 resultierenden Kennwerten aller Netzknoten sind der leistungsgewichtete Mittelwert, der maximale Wert und der minimale Wert angegeben.

Tabelle 6-14: Kennwerte der Onshore Windleistungszeitreihen 2020

Windjahr		2004	2005	2006	2007
Volllaststunden [h]	Mittelwert	1748	1771	1819	2151
	Maximum	3088	3007	2900	3330
	Minimum	390	505	651	847
Kapazitätsfaktor (mittlere Leistung) [% P_n]	Mittelwert	20,0	20,2	20,8	24,6
	Maximum	35,3	34,3	33,1	38,0
	Minimum	4,5	5,8	7,4	9,7
Maximale Leistung [% P_n]	Mittelwert	97,1	97,5	97,5	97,5
	Maximum	98,1	98,3	98,3	98,3
	Minimum	94,5	97,0	97,0	97,0
Maximaler Leistungsanstieg (15min) [% P_n]	Mittelwert	59,7	57,9	58,6	61,7
	Maximum	91,2	89,4	95,0	96,6
	Minimum	38,1	36,6	38,2	39,4
Maximaler Leistungsabfall (15min) [% P_n]	Mittelwert	55,4	56,0	55,6	57,5
	Maximum	93,1	92,1	90,3	90,0
	Minimum	34,9	33,0	33,3	35,7

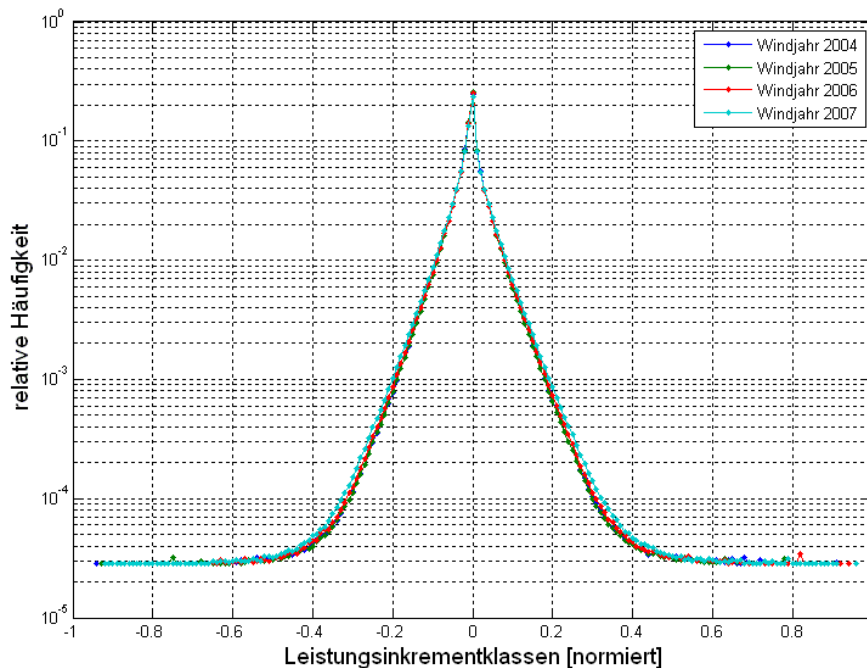
Quelle: IWES

Im Vergleich zu den Offshore Windleistungszeitreihen liegen die Volllaststunden, bzw. Kapazitätsfaktoren der Onshore Windleistungszeitreihen wesentlich niedriger, was neben den schlechteren Windverhältnissen Onshore auch auf den großen Anteil der Anlagen, die bereits heute errichtet sind und unter Berücksichtigung der Annahmen zum Repowering in das Onshore Simulationsverfahren einfließen, zurückzuführen ist. Die installierte Nennleistung dieser Anlagen macht ca. 1/3 der Onshore installierten Windleistung des Jahres 2020 aus. Da sie im Vergleich zu der angenommenen Nabenhöhe und Modell-Leistungskennlinie zukünftiger Anlagen größtenteils niedrigere Nabenhöhen und flachere Leistungskennlinien aufweisen, ziehen diese Anlagen die Onshore Volllaststunden auf ein niedrigeres Niveau herab.

In der Tabelle ist ebenfalls ersichtlich, dass bei keinem Netzknoten die Windleistung die Nennleistung erreicht. Dies liegt darin begründet, dass jede Zeitreihe pauschal um 2,5% reduziert wurde, um die elektrischen Verluste und die Verluste durch Nichtverfügbarkeit der Windenergieanlagen zu berücksichtigen. Dass einige Netzknoten Leistungswerte größer als 97,5% der Nennleistung erreichen, liegt in Rundungsmaßnahmen begründet. Die Leistungszeitreihen aller Netzknoten mit Nennleistungen größer oder gleich 1 MW wurden auf 10 kW gerundet, alle kleineren Netzknoten auf 0,01 kW. Netzknoten mit Leistungswerten deutlich größer als 97,5% der Nennleistung sind demzufolge kleine Netzknoten, die Nennleistungen etwas größer als 1 MW haben. So gibt es z.B. für das Windjahr 2007 lediglich 4 Netzknoten die Leistungswerte größer als 98% der Nennleistung erreichen. Sie haben die Nennleistungen von 1,06 MW, 1,51 MW, 1,17 MW und 1,07 MW. Die in den Zeitreihen minimalen auftretenden 15min-Mittelwerte der Onshore Windleistungszeitreihen sind in der Tabelle nicht angegeben, betragen jedoch für jedes Windjahr und bei allen Netzknoten Null.

Die in den Zeitreihen maximalen auftretenden Anstiege und Abfälle von einem 15min-Mittelwert zum nächsten liegen im Mittel zwischen ca. 55% und 62% der jeweiligen Netzknotennennleistung. Diese Mittelwerte liegen in einem vergleichbaren, nur etwas geringeren Bereich wie bei den Offshore Windleistungszeitreihen. Die maximalen und minimalen Leistungsanstiege und -abfälle sind jedoch wesentlich variabler als Offshore, was auf die große Anzahl und Verschiedenartigkeit der Onshore Netzknoten zurückzuführen ist. Unter den 1186 simulierten Netzknoten gibt es z.B. einen Netzknoten dessen maximaler Leistungsabfall für das Windjahr 2005 nur 33% seiner Nennleistung beträgt. Ebenso gibt es z.B. einen Netzknoten der von einem 15min-Mittelwert von 0,9% auf einen 15min-Mittelwert von 97,5% seiner Nennleistung springt, was bei ca. 35 MW installierter Windleistung jedoch nicht so sehr ins Gewicht fällt. Um einen Eindruck über die mittleren Leistungsänderungen zu gewinnen ist in Abbildung 6-41 die Mittelung der Häufigkeitsverteilungen der Leistungsinkremente aller Onshore Windleistungszeitreihen in 1%-Klassen dargestellt. Die Simulationsmethodik wurde dahingehend optimiert, gemessene Windleistungsschwankungen von Referenzwindparks nachzubilden.

Abbildung 6-41: Mittlere Häufigkeitsverteilung der Leistungsinkremente der simulierten Onshore Windleistungszeitreihen 2020



Quelle: IWES

6.3.3 Summenganglinien der Windenergieeinspeisung 2020

Die Windleistungszeitreihen der 1186 Onshore Netzknoten und der 46 Offshore Windparks werden für jeden Zeitpunkt summiert, um die deutschlandweite Windenergieeinspeisung 2020 (Summenganglinie 2020) zu betrachten. Die gesamte installierte Windleistung des Jahres 2020 ist durch das Szenario vorgegeben und beträgt $P_{n,Onshore}=36,976\text{GW}$ Onshore und $P_{n,Offshore}=14,07\text{GW}$ Offshore. Tabelle 6-15 gibt einige Kennwerte der Summenganglinien für die 4 Windjahre an.

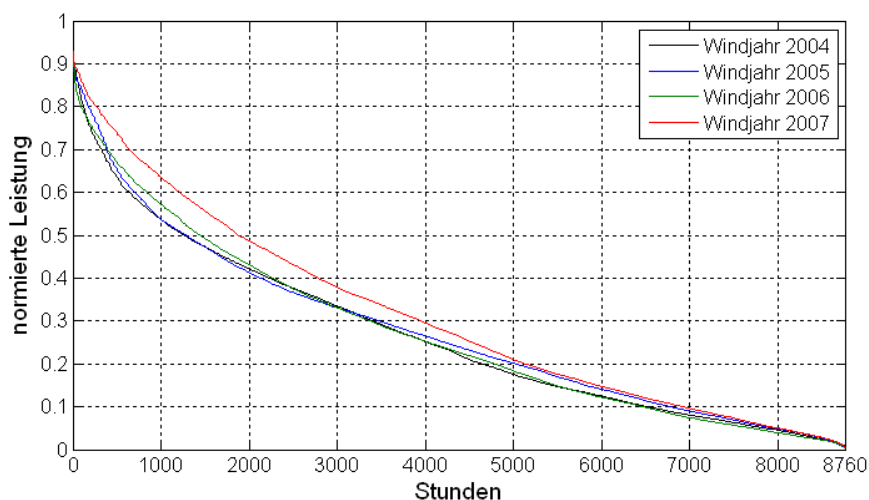
Es zeigt sich anhand der Volllaststunden und der Kapazitätsfaktoren, dass das Windjahr 2007 den größten Jahresertrag aufweist. Dies ist auf die hohen Windgeschwindigkeiten dieses Jahres zurückzuführen. Im Vergleich zu den Volllaststunden, die heute erreicht werden, liegen die Volllaststunden der simulierten Summenganglinien 2020 wesentlich höher. So betragen im Jahr 2007, in dem es noch keine Offshore Windenergie gab, die tatsächlichen Volllaststunden der deutschlandweiten Windenergieeinspeisung ca. 1870. Die Onshore Simulation für 2020 auf Grundlage der Windgeschwindigkeiten des Jahres liegt mit 2151 Volllaststunden im Mittel bedeutend höher. Nimmt man auch noch die Offshore Windenergie hinzu ergibt sich eine Volllaststundenzahl von 2726. Dass das Jahr 2007 ein besonders starkes Windjahr war, zeigt sich auch in den Leistungsdauerlinien der simulierten Summenganglinien 2020 für ganz Deutschland (On- & Offshore) in Abbildung 6-42. Für nahezu alle Stunden, liegt die Leistungsdauerlinie für das Windjahr 2007 über denen der anderen Windjahre.

Tabelle 6-15: Kennwerte der simulierten Summenganglinien der Windereinspeisung 2020

Windjahr			2004	2005	2006	2007	Mittelwert
installierte Windleistung	$P_{n,offshore}$	[MW]			14070		
	$P_{n,onshore}$	[MW]			36976		
	$P_{n,on- \& offshore}$	[MW]			51046		
Volllaststunden	offshore	[h]	3935	4171	3911	4240	4097
	onshore	[h]	1748	1771	1819	2151	1903
	on & offshore	[h]	2350	2432	2396	2726	2508
Kapazitätsfaktor (mittlere Leistung)	offshore	[% $P_{n,offshore}$]	44,9	47,6	44,6	48,4	46,8
	onshore	[% $P_{n,onshore}$]	20,0	20,2	20,8	24,6	21,7
	on & offshore	[% $P_{n,on- \& offshore}$]	26,8	27,8	27,4	31,1	28,6
Maximale Leistung	offshore	[% $P_{n,offshore}$]	96,5	96,5	96,3	96,5	96,4
	onshore	[% $P_{n,onshore}$]	92,0	91,0	92,5	92,6	92,2
	on & offshore	[% $P_{n,on- \& offshore}$]	92,8	92,4	92,9	92,8	92,8
Minimale Leistung	offshore	[% $P_{n,offshore}$]	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
	onshore	[% $P_{n,onshore}$]	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1
	on & offshore	[% $P_{n,on- \& offshore}$]	0,2	0,4	0,4	0,4	0,3
Maximaler Leistungsanstieg (15min)	offshore	[% $P_{n,offshore}$]	10,3	10,3	12,3	14,8	13,0
	onshore	[% $P_{n,onshore}$]	5,3	5,0	4,6	3,8	4,7
	on & offshore	[% $P_{n,on- \& offshore}$]	4,6	3,7	3,7	4,7	4,2
Maximaler Leistungsabfall (15min)	offshore	[% $P_{n,offshore}$]	-12,5	-12,0	-8,9	-12,7	-11,6
	onshore	[% $P_{n,onshore}$]	-6,5	-6,9	-8,9	-8,0	-8,2
	on & offshore	[% $P_{n,on- \& offshore}$]	-5,3	-5,1	-6,5	-5,9	-6,0

Quelle: IWES

Abbildung 6-42: Leistungsdauerlinien der simulierten Windereinspeisung 2020 (on- & Offshore)



Quelle: IWES

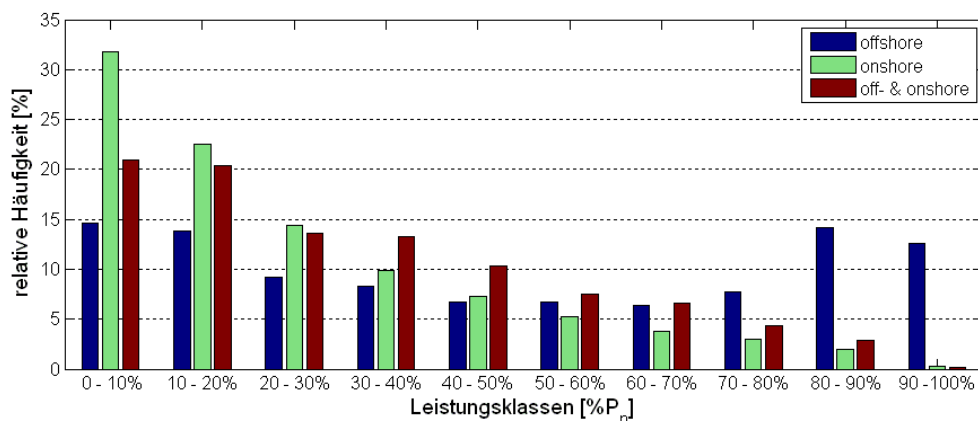
Vergleicht man die On- und Offshore Volllaststunden in Tabelle 6-15 für die 4 Windjahre miteinander, wird deutlich, dass die Offshore Windenergie über die Jahre gleich bleibender ist. Während Onshore das stärkste Windjahr (2007) ca. 23% mehr Volllaststunden als das schwächste (2004) aufweist, beträgt dieser Unterschied (Windjahr 2007 zu 2006) Offshore lediglich ca. 8,5%. Zudem wird durch diesen Vergleich deutlich, dass z.B. ein starkes Windjahr Onshore nicht unbedingt auch ein starkes Windjahr Offshore bedeuten muss.

Die Volllaststunden, bzw. die Mittelwerte (Kapazitätsfaktoren) der normierten simulierten Summenganglinien in Tabelle 6-15 sind Offshore für alle Windjahre bedeutend höher als Onshore. Das Verhältnis dieser Kenngrößen von off- zu Onshore liegt für jedes Windjahr bei

über 2, was auf die Tatsache zurückzuführen ist, dass Offshore (auch im Mittel) wesentlich höhere Windgeschwindigkeiten als Onshore auftreten und Offshore ausschließlich moderne Anlagen angesetzt werden. Was die konkreten Werte der Volllaststunden oder der Mittelwerte anbelangt, ist jedoch zu beachten, dass sie stark von den für die Simulationen getroffenen Annahmen abhängen (siehe z.B. Sensitivitätsanalyse in Kapitel 6.2.3.2 oder Kapitel 6.2.2.4).

Abbildung 6-43 zeigt wie häufig Leistungswerte der simulierten Summenganglinien 2020 in bestimmte Klassen von 10% der installierten Windleistung fallen. Während Onshore die Häufigkeiten bei höher werdenden Leistungsklassen abnehmen, fallen Offshore über ein Drittel der Leistungswerte in das obere Drittel der Offshore installierten Windleistung. Der Darstellung liegen die für das Windjahr 2007 simulierten Summenganglinien 2020 zugrunde, jedoch lassen sich die Tendenzen weitestgehend auch auf die anderen Windjahre übertragen.

Abbildung 6-43: Häufigkeitsverteilung von Leistungsklassen der simulierten Summenganglinien der Windeneinspeisung 2020 für das Windjahr 2007



Quelle: IWES

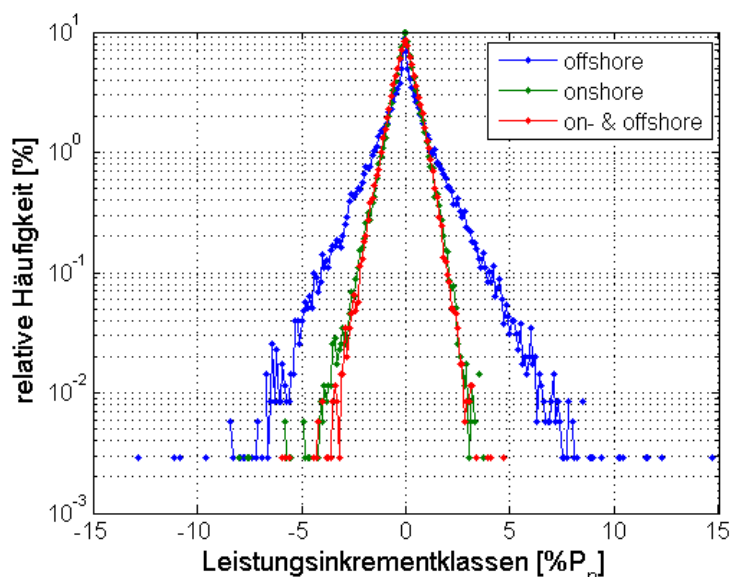
In Tabelle 6-15 sind ebenfalls die maximalen aufgetretenen 15min-Werte der simulierten Summenganglinien 2020 für die verschiedenen Windjahre angegeben. Offshore werden die maximal möglichen 96,5% der Offshore installierten Windleistung erreicht. Die zum Erreichen von 100% fehlenden 3,5% entsprechen den bei der Simulation pauschal angesetzten Leistungsverlusten (aufgrund windparkinterner elektrischer Verluste und Nichtverfügbarkeit). Daraus lässt sich schlussfolgern, dass es Zeiten gibt, bei denen alle Offshore Windparks ihre maximal mögliche Windleistung einspeisen. Onshore ist dies nicht der Fall, hier werden zu keinem Zeitpunkt 93% (oder mehr) der Onshore installierten Windleistung erreicht. Dies liegt an der Vergleichmäßigung, die aufgrund der hohen räumlichen Verteilung Onshore zum Tragen kommt.

Betrachtet man die minimalen aufgetretenen 15min-Werte der simulierten Summenganglinien 2020 in Tabelle 6-15 wird deutlich, dass es On- & Offshore Zeiten gibt, bei denen nahezu keine Windenergie ins deutsche Stromnetz eingespeist wird.

Die Spalten „maximaler Leistungsanstieg“ und „maximaler Leistungsabfall“ in Tabelle 6-15 geben die maximalen Änderungen an, die von einem 15min-Wert zum nächsten innerhalb der Summenganglinien 2020 für die verschiedenen Windjahre auftreten. Diese liegen Offshore

bedeutend höher (etwa doppelt so hoch) wie Onshore, was ebenfalls auf die höhere Vergleichmäßigkeit Onshore zurückzuführen ist. Abbildung 6-44 zeigt die Häufigkeitsverteilungen der Leistungsänderungen der Summenganglinien, d.h. die 15min-Windleistungsinkremente, für Klassen von 0,1% der jeweils installierten Windleistung und für das Windjahr 2007. Es treten Offshore wesentlich häufiger hohe Windleistungsinkremente auf als Onshore. Die extremsten Inkremente in der Darstellung, d.h. die Punkte, welche am weitesten links, bzw. rechts liegen, entsprechen den zugehörigen Angaben in Tabelle 6-15. Durch das Zusammenfügen der On- & Offshore Summenganglinien reduziert sich die Anzahl extremer Inkremente noch weiter. Die Häufigkeitsverteilung der Windleistungsinkremente der kombinierten On- & Offshore Summenganglinie ist noch schmaler als die der ausschließlichen Onshore Summenganglinie. Durch das Hinzunehmen von Offshore Windparks wird die deutschlandweite Windenergieeinspeisung gleichmäßiger.

Abbildung 6-44: Häufigkeitsverteilung von Leistungsinkrementklassen der simulierten Summenganglinien der Windenergieeinspeisung 2020 für das Windjahr 2007



Quelle: IWES

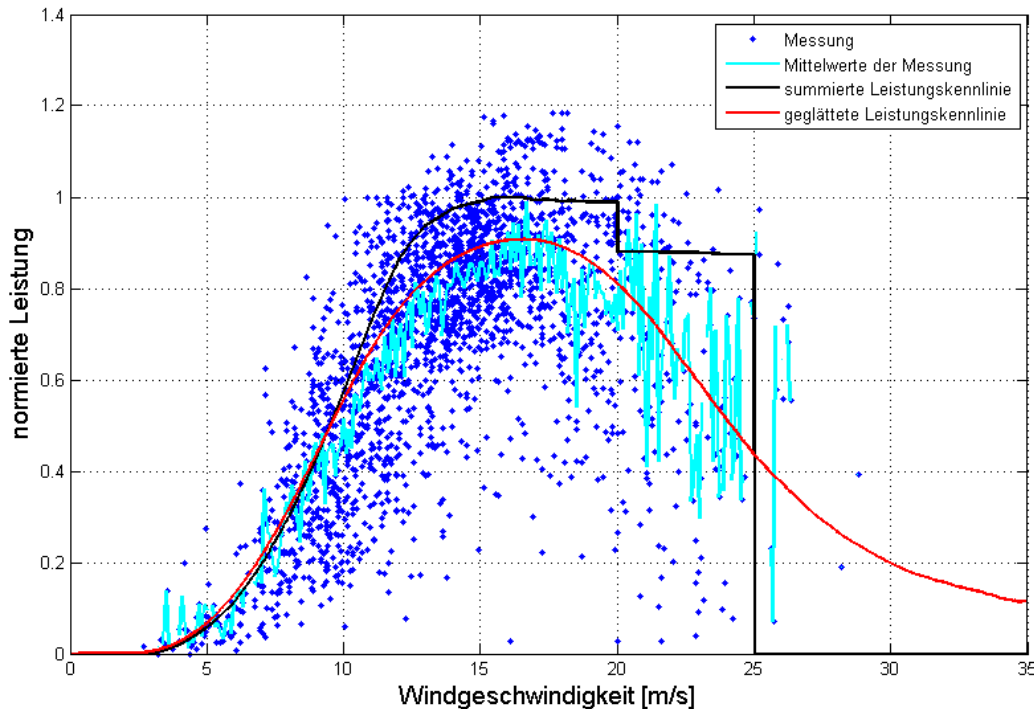
6.3.4 Simulation von Sturmabschaltungen

Zur Überprüfung inwieweit Sturmabschaltungen durch die Methodik zur Generierung der Windleistungszeitreihen 2020 korrekt simuliert werden, wurden Zeiten detektiert, an denen Sturmabschaltungen an den Referenzwindparks (Kapitel 6.1.3) stattfanden⁵⁸. Zur Erkennung von Sturmabschaltungen wurden, neben den Leistungsmessungen, mit dem IWES-Messnetz gemessene Windgeschwindigkeiten herangezogen, wobei jedem Referenzwindpark der nächstgelegene Messmast zugeordnet wurde. Mit dem Kriterium, dass die Windgeschwindigkeit größer 20 m/s und gleichzeitig die Parkleistung unter 80% der Nennleistung liegt, wurden

⁵⁸ DWMon, 2007

98 Sturmabschaltungen an 29 Windparks erkannt. Die Sturmabschaltungen verteilen sich auf insgesamt 8 Stürme im Zeitraum 2004 bis 2007. Abbildung 6-45 zeigt die gemessenen und auf Nennleistung normierten Leistungen bei Sturmabschaltungen über den zugehörigen Windgeschwindigkeiten der Wettermodelldaten an den Standorten der Referenzwindparks.

Abbildung 6-45: Simulation von Sturmabschaltungen



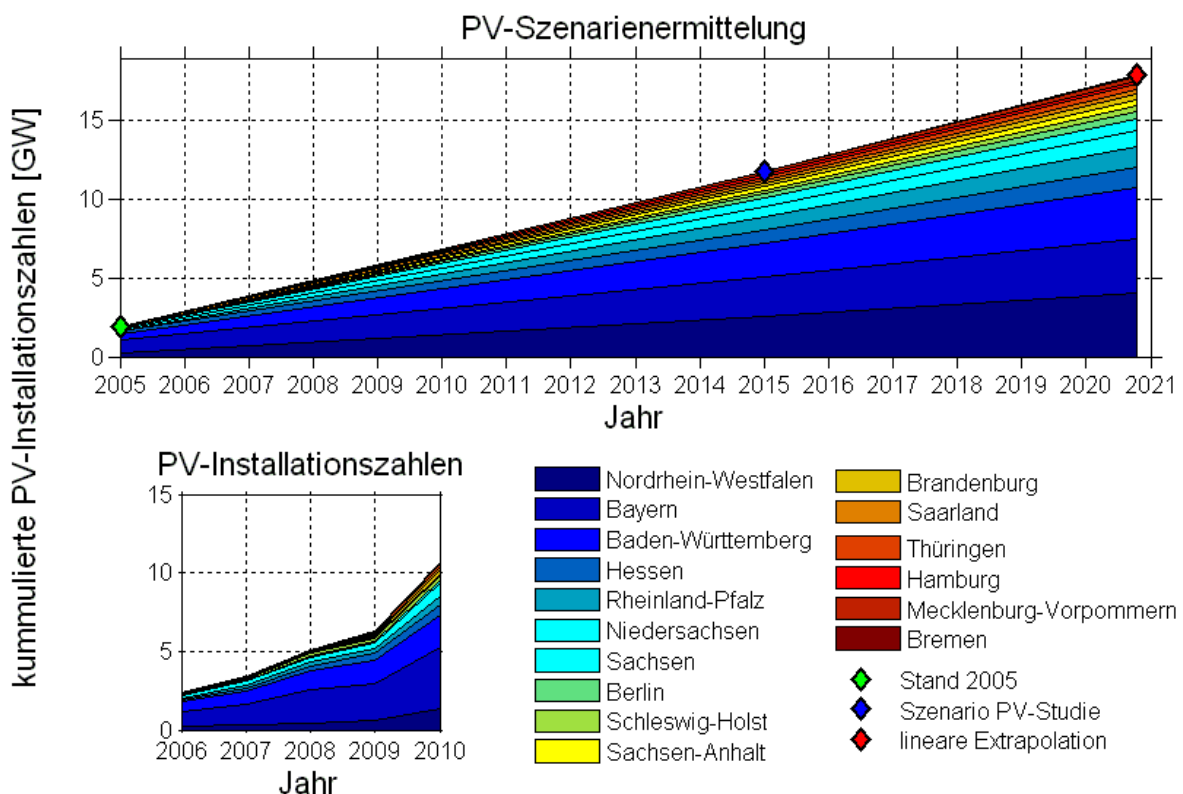
Quelle: IWES

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass bei hohen Windgeschwindigkeiten (über 20 m/s) Leistungen im gesamten Nennleistungsbereich auftreten können (blaue Punkte). Dieses extrem variable Verhalten von Windparks bei Windgeschwindigkeiten im Bereich der Sturmabschaltungen verkompliziert eine realitätsnahe Simulation. In der Tat ist die korrekte Vorhersage von Sturmabschaltungen Gegenstand aktueller Forschungen (siehe hierzu auch Kapitel 21.3). Für diese Studie muss es genügen Sturmabschaltungen wenigstens im Mittel korrekt abzubilden. Die geglättete Leistungskennlinie wurde mit dem 1. und 3. Parameter aus Kapitel 6.2.1.7 aus der summierten Leistungskennlinie (schwarze Linie) erstellt, welche die Summe aller WEA-Leistungskennlinien der für die Sturmabschaltungsanalyse herangezogenen Windparks mit anschließender Normierung darstellt.

7 Generierung von Zeitreihen der Stromeinspeisung von Photovoltaikanlagen für das Jahr 2020

In der vorliegenden Studie werden für das Jahr 2020 insgesamt 17,9GW installierter Photovoltaik-Leistung in Deutschland angenommen (siehe Kapitel 6 Tabelle 6-1). Um die wetter-, tages- und jahreszeitabhängige Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) adäquat in den Netzberechnungen der Studie berücksichtigen zu können, werden Leistungszeitreihen der PV-Einspeisung für das Jahr 2020 in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und einer räumlichen Auflösung von Bundesländern generiert. Die hierfür nötigen PV-Nennleistungen der einzelnen Bundesländer des Jahres 2020 wurden aus dem Stand des Jahres 2005 und dem Szenario für 2015 der Studie "Wertigkeit von PV-Strom"⁵⁹ derart linear extrapoliert, dass ihre Summe 17,9 GW entspricht. Wie im oberen Teil der Abbildung 7-1 ersichtlich, werden die 17,9GW mit dieser Methode am Ende des Jahres 2020, dem Bezugsjahr der vorliegenden Studie, erreicht, was dafür spricht, dass die Methode gut dafür geeignet ist, die PV-Installationszahlen der Bundesländer 2020 in Summe für die vorliegende Studie zu ermitteln.

Abbildung 7-1: Ermittlung der PV-Installationszahlen 2020 und Gegenüberstellung zu den heutigen



Quelle: IWES

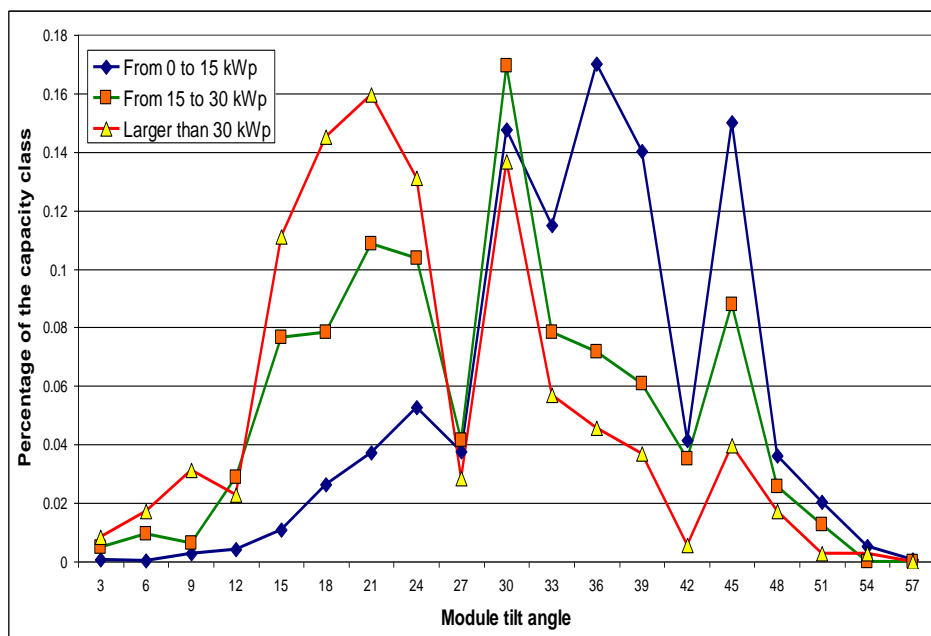
⁵⁹ Bofinger (2007)

Das untere Bild zeigt die Entwicklung der PV-Zahlen der letzten Jahre⁶⁰⁻⁶¹. Im Jahr 2009 wurden ca. 4 GW PV-Leistung installiert und die gesamte in Deutschland installierte PV-Leistung lag zu Anfang des Jahres 2010 bereits über 10 GW. In Bayern war im Jahr 2010 bereits mehr PV-Leistung installiert, als sich mit der für die vorliegende Studie verwendeten Methode zur Ermittlung der PV-Installationszahlen für das Jahr 2020 ergibt. Weitere Informationen zu dem drastischen Anstieg der PV-Installationszahlen von 2008 bis 2010 befinden sich in Kapitel 5.

Die Datenbasis für die solare Einstrahlung bilden die vom SODA zur Verfügung gestellten Globalstrahlungsdaten⁶², die aus Satellitenbildern von METEOSAT mit dem Verfahren Helioclim-3 berechnet wurden. Für die Simulation wurden Daten mit einer räumlichen Auflösung von 14 km x 14 km verwendet. Zur Berücksichtigung der Leistungseinbußen von PV-Modulen durch Erwärmung werden Temperaturwerte des Deutschen Wetterdienstes aus dem LM2-Modell (siehe Kapitel 7.1.1) verwendet.

Für die Ausrichtung der PV Modulen, d.h. ihre Neigung und Orientierung, werden die PV-Anlagen in Klassen unterteilt. Für jede Klassen wird eine zwei-dimensionale Verteilung, d.h. die Anzahl von Anlagen pro Neigung- und Orientierungsklassen, verwendet (siehe Abbildung 7-2 und Abbildung 7-3). Die Ausrichtungsverteilungen stammen aus einer statistischen Analyse der SFV Datenbank und der Sunny-Portal Stammdaten, welche ca. 12000, bzw. 14000 PV-Anlagen enthalten

Abbildung 7-2: Häufigkeitsverteilung der Anlagenneigung für drei Leistungsklassen



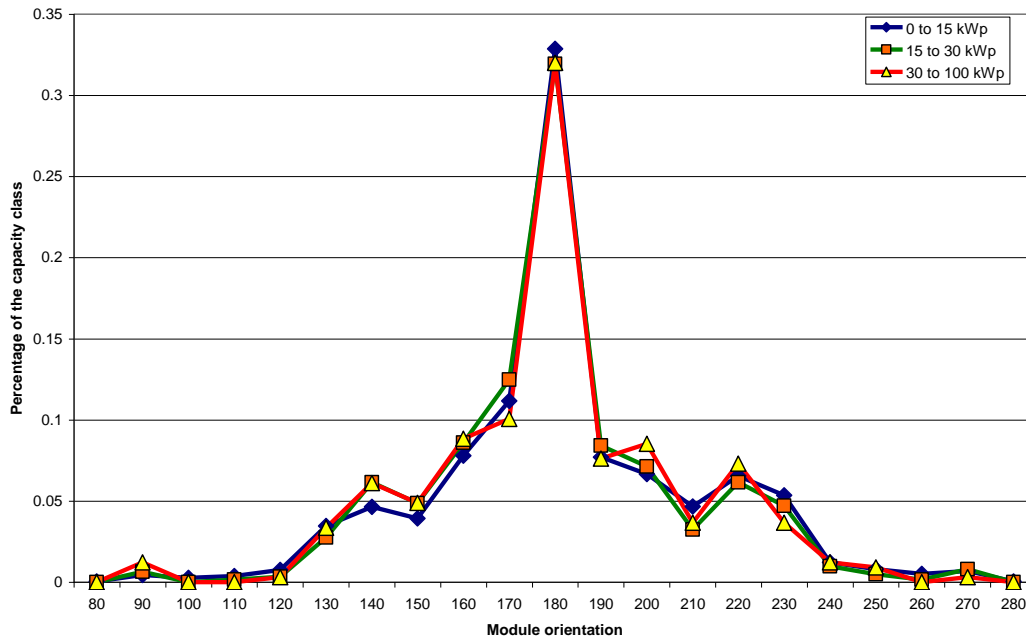
Quelle: IWES

⁶⁰ BNetzA (2010)

⁶¹ Energymap (2010)

⁶² SoDa (2009)

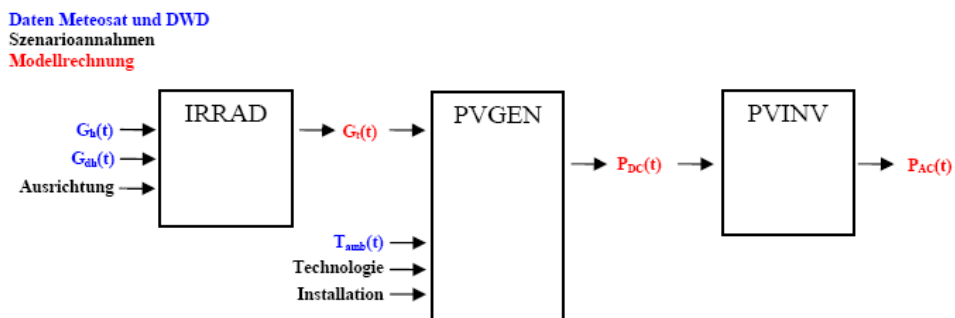
Abbildung 7-3: Häufigkeitsverteilung der Anlagenausrichtung für drei Leistungsklassen



Quelle: IWES

Zur Berechnung der Einstrahlung auf PV-Modulebene wurde erst der diffuse Anteil der Solarstrahlung mit dem Skartveit-Olseth Modell⁶³ bestimmt. Im zweiten Schritt wurde die Einstrahlung auf PV-Modulebene mit dem Modell von Klucher⁶⁴ berechnet.

Abbildung 7-4: Verfahren zur Generierung der PV-Zeitreihen



Quelle: IWES

Für jeden Standort werden viertelstündliche Zeitreihen der diffusen und direkten Einstrahlung bestimmt. Damit wird die Einstrahlung auf PV-Modulebene für alle Kombination von Ausrichtung simuliert (Berechnungsschritt „IRRAD“). Für jede Kombination wird dann die Leistungseinspeisung der PV-Module unter Berücksichtigung der Temperatur, des PV-Modultyps

⁶³ Skartveit-Olseth (1998)

⁶⁴ Klucher (1979)

und der installierten Kapazität (im Berechnungsschritt „PVGGEN“) und des Wechselrichter (im Berechnungsschritt „PVINV“) simuliert. Die Einspeisung aller Kombination wird anschließend mit ihrer Häufigkeit gewichtet und aufsummiert.

Als PV-Modultyp werden Standard Polykristalline Module zugrunde gelegt. Ihre elektrische Leistung wurde mit Hilfe des HGB-Modells⁶⁵ in Abhängigkeit der Einstrahlung auf PV-Modulebene und der Temperatur simuliert. Für den Wechselrichter wurden Standard-Wechselrichter zugrunde gelegt und mit dem Schmidt-Sauer-Modell⁶⁶ nachgebildet.

Die PV-Modul-Verschmutzung und -Abschattung, Kabel-Verluste und andere Verluste werden durch einen Abschlag berücksichtigt.

Die PV-Einspeisung wird auf Basis der Annahmen bzgl. der räumlichen Aufteilung der installierten Kapazität für verschiedene Leistungsklassen für 3027 Standorte in Deutschland simuliert. Zugrunde liegt das Raster mit einer räumlichen Auflösung von 14x14 km. Auf Basis dieser Simulation wird die gesamte Einspeisung für jedes Bundesland aufsummiert.

⁶⁵ Beyer et al (2004)

⁶⁶ Schmidt, Sauer (1996)

8 Literaturverzeichnis Teil I

Argyriadis et al. (2004): Forschungsplattform FINO 1 – einige Messergebnisse 2004.
<http://www.bine.info/pdf/infoplus/Jahresbilanz.pdf>

BERR (2007): Capital Grant Scheme for the North Hoyle Offshore Wind Farm Annual Report: July 2005 –June 2006. In: Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform (BERR). North Hoyle 2nd DTI Operation Report, 03/10/2007. www.berr.gov.uk/

Beyer (2004), J. Schumacher (1998): Estimation of model parameters for I-V curves of PV modules from operational data. 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion. Vienna, Austria.

BGBI (2006): Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben. Veröffentlicht im Bundesgesetzblatt Jahrgang 2006 Teil I Nr.59, 16/12/2006.

BMU-Leitstudie (2007): Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Aktualisierung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Untersuchung von Dr. J. Nitsch im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, 02/2007.

BMVBS (2008): Entwurf einer Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone vom 13/06/2008. Hrsg.: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), veröffentlicht durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie (BSH). www.bsh.de

BNetzA (2010): PV-Leistung pro Bundesland
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html

Bofinger (2007): Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen - Welche Wertigkeit hat Solarstrom? Wertigkeit von PV-Strom. ISET, Kassel, 2007

Christiansen, M.B., Hasager, C.B. (2005): Wake effects of large Offshore wind farms identified from satellite SAR. Accepted 22/07/2005. Elsevier. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark. Remote Sensing of Environment 98, 2005, S.251-268.

dena (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studie des Konsortiums DEWI/E.ON Netz/EWI/RWE Transportnetz Strom/VE Transmission im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur, Berlin. 02/2005

dena (2008): In: Deutsche Energie-Agentur (dena), Webseite zur Offshore-Windenergie. Stichwort: Tabelle mit Windparks. Abgerufen 12/02/2008. www.Offshore-wind.de

DEWI (2006): Abschätzung des zukünftigen Einspeisepotenzials aus dezentralen Erzeugungsanlagen in Niedersachsen. Studie der DEWI GmbH im Auftrag der E.ON Netz GmbH. Wilhelmshaven, 02/2006.

DEWI/BEI (2007): Kapazitätsbedarfsanalyse für den Anschluss von Offshore-Windparks im Verantwortungsbereich der E.ON Netz GmbH. Studie von DEWI GmbH und Bremer Energie Institut im Auftrag der E.ON Netz GmbH. Wilhelmshaven/Bremen, 07-10/2007.

DEWI (2008): Windenergienutzung in Deutschland – Stand: 31.12.2007. Artikel von Carsten Ender. In: DEWI Magazin Nr.32. Hrsg.: DEWI GmbH, Wilhelmshaven, 02/2008

DIBt (2004): Richtlinie für Windenergieanlagen. Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. In: Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt).

Döpfer (1996): Konzeption und Realisierung eines Überwachungssystems für WMEP-Fernmessnetz-Komponenten.

DOTI (2007): In: Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur GmbH & Co. KG (DOTI). Fact-Sheet alpha ventus. Pressemitteilung, 06/09/2007. www.alpha-ventus.de

DWD (2005): Handbuch zum Lokal Modell Europa. In: Deutscher Wetterdienst (DWD). Jan-Peter Schulz, Ulrich Schättler. Kurze Beschreibung des Lokal-Modell LME und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Offenbach, 01/03/2005.

DWMon (2007): TP2 Kurzzeitprognose. Erkennung von Sturmabschaltungen. In: Deutscher Windmonitor (DWMon).

EEG-Novelle 2009 (2008): Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008, Teil I Nr.49 vom 31/10/2008, S. 2074-2100

EnBW (2009): EnBW vergibt Auftrag für ersten kommerziellen Offshore-Windpark Deutschlands an der Ostsee (Baltic 1) an Siemens. Pressemitteilung, 20/04/2009.

Enercon (2003): Auch bei Sturm wird geerntet. Windblatt - das Enercon Magazin. Ausgabe 2/2003, S.4-5. www.enercon.de

Enercon (2008): Produktbeschreibung E 82. www.enercon.de

Energymap (2010): <http://www.energymap.info/>

Gasch, J. Twele (2005): Windkraftanlagen, Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. Teubner Verlag, Wiesbaden, 12/2005. 4, vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, ISBN: 3-519-36334-8.

GL (2003): Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen. In: Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH (GL).

GL (2008): In: Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH (GL). Webseite zur Forschungsplattform FINO 1. Abgerufen 20/02/2008. www.fino-Offshore.de

Hahn, B. (1997): Einfluss der Witterung auf Windenergieanlagen. Leipzig, 22. FGW-Workshop, 06./05/1997.

Hahn, B. et al. (2006): Reliability of Wind Turbines - Experiences of 15 years with 1,500 WTs. 09/02/2006.

Holmstrøm, O. (2007): Survey of reliability of large Offshore wind farms Part 1: Reliability of state-of-the-art wind farms. Bericht zum Work Package 9: Electrical grid, Deliverable D9.1. vom 08/2007. www.upwind.eu

ISET (2005): Windenergie Report Deutschland 2005. In: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET). Kassel, 2005.

Jensen et al. (1986): A Simple Model for Cluster Efficiency. European Wind Energy Association. Conference and Exhibition, Rome, 1986.

Klucher (1979): Evaluation of models to predict insulation on tilted surfaces. Journal of Solar Energy 23(2), S.111-114.

Kindler, D., Oldroyd, A. (2007): Comparison of the ZephIR Wind-LiDAR to Classical Cup Measurements On- and Offshore. European Windenergy Conference, Mailand 2007.

Manwell et al. (2002): Wind Energy Explained – Theory, Design Application. Chichester (UK), 2002. Neue und korrigierte Auflage, November 2006. ISBN 13: 978-0-471-49972-5.

Mechali et al. (2006): Wake effects at Horns Rev and their influence on energy production. European Wind Energy Conference and Exhibition, Athen 2006.

Multibrid (2008): Technische Daten zur M5000. Abgerufen 03/02/2008. www.multibrid.com/m5000/daten.html

MU MVP (2002): Landesatlas Erneuerbare Energien Mecklenburg-Vorpommern. Hrsg.: Umweltministerium Mecklenburg-Vorpommern.

MVP (2004): Hinweise für die Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen in Mecklenburg-Vorpommern. Gemeinsame Bekanntmachung der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern vom 20/10/2004.

Neckelmann, Petersen (2000): Evaluation of the stand alone wind and wave measurement system for the Horn's Reef 150MW Offshore wind farm in Denmark. Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente ENEA (Rome), (Editor). OWEMES 2000 Proceedings. ENEA, 2000, S. 17-27.

Neue Energie (2007): Ungleiche Nachbarn. Artikel von Marcus Franken. In: Neue Energie 11/2007, S. 20-23.

Nørgaard, Holttinnen (2004): A Multi Turbine Power Curve Approach. Nordic Wind Power Conference, 1-2/03/2004.

NRW-Erlass (2005): Grundsätze für Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen. Gemeinsamer Runderlass der Landesregierung Nordrhein-Westfalen vom 21/10/2005

OFW et al. (2008): Stellungnahme zum Entwurf einer Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone. Hrsg.: Offshore Forum Windenergie, Stiftung Offshore-Windenergie, Wirtschaftsverband Windkraftwerke, Windenergie-Agentur Bremerhaven/Bremen, Bundesverband WindEnergie, windcomm Schleswig-Holstein, Offshore Energies Competence Network Rostock. Hamburg, 12/09/2008

OVG Münster (2007): Festlegung von Eignungsbereichen für Windkraft im Gebietsentwicklungsplan Münsterland wirksam. Pressemitteilung des Oberverwaltungsgerichts Münster zum Urteil (Az.: 8 A 4566/04), 06/09/2007.

PG Rheinhessen-Nahe (2007): Regionaler Raumordnungsbericht 2007.

REpower (2007): Jens Gößwein, Produktmanager Geschäftsfeld Offshore bei REpower. E-mailkontakt 09/07/2007.

REpower (2008): Imagebrochure zur 5M. www.repower.de

Riedel, Neumann (2007): RANS-Modelling of Wind Flow through Large Offshore Wind Farms. DEWI GmbH. EWEC 2007, Mailand 7-10/05/2007

RPF-Rundschreiben (2006): Hinweise zur Beurteilung der Zulässigkeit von Windenergieanlagen. Gemeinsames Rundschreiben der Landesregierung Rheinland-Pfalz, 30/01/2006

Salzmann et al. (2007): Ampelmann Demonstrator Developing a Motion compensating platform for Offshore access. European Wind Energy Conference, Mailand, 9/05/2007.

Schmidt, Sauer (1996): Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung von Wechselrichter-Wirkungsgraden. Sonnenenergie Nr.11

Skartveit et al. (1998): An hourly diffuse fraction model with correction for variability and surface albedo. Solar Energy 63, pp. 173–183.

SoDa (2009): www.soda-is.com

Sørensen et al. (2008): WP1B4 – Up-scaling, UpWind project. www.upwind.eu

Tambke et al. (2006): Offshore Meteorology for Multi-Mega-Watt Turbines. Konferenzbeitrag, European Wind Energy Conference EWEC 2006. Athen, 27/02/2006 - 02/03/2006.

Türk, Emeis (2007): Wind- und Turbulenzmessungen an der Offshore-Messplattform FINO1. Konferenzbeitrag Meteorologentagung. Dach, 09/2007

Uni Oldenburg (2004):. User - Manual FLaP 2.1 Wind Farm Layout Program. 28.05.2004.

Vestas (2008): Technische Daten zur V 90. Abgerufen 03/01/2008.
www.vestas.de/html_ls/v90_3,0.htm

Vestergaard (2005): Offshore Technology/Operation & Maintenance – accessibility. Copenhagen Offshore Wind, 26-28/10/2005.

WindEnergy-Studie (2008): Entwicklung der Windenergie in Deutschland und der Welt bis zum Jahr 2012, 2017 und 2030. Studie der DEWI GmbH im Auftrag der Husum WindEnergy. Wilhelmshaven, 05/2008.

Windmonitor (2008): renewable energy information system on internet.
<http://www.windmonitor.de>

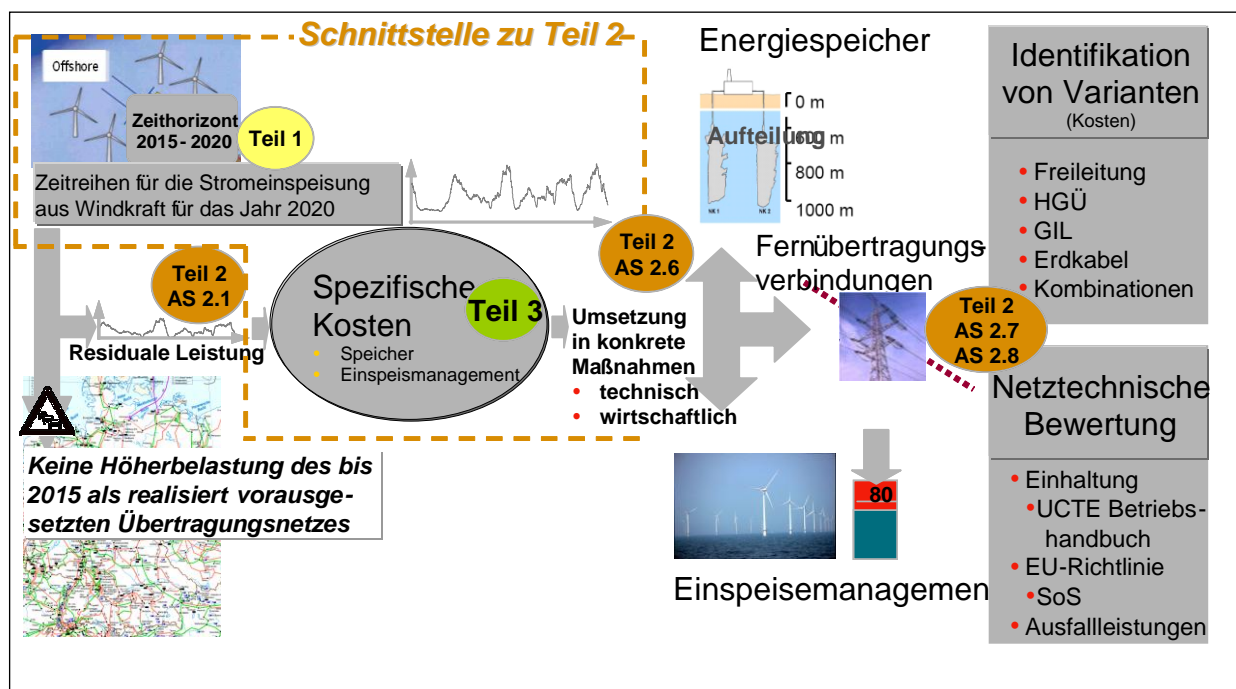
Windtest KWK (2005): Prognose der DEA-Einspeiseleistung in Schleswig-Holstein für das Jahr 2010/2011. Studie der Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH im Auftrag der E.ON Netz GmbH (unveröffentlicht). Kaiser-Wilhelm-Koog, 09/2005.

TEIL II

AUSWIRKUNGEN AUF DAS NETZ

Ziel der netztechnischen Untersuchungen ist es, das Übertragungsnetz an die zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien und insbesondere der Windenergie im Zeitraum 2015 bis 2025 anzupassen und kostengünstige Lösungen für das gesamte Elektrizitätssystem zu erarbeiten. Mit den Lösungen soll der Strom aus erneuerbaren Energien und insbesondere aus Windenergie ohne Einbußen an Versorgungszuverlässigkeit und mit wirtschaftlich vertretbaren Verlusten in die Verbrauchszentren transportiert werden können. Dabei ist, auch in Übereinstimmung mit den europäischen und nationalen Regelwerken, von folgenden Grundsätzen (Aufzählung ohne Anspruch auf Vollständigkeit) auszugehen:

- Grundsätzlicher Vorrang der erneuerbaren Energien, Balance von Erzeugung und Verbrauch, ohne dass der Verbrauch beeinträchtigt wird,
- Vorhaltung eines angemessenen Niveaus an Regel- und Reserveleistung,
- Die Erzeugung unterliegt ausschließlich dem marktorientierten Wettbewerb (Standorte, Kapazitäten, Inanspruchnahme), wobei für deren Anschluss und Betrieb technische Mindestvorschriften einzuhalten sind.
- Bei der Systemführung sind die Anforderungen an die Systemparameter und das (n-1)-Kriterium einzuhalten.
- Bei der Netzauslegung ist die Grenzbelastbarkeit der Netzelemente strikt einzuhalten. Die Netze müssen somit auch den zukünftig zu erwartenden Anforderungen aus dem nationalen und europäischen Handel und dem zu erneuernden Kraftwerkssystem genügen. Eine Gesamtkonzeption zur Übertragung der Offshore-Leistung aus der Nord- und Ostsee in die Lastschwerpunkte im Landesinneren soll entwickelt werden. Dabei sollen die Wechselwirkungen mit dem Verbundnetz beachtet werden.



Die Dimensionierung der notwendigen Übertragungstechniken bedarf einer detaillierten Untersuchung und Optimierung. Im Einzelnen sollen zunächst Möglichkeiten einer verbesserten Ausnutzung und Ertüchtigung bzw. Verstärkung vorhandener Netze untersucht werden. Darauf aufbauend werden notwendige Ausbaumaßnahmen des Übertragungsnetzes (z.B. Fernübertragungsverbindungen) untersucht.

9 Abhängigkeit der Betriebsmittelbelastbarkeit von Umgebungsbedingungen

9.1 Bestandsaufnahme zum Stand der Technik im internationalen Umfeld

Die Übertragungskapazität von Freileitungen wird begrenzt durch die maximal zulässige Leitertemperatur sowie durch den in den geltenden Normen geforderten Mindestabstand der Leiter zum Boden, der aus Sicherheitsgründen (Verkehrssicherungspflicht) zu jedem Zeitpunkt des Betriebs gewahrt bleiben muss. Der Bodenabstand verändert sich aufgrund der Längendehnung des Leiters mit der Leitertemperatur. Einflussgrößen auf den Bodenabstand sind zum einen der Strom, der den Leiter durchfließt, und zum anderen die Wetterbedingungen, die den Leiter umgeben. Hier haben insbesondere die Größen Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Windanströmwinkel Einfluss auf die Leitertemperatur und damit auf den Durchhang bzw. Bodenabstand.

Für die Auslegung von Freileitungen sehen die Errichtungsvorschriften (DIN EN 50341) konservative Wetterbedingungen vor, die den maximal zulässigen Betriebsstrom eines Leiterseiles bestimmen. Diese konservativen Wetterbedingungen sind von den nationalen Vorgaben abhängig. In vielen mitteleuropäischen Ländern werden eine Umgebungstemperatur von 35°C und eine Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s senkrecht zur Leiterachse bei voller Sonnenstrahlung angesetzt.

Da diese konservativen Wetterbedingungen zum großen Teil des Jahres nicht erreicht werden, bestehen zeitweise Übertragungsreserven, die sich daraus ergeben, dass bei günstigeren Wetterbedingungen der Strom entsprechend höher sein kann, ohne dass beim Leiterseil der Mindestbodenabstand unterschritten oder die maximal zulässige Leitertemperatur erreicht werden. Es müssen also die aktuell herrschenden Wetterbedingungen erfasst werden, um daraus die aktuell mögliche maximale Strombelastbarkeit bzw. Übertragungskapazität zu ermitteln. Hierbei muss allerdings in Kauf genommen werden, dass bei entsprechend ungünstigeren Wetterbedingungen (wenig Wind, hohe Temperaturen, kleine Windanströmwinkel) auch niedrigere Übertragungskapazitäten vorhanden sein können als nach dem konservativen Ansatz gemäß den Freileitungserrichtungsvorschriften.

Die Strombelastbarkeit eines Leiters in Abhängigkeit von Wetterrandbedingungen lässt sich nach verschiedenen veröffentlichten Modellansätzen berechnen (z. B. CIGRE, IEEE).

Um die wetterabhängige Strombelastbarkeit des Leiters im Netzbetrieb nutzen zu können, sind verschiedene Maßnahmen erforderlich, die den gesamten Stromkreis in die Lage versetzen, den maximal auftretenden Strom führen zu können. Zudem muss die Netzführung den maximal möglichen Strom eines Stromkreises zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung haben.

Ein System, das dies ermöglicht wird mit Freileitungs-Monitoring System bezeichnet. Es müssen folgende wesentliche Punkte erfüllt sein:

- Das System ermittelt online die wetterabhängige dynamische Strombelastbarkeit eines Stromkreises aus Messdaten und übermittelt diese an die Netzleittechnik.
- Der gesamte Stromkreis und sämtliche seiner Komponenten im Bereich der Primär- und Sekundärtechnik sind im Hinblick auf die erhöhte Strombelastbarkeit angepasst.

Eine vereinfachte Form des Freileitungs-Monitorings ist die saisonale Berücksichtigung der Auslastbarkeit von Freileitungen in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur (z. B. Winter-/Sommerengpassstrom), so wie es heute schon von einigen Netzbetreibern durchgeführt wird.

9.1.1 Einsatz von Leitern gemäß DIN EN 50182

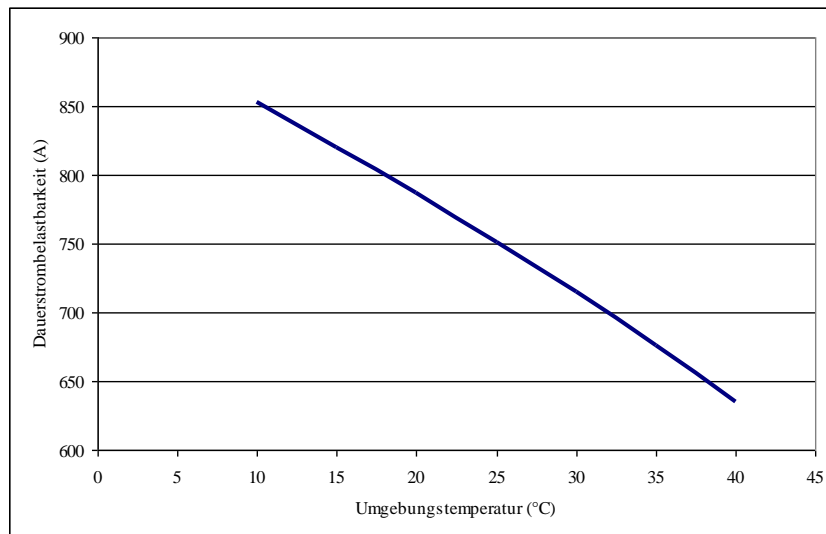
Die DIN EN 50182 „Leiter für Freileitungen“, Ausgabe Dezember 2001, ist die aktuelle deutsche Norm für neue Leiter auf den in der dena II – Studie betrachteten Höchstspannungsleitungen. Die Norm beschreibt die elektrischen und mechanischen Fähigkeiten von blanken elektrischen Leitern aus konzentrisch verseilten runden Drähten.

Im Anhang F der DIN EN 50182 sind gängige Ausführungen von Leiterseilen in verschiedenen europäischen Ländern tabellarisch beigelegt. Einzelne europäische Länder (Österreich, Deutschland) haben in diesen Tabellen Dauerstrombelastbarkeiten hinterlegt. Die angegebenen Werte wurden nach Webs (1962) für eine Umgebungstemperatur von 35°C, Sonneneinstrahlung 900 W/m², Windgeschwindigkeit 0,6 m/s, senkrechtem Windanströmwinkel und eine Leiterendtemperatur von 80°C errechnet. Weiterhin wird darauf verwiesen, dass bei ruhender Luft die Dauerstrombelastbarkeiten im Mittel um etwa 30% herabzusetzen sind. Der Ansatz der Umgebungsbedingungen (35°C, 0,6 m/s Wind) wird hierbei in Deutschland –wie auch schon in der Vorgängernorm DIN 48202-84 als ausreichend konservativ erachtet, um alle möglichen auftretenden meteorologischen Bedingungen abzudecken.

In diesem Zusammenhang muss weiterhin die Norm EN 50341-3-4 „Freileitungen über AC 45 kV, Teil 3: Nationale Normative Festlegungen (NNA)“ beachtet werden. Diese Norm gilt für wesentliche Änderungen bzw. Neubauten von Freileitungen oder Freileitungskomponenten. Unter dem Abschnitt 9 DE 3 dieser Norm ist vermerkt, dass für die in Deutschland gängigen Leiter eine maximale Leitertemperatur von 80°C (Kupferleiter 70°C) zulässig ist. Auch dies war für Aluminium-Stahl-Leiter schon in der DIN 48202-84 so festgelegt. Für die Berechnung der zulässigen Leiterdauerstrombelastbarkeit gibt es weltweit verschiedene Rechenverfahren in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen, die u. a. in CIGRE SC22 WG 22-12 (1992) zusammengefasst wurden. Die Ergebnisse der Rechenverfahren weichen in geringem Umfang voneinander ab.

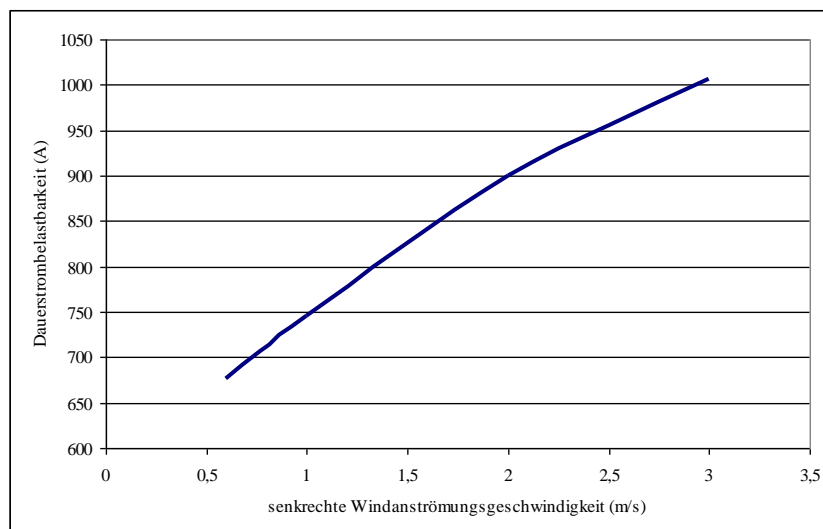
Bei gegenüber den konservativen Bedingungen gemäß der DIN EN 50182 veränderten meteorologischen Umgebungsbedingungen verändert sich bei konstanter Leiterendtemperatur auch die zulässige Dauerstrombelastbarkeit. Die Abhängigkeit der zulässigen Dauerstrombelastbarkeit von der Außentemperatur bzw. der Geschwindigkeit der senkrechten Windanströmung wird in Abbildung 9-1 und Abbildung 9-2 beispielhaft dargestellt:

Abbildung 9-1: Dauerstrombelastbarkeit in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur (Seiltyp 264-AL1/34-ST1A, 80°C Leitertemperatur, 0,6 m/s senkrechte Windanströmung), $I_{35^\circ\text{C}}=680\text{A}$



Quelle: Berechnungen EnBW Transportnetze AG

Abbildung 9-2: Dauerstrombelastbarkeit in Abhängigkeit von der Geschwindigkeit der senkrechten Windanströmung (Seiltyp 264-AL1/34-ST1A, 80°C Leitertemperatur, 35°C Außentemperatur), $I_{0,6\text{m/s}}=680\text{A}$



Quelle: Berechnungen EnBW Transportnetze AG

Es sei hier noch angemerkt, dass in der Vorgängernorm DIN 48 203 Blatt 11, „Drähte und Seile für Leitungen; Aluminium-Stahl-Seile; Technische Lieferbedingungen“ vor der Ausgabe 1987 ein Tropfpunkt der Seilfettung mit $< 80^\circ\text{C}$ angegeben wurde, was ggf. beachtet werden muss.

9.1.2 Einsatz von Leitern mit zulässigen Leitertemperaturen über 80°C (u.a. TAL-Seile)

In diesem Kapitel wird eine Auswahl von Leitern, die bei Leitertemperaturen über 80°C betrieben werden können, zusammengefasst. Detaillierte Untersuchungen zu den jeweiligen Leitertypen sind der Literatur zu entnehmen, für die im Literaturverzeichnis von CIGRE WG B2.12 (2004) eine Auswahl zu finden ist.

Diese sog. „Hochtemperaturleiter“ lassen sich grob in zwei Kategorien unterteilen:

- konventionelle Hochtemperaturleiter (TAL), die bis zu einer Betriebstemperatur von 150°C genutzt werden können und
- Hochtemperaturleiter, die mit Betriebstemperaturen bis über 200°C angeboten werden.

Konventionelle Hochtemperaturleiter sind Stand der Technik und werden bei deutschen ÜNB je nach Bedarf eingesetzt. Sie sind technisch / wirtschaftlich sinnvoll allerdings nur in Einzelfällen einsetzbar. In vielen Fällen lassen sich die geforderten Transportkapazitäten mit günstigeren Mitteln erreichen.

Hochtemperaturleiter mit Betriebstemperaturen über 200°C sind heute nicht Stand der Technik. Technisch vorteilhaft ist die hohe Strombelastbarkeit (bei einigen Typen sind +100% möglich) bei gleichzeitig vergleichbar geringen Durchhängen. Die Seilmaterialekosten werden von den Herstellern mit dem vielfachen Wert der Kosten für Standardleiter beziffert, was einen wirtschaftlichen Einsatz nur in ganz wenigen Fällen sinnvoll erscheinen lässt.

Weiterhin müssen bei einem Dauerbetrieb mit solchen Temperaturen verschiedene technische Fragestellungen (z.B. Alterungsverhalten, Verhalten im Regen, Geräuschentwicklung) mit berücksichtigt werden, die aus Netzbetreiber-Sicht heute noch nicht hinreichend geklärt sind.

Aluminium-Stahl-Leiter mit thermisch belastbarem Aluminium: TACSR

Diese Leiter (umgangssprachlich „TAL-Seile“) gleichen vom Seilaufbau her den entsprechenden Aluminium-Stahl-Leitern gemäß der DIN EN 50182. Es wird hierbei jedoch für die Aluminiumlagen ausgehend von Aluminium mit sehr hohem Reinheitsgrad von ca. 99,7% eine Zirkonium-Legierung hergestellt, deren Gefüge eine hohe Rekristallisationstemperatur aufweist. Dadurch können diese Seile im Gegensatz zu den Standard-Seilen, bei denen schon ein Dauerbetrieb von 100°C ausreichen würde, um die Festigkeit des Aluminiums signifikant herabzusetzen, bei höheren Temperaturen betrieben werden. Die Leiterseele wird im Allgemeinen nicht mit verzinkten Stahldrähten, sondern mit aluminiumummantelten Stahldrähten (Stalum) ausgeführt. Hier kann auch auf die Seilfettung verzichtet werden. Bei einem Betrieb bei 150°C können mit TACSR-Leitern bis zu 150% des Betriebsstromes eines Standard-Aluminium-Stahl-Leiters, bei 80°C betrieben, erreicht werden. TACSR-Leiter sind in Deutschland erprobt und eingesetzt. Die Seilaußenlagen können weiterhin noch eingeschwärzt werden, um die Radiationswärmeabgabe zu erhöhen, was zu einer weiteren Erhöhung des zulässigen Betriebsstroms um ca. 5% führt.

Vorteile des TACSR: Es werden in die Leiterstützpunkte (Maste, Portale, Fundamente) keine größeren Lasten als bei den Standard-Aluminium-Stahl-Leitern eingeleitet, da Seilgewicht und Seildurchmesser nahezu identisch sind. Auch die Montage der Seile erfolgt ohne Unterschied.

Nachteile des TACSR: Ein Nachteil ist bei allen Leitern mit hohen Betriebstemperaturen der proportional zur Temperatur erhöhte ohmsche Leiterwiderstand. Hierdurch steigen die Verluste entsprechend der Betriebstemperatur mit an. Ein weiterer Nachteil gegenüber Standard-Aluminium-Stahl-Leitern ist der erhöhte Materialpreis. Der größte Nachteil besteht jedoch in den bei hohen Temperaturen erhöhten Durchhängen, die bis zu 20% größer sein können als die Durchhänge von Standard-Aluminium-Stahl-Leitern. Um die notwendigen Sicherheitsabstände einhalten zu können, sind ggf. Umbauten der Stützpunkte (z.B. Masterhöhung) notwendig.

Aluminium-Stahl-Leiter mit invarlegierten Stählen: TACIR

Der Seilaufbau dieser Leiter gleicht den TACSR-Leitern. Die Stahldrähte sind jedoch mit einer Invar (Eisen-Nickel) –Legierung versetzt. Diese Stahldrähte haben einen geringeren Temperaturendeckungskoeffizient als Standard-Stahldrähte.

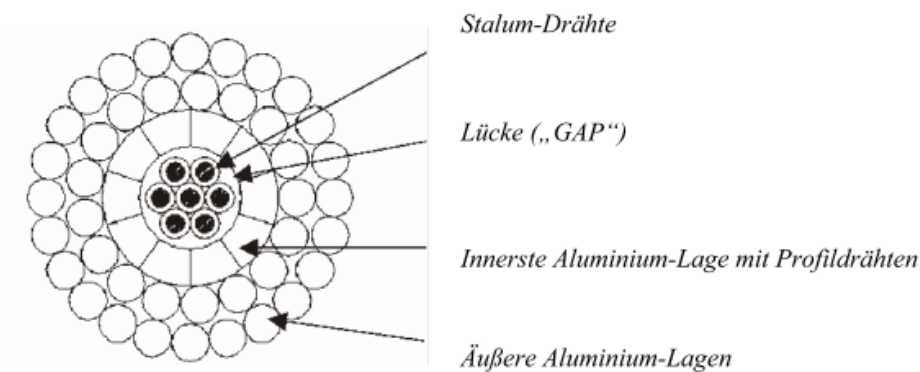
Vorteile gegenüber TACSR: Etwas kleinere Durchhänge, ansonsten siehe TACSR

Nachteile gegenüber TACSR: Der Materialpreis liegt deutlich höher. Weiterhin ist das Handling der Seile auf der Baustelle bei der Seilmontage aufgrund des sehr unterschiedlichen Temperaturverhaltens der Stahl- und Aluminiumlagen schwierig. Des Weiteren müssen die Seile auf der Baustelle vorgereckt werden, was einerseits einen weiteren Aufwand und andererseits ggf. eine Verstärkung der Stützpunkte erfordert.

Aluminium-Stahl-Leiter mit einer Lücke zwischen Aluminiumlagen und Stahlseele: GTACSR

Diese Leiter (umgangssprachlich „GAP-Seile“) weisen zwischen der innersten Aluminium-Lage und der äußersten Stahllage eine Lücke („GAP“) auf. Die Lücke ist mit einem thermisch stabilen Gleitgel gefüllt. Bei der Seilmontage wird nur die Stahlseele abgespannt, so dass die Aluminiumlagen nahezu lose auf der Stahlseele gleiten können. Hierdurch verhält sich der Leiter oberhalb der Seilregulagetemperatur wie ein Stahlseil mit geringem Temperaturendeckungskoeffizienten und einer rein vertikalen Aluminiumlast. Das Material der Aluminium- und Stahllagen entspricht dem der TACSR-Leiter. Die innerste Aluminiumlage wird mit Profildrähten ausgeführt, die ein Rohr bilden, in dem die Stahldrähte lose liegen, siehe Abbildung 9-3. Bei einem Betrieb bei 150°C können mit GTACSR-Leitern bis zu 150% des Betriebsstromes eines Standard-Aluminium-Stahl-Leiters, bei 80°C betrieben, erreicht werden. GTACSR-Leiter sind weltweit erprobt und eingesetzt. In Deutschland werden derzeit die ersten Leitungen mit GTACSR ausgerüstet

Abbildung 9-3: Aufbau eines GTACSR-Leiters



Quelle: Trefinasa: Datenblatt GTACSR-491

Vorteile des GTACSR: Es werden in die Leiterstützpunkte (Maste, Portale, Fundamente) keine größeren Lasten als bei den Standard-Aluminium-Stahl-Leitern eingeleitet, da Seilgewicht und Seildurchmesser nahezu identisch sind. Weiterhin wird durch das Temperaturendeckungsverhalten sichergestellt, dass keine Durchhangsvergrößerung im Vergleich zu den Standardleitern stattfindet.

Nachteile des GTACSR: Ein Nachteil ist bei allen Leitern mit hohen Betriebstemperaturen der proportional zur Temperatur erhöhte ohmsche Leiterwiderstand. Hierdurch steigen die Verluste entsprechend der Betriebstemperatur mit an. Ein weiterer Nachteil gegenüber Standard-Aluminium-Stahl-Leitern ist der erhöhte Materialpreis. Der größte Nachteil ist jedoch die sehr aufwändige Montage der Leiter (Abspannen nur der Stahlseele, viele Abspannpunkte), welche deutlich mehr kostet als die Montage der Standardleiter.

Aluminium-Stahl-Leiter mit weichgeglühten Aluminiumdrähten: ACSS

Das Verhalten dieser Leiter beruht auf einem ähnlichen Prinzip wie die GTACSR-Leiter: Durch die geringe Festigkeit der weichgeglühten Aluminiumdrähte nehmen diese bei der Montage sehr wenig Zugkraft auf, so dass sich der Leiter mehr wie ein reines Stahlseil verhält.

- Vorteile gegenüber GTACSR: Seilaufbau und Montage entsprechen den Standard-Aluminium-Stahl-Leitern.
- Nachteile gegenüber TACSR: Die sehr geringe Seilfestigkeit führt dazu, dass die Seilzugspannungen vermindert werden müssen. Dies führt zu größeren Seildurchhängen und ggf. Umbauten (z.B. Masterhöhung) der Stützpunkte.

Aluminium-Leiter mit Verbundkunststoff-Kern anstatt Stahl: ACCC

Bei diesen neuartigen Leitern wird die tragende Stahllage durch einen Verbundkunststoff ersetzt. Diese Traglage hat eine weit höhere Festigkeit als eine Stahlseele und ist zudem noch deutlich leichter. Die Aluminiumlagen werden ähnlich TACSR ausgeführt.

- Vorteile des ACCC: Durch das geringe Gewicht der tragenden Seele sind die Durchhänge solcher Leiter deutlich geringer als diejenigen von Standard-Aluminium-Stahl-Seilen.

- Nachteile des ACCC: Es gibt derzeit nur einen weltweit eingeführten Lieferanten (Monopol). Weiterhin ist die Langzeittauglichkeit des Kerns unter Realbedingungen über mehrere Jahrzehnte noch nicht erprobt. Auch schwingen solche Leiter aufgrund des geringen Gewichtes bei Windlast weiter aus, so dass die seitlichen Sicherheitsabstände von Höchstspannungsleitungen ggf. anzupassen sind.

Aluminium-Leiter mit Kern aus Aluminium-Verbundwerkstoff: ACCR

Bei diesem Leitertyp wird die tragende Lage aus einem Aluminium-Keramik-Verbundwerkstoff ausgeführt, der gegenüber Stahl eine deutlich geringere Elastizität aufweist und damit bei gleichen Leitertemperaturen weniger durchhängt bzw. bei hohen Leitertemperaturen einen mit Standardleitern vergleichbaren Durchhang ausweist.

- Vorteile des ACCR: hohe Strombelastbarkeit, geringe Durchhänge, umfangreiche Material- und Alterungstests bereits durchgeführt, System aus Leiter und Armaturen für Einfachleiter verfügbar, weltweit rund 350km Leitermaterial im Einsatz.
- Nachteile des ACCR: Nur ein Lieferant des Kernmaterials und somit ein Monopol und hohe Kosten (ein Vielfaches gegenüber Standard-Al/St-Leitern).

9.1.3 Bewertung der Hochtemperaturleiter

Es stehen diverse Leitertypen zur Verfügung, die bei Temperaturen bis 150°C betrieben werden können und somit eine Alternative zu den Standard-Leitern nach DIN EN 50182 darstellen. Mit diesen Leitern ist eine Betriebsstromerhöhung bis ca. 150% bezogen auf einen vergleichbaren Standard-Leiter möglich. Allerdings sind folgende Randbedingungen zur Bewertung der Effizienz zwingend zu beachten:

- Wirtschaftlichkeit unter Betrachtung aller Aspekte
- Verlustbewertung (ohmscher Leiterwiderstand steigt proportional Leitertemperatur an, höhere Stromdichte)
- Auswirkungen auf Netzstabilität
- Jahresausnutzungsgrad der hohen Betriebsströme
- Ersatzteilhaltung, Marktreife, Vermeidung Monopollieferanten
- Statik der Stützpunkte
- Bodenabstände und Schutzstreifen der Freileitungen
- Einhaltung der Immissionsvorschriften
- Ausreichend Erprobung, um der Forderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) nach dem Einsatz ausschließlich von Techniken, die den „allgemeinen Regeln der Technik“ entsprechen, nachzukommen.

Hochtemperaturleiter mit Betriebstemperaturen >200°C entsprechen nicht dem Stand der Technik und auch nicht den allgemeinen Regeln der Technik, da diverse Fragestellungen der Festigkeit und des elektrischen und mechanischen Langzeitverhaltens aus Betreibersicht noch nicht geklärt sind.

9.1.4 Techniken zur Ermittlung der Leiterseiltemperatur (Leiterseil-Monitoring)

Um eine Leitertemperatur-geführte Übertragungskapazität von Freileitungen zu realisieren, ist zum einen eine entsprechende Messtechnik und zum anderen die Abbildung der nicht mehr konstanten, sondern witterungsabhängigen Strombelastbarkeit im Leitsystem erforderlich.

Zur Erfassung der Leiterseiltemperatur stehen zwei grundsätzliche Verfahren zur Verfügung:

- Direkte Messung am Betriebsmittel
- Indirekte Ermittlung der Seiltemperatur unter Nutzung von Wetterdaten (Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, Windrichtung)

9.1.4.1 Methoden zur direkten Messung am Betriebsmittel

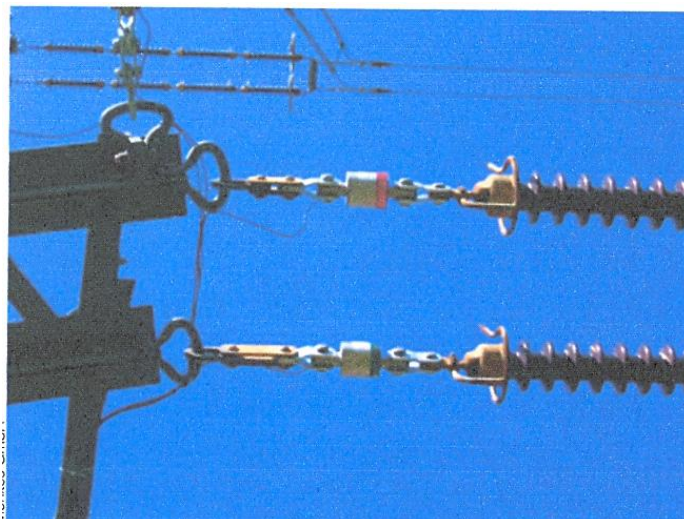
Für die direkte Messung an den Betriebsmitteln kommen folgende Lösungen zur Anwendung:

Kraftmessdosen zur Messung der Zugspannung

Diese Verfahren nutzt den physikalischen Zusammenhang zwischen der Zugspannung des Seiles zwischen zwei Abspannpunkten und der über die Abspannlänge gemittelten Temperatur. Die Zugkraft an den Aufhängepunkten ergibt sich aus dem Durchhang des Leiterseiles, der durch die thermische Ausdehnung des Leiterseiles beeinflusst wird.⁶⁷

Die Messeinrichtung besteht aus einer oder mehreren Kraftmessdosen, die zwischen den Abspannisolatoren und den Traversen des Freileitungsmastes eingebaut werden (siehe Abbildung 9-4).

Abbildung 9-4: Kraftmesseinrichtung zwischen Abspannisolator und Traverse eingebaut.



Quelle: Bertsch / Biedenbach (2007)

⁶⁷ Seppa (1995)

Das Messsignal wird einer am Mast befindlichen Zentraleinheit zugeführt. Dort wird aus der gemessenen Zugkraft die mittlere Seiltemperatur in diesem Abspannabschnitt berechnet. Der messtechnische Zusammenhang muss zuvor für diesen Abschnitt ermittelt und in einer Kalibrierkurve hinterlegt werden. Die in der Zentraleinheit gespeicherten Messwerte können ausgelesen und über eine Modemverbindung weiterverarbeitet werden.

Da ein Stromkreis aus mehreren Anspannabschnitten besteht, muss eine entsprechende Anzahl von Messeinrichtungen installiert oder der am meisten kritische Abschnitt zuvor ausgewählt und mit einer Messeinrichtung versehen werden.

In Leiterseil integrierter Lichtwellenleiter

Ein in ein Leiterseil eingebetteter Lichtleiter erfährt temperaturbedingt lokale Änderungen der Lichtleitungen in der Faser. Zur Temperaturmessung kann insbesondere der sog. Raman-Effekt ausgenutzt werden. Das optische Messsignal muss über eine LWL-Übertragungsstrecke von Hochspannungs- auf Erdpotential übertragen und in einer Auswerteeinheit in einen Temperaturmesswert gewandelt werden (Abbildung 9-5). Mit Hilfe eines Raman-Reflektometers können die Temperaturwerte in der Glasfaser des LWL-Leiters orts aufgelöst bestimmt werden (Abbildung 9-6).

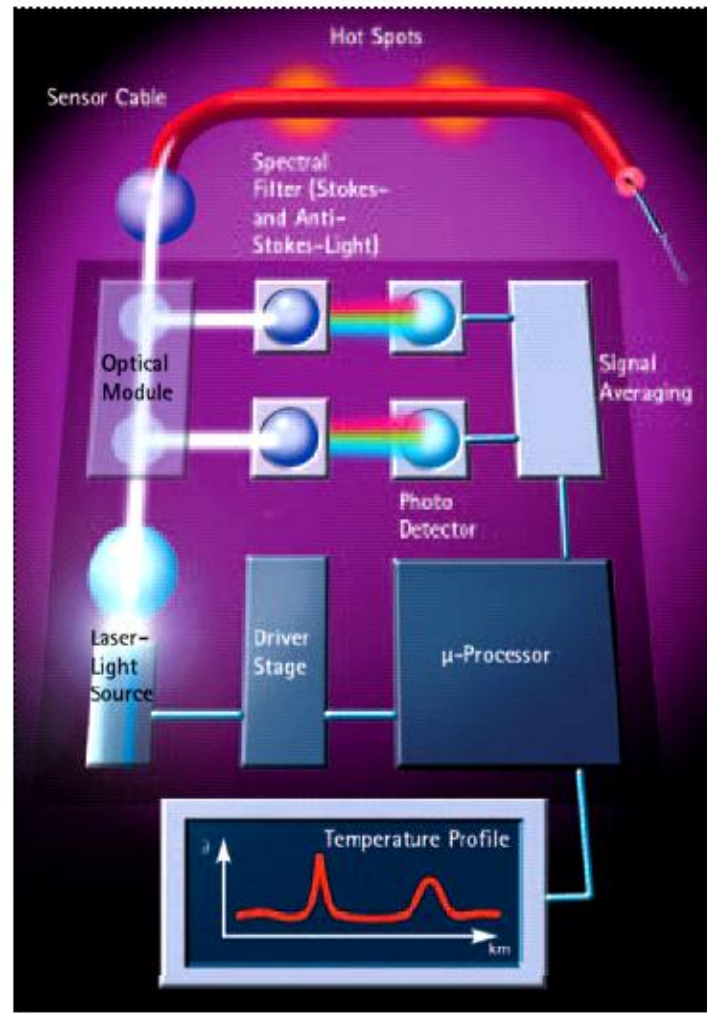
Sofern der gesamte Stromkreis mit einem LWL ausgerüstet ist, kann die Temperatur des Stromkreises vollständig orts aufgelöst erfasst werden.

Abbildung 9-5: Auskoppereinheit für LWL



Quelle: nkt cables

Abbildung 9-6: Messeinrichtung zur orts aufgelösten Temperaturerfassung in einem LWL-Leiter integriert in ein Leiterseil

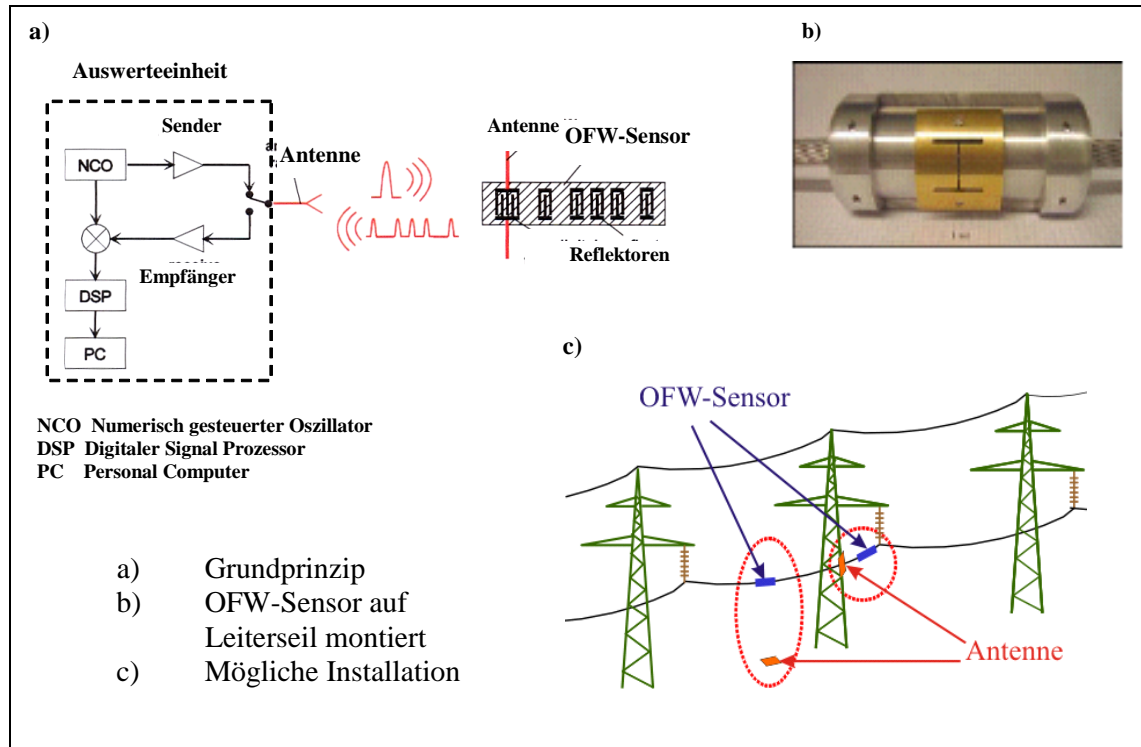


Quelle: nkt cables

OFW-Sensor auf Leiterseil

Oberflächenwellen (OFW)-Sensoren sind passive Sensoren, die den physikalischen Effekt ausnutzen, dass sich die Laufzeit von Oberflächenwellen durch Temperatureinflüsse ändern. Diese Sensoren können mit Hochfrequenzsignalen angeregt werden ohne galvanische Kopplung und ohne Spannungsversorgung. Das vollständige Messsystem besteht aus den drei Einheiten Auswerteeinheit mit Sende- und Empfängereinheit, Antenne und OFW-Sensor (Abbildung 9-7):

Abbildung 9-7: OFW-Temperatur-Messsystem



Quelle: Teminova/Hinrichsen (2006)

Von der Sendeeinheit werden über die Antenne elektromagnetische Wellen im UHF-Bereich gesendet und vom Sensor auf dem Leiterseil empfangen und reflektiert. Die Temperaturinformationen sind im Bitmuster der reflektierten Wellen enthalten. Diese Informationen werden mit Hilfe eines digitalen Signalprozessors ausgewertet. Die Genauigkeit des OFW-Sensors beträgt $\pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$. Zusätzlich müssen aber die thermischen Einflüsse des Sensorträgers und -gehäuses bedacht und ggf. durch Korrektur der Rohdaten berücksichtigt werden. Da der Sensor nur die Leiterseiltemperatur in seiner näheren Umgebung erfassen kann, sind für die Überwachung eines größeren Leitungsabschnitts mehrere Sensoren erforderlich.

Aktiver Temperatursensor auf Leiterseil

Grundsätzlich können auch aktive Temperatursensoren auf dem Leiterseil montiert eingesetzt werden. Diese Sensoren müssen mit einer Spannungsversorgung sowie mit einer Sendeeinrichtung ausgerüstet werden.

Es stehen Systeme zur Verfügung, die vollkommen autonom arbeiten und sich mit der Energie aus dem umgebenden elektromagnetischen Feld versorgen (Abbildung 9-8). Die entsprechende Empfangstechnik kann am Mast installiert werden.⁶⁸

⁶⁸ vgl. Power-Donut2

Abbildung 9-8: Aktiver Temperatursensor



Quelle: Power-DonutTM

Wenn der Sensor eine große räumliche Ausdehnung besitzt, kann die messtechnische Erfassung der Leitertemperatur erheblich verfälscht werden. Diese Messfehler müssen dann durch Korrekturalgorithmen kompensiert werden.⁶⁹

Ermittlung der Temperatur aus PMU-Messungen

Synchrone Phasenzeigermessungen von Spannung und Strom am Anfang und Ende einer Leitung – PMU-Messungen – können auch genutzt werden, um aus diesen Messgrößen die Leiterseiltemperatur abzuleiten.⁷⁰ Aus den Strom- und Spannungsvektoren lassen sich die Leitungsparameter ermitteln. Unter der Voraussetzung, dass die Leitungsreaktanz sowie die Parallelkapazität und der Leitwert temperaturunabhängig sind und nur der Leitungswiderstand von der Leiterseiltemperatur abhängt, kann aus der Widerstandsänderung und Vergleich mit dem Widerstand, z. B. bei 20°C, die aktuelle Leiterseiltemperatur ermittelt werden. Mit diesem Verfahren kann zwar die mittlere Leiterseiltemperatur des gesamten Stromkreises bestimmt werden, die Genauigkeit des Temperaturwertes hängt jedoch wesentlich von der Genauigkeit der PMU-Messung ab.

Ermittlung der Leiterseiltemperatur aus Durchhangsmessungen

Grundsätzlich kann auch die Messung des Durchhangs zur Ermittlung der Seiltemperatur verwendet werden. Ist der Durchhang bekannt, kann daraus die Zugspannung berechnet werden und hieraus die Leiterseiltemperatur über den bekannten Zusammenhang zwischen Zugspannung und Leitertemperatur bestimmt werden.⁷¹ Als Einrichtungen zur Durchhangsmessung kommen u. a. Kamerasysteme und lasergestützte Abstandsmessungen zur Anwendung. Darüber hinaus sind auch Systeme eingesetzt worden, die den Durchhang über die kapazitive Kopplung zwischen dem spannungsführenden Leiterseil und einem zusätzlich gespannten hochohmigen Leiterseil ermitteln. Ändert sich der Durchhang der Freileitung, so ändern sich auch das elektrische Feld in der Umgebung des hochohmigen Leiters und der entsprechende Verschiebungsstrom.

⁶⁹ Chen/Black/Fancher (2003)

⁷⁰ vgl. Line Thermal Monitoring (www.abb.com/poweroutage)

⁷¹ Kießling / Nefzger / Kaintzyk (2001)

9.1.4.2 Bestimmung der Leiterseiltemperatur unter Nutzung von Wetterdaten

Die Leiterseiltemperatur im Betrieb ergibt sich aus der Wärmebilanz des Leiterseiles. Die Stromwärmeverluste zuzüglich der magnetischen Verluste, der Koronaverluste und der Strahlungseinwirkung, die in der Regel vernachlässigt bzw. als konstant angenommen werden können, ist im Gleichgewicht mit den Verlusten durch Wärmestrahlung und -konvektion und Kühlung durch Niederschläge. Letztere können ebenfalls vernachlässigt werden.

$$P_j + P_m + P_c + P_s = P_r + P_k + P_n$$

- P_j - Stromwärmeverluste
- P_m - Magnetische Verluste
- P_s - Sonneneinstrahlung
- P_c - Koronaverluste
- P_r - Abstrahlung
- P_k - Konvektion
- P_n - Kühlung durch Niederschläge

- P_j : $P_j = I^2 R_{T_{\sim}} = k I^2 R_{20} [1 + \alpha(T_l - 293K)]$
 $P_j = f(P, R_{20}, \alpha, T_l)$
- P_s : $P_s = \varepsilon D G$ $P_s = f(D, G)$
- P_r : $P_r = \pi \varepsilon \sigma_b D(T_l^4 - T_u^4)$ $P_r = f(D, T_l, T_u)$
- P_k : $P_k = \pi \lambda Nu (T_l^4 - T_u^4)$ $P_k = f(D, T_l, T_u, Nu(D, V, \varphi))$
- $P_c = 0, P_n = 0$

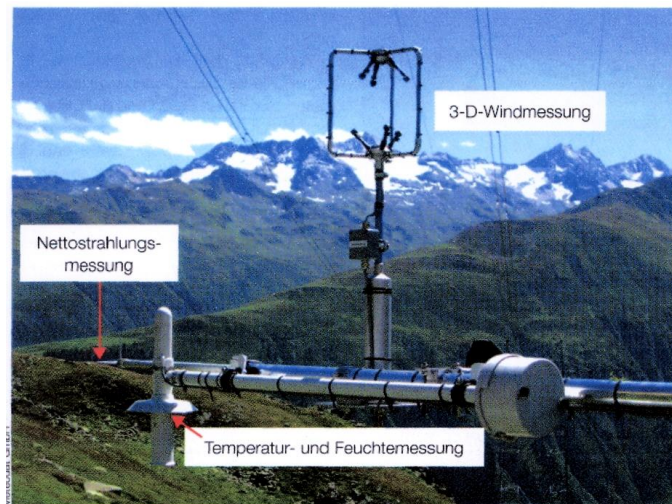
L	Wechselstrom im Leiterseil	k	Faktor zur Berücksichtigung des Skineffektes
$R'_{T_{\sim}}$	Temperaturabhängiger Wechselstromwiderstandsbelag	R'_{20}	Gleichstromwiderstandsbelag bei 20°C
α	Temperaturkoeffizient des Widerstandes	T_l	Leitertemperatur
ε	Absorptionskoeffizient	D	Leiterdurchmesser
G	Globalstrahlung	T_u	Umgebungstemperatur
σ_b	Boltzmann-Konstante	λ	Wärmeleitfähigkeit der Luft
Nu	Nußelt-Zahl		

Aus den o. a. Beziehungen geht hervor, dass alle aufgeführten Verluste nur von den Größen Umgebungstemperatur T_u , Windgeschwindigkeit V und Windrichtung φ sowie von Kennwerten abhängig sind. Die Leiterseiltemperatur bzw. der zulässige Leiterstrom kann somit bei deren Kenntnis bestimmt werden.

Die Wetterdaten können zum einen mit in Leiterseilnähe angeordneten Wetterstationen erfasst werden. Zum anderen können auch Wetterdaten diverser meteorologischer Dienste genutzt werden.

Ein Beispiel für eine in der Nähe der Leiterseile angeordnete Wetterstation zeigt Abbildung 9-9. Neben der Lufttemperatur und -feuchte werden Windgeschwindigkeit und Windrichtung gemessen. Zusätzlich ist bei dieser Einrichtung Strahlungsmessung installiert. Die Messdaten müssen in geeigneter Auflösung, z. B. im 10-Minuten-Takt, lokal gespeichert und via Modem an eine Leitstelle übertragen werden.

Abbildung 9-9: Meteorologische Messstation auf Leiterhöhe



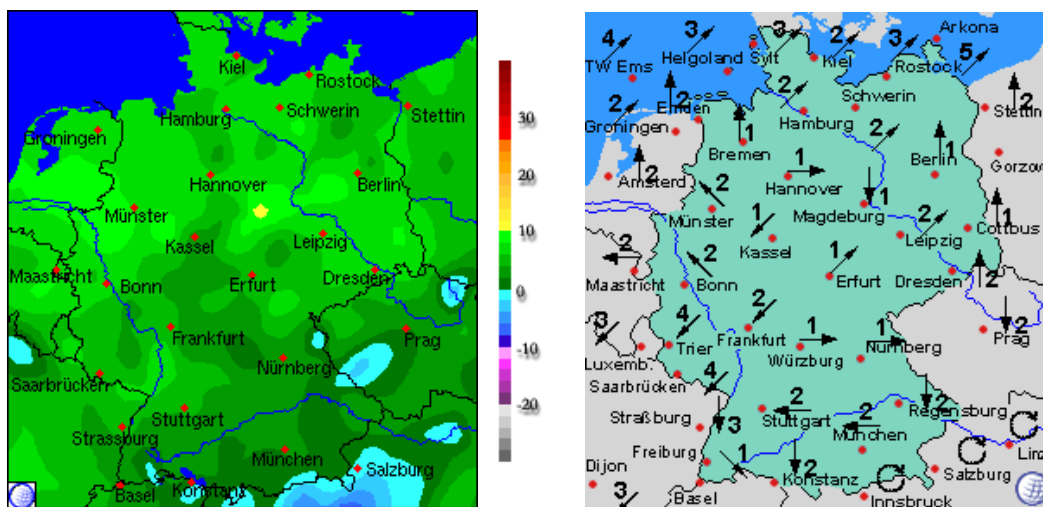
Quelle: Line Thermal Monitoring (ABB)

Wetterdaten werden von verschiedenen meteorologischen Instituten zur Verfügung gestellt. Deutschland besitzt ein flächendeckendes Netz von Wetterstationen, die folgende Wetterdaten anbieten (Abbildung 9-10):

- Lufttemperatur in verschiedenen Höhen über dem Erdboden
- Luftfeuchte
- Windgeschwindigkeit & Windrichtung
- Niederschlagsmenge
- Sonnenscheindauer & Strahlungsintensität

Für Orte zwischen zwei Wetterstationen werden die Daten durch Interpolation auf der Basis von empirischen Algorithmen angegeben. Es werden im Viertelstundenraster aktualisierte Daten, aber auch Kurz- und -Kürzestfristprognosen sowie Mittel- und Langfristprognosen angeboten.

Abbildung 9-10: Beispielhafte Daten des Netzes von Wetterstationen



Temperatur

Windgeschwindigkeit & -richtung

Quelle: www.dwd.de/service

Wenn man diese Daten zur Ermittlung der Leiterseiltemperatur und Ableitung der Übertragungskapazität einer Leitung nutzen will, muss man folgende leitungsspezifische Gesichtspunkte bedenken:

- Hauptausrichtung der Leitung und Anströmwinkel des Windes
- Leitungsabschnitte, die von der Hauptausrichtung der Leitung abweichen
- Abschattung der Leitung durch Wälder oder vorgelagerte Hügel
- Leitungsführung durch Waldschneisen oder Täler

Da diese Aspekte in den zur Verfügung stehenden Wetterdaten nicht berücksichtigt sind, aber z. T. erheblichen Einfluss auf die lokalen Temperaturwerte haben, müssen entsprechende Sicherheitsfaktoren bei der Ermittlung der Leiterseiltemperatur aus diesen Daten angesetzt werden. Momentan können diese Sicherheitsfaktoren nur grob abgeschätzt werden. Es ist Gegenstand weitergehender Untersuchungen, den Einfluss durch geeignete Modelle und/oder Messungen an typischen Leitungsverläufen zu klären und entsprechende Abminderungsfaktoren zu erarbeiten.

9.1.5 Zusammenfassung und Bewertung der Leiterseilmonitoring-Techniken

Es stehen diverse Techniken und Methoden zur Verfügung, die die Ermittlung der tatsächlichen Leitertemperatur vor Ort –in unterschiedlich ausgeprägter Genauigkeit- ermöglichen. Durch den Einsatz dieser Techniken lassen sich für den betrieblichen Einsatz mögliche Potentiale zur Erhöhung der Strombelastbarkeit gegenüber den Standard-Werten der EN 50341 erschließen. Für die netzplanerische Nutzung möglicher Potentiale dient die Erfassung der tatsächlichen Verhältnisse vor Ort zur Verifizierung der angenommenen Randbedingungen. Allerdings sind -ähnlich wie beim Einsatz von Hochtemperaturleitern- folgende Punkte zwingend zu beachten:

- Wirtschaftlichkeit unter Betrachtung aller Aspekte
- Verlustbewertung (ohmscher Leiterwiderstand steigt proportional Leitertemperatur an, höhere Stromdichte)
- Auswirkungen auf Netzstabilität
- Jahresausnutzungsgrad der hohen Betriebsströme
- Ersatzteilhaltung, Marktreife, Vermeidung Monopollieferanten
- Bodenabstände und Schutzstreifen der Freileitungen
- Einhaltung der Immissionsvorschriften
- Ausreichend Erprobung (z. B. Versuchsfelder), um den Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) nach dem Einsatz ausschließlich von Techniken, die den „allgemeinen Regeln der Technik“ entsprechen, nachzukommen.
- Für den betrieblichen Einsatz ausreichend gute Vorhersagbarkeit der Witterungsbedingungen, um die betrieblichen Netzsicherheitsrechnungen (z. B. 1-day-ahead) zu ermöglichen.

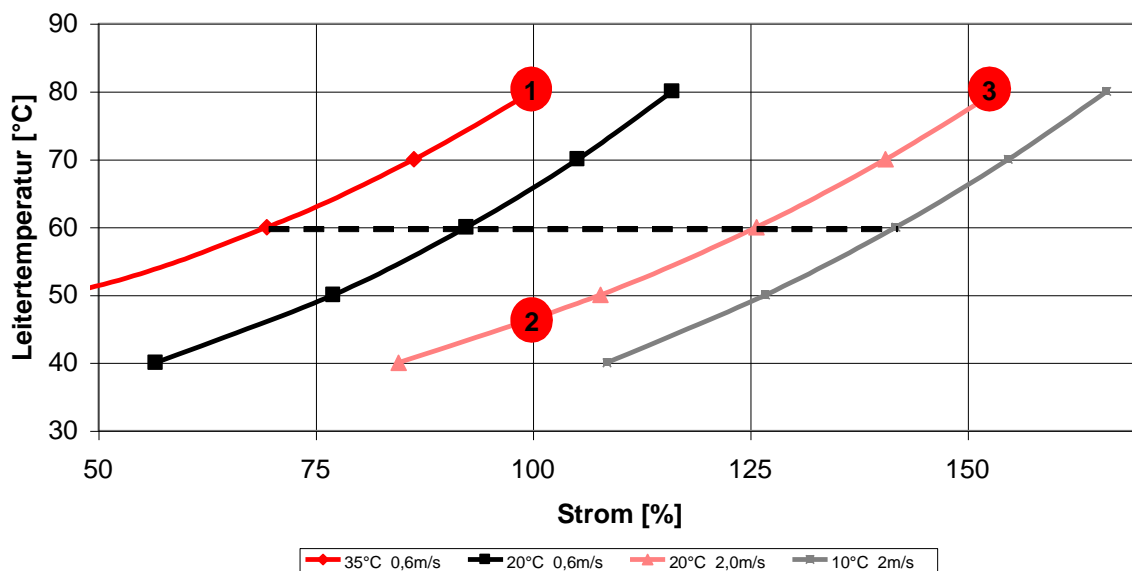
9.1.6 Nationaler und internationaler Stand der Technik bezüglich betrieblicher Berücksichtigung von wetterabhängigen Stromübertragungskapazitäten

In Kapitel 9.1.1 ist gezeigt worden, wie sich die Strombelastbarkeit eines Leiters in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen ändert. Die grundsätzlich mögliche Steigerung der Strombelastbarkeit bei moderaten Wetterbedingungen verglichen mit der Strombelastbarkeit bei einer Hochsommerwetterlage, wie sie beispielhaft in der DIN EN 50341 genannt wird, ist ersichtlich.

Die Nutzung von aktuellen Messdaten (Wetter, Leiterseiltemperatur, usw.) zur Bestimmung der Strombelastbarkeit eines Leiters wird hier mit Freileitungs-Monitoring bezeichnet.

In Abbildung 9-11 ist die Leitertemperatur in Abhängigkeit der Strombelastung für vier verschiedene Varianten der Umgebungsbedingungen dargestellt. Die Strombelastung ist normiert auf den Wert, der sich für eine Umgebungstemperatur von 35°C, eine Windgeschwindigkeit von 0,6m/s und volle Sonneneinstrahlung ergibt. Bei diesen Randbedingungen wird die maximal zulässige Leitertemperatur von 80°C erreicht (1). Bei moderateren Wetterbedingungen wie beispielsweise einer Umgebungstemperatur von 20°C und einer Windgeschwindigkeit von 2 m/s (senkrecht auf den Leiter) wird bei derselben Strombelastung (100%) eine Leitertemperatur von rund 45°C erreicht (2). Bei diesen beispielhaften Wetterbedingungen wird die maximal zulässige Leitertemperatur von 80°C erst bei einer Strombelastung von 150% erreicht (3).

Abbildung 9-11: Leitertemperatur in Abhängigkeit von Wetterbedingungen und Strombelastung



Quelle: Berechnungen E.ON Netz

Aus diesem Bild wird ersichtlich, dass die Leitertemperatur sowohl von der Strombelastung als auch von den Wetterbedingungen abhängt. Es ist offensichtlich, dass eine bestimmte Leitertemperatur bei unterschiedlichen Kombinationen aus Strombelastung und Wetterbedingungen erreicht werden kann. Beispielsweise kann eine Leitertemperatur von 60°C von allen möglichen Kombinationen erreicht werden, die auf der gestrichelten Linie liegen.

Das mit Freileitungs-Monitoring verfolgte Ziel ist es, die maximal mögliche Strombelastbarkeit für die aktuellen Wetterbedingungen unter Berücksichtigung einzuhaltender Bodenabstände und maximal zulässiger Leitertemperaturen (z.B. 80°C) zu ermitteln. In vermaschten elektrischen Netzen, so wie sie in Deutschland und darüber hinaus in der UCTE vorliegen, wird das (n-1)-Kriterium als eine Randbedingung für den Netzbetrieb genutzt. Die maximal zulässige Strombelastbarkeit darf demnach nur im (n-1)-Fall erreicht werden, um eine Überlastung sicher zu vermeiden. Wie in Abbildung 9-11 ersichtlich, kann aus der Messung der aktuellen Leitertemperatur nicht die maximal zulässige Strombelastbarkeit ermittelt werden ohne die jeweiligen Wetterbedingungen zu kennen. Daher ist das Messen der Leitertemperatur alleine keine geeignete Methode zur Ermittlung der Strombelastbarkeit in einem Netz, in dem das (n-1)-Kriterium im Netzbetrieb zu erfüllen ist.

Die betriebliche Nutzung von Wetterdaten zur Bestimmung der Strombelastbarkeit wird international wie national in zwei Stufen unterschieden:

1. Betriebliche Nutzung von jahreszeitabhängigen Strombelastbarkeiten, die insbesondere die Temperaturunterschiede berücksichtigen (z.B. Sommerwerte und Winterwerte)
2. Nutzung aktueller Wettermessdaten zur Bestimmung der Strombelastbarkeit

Die Stufe 1 wird in vielen Ländern bereits heute eingesetzt. Die Stufe zwei wird international in Einzelfällen eingesetzt.

Ein inzwischen abgeschlossener Feldversuch zum Freileitungs-Monitoring von E.ON Netz in Schleswig-Holstein zeigt, dass wetterabhängige zusätzliche Transportkapazitäten zur Verfügung stehen, wenn die Leitungen sich in der Region der Windeinspeisung befinden. Bei diesem lokal beschränkten Feldversuch von E.ON Netz hat sich eine wetterabhängige Erhöhung der nutzbaren Transportkapazität von ca. 50%, insbesondere bei Starkwindlagen, gezeigt.

In einzelnen weiteren Netzregionen der anderen Übertragungsnetzbetreiber wird heute schon eine temperaturabhängige Erhöhung der Übertragungskapazitäten um bis zu 20% (durch Nutzung eines erhöhten Winterengpasswertes bei Annahme einer geringeren Umgebungstemperatur) betrieblich genutzt.

Derzeit wird untersucht, ob und in welcher Größenordnung eine Verallgemeinerung und Übertragbarkeit auf das deutschlandweite Höchstspannungsnetz in alle Netzregionen im Falle starker Windeinspeisung möglich bzw. zulässig ist.

Bei der Umsetzung des Freileitungs-Monitoring muss der gesamte Stromkreis für die maximal zu erwartende Strombelastbarkeit ausgelegt werden. Hiervon betroffen sind Komponenten im Leitungs-, Umspannwerks- und Schutzbereich (siehe Kapitel 9.2.2).

9.1.7 Nationaler und internationaler Stand der Technik zur Berücksichtigung wetterabhängiger Stromübertragungskapazitäten im Bereich der Netzplanung

Eine stichprobenartige Anfrage bei europäischen Netzbetreibern hat ergeben, dass wetterabhängige Transportkapazitäten in den Netzplanungsberechnungen i. A. nicht berücksichtigt werden.

Aufgrund der Erfahrungen und Erkenntnisse aus dem Pilotversuch in Schleswig-Holstein werden z.B. bei E.ON Netz bereits heute schon in Deutschland wetterabhängige Transportkapazitäten im Bereich der Netzplanungsberechnungen für den nördlichen Regelzonenbereich eingesetzt. Bei den anderen Übertragungsnetzbetreibern liegen bislang keine eigenen Erfahrungen zum Monitoring vor.

Derzeit wird untersucht, ob und in welcher Größenordnung eine Übertragbarkeit der Erfahrungen aus dem o. g. Pilotversuch auf das deutschlandweite Höchstspannungsnetz in alle Netzregionen möglich bzw. zulässig ist.

9.2 Auswirkungen auf die gesamte Betriebsmittelkette von Stromkreisen (Primär-, Sekundär- und Hilfseinrichtungen)

Bei der Umsetzung des Freileitungs-Monitoring muss der gesamte Stromkreis für die maximal zu erwartende Strombelastbarkeit ausgelegt werden. Hiervon betroffen sind Komponenten im Leitungs-, Umspannwerks- und Schutzbereich.

9.2.1 Auswirkungen auf die Betriebsmittelkette der Freileitungen

Prüfung aktuelles Bodenabstandsprofil

Die in DIN EN 50341 beschriebenen Distanzen für den Bodenabstand müssen zu jedem Zeitpunkt gewahrt bleiben. Eine Freileitung wird so trassiert, dass der Bodenabstand auch dann noch gewahrt bleibt, wenn die Leitertemperatur die Temperatur gemäß Bodenabstandsprofil (z.B. 60°C, 80°C) annimmt. Eine Freileitung, die für das Monitoring vorgesehen ist, muss auf ihre Trassierungstemperatur hin überprüft werden. Besteht die Freileitung aus mehreren Leitungsabschnitten mit unterschiedlichen Trassierungstemperaturen, so ist die kleinste Trassierungstemperatur als Bemessungsgrundlage für die Dauerstrombelastbarkeit zu nutzen.

Sonderbegehung

Im Rahmen einer Sonderbegehung der für das Freileitungs-Monitoring vorgesehenen Freileitung sind sämtliche Strom führenden Komponenten sowie evtl. vorhandene Unregelmäßigkeiten zu erfassen. Weiter sind Besonderheiten wie Näherungen an hohe Gebäude oder ein Verlauf in Waldschneisen zu erfassen. Anhand des Ergebnisses ist zu überprüfen, ob Komponenten eingebaut sind, die nicht für eine erhöhte Dauerstrombelastbarkeit vorgesehen sind oder nicht mehr dem Stand der Technik entsprechen (z.B. Konuskeilabspannklemmen, Muldentragklemmen älterer Bauart mit geschlossenem Eisenkern, Kerbverbinder). Diese Komponenten sind auszutauschen. Ebenso sind zur Behebung von beobachteten Unregelmä-

ßigkeiten (z.B. Aufkorbung des Leiterseils aufgrund von Drahtbrüchen) geeignete Maßnahmen zu ergreifen.

Prüfung Verbinder

Klemm- und Pressverbinder altern durch chemische Reaktion an den Kontaktstellen im Laufe ihrer Betriebszeit. Der Verbindungswiderstand erhöht sich. Auch bei sorgfältig montierten Verbindungen mit kleinen Verbindungswiderständen tritt diese Alterung abhängig von den klimatischen, elektrischen und mechanischen Beanspruchungen auf. Ein hoher Verbindungswiderstand verursacht abhängig von der Strombelastung eine Übertemperatur an der Verbindung, so dass mit Hilfe von Infrarotthermographie der Zustand einer Verbindung bestimmt werden kann.

Es ist mit diesem Verfahren jeder Pressverbinder der für das Freileitungs-Monitoring vorgesehenen Freileitung zu untersuchen. Auffällige Pressverbinder, die Übertemperaturen gegenüber dem Leiterseil aufweisen, sind auszutauschen. Es sind exemplarisch Klemmverbindungen des Stromkreises sowohl aus dem Umspannwerks- als auch aus dem Leitungsbereich mit diesem Verfahren zu untersuchen. Treten gehäuft Auffälligkeiten auf, so ist die Anzahl der untersuchten Klemmverbindungen zu erweitern. Auffällige Klemmverbindungen sind auszutauschen. Nicht stromführende Komponenten (z.B. Isolatorketten) erfahren durch den erhöhten Stromfluss im Leiterseil eine Temperaturerhöhung, die im zulässigen Bereich liegt, da die Leitertemperatur die Trassierungstemperatur (z.B. 60°C oder 80°C) prinzipbedingt nicht überschreitet. Ggf. ist im Rahmen von vermehrten Begehungen oder Befliegungen mit Infrarot-Thermographie der Zustand dieser Komponenten im Betrieb zu überprüfen.

Meteorologische Sensoren und Standorte

Das Konzept zum Freileitungs-Monitoring sieht vor, die Dauerstrombelastbarkeit einer Freileitung in Abhängigkeit der klimatischen Umgebungsbedingungen zu ermitteln. Hierzu sind an für den Leitungsverlauf klimatologisch repräsentativen Standorten Klimadaten mit geeigneten Messgebern zu ermitteln. Es ist gemäß Konzept vorgesehen, die Klimagrößen Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit zu erfassen. Zur Erfassung sind Messgeber zu nutzen, die internationalem Standard genügen. Es muss der gleitende 10-Minuten Mittelwert ausgegeben werden können. Diese Einstellung muss voreingestellt sein und für den Betrieb beim Freileitungs-Monitoring genutzt werden. Als Messgeber für die Umgebungstemperatur ist ein Gerät auf Basis eines PT100 Temperaturfühlers zu nutzen.

Als Messgeber für die Windgeschwindigkeit ist ein Ultraschallanemometer zu nutzen. Die Standorte der Klimastationen müssen repräsentativ für den gesamten Leitungszug sein. Die Anzahl der Klimastationen ist den geographischen Gegebenheiten anzupassen. Mindestens die Endpunkte des Stromkreises (Umspannwerke) sind mit Klimastationen auszustatten. Bei Unklarheiten ist die Unterstützung von Klimaexperten hinzu zu ziehen.

Implementierung Berechnungsvorschrift für wetterabhängige Strombelastbarkeit

Mit Hilfe der Berechnungsvorschrift wird die klimaabhängige dynamische Dauerstrombelastbarkeit von Stromkreisen im Freileitungs-Monitoring online bestimmt. Die Berechnungsvorschrift ist innerhalb der vorhandenen Leittechnik softwaretechnisch zu implementieren.

EMV 26. BImSchV

Durch die Erhöhung der maximalen Dauerstrombelastbarkeit einer Freileitung kommt es zur Erhöhung der maximal möglichen magnetischen Felder. Mittels Feldberechnung ist zu überprüfen, ob die in der 26. BImSchV genannten Grenzwerte auch bei Verwendung der maximalen Dauerstrombelastungen eingehalten sind. Bei Bedarf ist die maximal zulässige Dauerstrombelastbarkeit entsprechend anzupassen. Es ist zu überprüfen, ob eine Anzeigepflicht besteht, die sich aus der Änderung der Grenzwerte ergeben kann. Ggf. ist die Änderung anzuzeigen.

9.2.2 Auswirkungen auf die primärtechnische Betriebsmittelkette der Umspannwerke

Bei der Betrachtung einer höheren Ausnutzung der Übertragungsfähigkeit der primärtechnischen Betriebsmittel in Umspannwerken sind im Wesentlichen folgende Betriebsmittel zu berücksichtigen:

- Leiterseile, Rohrleiter,
- Hochspannungsklemmen, -verbinder
- Leistungsschalter,
- Trennschalter,
- Strom- bzw. Kombiwandler
- TFH-Sperren.

Für Leiterseile in Schaltanlagen gelten im Wesentlichen die Aussagen für die Freileitung. Rohrleiter werden meist nach mechanischen Gesichtspunkten dimensioniert und sind bezüglich des Bemessungsstromes i. d. R. unkritisch. In Schaltanlagen werden im Gegensatz zur Freileitung häufig Schraub(Deckel)-Klemmen statt Pressverbindern eingesetzt. Diese sind wegen der Konstruktion und Übergangswiderstände bei großen Temperaturspielen meist kritischer im Alterungsverhalten.

Die Schaltgeräte werden u. a. für einen zeitunabhängigen Bemessungsstrom I_r ausgelegt, der unter konkreten, idealisierten Bedingungen nicht zu unzulässigen Belastungen des Betriebsmittels oder von Teilen des Betriebsmittels führt. Hierzu sind in EN 60694 (VDE 0670, Teil 1000), Tabelle 3 Temperatur- und Übertemperaturgrenzwerte für verschiedene Teile, Werkstoffe und Isolierstoffe angegeben. Im Hinblick auf den Bemessungsstrom ist i. d. R. die maximal zulässige Umgebungstemperatur für Schaltgeräte und Wandler auslegungsrelevant. Diese beträgt nach EN 60694 für Schaltgeräte im Normalfall 40°C.

Für Schaltgeräte gibt ebenfalls die Norm EN 62271-100 (Leistungsschalter) bzw. EN 62271-102 (Trennschalter) eine Indikation zur Überlastbarkeit der Schaltgeräte.

„Es sollte beachtet werden, dass Leistungsschalter bzw. Trennschalter keine festgelegte Dauer-Überlastbarkeit besitzen. Daher sollte der Bemessungsstrom so gewählt werden, dass der Leistungsschalter bzw. Trennschalter für alle im Betrieb vorkommenden Lastströme geeignet ist.“

Für Trennschalter wird darüber hinaus auf außergewöhnliche Betriebsbedingungen (z. B. seltenes Öffnen von hoch ausgelasteten Trennschaltern bei hohen Umgebungstemperaturen) hingewiesen, bei denen der Bemessungs-Betriebsstrom ggf. keine Anwendung finden kann. Hier wird explizit eine Konsultation des Herstellers empfohlen.

Die in der Typprüfung geforderte Erwärmungsprüfung gibt Rückschlüsse für fabrikneue Geräte. Die Umgebungstemperatur während der Prüfung soll zwischen +10°C bis + 40°C liegen. Innerhalb dieses Bereiches der Umgebungstemperatur ist keine Korrektur der Werte der Übertemperatur vorzunehmen. Es gelten die Werte der o. g. Tabelle 3. Bei der Stückprüfung wird nur der Widerstand der Hauptstrombahn gemessen. Der Widerstandwert darf max. 20 % über dem Wert des Prüflings der Typprüfung vor der Erwärmungsprüfung liegen. In der Praxis ist die Erhöhung der Übergangswiderstände insbesondere an den Kontaktstellen und Anschlüssen zu berücksichtigen.

Die Hauptstrombahn gekapselte Geräte, wie Leistungsschalter, sind gut gegen Witterungseinflüsse geschützt und die Kontaktbeanspruchung bzw. -abbrand wird im Wesentlichen durch Anzahl sowie Höhe und Dauer von Schaltvorgängen bestimmt. Trennschalter sind dagegen mit ihrer ungekapselten Trennstrecke und den Drehkontaktsystemen relativ anfällig gegenüber Witterungseinflüssen und Verschleiß. Insbesondere die Drehkontaktsysteme sind dynamisch und thermisch hoch beansprucht. An hoch ausgelasteten Geräten sowie Anschluss bzw. Verbindungsstellen kann eine Thermovisionmessung nähere Hinweise auf den Zustand der Kontaktflächen bzw. deren Übergangswiderständen geben.

Eine Berücksichtigung der Windgeschwindigkeit auf Schaltgeräte ist grundsätzlich in den Normen nicht vorgesehen. Jedoch lässt die EN 60694 bei der Erwärmungsprüfung eine Luftgeschwindigkeit von nicht mehr als 0,5 m/s zu.

Der thermische Bemessungs-Dauerstrom von Freiluft-Strom- und Kombiwandlern wird nach EN 60044-1 (VDE 0414 Teil 44-1) bzw. EN 60044-3 (VDE 0414 Teil 44-3) in allen genormten Temperaturklassen mit einer höchsten Umgebungstemperatur von 40°C bei einem maximalen 24-h-Mittelwert von 35°C ausgelegt. Die Sonneneinstrahlung beträgt 1000 W/m². Der Normwert des thermischen Bemessungs-Dauerstromes ist gleich dem primären Bemessungsstrom.

In der Praxis wird meist ein thermischer Bemessungs-Dauerstrom festgelegt, der größer als der primäre Bemessungsstrom ist. Vorzugswerte sind entsprechend der Norm 120 %, 150 % und 200 % des primären Bemessungsstromes. Die Grenzwerte für Übertemperaturen der Wicklungen sind für Hochspannungswandler in der EN 60044 und in der EN 60694 für die Anschlüsse angegeben.

Die thermische Wirkung des Stromes setzt sich beim Stromwandler aus den Stromwärmeverlusten des Primärleiters und der Sekundärwicklung sowie den Wirbelstromverlusten (z. B. Kopfhäuser) und den sonstigen Eisen- und Ummagnetisierungsverlusten zusammen. Eine generelle Aussage zur Höhe der Auslastung von Strom- bzw. Kombiwandlern über den thermischen Bemessungsstrom hinaus ist wegen der Vielzahl der Konstruktionen und der meist vorhandenen verschiedenen Schaltungsmöglichkeiten nicht möglich.

Wegen des komplexen Aufbaus und der Geometrie der Schaltgeräte und Wandler gegenüber einfachen Leitern erscheint in der Praxis eine Berücksichtigung des Windes insbesondere im Hinblick auf die Anströmrichtung schwierig. „Abschattungen“ der temperaturkritischen Teile

durch bauliche Einrichtungen, die eigene Konstruktion oder Anbauteile (z. B. zur Feldsteuerung) lassen bezüglich der Wirkung des Windes nur sehr konservative Schätzungen zu. Die wirksame Windgeschwindigkeit auf die Betriebsmittel der Schaltanlage ist durch die geringere Höhe über dem Erdboden grundsätzlich geringer als auf die Freileitung. Beispielhaft für weitere zu berücksichtigende Faktoren bei einer höheren Auslastung der Betriebsmittel in Schaltanlagen sei hier nur der (eingeschränkte) Fangbereich von Einsäulen-Pantografen-Trennschaltern in Seilanlagen sowie ggf. vorhandene TFH-Sperren erwähnt.

Wegen der Vielzahl der unterschiedlichen Primärgerätekonstruktionen und Bauweisen der Umspannwerke ist eine generelle Aussage zum praktisch verfügbaren Potential einer höheren Ausnutzung der Übertragungsfähigkeit nur bedingt möglich und nicht Stand der Technik. Allgemein ist bei einer höheren Auslastung der Betriebsmittel mit einem beschleunigtem Abbau des Abnutzungsvorrates und somit erhöhtem Instandhaltungsaufwand zu rechnen.

Die höhere Auslastung von Schaltgeräten und Strom- bzw. Kombiwandlern in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen ist bisher national wie international nicht verbreitet. Einerseits ist ein pauschaler Ansatz wegen der Vielfalt der Gerätetechnik und des unterschiedlichen technischen Zustandes schwer möglich. Andererseits ist der Austausch der genannten Geräte gegen neue Geräte oder durch Tausch mit vorhandenen Geräten relativ einfach und im Verhältnis zur Ertüchtigung des gesamten Stromkreises kostengünstig möglich.

9.2.3 Auswirkungen auf das Schutzsystem

Die Einstellung von Schutzsystemen muss folgenden Ansprüchen genügen:

- Im Kurzschlussfall müssen die Schutzeinrichtungen sicher anregen und den Fehler schnellstmöglich und selektiv vom Netz trennen.
- Durch die Schutzeinstellung soll es keine Einschränkungen für den Normalbetrieb geben, d.h. bei hohen Belastungen soll es zu keiner Anregung bzw. Auslösung durch Schutzeinrichtungen kommen.

Im Höchstspannungsnetz werden als Leitungsschutz Distanz- und Differenzialschutzeinrichtungen eingesetzt. Bei neueren digitalen Schutzgeräten gibt es keine Einschränkungen für den Normalbetrieb bei hohen Betriebsströmen, vorausgesetzt die Einstellwerte sind den Betriebsstrom- und Kurzschlussstromverhältnissen angepasst.

Elektromechanische Schutzeinrichtungen weisen deutliche Einschränkungen bei den Einstellwerten gegenüber digitalen Schutzgeräten auf. Sie werden aufgrund ihrer abnehmenden Anzahl im Höchstspannungsnetz hier jedoch nicht weiter betrachtet.

Grundsätzlich müssen die Anregebedingungen der Schutztechnik unter Beachtung der zu erwartenden Betriebs- und Fehlerströme für das konkrete Netz sowie aller netztechnisch möglichen Szenarien ermittelt werden.

Zusammengefasst lässt sich feststellen, dass in der Höchstspannungsebene mit den inzwischen zunehmend vorhandenen digitalen Schutzeinrichtungen entsprechende Einstellwerte möglich sind, die weder zu Über- noch zu Unterfunktionen des Schutzes führen. In der Regel ist der maximale zulässige Betriebsstrom dabei kleiner als der thermische Bemessungs-Dauerstrom der Strom- bzw. Kombiwandler, so dass die Übertragungsfähigkeit der Leiterseile nicht eingeschränkt wird.

9.3 Darstellung der technischen und rechtlichen Voraussetzungen für eine betriebliche Nutzung witterungsabhängiger Strombelastbarkeiten

Als rechtliche Grundlage für jegliche Errichtung und jeglichen Betrieb von Energieanlagen ist das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)⁷² zu beachten. Dies ist somit auch für den betrieblichen Einsatz eines Monitoringsystems zur Erhöhung der Übertragungskapazität von Freileitungs-Leiteseilen oder für den Einsatz von Sonderleitern mit Betriebstemperaturen über 80°C heranzuziehen. Maßgebend sind insoweit die Regelungen in § 49 EnWG; die Absätze 1 und 2 dieser Vorschrift haben – bezogen auf den Strombereich - folgenden Wortlaut:

Anforderungen an Energieanlagen

(1) Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.

(2) Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von I. Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. ...eingehalten worden sind.

Somit steht der Betreiber von elektrischen Energieanlagen in der Pflicht, bei einem Abweichen von geltenden Normen nachzuweisen und zu dokumentieren, dass seine Vorgehensweise trotzdem den anerkannten Regeln der Technik entspricht bzw. einem eingeführten Stand der Technik entspricht.

Im informativen und damit nicht verbindlichen Teil der DIN EN 50182 (siehe Kapitel 9.1.1) sind konservativ anzunehmende Umgebungsbedingungen beispielhaft für den Betrieb von Leitern nach dieser Norm angegeben. Für das Abweichen von diesen Umgebungsbedingungen (z.B. höhere Belastbarkeit von Leitern bei stärkerer Kühlung durch senkrechte Windanströmung oder durch niedrigere Umgebungstemperaturen) hat das für die Normung von Freileitungen zuständige Komitee der Deutschen Kommission für Elektrotechnik und Informationstechnik (DKE) in DKE K421 (2005) Stellung bezogen. Die wesentlichen Aussagen lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Ein Betrieb bei veränderten Umgebungsbedingungen ist möglich, solange sichergestellt ist, dass die höchste Leiterendtemperatur von 80°C für Leiter nicht überschritten wird (Anmerkung: Dies gilt für Leiter nach DIN EN 50182).
- Alle sicherheitsrelevanten Abstände müssen eingehalten werden
- Nicht nur die Beseilung, sondern alle Komponenten im Strompfad müssen für die entsprechende Strombelastung ausgelegt sein.

⁷² EnWG 2005

Somit kann davon ausgegangen werden, dass bei Erfüllung der genannten Randbedingungen den „allgemeinen Regeln der Technik“ und somit den Anforderungen gemäß § 49 EnWG genüge getan ist. Allerdings verweist der Kommentar⁷³ zum Energiewirtschaftsgesetz noch darauf, dass die Zuerkennung des Status „Allgemeinen Regeln der Technik“ weiterhin erfordert, dass die entsprechende Technik in der Praxis erprobt und bewährt sein muss.

Für Leiter, die abweichend von den Standard-Leitern der DIN EN 50182 auslegungsgemäß bei Temperaturen größer 80°C betrieben werden können (siehe Kapitel 9.1.2), liegt noch keine diesbezügliche Anfrage oder Aussage des DKE K 421 vor. Hier kann allerdings DIN EN 50431 (2002), Abschnitt 9.2, herangezogen werden:

... Anmerkung 2: Für einige Freileitungsprojekte können Leiterarten oder Werkstoffe für den Freileitungsbau verwendet werden, die nicht in den bestehenden EN-Normen enthalten sind. In diesen Fällen und beim Fehlen einschlägiger Normen sollte die Projektspezifikation alle geforderten Kennwerte und die entsprechenden Prüfmethoden unter geeigneter Bezugnahme auf EN-Normen festlegen. ...

Daraus lässt sich folgern, dass zumindest –wie bei Leitern nach EN 50182– die sicherheitsrelevanten Abstände eingehalten werden müssen und alle Komponenten im Strompfad für die entsprechende Strombelastung ausgelegt werden müssen.

9.4 Sonstige Voraussetzungen

9.4.1 Dokumentation, Juristische Verantwortlichkeit, Haftung, Solidarpflichten, Pflichten nach dem Energiesicherungsgesetz

Die Nutzung von wetterabhängigen Strombelastbarkeiten auf Freileitungen unterscheidet sich hier in keiner Weise von der Nutzung sonstiger Betriebsmittel im Netzbetrieb. Der Netzbetreiber hat dafür zu sorgen, dass die von ihm eingesetzten Techniken allen geltenden Richtlinien, Vorschriften und Normen entsprechen und gerichtsfest zu dokumentieren. Annahmen und Vorhersagen zu den Umgebungsbedingungen (insbesondere bei Netzsicherheitsrechnungen) sind entsprechend zu behandeln.

9.4.2 Weitere technische Voraussetzungen

Die Nutzung insbesondere von Freileitungs-Monitoring-Geräten und deren Einbindung in den Netzbetrieb über Stand-alone-Computer oder direkt ins Netzleitsystem bedingt natürlich noch eine Vielzahl an notwendigen Maßnahmen im Bereich der Kommunikationstechnik, der Spannungsversorgung der Geräte vor Ort, usw. Auf diese Details wird im Rahmen der dena II –Studie jedoch nicht eingegangen, da die Ausführung vom jeweiligen Gerätetyp und der jeweiligen Konfiguration der Einbindung in den Netzbetrieb abhängt. Hier existiert eine Vielzahl von Lösungen (Auskopplung per Modem, über Lichtwellenleiter,...), welche dem Stand der Technik entsprechen.

⁷³ DIN EN 50341 (2002)

9.5 Potentiale der Nutzbarkeit wetterabhängiger Strombelastbarkeiten in der Netzplanung

9.5.1 Ziele

9.5.1.1 Allgemeine Zielstellung

In diesem Kapitel werden die vorgenannten rechtlichen und technischen Voraussetzungen mit den netztechnischen und netzplanerischen Anforderungen verknüpft. Ziel ist es, für netzplanerische Berechnungen einen möglichen Ansatz der Strombelastbarkeit in Form einer prozentualen Strombelastbarkeit im Verhältnis zur 100%-Strombelastbarkeit zu liefern.

Als „100%-Strombelastbarkeit“ wird hier diejenige Belastbarkeit definiert, die sich für ein Seil Al/St 265/35 mm² unter den Standard-Bedingungen (35°C Außentemperatur, 80°C Seiltemperatur, 0,6 m/s Windgeschwindigkeit, senkrechte Windanströmung, Globalstrahlung 900 W/m²) ergibt. Für die in den Höchstspannungsnetzen in Deutschland gängigen Beseilungen können die hier angegebenen prozentualen Strombelastbarkeiten im Verhältnis zum 100%-Wert verallgemeinert werden, d. h. bei einer Angabe von beispielsweise „120% Strombelastbarkeit“ ist dies nahezu unabhängig von der Leiterausführung.

9.5.1.2 Zielstellung Windeinspeiseszenarien

Im Rahmen der dena II –Studie wird die mögliche Integration der erneuerbaren Energien, hier insbesondere der Windenergie, untersucht. Deshalb beziehen sich die angegebenen Potentiale auf die netzplanerischen Szenarien, die von einer Windeinspeisung ausgehen. Es werden keine darüber hinaus gehenden Szenarien oder Witterungsabhängigkeiten untersucht

9.5.2 Einschränkungen

9.5.2.1 Keine Allgemeingültigkeit der Betrachtung

Im Rahmen der dena II-Studie ist es nur möglich, eine Aussage über mögliche Potentialindikationen für witterungsabhängige Strombelastbarkeiten in großräumigen Regionen zu treffen, jedoch keine allgemeingültige Aussage, die im Detail auf jede Freileitung zutrifft. Die folgenden Angaben über Strombelastbarkeitspotentiale wurden anhand von beispielhaften Auswertungen bestehender Wetterstationen ermittelt, die sich nicht unbedingt immer in der Nähe von Freileitungen befinden müssen. Jeder Netzbetreiber muss sein Netzgebiet und seine Freileitungstrassen detailliert überprüfen und ggf. Ab- oder Zuschläge zu den hier genannten Strombelastbarkeiten anhand des konkreten Trassenverlaufes und der örtlichen sowie technischen Besonderheiten vornehmen.

9.5.2.2 Randeffekte nicht berücksichtigt

Bei sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten, die insbesondere an Wettermessstationen in Süddeutschland nachgewiesen wurden, überwiegen Randeffekte (z. B. Strömung und zusätzliche Kühlung durch Eigen thermik der erwärmten Leiterseile). Ferner kann es bei schneebedeckten Böden durch Rückstrahlung zu erhöhter Freileitungsseilerwärmung kommen. Diese Randeffekte wurden in den hier angegebenen Strombelastbarkeitspotentialen nicht im Detail berücksich-

sichtigt sondern zusammen gefasst in der Annahme, dass diese Kühleffekte durch Ansatz der Normbedingungen (Windgeschwindigkeit 0,6 m/s, senkrechte Anströmung) hinreichend nachgebildet werden. Eine größere Detailtiefe lässt sich aus heute vorliegenden Veröffentlichungen nicht entnehmen und sollte zukünftig im Rahmen von Forschungsarbeiten geklärt werden.

9.5.3 Methodik

9.5.3.1 Starkwindgrenze

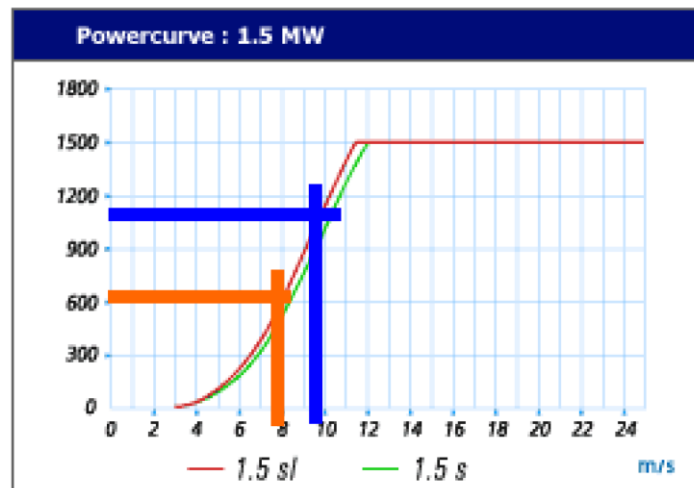
Die Grenze, ab wann „Starkwind“ herrscht, kann nur eine willkürliche Grenze sein. Es ist statistisch nicht sinnvoll, diese Grenze zu hoch anzusetzen (z. B. Starkwind=95% elektrische Winderzeugungsleistung), da dieses Starkwindereignis nach den Auswertungen von realen Windeinspeisedaten zwischen 2004-2007 kaum auftrat und somit keine statistisch belastbare Aussage möglich ist. Ferner darf diese „Starkwindgrenze“ nicht zu niedrig angesetzt werden, da ansonsten die zugehörigen Strombelastbarkeiten sich entsprechend vermindern. In einer entsprechenden Studie von energy & meteo systems⁷⁴ wurde die Grenze zu 65% der installierten Windleistung festgelegt, was aber relativ konservativ ist und deshalb zu niedrigen Strombelastbarkeiten führt. In dieser Studie wird auch darauf hingewiesen, dass die Einteilung in die Einspeiseklassen auf Basis der Windgeschwindigkeiten erfolgen kann und diese Methodik qualitativ ähnliche Ergebnisse liefert. Die Arbeitsgruppe AS 2.5 hat aufgrund dieser Erwägungen die Starkwindgrenze bei 9,5 m/s Windgeschwindigkeit festgelegt. Diese Grenze entspricht in etwa 80 % der zur Verfügung stehenden Windleistung, was sowohl aus den beispielhaften Leistungskennlinien von Windkraftanlagen (*siehe* Abbildung 9-12) und auch der regionalen Windeinspeisekennlinie in der Regelzone von E.ON Netz (*siehe* Abbildung 9-13) zu entnehmen ist. Diese Ansätze sind in den weiteren Betrachtungen zu berücksichtigen.

9.5.3.2 Mittelwindgrenze

Im Nachgang zu den Betrachtungen für das Starkwindszenario zeigte sich, dass es für netzplanerische Untersuchungen zusätzlich notwendig ist, Auslastbarkeiten auch bei kleineren Windgeschwindigkeiten zu betrachten. Andernfalls würde bei einem Übergang der oben definierten Starkwindeinspeisung von z. B. 80 % auf 79 % die Auslastbarkeit von Freileitungen in Norddeutschland sprunghaft von 150 % auf 100 % sinken. Um diesen Sprung zu mildern, wurde zusätzlich ein „Mittelwindszenario“ definiert. Als „Mittelwind“ werden Windgeschwindigkeiten von 7,5-9,5 m/s, gemittelt über die oben genannten Standorte der Windeinspeisung, angenommen. Dies entspricht gemäß der beispielhaft angenommenen Windkraftanlagenkennlinie (Abbildung 9-12) einer Einspeisung von ca. 50 % (Abbildung 9-13).

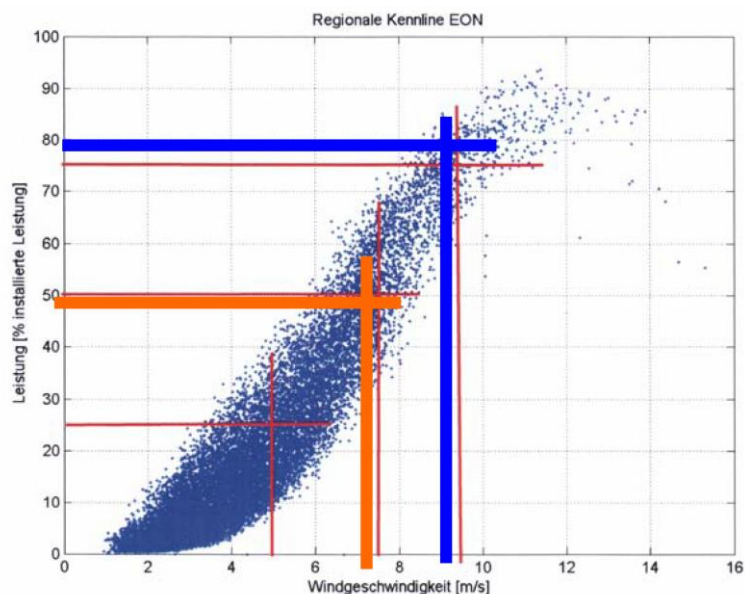
⁷⁴ Lange / Focken (2008)

Abbildung 9-12: Beispielhafte Leistungskennlinie einer Windkraftanlage



Quelle: http://www.gepower.com/prod_serv/products/wind_turbines/en/15mw/tech_data.htm

Abbildung 9-13: Windeinspeisekennlinie in der E.ON-Netz-Regelzone 2006-2007



Quelle: Lange / Focken (2008)

9.5.3.3 Schwachwind

Darüber hinausgehende Detaillierungen (z. B. Betrachtungen eines „1/3-Windszenarios“) sind nicht sinnvoll, da mit der gewählten Methodik der gesamthaften Windeinspeisung in Norddeutschland bei einer höheren Auflösung der Potentialindikationen die Gefahr besteht, dass regionale Unterschiede im Verhältnis zur Auflösung so groß werden, dass sie das Ergebnis verfälschen.

9.5.3.4 Schnittstelle zur Netzplanung

Die Netzplanung kann im Rahmen ihrer Untersuchungen für verschiedene Szenarien verschiedene Strombelastbarkeiten annehmen. Die netzplanerischen Szenarien bilden u. a. unterschiedliche Energieeinspeisesituationen (z. B. Starkwindeinspeisung, Schwachwindeinspei-

sung, hohe konventionelle Kraftwerkseinspeisung, niedrige konventionelle Kraftwerkseinspeisung, usw.) ab. Die hier angegebenen Strombelastbarkeiten beziehen sich auf die Starkwindszenarien bzw. Mittelwindszenarien. Ob die Netzplanung die hier angegebenen Potentiale aufgrund anderer Randbedingungen nutzen kann, ist Teil der netzplanerischen Untersuchungen.

9.5.3.5 Zugrundeliegende Datenbasis der regionalen Umgebungsbedingungen

Die lokalen Umgebungsbedingungen wurden anhand der Stundenwerte für Temperatur und Windgeschwindigkeit für nachgenannte Messstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) ermittelt. Die ausgewählten Messstationen sind über Deutschland verteilt. Teilweise sind die Messstationen zwar nur bedingt geeignet (so ist z. B. die Station Karlsruhe auf dem Dach eines 48m hohen Hochhauses installiert), wurden jedoch in der Auswertung mit berücksichtigt, um die entsprechende Sensitivität auswerten zu können. Im Falle der tatsächlichen Umsetzung des hier dargestellten Konzeptes ist es je betroffener Leitungsanlage noch notwendig, die in der Nähe der Leitung liegenden ausgewählten Messstationen bezüglich Ihrer Eignung für eine generalisierte Aussage durch ein entsprechendes meteorologisches Prüfinstitut verifizieren zu lassen und ggf. abzuändern.

Messstationen des DWD zur Bestimmung der regionalen Strombelastbarkeitspotentiale:

Helgoland	Schleswig-Jagel	Sankt Peter-Ording
Norderney	Fehmarn	Arkona
Quickborn	Waren	Boizenburg
Grünow	Soltau	Lingen
Braunschweig	Werl	Halle-Kröllwitz
Lüdenscheid	Kassel	Leipzig-Schkeuditz
Görlitz	Osterfeld	Köln-Bonn
Gießen-Wettenberg	Wiesenburg	Bamberg
Saarbrücken-Ensheim	Karlsruhe	Gelbelsee
Stuttgart(Schnarrenberg)	Stuttgart-Echterdingen	Lahr (Schwarzwald)
Kempen	Garmisch-Partenkirchen	

9.5.3.6 Zugrundeliegende Standorte der Windeinspeisung

Bei der Korrelation der lokalen Strombelastbarkeiten mit der Starkwindeinspeisung bzw. Mittelwindeinspeisung muss berücksichtigt werden, dass in Zukunft durch den erhöhten Offshore-Anteil die heute flächenverteilte Onshore-Windeinspeisung durch eine meteorologisch gesehen an der Küste konzentrierte Windenergieeinspeisung überlagert wird. Diesen Anforderungen wird man gerecht, indem man die theoretischen Windeinspeisungen an 17 ausgewählten norddeutschen Standorten (Messstationsstandorte des DWD) mittelt und dann mit den regionalen Strombelastbarkeiten korreliert. Mit diesen 17 norddeutschen Standorten erhält man eine ausgewogene Mischung zwischen Onshore- und Offshore-Windeinspeisung:

Norderney	Helgoland	St. Peter-Ording
Schleswig-Jagel	Fehmarn	Arkona
Lingen	Soltau	Quickborn
Boitzenburg	Grünow	Waren
Werl	Leipzig-Schkeuditz	Halle-Kröllwitz
Görlitz	Braunschweig	

9.5.3.7 Annahmen zur Situation direkt an der Freileitung

Für die Angabe von Strombelastbarkeitspotentialen einzelner Freileitungsabschnitte sind Annahmen zur Situation der lokalen Windanströmung an der Freileitung zu treffen. In Lange / Focken (2008) wurde für netzplanerische Berechnungen ein Windanströmwinkel von 0° (parallel zur Leitung) angegeben und in Textform darauf hingewiesen, dass durch lokale Abschattungen die Windgeschwindigkeit bis zu 95% absinken kann. Im Rahmen der hier angegebenen Potentialindikationen wurde ein weniger konservativer Ansatz gewählt:

- Anströmwinkel 30° zwischen Windrichtung und Leiterseil
- Abminderung der Windgeschwindigkeit am Leiterseil auf 50%, um durchschnittliche Abschattungseffekte einzuschließen

Bezüglich der Mindestwindgeschwindigkeit ergeben sich zwei Varianten.

- **Variante 1:** Die Mindestwindgeschwindigkeit wurde auf 0,6 m/s senkrecht zum Leiter, was dem Standardwert gemäß EN 50182 entspricht, nach unten begrenzt.
- **Variante 2:** Keine Beschränkung der Mindestwindgeschwindigkeit

Die Potentialindikationen in der Karte in Kapitel 9.5.4 wurden anhand einer Ausmittlung der resultierenden Strombelastbarkeiten beider Varianten ermittelt.

Berücksichtigt wird, dass die Messstationen des DWD, insbesondere die Windgeber, normalerweise in einer Höhe von ca. 10-15m über Grund angebracht sind. Dies entspricht dem durchschnittlichen Bodenabstand von Höchstspannungsleitungen in Feldmitte.

9.5.3.8 Berechnungsmodell für die Strombelastbarkeit

Das verwendete CIGRE-Modell gemäß CIGRE Technical Brochure 207 führt zu ähnlichen Strombelastbarkeiten führt wie das in Webs (1962) genannte Webs-Modell. Das Berechnungsmodell gemäß IEEE 738 führt aufgrund des abweichenden Konvektionsberechnungsmodells zu bis zu 10% (hauptsächlich nach unten) abweichenden Ergebnissen.

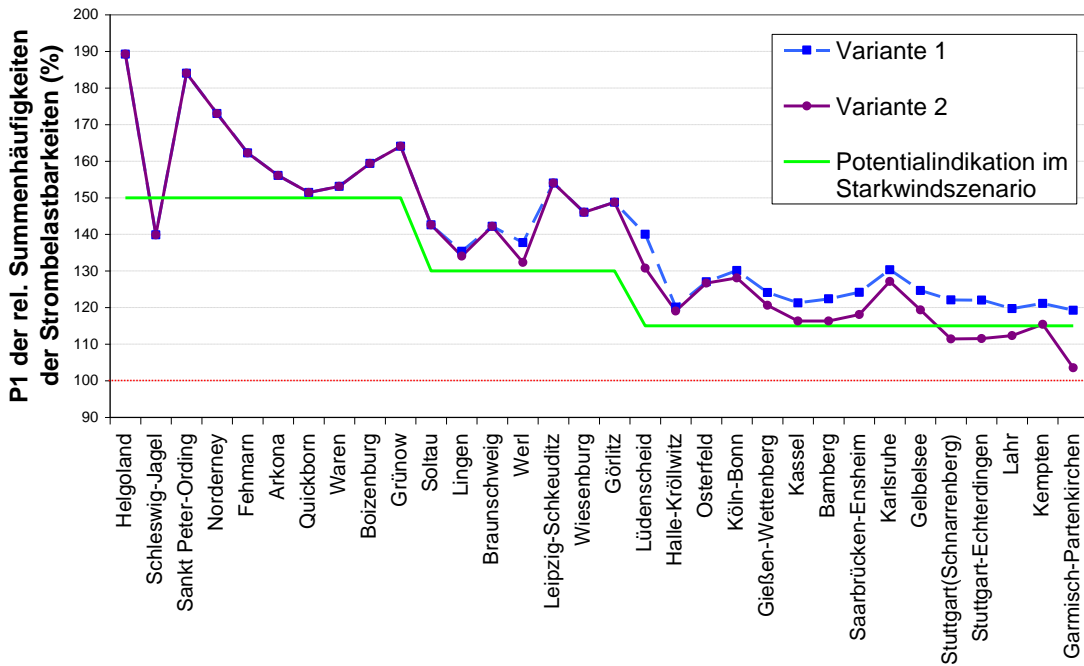
9.5.3.9 Statistik

Wie in Lnage / Focken (2008) durchgeführt, ist es sinnvoll, diejenige Strombelastbarkeit anzunehmen, welche im Starkwindszenario mit 99%iger Wahrscheinlichkeit mindestens vorhanden ist (erstes Perzentil). Diese Annahme ist hinreichend für netzplanerische Berechnungen.

9.5.3.10 Einzelpotentiale an den jeweiligen Messstationen

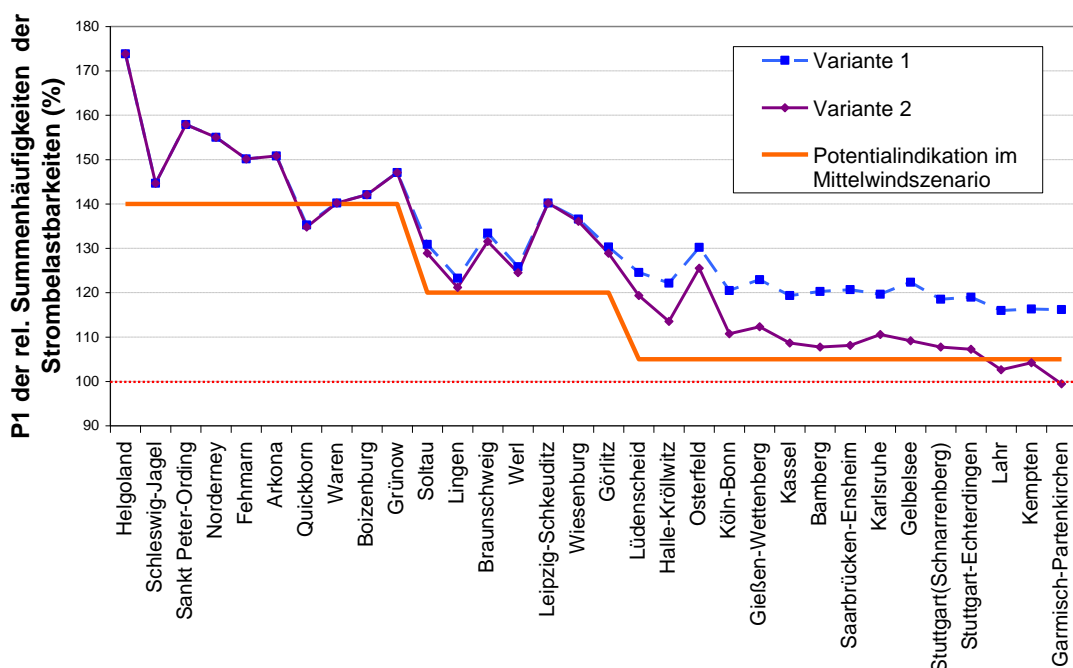
Die in den vorigen Kapiteln erläuterte Methodik führt zu folgenden Ergebnissen für die Strombelastbarkeitspotentiale an den jeweiligen Messstationen.

Abbildung 9-14: Übersicht der ermittelten Strombelastbarkeitspotentiale im Starkwindszenario an den Messstationen des DWD



Quelle: Berechnungen von Amprion GmbH

Abbildung 9-15: Übersicht der ermittelten Strombelastbarkeitspotentiale im Mittelwindszenario an den Messstationen des DWD



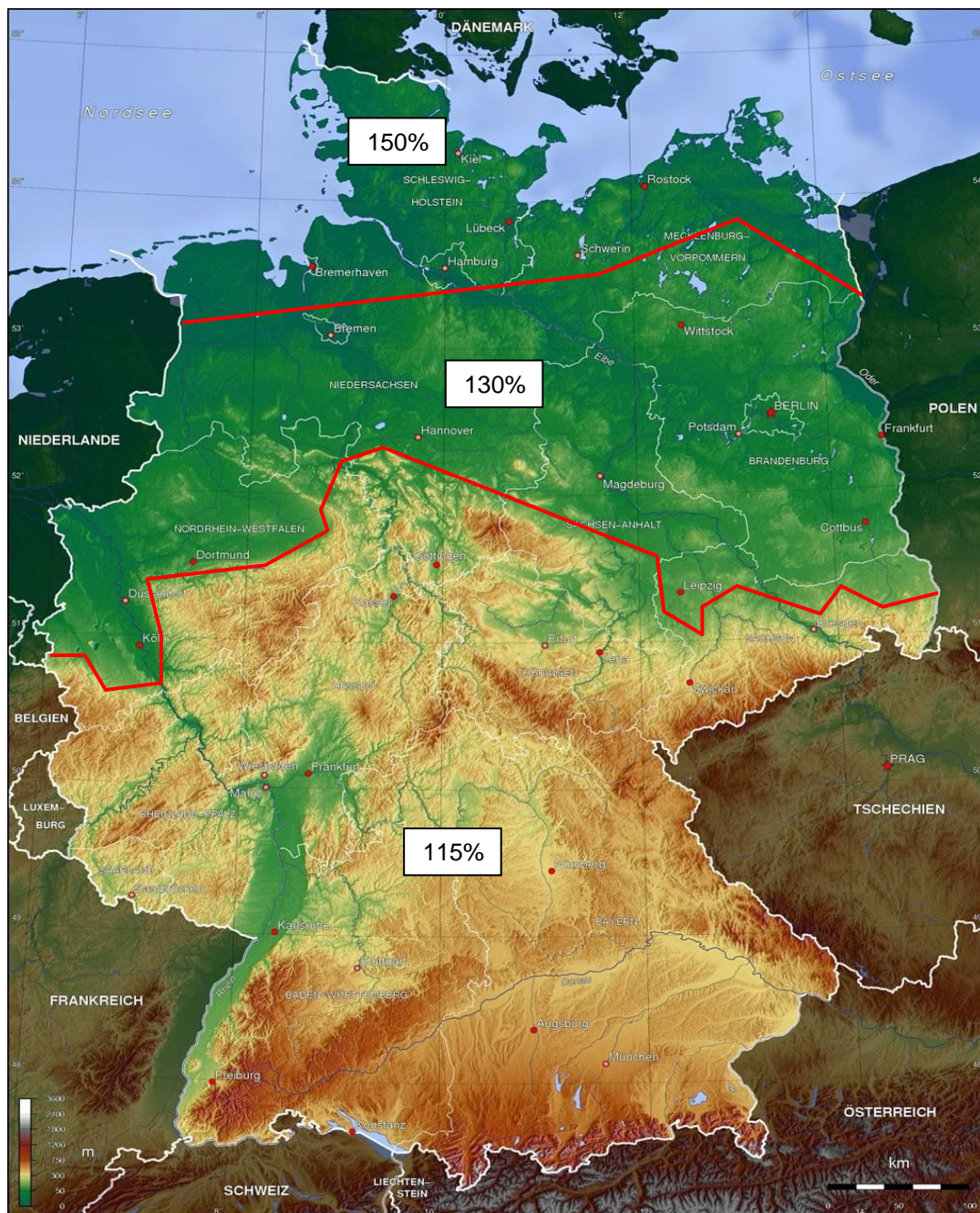
Quelle: Berechnungen von Amprion GmbH

Aus dem Kurvenverlauf ist ersichtlich, dass auch in Süddeutschland Windgeschwindigkeiten $< 0,6$ m/s auftreten (abfallender Kurvenverlauf für Variante 2). Deshalb wird hier von der Systematik, die im Starkwindszenario gewählt wurde, abgewichen und dieser Kurvenverlauf berücksichtigt.

9.5.4 Potentialindikationskarten

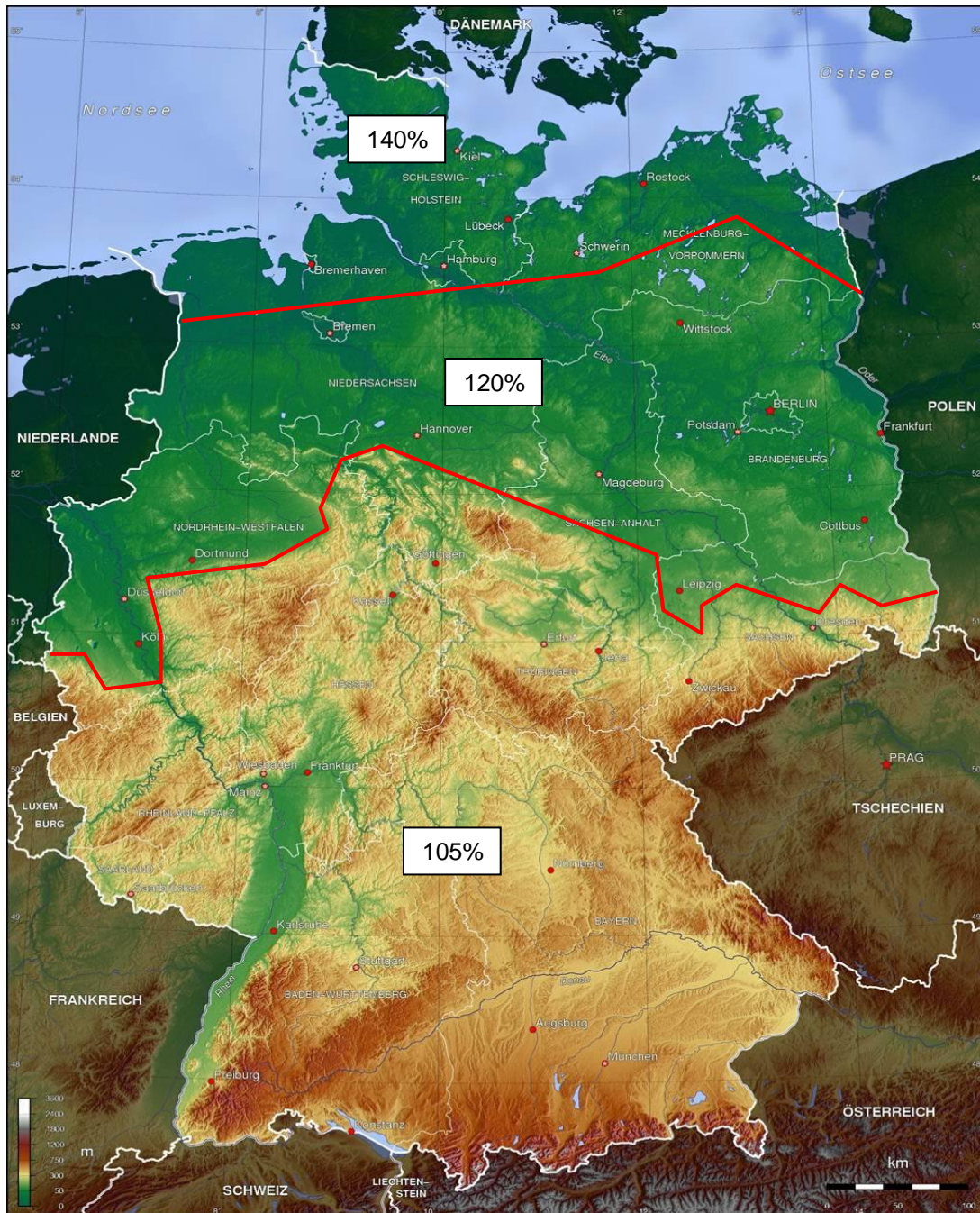
Mit den angegebenen Werten lassen sich überregionale Potentialindikationskarten für Strombelastbarkeiten im Starkwindszenario und im Mittelwindszenario ableiten:

Abbildung 9-16: Potentialindikationskarte für Strombelastbarkeiten im Starkwind-szenario



Quelle: Berechnungen Konsortium, Arbeitsgruppe Betriebsmittelbelastbarkeit

Abbildung 9-17: Potentialindikationskarte für Strombelastbarkeiten im Mittelwind-szenario



Quelle: Berechnungen Konsortium, Arbeitsgruppe Betriebsmittelbelastbarkeit

9.5.5 Weiteres Vorgehen in den Übergängen der Potentialindikationsregionen

Durch das Clustern in einzelne Potentialindikationsregionen entstehen an den Übergängen zwischen den Regionen Unschärfen. Bei den netzplanerischen Berechnungen kann es vorkommen, dass eine detaillierte Betrachtung der Übergänge der Potentialindikationsregionen für die Auslegung von Freileitungen relevant wird. Hierzu eignet sich die nachgenannte Vorgehensweise:

- Ermittlung des Leitungsverlaufes und der leitungsspezifischen Besonderheiten
- Bewertung der Umgebungsbedingungen anhand von in der Nähe der Leitung liegenden meteorologischen Messstationen nach dem in den o. g. Kapiteln beschriebenen Verfahren
- Sachgerechte Zuordnung der Leitung entweder zur Potentialindikationsregion mit größerer Strombelastbarkeitsindikation, zur Potentialindikationsregion mit kleinerer Strombelastbarkeitsindikation oder einem begründeten Zwischenwert.

9.6 Potentiale der Nutzbarkeit wetterabhängiger Strombelastbarkeiten

9.6.1 Ziele

9.6.1.1 Allgemeine Zielstellung

Unvorhergesehene, netzplanerisch nicht zu berücksichtigende Situationen können dazu führen, dass im operativen Netzbetrieb Einschränkungen der Energieübertragung auftreten können, welche durch die Stromübertragungsfähigkeit von Freileitungen verursacht sind. Die Nutzung wetterabhängiger Strombelastbarkeiten im Netzbetrieb kann diese Einschränkungen des Netzbetriebes vermindern.

9.6.1.2 Zielstellung bezüglich der dena II -Studie

Die Zielstellungen der dena II –Studie (zukünftige Integration der erneuerbaren Energien) führt aus Sicht des Netzbetriebes eher zu netzplanerischen als zu operativen Fragestellungen. Gleichwohl ist es sinnvoll, an hochbelasteten Stromkreisen des Höchstspannungsnetzes mit Hilfe von Freileitungs-Monitoring den Mitarbeitern in den zuständigen Schaltleitungen Informationen über die aktuelle Betriebsmittelbelastbarkeit zur Verfügung zu stellen.

9.6.2 Methodik zur Nutzung in der Netzbetriebsplanung

Techniken und Methoden zum Freileitungs-Monitoring sind in Kapitel 9.1.4 ausführlich beschrieben. Es ist für den Netzbetrieb jedoch unerlässlich, im Rahmen von Sicherheitsrechnungen in der Netzbetriebsplanung (forecast) mit ausreichender Sicherheit auf die Umgebungsbedingungen und somit die Strombelastbarkeit zu schließen. Hierfür ist es notwendig, Umgebungsbedingungen und die damit verbundenen Strombelastbarkeiten mit entsprechendem Vorlauf unter Berücksichtigung der Prognosegüte zu ermitteln. Nur dann ist die Nutzung von entsprechenden Potentialen für die Netzbetriebsplanung möglich. Hierzu sind lokale Vorhersagen hoher Präzision notwendig. Die hierfür notwendigen Werkzeuge und Einflüsse (z. B. evtl. Fernparametrierung der Schutzsysteme, was heute nicht dem Stand der Technik entspricht) werden aktuell in Forschungsarbeiten außerhalb der dena II-Studie untersucht, siehe z. B. IAEW-FGE-Jahresbericht 2008.

9.6.3 Potentiale der betrieblichen Nutzung im Starkwind- und Mittelwindszenario

Für den Netzbetrieb können die Potentiale der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit ebenfalls den Potentialindikationskarten in Kapitel 9.5.4 entnommen werden. Diese Karten wurde, wie vorstehend beschrieben, für Wetterlagen erstellt, wie sie mit 99% Wahrscheinlichkeit (erstes Perzentil) im Starkwind bzw. Mittelwindszenario auftreten. Daraus ist zu folgern, dass je nach tatsächlichen Umgebungsbedingungen (z. B. Witterung, Tageszeit, Jahreszeit) im Netzbetrieb höhere Potentiale möglich sind. Eine pauschale Angabe der Höhe eventueller Potentiale für die betriebliche Nutzung ist nicht möglich bzw. sinnvoll, da diese stark von diesen Umgebungsbedingungen abhängt. Ob die Potentiale im Netzbetrieb ausgenutzt werden können, hängt weiterhin von den nachgenannten Randbedingungen ab:

- Bei einem hoch ausgelasteten Netz müssen betrieblich notwendige Reserven vorhanden sein.
- Das Netz muss planerisch Reserven für notwendige Schaltungen beinhalten.
- Die zulässigen Betriebszustände insbesondere die aufgezeigten mögliche höhere Strombelastbarkeiten (Netzbetrieb) müssen vorab definiert und auf Zulässigkeit geprüft werden (z. B. Spannungsgrenzwertverletzung, Stromüberlastung, Winkelstabilität).
- Die in Kapitel 9.1 bis 9.4 genannten technischen und rechtlichen Voraussetzungen sind vorab zu schaffen.
- Für diejenigen Leitungen, die zukünftig über die 100%-Strombelastbarkeit hinaus belastet sein können, müssen die Daten über Umgebungsbedingungen zur Verfügung gestellt werden, um die jeweils aktuell verfügbare Strombelastbarkeit zu ermitteln (z. B. durch Freileitungs-Monitoring, durch Wetterprognosen, usw.).

9.7 Einschränkungen, Handlungsempfehlungen, Ausblick

In den vorhergehenden Kapiteln werden die Randbedingungen und Begrenzungen der Einsatzmöglichkeiten von Hochtemperaturleiterseilen Hochtemperaturseilen und Freileitungs-Monitoring beschrieben. Der Stand der Technik wurde dargelegt, Grundlagen und Methodik wurden transparent aufgearbeitet. Um diese Technologien im Übertragungsnetz auf der sicheren Seite anwenden zu können und hierdurch die Übertragungsfähigkeit des Netzes wesentlich zu steigern, wird die Beachtung der nachfolgenden Punkte empfohlen. Ggf. sind Maßnahmen hieraus abzuleiten.

9.7.1 Einschränkungen

Die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen sind in den Kapiteln 9.1.3, 9.2, 9.3 und 9.4 ausführlich beschrieben. Theoretisch besteht nun die Möglichkeit, die Technologien miteinander zu kombinieren, z. B. Einsatz von Hochtemperaturseilen (Steigerung der Übertragungsfähigkeit auf 150 %) und zusätzlich noch z. B. Berücksichtigung von Freileitungs-Monitoring in Norddeutschland in der Netzplanung im Starkwindszenario (Steigerung der Übertragungsfähigkeit auf 150 %), d. h. bei Kombination eine Steigerung der Übertragungsfähigkeit auf $1,5 \times 1,5 = 225$ %. Dies beruht auf der Annahme, dass Engpässe der Übertragungsfähigkeit alleine durch Erhöhung des maximal zulässigen Betriebsstroms behoben werden können. Aufgrund von Systemsicherheitsaspekten kann dies jedoch im Übertragungsnetz nicht pauschal angenommen werden.

Grundsatzuntersuchungen sowohl der deutschen Übertragungsnetzbetreiber in der Projektgruppe „Systemstabilität“ wie auch Untersuchungen im Rahmen der EWIS-Studie ergeben Indikationen, dass bei großen Betriebsströmen je Stromkreis nicht mehr der thermische Engpass das begrenzende Element sein wird, sondern die Stabilitätsgrenze des Netzes. Vor diesem Hintergrund ist in der Praxis die Steigerung der Übertragungsfähigkeit nur bis hin zu einem sicheren Abstand zur Stabilitätsgrenze möglich. Diese Stabilitätsgrenze richtet sich nach den lokalen Gegebenheiten (Leitungslängen, Vermaschungsgrad), den eingesetzten Betriebsmitteln und Konzepten (z.B. Netzschutzeinrichtungen). Auch das sichere Erfassen von Fehlerströmen bei geringer werdendem Abstand zu den Betriebsströmen bzw. durch die größeren Lastwinkel ist problematisch, so dass sich schutztechnisch Grenzen für die maximal übertragbaren Wirk- und Blindleistungen, insbesondere bei großen Leitungslängen und geringem Vermaschungsgrad ergeben. Die Übertragungstechnologie, sowie notwendige Maßnahmen zur Flexibilisierung des Bestandsnetzes sind über systemdynamische Zusammenhänge miteinander verzahnt. Die diesbezüglichen dynamischen Untersuchungen müssen am konkreten Netz durchgeführt werden, was Gegenstand der Folgestudien zur Konkretisierung der netztechnischen Maßnahmen sein wird. Darüber hinaus handelt es sich bei Schaltgeräten für Dauerströme über 4000A nicht mehr um Standardgeräte, die z. B. im Austausch in bestehenden Anlagen eingesetzt werden können. In den o. g. Arbeitsgruppen ist die Diskussion der Grundsätze noch nicht abgeschlossen. Es sollte jedoch den heutigen Erkenntnissen Rechnung getragen werden, dass ab den genannten Grenzbetriebsströmen die Übertragungsleistung durch andere Maßnahmen wie z. B. Erhöhung der Betriebsspannung oder Zubau von Parallelsystemen und nicht mehr durch Erhöhung des Betriebsstromes gesteigert werden kann. Netztechnisch

ist zu bewerten, dass der Zubau von Stromkreisen bei der (n-1)-Betrachtung ein Vielfaches der Transportkapazitätserhöhung gegenüber einer Verstärkung eines vorhandenen Stromkreises erbringt.

9.7.2 Handlungsempfehlungen zu Hochtemperaturleitern

Aus den Referenzlisten einzelner Seilhersteller ist ersichtlich, dass für Einsatz von Hochtemperaturleitern mit von der EN50182 abweichenden Bauformen (z. B. GAP) als Bündelleiter kaum Erfahrungen vorliegen. In Deutschland sind wegen der Koronaentwicklung und anderen technischen Gründen, z. B. ausreichende Stromtragfähigkeit, Verlustreduzierung bei 380-kV-Leitungen 3er-Bündel oder 4er-Bündel notwendig, bei höheren Betriebsspannungen eventuell noch mehr Teilleiter im Bündel. Erste Pilotversuche mit GAP-Leitern gemäß Kapitel 9.1.2 bei der EnBW Transportnetze AG zeigen auf, dass das Seilbündel „kippt“, d. h. sich schon nach wenigen Monaten verdreht. Sowohl dieses GAP-Projekt wie auch ein Pilotprojekt bei Amprion, bei dem ein 380-kV-Stromkreis mit Bündelleitern aus Hochtemperaturseilen Typ ACCC bzw. ACCR nach Kapitel 9.1.2, ausgerüstet wurde, haben gezeigt, dass die Montage dieser Leitersile deutlich aufwändiger ist als die konventioneller Leiterseile und durch besonders geschultes Personal durchgeführt werden muss. Der Aufwand ist deutlich höher, als von Seil-Herstellern vorab abgeschätzt. Bei unsachgemäßem Seilzug besteht weiterhin die Gefahr der Vorschädigung des Kernes bei ACCC bzw. ACCR-Seilen. Daneben mußten besondere Armaturen und Verbinder verwendet, deren Tauglichkeit in Vorprüfungen geklärt und deren Montage in Schulungen überwacht durch Supervisor des Seilherstellers trainiert werden musste. Darüber hinaus war in Voruntersuchungen mit definierten Seilzügen, Durchhängen und Seiltemperaturen der sog. Transition Point zu bestimmen, um eine geeignete Nachbildung dieser Seiltypen in Simulationsprogrammen vornehmen zu können.

Handlungsempfehlungen:

- Durchführung von Feld- und Langzeitversuchen mit Hochtemperaturleitern, die nicht nur den Nachweis der höheren Stromtragfähigkeit zum Ziel haben, sondern den Nachweis der mechanischen Robustheit, der geeigneten Leiterseilmontagetechnik, des mechanischen Langzeitverhaltens und der Befestigungsarmaturen für den Einsatz als Bündelleiter. Ggf. Unterstützung durch Prüfinstitute und Hochschulen durch experimentelle Untersuchungen und theoretische Studien zur Nachbildung des nichtlinearen Verhaltens dieser Leitertypen.
- Aufbau von Testfeldern im Übertragungsnetz an geeigneten Spannungsfeldern, um Erfahrungen im Netzbetrieb zu sammeln. Hierzu ist das Durchführen einer Risikoanalyse und ggf. eine entsprechende standortbezogene juristische Bewertung notwendig - wie in Kapitel 12.3 beschrieben sieht das Energiewirtschaftsgesetz den Einbau von Techniken, die nicht den „Allgemein anerkannten Regeln der Technik“ entsprechen, nicht vor.
- Zur Entwicklung hin zu den „Allgemein anerkannten Regeln der Technik“ ist eine normative Festlegung des Umgangs mit Hochtemperaturseilen verschiedener Bauarten notwendig. Für einzelne Seiltypen sind internationale oder deutsche Seilnormen vor-

handen (z. B. GAP-Leiter IEC 62420, ACSS-Leiter DIN VDE 0212-355). Für Sonderseile, die jeweils nur von einem einzigen Hersteller gefertigt werden wie ACCC und ACCR-Seile, bestehen noch keine europäischen Normen. Es sollte über den europäischen Verband CENELEC bzw. die DKE die Normung in Europa oder über IEC international angestoßen werden.

- Darüber hinaus sollten die Einsatzmöglichkeiten, Randbedingungen und der Umgang mit Hochtemperaturleitern einheitlich geregelt werden. Hierzu sollte im Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) des VDE eine Anwendungsregel erarbeitet werden.

9.7.3 Handlungsempfehlungen zur Berücksichtigung des Freileitungs-Monitorings

Die Methodik und Einschränkung der generalisierten Potentialindikationskarte wurde in Kapitel 9.5 beschrieben. Die dargestellte Methodik kann in der Netzplanung berücksichtigt werden und wird auch in dieser Studie angewendet. Handlungsempfehlung:

- Die dargelegte Methodik sollte in den Datensätzen der Netzplanung in den Starkwind- und Mittelwindszenarien aufgenommen werden.
- Die Einsatzmöglichkeiten, Randbedingungen und der Umgang mit Freileitungs-Monitoring im Netzbetrieb sollte einheitlich geregelt werden. Dies wurde schon im Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) des VDE aufgenommen. Aktuell liegt die Anwendungsregel E VDE-AR-N 4210-5:2010-06 beim FNN als Entwurf vor.
- Für den Einsatz des Freileitungs-Monitorings in der Netzbetriebsplanung sind wie in Kapitel 9.6.2 beschrieben weitere Forschungsarbeiten notwendig. Diese Forschungsarbeiten sollten mit Unterstützung durch Fachinstitute und Hochschulen gefördert werden.

9.7.4 Ausblick

Mit den dargelegten Maßnahmen ist es möglich, Hochtemperaturseile und Freileitungs-Monitoring hin zu „Allgemein anerkannten Regeln der Technik“ zu entwickeln, so dass dem Einsatz im deutschen Übertragungsnetz nichts mehr im Wege steht. Es kann jedoch nicht oft genug betont werden, dass die dargelegten technischen Randbedingungen zwingend einzuhalten sind. Bei der wirtschaftlichen Gesamtbewertung von Leitungsinstallationen mit Hochtemperaturseilen sind nicht nur (wie von Seilherstellern in Präsentationen gerne ausgeführt) Seilkosten, sondern Seilkosten, Montagekosten, Kosten für Bauzeitprovisorien, Mastverstärkungen, Fundamentverstärkungen, dingliche Sicherung wegen größerem Schutzstreifen, Masterhöhungen wg. Einhaltung der Grenzwerte elektromagnetischer Felder, Verlustkosten usw. zu berücksichtigen.

Aufgrund der Vielzahl der zu untersuchenden Randbedingungen und der notwendigen, über den reinen Leiterseiltausch hinausgehenden Maßnahmen je betroffener Leitung wird der Einsatz von Hochtemperaturseilen oder Freileitungs-Monitoring auf diejenigen Strecken beschränkt bleiben, auf denen aufgrund der hohen Auslastung und verzögerter Entlastung durch Netzzubau ansonsten Engpässe auftreten würden. Aufgrund der dargelegten

Stabilitätsgrenzen wird auch die pauschale Ausrüstung neuer Zubaustrrecken mit Hochtemperaturseilen nicht sinnvoll sein. Auf den Einzelstrecken im Übertragungsnetz, auf denen solche Techniken sinnvoll zum Einsatz kommen, ist damit die Erhöhung der Übertragungsfähigkeit durch Erhöhung des Betriebsstromes ausgereizt. Eine weitere Erhöhung des Betriebsstromes kann evtl. im Verteilnetz (Einfachleiter) sinnvoll sein, ist im vermaschten Übertragungsnetz mit Bündelleitern aber nicht anwendbar. Bei entsprechend hohem Bedarf an Übertragungskapazität kann durch Leiterseilmonitoring oder Hochtemperaturseile die Übertragungskapazität einzelner Übertragungsstrecken zwar erhöht werden, ein grundsätzlicher Leitungsneubau für die anstehenden Übertragungsaufgaben damit aber nicht vermieden werden.

10 Geeignete Varianten zur Übertragung der Windenergieleistung aus Nord- und Ostsee in die Lastschwerpunkte

Im Folgenden werden die heute zur Verfügung stehenden Technologien für die Übertragung hoher Leistungen an Land über verschiedene Entfernungen zu untersucht und zu bewertet. Dabei lag vor allem die Frage zu Grunde, welche der möglichen Technologien sich für die Übertragung der in Nord- und Ostsee erzeugten Windenergie in die Lastzentren in der Mitte und im Süden Deutschlands am besten eignet.

Hierzu wurde eine Bewertungsmethodik entwickelt, mit der die betrachteten Übertragungstechnologien hinsichtlich ihrer Eignung zur Lösung einer spezifischen Übertragungsaufgabe bewertet und zur Entscheidungsunterstützung hinsichtlich einer Realisierung in eine Rangfolge gebracht werden können.

Zur Überprüfung der Methodik und deren Ergebnisse wurden vier verschiedene Übertragungsaufgaben definiert, die typische Anwendungen im Übertragungsnetz darstellen. Die Übertragungsaufgaben werden dabei der Einfachheit halber lediglich durch ein Wertepaar aus zu übertragender Leistung und Übertragungsentfernung charakterisiert, d.h. als mehr oder weniger abstrakte Verbindungen von einem Punkt A zu einem Punkt B auf der „grünen Wiese“ dargestellt. Eine „Verbindung auf grüner Wiese“ bedeutet hier eine direkte Verbindung ohne Berücksichtigung vorhandener Strukturen und ohne Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten wie z.B. der Besiedelung, die Einbindung in das existierende Übertragungsnetz sowie geographischer Randbedingungen wie z.B. Geländebedingungen. Diese Punkte können erst bei exakt bekannten Trassenverläufen berücksichtigt werden.

Die Auslegung der Technologien z.B. hinsichtlich der Zahl der Übertragungssysteme oder der Leiterquerschnitte etc. erfolgte unter folgenden Randbedingungen:

- Erfüllbarkeit der jeweiligen Übertragungsaufgabe (Übertragungsleistung und Entfernung).
- Realisierung des Designs mit möglichst minimalem technischem Aufwand unter Berücksichtigung aller technischen Randbedingungen (Minimal-Design).
- Keine Berücksichtigung von Anforderungen des umgebenen Netzes (keine zusätzliche Redundanz der Übertragung, keine zusätzlichen Systemdienstleistungen für das Netz, etc.)
- Keine Berücksichtigung geografischer Besonderheiten (Über-/Unterquerung von Flüssen, Durchquerung von Naturschutzgebieten, Nähe von Flughäfen, etc.)

Die Bewertung der Übertragungstechnologien und die Erarbeitung der Rangfolge erfolgt mit Hilfe verschiedener Kriterien, die den folgenden Gruppen zugeordnet wurden:

- Technische Eigenschaften
- Wirtschaftlichkeit
- Umwelteinwirkung
- Systemverhalten/Systemkompatibilität

Die Bewertungsmethodik und die einzelnen Ergebnisse werden in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben. Weiterhin wurden für die einzelnen Übertragungstechnologien die Entwicklungspotentiale für die nächsten 5-10 Jahre analysiert und dargestellt. Zur Beurteilung der Realisierbarkeit einer Übertragungstechnologie bis zum Jahr 2020 wurde das Entwicklungspotenzial der Technologie bis zum Jahr 2015 zu Grunde gelegt, da für Planung, Genehmigung, Bau und Inbetriebnahme bekanntermaßen eine geraume Zeit vergeht.

Bewertungsmethodik und -Tools stehen der netztechnischen Gesamtbewertung zur Verfügung. Damit können die identifizierten Übertragungsaufgaben (siehe Kapitel 13) bearbeitet werden. Hierzu sind lediglich die Bewertungsmatrizen entsprechend anzupassen. Die Ergebnisse aus diesem Kapitel können dabei als Orientierungshilfe genutzt werden.

10.1 Beschreibung der Übertragungstechnologien

10.1.1 Übertragungsaufgaben

Die im nächsten Kapitel beschriebene Methodik für den Vergleich von verschiedenen Übertragungstechnologien wird mit beispielhaften Übertragungsaufgaben auf Plausibilität geprüft. Es werden folgende Übertragungsaufgaben untersucht:

- Übertragungsleistung: 1.000 MW Entfernung: 100 km
- Übertragungsleistung: 1.000 MW Entfernung: 400 km
- Übertragungsleistung: 4.000 MW Entfernung: 100 km
- Übertragungsleistung: 4.000 MW Entfernung: 400 km

Sie stellen typische Werte für Entfernung und Übertragungsleistung dar, wie sie in Deutschland und im mitteleuropäischen Raum üblicherweise anzutreffen bzw. zu erwarten sind. Außerdem sollten sie ein möglichst breites Spektrum realer Übertragungsaufgaben abdecken.

Dabei wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass diese Übertragungsaufgaben mehr oder weniger abstrakte Verbindungen auf der „grünen Wiese“ darstellen und keine lokale Gegebenheiten oder Einschränkungen durch den Trassenverlauf sowie geographische Randbedingungen berücksichtigen.

10.1.2 Übertragungstechnologien

Es wurden nachfolgende Technologievarianten betrachtet:

- i. 380-kV-Drehstromfreileitung
- ii. 750/800-kV-Drehstromfreileitung
- iii. 380-kV-Drehstromkabel
- iv. Gasisolierte Leitung (GIL)
- v. Klassische HGÜ-Technologie mit Kabelübertragung
- vi. Klassische HGÜ-Technologie mit Freileitungsübertragung
- vii. VSC-HGÜ-Technologie mit Kabelübertragung
- viii. VSC-HGÜ-Technologie mit Freileitungsübertragung

Die Gleichstromtechnologien und die gasisolierten Leitung (GIL) sind in Kapitel 11 detaillierter beschrieben.

10.1.2.1 Drehstrom-Freileitung

Zur Übertragung von elektrischer Energie außerhalb von Städten werden in Deutschland meist Freileitungen verwendet. Neben den günstigen Investitionskosten bieten Freileitungen den Vorteil einer guten Zugänglichkeit bei Reparaturen, was kurze Wiederversorgungszeiten ermöglicht.

Die höchste Spannungsebene in Deutschland beträgt heute 380 kV, ab einer Nennspannung von 110 kV werden Freileitungen wegen des Trassenmangels nur noch mit 2 oder mehr Stromkreisen errichtet.

Die Stahlgittermasten einer Hochspannungsfreileitung bestehen aus Mastschaft und Querträger, die Bauform wird durch die Übertragungsspannung und die Anzahl der Stromkreise festgelegt.

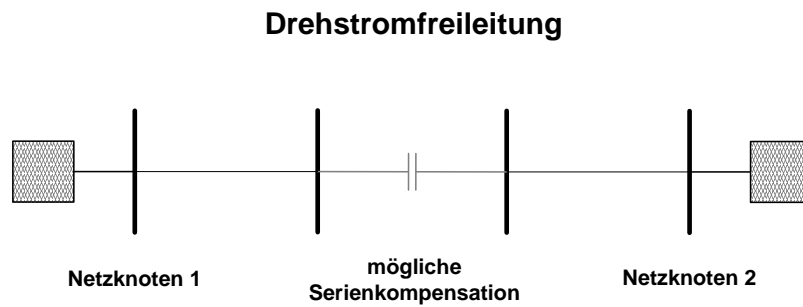
Die an den Querträgern der Masten aufgelegten Leiterseile der Drehstromsysteme stellen das zentrale Element der Energieübertragung dar. Als Werkstoffe für Leiterseile kommen Stahl, Kupfer, Kupferlegierungen sowie Aluminium und Aluminiumlegierungen infrage, wobei sich die Verwendung von Zweierwerkstoffseilen aus Aluminium (für die elektrische Leitfähigkeit) und Stahl (für die mechanische Festigkeit) klar durchgesetzt hat. Als typische Beseilungen werden in dieser Studie beispielhaft die Beseilungen 265/35 Al/St und 560/50 Al/St verwendet.

Zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit werden oft Bündelleiteranordnungen verwendet, bei denen anstelle eines Einfachleiters zwei oder mehr Teilleiter im Bündel parallel geführt werden. Dies führt auch zur Reduzierung der Randfeldstärke entlang der Leitung, wodurch Verluste und Störgeräusche durch Koronaentladungen vermindert werden. Typischerweise werden 380-kV-Freileitungen mit Vierer-Bündel, d.h. vier gleichwertigen Teilleitern verwendet.

Die thermische Grenzleistung kann je nach Aufbau der Leiter mehr als 2.000 MVA pro System betragen, die wirtschaftliche Übertragung liegt aufgrund der steigenden Verlustkosten stets unterhalb der thermisch möglichen. Weiterhin ist bei einer Übertragung von Leistungen über 2000 MVA insbesondere bei langen Leitungen, die Spannungsstabilität zu beachten. Dieses Phänomen kann zu einer Leistungsbegrenzung führen.

Werden Drehstromfreileitungen für die Leistungsübertragung über lange Entfernungen verwendet, können technische Probleme auftreten. Das Einbringen einer kapazitiven Serienreaktanz reduziert sowohl den Übertragungswinkel als auch den Spannungsfall entlang der Leitung. Damit werden eine erhöhte Belastbarkeit und eine verbesserte Stabilität der Übertragung erreicht. Abbildung 10-1 zeigt eine schematische Darstellung einer Drehstromfreileitungsverbindung mit möglicher Serienkompensation.

Abbildung 10-1: Schematische Darstellung einer Übertragung mit Drehstromfreileitung



Quelle: Hersteller ABB/Siemens

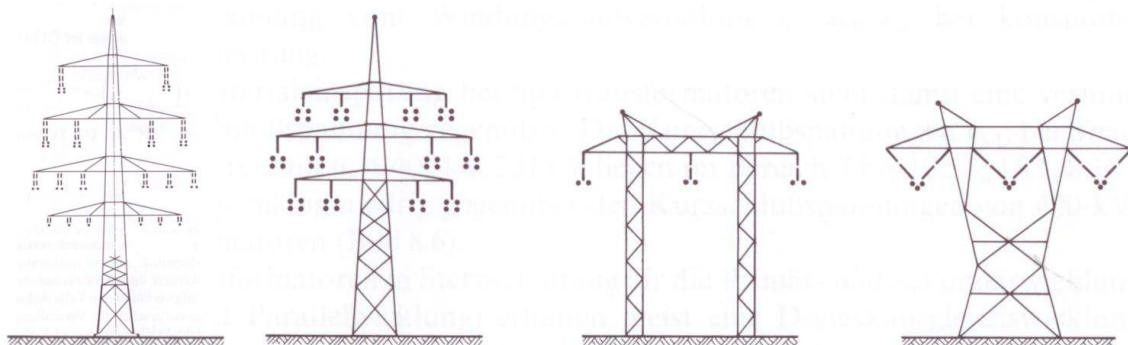
Ein Freileitungssystem mit einer Nennspannung von 750 kV und höher benötigt aufgrund der Isolationsabstände größere Masten und somit deutlich breitere Leitungstrassen als eine 380-kV-Freileitung; durch die höhere Betriebsspannung kann allerdings eine größere Leistung pro Stromkreis wirtschaftlich übertragen werden.

In dieser Studie werden folgende beiden Freileitungslösungen untersucht:

- 380-kV-Drehstromfreileitung
- 750-kV-Drehstromfreileitung

Die Auslegung der Masten, verwendete Beseilung und die Anzahl der Seile pro Leiter werden abhängig von der Übertragungsaufgabe nach wirtschaftlichen und technischen Gesichtspunkten ausgewählt. Abbildung 10-2 zeigt typische Mastbilder von 380-kV-Freileitungen mit 4 Drehstromsystemen und 750-kV-Freileitungen mit jeweils einem Übertragungssystem.

Abbildung 10-2: Mastbilder typischer 380-kV- und 750-kV-Freileitungen



Quelle: Happold/Oeding, 5. Auflage

Bei der Auslegung der Technologie für die vier Übertragungsaufgaben wurde das Entwicklungspotential bei Drehstromfreileitungen bis zum Jahr 2015 betrachtet. Die Beseilung und Anzahl der Systeme pro Mast wurden für das wirtschaftliche Optimum unter Berücksichtigung der technischen Rahmenbedingungen gewählt.

Tabelle 10-1 und Tabelle 10-2 zeigen die Auslegung der 380-kV- und 750-kV-Drehstromfreileitungen für die vier vorgegebenen Übertragungsaufgaben. Die Leitungen wurden sowohl nach technischen als auch nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten ausgelegt, so dass sie die Übertragungsaufgabe mit möglichst geringem Investitions- und Betriebskosten erfüllen können.

Somit ergibt sich z.B. für die Aufgabe mit 1.000 MW und 100 km mit 380-kV-Drehstromfreileitungen die Auslegung mit 2 parallelen Drehstromsystemen, obwohl aus technischen Gründen ein einzelnes System ebenso diese Aufgabe erfüllen würde. Da dann aber die Verlustkosten stark steigen und diese für die Gesamtkosten eine große Bedeutung haben, ist eine Auslegung mit 2 Systemen in diesem Fall für die jährlichen Gesamtkosten günstiger.

Tabelle 10-1: Auslegung der 380-kV-Drehstromfreileitungen für die Übertragungsaufgaben

	Größe	Einheit	1000MW 100km	1000MW 400km	4000MW 100km	4000MW 400km
380kV-Freileitung						
	Anz. Systeme	-	2	2	2	4
	Beseilung	-	Al/St 4x265/35	Al/St 4x265/35	Al/St 4x560/50	Al/St 4x560/50
	Anz. Leiter (Bündel)	-	4	4	4	4
	Ub	kV	400	400	400	400
	In	A	680	680	1040	1040
	Smax pro System	MVA	1884	1884	2882	2882
	Trassenbreite	m	40	40	40	40
	Serienkompensation	%	0	0	0	40

Quelle: Hersteller ABB/Siemens

Tabelle 10-2: Auslegung der 750 kV-Drehstromfreileitungen für die Übertragungsaufgaben

	Größe	Einheit	1000MW 100km	1000MW 400km	4000MW 100km	4000MW 400km
750kV-Freileitung						
	Anz. Systeme	-	1	1	1	1
	Beseilung	-	Al/St 6x550/70	Al/St 6x550/70	Al/St 6x550/70	Al/St 6x550/70
	Anz. Leiter (Bündel)	-	6	6	6	6
	Ub	kV	750	750	750	750
	In	A	1020	1020	1020	1020
	Smax	MVA	7950	7950	7950	7950
	Trassenbreite	m	70	70	70	70

Quelle: Hersteller ABB/Siemens

10.1.2.2 Drehstromkabel

Kabel bestehen aus einem oder mehreren Leitern, einer Isolierung und Mänteln bzw. Schirmen. Als Leiterwerkstoff kommen entweder Elektrolytkupfer oder Leitaluminium zur Anwendung. Als Isolation dient ölgetränktes Papier (Ölkabel) oder vernetztes Polyethylen (VPE-Kabel). Sie werden bis zu Betriebsspannungen von 500 kV und Leiterquerschnitten bis zu 2.500 mm² gefertigt. Die maximal übertragbare Leistung pro Kabelsystem beträgt zur Zeit ca. 1.000 MVA.

Wegen seines unpolaren Charakters hat Polyethylen eine niedrige Dielektrizitätszahl, einen sehr geringen Verlustfaktor und eine sehr hohe elektrische Festigkeit. Die Vernetzung führt zu verbesserten mechanischen Eigenschaften.

Die Länge der Kabelübertragungsstrecke ist wegen des hohen kapazitiven Ladestroms begrenzt. Der hohe Ladestrom des Kabels begrenzt den Wirkstrom und damit die Wirkleistungsübertragung. Deshalb ist bei größeren Entfernungen eine induktive Querkompensation des Kabels vorzusehen. Dabei werden mehrere Kompensationseinrichtungen an mehreren Stellen des Kabels angeschlossen.

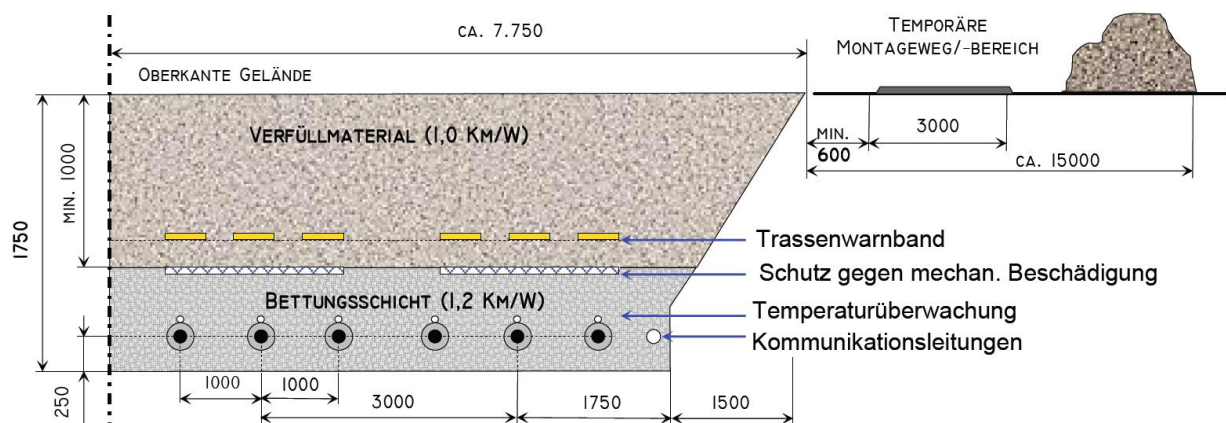
Die relativ großen Betriebskapazitäten der Kabel können auch einen Einfluss auf das Verhalten des Netzes in Bezug auf Oberschwingungen haben. Die Impedanz des Übertragungsnetzes ist typischerweise induktiv, durch die Einbindung langer Kabelstrecken können zusätzlich Resonanzstellen für bestimmte Oberschwingungen entstehen. Dieser Aspekt ist bei der Planung jeder Übertragungsstrecke zu berücksichtigen. Abbildung 13-3 zeigt exemplarisch den Aufbau eines einadrigen Höchstspannungskabels mit typischerweise verwendeten Schichten. Abbildung 10-5 spiegelt die einschlägige Norm für die Verlegung einer 380-kV-Drehstromkabelverbindung wider. Abbildung 13-6 stellt exemplarisch die Verlegung einer 380-kV-Drehstromkabelverbindung mit zwei Systemen in einem Tunnel bei einer Übertragungsleistung von je ca. 1000 MVA dar.

Abbildung 10-3: Querschnitt durch ein einadriges Höchstspannungsdrehstromkabel



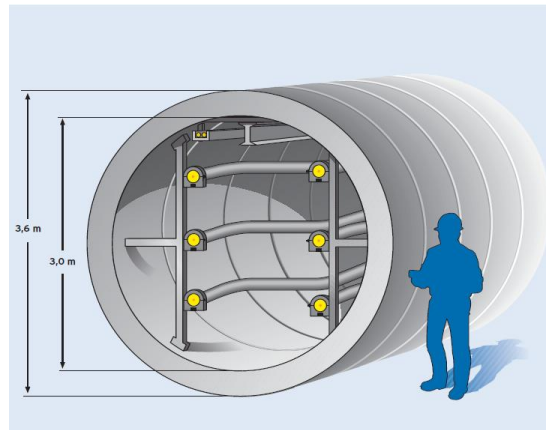
Quelle: VDEW Kabelhandbuch

Abbildung 10-4: Typische Anordnung für die Erdverlegung von zwei 380-kV-Drehstromkabelsystemen



Quelle: ABB

Abbildung 10-5: Verlegung von zwei Systemen eines 380-kV-Drehstromkabels im Tunnel



Quelle: Vattenfall Europe, Wissen 01/05

In Tabelle 10-3 sind realisierte Höchstspannungskabelprojekte mit Angabe von Übertragungsspannung, Übertragungsleistung und Gesamtlänge zusammengestellt. Die derzeit maximal realisierte Länge beträgt 40 km.

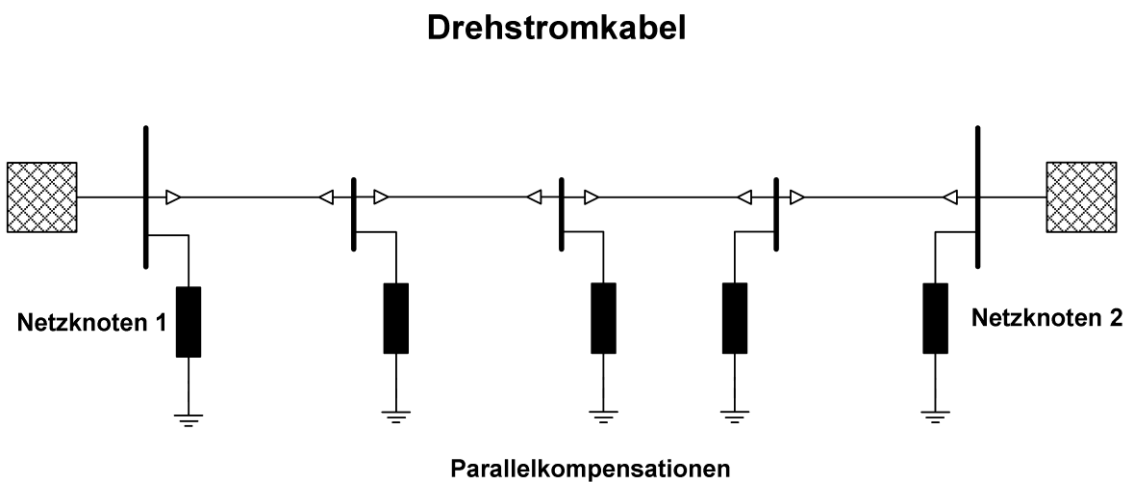
Tabelle 10-3: Realisierte Höchstspannungs-Drehstromkabelprojekte weltweit

Land	Spannung kV	Anzahl Sys- teme	Leistung MW pro Sys- tem	Länge km
Japan (Tokio) Tunnel	500	3	900	40
Deutschland (Berlin), Tunnel	400	2	1100	12
Dänemark (Kopenha- gen)	400	2	975	22
	400	2	800	14
Dänemark (Aalborg/Aarhus)	400	2	500	14
Spanien (Madrid), Tunnel	400	2	600	12
Großbritannien (Lon- don), Tunnel	400	1	600	20

Quelle: Vattenfall Europe, Wissen 01/05

Abbildung 10-6 zeigt die schematische Darstellung eines Drehstromkabels mit Parallelkompensationsanlagen.

Abbildung 10-6: Schematische Darstellung einer Übertragung mit Drehstromkabel



Quelle: Hersteller ABB/Siemens

Die Betriebserfahrung mit Hochspannungs-Erdkabel und –Seekabel ist in der CIGRE Brochure 379 dargelegt. Bei der Auslegung der Technologie für die vier Übertragungsaufgaben wurde das Entwicklungspotential bei Drehstromkabeln bis zum Jahr 2015 betrachtet. Hier zeigt sich, dass die Entwicklung hin zu höheren Spannungen nur sehr langsam erfolgt. Daher wird angenommen, dass für Drehstromkabel mit Einsatz bis zum Jahr 2020 voraussichtlich keine Erhöhung der Übertragungsleistung zu erwarten ist. Tabelle 10-4 zeigt die Auslegung des Drehstromkabels für die vier vorgegebenen Übertragungsaufgaben.

Tabelle 10-4: Auslegung des 380-kV-Drehstromkabels für die Übertragungsaufgaben

	Größe	Einheit	1000MW 100km	1000MW 400km	4000MW 100km	4000MW 400km
380kV-VPE-Kabel						
Anz. Systeme	-		2	2	5	5
Querschnitt	mm ²		1200	1200	2500	2500
Verlegung	-		Einebenenverl.	Einebenenverl.	Einebenenverl.	Einebenenverl.
cross-bonded	-		ja	ja	ja	ja
Ub	kV		400	400	400	400
In	A		1295	1295	1745	1745
Smax pro System	MVA		718	718	967	967
Anz. Parallelkomp.	-		5	20	5	20
Trassenbreite	m		10	10	10	10
Tunnel-Ø	m				6	6

Quelle: Hersteller ABB/Siemens

10.1.2.3 Gasisolierte Leitung (GIL)

Ein GIL-System (GIL = Gasisolierte Leitung) ähnelt im Aufbau einer Pipeline mit einem stromführenden Innenleiter aus Aluminium. Das Rohrsystem ist mit einem Stickstoff-SF₆-Gemisch als Isoliermedium gefüllt, bei dem nur 20 % SF₆ verwendet wird. Die Verwendung von SF₆ als Isoliergas hat sich seit Jahrzehnten bewährt und ist z.B. in gasisolierten Schaltanlagen üblich. Die Handhabung von SF₆ bei der Montage oder bei Reparaturen unterliegt strengen Umweltkontrollen.

Aufgrund der Gasisolierung zeigen GIL im Gegensatz zu Kabelstrecken ein elektrisch erwünschtes, der Freileitung sehr ähnliches Betriebsverhalten. Selbst die Übertragung von hohen Leistungen (>1.000 MVA) erfordert keine Kühlsysteme. Der Reaktanzbelag einer GIL

beträgt etwa $\frac{1}{4}$ des Reaktanzbelages einer 400-kV-Einfachfreileitung, die Betriebskapazität ist ca. 4 Mal so groß wie die der Freileitung. Im Vergleich zu Drehstromkabeln hat die GIL eine wesentlich kleinere Betriebskapazität, so dass eine deutlich geringere Leistung für die Parallelkompensation erforderlich ist.

Ein weiteres Merkmal der GIL ist, dass infolge der abschirmenden Wirkung der Stahlkapselung das Übertragungssystem direkt oberhalb der Trasse ein geringeres magnetisches Feld aufweist als ein Drehstromkabelsystem. Das reduziert die Beeinflussung der Umwelt und gestattet eine direkte Bebauung bzw. Flächennutzung. Die gasisolierte Leitung ist wartungsfrei und durch ihre Kapselung unanfällig gegen äußere Störeinflüsse. Bisher wurden GIL nur über relativ kurze Strecken verlegt. Insgesamt sind ca. 200-300 km GIL-Systeme weltweit in Betrieb, die größte Systemlänge ist dabei 3.300 m. Abbildung 10-7 zeigt beispielhaft einen Querschnitt durch einen GIL-Baustein mit Mantelrohr, Hohlleiter und Stützisolatoren.

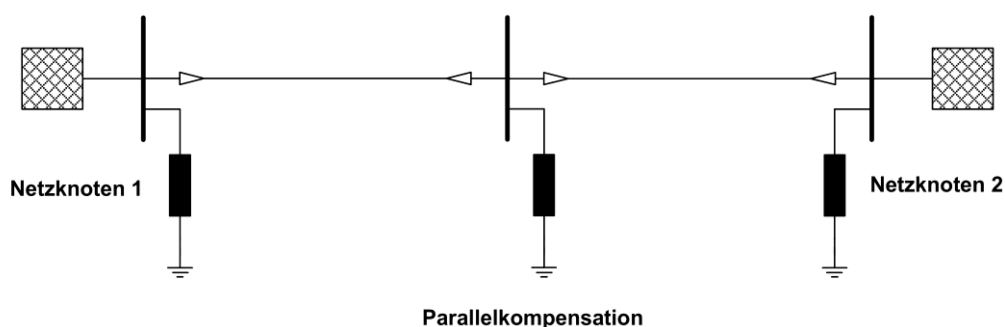
Abbildung 10-7: Längsschnitt durch einen GIL-Baustein



Quelle: Siemens AG

Eine Vergrößerung der Übertragungskapazität bei der GIL-Lösung ist hauptsächlich durch eine deutliche Erhöhung der Spannung bis 750 kV oder des Nennstromes schon heute durch die Änderung der Abmessungen des GIL-Rohrs und des Leiters möglich und gut beherrschbar. Abbildung 10-8 zeigt schematisch eine GIL-Übertragungsstrecke mit möglicher Parallelkompensation.

Abbildung 10-8: Schematische Darstellung einer Übertragung mit GIL
Gas-isolierte Leitung - GIL



Quelle: Hersteller ABB/Siemens

Tabelle 10-5 zeigt die Auslegung der GIL für die vier vorgegebenen Übertragungsaufgaben unter Verwendung der Betriebsspannung 400 kV.

Tabelle 10-5: Auslegung der GIL für die Übertragungsaufgaben

	Größe	Einheit	1000MW 100km	1000MW 400km	4000MW 100km	4000MW 400km
GIL						
	Anz. Systeme	-	1	1	2	2
	Ub	kV	400	400	400	400
	In	A	3150	3150	3150	3150
	Smax pro System	MVA	2182	2182	2182	2182
	Trassenbreite	m	5	5	5	5
	Tunnel-Ø	m			3	3
	Anz. Parallelkomp.	-	1	7	1	7

Quelle: Hersteller ABB/Siemens

10.1.2.4 Klassische Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Die klassische Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist eine in den 1950er Jahren entwickelte Technologie zur Übertragung elektrischer Leistung. Diese Technik wird vor allem zur Übertragung von sehr hohen elektrischen Leistungen über große Entfernungen z.B. in China oder Indien verwendet. Auch in Europa gibt es mehrere existierende Verbindungen und laufende Projekte, in denen die HGÜ-Technologie angewandt wird. Zusätzlich stellt sie eine Möglichkeit zur Kopplung asynchroner Netze dar.

Die HGÜ überträgt die Leistung, indem die dreiphasige Wechselspannung in eine Gleichspannung umgewandelt wird. Dies geschieht mit Hilfe von elektronischen Halbleiterventilen (Thyristoren). Über den Gleichstrom kann die Leistung über weite Strecken übertragen werden. Begrenzende Faktoren wie Induktivitäten und Kapazitäten bei langen Drehstromleitungen können so umgangen werden. Die Übertragungsstrecke kann über eine Gleichstromfreileitung oder ein Gleichstromkabel erfolgen.

Die typische Nennleistung einer HGÜ-Verbindung liegt im Bereich von 1.000–3.000 MW. Das bisher größte klassische HGÜ Projekt entsteht derzeit in China von Xiangjiaba nach Shanghai über eine Entfernung von über 2.000 km und mit einer Übertragungsleistung von 6.400 MW bei der Gleichspannung von ± 800 kV. Zur Regelung der HGÜ kann der Zündzeitpunkt der verwendeten Thyristorventile gesteuert werden. So kann die übertragene Wirkleistung schnell geregelt werden. Der Ausschaltzeitpunkt jedes Ventils wird durch das umgebene Netz bestimmt und kann nicht beeinflusst werden.

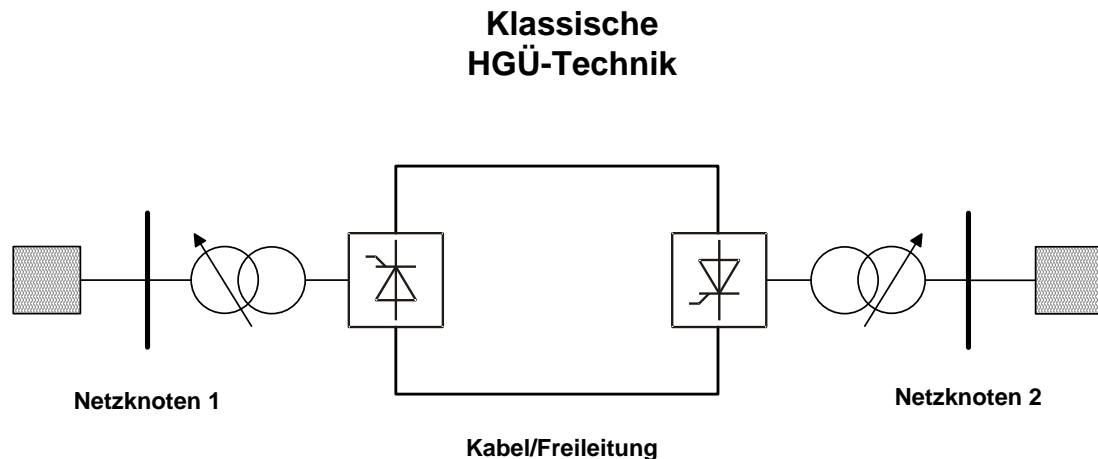
Ein Nachteil dieser Technik ist, dass die Stromrichterschaltung netzgeführt ist, d.h. dass sie von einem vorhandenen relativen starken Drehstromnetz abhängig ist. Außerdem werden ca. 50 - 60 % der Bemessungsleistung an induktiver Blindleistung in jeder Umrichterstation benötigt. Zusätzlich erzeugt die HGÜ Oberschwingungsströme, die je nach Leistung und Betriebspunkt der HGÜ hohe Werte annehmen können.

Daher werden Kompensationsanlagen zur Blindleistungskompensation benötigt, die aus Oberschwingungsfiltren und oft weiteren Kondensatoren in der Größenordnung von ca. 50 % der installierten Wirkleistung am Anschlussknoten der HGÜ bestehen. Auch müssen die Stromrichter-Transformatoren für die zusätzliche Belastung durch Oberschwingungsströme ausgelegt sein.

Die klassische HGÜ ist heute immer bipolar aufgebaut, wobei beide Pole in der Regel einen identischen Betriebspunkt haben. Bei einem Fehler auf einem Pol kann der nicht betroffene Pol ohne Störung weiterbetrieben werden.

Der prinzipielle Aufbau einer klassischen HGÜ-Strecke ist in Abbildung 10-9 dargestellt.

Abbildung 10-9: Schematische Darstellung einer Übertragung mit klassischer HGÜ-Technologie



Quelle: Hersteller ABB/Siemens

Die Tabelle 10-6 und Tabelle 10-7 zeigen die Auslegung der Übertragungsstrecke für alle vier Varianten mit klassischer HGÜ-Technologie und Gleichstromkabel bzw. -freileitung.

Tabelle 10-6: Auslegung der klassischen HGÜ-Technologie mit Gleichstromkabel für die Übertragungsaufgaben

	Größe	Einheit	1000MW 100km	1000MW 400km	4000MW 100km	4000MW 400km
HGÜ						
Kabel	Anz. Systeme	-	1	1	2	2
	Isolierung	-	Massenimprägn.	Massenimprägn.	Massenimprägn.	Massenimprägn.
	U_n	kV	± 400	± 400	± 600	± 600
	I_n	A	1250	1250	1700	1700
	P_{max} pro System	MW	1000	1000	2040	2040
	Trassenbreite	m	3	3	10	10

Quelle: Hersteller ABB/Siemens

Tabelle 10-7: Auslegung der klassischen HGÜ-Technologie mit Gleichstromfreileitung für die Übertragungsaufgaben

	Größe	Einheit	1000MW 100km	1000MW 400km	4000MW 100km	4000MW 400km
HGÜ						
Freileitung	Anz. Systeme	-	1	1	1	1
	U_n	kV	± 400	± 400	± 650	± 650
	I_n	A	1250	1250	3100	3100
	P_{max} pro System	MW	1000	1000	4030	4030
	Trassenbreite	m	15	15	25	25

Quelle: Hersteller ABB/Siemens

10.1.2.5 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung mit VSC-Technik (VSC-HGÜ)

Bei der HGÜ mit „Voltage Source Converter (VSC)“-Technik handelt sich um eine Technologie der Gleichstromübertragung, welche VSC-Umrichter mit Spannungszwischenkreis verwenden. Im Gegensatz zur klassischen HGÜ werden bei der VSC-HGÜ abschaltbare Ventile, sog. Insulated Gate Bipolar Transistoren (IGBT), eingesetzt.

Die schnelle Steuerbarkeit der Stromrichter ermöglicht eine getrennte Wirk- und Blindleistungsregelung. Die VSC-HGÜ ist nicht von einem externen Drehstromnetz abhängig, da selbstgeführt. Da sie keine Kommutierungsblindleistung benötigt, kann sie auch an Drehstromnetzen mit kleiner Kurzschlussleistung betrieben werden und ist sogar für die Anbindung von Inselnetzen ohne rotierende Synchronmaschinen geeignet. Auch der Netzwiederaufbau ist mit dieser Übertragungstechnologie möglich, wenn beispielsweise eine Seite der VSC-HGÜ nicht von Synchrongeneratoren gespeist wird (Schwarzstartfähigkeit).

Durch das schnelle Schaltvermögen der IGBTs kann im Gegensatz zur klassischen HGÜ eine Wechselspannungsform erreicht werden, die deutlich weniger Oberschwingungen aufweist. Aus diesem Grund ist es möglich, die OberschwingungsfILTER deutlich kleiner als bei der klassischen HGÜ auszulegen. Je nach Technologie und Übertragungsaufgabe der VSC-HGÜ können OberschwingungsfILTER sogar ganz entfallen. Dies ermöglicht den Einsatz von günstigeren Stromrichter-Transformatoren als bei der klassischen Technik und der Platzbedarf ist deutlich geringer.

Die VSC-HGÜ verursacht eine geringere Beanspruchung der Kabel, da die Gleichspannung konstant gehalten wird und ihre Polarität sich bei Leistungsumkehr nicht wie bei der klassischen HGÜ ändert. Das ermöglicht den Einsatz von VPE-Kabeln, die sehr widerstandsfähig sind und eine leichtere und flexiblere Installation im Vergleich zu masseimprägnierten Kabeln ermöglichen Abbildung 10-10.

Abbildung 10-10: Verlegung eines VPE-HGÜ-Kabels



Quelle: ABB

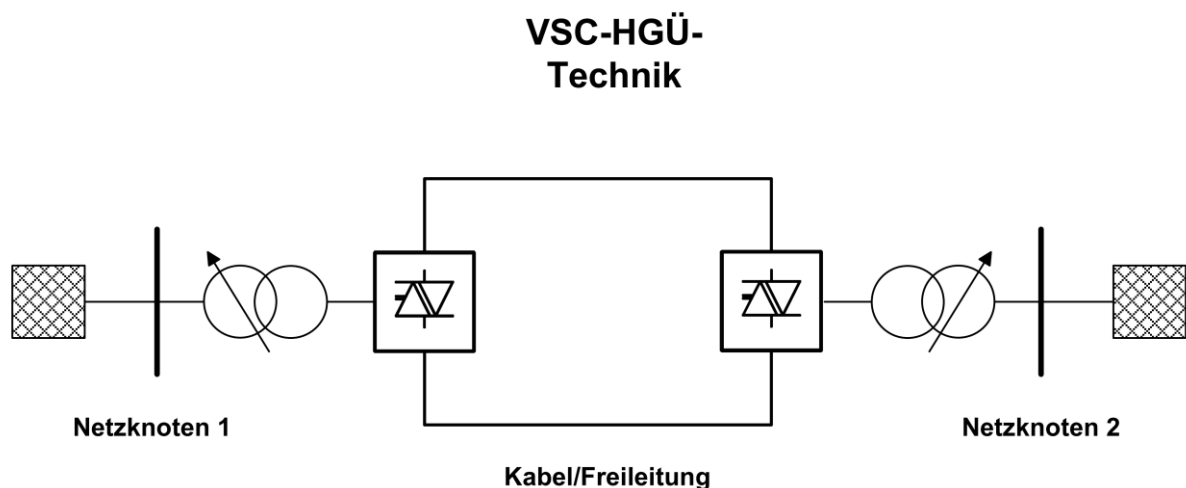
Nachteile der VSC-HGÜ sind höhere Verluste in den Stromrichtern von ca. 1,5 % pro Umrichterstation im Gegensatz zur klassischen Variante von ca. 0,7 % und das begrenzte Übertragungsvermögen der VSC-HGÜ von derzeit 1.000 MW bei DC-Spannungen bis +/- 320 kV. Voraussichtlich wird diese Grenze in Zukunft zu höheren Werten verschoben. Für die Realisierung mit Freileitungen wird für das Jahr 2020 von einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgegangen.

Im Gegensatz zur klassischen HGÜ können bei der VSC-HGÜ beide Pole nicht unabhängig voneinander arbeiten, d.h. beide Pole müssen in Betrieb sein und einen identischen Betriebspunkt haben. Bei einem Fehler auf der Gleichspannungsseite wird also die komplette Übertragungsstrecke abgeschaltet.

Im Kapitel 11 wird der mögliche Multi-Terminal-Betrieb der VSC-HGÜ-Technologie detailliert beschrieben. Diese Möglichkeit ist für die Anwendung in einem vermaschten Netz, insbesondere mit dem Blick auf die zukünftige Entwicklung des Europäischen Übertragungsnetzes, sehr wichtig.

Der prinzipielle Aufbau einer VSC-HGÜ ist in Abbildung 10-11 dargestellt.

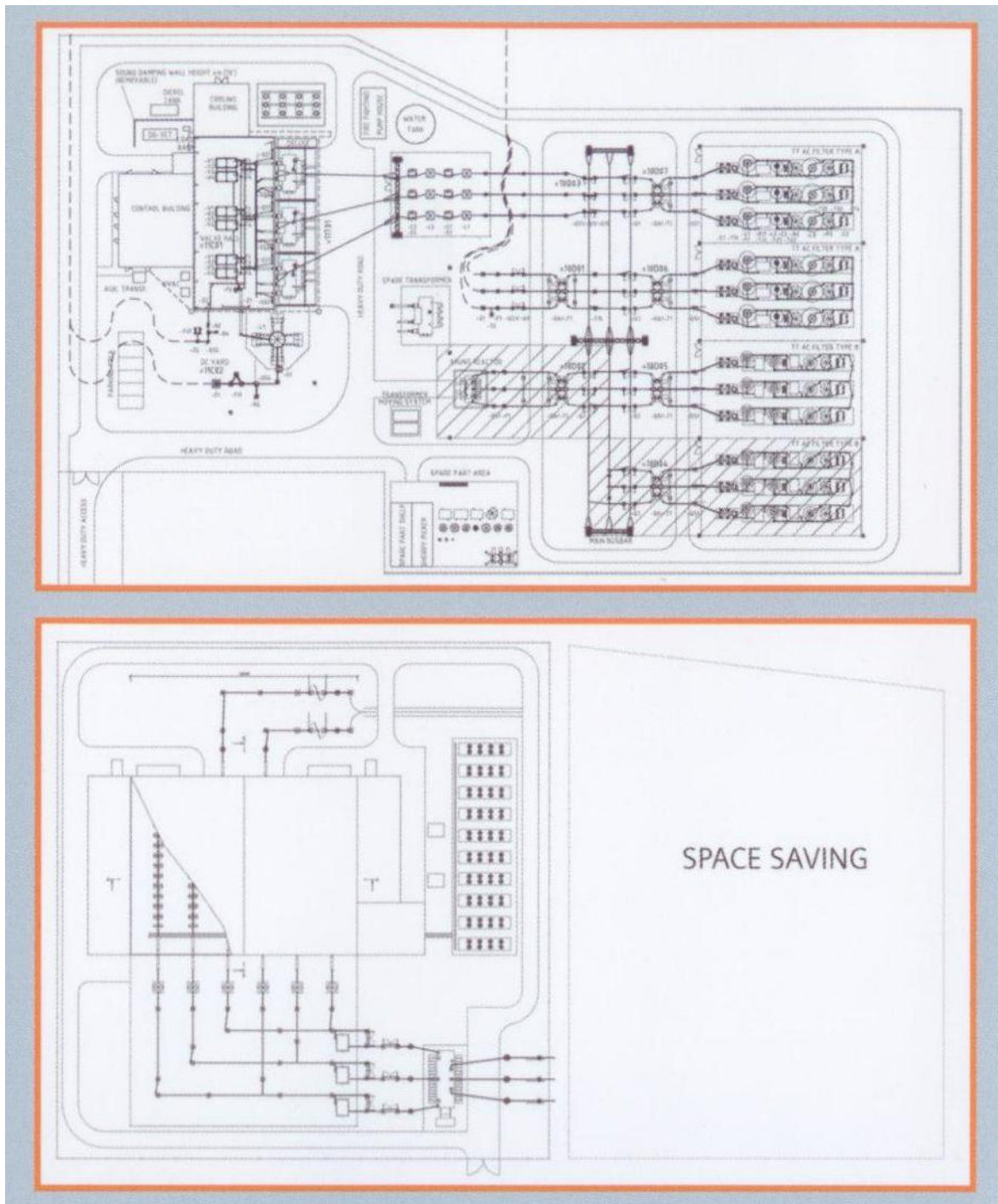
Abbildung 10-11: Schematische Darstellung einer Übertragung mit VSC-HGÜ-Technologie



Quelle: Hersteller ABB/Siemens

Abbildung 10-12 stellt exemplarisch den Platzbedarf einer klassischen HGÜ-Umrichterstation und einer VSC-HGÜ-Kopfstation gleicher Leistung jeweils mit Stromrichter-Transformator, Freiluft-Schaltanlage und Umrichterhalle dar.

Abbildung 10-12: Größenvergleich des Platzbedarfs zwischen einer klassischen HGÜ und einer VSC-HGÜ



Quelle: Siemens

Die Tabelle 10-8 und Tabelle 10-9 zeigen die Auslegung der Übertragungsstrecke für alle vier Varianten mit VSC-HGÜ-Technologie und Gleichstromkabel bzw. -freileitung.

Tabelle 10-8: Auslegung der VSC-HGÜ-Technologie mit Gleichstromkabel für die Übertragungsaufgaben

	Größe	Einheit	1000MW 100km	1000MW 400km	4000MW 100km	4000MW 400km
VSC-HGÜ						
Kabel	Anz. Systeme	-	1	1	3	3
	Isolierung	-	VPE	VPE	VPE	VPE
	Un	kV	± 320	± 320	± 400	± 400
	In	A	1700	1700	1700	1700
	Pmax pro System	MW	1088	1088	1360	1360
	Trassenbreite	m	3	3	10	10

Quelle: Hersteller ABB/Siemens

Tabelle 10-9: Auslegung der VSC-HGÜ-Technologie mit Gleichstromfreileitung für die Übertragungsaufgaben

	Größe	Einheit	1000MW 100km	1000MW 400km	4000MW 100km	4000MW 400km
VSC-HGÜ						
Freileitung	Anz. Systeme	-	1	1	2	2
	Un	kV	± 320	± 320	± 500	± 500
	In	A	1700	1700	2000	2000
	Pmax pro System	MW	1088	1088	2000	2000
	Trassenbreite	m	15	15	20	20

Quelle: Hersteller ABB/Siemens

10.2 Bewertung der Technologien

10.2.1 Einführung

10.2.1.1 Betrachtete Übertragungsvarianten

In diesem Kapitel werden nun die im vorherigen Kapitel beschriebenen Übertragungstechnologien für jede einzelne Übertragungsaufgabe bewertet und miteinander verglichen. So entsteht eine Rangfolge für die Eignung der Technik für eine bestimmte Aufgabe.

10.2.1.2 Bewertungskriterien

Die Bewertung erfolgt anhand von verschiedenen Kriterien, die in die folgenden Kriteriengruppen unterteilt werden können:

- Technische Eigenschaften
- Wirtschaftlichkeit
- Umwelteinwirkung
- Systemverhalten/Systemkompatibilität

Diese Gruppen und die einzelnen Kriterien in jeder Gruppe werden untereinander verglichen und gewichtet. Dann werden die Technologievarianten anhand einer Bewertung verglichen. Als Ergebnis entsteht so eine Rangfolge für jede Übertragungsaufgabe.

Die folgenden Bewertungskriterien werden berücksichtigt:

1. *Kriteriengruppe Technische Eigenschaften*

- Bautechnik (Tiefbauarbeiten, Querung von Straßen, Flüssen und Wegen, sowie Ausbau- und Erweiterungsmöglichkeiten, Flexibilität der Topologie)
- Bauzeit (Zeitraum zwischen Baubeginn vor Ort und Inbetriebnahme)
- Verfügbarkeit – Lieferung (hinsichtlich Lieferfähigkeit der Hersteller aufgrund von Nachfrage und Produktionskapazität - Prognose für 2020)
- Lebensdauer (Übertragungsmedium, basierend auf aktuellen Berichten)
- Betriebserfahrung
- Aufwand für Störungsbeseitigung (aufgrund der Häufigkeit, Reparaturdauer und der Aufrechterhaltung von Notversorgungen)
- Entwicklungspotenziale bis 2020 (hinsichtlich der Weiterentwicklung der Technologie und des Preisniveaus)

2. *Wirtschaftlichkeit*

- Der wirtschaftliche Vergleich erfolgt anhand eines Vergleichs von Investitions-, Betriebs- und Verlustkosten bezogen auf die jährlichen Kosten über einen Zeitraum von 40 Jahren. Zusätzlich werden weitere mögliche Kosten bei Planung und Realisierung – sogenannte Opportunitätskosten(siehe auch Kapitel 10.2.3.2) – berücksichtigt. Diese Gruppe wird daher nicht in einzelne Kriterien aufgeteilt.

3. *Kriteriengruppe Umwelteinwirkung*

- Flächenverbrauch (mit Blick auf Flächenbedarf, Trassenbreite (auch für Einhaltung der Grenzwerte für elektro-magnetische Felder), Nutzungseinschränkungen für die Trasse)
- Ökologische Auswirkung (hinsichtlich Störung des Vogelflugs, Einschränkungen bei einer Bepflanzung, Gefahr einer Bodenaustrocknung)
- Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall (hinsichtlich einer Gefährdung der Umwelt durch Austritt umweltschädlicher Stoffe)
- Beeinträchtigung des Landschaftsbildes (visuelle Wirkung wie z.B. die optische Zerschneidung des Landschaftsbildes)

4. *Kriteriengruppe Systemverhalten/Systemkompatibilität:*

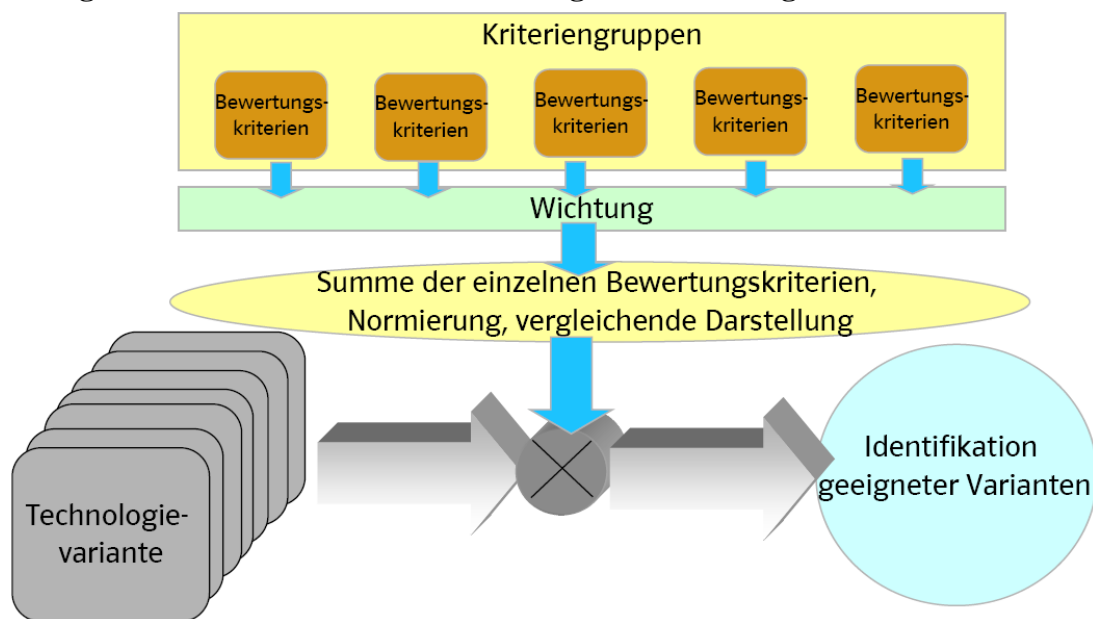
- Blindleistungsverhalten (in Abhängigkeit von der Belastung)
- Verhalten im Störfall (inhärente Redundanz des Systems)
- Auswirkungen auf das Kurzschluss-Niveau (im Sinne der Erhaltung des Kurzschluss-Niveaus am Knoten durch Vermaschung)
- Möglichkeit der Vernetzung mit dem vorhandenen Drehstrom-System (hinsichtlich Spannungsanpassung, Impedanz, Folgemaßnahmen im Netz)
- Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen)
- Fähigkeit zur Lastflusssteuerung (Steuerung/Regelung der Wirkleistung)
- Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen (Unterstützung des Netzes im Normal- und Störfall, Regelbarkeit, Spannungsstabilität)

10.2.1.3 Bewertungsmethodik

Bevor die Technologien anhand der einzelnen Kriterien bewertet werden, werden die Kriterien untereinander verglichen und gewichtet.

Eine Wichtung der einzelnen Bewertungskriterien folgt aus der Überlegung heraus, dass die Bewertungskriterien nicht alle von gleicher Bedeutung bzw. Wichtigkeit sind. Für die Ermittlung der Wichtungsfaktoren wird die Methode des paarweisen Vergleichs angewendet. Hierbei wird jedes Einzelkriterium mit jedem anderen verglichen und eine Wichtigkeit in der direkten Gegenüberstellung festgelegt. Die Summe der Einzelbewertungen führt auf eine Aussage zur Wichtung jedes Einzelkriteriums. Eine direkte Vergabe der Kriteriengewichtung führt häufig zu einem eher pauschal geschätzten Ergebnis.

Abbildung 10-13: Schematische Darstellung der Bewertungsmethodik



Quelle: Hersteller ABB/Siemens

Für den paarweisen Vergleich wird eine sog. Prioritätenmatrix aufgestellt. Dabei werden die einzelnen Kriterien auf der horizontalen und auf der vertikalen Achse einer (n x n)-Matrix eingetragen. Jedes Kriterium der vertikalen Achse wird nun mit den Kriterien der horizontalen Achse mittels eines Zahlenwertes verglichen. Basis für den Vergleich ist dabei die Wichtigkeit nach folgender Festlegung:

- 1: weniger wichtig
- 2: gleich wichtig
- 3: wichtiger

Paarweise verglichen werden nur die Matrixzellen, die rechts oberhalb der Diagonalen liegen, d.h. sobald in eine Zeilenzelle eine Gewichtung (z.B. 3) eingetragen ist, wird ihr reziproker Gegenwert (hier 1) in die entsprechende Spaltenzelle unterhalb der Diagonale eingetragen.

Die Werte in den horizontalen Zeilen werden addiert (= Summe der Zeile) und dann die Gesamtsumme ermittelt. Der relative Dezimalwert wird errechnet, indem die Summe der Zeile durch die Gesamtsumme dividiert wird, d.h. die Summe der Zeile geteilt durch die Gesamtsumme ergibt die Kriteriengewichtung.

Die relative Wichtung einer Kriteriengruppe (k_g in %) kann aus folgender Gleichung ermittelt werden:

$$k_g = \frac{W_g}{W_G} = \frac{\sum_{i=1}^n w_{g,i}}{\sum_{g=1}^n \sum_{i=1}^n w_{g,i}} \cdot 100\% \quad i \neq g$$

mit:

- n Anzahl der Kriteriengruppen
- g die Zahl einer Kriteriengruppe ($g=1, 2, \dots, n$)
- W_g Wichtung einer Kriteriengruppe
- W_G gesamte Wichtung aller Kriteriengruppen. Hier ist die Wichtung abhängig von der Anzahl der Kriteriengruppen und angewendeten Bewertungen (S) und kann wie folgt berechnet werden:

$$W_G = n \cdot \frac{S}{2} \cdot (n-1)$$

mit:

S – Summe der paarweisen Bewertung (hier immer gleich 4, z.B. höchste (3) und niedrigste (1): $3+1=4$)

Die Wichtigkeit der einzelnen Kriterien wird von zwei Faktoren beeinflusst:

- Wichtigkeit der angehörigen Kriteriengruppe im Vergleich mit anderen Gruppen
- Wichtigkeit des Kriteriums im paarweisen Vergleich mit anderen Kriterien innerhalb einer Kriteriengruppe.

Die vergleichende Bewertung der Technologievarianten erfolgt ebenfalls mit Hilfe der oben beschriebenen Bewertungskriterien.

Die Bewertung erfolgt für jede Technologie und jedes einzelne Kriterium anhand einer Skala von 1 (sehr schlecht) bis 10 (sehr gut) wo die Kriterien qualitativ bewertet sind und bei den quantitativen Kriterien von 1 (schlechteste) bis 10 (beste) mit einer linearen Skala. Das numerische Ergebnis der Bewertung ergibt sich aus der Multiplikation von Skalenwert und Wichtung. Die Gesamtbewertung für eine Kriteriengruppe ergibt sich aus der Summe der einzelnen Kriterienbewertungen. Dann kann das Ergebnis in einem Diagramm dargestellt werden.

10.2.2 Paarweise Bewertung der Kriteriengruppen

Hier werden alle Kriterien einer Gruppe gegenübergestellt und anhand des schon beschriebenen Vorgehens miteinander verglichen und bewertet.

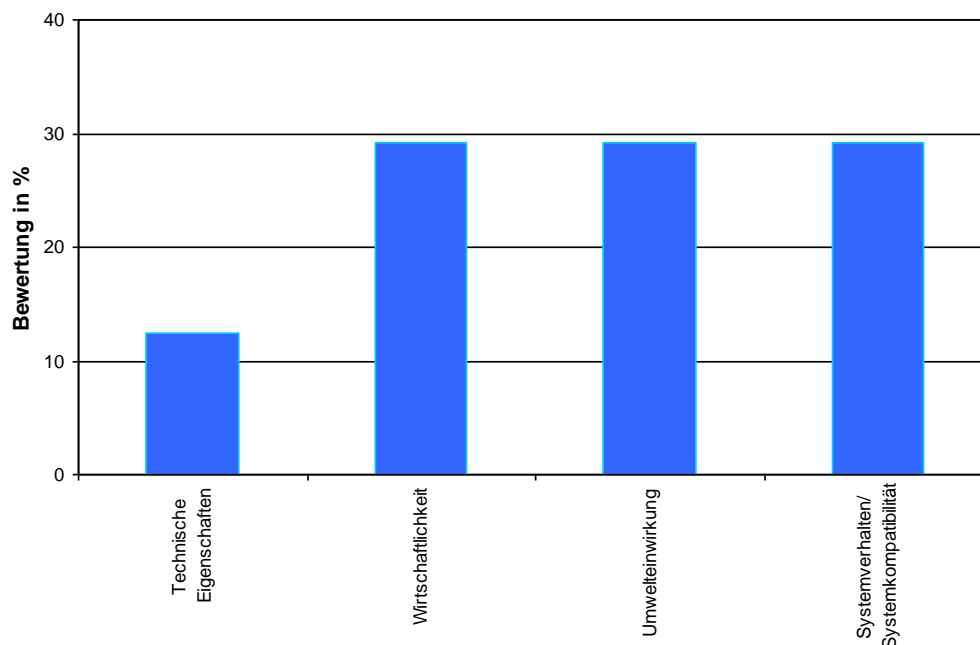
In erstem Schritt werden die Kriteriengruppen gegenübergestellt und miteinander bewertet (Wichtung 1-3). In Tabelle 10-10 sind alle vier Kriteriengruppen aufgelistet und die Werte aus der paarweisen Bewertung eingetragen. In Abbildung 10-14 sind die aus den gegebenen Bewertungen ermittelten Ergebnisse aller vier Kriteriengruppen dargestellt.

Tabelle 10-10: Prioritätenmatrix für Kriteriengruppen

	Technische Eigenschaften	Wirtschaftlichkeit	Umwelteinwirkung	Systemverhalten/ Systemkompatibilität
Technische Eigenschaften	–	1	1	1
Wirtschaftlichkeit	3	–	2	2
Umwelteinwirkung	3	2	–	2
Systemverhalten/Systemkompatibilität	3	2	2	–

Quelle: Eigene Berechnungen

Aus der Tabelle und aus der vorherigen Beschreibung ist zu erkennen, dass die primären technischen Eigenschaften weniger wichtig als die Wirtschaftlichkeit bewertet sind. Dementsprechend wird in der blauen Zelle (z.B. Technische Eigenschaften/Wirtschaftlichkeit) eine 1 vergeben. In der entsprechenden symmetrischen Zelle (in diesem Fall Wirtschaftlichkeit/Technische Eigenschaften) ergibt sich automatisch eine 3 für „wichtiger“ (graue Zelle). In Zeile 1, Spalte 3 wurden die technischen Eigenschaften als weniger wichtig als die Umwelteinwirkung eingeschätzt und deswegen erhält sie eine 1. Die Zelle in Zeile 3, Spalte 1 wird automatisch abgeleitet. Nur die Werte in den blauen Zellen sollen eingegeben werden, die Werte in den grauen Zellen werden automatisch ermittelt. Das gleiche Prinzip gilt für alle paarweisen Bewertungen.

Abbildung 10-14: Gewichtung der Kriteriengruppen

Quelle: Eigene Berechnungen

Aus dem Bild ist die gleiche Wichtigkeit der Kriteriengruppen Wirtschaftlichkeit, Umwelteinwirkung und Systemverhalten/Systemkompatibilität zu entnehmen. Dies ist auch konform mit Aussagen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als Dreieck Wirtschaft/Umwelt/Versorgungssicherheit. Die Gruppe Technische Eigenschaften wird als Grundvoraussetzung gesehen und ist im Vergleich zu den anderen drei Kriteriengruppen als weniger wichtig bewertet. Die Summe über alle Bewertungsergebnisse der Gruppen ist immer 100%.

10.2.3 Paarweise Bewertung einzelnen Kriterien innerhalb einer Kriteriengruppe

Hier werden innerhalb der jeweiligen Kriteriengruppen (außer Wirtschaftlichkeit die als ein Kriterium zu betrachten ist) die einzelnen Kriterien miteinander paarweise verglichen und bewertet. Das Prinzip der Gewichtungen ist genauso wie bei den Kriteriengruppen. Die Erläuterungen der einzelnen Kriterien erfolgt im Abschnitt 10.2.4.

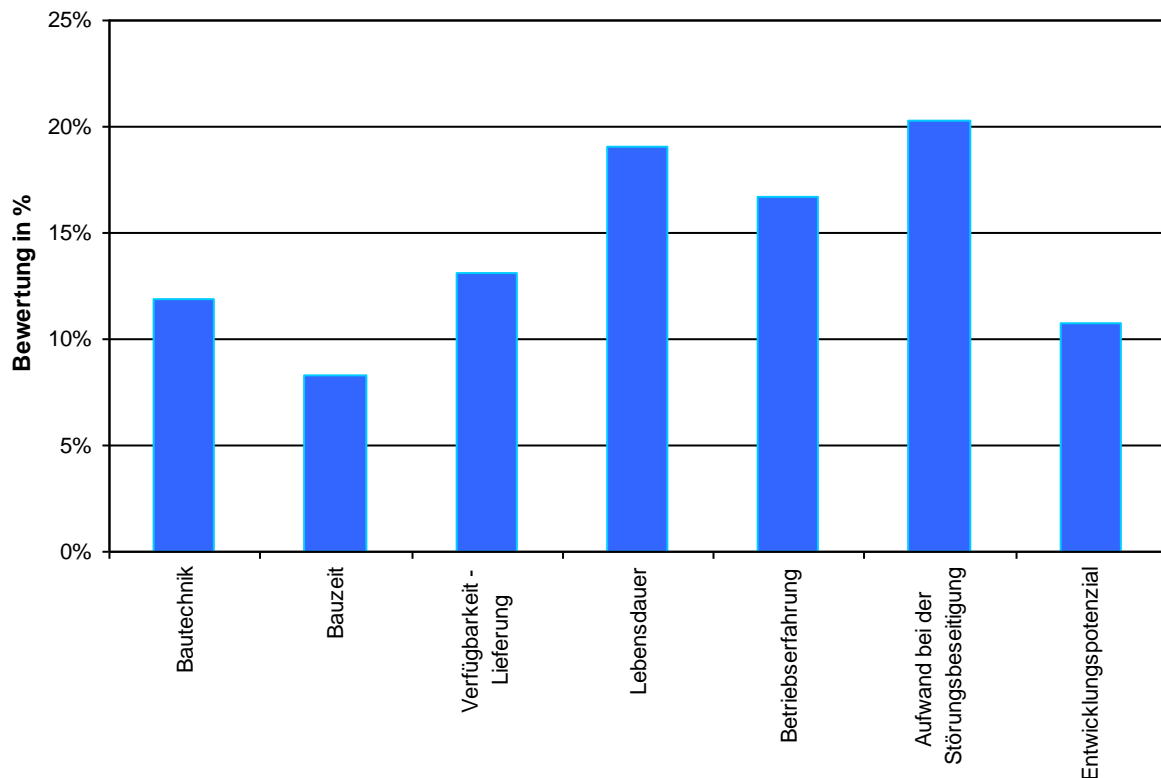
10.2.3.1 Kriteriengruppe „Technische Eigenschaften“

In Tabelle 10-11 ist die Prioritätenmatrix mit allen sieben Kriterien aus der Kriteriengruppe „Technische Eigenschaften“ und ihren paarweisen Bewertungen eingetragen. In Abbildung 10-15 sind die entsprechenden Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 10-11: Prioritätenmatrix für die Kriteriengruppe „Technischen Eigenschaften“

	Bautechnik	Bauzeit	Verfügbarkeit - Lieferung	Lebensdauer	Betriebserfahrung	Aufwand bei der Störungsbeseitigung	Entwicklungspotenzial
Bautechnik	–	3	1	1	1	1	3
Bauzeit	1	–	1	1	1	1	2
Verfügbarkeit - Lieferung	3	3	–	1	1	1	2
Lebensdauer	3	3	3	–	2	2	3
Betriebserfahrung	3	3	3	2	–	1	2
Aufwand bei der Störungsbeseitigung	3	3	3	2	3	–	3
Entwicklungspotenzial	1	2	2	1	2	1	–

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 10-15: Gewichtung der Kriterien in der Kriteriengruppe „Technische Eigenschaften“

Quelle: Eigene Berechnungen

Aus Tabelle 10-11 und Abbildung 10-15 sind die Bewertungen zu den wichtigsten Kriterien „Aufwand bei der Störungsbeseitigung“, „Lebensdauer“ und „Betriebserfahrung“ dargestellt. Die „Verfügbarkeit-Lieferung“ und „Bautechnik“ sind weniger wichtig und die „Bauzeit“ ist am geringsten bewertet.

Das „Entwicklungspotenzial“ wurde hier als weniger wichtig bewertet, da nach dem Beginn eines Planfeststellungsverfahrens das Entwicklungspotential nur noch in Bezug auf z.B. die Reduzierung von Verlusten, Verringerung der Trassenbreite oder Verringerung der Bauzeit ausgenutzt werden könnte, aber nicht auf Erhöhung der Leistung, Spannung oder Strom. Letztere sind genehmigungsrelevante Änderungen, die zwangsläufig in ein neues Planfeststellungsverfahren münden und damit die Realisierungszeit deutlich verlängern würden.

10.2.3.2 Kriterium „Wirtschaftlichkeit“

Bei der Wirtschaftlichkeit können die Investitions-, Verlust- und Betriebskosten abhängig von der Aufgabe gemeinsam bewertet werden. Zusätzlich werden weitere Kosten berücksichtigt, die durch mögliche Verzögerungen bei Planung und Realisierung entstehen können, sogenannten Opportunitätskosten. Ein Beispiel dafür können Redispatch-Kosten sein, die durch einen Netzengpaß hervorgerufen werden, der nicht rechtzeitig durch den Bau der notwendigen Übertragung behoben werden kann. Die einzelnen Werte für die Investitions-, Verlust-, Betriebs- und Opportunitätskosten wurden für jede Technologie und Übertragungsaufgabe abgeschätzt und die Bewertung erfolgt entsprechend des Ergebnisses anhand der Skala von 1

bis 10. So wird die Wirtschaftlichkeit als Einzelkriterium mit dem größten Gewichtungsfaktor von ca. 29 (siehe Abbildung 10-14) und hat somit einen großen Einfluss auf das Gesamtergebnis.

10.2.3.3 Kriteriengruppe „Umwelteinwirkung“

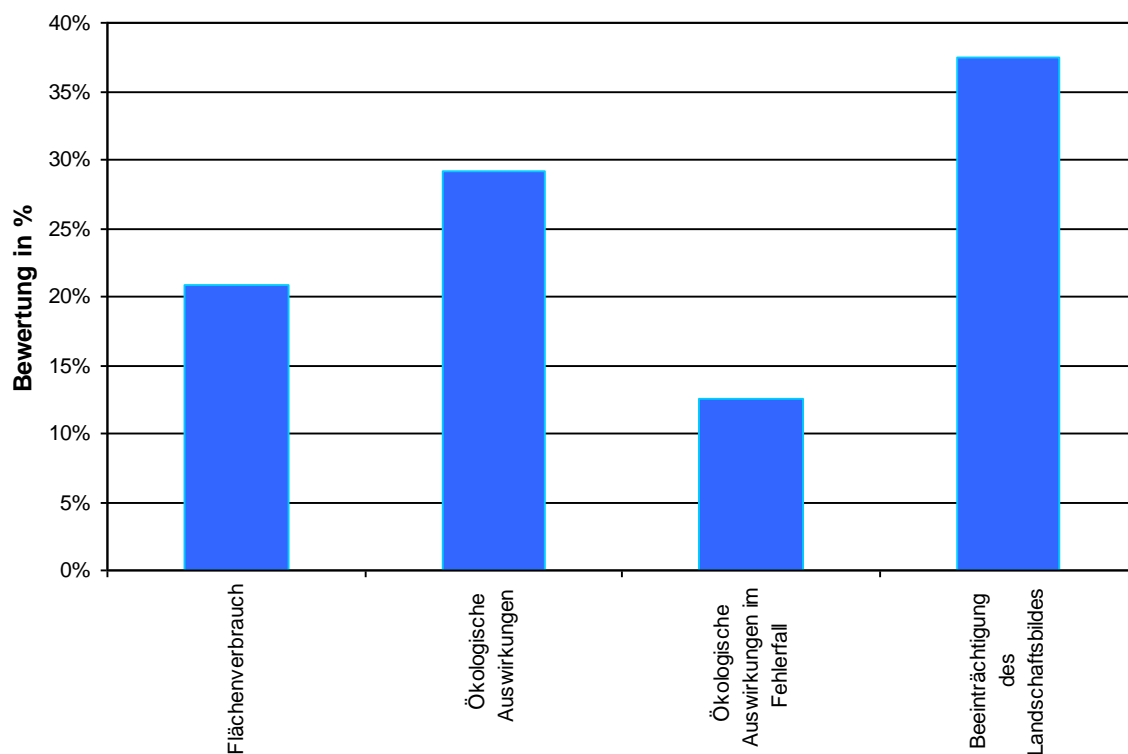
In Tabelle 10-12 ist die Prioritätenmatrix der Kriteriengruppe „Umwelteinwirkung“ mit einzelnen Kriterien und ihren paarweisen Bewertungen dargestellt. In Abbildung 10-16 sind die entsprechenden Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 10-12: Prioritätenmatrix für die Kriteriengruppe „Umwelteinwirkung“

	Flächenverbrauch	Ökologische Auswirkungen	Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall	Beeinträchtigung des Landschaftsbildes
Flächenverbrauch	–	1	3	1
Ökologische Auswirkungen	3	–	3	1
Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall	1	1	–	1
Beeinträchtigung des Landschaftsbildes	3	3	3	–

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 10-16: Gewichtung der Kriterien in der Kriteriengruppe „Umwelteinwirkung“



Quelle: Eigene Berechnung

Die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes hat mit ca. 11% die größte Wichtigkeit in dieser Kriteriengruppe, da sich die Sichtbarkeit am stärksten auf die Akzeptanz einer Technologie in der Bevölkerung auswirkt. Als wichtig sind auch die „Ökologischen Auswirkungen“ und der „Flächenverbrauch“ bewertet.

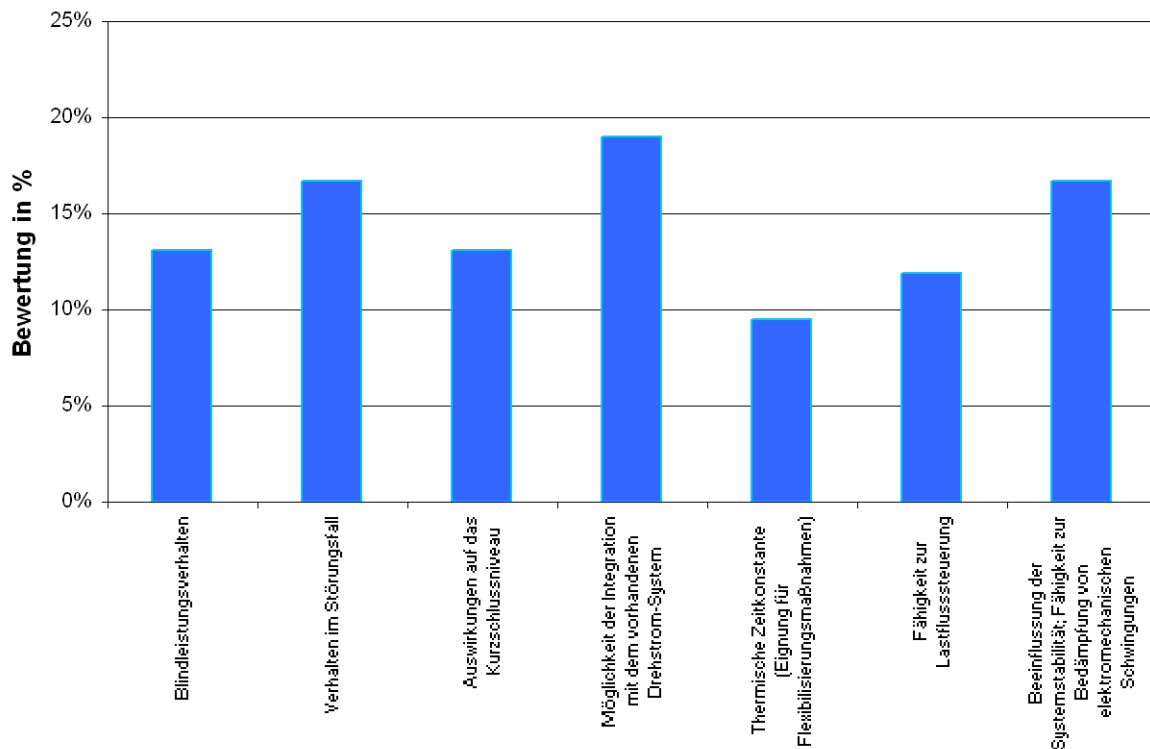
10.2.3.4 Kriteriengruppe „Systemverhalten/Systemkompatibilität“

Die Prioritätenmatrix mit einzelnen Kriterien der Kriteriengruppe „Systemverhalten/Systemkompatibilität“ und ihre paarweisen Bewertungen ist in der Tabelle 10-13 dargestellt. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Abbildung 10-17 präsentiert.

Tabelle 10-13: Prioritätenmatrix für die Kriteriengruppe „Systemverhalten/Systemkompatibilität“

	Blindleistungsverhalten	Verhalten im Störfall	Auswirkungen auf das Kurzschlussniveau	Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Drehstrom-System	Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen)	Fähigkeit zur Lastflusssteuerung	Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen
Blindleistungsverhalten	–	2	2	1	2	2	2
Verhalten im Störfall	2	–	3	2	2	3	2
Auswirkungen auf das Kurzschlussniveau	2	1	–	1	3	2	2
Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Drehstrom-System	3	2	3	–	3	3	2
Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen)	2	2	1	1	–	1	1
Fähigkeit zur Lastflusssteuerung	2	1	2	1	3	–	1
Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen	2	2	2	2	3	3	–

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 10-17: Gewichtung der Kriterien in der Kriteriengruppe „Systemverhalten/ Systemkompatibilität“

Quelle: Eigene Berechnungen

In der Kriteriengruppe „Systemverhalten/Systemkompatibilität“ sind entsprechend der paarweisen Bewertungen die Kriterien „Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Drehstrom-System“, „Verhalten im Störfall“ und „Beeinflussung der Systemstabilität“ am wichtigsten. Das Kriterium „Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen) ist am geringsten bewertet. Übrige Kriterien können als moderat wichtig bezeichnet werden.

10.2.4 Bewertung der Technologien

Nachdem die Gewichtung der Kriterien erarbeitet wurde, werden die einzelnen Technologien unabhängig bewertet. Dafür wird für jede Kombination aus Technologie und Übertragungsaufgabe jedes Kriterium aus den Kriteriengruppen anhand der Skala von 1 bis 10 bewertet. Abschließend werden diese Werte mit den entsprechenden Wichtungen multipliziert und die Summe wird ermittelt. Damit kann die gesamte Summe einer Technologie ermittelt werden und ihre Bewertung ist abgeschlossen. Für alle Beschreibungen gilt die Bewertung 1 als sehr schlecht und die Note 10 als sehr gut. Die Anwendung der Bewertungskriterien soll jeweils abhängig von der Übertragungsaufgabe – Leistung und Länge der Übertragungsstrecke - sein.

Tabelle 10-14: Bewertungskriterien für die einzelnen Technologien in der Kriteriengruppe „Technische Eigenschaften“

Nr.	Kriterium	Bewertung	Einheit	Wert	Wichtung	Ergebnis = Wert x Wichtung
1	Bautechnik <i>(Tiefbauarbeiten, Querung von Straßen, Flüssen und Wegen, sowie Ausbau- und Erweiterungsmöglichkeiten, Flexibilität der Topologie)</i>	Sehr aufwändig Weniger aufwändig	Qualitativ	1 10		
2	Bauzeit <i>(Zeitraum zwischen Baubeginn vor Ort und Inbetriebnahme)</i>	Relativ lang Relativ kurz	Jahre	1 10		
3	Verfügbarkeit <i>(hinsichtlich Lieferfähigkeit der Hersteller aufgrund von Nachfrage und Produktionskapazität - Prognose für 2020)</i>	Es ist mit anhaltenden Kapazitätsengpässen zu rechnen Temporäre Kapazitätsengpässe möglich Auf Dauer ausreichend Herstellerkapazitäten vorhanden	Qualitativ	1 4 0		
4	Lebensdauer <i>(Übertragungsmedium, basierend auf aktuellen Berichten)</i>	< 40 Jahre 60 Jahre > 80 Jahre	Jahre	1 6 10		
5	Betriebserfahrung	Geringe bis keine Erfahrung (< 10 Jahre) Mittlere Erfahrungswerte (10 – 40 Jahre) Langzeiterfahrung vorhanden (> 40 Jahre)	Jahre	1 6 10		
6	Aufwand für Störungsbeseitigung <i>(auch aufgrund der Häufigkeit, Reparaturdauer und der Aufrechterhaltung von Notversorgungen)</i>	Störungen können nur mit großem Aufwand und langer Dauer beseitigt werden oder treten häufiger auf Störungen können ohne großen Aufwand und kurzer Dauer beseitigt werden oder treten seltener auf	Tage/Jahr	1 10		
7	Entwicklungspotenziale bis 2020 <i>(hinsichtlich der Weiterentwicklung der Technologie und des Preisniveaus)</i>	Kein Entwicklungspotenzial erkennbar Entwicklungspotenzial vorhanden Hohes Entwicklungspotenzial in Richtung höhere Spannung und Leistung bzw. sinkende Preise	Qualitativ	1 6 10		
Summe						

Quelle: Eigene Ausarbeitung

Die Wirtschaftlichkeit einer Übertragungstechnologie für eine Übertragungsaufgabe kann über eine Abschätzung der jährlich anfallenden Gesamtkosten ermittelt werden. Diese ergeben sich aus der Summe der jährlichen Investitions-, Verlust-, Betriebs- und Opportunitätskosten. Die Ermittlung der jährlichen Kosten erfolgt mit Hilfe der Annuitätsmethode.

Investitionskosten

Die Investitionskosten (inklusive Rückbaukosten) sind auf die Investitionskosten für eine 380-kV-Freileitung aus öffentlich zugänglichen Quellen bezogen (Tabelle 10-15).

Tabelle 10-15: Investitionskosten für betrachtete Übertragungsaufgaben und Übertragungstechnologien (in pu von der Investition für 380-kV-Freileitungen)

	1000MW/100km	1000MW/400km	4000MW/100km	4000MW/400km
380-kV-FL	1,0	1,0	1,0	1,0
750-kV-FL	2,5 - 4,0	2,5 - 3,5	2,5 - 3,5	1,2 - 2,0
380kV Kabel	3,0 - 5,0	3,0 - 5,0	10,0 - 13,0	6,0 - 9,0
GIL	3,0 - 5,0	3,0 - 5,0	9,0 - 12,0	5,6 - 7,0
HGÜ kl. FL	1,7 - 3,5	1,1 - 1,4	4,0 - 6,0	0,8 - 1,4
HGÜ kl. Kabel	2,0 - 4,5	1,3 - 2,5	7,0 - 9,0	1,9 - 3,3
VSC HGÜ FL	1,7 - 3,5	1,1 - 1,4	4,0 - 6,0	0,8 - 1,6
VSC HGÜ Kabel	2,0 - 4,0	1,2 - 2,0	7,0 - 9,0	2,4 - 4,0

Quelle: Hersteller ABB/Siemens

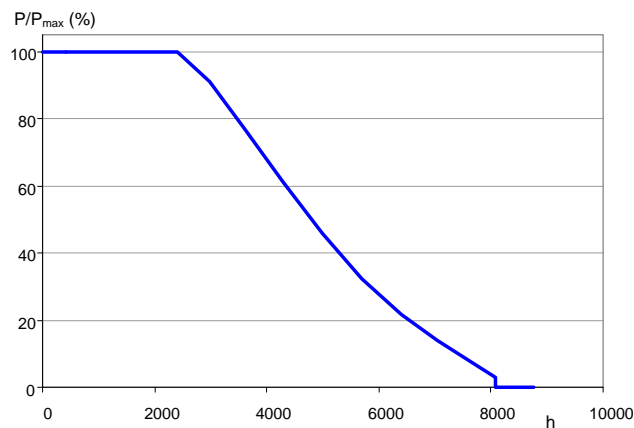
Betriebskosten

Die Betriebskosten (inklusive Retrofit-, Ausfall-, Wartungs- und Instandhaltungskosten) sind für Anlagen (Schaltanlagen, Transformatoren, Stromrichter) und Leitungstrecken (ober- oder unterirdisch) berücksichtigt. Bei der Berechnung der Betriebskosten wurden Maßnahmen zur Verlängerung der Nutzungsdauer nicht berücksichtigt. Die Betriebskosten wurden gemeinsam zwischen Systemherstellern und Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet und von Seiten der involvierten Übertragungsnetzbetreiber bestätigt. Grundlage hierfür waren diverse Quellen, u.a. CIGRE-Veröffentlichungen.

Verlustkosten

Die primäre Aufgabe der Technologien ist der Transport von hohen Leistungen von den Küstenregionen in die südlicher liegenden Lastschwerpunkte. Für die Berechnung der Verluste wird deshalb ein für Offshore-Windparks typisches Windprofil zu Grunde gelegt. Dieses Windprofil ist zwar von Jahr zu Jahr und von Ort zu Ort unterschiedlich, jedoch gehen verschiedene Quellen von einem Wert zwischen 4.000 – 4.600 Volllaststunden im Jahr aus. Eine typische Jahresgangkennlinie ist in Abbildung 10-18 dargestellt.

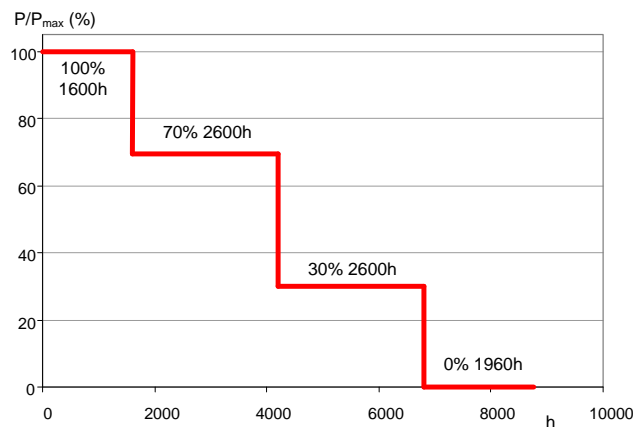
Abbildung 10-18: Typische Jahregangskennlinie für Offshore-Windparks



Quelle: Hersteller ABB/Siemens

Für eine exakte Angabe müssten die Verluste für alle Punkte der Kurve berechnet werden. Um die Verluste abzuschätzen wurden die Berechnungen mit einem vereinfachten Lastprofil durchgeführt, bei dem lediglich 4 Fälle betrachtet worden sind: 100%, 70%, 30% und 0% (Abbildung 10-19). Die Volllaststundenzahl wurde mit 4200 h angenommen.

Abbildung 10-19: Vereinfachte Offshore-Wind-Lastkurve mit 4.200 Volllaststunden



Quelle: Hersteller ABB/Siemens

Mit Hilfe der elektrischen Daten (Widerstand, Induktivität, Kapazität, Kompensation, Stromrichterverluste) wurde die jährliche Verlustenergie für alle Übertragungsaufgaben und Übertragungstechnologien berechnet. Die jährlichen Verlustkosten ergeben sich aus Verlustenergie und dem Preis, wobei ein Preis von ca. 60 Euro/MWh im ersten Jahr (2010 in diesem Fall) zugrunde gelegt wurde.

Opportunitätskosten

Die sogenannten Opportunitätskosten berücksichtigen mögliche zusätzliche Netzkosten, die durch Verzögerungen bei Planung und Realisierung des Netzausbaus entstehen können. Das Kriterium Wirtschaftlichkeit enthält also die monetäre Bewertung der Auswirkung durch die Zeit, die bis zum Baubeginn benötigt wird.

Die Opportunitätskosten sind sehr stark von der lokalen Netzsituation und der Übertragungsaufgabe eines konkreten Projektes abhängig. Da in dieser Studie keine konkreten Projekte betrachtet werden, werden die Opportunitätskosten mit 0 € angesetzt. Bei der Bestimmung dieser Opportunitätskosten an späteren konkreten Projekten sollten folgende Faktoren einbezogen werden:

- Kann die mögliche Verzögerungs- oder Beschleunigungsdauer bei Wahl unterschiedlicher Übertragungstechnologien zeitlich definiert werden?
- Können mögliche Engpässe bzw. Engpassverminderungen (die auch im umgebenden Netz auftreten können) wirklich ausschließlich dem betroffenen Netzausbauprojekt zugewiesen werden?
- Können Dauer und Höhe der auftretenden Engpässe konkret ermittelt werden?
- Kann die Höhe der Opportunitätskosten ermittelt werden?
- Kann ein Konsens mit den Projektgenehmigungsbehörden und der Bundesnetzagentur über die Berücksichtigung, Umfang und Qualität von Opportunitätskosten gefunden werden?

Annuitäten - jährlicher finanzieller Aufwand

Den Berechnungen wurden folgende Zinssätze zu Grunde gelegt:

- der Zinssatz für die Investitionen beträgt 7%. Das ist ein Mischzinssatz aus den Zinssätzen für Eigen- (max. 40 %) und Fremdkapital (60%).
- die Preissteigerung für Verlustenergiebeschaffung beträgt 5% pro Jahr [Quelle: Internetveröffentlichungen der Verlustenergiebeschaffung in 2004 – 2008 der Netzbetreiber und EEX, Baseload Year Futures, Stand 08.12.2009].
- für die Betriebskosten wurde eine Inflationsrate von 3% angenommen. Der Strom-Verbraucherpreisindex für Deutschland in den letzten 18 Jahren betrug durchschnittlich 2,89% [Quelle: Statistisches Bundesamt Deutschland].

Die so ermittelten jährlichen Kosten werden auf einer Skala von 1 (höchste Kosten) bis 10 (niedrigste Kosten) überführt und entsprechend bewertet. Dabei muss beachtet werden, dass eine Technologie „A“, die auf dieser Bewertungsskala eine 1 bekommt, nicht zehnmal teurer ist als eine Technologie „B“, die die 10 erhält.

Tabelle 10-16: Bewertungskriterien für die einzelnen Technologien in der Kriteriengruppe „Umwelteinwirkung“

Nr.	Kriterium	Bewertung	Einheit	Wert	Wichtung	Ergebnis = Wert x Wichtung
1	Flächenverbrauch (mit Blick auf Flächenbedarf, Trassenbreite (auch für Einhaltung der Grenzwerte für elektr. und magnet. Felder), Nutzungseinschränkungen für die Trasse)	Hoch Mittel Gering	Qualitativ	1 6 10		
2	Ökologische Auswirkung (hinsichtlich Störung des Vogelflugs, Einschränkungen bei einer Bepflanzung, Gefahr einer Bodenaustrocknung)	Hoch Mittel Gering	Qualitativ	1 6 10		
3	Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall (hinsichtlich einer Gefährdung der Umwelt durch Austritt umweltschädliche Stoffe)	Gefährdungspotenzial für die Umwelt hoch Gefährdungspotenzial für die Umwelt gering	Qualitativ	1 10		
4	Beeinträchtigung des Landschaftsbilds (visuelle Wirkung wie z.B. die optischen Zerschneidung des Landschaftsbilds)	Hoch Mittel Gering	Qualitativ	1 6 10		
Summe						

Quelle: Eigene Ausarbeitung

Tabelle 10-17: Bewertungskriterien für die einzelnen Technologien in der Kriteriengruppe „Systemverhalten/Systemkompatibilität“

Nr.	Kriterium	Bewertung	Einheit	Wert	Wichtung	Ergebnis = Wert x Wichtung
1	Blindleistungsverhalten <i>(in Abhängigkeit von der Belastung)</i>	Große Schwankungen Geringe Schwankungen Regelung von Blindleistung möglich	Qualitativ	1 6 10		
2	Verhalten im Störfall <i>(inhärente Redundanz des Systems)</i>	Totalverlust der Übertragungsleistung Eingeschränkter Weiterbetrieb möglich	% von Pn	1 10		
3	Auswirkungen auf das Kurzschluss-Niveau <i>(i. S. von der Erhaltung des Kurzschluss-Niveaus am Knoten durch Vermaschung)</i>	Keinen Beitrag zur Kurzschlussleistung in der Region Leistet einen Beitrag zur Kurzschlussleistung in der Region	Qualitativ	1 10		
4	Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Drehstrom-System <i>(hinsichtlich Spannungsanpassung, Impedanz, Folgemaßnahmen im Netz)</i>	Komplex und teuer Einfach und preiswert	Qualitativ	1 10		
5	Thermische Zeitkonstante <i>(Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen)</i>	Klein Mittel Groß	Stunden	1 6 10		
6	Fähigkeit zur Lastflusssteuerung <i>(Steuerung/Regelung der Wirkleistung)</i>	Nicht möglich Teilweise möglich Möglich	Qualitativ	1 6 10		
7	Beeinflussung der Systemstabilität <i>(Unterstützung des Netzes im Normal- und Störfall, Regelbarkeit, Spannungsstabilität)</i>	System wird nicht unterstützt und Stabilität ist gefährdet System wird unterstützt und Stabilität ist nicht gefährdet	Qualitativ	1 10		
Summe						

Quelle: Eigene Ausarbeitung

10.2.5 Bewertung der Übertragungstechnologien

Die Methodik zur Bewertung der Übertragungstechnologien wird für die folgenden vier Übertragungsaufgaben beispielhaft durchgeführt. Dies dient ausschließlich zur Plausibilitätsprüfung der Methodik und ihrer Ergebnisse:

- Übertragungsleistung: 1.000 MW Entfernung: 100 km
- Übertragungsleistung: 1.000 MW Entfernung: 400 km
- Übertragungsleistung: 4.000 MW Entfernung: 100 km
- Übertragungsleistung: 4.000 MW Entfernung: 400 km

Für diese Übertragungsaufgaben sind die Übertragungstechnologien entsprechend zu dimensionieren und auszulegen. Die Dimensionierung ist für die verschiedenen Aufgaben unterschiedlich und vor allem von den zu übertragenden Leistungen abhängig. Die Leistung ist für die Anzahl der angewendeten Systeme ausschlaggebend, wobei die Länge bei der Betrachtung des sicheren Betriebes (Spannungswinkel und Spannungsstabilität) der Drehstrom-Lösungen und deren Auslegung auch eine sehr wichtige Rolle spielt. Bei der Bewertung jeder Aufgabe sind die Angaben in dieser Tabelle zu berücksichtigen.

Im Folgenden wird für jede Übertragungsaufgabe in entsprechenden Tabellen die Bewertung dargestellt. Eine detaillierte Begründung ist in den dazugehörigen Tabellen in Anhang A dargestellt.

10.2.5.1 Bewertung der Übertragungstechnologien für die Aufgabe: 1.000 MW, 100 km

1000 MW - 100 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Technische Eigenschaften	Bautechnik	10	6	2	1	3	1	5	3
	Bauzeit	10	7	2	1	8	4	8	6
	Verfügbarkeit - Lieferung	10	6	3	1	7	4	5	4
	Lebensdauer	10	10	3	6	5	3	4	3
	Betriebserfahrung	10	8	1	1	8	6	1	3
	Aufwand bei der Störungsbeseitigung	10	8	2	2	5	1	5	3
	Entwicklungspotenzial	1	4	2	6	6	6	10	10
	Wirtschaftlichkeit	10	4	2	3	3	2	2	1
	Flächenverbrauch	4	1	2	4	10	7	10	7
	Ökologische Auswirkungen	10	10	1	5	10	1	10	1
Umwelteinwirkung	Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall	10	8	4	3	8	1	8	4
	Beeinträchtigung des Landschaftsbildes	4	1	10	10	5	10	5	10
	Blindleistungsverhalten	4	6	1	3	3	3	10	10
	Verhalten im Störfall	10	1	6	1	6	6	1	1
	Auswirkungen auf das Kurzschlussniveau	6	10	8	10	1	1	2	2
	Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Drehstrom-System	10	7	3	6	1	1	3	3
	Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen)	10	8	3	10	1	1	1	1
	Fähigkeit zur Lastflusssteuerung	1	3	1	1	10	8	10	10
	Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen	1	1	1	1	1	10	10	10
	Systemverhalten/Systemkompatibilität	Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen	1	1	1	1	10	10	10

10.2.5.2 Bewertung der Übertragungstechnologien für die Aufgabe: 1.000 MW, 400 km

1000 MW - 400 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Technische Eigenschaften	Bautechnik	10	6	2	1	3	1	5	3
	Bauzeit	10	7	2	1	8	4	8	6
	Verfügbarkeit - Lieferung	10	6	2	1	7	4	5	4
	Lebensdauer	10	10	3	6	5	3	4	3
	Betriebsferfahrung	10	8	1	1	8	6	1	3
	Aufwand bei der Störungsbeseitigung	10	8	2	2	5	1	5	3
	Entwicklungspotenzial	1	4	2	6	6	6	10	10
	Wirtschaftlichkeit	10	4	1	2	9	7	8	7
	Flächenverbrauch	4	1	2	4	10	7	10	7
	Ökologische Auswirkungen	10	10	1	5	10	1	10	1
Umwelteinwirkung	Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall	10	8	4	3	8	1	8	4
	Beeinträchtigung des Landschaftsbildes	4	1	10	10	5	10	5	10
	Blindleistungsverhalten	4	6	1	3	3	3	10	10
	Verhalten im Störfall	10	1	10	1	10	10	1	1
	Auswirkungen auf das Kurzschlussniveau	6	10	8	10	1	1	2	2
	Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Drehstrom-System	10	8	3	6	1	1	3	3
	Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen)	10	8	3	10	1	1	1	1
	Fähigkeit zur Lastflusssteuerung	1	3	1	1	10	10	10	10
	Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen	1	1	1	1	10	10	10	10

10.2.5.3 Bewertung der Übertragungstechnologien für die Aufgabe: 4.000 MW, 100 km

4000 MW - 100 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Technische Eigenschaften	Bautechnik	10	6	2	1	3	1	5	3
	Bauzeit	10	7	1	1	8	4	8	6
	Verfügbarkeit - Lieferung	10	6	1	1	7	4	5	4
	Lebensdauer	10	10	3	6	5	3	4	3
	Betriebserfahrung	10	8	1	1	8	6	1	3
	Aufwand bei der Störungsbeseitigung	10	8	2	2	5	1	5	3
	Entwicklungspotenzial	1	4	2	6	6	6	10	10
	Wirtschaftlichkeit	10	9	6	6	7	5	4	1
	Flächenverbrauch	4	1	2	4	10	7	8	7
	Ökologische Auswirkungen	10	10	1	5	10	1	10	1
Umwelteinwirkung	Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall	10	8	4	3	8	1	8	4
	Beeinträchtigung des Landschaftsbildes	4	1	10	10	5	10	4	10
	Blindleistungsverhalten	4	6	1	3	3	3	10	10
	Verhalten im Störfall	6	1	10	6	6	8	6	7
	Auswirkungen auf das Kurzschlussniveau	6	8	9	10	1	1	2	2
	Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Drehstrom-System	10	6	2	6	1	1	3	3
	Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen)	10	8	3	10	1	1	1	1
	Fähigkeit zur Lastflusssteuerung	1	3	1	1	10	8	10	10
	Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen	1	1	1	1	10	10	10	10
	Systemverhalten/Systemkompatibilität								

10.2.5.4 Bewertung der Übertragungstechnologien für die Aufgabe: 4.000 MW, 400 km

4000 MW - 400 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Technische Eigenschaften	Bautechnik	10	6	2	1	3	1	5	3
	Bauzeit	10	7	1	1	8	4	8	6
	Verfügbarkeit - Lieferung	10	6	1	1	7	4	5	4
	Lebensdauer	10	10	3	6	5	3	4	3
	Betriebserfahrung	10	8	1	1	8	6	1	3
	Aufwand bei der Störungsbeseitigung	10	8	2	2	5	1	5	3
	Entwicklungspotenzial	1	4	2	6	6	6	10	10
	Wirtschaftlichkeit	10	9	1	3	10	7	8	4
	Flächenverbrauch	4	1	2	4	10	7	8	7
	Ökologische Auswirkungen	10	10	1	5	10	1	10	1
Umwelteinwirkung	Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall	10	8	4	3	8	1	8	4
	Beeinträchtigung des Landschaftsbildes	3	1	10	10	5	10	4	10
	Blindleistungsverhalten	4	6	1	3	3	3	10	10
	Verhalten im Störfall	10	1	7	6	6	8	6	7
	Auswirkungen auf das Kurzschlussniveau	10	10	8	10	1	1	2	2
	Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Drehstrom-System	10	7	2	6	1	1	3	3
	Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen)	10	8	3	10	1	1	1	1
	Fähigkeit zur Lastflusssteuerung	1	3	1	1	10	8	10	10
	Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen	1	1	1	1	10	10	10	10

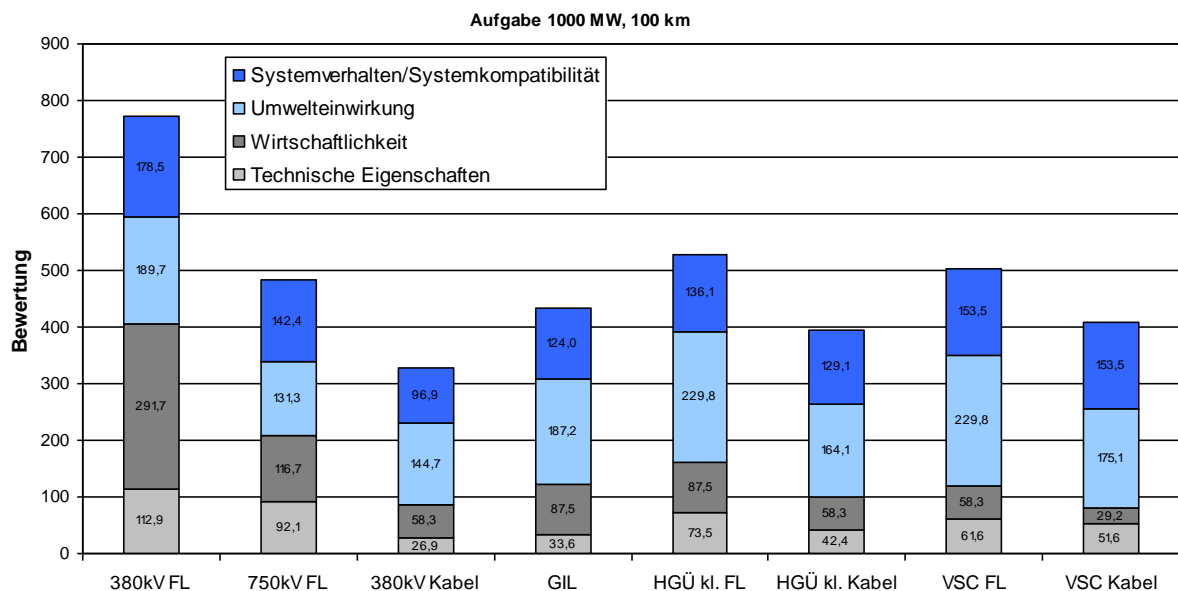
10.2.6 Ergebnisse der Bewertung für die Übertragungsaufgaben

10.2.6.1 Auswertung der Bewertung

Die Ergebnisse, die anhand der Gewichtungsfaktoren der einzelnen Kriterien und anhand der Bewertungen der Übertragungstechnologien bestimmt wurden, werden multipliziert. Diese Werte werden addiert und deren Summe wird für alle Übertragungstechnologien berechnet. Je mehr Punkte die Technologie erreicht, umso besser ist sie für die gegebene Aufgabe im Vergleich zu geringer bewerteten Lösungen geeignet.

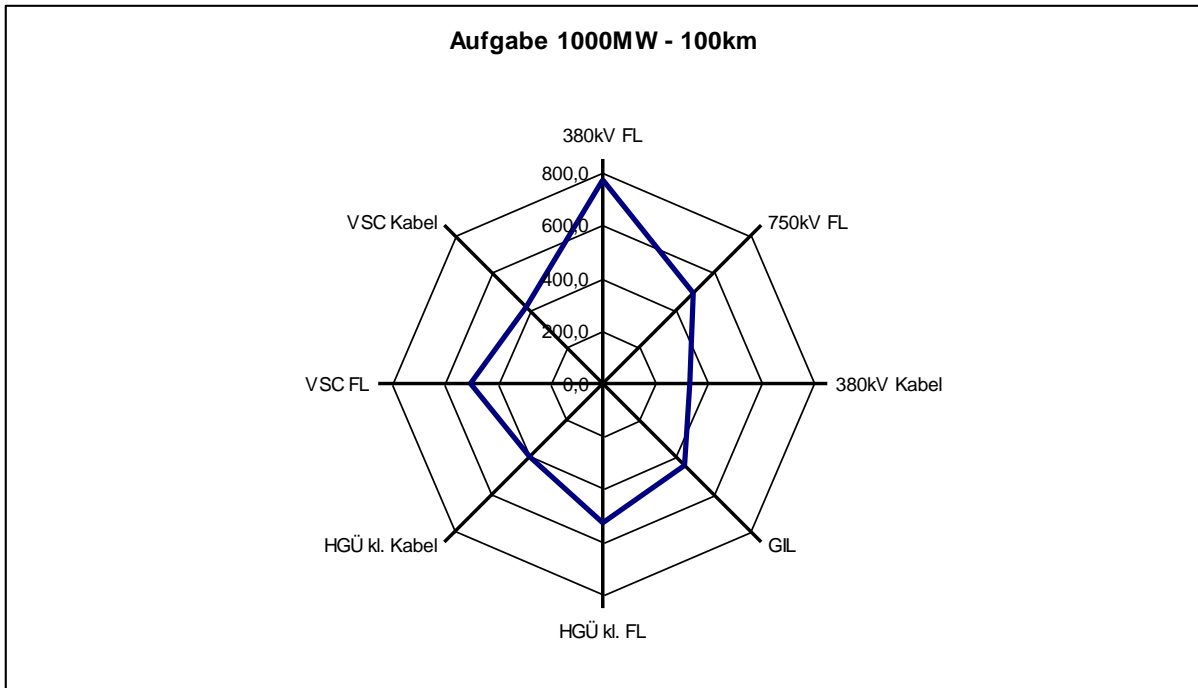
Die nach den Kriteriengruppen strukturierten Ergebnisse sind für alle vier Aufgaben in den folgenden vier Balkendiagrammen dargestellt und in vier Netzdiagrammen visualisiert.

Abbildung 10-20: Ergebnis der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 1000 MW, 100 km



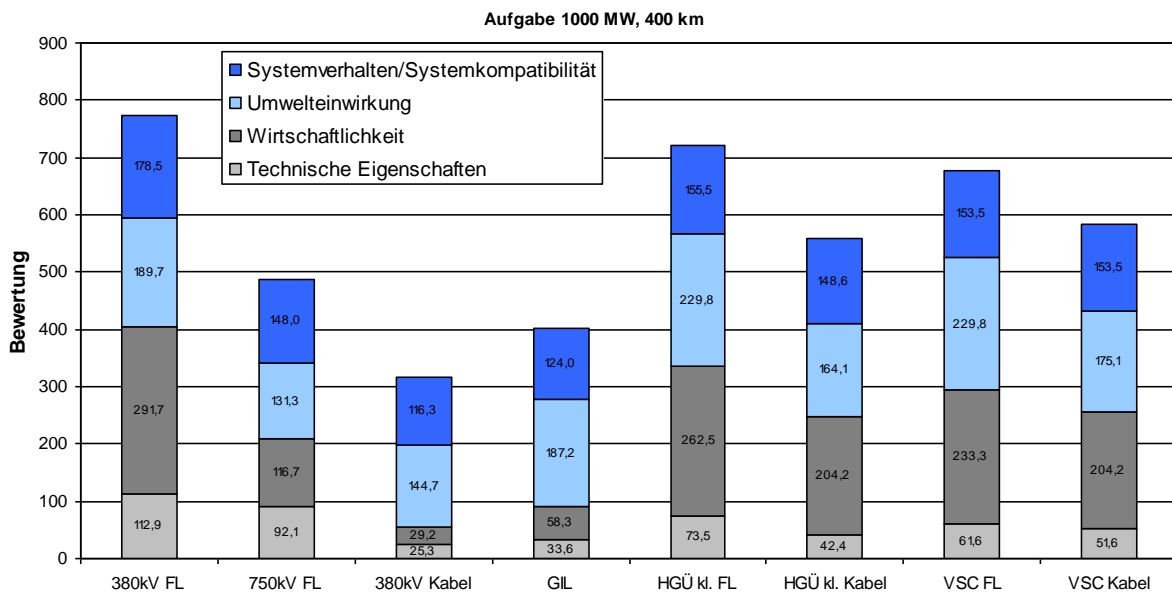
Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 10-21: Visualisierung der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 1000 MW, 100 km



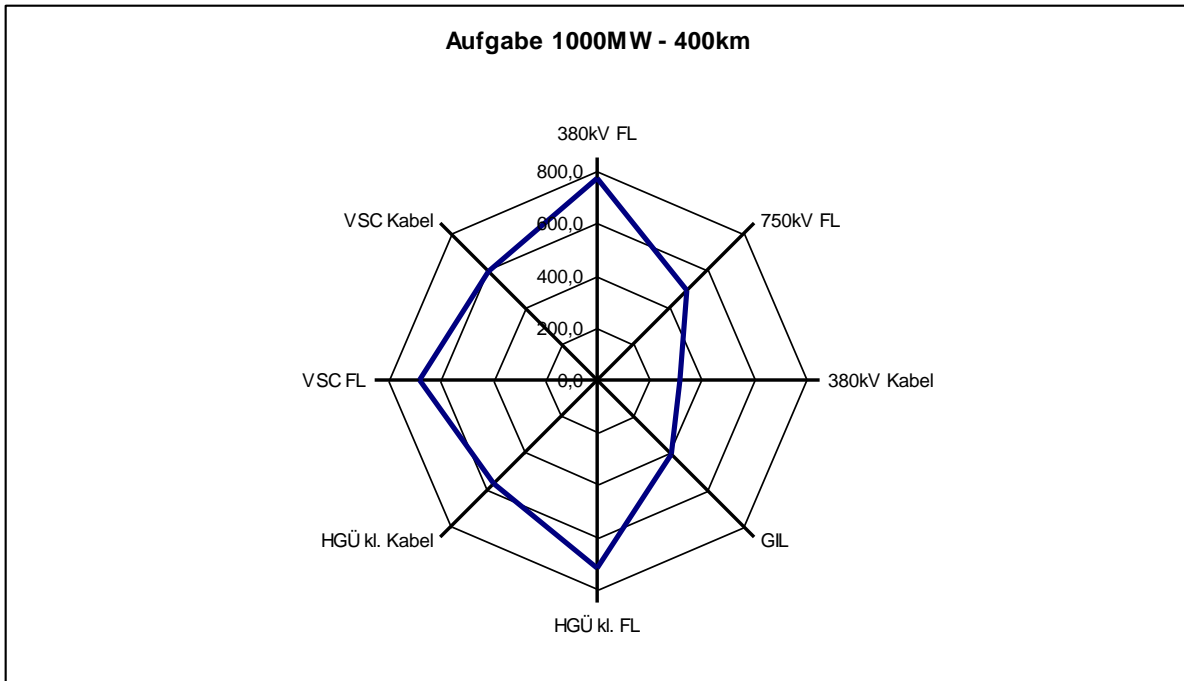
Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 10-22: Ergebnis der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 1000 MW, 400 km



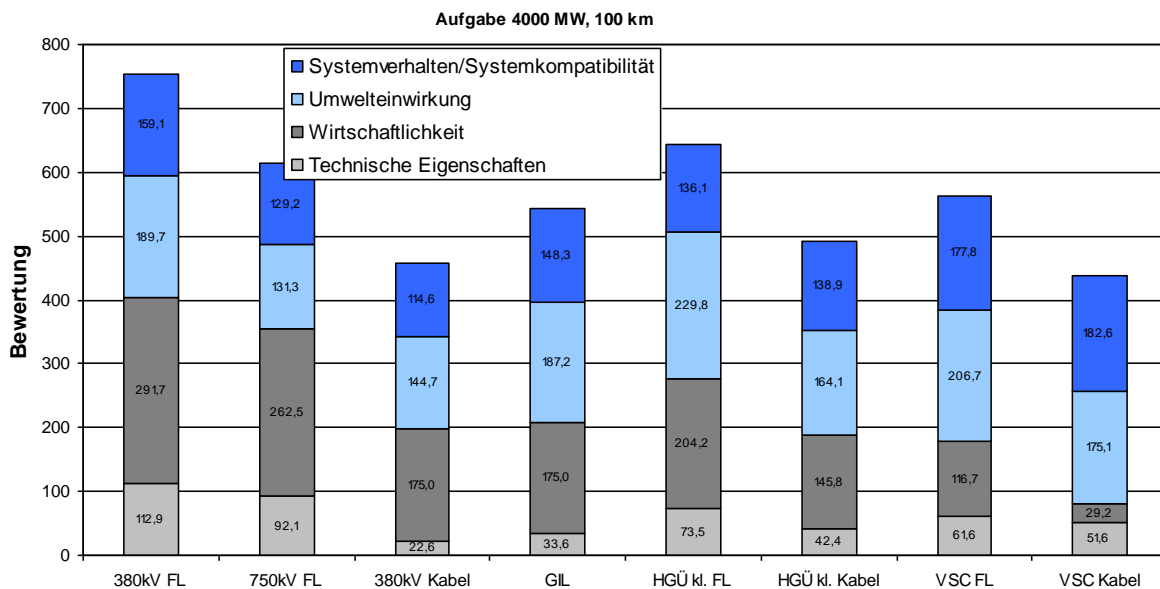
Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 10-23: Visualisierung der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 1000 MW, 400 km



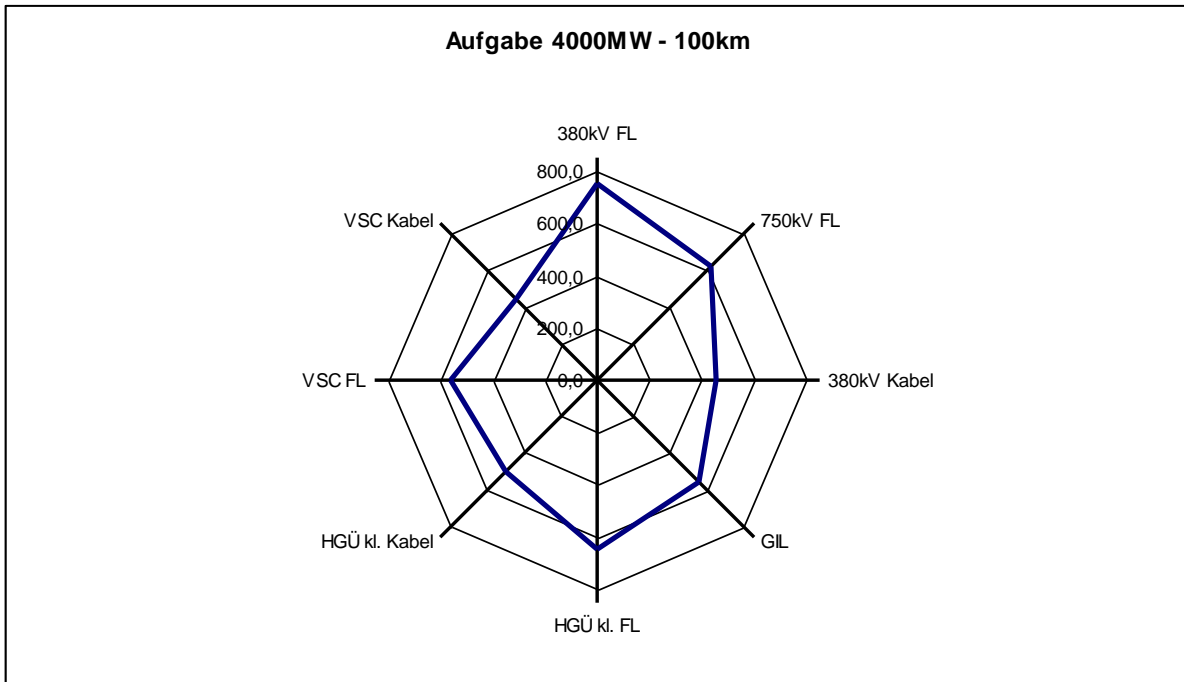
Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 10-24: Ergebnis der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 4000 MW, 100 km



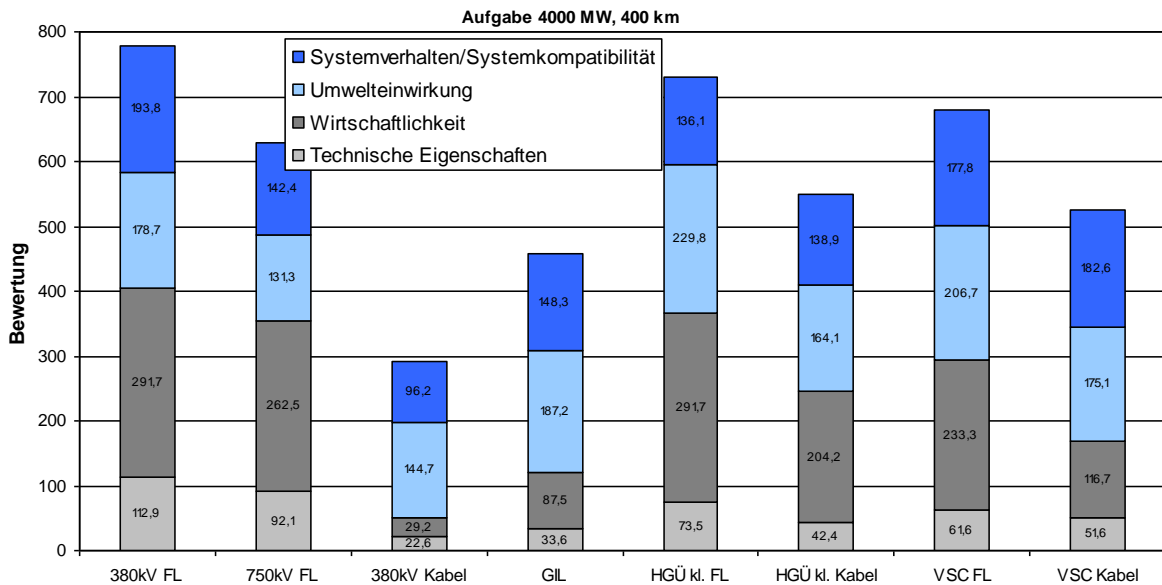
Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 10-25: Visualisierung der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 4000 MW, 100 km



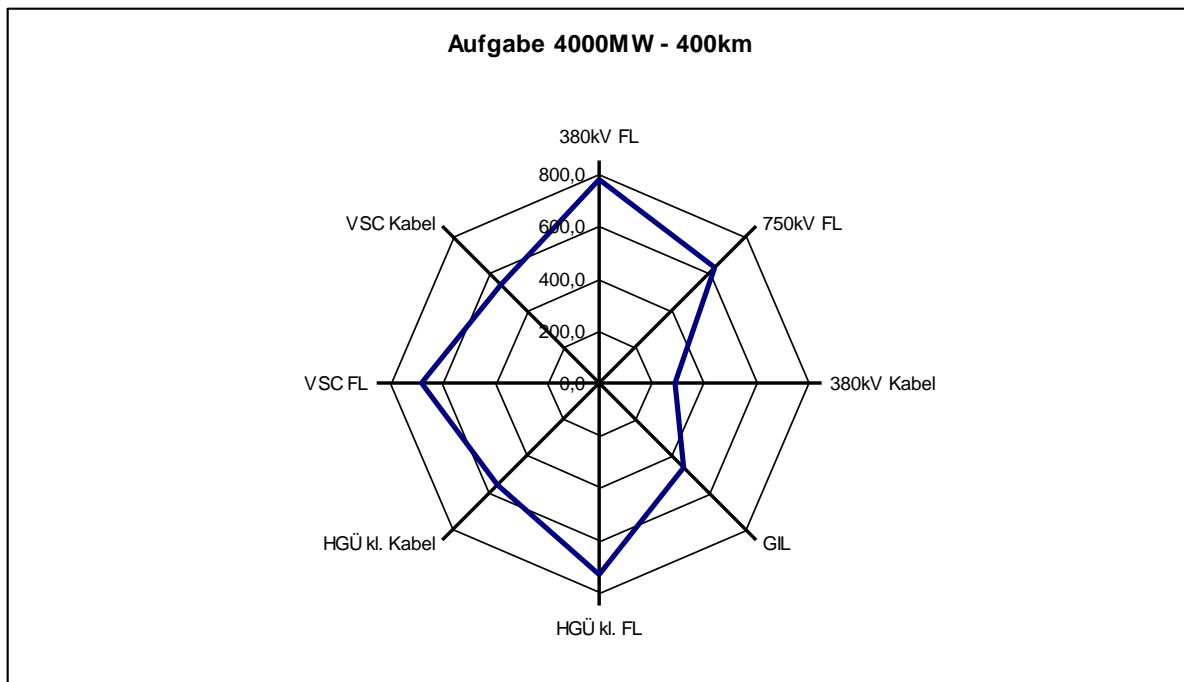
Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 10-26: Ergebnis der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 4000 MW, 400 km



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 10-27: Visualisierung der Bewertungen der Technologien für die Aufgabe 4000 MW, 400 km



Quelle: Eigene Berechnungen

10.2.6.2 Ranking

Die resultierende Punkteverteilung gibt pro Übertragungsaufgabe für jede Übertragungstechnologie eine Rangfolge an, wie gut eine Technologie sich für eine Aufgabe eignet.

Dabei zeigen die Ergebnisse, dass für die gewählten Übertragungsaufgaben die Technologien mit Freileitung die Lösungen mit den besten Bewertungen darstellen. Dadurch wird gezeigt, dass diese Technologien eine eher geeignete Lösung darstellen.

Insbesondere für kleinere Übertragungsleistungen (1.000 MW) und kürzere Strecken (100 km) zeigt die 380-kV-Freileitung das beste Ergebnis. Bei den anderen Übertragungsaufgaben erweisen sich oft mehrere Übertragungstechnologien als nahezu gleichwertig. Hierbei ist zu beachten, dass in der Bewertung verschiedene Randbedingungen vernachlässigt werden, die nur in realen Projekten mit genauer Kenntnis der Trassenführung in der Bewertung betrachtet werden können. So kann eine deutlich unterschiedliche Gewichtung einzelner Kriterien in einer anderen Reihenfolge der Technologien resultieren. Es können aber auch andere Randbedingungen den Ausschlag für eine Technologie geben, wie z.B. die Einbindung der Offshore-Windparks anbindungen mit Gleichstromtechnologie in ein ggf. vorhandenes Gleichstromnetz an Land.

Bei dem einzelnen Projekt ist also immer eine Neubewertung mit einer gesamthaften Sicht auf die Übertragung und das umgebene System unbedingt notwendig.

10.2.6.3 Sensitivitätsanalyse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die die Abhängigkeit der Endergebnisse bzw. des Rankings der Übertragungstechnologien von den folgenden Eingangsparametern berücksichtigt:

- Verlustenergiepreis (Variation der Kosten zwischen 40, 60 und 80 €/MWh)
- Jährliche Preissteigerung der Verlustenergiebeschaffung (zwischen 2,5% und 5%)
- Jährliche Inflationsrate der Betriebskosten (zwischen 1,75% und 3%).

Mehrere Kombinationen von Variationen der Eingangsdaten wurden berechnet und mit dem Referenzfall verglichen. Dabei zeigt die Sensitivitätsanalyse nur geringfügige Schwankungen in den Ergebnissen. Somit kann gefolgert werden, dass auch bei großen Änderungen in den Eingangsdaten das resultierende Ranking der Übertragungsaufgaben eine große Robustheit besitzt und die Konsistenz der Matrix gewahrt bleibt.

10.2.7 Zusammenfassung

Aufgabe war die Identifikation geeigneter Technologien zur Übertragung der Windenergie über Land aus Nord- und Ostsee in die Lastschwerpunkte. Hierzu wurde eine Methodik aufgegriffen und weiter entwickelt, die sich bei der Zustandsbewertung von Betriebsmitteln bereits bewährt hat.

Es wurden speziell auf die Aufgabenstellung zugeschnittene Bewertungskriterien entwickelt. Diese werden mit Hilfe einer Skala von 1 (sehr schlecht) bis 10 (sehr gut) einer numerischen Bewertung zugänglich gemacht. Zusätzlich sind die Bewertungskriterien untereinander gewichtet. Das Ergebnis der Bewertung ergibt sich aus der Multiplikation von Skalenwert und Gewicht. Die einzelnen Bewertungskriterien sind vier unterschiedlichen Kriteriengruppen zugeordnet. Die Bewertung für eine Kriteriengruppe ergibt sich aus der Summe der einzelnen Kriterienbewertungen. Das Gesamtergebnis und damit das gewünschte Technologie-Ranking ergeben sich aus der Summe der Bewertungen für die Kriteriengruppen, wobei die Kriteriengruppen ihrerseits gewichtet sind.

Mit Hilfe dieser Bewertungsmethode wurde **anhand beispielhafter, typischer Übertragungsaufgaben** die Eignung unterschiedlicher Technologien zur Lösung verschiedener Übertragungsaufgaben untersucht und die entwickelte Methodik getestet und verifiziert. Die Technologien mit Freileitung erweisen sich dabei für alle Übertragungsaufgaben als die eher geeigneten Lösungen. Insbesondere für kleinere Übertragungsleistungen (1.000 MW) und kürzere Strecken (100 km) zeigt die 380-kV-AC-Freileitung das mit Abstand beste Ergebnis. Bei den anderen Übertragungsaufgaben erweisen sich oft mehrere Übertragungstechnologien als nahezu gleichwertig. Insbesondere bei Streckenlängen >400 km oder noch höheren Leistungen ist davon auszugehen, dass die HGÜ-Lösungen Vorteile haben.

Die Ermittlung der Gewichtung von Kriterien und Kriteriengruppen und die Bewertung der einzelnen Kriterien sind allerdings abhängig von Faktoren, die von Projekt zu Projekt unterschiedlich sein können. Das bedeutet, dass die für ein bestimmtes Projekt gewonnenen Ergebnisse nicht grundsätzlich verallgemeinerbar sind, die Methodik jedoch auf verschiedene Projekte angewendet werden kann, welche dann projektspezifisch bewertet werden müssen. **Es**

wird jedoch betont, dass in dieser Studie keine konkreten Projekte betrachtet werden, d.h. die Anwendung der Methodik kann erst außerhalb des bisher spezifizierten Umfangs der Dena II – Netzstudie bei der konkreten Netzdimensionierung erfolgen.

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass die vorgestellten Rangfolgen der Technologien für die verschiedenen Übertragungsaufgaben bei überproportionaler Gewichtung einzelner Kriteriengruppen anders aussehen können. Beispiele hierfür wären die alleinige Betrachtung der Wirtschaftlichkeit oder der Umwelteinwirkung.

Die Sensitivitätsanalyse auf Wirtschaftlichkeitsparameter zeigt keine große Schwankungen in den Ergebnissen (kleine bis sogar keine Änderungen im Ranking) bzw. eine große Robustheit und Konsistenz der Matrix.

Die Sensitivität von weiteren Bewertungen und Gewichtungen wurde dahingehend geprüft, dass die Bewertungsskala einzelner Kriterien nicht von 1 bis 10 sondern von 3 bis 7 ausgenutzt wurde (was einer Reduzierung der Gewichtung gleichkommt). Auch hierbei zeigt sich, dass die Ergebnisse robust sind.

11 Fortschreibung der Anschlusskonzeption für Offshore-Windparks

11.1 Fortschreibung der seeseitigen Anschlusskonzeption

Für die Anlandung der in Offshore Windparks in Nord- und Ostsee erzeugten Energie wurde die Konzeption aus Teil I wo erforderlich fortgeschrieben hinsichtlich:

- i. Anlandepunkte
- ii. Anbindungstechnologie
- iii. Anbindungstopologie
- iv. Systemverhalten

Die Anbindungstechnologie wurde bezüglich klassischer HGÜ- und VSC-Technik erweitert. Aspekte der Systemsicherheit im Übertragungsnetz wurden hinsichtlich der Anschlusskonzeptionen und des Bedarfs an Übertragungskanälen betrachtet. In Übereinstimmung mit den europäischen und nationalen Regelwerken, dem grenzüberschreitenden Handel, der Gewährleistung der Systemsicherheit gemäß UCTE Betriebshandbuch, der in Vorbereitung befindlichen EU-Richtlinie SoS (Security of Supply) und vor allem gemäß des neuen EnWG (u.a. § 1 und §§ 12 bis 14), ist von folgenden

Grundsätzen (Aufzählung ohne Anspruch auf Vollständigkeit) auszugehen:

- Grundsätzlicher Vorrang der erneuerbaren Energien, Balance von Erzeugung und Verbrauch, ohne dass der Verbrauch beeinträchtigt wird,
- Vorhaltung eines angemessenen Niveaus an Regel- und Reserveleistung,
- Die Erzeugung unterliegt ausschließlich dem marktorientierten Wettbewerb, wobei für deren Anschluss und Betrieb technische Mindestvorschriften einzuhalten sind.
- Die Anforderungen an die Systemführung, wozu insbesondere auch die Einhaltung des (n-1)-Kriterium zählt, ergeben sich aus den nach § 49 und §§ 11-14 EnWG den Übertragungsnetzbetreibern auferlegten Pflichten sowie der übertragenen Systemverantwortung. Dies entspricht im Übrigen den Anforderungen aus UCTE Betriebshandbuch, Transmission Code und den gesetzlich vorgeschriebenen und veröffentlichten Netzanschluss- und Netznutzungsregeln der Übertragungsnetzbetreiber.

11.2 Technologiebeschreibung

11.2.1 Einleitung

Dieses Kapitel beschreibt Technologien zur Energieübertragung der von Offshore Windparks erzeugten Energie ans Festland. Die für die Seeübertragung beschriebenen Technologien dienen als Fortschreibung der in der dena I Studie beschriebenen technischen Lösungen.

Folgende Technologien sollen näher betrachtet werden:

1. Klassische HGÜ-Übertragung mit Seekabel
2. HGÜ-Übertragung mit VSC-Technologie und Seekabel
3. Gasisolierte Leitung (GIL)
4. Drehstromkabel

11.2.2 Überblick aus DENA I

In der DENA I Studie sind bereits mögliche Übertragungstechnologien für die Anbindung von Offshore Windparks untersucht worden. In dieser Studie wurden See- und entsprechende Landkabel oder/und alternativ Drehstromfreileitungen oder GIL analysiert und beschrieben. Es wird ein kurzer Überblick über die Ergebnisse gegeben, da dieser Teil der DENA II Studie eine Fortschreibung der Ergebnisse aus DENA I mit neuen Erkenntnissen über die Weiterentwicklung der Technologien ist.

Angesetzte Übertragungskapazität von Dreileiter-Drehstrom – Seekabeln (pro Stromkreis):

Nennspannung 150 kV bis Querschnitt 1200 mm² ca. 935 A ca. 240 MVA

Nennspannung 220 kV bis Querschnitt 800 mm² ca. 820 A ca. 310 MVA

Angesetzte Übertragungskapazität von Gas-Isolierten Leitungssystemen (GIL) (pro Stromkreis):

Nennspannung 380 kV 600/583 d_{Mantel} 3850 A 2667 MVA 200/188 d_{Leiter}

Die Übertragungskapazität eines Systems einer VSC-HGÜ-Technik wurde je nach Hersteller mit 250 MW bis 350 MW angesetzt.

Die Entwicklung der Technologien ist im Vergleich zu den bisherigen Ergebnissen bei den Übertragungstechnologien teilweise sehr unterschiedlich fortgeschritten. Daher wird im Folgenden eine Beschreibung des heutigen Standes der Übertragungstechnologien für die Anbindung von Offshore-Windparks und die Entwicklungspotentiale für die nächsten 5-10 Jahre dargestellt.

11.2.3 Klassische HGÜ-Übertragung mit Seekabel

11.2.3.1 Einleitung und Kurzbeschreibung

Die klassische Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist eine in den 1950er Jahren entwickelte Technologie zur Übertragung elektrischer Leistung. Diese Technik wird vor allem zur Übertragung von sehr hohen elektrischen Leistungen über große Entfernungen z.B. in China oder Indien verwendet. Auch in Europa gibt es mehrere existierende Verbindungen und laufende Projekte, in denen die HGÜ-Technologie erfolgreich angewandt wird, insbesondere für die Seekabelverbindungen.

Die HGÜ überträgt die Leistung, indem die dreiphasige Wechselspannung in eine Gleichspannung umgewandelt wird. Dies geschieht mit Hilfe von elektronischen Halbleiterventilen (Thyristoren). Begrenzende Faktoren wie Induktivitäten und Kapazitäten bei Drehstromleitungen und vor allem bei Drehstrom(see)kabeln können durch die Gleichstromübertragung

umgangen werden. Die Stromverluste in den Gleichstromkabeln sind kleiner im Vergleich zu den Verlusten bei den Drehstromseekabeln.

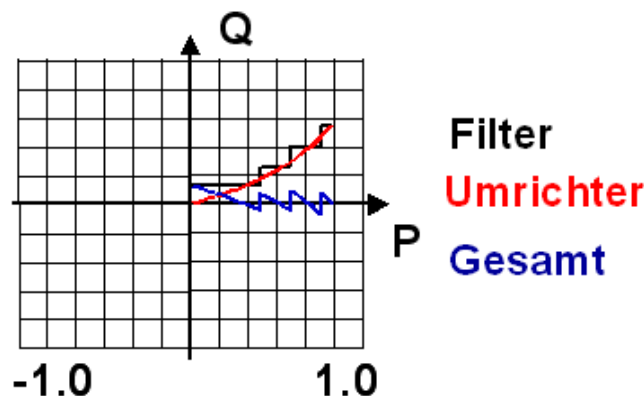
Zur Regelung der HGÜ kann der Zündzeitpunkt der verwendeten Thyristorventile gesteuert werden. So kann die übertragene Wirkleistung schnell geregelt werden. Der Ausschaltzeitpunkt jedes Ventils wird durch das umgebene Netz bestimmt und kann nicht beeinflusst werden.

Ein Nachteil dieser Technik ist, dass die Stromrichterschaltung netzgeführt ist, d.h. dass sie von einem vorhandenen relativen starken Drehstromnetz abhängig ist, und es werden ca. bei Volllast ca. 50 - 60 % der Bemessungsleistung an induktiver Blindleistung in jeder Umrichterstation benötigt. Daher werden Kompensationsanlagen zur Blindleistungskompensation benötigt, die aus Oberschwingungsfilter und oft weiteren Kondensatoren in der Größenordnung von ca. 50 % der Bemessungsleistung der HGÜ am Anschlussknoten der Stromrichter bestehen. Daraus resultiert ein großer Platzbedarf, der besonders auf einer Offshore-Plattform einen großen Kostenfaktor darstellt.

Zusätzlich erzeugt die HGÜ Oberschwingungsströme, deren Amplitude je nach übertragener Leistung und Betriebspunkt der HGÜ variiert. Um andere Verbraucher im Netz nicht zu stören und die vorgeschriebenen Grenzen einzuhalten, werden üblicherweise Oberschwingungsfilter an beiden Stromrichterstationen eingesetzt. Auch diese haben einen erheblichen Platzbedarf.

Bild 1 zeigt exemplarisch den Blindleistungsbedarf einer Umrichterstation (rot), die bereitgestellte Blindleistung der Kompensationsanlagen (schwarz) und die daraus folgende gesamte Blindleistungsabgabe des Systems (blau). Dabei bedeutet ein positiver Wert die Aufnahme von Blindleistung durch die Stromrichter.

Abbildung 11-1: Blindleistungsaufnahme einer klassischen HGÜ in Abhängigkeit der Übertragungsleistung

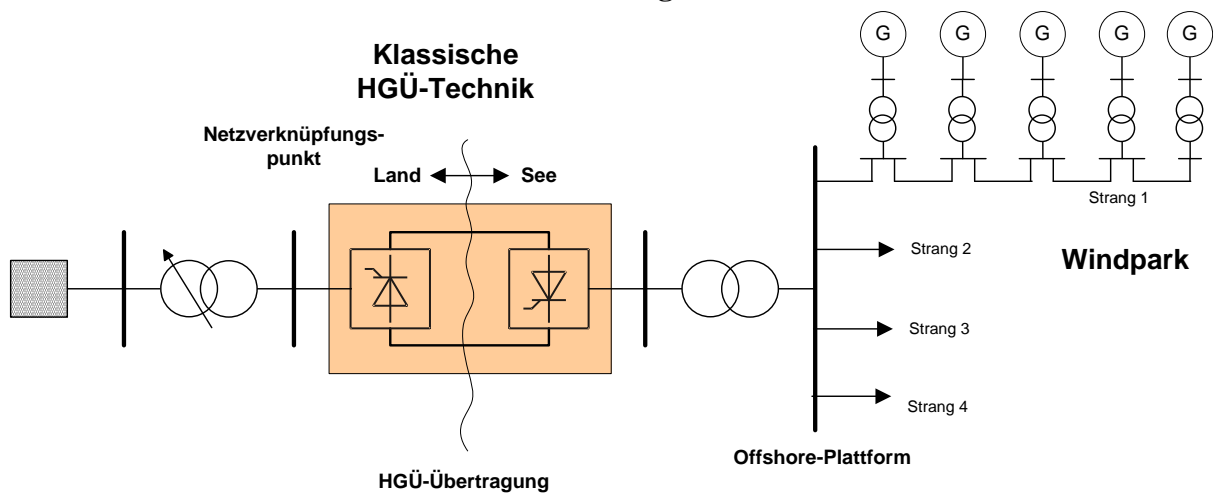


Quelle: Hersteller

11.2.3.2 Aufbau

Der prinzipielle Aufbau einer klassischen HGÜ für die Anbindung eines Offshore Windparks ist in Abbildung 11-2 dargestellt.

Abbildung 11-2: Schematische Darstellung eine Offshore Windparkanbindung mit klassischer HGÜ-Technologie



Quelle: Hersteller

Aufbau der Stromrichter:

Die von den Windenergieanlagen produzierte Leistung wird über das elektrische Netz des Offshore-Windparks über Seekabel zur Offshore-Plattform übertragen. Dort wird die Leistung über spezielle Stromrichtertransformatoren zum Gleichrichter geleitet. Der Gleichrichter formt die Wechselfspannungen in eine Gleichspannung um.

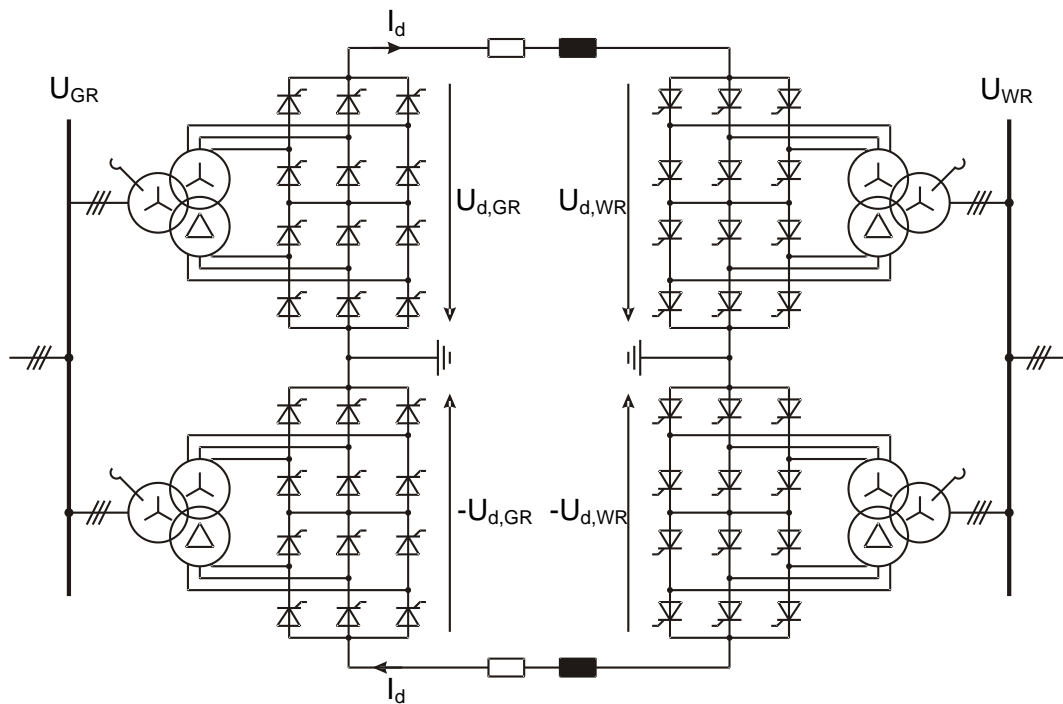
Gleichrichter- und Wechselrichterstation bestehen aus zwei Polen unterschiedlicher Polarität. Beide Pole bestehen aus je zwei in Reihe angeordneten B6-Brücken in der Gleichrichter- und in der Wechselrichterstation, die über Glättungsinduktivitäten und ein DC-Seekabel verbunden sind. Die Leistungsübertragung kann gegenwärtig bis zu einer Spannungsebene von +/- 500 kV erfolgen.

Am Netzverknüpfungspunkt wird der Gleichstrom zuerst durch einen Wechselrichter wieder in einen Drehstrom umgeformt und dann über weitere Stromrichtertransformatoren in das Netz eingespeist.

Die Stromrichterbrücken beider Pole sind drehstromseitig parallel über einen dreiphasigen Stern/Stern- bzw. einen Stern/Dreieck-Transformator an die Sammelschiene angeschlossen. So liegen an den 6-pulsigen B6-Brückeneingängen zwei Drehspannungen mit einer Phasenverschiebung von 30° an, und es wird ein zwölfpulsiger Betrieb erreicht.

Abbildung 11-3 zeigt den detaillierten Aufbau der HGÜ mit einzelnen Thyristorventilen und den gleichstromseitigen Komponenten[Müller 2003]. Dabei sind auch die grundlegenden Größen der HGÜ dargestellt, wie die Drehspannung an den beiden Anschlussknoten des Gleich- und Wechselrichters U_{GR} und U_{WR} , sowie der Gleichstrom I_d und die Gleichspannungen an der Übertragungsstrecke $U_{d,GR}$ und $U_{d,WR}$.

Abbildung 11-3: Detaillierte Darstellung der Topologie einer klassischen HGÜ



Quelle: Hersteller

Gleichstromkabel:

Bei den sowohl Onshore als auch Offshore verwendeten Gleichstromkabeln handelt es sich um masseimprägnierte (MI) Kabel. VPE-Kabel können bei der klassischen HGÜ wegen technischer Probleme aufgrund physikalischer Vorgänge bei der Spannungsumkehr im Falle eines Leistungsrichtungswechsels nicht verwendet werden.

Für die Verwendung von Seekabeln stehen heute HGÜ-Systeme mit Leistungen bis 1700 MW (+/-500 kV) zur Verfügung. In Abbildung 11-4 ist das MI-Seekabel für die NorNed-Verbindung (Norwegen-Niederlande) dargestellt.

Abbildung 11-4: NorNed HGÜ-MI-Seekabel



Quelle: ABB

Die beiden Leiter (jeweils Kupfer 790 mm²) sind aufgrund einfacherer Seeverlegung gebunden. So beträgt das Gewicht des Kabels 84 kg/m. Abhängig von der Anwendung (Land/See), Leistung, Leitermaterial (Kupfer/Aluminium) und Isolierung stehen Kabelquerschnitte bis über 2000 mm² zur Verfügung.

Blindleistung und Harmonische:

Jeder Stromrichter benötigt für seinen Betrieb bei Vollast induktive Blindleistung in der Größenordnung von 50 - 60 % der Bemessungsleistung [Müller 2003]. Außerdem erzeugt die HGÜ harmonische Ströme, die in das angeschlossene Netz eingespeist werden.

An beiden Stromrichter-Sammelschienen müssen Oberschwingungsfilter der charakteristischen Harmonischen angeschlossen werden, um die Beeinflussung anderer Verbraucher zu minimieren. Diese Filter und zusätzliche schaltbare Kondensatorbänke oder andere Blindleistungskompensationsanlagen müssen auch ca. 50 % der Bemessungsleistung am Anschlussknoten der HGÜ pro Stromrichter kompensieren. Je nach Blindleistungsbedarf der Stromrichter werden die Kondensatoren und Filter zu- bzw. abgeschaltet.

Die Kopplung mit dem bestehenden Übertragungsnetz an Land muss die aus Gründen eines sicheren Netzbetriebes notwendige Auslegung der Übertragungstechnologie berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang können ggf. FACTS⁷⁵-Lösungen, wie z.B. STATCOMs⁷⁶ zusätzliche notwendige Regeleigenschaften bereitstellen, die mit der klassischen HGÜ-Technologie nicht erfüllt wird.

Eine Herausforderung ist auch der stabile Betrieb des HGÜ-Gleichrichters auf der Offshore-Plattform. Dieser ist nur an das Windparknetz angeschlossen, welches nicht aktiv die Spannung regeln kann und nur in geringem Maße Blindleistung zur Verfügung stellen kann. Darüber hinaus wird für den Betrieb der HGÜ ein stabiles Drehstromnetz mit einer Kurzschlussleistung in Höhe der 2-3-fachen HGÜ-Bemessungsleistung benötigt. Für die Verwendung bei Offshore-Windparks bedeutet dies die Installation von Generatoren im Phasenschieberbetrieb zur Bereitstellung der Kurzschlussleistung Offshore. Diese können zusätzlich einen großen Teil der benötigten Blindleistung der Stromrichter bereitstellen.

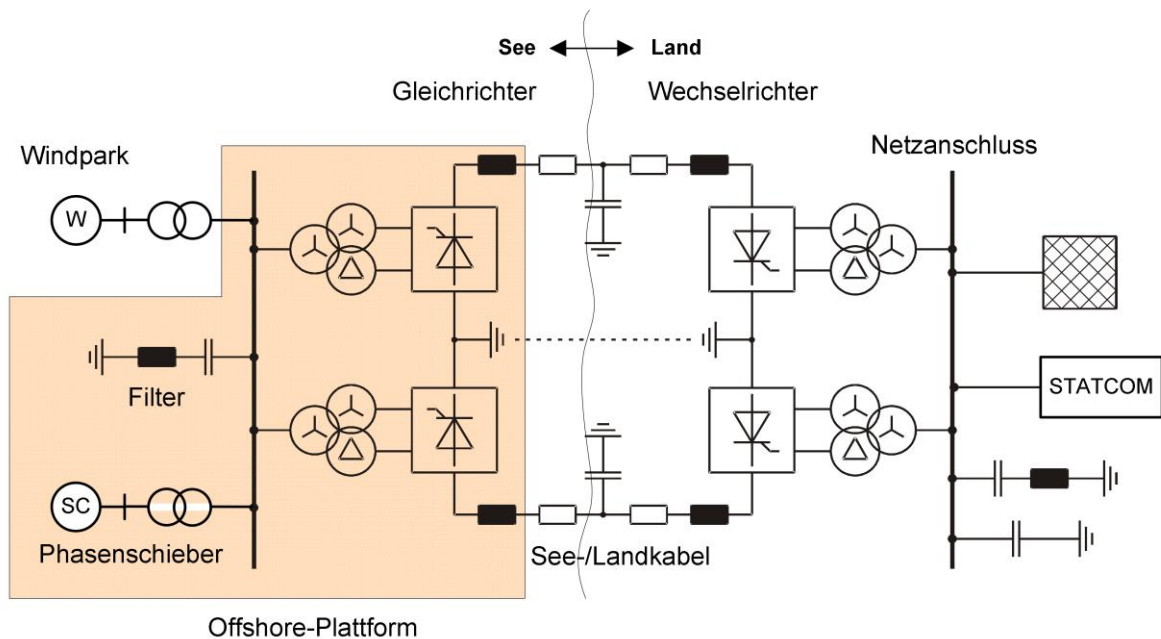
Die Größe der benötigten Phasenschieber-Nennleistung beträgt ca. 50-60% der installierten HGÜ-Nennleistung. Das heißt, dass beispielsweise bei einer Übertragung von 500MW (250MW pro Pol der HGÜ) eine Kurzschlussleistung von 2-3 mal der Nennleistung bereitgestellt werden muss. Ein Generator kann etwa das 4-5-fache seines Bemessungsstromes im Kurzschlussfall an Kurzschlussstrom liefern. Als Phasenschieber werden in diesem Beispiel zwei Generatoren mit einer Leistung von je 125..150MVA benötigt.

Eine weitere Möglichkeit ist, Kurzschlussleistung anstatt mit Phasenschiebern durch ein Drehstromkabel von Land auf See bereitzustellen, das dann parallel zur HGÜ gefahren wird. Diese Lösung ist aber sehr teuer und aufwändig und wird nicht weiter betrachtet.

Abbildung 11-5 zeigt den Aufbau einer HGÜ-Übertragung mit den einzelnen Komponenten.

⁷⁵ FACTS: *flexible alternating current transmission systems* (flexible Wechselstromübertragungssysteme)

Abbildung 11-5: Aufbau einer Offshore Windparkanbindung mit klassischer HGÜ-Technologie



Quelle: Hersteller

Platzbedarf:

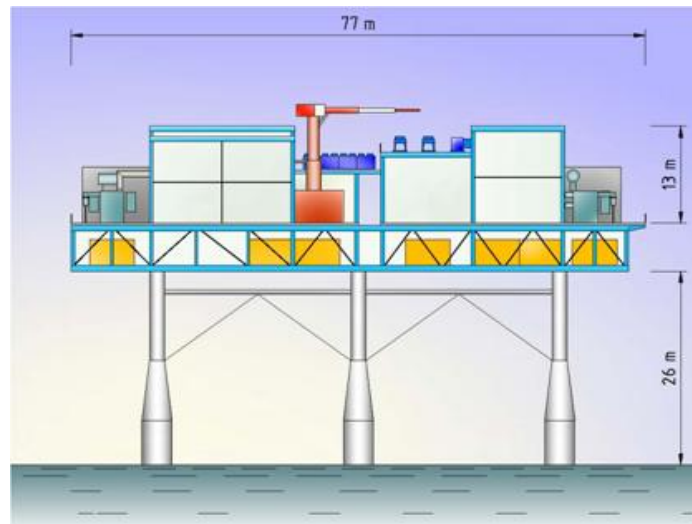
Der Platzbedarf auf der Offshore-Plattform ist ein großer Kostenfaktor und es wird bei der Auslegung der Übertragung darauf geachtet, den Grundriss und Höhe möglichst gering zu halten.

Auf der Offshore-Plattform müssen neben der hohen Ventilhalle, den Stromrichtertransformatoren und den Hochspannungs- und Mittelspannungsschaltanlagen auch Oberschwingungsfilter und Phasenschieber installiert werden. Dies resultiert in einem sehr großen Platzbedarf.

Abbildung 11-6 zeigt einen schematischen Aufbau einer Plattform für eine 250MW Anlage, mit einer 150kV Drehstrom-Schaltanlage und einer 250kV-HGÜ. Die Plattform muss in diesem Fall zusätzlichen Platz bieten für die Ventilhalle mit Transformatoren, Filter, Phasenschieber, etc. Die Größe der Plattform ist ca. 80x40m mit einer Höhe von ca. 20m. Der Platzbedarf und die Höhe ändern sich mit der Leistung und vor allem mit der Höhe der AC- und DC-Spannung kubisch.

⁷⁶ STATCOM: *static synchronous compensator* (Statischer Synchronkompensator)

Abbildung 11-6: Exemplarischer Aufbau einer Offshore-Plattform mit HGÜ-Umrichter für eine Übertragung von 250MW



Quelle: Siemens AG

11.2.3.3 Regelung

Die Art der Regelung ist abhängig vom Verwendungszweck und stellt das gewünschte Betriebsverhalten der Anlage sicher. Dabei wird die Regelung den Aufgaben angepasst, die von der HGÜ zu erfüllen sind.

Zur Regelung der HGÜ stehen als Stellgrößen die Zündwinkel der Stromrichterventile und die Stufenschalter der Stromrichter-Transformatoren zur Verfügung. Über den Zündwinkel kann der Gleichstrom, die Gleichspannung oder der Löschwinkel schnell geregelt werden. Grundsätzlich wird der Gleichrichter bei ungestörtem Betrieb auf einen konstanten Strom geregelt. Der Zündwinkel kann aus dem Ausgang des Reglers errechnet werden. Der Sollwert des Gleichstroms wird über die vorgegebene Regelungsweise der HGÜ in der Wechselrichter-Regelung berechnet. Bei der Anbindung von Windparks wird der Gleichrichter die Frequenz im Windpark auf einen konstanten Wert regeln. Das System überträgt also die gesamte vom Windpark erzeugte Leistung.

Der Wechselrichter wird auf den minimalen Löschwinkelwert geregelt. So wird ein Wert für die Gleichspannung vorgegeben und die Blindleistungsaufnahme der Stromrichter minimiert. Der Sollwert des Löschwinkels ist üblicherweise auf 18° festgelegt, um den Ventilen genügend Zeit für das Freiwerden der Sperrschicht zu geben [Müller 2003].

Anfahren der HGÜ:

Eine klassische HGÜ kann nicht von einem Anschlussknoten aus angefahren werden, sondern jede Umrichterstation muss immer vom angeschlossenen Netz aus unabhängig voneinander hochgefahren werden. Dann kann die Leistungsübertragung starten.

Der Offshore-seitige Stromrichter benötigt also eine Spannung, an der er angefahren werden kann. Dies kann durch einen Dieselgenerator auf der Offshore-Plattform, oder einem zum HVDC-Kabel parallel geführten HVAC-Kabel geschehen.

Teillastbetrieb:

Zur Gewährleistung eines stabilen Betriebes kann die Übertragungsleistung von einer Minimaleistung bis zur Bemessungsleistung variiert werden. Diese minimale Übertragungsleistung ist normalerweise zwischen 5 und 10% der Bemessungsleistung. Wenn die Leistung unterschritten wird, wird die HGÜ außer Betrieb genommen, da es sonst zu Kommutierungsfehlern der Stromrichterventile kommen kann. Dies stellt einen Nachteil für die Offshore Windparkanbindung dar, da bei kleineren Windgeschwindigkeiten keine Leistung übertragen werden kann.

11.2.3.4 Entwicklungspotentiale

Bis 2020 sind folgende Entwicklungen als realistisch zu erwarten:

- Eine Übertragungsleistung von 2040 MW pro System (DC Spannung von +/-600 kV).
- Die Verluste der Stromrichter betragen pro Umrichter 0,7 %. Durch die geringeren Verluste einer DC-Übertragung ergeben sich für längere Übertragungsstrecken und größerer Übertragungsleistungen kleinere Verluste als bei einer vergleichbaren Drehstromkabelübertragung. Die zukünftige Entwicklung zur Reduzierung der Verluste ist bei der klassischen HGÜ eher klein.

Tabelle 11-1 zeigt die Entwicklungsmöglichkeiten für die Jahre 2015 und 2020 im Vergleich zum heutigen Stand. Die angegebenen Mindestabstände sind in Projekten realisiert worden und gelten auch als Planungsgrundlage für weitere Systeme. Der Abstand zwischen Seekabelsystemen beträgt bis zu 200 m. Aus Genehmigungsverfahren resultierende Abweichungen sind möglich.

Tabelle 11-1: Überblick über den Stand und die Entwicklungsmöglichkeiten der klassischen HGÜ-Technologie für die Anbindung von Offshore-Windparks

Werte pro System	Größe	Einheit	2010	2015	2020
HGÜ, klassisch			Kabel (MI)	Kabel (MI)	Kabel (MI)
	Jahr der Inbetriebnahme		2015	2020	2025
	Un (+/-)	kV	500	600	600
	In	A	1700	1700	1700
	Pmax	MW	1700	2040	2040
	min. Abstand zw. Seekabelsystemen	m	50-200*	50-200*	50-200*
	Platzbedarf Off-Shore	---++	-	-	-
	SR-Verluste	% Pn	0.7	0.7	0.7
	Q-Bedarf	% Pn	45	45	45
	Multi-Terminal-Betrieb	ja/nein	ja	ja	ja
	Schwarzstartfähigkeit	ja/nein	nein	nein	nein
	Max. Übertragungsdistanz	km	-	-	-
	Min. KS-Leistung	SCR	2.5	2.5	2.5
	* abhängig von Vorschriften und Tiefe der Verlegung				

Quelle: Hersteller

11.2.3.5 Realisierte Projekte

Größte Projekte mit klassischer HGÜ-Technologie und Seekabel:

1. BritNed (GB – Holland), Leistung 1000 MW, DC-Spannung ± 450 kV, Entfernung 250 km, geplante Inbetriebnahme 2010.
2. SAPEI (Insel Sardinien – Italien), Leistung 1000 MW, DC-Spannung ± 500 kV, Entfernung 420 km, geplante Inbetriebnahme 2010.
3. NorNed (Norwegen – Niederlande), Leistung 700 MW, DC-Spannung ± 450 kV, Entfernung 580 km, Inbetriebnahme 2008.
4. Basslink (Australia – Tasmania), Leistung 500 MW, DC-Spannung ± 400 kV, Entfernung 300 km, Inbetriebnahme 2006.
5. Moyle (Nordirland – Schottland), Leistung 500 MW, DC-Spannung ± 250 kV, Entfernung 64 km, Inbetriebnahme 2001.
6. Baltic Cable (Deutschland – Schweden), Leistung 600 MW, DC-Spannung 450 kV, Entfernung 250 km, Inbetriebnahme 1994.

11.2.3.6 Begrenzende Faktoren für die Realisierung

Für die Offshore-Anwendung von den klassischen HGÜ können Engpässe in der Fertigung von masseimprägnierten Höchstspannungs-Seekabel auftreten, da weltweit nur wenige Hersteller diese anfertigen können. Weiterhin kann der Bau von großen Offshore Stationen (insbesondere für sehr große Leistungsbereiche) sehr zeitaufwändig sein. Die Verlegung von den MI-See-Kabeln ist zurzeit nur mit drei speziellen Seeschiffen möglich. Im Vergleich zu anderen Übertragungstechnologien ist durch die Plattformerrichtung und Kabelverlegung insgesamt mit einer längeren Realisierungszeit zu rechnen. Der Realisierungszeitraum für eine klassische HGÜ Seeverbindung beträgt ca. 36 – 48 Monate.

11.2.4 HGÜ-Übertragung mit VSC-Technologie

11.2.4.1 Einleitung und Kurzbeschreibung

Bei der HGÜ mit „Voltage Source Converter“ (VSC) Technik handelt es sich um eine Technologie der Gleichspannungsübertragung, für die VSC-Umrichter mit Spannungszwischenkreis zum Einsatz kommen. Im Gegensatz zur klassischen HGÜ werden bei der HGÜ mit VSC-Technologie statt Thyristoren abschaltbare Ventile (Insulated Gate Bipolar Transistor - IGBT) eingesetzt. Diese haben die Eigenschaft, dass sie sehr schnell ein und ausgeschaltet werden können.

Somit kann nicht nur die Wirkleistung sondern zusätzlich auch die Blindleistungsaufnahme oder -abgabe unabhängig voneinander geregelt werden. Die VSC-HGÜ ist nicht von einem externen Drehstromnetz abhängig (netzgeführt wie z.B. die klassische HGÜ), sondern ermöglicht auch den Betrieb an Drehstromnetzen mit kleiner Kurzschlussleistung und sogar die Anbindung von Inselnetzen ohne rotierenden Synchronmaschinen (selbstgeführt) ist möglich. Sogar der Netzwiederaufbau ist mit dieser Übertragungstechnologie möglich (Schwarzstartfähigkeit).

Dies ist insbesondere für Offshore-Windparks von Bedeutung, da die Plattform auch ohne WEA am Netz mit Spannung versorgt werden muss und die verfügbaren doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren (DFIG) oder Vollumrichtermaschinen keine nennenswerte Kurzschlussleistung bereitstellen.

Die Möglichkeit der schnellen Regelbarkeit der Blindleistung ist insbesondere bei fluktuierender Einspeisung wie z.B. von Windparks erforderlich, um einen zuverlässigen Netzbetrieb und eine hohe Spannungsqualität zu gewährleisten. Die Umsetzung auslegungsrelevanter Regelkonzepte für die Kopplung mit dem bestehenden Übertragungsnetz an Land ist durch eine VSC-HGÜ-Anbindung mit einem geringeren technischen Aufwand zu realisieren.

Da das VSC-HGÜ Kabel aus VPE besteht, ist es äußerst fest und widerstandsfähig. Aufgrund dieser Eigenschaften können VSC-HGÜ Kabel unter schwierigsten Bedingungen verlegt werden.

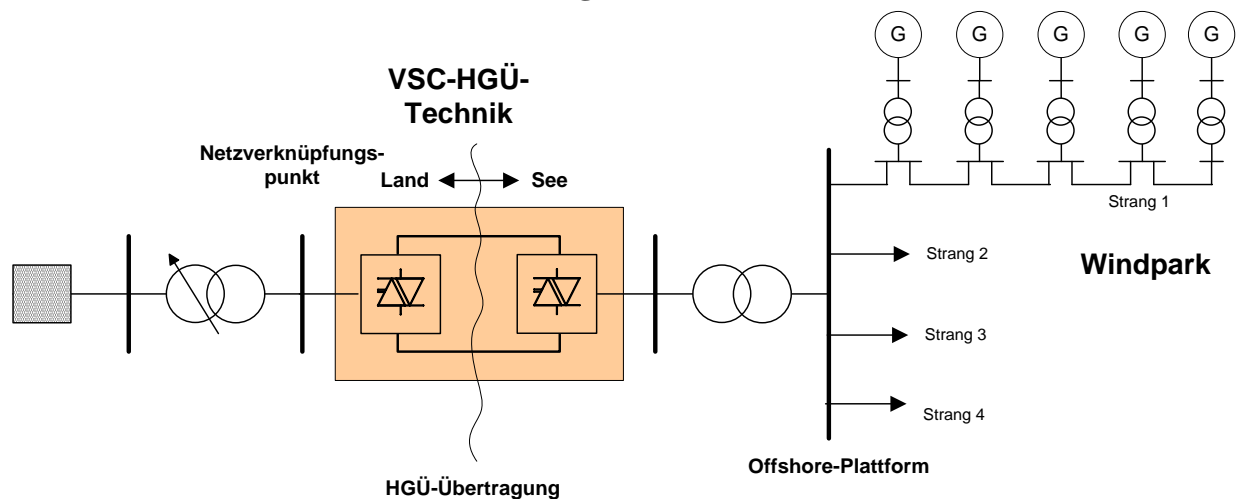
Die VSC-HGÜ kann also mit einem vereinfachten Aufbau gegenüber der klassischen HGÜ und ohne zusätzlich notwendige Komponenten einen Offshore-Windpark ans Netz anschließen.

In 2010 sind Übertragungsleistungen bis 1100 MW bei DC-Spannungen bis +/- 320 kV realisierbar. Die Stromrichterverluste betragen ca. 1,5% pro Umrichterstation.

11.2.4.2 Aufbau:

Der prinzipielle Aufbau einer VSC-HGÜ ist in Abbildung 11-7 dargestellt.

Abbildung 11-7: Schematische Darstellung einer Offshore Windparkanbindung mit VSC-HGÜ-Technologie



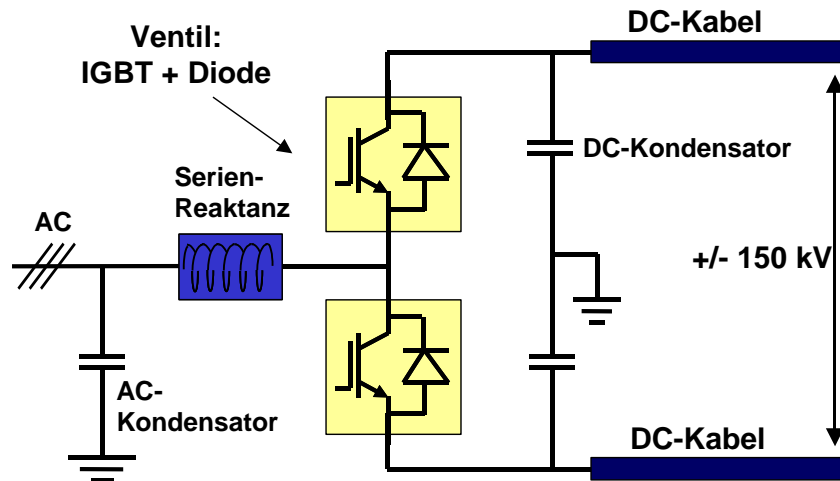
Quelle: Hersteller

Aufbau der Stromrichter:

Das prinzipielle Ersatzschaltbild der VSC-HGÜ Technik ist in Abbildung 11-8 dargestellt. Im Gleichrichter wird die Wechselspannung mit Transistorventilen in eine Gleichspannung umgewandelt. Dabei können die Transistoren (IGBTs) über ein Steuersignal mit einer Frequenz im Kilohertz-Bereich ein- und ausgeschaltet werden. Durch das gesteuerte Ein- und Ausschalten der IGBTs können Betrag und Phase der Ausgangsspannungen unabhängig von der Netzspannung geregelt werden.

Der Gleichspannungszwischenkreis hat ähnlich wie die klassische HGÜ zwei Pole, die mit entgegen gesetzter Spannung betrieben werden. Große DC-Kondensatoren in beiden Stromrichterstationen glätten die Gleichspannung und dienen auch als Energiespeicher und –puffer zwischen Gleich- und Wechselrichter. Der Wechselrichter formt die Gleichspannung wieder in eine Wechselspannung um, bei der wieder Betrag und Phase von der Regelung vorgegeben werden können

Abbildung 11-8: Einphasiger Ersatzschaltplan eines VSC-HGÜ-Umrichters



Quelle: ABB

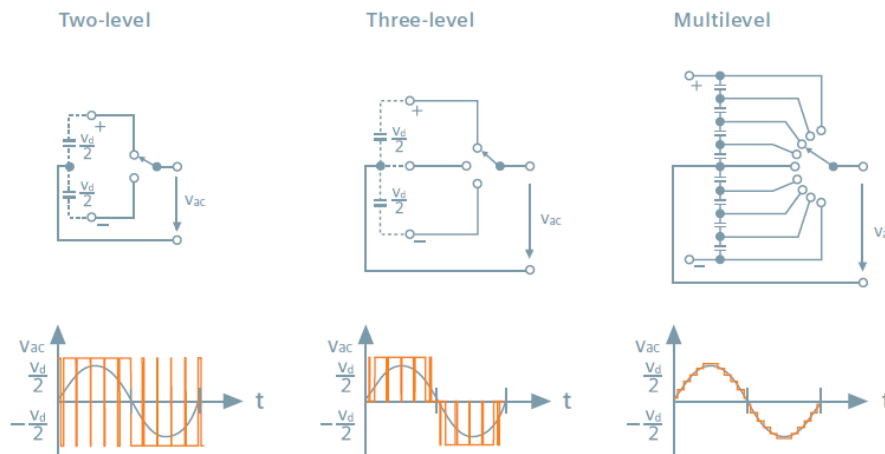
Im Gegensatz zur klassischen HGÜ können bei der VSC-HGÜ die beiden Pole nicht unabhängig voneinander arbeiten, d.h. beide Pole müssen in Betrieb sein und einen identischen Betriebspunkt haben.

Der Stromrichter kann sich im Aufbau unterscheiden. Üblich sind heute

- Zwei-Level Konverter
- Drei-Level Konverter
- Multi-Level Konverter (Modular Multilevel Converter oder MMC)

Abbildung 11-9 zeigt den Aufbau der drei Möglichkeiten sowie die resultierende Spannungsform der erzeugten Wechselspannung.

Abbildung 11-9: Mögliche Aufbauszenarien eines VSC-HGÜ Umrichters



Quelle: Siemens

Gleichstromkabel:

Für den Gleichstromkreis werden umweltfreundliche öl- und bleifreie Gleichstromkabel auf Polymerbasis (VPE-Kabel) eingesetzt, welche eine relativ einfache und günstige Verlegung mit weniger Muffen ermöglichen. Da das VSC-HGÜ Kabel aus VPE besteht, ist es äußerst fest und widerstandsfähig. Aufgrund dieser Eigenschaften können VSC-HGÜ Kabel unter schwierigen Bedingungen verlegt werden. Durch extrudierte Kabel ist die VSC-HGÜ unter gegebenen Randbedingungen mittlerweile auch an Land wirtschaftlich.

VPE-Kabel haben im Vergleich zu papierisolierten Kabeln folgende Vorteile:

- VPE-Kabel sind ölfrei – und damit einfacher zu genehmigen.
- VPE-Kabel besitzen ein deutlich geringeres Gewicht.
- VPE-Kabel sind flexibel und damit einfacher zu installieren.
- für VPE-Kabel sind vorgefertigte Muffen erhältlich.

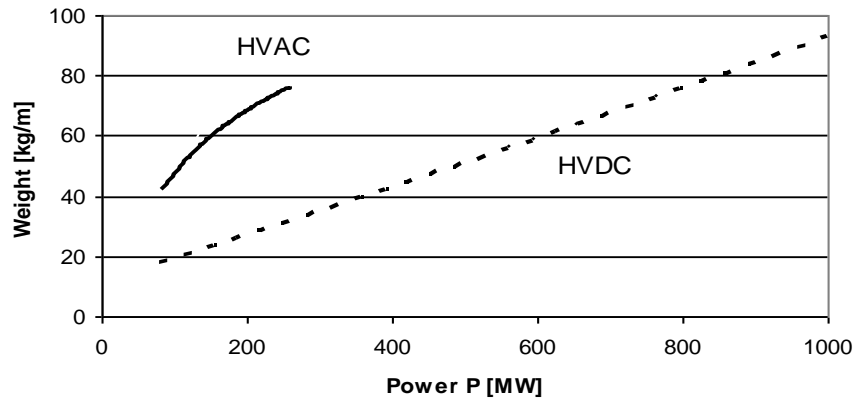
In Abbildung 11-10 sind typische VPE-HGÜ See- und Landkabel dargestellt. In Abbildung 11-11 ist das Gewicht von einem VPE-Drehstromkabel und VPE-Gleichstromkabel je Meter abhängig von der zu übertragenden Leistung dargestellt.

Abbildung 11-10: Querschnitt eines VPE-Kabels (links Cu-Seekabel, rechts Al-Landkabel)



Quelle: ABB

Abbildung 11-11: Vergleich der Gewichte zwischen VPE-Drehstromkabel und VPE-Gleichstromkabel abhängig von der Leistung

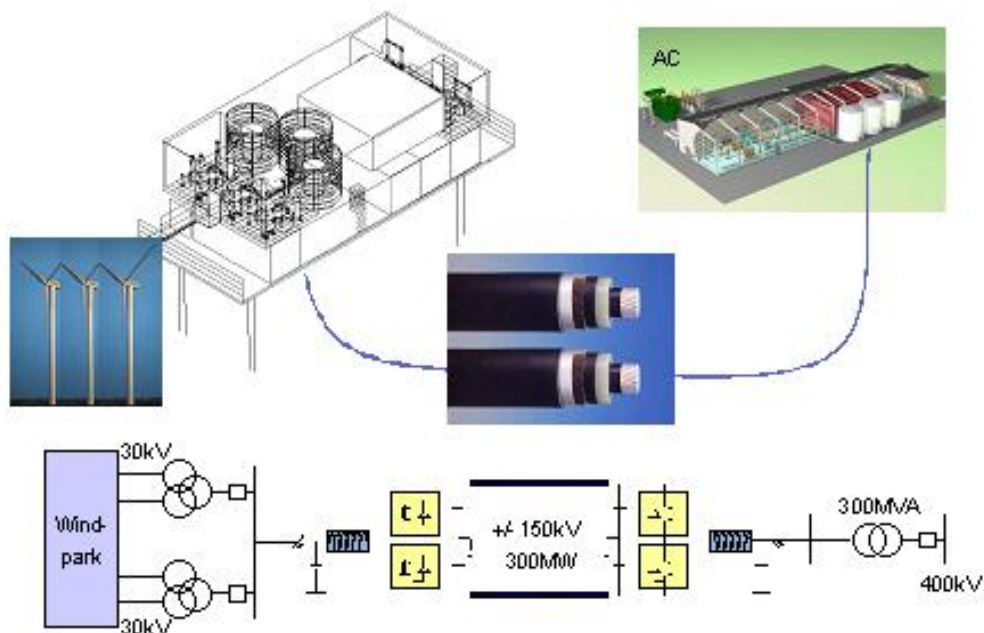


Quelle: Hersteller

Aus der oberen Abbildung ist ersichtlich, dass das Gewicht des VPE-HGÜ-Kabels für die gleiche Leistung weniger als die Hälfte eines VPE-Drehstromkabels beträgt.

Die Anbindung eines Offshore-Windparks mittels einer VSC-HGÜ ist schematisch in Abbildung 11-12 dargestellt.

Abbildung 11-12: Schematische Netzanbindung eines Offshore-Windparks mit VSC-HGÜ



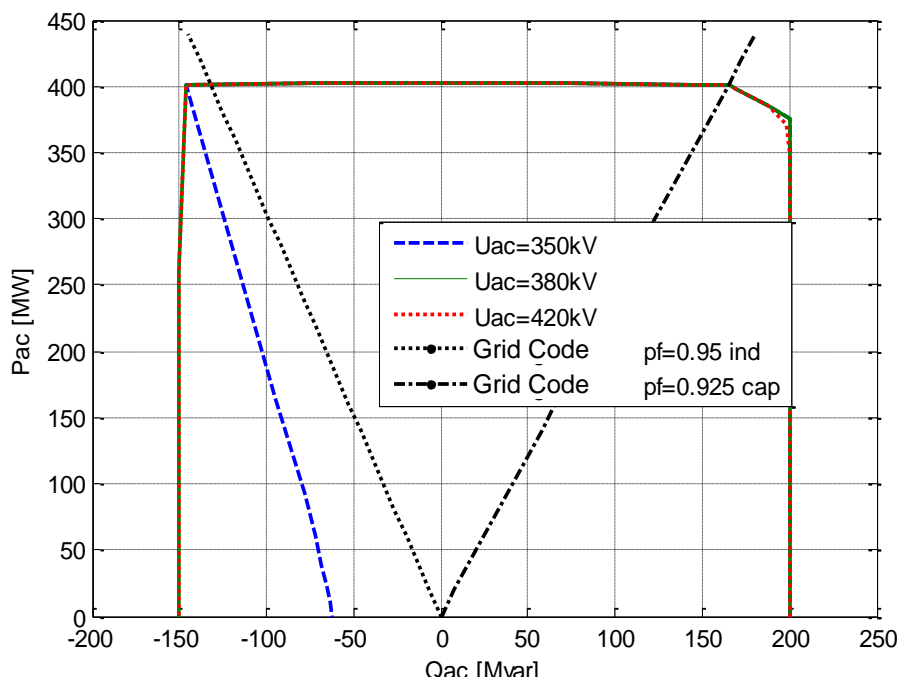
Quelle: ABB

Blindleistung:

Das P/Q Betriebsdiagramm einer VSC-HGÜ ist in Abbildung 11-13 dargestellt. Jeder Punkt innerhalb der dargestellten umrandeten Fläche kann als Betriebspunkt gewählt werden. Das Betriebsdiagramm ähnelt dem Betriebsdiagramm einer Synchronmaschine, wobei jedoch die Leistungsrichtung frei gewählt werden kann und die VSC-HGÜ aufgrund ihrer schnellen Regelung nahezu verzögerungsfrei die Betriebspunkte anfahren kann.

Die Übertragung kleinster Wirkleistungen sowie die Leistungsflussumkehr sind schnell möglich, da nur der Stromfluss und nicht die DC-Polarität wie bei der klassischen HGÜ-Technologie geändert werden muss.

Abbildung 11-13: Typische P/Q Diagramm eines VSC-HGÜ Umrichters



Quelle: Hersteller

Das dargestellte Betriebsdiagramm wird im Wesentlichen durch zwei Faktoren begrenzt. Der erste Faktor ist die maximale Stromtragfähigkeit der IGBTs, welche zu kreisförmigen Begrenzungen führt. Die zweite Grenze ist durch die maximale DC-Zwischenkreisspannung bestimmt, welche hauptsächlich die Blindleistung begrenzt. Die Blindleistungsbereitstellung seitens des Umrichters hängt von der Differenz der Wechselspannung am Umrichter zur Netzspannung ab. Bei hoher Netzspannung kann also wenig Blindleistung abgegeben werden, die dann aber auch nicht benötigt wird.

Durch die schnelle Ansteuerung der IGBTs kann im Gegensatz zur klassischen HGÜ eine Wechselspannungsform erreicht werden, die deutlich weniger Oberschwingungen aufweist. Aus diesem Grund ist es möglich die Oberschwingungsfiler kleiner als bei der klassischen HGÜ auszulegen. Je nach Technologie und Übertragungsaufgabe der VSC-HGÜ können Oberschwingungsfiler sogar ganz entfallen. Dies ermöglicht den Einsatz von günstigeren Standard-Transformatoren als bei der klassischen Technik.

Platzbedarf:

Wie oben schon erwähnt, ist der Platzbedarf auf der Offshore-Plattform ein großer Kostenfaktor. Kleine Baugrößen und eine geringe Anzahl an Komponenten sind daher bei der Auslegung der Übertragung wichtig, um so Grundfläche und Höhe möglichst gering zu halten.

Auf der Offshore-Plattform müssen neben den Stromrichtern, den Transformatoren und den Schaltanlagen je nach Technologie kleine oder gar keine Oberschwingungsfilter installiert werden. Die Kompaktheit von VSC-HGÜ aufgrund ihres Aufbaus und eines geringen Filteraufwandes kommt Offshore-Anwendungen ebenfalls entgegen. Durch den modularen Aufbau wird ein wirtschaftlicher, optimierter Betrieb auch bei schrittweisen Errichtungsphasen ermöglicht. Der Platzbedarf ist so verglichen zur klassischen HGÜ stark reduziert.

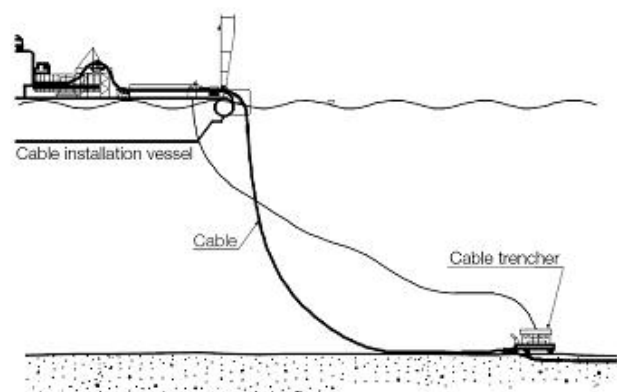
Beispielsweise ist die Größe einer 1000-MW-Offshore-Station ca. 80x40m mit einer Höhe von ca. 35m und einem Gewicht von ca. 2000 Tonnen. Die entsprechende 1000-MW-Onshore-Station ist 120x60m groß und 25m hoch. Hier sind der Platzbedarf von AC-Schaltanlagen sowie das Gewicht von Hilfsbetriebe (z.B. Kühlungssystem) bei der Offshore-Station nicht berücksichtigt. Das gesamte Gewicht der Offshore-Plattform kann in diesem Fall ca. 5000-7000 Tonnen (Plattform selbst, AC- und DC-Anlagen, etc.) betragen.

Ebenso ist der Platzbedarf der landseitigen Umrichterstationen zu beachten. Verglichen mit der klassischen HGÜ reduziert sich die benötigte Fläche für eine Kopfstation bei gleicher Leistung um ca. 40%.

Verlegung:

Abbildung 11-14 und Abbildung 11-15 zeigen Details über die see- und landseitigen Verlegung eines VPE-Kabels, welches den Windpark BorWin1 mittels VSC-HGÜ-Technik (400 MW, +/-150 kV, 203 km) mit einem Einspeisepunkt am Festland verbindet.

Abbildung 11-14: Die Verlegung des VSC-HGÜ VPE-Land-Kabels



Quelle: ABB

Abbildung 11-15: Offshore Plattform und die Verlegung des VSC-HGÜ VPE-Seekabels in Wattenmeer



Quelle: ABB

Bei dem VSC-HGÜ Seeanschluss werden zwei Kabel (Plus- und Minuspol) mechanisch verbunden und in den Meeresboden verlegt. Dies wird mit einem sogenannten Kabellöffel (engl.: trencher) durchgeführt, welcher das Kabel bis 1,8 Meter tief eingraben kann – siehe Abbildung 11-15.

11.2.4.3 Regelung

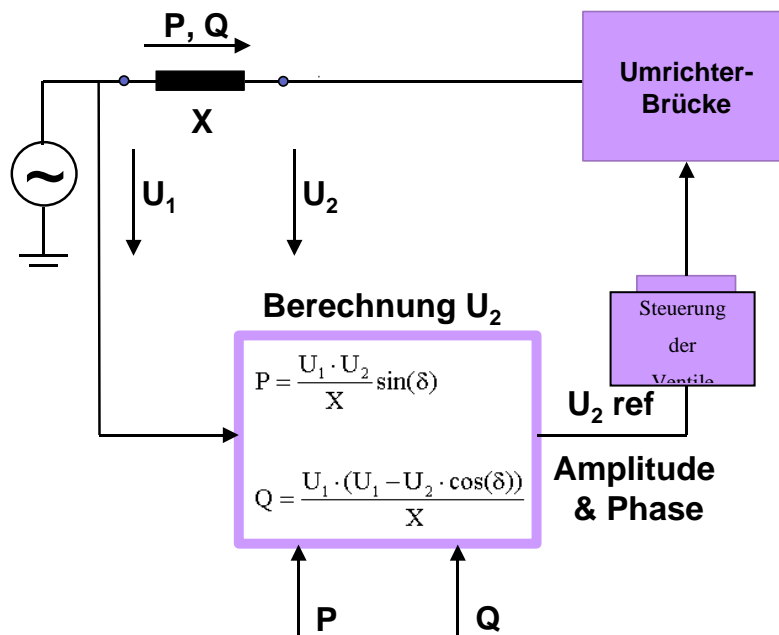
Die schnelle Regelbarkeit der Blindleistung ist insbesondere bei fluktuierender Einspeisung wie z.B. von Windparks erforderlich, um einen zuverlässigen Netzbetrieb und eine hohe Spannungsqualität zu gewährleisten. Die Regelung der HGÜ ist auch bei Betriebsänderungen bzw. -störungen im Übertragungsnetz in der Lage einen definierten Betriebspunkt einzustellen. Der Windpark wird nicht vom Netz getrennt. Darüber hinaus können Systemdienstleistungen übernommen werden.

Ein weiterer Vorteil der VSC-HGÜ ist der Inselnetzbetrieb des Offshore-Netzes. Nur VSC-Umrichter sind in der Lage netzbildend zu wirken. Damit kann der Windpark bei einem vorhandenen Drehstromnetz (geladener DC-Kreis) ohne zusätzliche Energiequelle hochgefahren werden. Im Gegensatz dazu benötigen klassische HGÜs immer eine zu übertragende Minimalleistung bzw. einen Minimalstrom.

Die VSC-HGÜ kann auch im reinen Blindleistungsbetrieb betrieben werden. Dieses ist für das Hochfahren eines Windparks erforderlich. Durch die schnelle Regelbarkeit können je nach Konfiguration der Offshore-Anlage Schwingungen gedämpft werden.

Mit Hilfe der Spannungsdifferenz, die sich bei einem vorgegebenen Wirk- und Blindleistungssollwert über der Serienreaktanz ergeben würde, wird der Sollwert für die Referenzspannung U_2 des Filterknotens ermittelt, siehe Abbildung 11-16. Bei dem Referenzwert handelt es sich um eine komplexe Größe, bestehend aus Amplitude und Phasenlage. Aus der Referenzspannung werden die Zündzeitpunkte für die IGBTs ermittelt, welche dem Umrichter zugeführt werden. Die Regelung einer VSC-HGÜ ist im Allgemeinen mit gleichen Regelfunktionen in beiden Umrichtern ausgestattet.

Abbildung 11-16: Schematische Darstellung der Regelung der VSC-HGÜ



Quelle: Hersteller

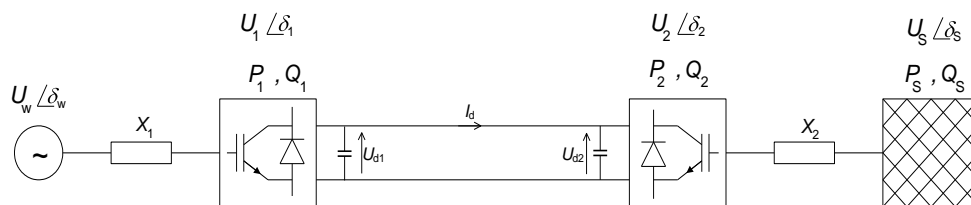
Wie aus

Abbildung 11-17 zu entnehmen ist, ist die Wirk- und Blindleistung des Stromrichters auf der Windparkseite von der Spannung U_w , deren Winkels δ_w , Impedanz X_1 (Nieder- und Mittelspannungskabel, Transformatoren, Wind Generatoren) und der Spannung des Umrichters (Spannung U_1 und Winkel δ_1) abhängig:

$$P_1 = \frac{U_w \cdot U_1}{X_1} \sin(\delta_w - \delta_1) \quad (1)$$

$$Q_1 = -\frac{U_1^2}{X_1} + \frac{U_w \cdot U_1}{X_1} \cos(\delta_w - \delta_1) \quad (2)$$

Abbildung 11-17: Anbindung eines Windparks an das Netz über VSC-HGÜ



Quelle: Hersteller

Die übertragene DC-Leistung kann als Produkt des Gleichstroms (I_d) und Gleichspannung (U_d) berechnet werden:

$$P_d = I_d \cdot U_d \quad (3)$$

Die Wirk- und Blindleistung des Stromrichters auf der Netzseite ist von der Netzspannung (Betrag U_s und Winkel δ_s), Impedanz X_2 (Kabel, Transformator, Netz) und der Spannung des Umrichters (Spannung U_2 und Winkel δ_2) abhängig:

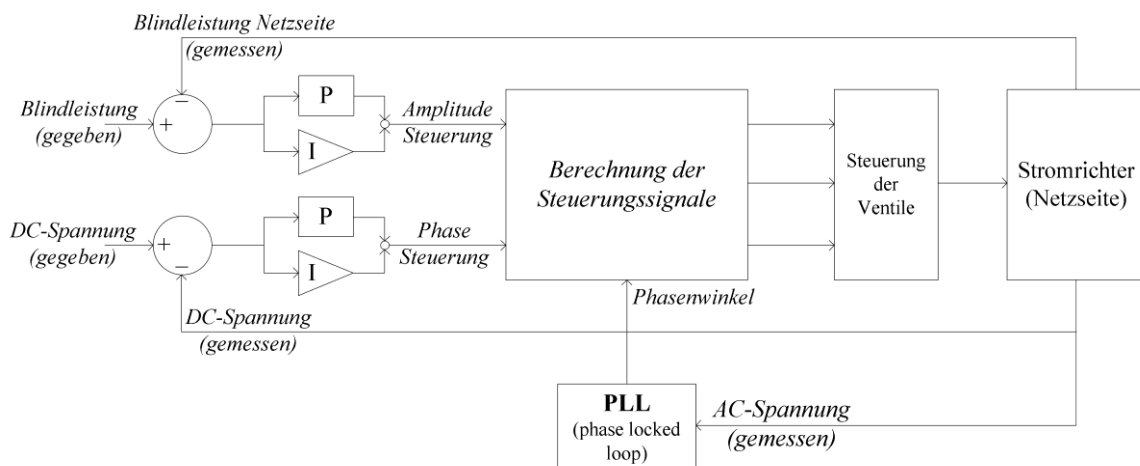
$$P_s = \frac{U_2 \cdot U_s}{X_2} \sin(\delta_2 - \delta_s) \quad (4)$$

$$Q_s = -\frac{U_2^2}{X_2} + \frac{U_2 \cdot U_s}{X_2} \cos(\delta_2 - \delta_s) \quad (5)$$

Also ist mit der entsprechenden Regelung von der Spannung (Betrag und Winkel) auch der Wirk- und Blindleistungsfluss zu regeln. Es ergeben sich somit für beide Umrichter jeweils zwei unabhängig voneinander regelbare Größen. Dabei obliegt einem der Umrichter die Aufgabe der Wirkleistungsregelung, dem anderen Umrichter die Regelung der Gleichspannung. Der Betriebsmodus legt fest, ob der Umrichter die Gleichspannung oder die Wirkleistung regelt. Die Referenzwerte der einzelnen Betriebsmodi können dabei manuell, aber auch über eine überlagerte automatische Regelung vorgegeben werden, wie zum Beispiel über eine Frequenzregelung. Je nach Betriebsmodus werden die notwendigen Regelungen automatisch aktiviert bzw. deaktiviert.

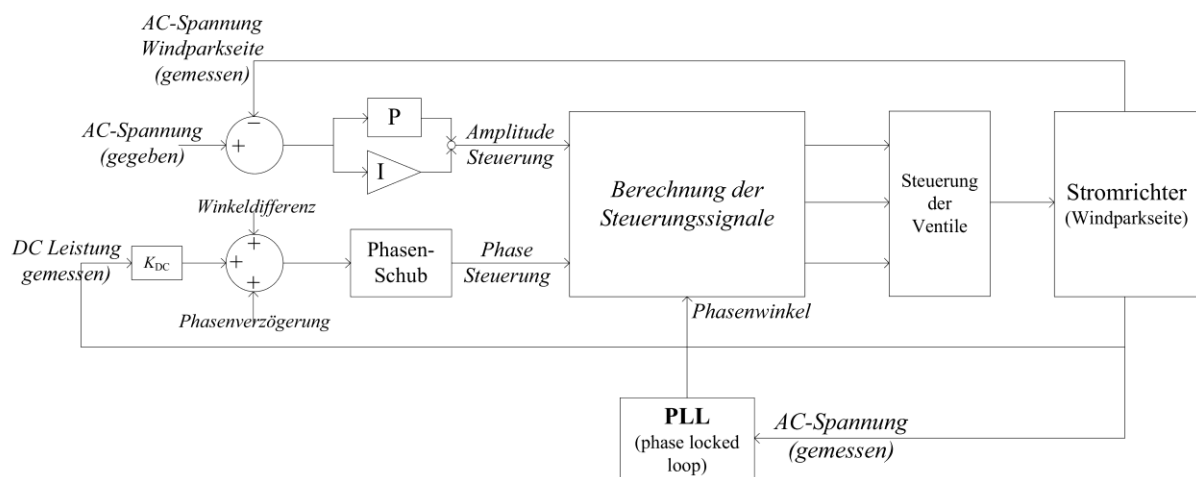
Die Blindleistungsbereitstellung der beiden Umrichter ist unabhängig voneinander regelbar. Der Betriebsmodus entscheidet über die Betriebsweise als Blindleistungs- oder Spannungsregelung. Die Sollwerte der Regelungen werden entsprechend der Betriebsmodi aktiviert. Die Regelung der VSC-HGÜ-Stromrichter auf der Netz- und Windparkseite sind auf den folgenden zwei Abbildungen dargestellt.

Abbildung 11-18: Regelung des VSC-HGÜ-Stromrichters auf der Netzseite



Quelle: Hersteller

Abbildung 11-19: Regelung des VSC-HGÜ-Stromrichters auf der Windparkseite



Quelle: Hersteller

Aus Abbildung 11-18 und Abbildung 11-19 ist zu erkennen, dass bei dem Windparkanschluss die geregelten Größen auf der Netzseite die Blindleistung und DC-Spannung sind. Auf der Windparkseite wird die drehstromseitige Spannung und über die Wirkleistung die Frequenz im Windpark geregelt. Weitere Regelungen, wie zum Beispiel Regelungen zur Verbesserung der Spannungsqualität am Netzverknüpfungspunkt können bei Bedarf eingebunden werden. Für die Anbindung von Offshore Windparks ist die Regelung von der Wirkleistung auf der Offshore Seite nicht erforderlich, da die ganze Wirkleistung in das Übertragungsnetz eingespeist wird.

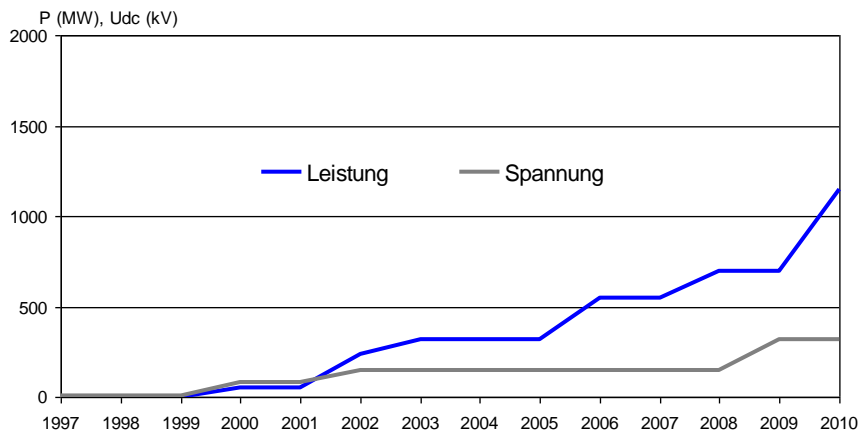
Im Anhang A sind die Simulationsergebnisse zur Anbindung eines Offshore-Windparks mit VSC-HGÜ, wobei der Einfluss auf das Netzverhalten für unterschiedliche Betriebs- und Fehlerfälle aufgezeigt wird. Das Ersatzschema ist in

Abbildung 11-17 dargestellt. Dabei handelt es sich um einen Offshore-Windpark mit 1000 MW installierter Leistung dessen Entfernung zum 380-kV-Verknüpfungspunkt ca. 90 km beträgt. Messungen bei realisierten Projekten bestätigen die schnelle und gute Regelbarkeit sowie die netzstützende Wirkung der VSC-HGÜ.

11.2.4.4 Entwicklungspotentiale

Die Entwicklung der VSC-HGÜ Technologie in Bezug auf maximale Betriebsspannung und maximal übertragbarer Leistung ist in Abbildung 11-20 dargestellt.

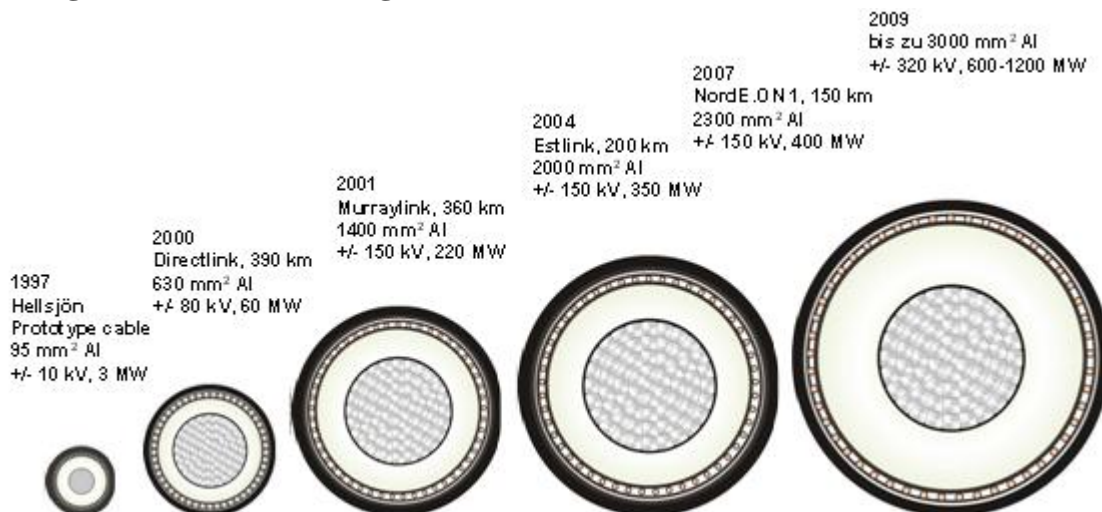
Abbildung 11-20: Entwicklung der VSC-HGÜ-Technologie



Quelle: ABB

Diese Entwicklung ist hauptsächlich auf die Weiterentwicklung der VPE-Kabel und hier insbesondere der Isolationsfestigkeit zurück zu führen – siehe Abbildung 11-21.

Abbildung 11-21: Entwicklung der VPE-HGÜ-Kabels seit 1997



Quelle: ABB

Wegen dieser raschen VSC-HGÜ-Entwicklung (Abbildung 11-20 und Abbildung 11-21) können die folgenden Angaben über den Entwicklungspotentialen dieser Technologie eher als konservativ, bzw. gesichert betrachtet werden:

- VPE-Kabel werden auch für Spannungen von +/- 500 kV zur Verfügung stehen. Damit ist auch für VPE-Kabel eine Übertragungsleistung von 1700 MW pro System zu erwarten.
- Die Umrichterverluste werden auf höchstens 1% pro Umrichterstation sinken.

Die Tabelle 11-2 zeigt die konservativen Entwicklungsmöglichkeiten für die Jahre 2015 und 2020 im Vergleich zum heutigen Stand.

Tabelle 11-2: Überblick über den Stand und die Entwicklungsmöglichkeiten der VSC-HGÜ-Technologie für die Anbindung von Offshore-Windparks

Werte pro System	Größe	Einheit	2010	2015	2020
VSC-HGÜ			<i>Kabel (VPE)</i>	<i>Kabel (VPE)</i>	<i>Kabel (VPE)</i>
	<i>Jahr der Inbetriebnahme</i>		2015	2020	2025
	<i>Un</i>	<i>kV</i>	320-350	400	500
	<i>In</i>	<i>A</i>	1500-1700	1700	1700
	<i>Pmax</i>	<i>MW</i>	800-1100**	1360	1700
	<i>min. Abstand zw. Seekabelsystemen</i>	<i>m</i>	50-200*	50-200*	50-200*
	<i>Platzbedarf Off-Shore</i>	<i>--..++</i>	0	0	0
	<i>SR-Verluste</i>	<i>% Pn</i>	1.3	1	1
	<i>Q-Bedarf</i>	<i>% Pn</i>	regelbar	regelbar	regelbar
	<i>Multi-Terminal-Betrieb</i>	<i>ja/nein</i>	ja	ja	ja
	<i>Schwarzstartfähigkeit</i>	<i>ja/nein</i>	ja	ja	ja
	<i>Max. Übertragungsdistanz</i>	<i>km</i>	-	-	-
	<i>Min. KS-Leistung für Betrieb</i>	<i>SCR</i>	0	0	0
	<i>* abhängig von Vorschriften und Tiefe der Verlegung</i>				

** abhängig von den lokalen Einsatzbedingungen

Quelle: Hersteller

11.2.4.5 Realisierte Projekte

Zurzeit gibt es zwei Anbieter der VSC-HGÜ-Technologie: ABB (HVDC Light[®]) und Siemens (HVDC Plus[®]).

Größte VSC-HGÜ Projekte mit Seekabelverbindung:

1. Trans Bay Cable (Pittsburg – San Francisco California), Leistung 400 MW, DC-Spannung ± 200 kV, Entfernung 85 km, geplante Inbetriebnahme 2010.
2. BorWin 1 (Offshore Windpark, Deutschland), Leistung 400 MW, DC-Spannung ± 150 kV, Entfernung 203 km, geplante Inbetriebnahme der Anbindung 2009.
3. Estlink (Estland-Finnland), Leistung 350 MW, DC-Spannung ± 150 kV, Entfernung 105 km, Inbetriebnahme 2006.
4. Cross Sound (USA), Leistung 330 MW, DC-Spannung ± 150 kV, Entfernung 40 km, Inbetriebnahme 2002.

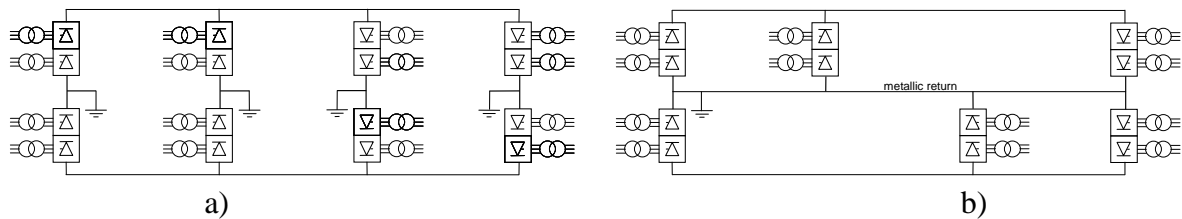
11.2.4.6 Begrenzende Faktoren für die Realisierung

Für die aktuelle Nachfrage ist nicht mit Engpässen zu rechnen, jedoch kann eine plötzlich größere Nachfrage – ähnlich wie bei der klassischen HGÜ – zu Engpässen in der Kabelherstellung führen. Der Realisierungszeitraum für ein Projekt beträgt ca. 24 – 36 Monate.

11.2.5 Multi-Terminal Betrieb bei HGÜ Klassik und VSC-HGÜ

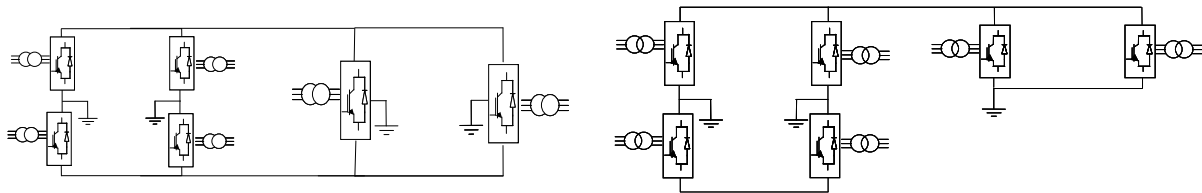
Bei der HGÜ Verbindung ist es möglich, mehrere Umrichter an einen Gleichspannungskreis anzuschließen und so einen sogenannten Multi-Terminal-Betrieb zu errichten. In den folgenden Bildern (Abbildung 11-22 und Abbildung 11-23) sind die prinzipiellen Ausführungen der klassischen bzw. VSC-HGÜ dargestellt:

Abbildung 11-22: Klassische HGÜ als Multi-Terminal mit bipolarer (a) und hybrider (b) Ausführung



Quelle: Hersteller

Abbildung 11-23: VSC-HGÜ als Multi-Terminal - Beispiele



Quelle Hersteller

Die klassische HGÜ als Multiterminal ist schon erfolgreich realisiert worden: die Anbindung zwischen Quebec (Kanada) und New England (USA). Die wichtigste Parameter dieser Multi-Terminal Verbindung sind in Tabelle 11-3 gegeben.

Tabelle 11-3: Die Informationen über Quebec - New England HGÜ-Multiterminal Projekt

Hydro Québec - New England Hydro (Kanada/USA)	
Leistung	2000 MW
Länge	1480 km
AC-Spannung	315 kV (Radisson)
	230 kV (Nicolet)
	345 kV (Sandy Pond)
DC-Spannung	±450 kV
Inbetriebnahme	1990-1992

Quelle: Hersteller

Bei der klassischen HGÜ ist die Regelung des Lastflusses durch die Änderungen der Spannungspolarität gewährleistet. Deswegen ist die Ausführung des Multi-Terminal-Betriebes bei den klassischen HGÜ sehr komplex und wird aus betrieblichen Gründen meist auf 3 Terminals beschränkt.

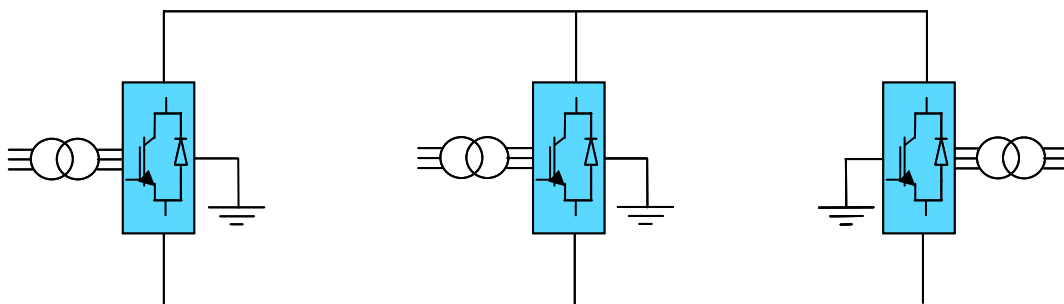
Aufgrund der flexiblen Regelbarkeit des Gleichspannungskreises bei der VSC-HGÜ Technologie bzw. der konstanten Spannung, kann ein Multi-Terminal-System mit VSC-HGÜ im Vergleich mit der klassischen HGÜ einfacher realisiert werden und die Anzahl der Terminals

ist technisch nicht limitiert. Erforderlich ist jedoch zunächst die Entwicklung schneller Gleichstromschalter. Die daraus resultierenden Gleichstromnetze können radial, vermascht oder als Kombination beider Netzformen ausgeführt werden. Damit wird die Verbindung von mehreren Windparks auf einer Trasse möglich. Die einzelnen Konverterstationen können dabei grundsätzlich sowohl Leistung in den Gleichspannungskreis speisen, als auch Leistung aus diesem beziehen.

In einem Multi-Terminal-System mit VSC-HGÜ-Technologie (Abbildung 11-24) sind die folgenden Schutzkonzepte beschrieben:

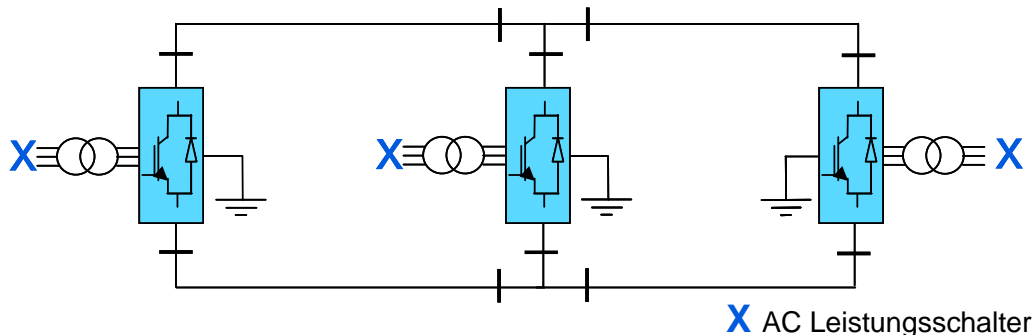
- Variante 1: das Gleichstromsystem wird als ein komplettes System betrachtet, d.h. als ein Schutzbereich. Es sind keine transiente Unterbrechungen innerhalb des DC-Kreises möglich. Die Trennschalter können für verschiedene betriebliche Konfigurationen genutzt. (Abbildung 11-25)
- Variante 2: analog wie bei Variante 1 wird das Gleichstromsystem als ein komplettes System betrachtet, bzw. als ein Schutzbereich. Im Gegensatz zu ersten Lösung ist hier durch Einsatz von DC Lastschalter eine schnelle Wiederherstellung von nicht-fehlerhaften Teilen des Systems möglich (siehe Abbildung 11-26). Die Unterbrechung dauert ca. 0,5 s.
- Variante 3: Keine Unterbrechung der Stromversorgung bei der Isolierung von fehlerhaften Systembereichen. Schnelle Gleichstrom-Leistungsschalter werden eingesetzt um den Gleichstromfehler zu isolieren – Abbildung 11-27.

Abbildung 11-24: Beispiel einer Multi-Terminal VSC-HGÜ Verbindung



Quelle: Hersteller

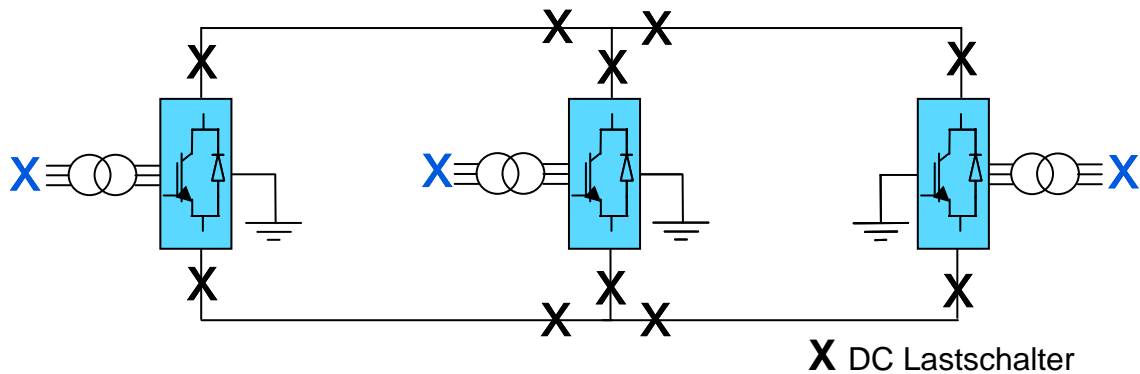
Abbildung 11-25: Schutzkonzept - Variante 1 – Schutz durch AC-Leistungsschalter



Quelle: Hersteller

In Variante 1 wird ein Fehler im DC System von den AC-Leistungsschaltern abgeschaltet. Die Topologie, d.h. der jeweilige Schaltzustand des Multi-Terminal Betriebes kann mit den DC-Trennschaltern gewählt werden.

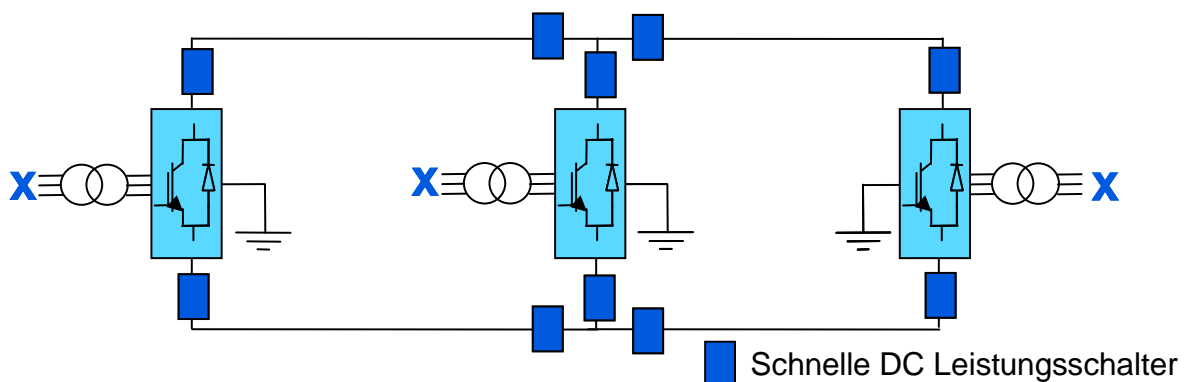
Abbildung 11-26: Schutzkonzept - Variante 2 – Schutz durch AC-Leistungsschalter und schnelle DC-Lastschalter



Quelle: Hersteller

Bei der Variante 2 werden im DC-Kreis die schnellen DC-Lastschalter eingesetzt. Nach dem Fehlerauftritt in einem DC-Kreis öffnen zuerst die AC-Leistungsschalter. Dann unterbrechen die DC-Lastschalter die zirkulierenden Ströme. Der fehlerhafte Abschnitt bzw. die fehlerhafte Station wird mit High-Speed-DC-Schalter (HSS) vom restlichen System/Netz getrennt. Dieses verbleibende System erholt sich innerhalb von 0,5 Sekunden.

Abbildung 11-27: Schutzkonzept - Variante 3 – Schutz durch schnelle DC-Leistungsschalter



Quelle: Hersteller

Bei dem Einsatz von den schnellen DC-Leistungsschaltern (Variante 3 – Abbildung 11-27) werden alle fehlerhaften DC-Elemente (Leitung, Station) sofort abgeschaltet und die restliche Leistungsübertragung bleibt aufrecht erhalten. In diesem Fall werden die AC-Leistungsschalter nicht abgeschaltet. Aktuell sind die DC-Leistungsschalter in der benötigten Leistungsklasse nicht erhältlich, aber nach den Angaben von Hersteller ist ein Einsatz dieser schnellen DC-Leistungsschalter bis 2015 realisierbar.

11.2.6 Gasisolierte Leitung (GIL)

11.2.6.1 Einleitung und Kurzbeschreibung

Ein GIL-System (GIL = Gasisolierte Leitung) ähnelt im Aufbau einer Pipeline mit einem stromführenden Innen-Aluminiumleiter. Die Pipeline als Rohrsystem ist mit einem Stickstoff-SF₆-Gemisch als Isoliermedium gefüllt, bei dem nur 20% SF₆ verwendet wird. Die Verwendung von SF₆ als Isoliergas ist seit Jahren bewährt und ist z.B. in gasisolierten Schaltanlagen üblich.

Aufgrund der Gasisolierung weisen gasisolierte Leitungen im Gegensatz zu Kabelstrecken ein elektrisch erwünschtes, der Freileitung sehr ähnliches Betriebsverhalten auf. Selbst die Übertragung von hohen Leistungen (>1000 MVA) erfordert keine Kühlungssysteme. Der Reaktanzbelag einer GIL beträgt etwa $\frac{1}{4}$ des Reaktanzbelages einer 400-kV-Einfachfreileitung, die Betriebskapazität ist ca. 4 Mal so groß, wie die der Freileitung. Im Vergleich zu Drehstromkabel hat die GIL eine wesentlich kleinere Betriebskapazität, so dass weniger Parallelkompensation erforderlich ist. Das heißt, dass die maximale Länge des Netzanschlusses um ca. ein 4-faches größer sein kann, ohne eine teure Parallelkompensation mit Plattform in der Leitung zu benötigen.

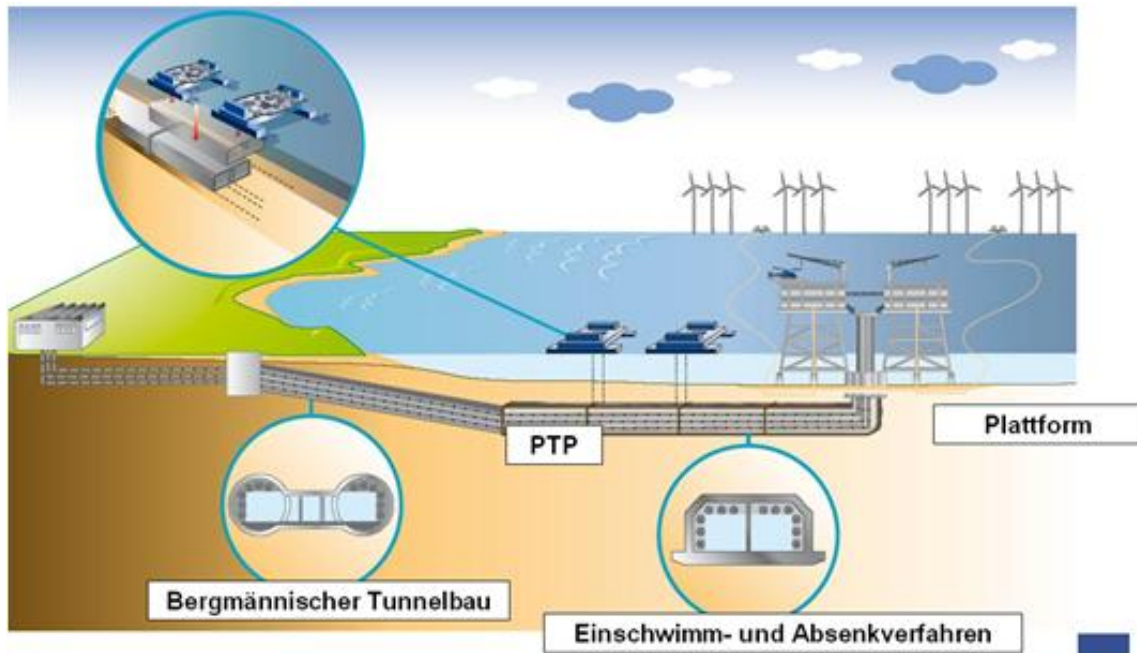
Ein besonderes Merkmal der GIL stellt die gute Umweltverträglichkeit dar, durch die Wirkung induzierter Ströme in der Kapselung besitzt das Übertragungssystem direkt oberhalb der Trasse ein äußerst geringes magnetisches Feld, was die direkte Bebauung bzw. Flächennutzung gestattet und die Beeinflussung der Unterwasserwelt reduziert. Außerdem ist eine gasisolierte Leitung wartungsfrei und durch ihre Kapselung unanfällig gegen äußere Störeinflüsse.

Bisher wurden GIL nur an Land über relativ kurze Strecken verlegt. Insgesamt sind ca. 200-300 km GIL-Systeme weltweit in Betrieb, die größte Systemlänge ist dabei 3300 m.

11.2.6.2 Aufbau

Für die Anbindung von Offshore Windparks wurden Kombinationen aus Bohrtunnel und Absenktunnel entwickelt. Das Verfahren ist mit entsprechenden erfahrenen Unternehmen im Offshore Pipelinebau entwickelt. Details einer „Power Transmission Pipelines“ (PTP) können Abbildung 11-28 entnommen werden.

Abbildung 11-28: Schematische Übersicht als Kombination aus Bohr- und Absenktunnel



Quelle: Siemens

Der Bohrtunnel überbrückt eine bestimmte Länge von Land in die See. Dies ist in Abbildung 11-28 links als „bergmännischer Tunnel“ dargestellt. Ab einer Tunnellänge von insgesamt ca. 15 km wird der GIL weiter mit absenkenden Betonsegmenten von 150 m Länge verlegt.

Abbildung 11-29: Herstellung von Tunnelsegmenten im Trockendock



Quelle: Siemens

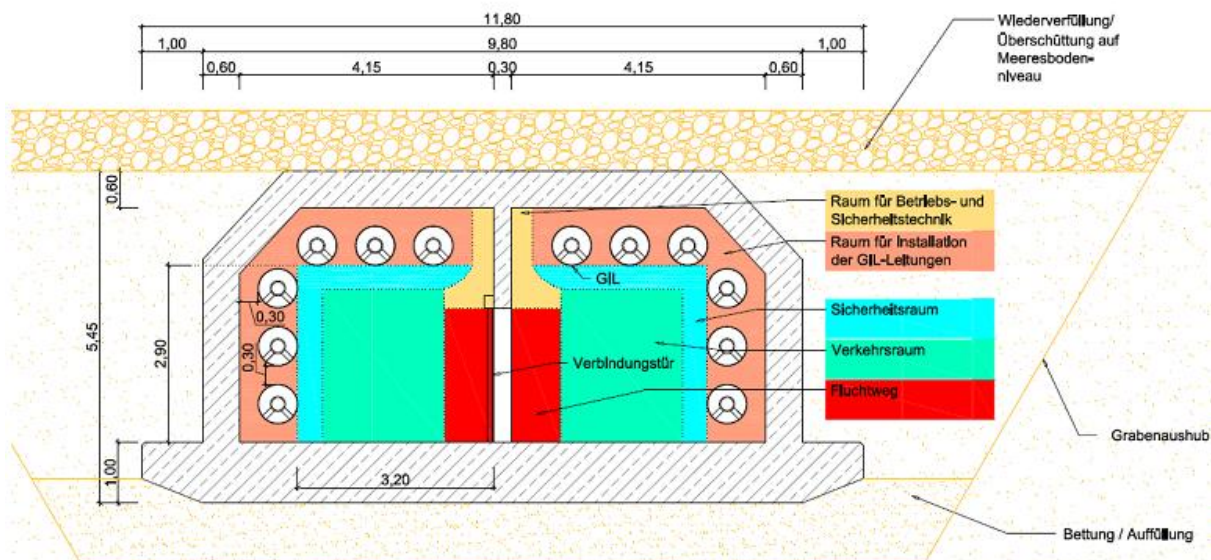
Abbildung 11-29 und Abbildung 11-30 zeigen die Produktion und Verschiffung dieser Tunnelsegmente. Die Herstellung und Verlegung dieser Tunnel im Meer ist heute schon erprobt und wird z.B. für den Bau von Unterseeverbindungen von Eisenbahnen verwendet.

Abbildung 11-30: Einzelnes Tunnelsegment



Quelle: Siemens

Abbildung 11-31: Querschnitt durch ein Tunnelsegment



Quelle: Siemens

Abbildung 11-31 zeigt den Querschnitt eines Tunnelsegments. Es zeigt, dass in einem Betonsegment 4 GIL Systeme Platz finden können.

Nach bisherigen Berechnungen kann eingeschätzt werden, dass sich eine GIL-Anbindung gegenüber Drehstromkabeln ab einer zu übertragenden Leistung von mindestens 8000 MW und ab einer Entfernung von ca. 40-50km rechnen wird (das entspricht vier einzelnen GIL-Systemen mit je 2000 MVA Nennleistung in einer Übertragungstrasse). Bei größeren Offshore-seitigen Entfernungen wird die VSC-Technologie trotz einer hohen Anzahl von ca. 6-8 Systemen günstiger sein.

Bei höheren Spannungen (z.B. 550 kV) können bis zu 4x3800 MVA übertragen werden. Für den Anschluss von Windpark-Clustern ist aber aus Sicht der Netzstabilität und der Leistungsdichte die Verwendung von 4x2000MW GIL-Übertragungen zu wählen.

11.2.6.3 Entwicklungspotentiale

Entwicklungspotentiale bei der GIL-Lösung ist hauptsächlich die Vergrößerung der Betriebserfahrung durch die Realisierung weiterer Übertragungsprojekte. So kann besonders beim Bau großer Strecken der Ablauf optimiert werden.

Eine deutliche Erhöhung der Spannung bis 750kV oder des Nennstromes ist schon heute durch die Änderung der Abmessungen des GIL-Rohrs und des Leiters möglich und gut beherrschbar. Tabelle 11-4 zeigt die Entwicklungsmöglichkeiten für die Jahre 2015 und 2020 im Vergleich zum heutigen Stand.

Tabelle 11-4: Überblick über den Stand und die Entwicklungsmöglichkeiten der GIL-Technologie für die Anbindung von Offshore-Windparks

Werte pro System	Größe	Einheit	2010	2015	2020
GIL					
	<i>Jahr der Inbetriebnahme</i>		2015	2020	2025
	<i>Un (min.)</i>	<i>kV</i>	400	400	400
	<i>In</i>	<i>A</i>	3150	3150	3150
	<i>Smax (Tunnel)</i>	<i>MVA</i>	2182	2182	2182
	<i>Tunnelbreite</i>	<i>m</i>	12	12	12
	<i>Anzahl Systeme pro Tunnel</i>		4	4	4
	<i>Platzbedarf Off-Shore</i>	<i>---++</i>	<i>+</i>	<i>+</i>	<i>+</i>
	<i>Max. Übertragungsdistanz</i>	<i>km</i>			
	<i>Schwarzstartfähigkeit</i>	<i>ja/nein</i>	<i>ja</i>	<i>ja</i>	<i>ja</i>

Quelle: Hersteller

11.2.6.4 Begrenzende Faktoren für die Realisierung

Ein Faktor, der die Realisierung einer Anbindung von Windparks mit GIL Technologie beeinflusst, ist die Produktion des Hüllrohrs. Für große Entfernungen sind die Produktionskapazitäten heute limitiert und die Verfügbarkeit der Rohre wird eine längere Bauzeit verursachen. Bei steigender Nachfrage müssen die vorhandenen Kapazitäten ausgebaut werden, damit keine Verzögerungen bei der Realisierung der Anbindungen verursacht werden.

Die Anbindung mit einer GIL-Lösung ist nur dann sinnvoll, wenn mehrere Windparks mit hoher Leistung zusammengefasst werden können, so dass eine gesamte Anschlussleistung von 6-8 GW erreicht werden kann. Dafür ist es notwendig, dass es von den gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen her möglich ist, Windparks nicht nur individuell anzubinden, sondern auch die zukünftige Entwicklung von Offshore Windparks in einem Gebiet zu berücksichtigen. Wenn mehrere Parks mit einer Anbindung angeschlossen werden, muss die Anbindung also im Vorgriff auf künftige Windparkentwicklungen ausgelegt werden und vor Inbetriebnahme des ersten Windparks installiert werden.

11.2.7 Drehstromkabel

11.2.7.1 Einleitung und Kurzbeschreibung

Drehstromkabel bestehen aus einem oder mehreren Leitern, einer Isolierung und Mänteln bzw. Schirmen. Der Leiter wird entweder aus Elektrolytkupfer oder Leitaluminium ausgeführt. Als Isolation dient ölgetränktes Papier (Ölkabel) oder vernetztes Polyethylen (VPE-Kabel). Seekabel werden heute typischerweise als Dreileiterkabel mit VPE-Isolierung mit

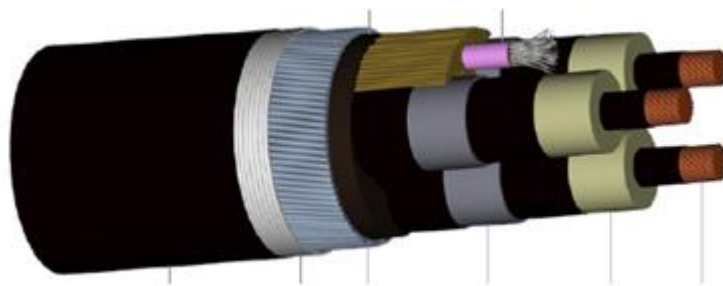
Betriebsspannungen bis zu 245 kV gefertigt. Die maximal übertragbare Leistung pro Kabelsystem beträgt somit zurzeit ca. 350 MW.

Wegen seines unpolaren Charakters hat Polyethylen eine niedrige Dielektrizitätszahl, einen sehr geringen Verlustfaktor und eine sehr hohe elektrische Festigkeit. Die Vernetzung führt zu verbesserten mechanischen Eigenschaften, die die Verlegung erleichtern.

Die Länge von Kabeln ist wegen des hohen kapazitiven Ladestroms begrenzt. Der hohe Ladestrom des Kabels begrenzt den Wirkstrom und damit die Wirkleistungsübertragung. Deshalb ist bei längeren Übertragungsstrecken eine Kompensation des Kabels vorzusehen.

Abbildung 11-32 zeigt exemplarisch den Aufbau eines 150kV-Drehstromseekabels mit drei Kupferleitern, VPE Isolierung, Armierung und Lichtwellenleiter.

Abbildung 11-32: Exemplarischer Aufbau eines Drehstromseekabels



Quelle: Hersteller

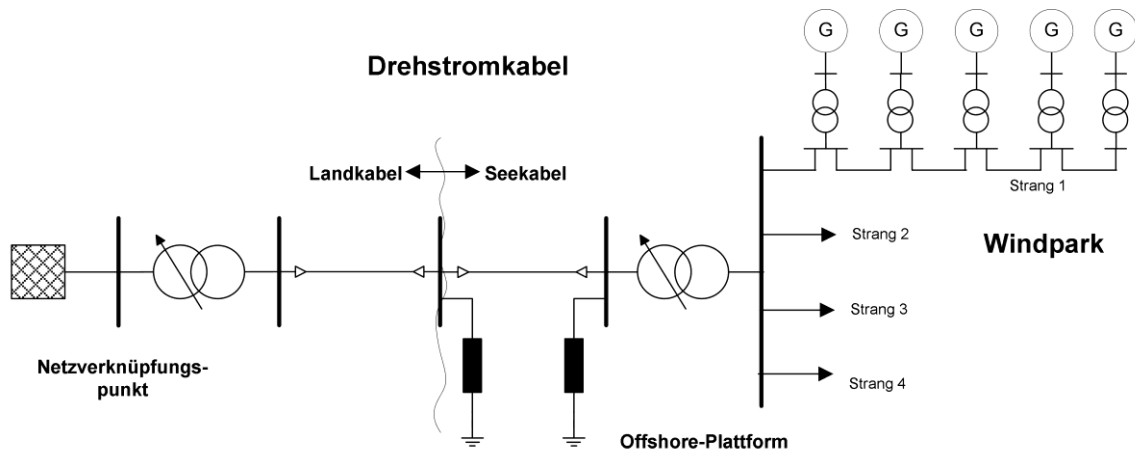
11.2.7.2 Aufbau

Bei Drehstromkabeln wirkt die große Betriebskapazität des Kabels und die Spannung entlang der Strecke erhöht sich. Bei langen Strecken kann dies zur Überschreitung der Isolierfestigkeit des Kabels führen. Zusätzlich reduziert der kapazitive Ladestrom die übertragbare Wirkleistung. Daher muss nach einer bestimmten Länge des Kabels eine Kompensationsanlage zur Kompensation der Kabelkapazität eingebaut werden.

Die Realisierung von Seekabelverbindungen mit Drehstromtechnologie ist nur bis zu einer Länge sinnvoll, bei der das Kabel ohne zusätzlichen Parallellkompensationen zwischen der Offshore-seitigen Plattform und dem Anlandepunkt ist. Andernfalls wird eine zusätzliche und sehr teure Plattform notwendig.

Dabei kann heute und in naher Zukunft (bis 2020) ein VPE-Kabel mit einer Spannung von maximal 245 kV Nennspannung zur Anbindung von Windparks mit maximal 350 MW Windleistung angewandt werden.

Abbildung 11-33: Schematische Darstellung eine Offshore Windparkanbindung mit Drehstromkabel



Quelle: Hersteller

11.2.7.3 Entwicklungspotentiale

Die weitere Entwicklung der Drehstromkabel zu größeren Spannungen ist im Vergleich zur Gleichstromtechnologie langsam. Daher wird angenommen, dass in den nächsten Jahren bis zum Ende des Zeitraums dieser Studie 2020 keine Erhöhung der Leistungsübertragung über Drehstromkabel möglich sein wird.

Tabelle 11-5 zeigt den Entwicklungsstand des Drehstromkabels für die Jahre 2010, 2015 und 2020 im Vergleich.

Tabelle 11-5: Überblick über den Stand und die Entwicklungsmöglichkeiten der Drehstromkabel-Technologie für die Anbindung von Offshore-Windparks

Werte pro System	Größe	Einheit	2010	2015	2020
VPE Kabel			VPE	VPE	VPE
Dreileiterkabel	Jahr der Inbetriebnahme		2015	2020	2025
	Un	kV	245	245	245
	In	A	1050	1050	1050
	Smax	MVA	356	356	356
	min. Abstand zw. Seekabelsystemen	m	50-200*	50-200*	50-200*
	Platzbedarf Off-Shore	--..++	++	++	++
	Max. Übertragungsdistanz	km	70	70	70
	Schwarzstartfähigkeit	ja/nein	ja	ja	ja
	* abhängig von Vorschriften und Tiefe der Verlegung				

Quelle: Hersteller

11.2.8 Bewertung der Anlusstechnologien

Die oben beschriebenen Anlusstechnologien sind mögliche Alternativen zur Anbindung von Offshore-Windparks mit Drehstromkabeln. Diese werden aber zurzeit nur betrachtet, wenn eine Realisierung mit Drehstromkabel technisch und/oder wirtschaftlich nicht mehr machbar bzw. sinnvoll ist.

Beim Vergleich der drei Technologien klassische HGÜ, HGÜ mit VSC-Technologie und GIL zeigt sich:

- GIL-Übertragung erscheint heute ab einer zu übertragenden Leistung von mindestens 8000 MW und ab einer Entfernung von ca. 40-50 km im Vergleich zur Lösung mit Drehstromkabel wirtschaftlich sinnvoll. Eine Voraussetzung dafür ist aber die Zusammenfassung mehrerer Windparks und Windparkcluster, die über eine GIL-Strecke angebunden werden. Dafür ist es in der Planung und Genehmigung notwendig, relativ zeitnah zu realisierende Windprojekte in einem Gebiet mit einer Anbindung anzuschließen. Ein Großteil der Investitionen müssen aber dennoch zeitlich vorgezogen getätigt werden.
- Die klassische HGÜ hat den Nachteil, dass sie von einem relativ zu ihrer Übertragungsleistung starken Drehstromnetz abhängig ist. Sie kann nur netzgeführt arbeiten. Windparks sind aber durch die Arbeitsweise der meisten Windanlagen ebenfalls auf ein Netz mit einer vorgegebenen Spannung angewiesen. Es müssen also zusätzliche Komponenten (z.B. Synchronous Condenser) auf der Offshore-Plattform errichtet werden, um den Betrieb zu ermöglichen. Dies führt zu einem erheblich größeren Platzbedarf auf der Offshore-Plattform. Zusätzlich ist der Anlauf eines solchen Systems schwierig.
- Die VSC-HGÜ ist wie die klassische HGÜ in der Übertragungsleistung hauptsächlich durch das DC-Kabel und nicht durch die Stromtragfähigkeit und Spannungsfestigkeit der Stromrichterventile beschränkt. Somit haben die unterschiedlichen Umrichtertechnologien für die Offshore-Anbindung – im Gegensatz zu den Landverbindungen – keinen Unterschied in der maximalen Übertragungsleistung. Die VSC-HGÜ ist in der Lage, auch in passive Netze, wie sie Windparks darstellen, einzuspeisen und die Spannung selbst vorzugeben. Somit ist sie deutlich besser geeignet, um Windparks anzubinden, als die klassische HGÜ. Ein Nachteil sind die höheren Verluste im Umrichter. Diese betragen heute etwa das Doppelte der Stromrichter-Verluste in der klassischen HGÜ. Durch zukünftige Verbesserungen werden die Verluste auf ca. das 1,5-fache reduziert werden können.

Um die günstigste Variante für eine bestimmte Übertragungsaufgabe in Bezug auf Wirtschaftlichkeit, Umweltbeeinflussung und technischen Eigenschaften zu wählen, werden die Technologien anhand verschiedener Kriterien qualitativ verglichen. Die eingesetzte Methodik der paarweisen Bewertung legt die Bewertungsmethode von Kapitel 10 zugrunde und ist dort in detaillierter Form beschrieben. Für die Bewertung der seeseitigen Technologien notwendigen Ergänzungen sind in diesem Kapitel gesondert beschrieben. Für die detaillierte Beschreibung der Methodik sei auf Kapitel 10 verwiesen.

11.2.8.1 Paarweise Bewertung der Kriterien

Für den Vergleich durch die paarweise Bewertung [Kapitel 10] wurden folgende Kriterien betrachtet:

- Bautechnik
- Bauzeit, Lieferzeit
- Zuverlässigkeit und Störungsbeseitigung
- Wirtschaftlichkeit
- Ökologische Auswirkungen
- Technische Eigenschaften

Im ersten Schritt werden die Kriterien gegenübergestellt und miteinander bewertet. Die Wichtungsfaktoren für den paarweisen Vergleich sind

- 1: weniger wichtig
- 2: gleich wichtig
- 3: wichtiger

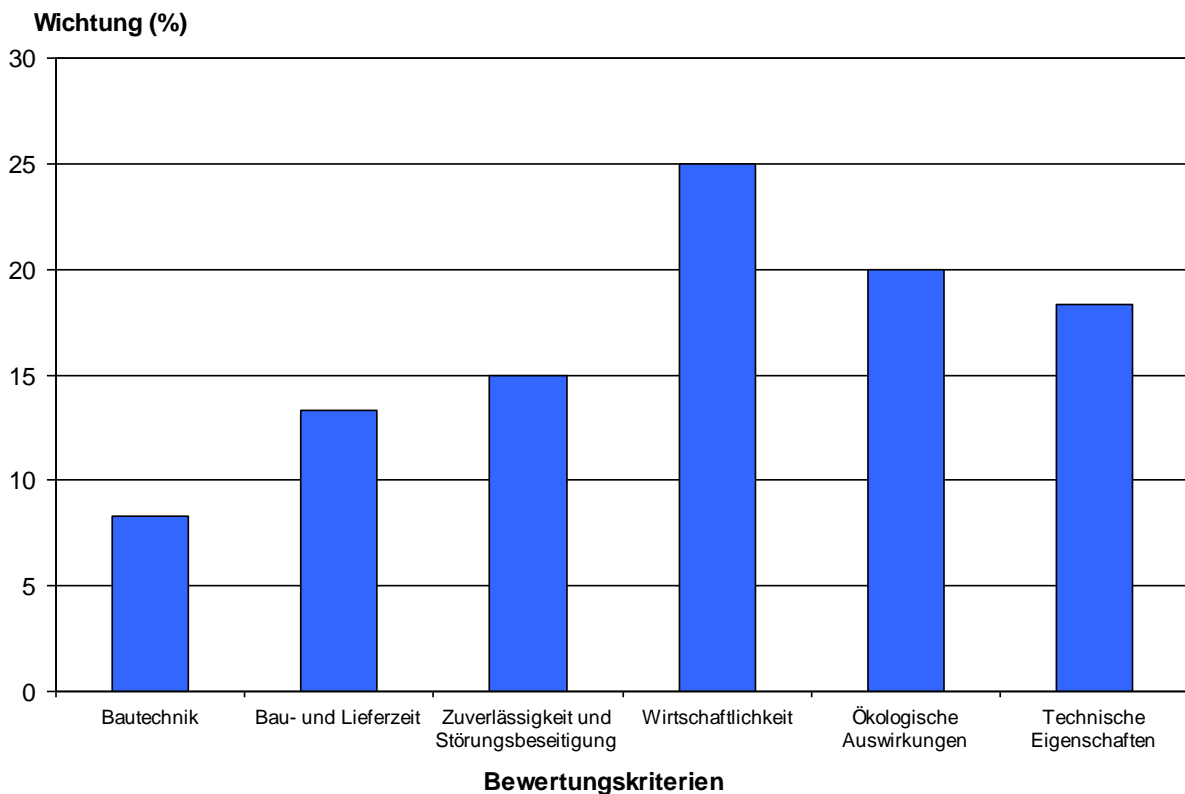
In Tabelle 11-6 sind alle sechs Kriterien aufgelistet und die Werte aus der paarweisen Bewertung eingetragen.

Tabelle 11-6: Prioritätenmatrix für die Bewertungskriterien

	Bautechnik	Bau- und Lieferzeit	Zuverlässigkeit und Störungsbeseitigung	Wirtschaftlichkeit	Ökologische Auswirkungen	Technische Eigenschaften
Bautechnik	–	1	1	1	1	1
Bau- und Lieferzeit	3	–	2	1	1	1
Zuverlässigkeit und Störungsbeseitigung	3	2	–	1	2	1
Wirtschaftlichkeit	3	3	3	–	3	3
Ökologische Auswirkungen	3	3	2	1	–	3
Technische Eigenschaften	3	3	3	1	1	–

Diese Kriterien wurden gegeneinander paarweise gewichtet. Daraus resultieren eine Bewertung und eine Rangfolge der Bewertungskriterien, die in Abbildung 11-34 dargestellt ist.

Abbildung 11-34: Wichtung der einzelnen Bewertungskriterien in %



Quelle: Eigene Darstellung

11.2.8.2 Bewertung der Technologien

Basierend auf diesen Kriterien wird jede Technologie für bestimmte Übertragungsaufgaben bewertet, ob sie dieses Kriterium gut (=4) oder schlecht (=1) erfüllt. Diese Bewertungen werden für alle Technologien durchgeführt und mit der Gewichtung multipliziert. Daraus folgt eine Rangfolge der Technologien, die die Eignung der Technologien für die entsprechende Übertragungsaufgabe widerspiegelt.

Für drei verschiedene Übertragungsaufgaben wurde die Methodik zur Bewertung der Technologien durchgeführt, die beispielhafte und typische Anwendungen für Offshore-Anbindungen von einzelnen Windparks und Windpark-Clustern darstellen.

- Übertragungsleistung: 300 MW Entfernung: 50 km
- Übertragungsleistung: 1.000 MW Entfernung: 100 km
- Übertragungsleistung: 4.000 MW Entfernung: 200 km

Im Folgenden wird die Bewertung für jede Anbindung tabellarisch dargestellt.

Tabelle 11-7: Bewertung der Technologien für die Aufgabe 300 MW, 50 km

300MW / 50km	Drehstromkabel	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Kabel	Gasisolierte Leitung (GIL)
Bautechnik	4	2	2	1
Bau- und Lieferzeit	4	3	3	1
Zuverlässigkeit und Störungsbeseitigung	3	1	3	4
Wirtschaftlichkeit	4	2	2	1
Ökologische Auswirkungen	4	1	3	3
Technische Eigenschaften	3	1	4	3

Tabelle 11-8: Bewertung der Technologien für die Aufgabe 1.000 MW, 100 km

1000MW / 100km	Drehstromkabel	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Kabel	Gasisolierte Leitung (GIL)
Bautechnik	3	2	4	1
Bau- und Lieferzeit	3	4	4	1
Zuverlässigkeit und Störungsbeseitigung	2	1	4	3
Wirtschaftlichkeit	3	2	4	1
Ökologische Auswirkungen	4	1	3	3
Technische Eigenschaften	2	1	4	3

Tabelle 11-9: Bewertung der Technologien für die Aufgabe 4.000 MW, 200 km

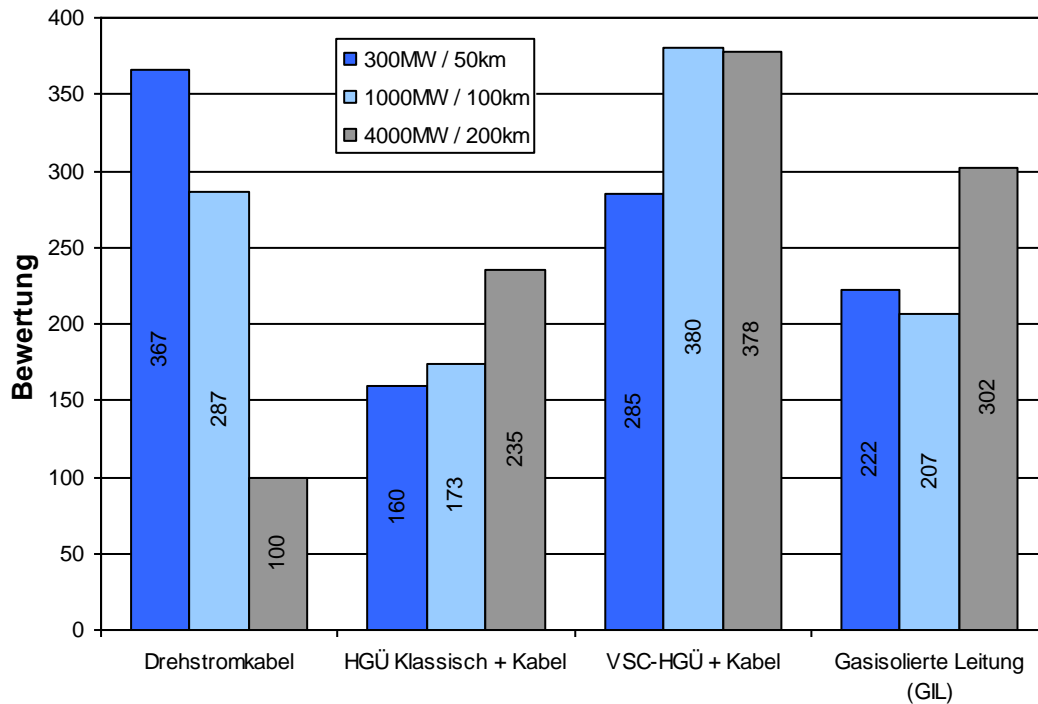
4000MW / 200km	Drehstromkabel	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Kabel	Gasisolierte Leitung (GIL)
Bautechnik	1	3	3	4
Bau- und Lieferzeit	1	4	3	1
Zuverlässigkeit und Störungsbeseitigung	1	2	4	3
Wirtschaftlichkeit	1	2	4	3
Ökologische Auswirkungen	1	2	4	4
Technische Eigenschaften	1	2	4	3

11.2.8.3 Ranking

Die Ergebnisse, die anhand der Gewichtungsfaktoren der einzelnen Kriterien und anhand der Bewertungen der Übertragungstechnologien bestimmt wurden, werden multipliziert. Diese Werte werden addiert und deren Summe wird für alle Übertragungstechnologien berechnet. Je mehr Punkte die Technologie erreicht, umso besser ist sie für die gegebene Aufgabe im Vergleich zu geringer bewerteten Lösungen geeignet.

Die Ergebnisse der Bewertung sind in Abbildung 11-35detailliert gezeigt.

Abbildung 11-35: Ergebnis der Bewertungen der Technologien



Quelle: Eigene Darstellung

Demnach ergeben sich folgende Rangfolgen:

Für 300MW Übertragungsleistung und 50km Strecke:

1. Drehstromkabel
2. HGÜ mit VSC-Technik
3. Gasisolierte Leitung (GIL)
4. Klassische HGÜ-Technik

Für 1000MW Übertragungsleistung und 100km Strecke:

1. HGÜ mit VSC-Technik
2. Drehstromkabel
3. Gasisolierte Leitung (GIL)
4. Klassische HGÜ-Technik

Für 4000MW Übertragungsleistung und 200km Strecke:

1. HGÜ mit VSC-Technik
2. Gasisolierte Leitung (GIL)
3. Klassische HGÜ-Technik
4. Drehstromkabel

Aus dem Ergebnis der Bewertung ergeben sich die folgenden Technologien als bevorzugte Technologie für die Ausführung der Anbindungen.

Bei Seekabelverbindungen bis zu einer Länge von bis zu ca. 60-80 km und bei Leistungen unter 350 MW ist es sinnvoll, eine Anbindung mit Drehstromkabel auszuführen. Dabei kann heute und in naher Zukunft (bis 2020) ein VPE-Kabel mit einer Spannung von maximal 245 kV Nennspannung zur Anbindung von Windparks mit maximal 350 MW Windleistung angewandt werden.

Bei größeren Leistungen und/oder Entfernungen wird für die Realisierung der Anbindung bis 2015, d.h. bei der Bestellung des Systems bis 2010 (heutiger Entwicklungsstand), folgendes System verwendet:

- VSC-HGÜ VPE DC-Kabel max. Leistung = 1000-1100 MW

Bei einer Realisierung der Anbindung bis 2020, d.h. bei der Bestellung des Systems bis 2015 (Entwicklungspotential kann nur bis 2015 berücksichtigt werden) können folgende Systeme verwendet werden:

- VSC-HGÜ VPE DC-Kabel max. Leistung = 1360 MW

11.3 Anschlusskonzept

11.3.1 Einleitung

Dieses Kapitel beschreibt ein Konzept zur Übertragung der in Offshore-Windparks erzeugten Energie an festgelegte Anlandepunkte und weiter zum Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz und den entsprechenden Umspannwerken.

In einem ersten Schritt werden die schon projektierten und die zukünftigen Windparkprojekte analysiert und gegebenenfalls in Cluster zusammengefasst. Dabei wird die Entwicklung zuerst bis 2015, und dann unabhängig die Situation im Jahre 2020 (basierend auf den vorhandenen Anträgen) betrachtet.

Bis 2015 werden die vorhandenen Windparks und die fest geplanten Projekte berücksichtigt. Sofern der Windpark in der Abwicklungsphase ist, wird deren Anbindung „windparkscharf“, d.h. für jeden Windpark einzeln, durchgeführt. Die Technologie und Auslegung der Anbindung für diese Windparks ist festgelegt.

Für jedes Cluster werden die zusätzlichen Windparks, bis 2015 und entsprechend bis 2020 zusammengefasst angebunden. Das erarbeitete Konzept zeigt die Anbindung des gesamten Clusters. Es erfolgt also keine „windparkscharfe“ Anbindung der Windparks. Dies ist sinnvoll, da so Synergieeffekte genutzt werden können und die Anbindung optimal ausgelegt werden kann. Daraus ergeben sich für die Nordsee und die Ostsee Konzepte für die Windparkanbindungen.

11.3.2 Übersicht über aktuelle und zukünftige Windparkprojekte in der Nordsee

11.3.2.1 Existierende und geplante Windparkprojekte und Anbindungen

In der Nordsee sind oder werden bis Ende 2009 folgende Anschlüsse als Einzelanbindungen realisiert:

- OWP Alpha Ventus mit 60MW Drehstromkabel, 110 kV
- OWP BorWin 1 mit 400MW VSC-HGÜ, +/-150 kV

11.3.2.2 Szenarien für die Nordsee 2015 und 2020

Die Daten für die geplanten OWP in der Nordsee bis 2015 und 2020 wurden aus dem dena II Zwischenbericht („Szenario_dena II_mod“) entnommen und sind in Tabelle 11-10 dargestellt.

Tabelle 11-10: Modifiziertes Offshore Windszenario aufgeteilt auf vier Clusters bis 2020

Offshore-Szenario	DEWI-Szenario				Szenario dena-Fachbeirat				Szenario_dena II			Szenario_dena II_mod		
	2007	2010	2015	2020	2007	2010	2015	2020	2015	2020	2025	2015	2020	2025
NORDSEE	425	3.371	8.382	18.647	425	4.428	8.382	18.647	6.787	14.000		5.950	12.000	
Region Borkum	125	985	1.935	4.000	125	1.928*	5.882*	4.000	1.971	4.500	22.000	1.750	3.900	19.500
Region Offene Nordsee (Borkum II)	0	136	4.032	9.032	0			9.032	2.240	5.000		1.950	4.250	
Region Helgoland*	300	1.050	1.050	1.850	300	2.500*	2.500*	1.850	1.088	1.500		950	1.300	
Region Sylt	0	1.200	1.365	3.765	0			3.765	1.488	3.000		1.300	2.550	
OSTSEE	51	1.011	1.411	1.711	226	1.011	1.411	1.711	1.181	2.300		1.050	2.000	
Region Rostock	51	611	1.011	1.011	226	611	1.011	1.011	381	800	3.000	350	700	2.500
Region Rügen	0	400	400	700	0	400	400	700	800	1.500		700	1.300	
Summe Nord-/Ostsee	476	4.382	9.793	20.358	651	5.439	9.793	20.358	7.968	16.300	25.000	7.000	14.000	22.000

* Unter "Beschluss dena-Fachbeirat" für 2010 ist ein geplanter Offshore-Windpark in der Region Helgoland (250 MW) dem Bereich Niedersachsen (Borkum/ Offene Nordsee) zugeordnet.

Quelle: DENA

Tabelle 11-11 fasst die Daten für die Nordsee zusammen.

Tabelle 11-11: Zusammenfassung der installierten Windparkleistung für 2015 und 2020 in der Nordsee (Quelle: Szenario_dena II_mod)

Nordsee	2015	2020	2015-2020
DolWin (Region Borkum)	1750*	3900	2150
BorWin (Region Offene Nordsee – Borkum II)	1950**	4250	2300
HelWin (Region Helgoland)	950	1300	350
SylWin (Region Sylt)	1300	2550	1250

* die Leistung des Windparks Alpha Ventus ist in dem Wert enthalten (60 MW)

** die Leistung des Windparks BorWin1 ist in dem Wert enthalten (400 MW)

Der Windpark BorWin 1 mit einer gesamten Leistung von 400 MW ist schon mit einer VSC-HGÜ-Verbindung an das Verbundnetz angeschlossen. Da der OWP BorWin 1 zu dem Cluster BorWin gehört, werden diese 400 MW bei der Erstellung der Anschlusskonzepte nicht mehr berücksichtigt. Die gesamte anzubindende Leistung des Clusters BorWin für das Jahr 2015 beträgt somit 1550 MW.

Ebenso ist die Verbindung des Windparks Alpha Ventus schon genehmigt. Diese 60 MW werden bei der Anbindung des Clusters DolWin nicht mehr berücksichtigt. Daher wird für die Anschlusskonzepte mit einer gesamt Leistung von 1690 MW bis zum Jahr 2015 ausgegangen. Für den Zeitraum 2015-2020 wird mit der Differenz zwischen geplanten Offshore Windpark bis 2020 und 2015 gerechnet.

11.3.2.3 Analyse der Anlandepunkte und Korridore

Für die OWP-Netzanschlüsse der Cluster an das Netz der TPS⁷⁷ sind folgende Netzverknüpfungspunkte und Entfernungen bekannt:

<i>Windpark</i>	<i>Netzverknüpfungspunkt</i>	<i>Länge Seetrasse</i>	<i>Länge Landtrasse</i>
• Alpha Ventus	UW Hagermarsch	60 km	5 km
• BorWin1	UW Diele	125 km	75 km
<i>Cluster</i>	<i>Netzverknüpfungspunkt</i>	<i>Länge Seetrasse</i>	<i>Länge Landtrasse</i>
• DolWin	Großraum Ems-Elbe	60 km	75 km
• BorWin	Großraum Ems-Elbe	125 km	75 km
• Sylwin	Großraum nördl. Elbe	160 km	50 km
• Helwin	Großraum nördl. Elbe	90 km	50 km

⁷⁷ Tennet TSO

Die maximale Leistung, die an einem Netzanschlusspunkt angeschlossen werden darf, wird im Rahmen der Konkretisierung der bislang korridorbezogen vorliegenden regionenscharfen landseitigen Übertragungswege weiter untersucht.. Die optimale Aufteilung der Anschlussprojekte auf geeignete landseitige Netzanschlusspunkte im Großraum Ems-Elbe und nördliche Elbe sind ebenfalls Gegenstand dieser Folgestudien.

Richtung BorWin sind zurzeit maximal 4 parallele Kabelsysteme (Drehstrom oder Gleichstrom) möglich, wobei für BorWin 1 schon eine Kabeltrasse belegt ist. Zum Cluster DolWin ist die Zahl der parallelen Kabelsysteme auf 3 begrenzt. Auch hier wird ein System von OWP Alpha Ventus verwendet, so dass für weitere Windparks im Cluster 2 Systeme zur Verfügung stehen.

Zusätzlich ist ein Leerrohrbauwerk auf der Insel Norderney erbaut, welches abhängig von der Größe der verwendeten Übertragungssysteme die Durchführung von maximal 5 zulässt. Die Trasse für den Anschluss der Cluster HelWin und SylWin ist zurzeit auf 4 Systeme begrenzt. Die Anzahl der genehmigten Trassen zeigt eine Restriktion für die Anbindung vom OWPs. Der Netzbetreiber betrachtet im Moment mehrere Alternativen um diese zu erweitern.

11.3.2.4 Planung der Anbindungen in der Nordsee

Planung bis zum Jahr 2015

Für die Planung der Anbindungen werden die projektierten Windparks einbezogen. Diese werden über eine Anbindung pro Windpark verfügen. Die weiteren Windparks werden in Cluster zusammengefasst. Es wird ein Anbindungskonzept für das Cluster entwickelt, welches die Größe des Clusters, die Entfernung vom Anschlussknoten und die vorhandenen Begrenzungen des Korridors in der Planung einbezieht.

Bei großer Distanz (z.B. von 130 km bis 210 km) zwischen den OWPs und den Netzverknüpfungspunkten ist die Anbindung mit Drehstromkabeltechnologie technisch und wirtschaftlich nicht mehr sinnvoll. Es wird vorgeschlagen, für solche Projekte DC-Systeme mit VSC-HGÜ zu verwenden.

Folgende Strecken sind notwendig für die Anbindung (entsprechende Leistungen sind von der Inbetriebnahme des Windparks innerhalb des jeweiligen Clusters abhängig, also „windparkscharf“):

- BorWin 2 DC-Systeme 2 x 800 MW
- DolWin 2 DC-Systeme 2 x 850 MW
- SylWin 2 DC-Systeme 2 x 650 MW
- HelWin 1 DC-System 1 x 950 MW

Für die Anbindung von BorWin sind somit (ohne OWP BorWin 1) 2 HGÜ-Systeme bis 2015 notwendig. Diese Zahl an Kabelsystemen ist mit den Restriktionen der Trasse vereinbar. Der existierende Korridor auf der Insel Norderney ist aber mit dieser Anbindung schon ausgeschöpft bzw. leicht überschritten.

Für den Anschluss der OWP im Cluster DolWin sind zusätzlich 2 DC-Systeme notwendig. Dies übersteigt die Begrenzung der Trasse. Hier muss entweder die Trasse vergrößert. oder ein weiterer Korridor zur Verfügung gestellt werden.

Für die Anbindung des Clusters BorWin und DolWin werden bis 2015 insgesamt 4 VSC-HGÜ Kabeltrassen benötigt.

Beim Einsatz von MI-Kabel für die See- und Landübertragung von VSC – HGÜ Technologie wird dieselbe Anzahl an Kabelsystemen benötigt (insgesamt 9 für BorWin und DolWin). Auch in diesem Fall können die Vorgaben auf der gegebenen Trasse nicht erfüllt werden. Hier werden deshalb ergänzende Trassen, bzw. Korridore notwendig. Eine weitere Einschränkung ist der Tunnel auf der Insel Norderney, durch den nur bis zu 3000 MW übertragen werden dürfen.

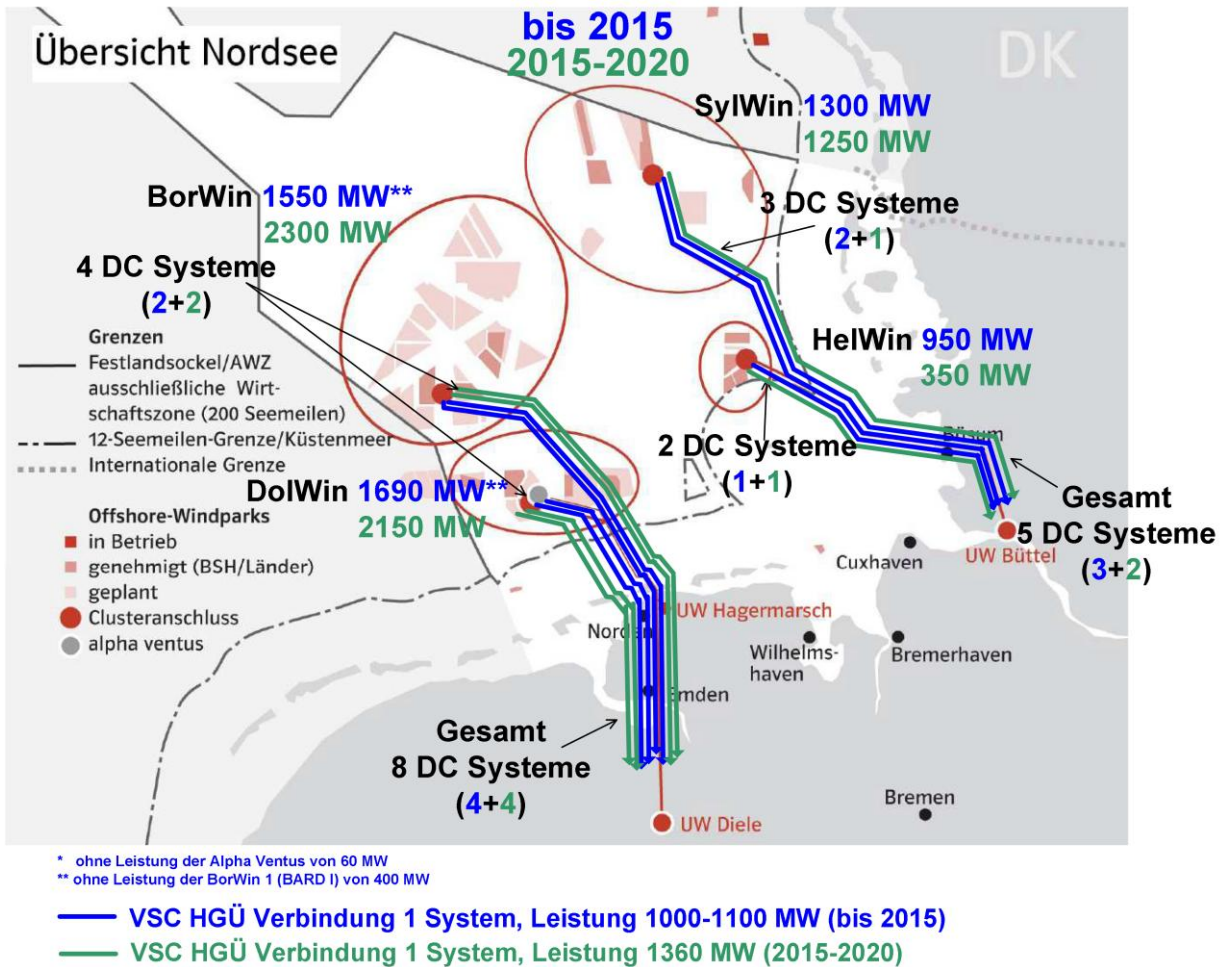
Optional könnte eine GIL-Übertragungsstrecke mit einer Leistung von ca. 8300 MW vom Großraum Ems-Elbe zur Anbindung des Clusters BorWin realisiert werden. Von dort könnte das Cluster BorWin über Drehstromkabel von etwa 60km Länge an diesen GIL-Anschlusspunkt auf einer Offshore-Plattform angeschlossen werden. Es besteht aber immer noch die Beschränkung auf eine Übertragungsleistung von 3000 MW durch den Tunnel der Insel Norderney.

Für alle Lösungen ist der Eingriff in das Wattenmeer zu berücksichtigen.

Die Anbindung von Cluster SylWin soll mit zwei DC Systemen erfolgen, wobei ein System auch für kleinere Leistungen ausgeführt werden kann. Die Anbindung von Cluster HelWin soll mit einer Gleichstrom-Anbindung erfolgen. Für diese zwei Cluster sollen bis 2015 insgesamt 3 VSC-HGÜ-Systeme in der Region 1 Tennet (Großraum nördliche Elbe) angeschlossen werden.

Ebenfalls möglich ist die Weiterführung der seeseitigen DC-Verbindungen von Offshore Windpark Clustern in die Verbraucherschwerpunkte durch einen Übergang auf DC Freileitungssysteme. Diese Optionen können bei der Entwicklung wirtschaftlicher Lösungen innerhalb dena II genutzt werden, so dass ein Teil der seeseitig anlandenden Energie über diese Technologien direkt in die Verbraucherschwerpunkte (Auswahl einer bestimmten Region aus dem Regionenmodell für den Anschlusspunkt) übertragen werden kann.

Abbildung 11-36: Anbindung der OWP in der Nordsee bis 2015 (blau) und in 2015-2020 (grün)



Planung bis zum Jahr 2020

Für das Jahr 2020 sind zusätzlich ca. 6050 MW Windparkleistung geplant. Einen Überblick über die weitere Entwicklung der Cluster und die Verteilung der Windparkleistung auf die vier Cluster ist in Abbildung 11-36 gezeigt.

Die Anbindung erfolgt wiederum mit VSC-HGÜ Technologie. Aufgrund der technischen Weiterentwicklung wird mit einer erhöhten Leistung pro System von bis zu 1360 MW gerechnet.

Folgende zusätzliche Strecken sind notwendig für die Anbindung (entsprechende Leistungen sind von der Inbetriebnahme des Winparks innerhalb des jeweiligen Clusters abhängig, also „windparkscharf“):

- BorWin 2 DC-Systeme 2 x 1150 MW
- DolWin 2 DC-Systeme 2 x 1100 MW
- SylWin 1 DC-System 1 x 1250 MW
- HelWin 1 DC-System 1 x 350 MW

Es wird davon ausgegangen, dass bis 2015 alle Anbindungen entweder „windparkscharf“ oder „clusterscharf“ durchgeführt werden und abgeschlossen sind. Die Anbindungen sind in Abbildung 11-36 visualisiert.

Für zusätzliche Anlandungspunkte ab 2015 ist die folgende Annahme getroffen:

<i>Cluster</i>	<i>Länge Seetrasse</i>	<i>Länge Landtrasse</i>
• DolWin	60 km	ca. 50 - 250 km
• BorWin	125 km	ca. 50 - 250 km
• Sylwin	160 km	50 km
• Helwin	90 km	50 km

Weitere alternative Trassen für die Cluster DolWin und BorWin sind geplant, um die zurzeit existierenden Restriktionen zu bewältigen. Die genaue Trassenführung ist noch nicht konkretisiert.

Die Begrenzungen der Trassen für die Anzahl der Übertragungssysteme der in der Nordsee geplanten Cluster (BorWin, DolWin, SylWin und HelWin) spielt für die Anbindung eine entscheidende Rolle. Aus Abbildung 11-36 ist zu erkennen, dass bis 2020 mit insgesamt 13 VSC-HGÜ-Cluster-Anbindungen zu rechnen ist, davon 8 in Region 2 Tennet (Großraum Ems Elbe) und 5 in Region 1 Tennet (Großraum nördliche Elbe) siehe Abbildung 12-3. Dem entgegen stehen zurzeit nur 7 zur Verfügung (3 noch nicht genutzte Systeme für Region 2 Tennet und 4 Systeme für Region 1 Tennet).

11.3.3 Übersicht über aktuelle und zukünftige Windparkprojekte in der Ostsee

11.3.3.1 Existierende und geplante Windparkprojekte und Anbindungen

Die Netzanschlüsse bzw. See- und Landtrassen sind bei zwei OWP-Projekten genehmigt und für weitere beantragt aber noch nicht genehmigt.

Folgende Anschlüsse sind genehmigt und werden als kombinierte Einzelanbindungen realisiert:

- OWP Baltic 1 mit ca. 50 MW Drehstromkabel, 150 kV
- OWP Kriegers Flak 1 mit ca. 300 MW Drehstromkabel

11.3.3.2 Szenario für die Ostsee 2015 und 2020

Die Eingangsdaten wurden aus den Angaben des dena II Zwischenberichtes (Szenario_dena_II_mod) entnommen – siehe Abbildung 11-36. Sie sind in der Tabelle 11-12 zusammengefasst.

Tabelle 11-12: Zusammenfassung der installierten OWP-Leistung für 2015 und 2020 in der Ostsee

Ostsee	2015	2020	2015-2020
Region West	350	700	350
Region Ost	700	1300	600

Quelle: Szenario_dena II_mod

Der Netzbetreiber 50Hertz Transmission weist darauf hin, dass die Antragslage die Angaben deutlich übersteigt. Mit Stand zum Jahresende 2008 liegen insgesamt vierzehn Anträge auf Netzanschluss von OWP in der deutschen Ostsee an das Übertragungsnetz von 50Hertz Transmission vor. Die gesamte Leistung beträgt laut diesen Anträgen ca. 3.600 MW bis 2015, bzw. 4.200 MW bis 2020 (Region West 950 MW, Region Ost 2.650+600 MW). Aus heutiger Sicht (Stand Jahresende 2009) ist seitens 50Hertz Transmission vorgesehen, die Netzanbindungen bis 2015 mit AC-Kabelsystemen auszuführen.

Für die in diesem Bericht beschriebenen Untersuchungen und Konzeptionen wurden ausschließlich das von der PSG freigegebene Szenario (Tabelle 11-10) verwendet.

11.3.3.3 Analyse der Anlandepunkte und Korridore

Für die OWP-Netzanschlüsse der Cluster an das Übertragungsnetz von 50Hertz Transmission sind folgende Netzanschlusspunkte und Entfernungen gegeben:

<i>OWP</i>	<i>Netzanschlusspunkt</i>	<i>Länge</i>
Baltic 1	UW Bentwisch	70 km

Die OWP der Region West sind räumlich soweit von einander entfernt, dass die Region nicht als ein Cluster angebunden werden kann. Die Region ist in die Cluster West 1 und West 2 aufzuteilen.

<i>Cluster</i>	<i>Netzanschlusspunkt</i>	<i>Länge</i>
• West 1	UW Bentwisch	60 km
• West 2	UW Bentwisch	70 bzw. 130 km
• Ost 1	UW Lüdershagen	90 km
• Ost 2	UW Lubmin	90 km

Einschränkungen der Trassenkorridore wurden nicht berücksichtigt.

11.3.3.4 Planung der Anbindungen in der Ostsee bis 2015

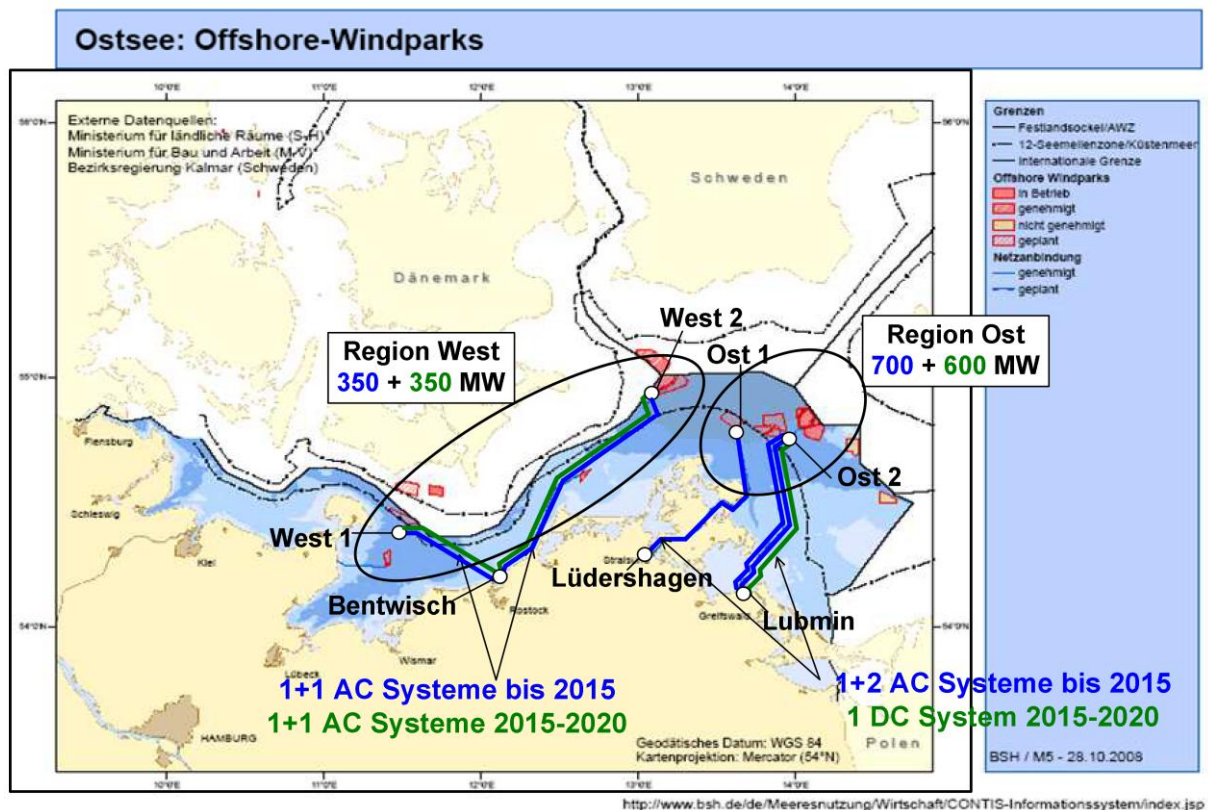
Die beiden OWP der Region West 2, der OWP Baltic 1 mit 50 MW und der OWP Kriegers Flak 1 mit 300 MW, sind schon im fortgeschrittenen Planungsstadium. Der OWP Baltic 1 wird über ein AC-Kabelsystem in 2010 an das UW Bentwisch angebunden. Die Netzanbindung hierfür ist bereits im Bau.

Die OWP der Region West 1 werden aufgrund ihrer räumlichen Lage am Netzanschlusspunkt UW Bentwisch angeschlossen. Hierfür ist ein AC-Kabelsystem vorgesehen.

Die OWP der Region Ost 2 werden aufgrund ihrer räumlichen Lage am Netzanschlusspunkt UW Lubmin angeschlossen. Hierfür sind 2 AC-Kabelsysteme vorgesehen.

Die OWP der Region Ost 1, die nahe der Insel Rügen liegen, werden aufgrund ihrer räumlichen Lage am Netzanschlusspunkt UW Lüdershagen angeschlossen. Hierfür ist ein AC-Kabelsystem vorgesehen.

Abbildung 11-37: Anbindung der OWP in der Ostsee bis 2015 (blau) und in 2015-2020 (grün) nach dem modifizierten Offshore-Windszenario bis 2020



Quelle: Hersteller

11.3.3.5 Planung der Anbindungen in der Ostsee bis 2020

Bis zum Jahr 2020 werden in Region West zusätzliche OWP mit insgesamt 350 MW Leistung angeschlossen. Diese wären über zwei zusätzliche AC-Kabelsysteme an das UW Bentwisch anzubinden, wie in Abbildung 11-37 dargestellt.

Bis zum Jahr 2020 werden in Region Ost zusätzliche OWP mit insgesamt 600 MW Leistung angeschlossen. Diese könnten über eine VSC-HGÜ mit der entsprechenden Leistung an das UW Lubmin angebunden werden. Mit dieser Anbindung in einem Cluster könnte anstelle von mehreren einzelnen AC-Kabelsystemen (voraussichtlich 3 Systeme) nur ein einziges DC-System verwendet werden. Dies führt zu deutlich kleineren Eingriffen in die Umwelt (Trassenbreite für die AC-Lösung wird voraussichtlich mehrere hunderte Meter betragen). Weiterhin wäre die Wirtschaftlichkeit einer DC-Lösung besser, weil eine große Anzahl von AC-Kabelsystemen mit einer Länge von ca. 100 km im Vergleich teurer wäre.

11.3.4 Multiterminal-Betrieb

Beispielhaft werden Möglichkeiten zum Multiterminal-Betrieb dargestellt. Die Voraussetzungen für einen Multiterminal-Betrieb sind:

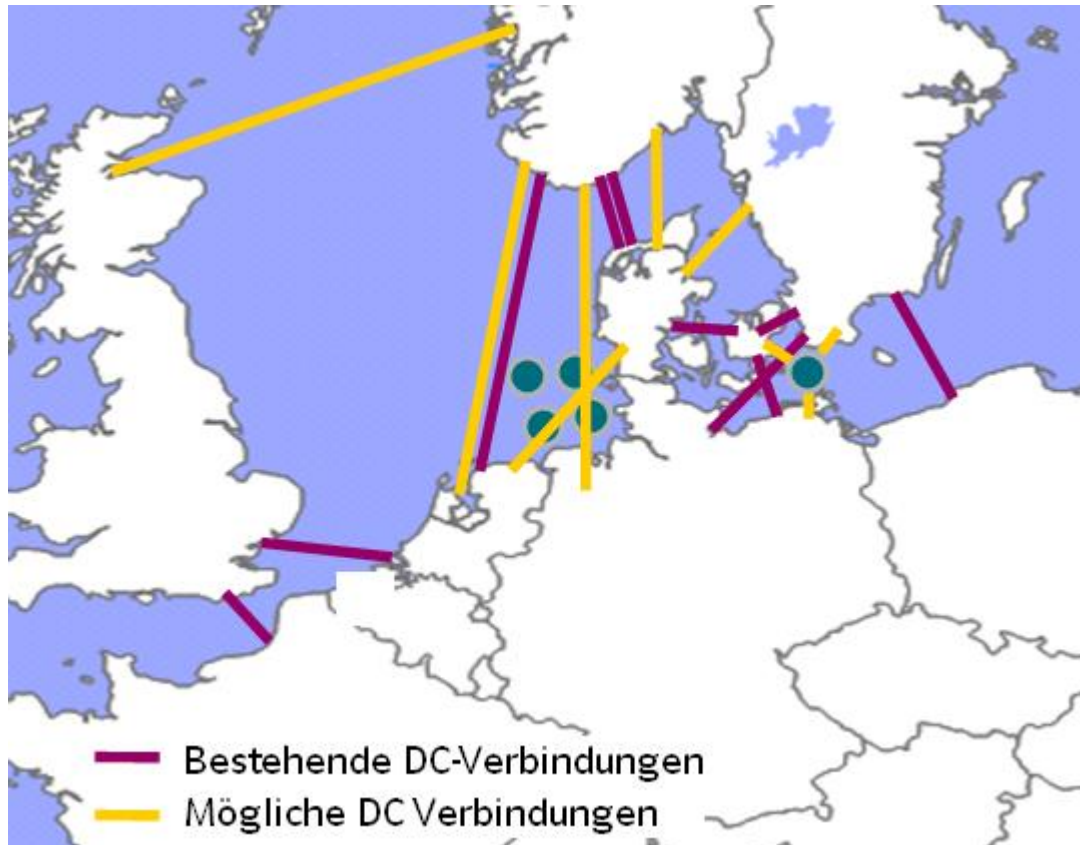
- Synergien zwischen einzelnen Windpark Clustern über Multiterminal Technologie können genutzt werden (zeit- und kompatibilitätsbedingt, Berücksichtigung der geographischen Lage der Offshore-Windparks). Ein Beispiel dafür ist im Abschnitt d) gegeben.
- Eine DC-Verbindung des Offshore Windpark Clusters direkt in die Verbraucherschwerpunkte durch Weiterführung der DC-Verbindung an Land. Dadurch besteht auch die Möglichkeit der gleichstromseitigen Vernetzung zusätzlicher Kraftwerke an Land (es werden zahlreiche Kohlekraftwerke im Küstenregion an der Nordsee geplant/genehmigt/gebaut). Der Übergang vom Gleichstromkabel (Offshore-Anbindung) auf eine Gleichstrom-Freileitung (Land-Anbindung) ist technisch machbar und in diesem Fall sinnvoll. Damit können vom Sammelpunkt an Land größere Leistungsmengen in die Lastzentren mit Gleichstromtechnologie übertragen werden.
- Eine weitere interessante Möglichkeit ist der Einsatz vom Multiterminal-Betrieb für eine Transitleitung zwischen zwei verschiedenen Ländern mit Zwischeneinspeisung (sowohl Windparks als auch andere Kraftwerke: Kraftwerke mit der Nutzung von Ebbe und Flut, Wellenkraftwerke, Meeresströmungskraftwerke, klassische Kraftwerke). Für diese Option ist aber der regulatorische Rahmen offen. Ein Beispiel hierfür ist im Abschnitt a) und b) dargestellt.

Eine der wichtigsten Fragen für den erfolgreichen Einsatz des Multiterminal-Betriebes, welche zukünftig gelöst werden muss, ist die **Standardisierung** der Gleichstromtechnologie und deren Komponenten unterschiedlicher Hersteller für den Aufbau eines vermaschten Gleichstromnetzes (Spannungen, Regelungstechnik, Steuerung, Leittechnik usw.). Als erster Schritt dafür kann die Gründung der CIGRE Arbeitsgruppe B54-2 genannt werden, wo diese Fragen geklärt werden sollen.

a) Transitleitung mit Zwischeneinspeisung

In Abbildung 11-38 ist eine Perspektive für den Einsatz des Multiterminal-Betriebes in Nord- und Ostsee dargestellt.

Abbildung 11-38: Offshore – Perspektiven



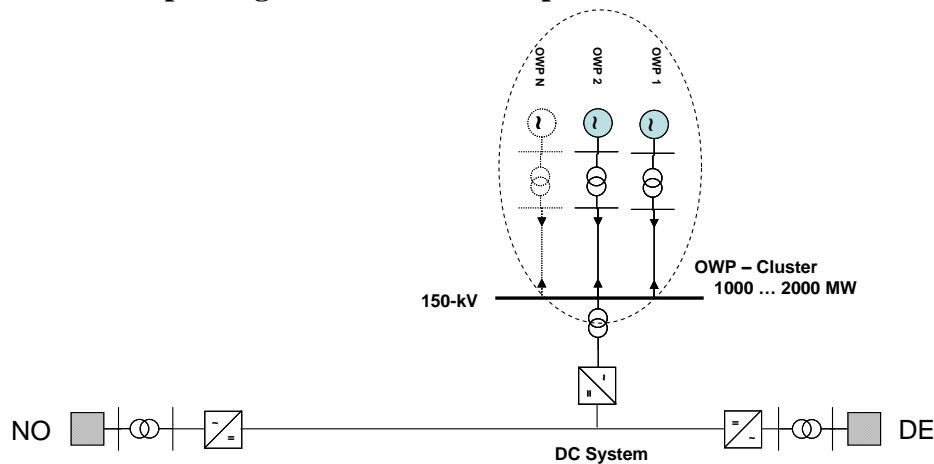
Quelle: EWIS

Für die Nordsee ergeben sich bei fortschreitender Planung der DC Verbindungen von Deutschland/Niederlande nach Norwegen, bzw. von Dänemark in die Niederlande Optionen, die Transitleitungen mit Zwischeneinspeisung auszuführen.⁷⁸

Ein Beispiel einer Mutiterminal-Option für eine Transitleitung von Deutschland nach Norwegen mit Zwischeneinspeisung ist in Abbildung 11-39 gegeben.

⁷⁸ Müller (2003)

Abbildung 11-39: Transitleitung zwischen Norwegen und Deutschland mit Zwischenpeisung von Offshore Windparks



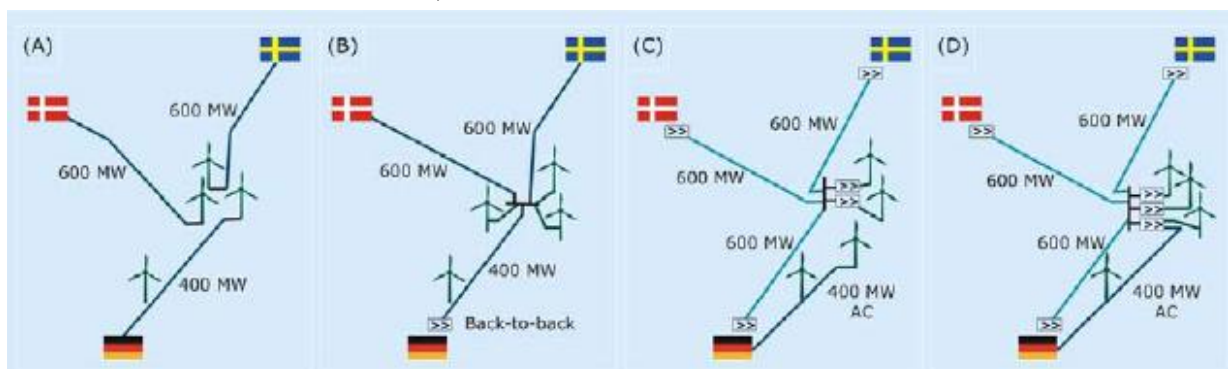
Quelle: EWIS

In diesem Zusammenhang würde die Multiterminal Technologie mit drei Konverter-Stationen zum Einsatz kommen. Wie schon erwähnt, der Einsatz in diesem Fall ist vor allem vom regulatorischen Rahmen abhängig, hängt aber auch von der Konverter-Kompatibilität am Anschlusspunkt ab.

b) Multi-Terminal Betrieb von Kriegers Flak – 3fache Lösung

In Abbildung 11-40 sind einige Vorschläge zur Anbindung des OWP Kriegers Flak dargestellt.

Abbildung 11-40: Mögliche Varianten für die Anbindung von Kriegers Flak zwischen Dänemark, Deutschland und Schweden



Quelle: Hersteller

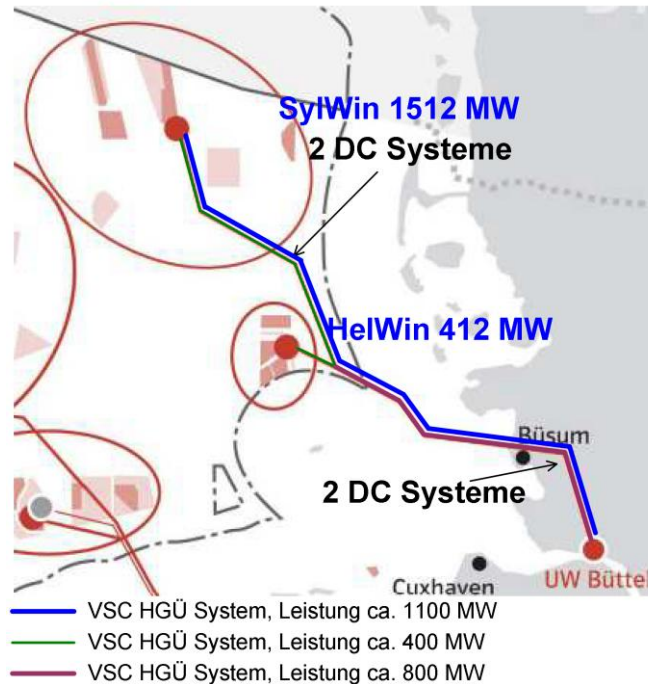
Wie aus dem Bild zu entnehmen ist, gibt es vier Vorschläge zur Anbindung der Offshore Windparks an das 380-kv-Übertragungsnetz in den einzelnen Ländern DK, S, D:

- A – separate Drehstrom-Anbindungen
- B – kombinierte Drehstrom-Anbindung
- C – VSC-HGÜ Multiterminal Lösung ohne Kriegers Flak
- D – VSC-HGÜ Multiterminal Lösung inklusive Kriegers Flak, der aber mit einer Drehstrom-Anbindung angeschlossen werden soll. Auch hier könnte der Multiterminal-Betrieb Vorteile bieten.

c) Synergien zwischen einzelnen OWP-Cluster – Beispiel

Auf dem Beispiel des „Szenario_dena II“ für 2020 ist der Vorteil eines Multi-Terminal Betriebes dargestellt. Wenn die Planung zeitlich nah beieinander liegen würde, könnte wie im Bild dargestellt eine Kabeltrasse gespart werden. Dies würde die Kosteneinsparung für ein Kabelsystem bedeuten und es wäre eine Kabeltrassengenehmigung weniger erforderlich.

Abbildung 11-41: Multi-Terminal Betrieb – Vorteile bei der Anbindung von SylWin und HelWin nach „Szenario_dena II“



Voraussetzung aus wirtschaftlicher Sicht für den Multiterminal Betrieb ist die zeitnahe Ausführung der Anschlüsse dieser beiden Windparks. Weiterhin muss die Kompatibilität der HGÜ-Systeme (Standardisierung der Spannungen, Regelungstechnik, Steuerung, Leittechnik usw.) gewährleistet werden

Hinsichtlich der Netzsicherheit und –stabilität, insbesondere im Rahmen von Einzelanschlüssen sowie insbesondere im Rahmen vermaschter Seenetze, welche mehrere Anschlussnehmer miteinander verbinden, sind die Anschlussnehmer verpflichtet, die hierzu notwendigen Anforderungen Offshore zu erfüllen. Diese bewegen sich im Rahmen der allgemeinen Mindestanforderungen an Windenergieanlagen (Transmission Code 2007 [2], sowie die Netzananschluss/ Netzzugangsregeln von Tennet TSO für Nordsee- bzw. von 50HzT für die Ostsee-OWP). Mit den Anforderungen sind die folgenden Ziele verknüpft:

- Vermeidung störungsbedingter Abschaltungen und Folgeschäden Offshore (Reparaturen können Offshore sehr lange dauern)
- Regelung und Zusammenführung mehrerer Marktteilnehmer Offshore
- Eindeutige und standardisierte Schnittstelle zwischen den Marktteilnehmern untereinander und dem seeseitigen Übertragungsnetz am Netzverknüpfungspunkt (standardisierte Auslegung der Hauptkomponenten, Basic Design)

- Klare Planungsvorgaben für die Hersteller (Übertragungsstrecken, WEA, ...)
- Zielgerechte Umsetzung vor dem Hintergrund des Infrastrukturbeschleunigungsgesetzes
- Vorgabe eines Entwicklungsrahmens für die WEA land- wie auch seeseitig
- Schaffen effizienter und wirtschaftlicher Lösungen
- Eindeutige Zuordnung von Verantwortlichkeiten
- Offene Planung insbesondere für die seeseitige Vernetzung mehrerer Marktteilnehmer (Offshore Grid)

Die Leistung der Offshorewindparks kann hierbei durch DC Systeme mit Multiterminalbetrieb mit dem landseitigen Übertragungsnetz verknüpft werden.

11.4 Zusammenfassung

Konzepte für eine Anbindung von Clustern in der Nordsee und der OWP-Projekte in der Ostsee wurden erarbeitet und beschrieben.

Für Projekte in fortgeschrittener Planungs- oder Realisierungsphase werden die OWP einzeln angebunden, sog. „Windpark-scharf“. Die restlichen OWP in der Nordsee werden pro Cluster für die Zeitbereiche bis 2015 und von 2015-2020 jeweils als gesamtes Cluster und nicht pro OWP angeschlossen. Laut 50Hertz Transmission werden in der Ostsee keine Cluster gebildet und die Anbindung wird „Windpark-scharf“ über Einzelanbindungen erfolgen.

Für die detaillierte Planung der zukünftigen Anbindungen sollen genaue Angaben über OWPs bekannt, bzw. konkrete und standsichere Planungen seitens der OWP-Entwickler verfügbar sein. Dies ist insbesondere bei den gegebenen Trasseneinschränkungen, bzw. aufgrund der großen Anzahl an Kabelsystemen und der maximalen Leistungen wichtig (wie es z.B. für die Cluster BorWin und DolWin der Fall ist).

Keine der Technologien, die zurzeit zur Verfügung stehen, können die bestehenden Einschränkungen in der Nordsee ohne ergänzende Korridore und Leistungen beheben.

Unter Anwendung der Systematik zur Bewertung von Übertragungstechnologien an Hand für die Nord- und Ostsee realistischer Übertragungsaufgaben wurde ein Konzept zur Fortschreibung der Anbindung von seeseitiger Erzeugung bis zum Jahr 2020 wie entwickelt:

- Anfragegerechter Ausbau der Clusteranschlusssysteme mit VSC-HGÜ-Übertragungsstrecken (maximale Leistung 1.100 MW bis 2015 und 1.360 MW bis 2020)
- Herstellung von AC-Einzelanschlüssen in Abhängigkeit von der installierten OWP-Kraftwerksleistung und der Übertragungsentfernung zwischen dem Netzanschluss- und Netzverknüpfungspunkt
- Weiterentwicklung über 2015 bis 2020 (Tendenz) weitgehend mit VSC-HGÜ Technologie (AC-Einzelanschlüsse)

Für die Nordsee ergaben sich 13 HGÜ-Systemen mit einer Leistung von ca. jeweils 1.000 MW zur Anbindung aller Windpark Cluster.

Für die Anbindung von großen Leistungen (z.B. über 3 GW bis 2015 und mehr als 8 GW bis 2020 in Region 2 Tennet – Großraum Ems-Elbe) muss das umgebene 380-kV-Übertragungsnetz an Land entsprechend ausgebaut werden. Eine Perspektive hierzu wird in Kapitel 14 aufgezeigt.

Weiterhin zu beachten ist, dass bei großen Leistungseinspeisungen konzentriert in eine Netzregion die Stabilität des Systems erheblich beeinflusst werden kann. Aufgrund der volatilen Eigenschaften der massiven Erzeugung in der Nordsee sind auch netzbetriebliche Maßnahmen zu berücksichtigen. Die derzeit praktizierte windparkscharfe Anbindung von OWPs führt nicht nur zu einer Verdopplung der Anbindungssysteme und Kabellängen, sondern erhöht auch die Eingriffe in die Umwelt. Um die seeseitigen Anschlüsse zu bündeln und um die Kosten für den Netzausbau zu minimieren, sollten zukünftig möglichst Offshore-Windpark-Cluster-Anbindungen realisiert werden.

Tabelle 11-13: Beispielhafter Vergleich der Anbindung von Cluster bis 2015 als „Windpark-scharfe“ und als „Cluster-scharfe“ Variante (BorWin und DolWin)

Kriterium	Windpark-scharf	Cluster-scharf
Anzahl DC Systeme	8	4
Trassenbreite [m]	350	150
Gesamte Kabellänge [km]	1350	700
Anzahl Offshore-Plattformen	8	4

Um die Anzahl der DC-Systeme und die Eingriffe in die Umwelt zu minimieren, sollte zukünftig eine Cluster-Anbindung der Offshore Windparks in der Nordsee realisiert werden. Somit werden die Anschlüsse der Windparks auf dem Meer gebündelt und deren Leistungen konzentriert über weniger DC-Systeme an Land geführt. Durch einen solchen Systemansatz könnten die Kosten für den Netzanschluss durch Synergieeffekte deutlich reduziert werden. Aus genannten Gründen wird ebenfalls die Bildung eines Clusters in der Ostsee (Region Ost) für den Zeithorizont 2015-2020 empfohlen.

Die technischen Potentiale für die Erweiterung des Konzeptes durch Multiterminallösungen sind grundsätzlich vorhanden. Mit den notwendigen regulatorischen Bedingungen und einer Standardisierung der Gleichstromtechnologien und Komponenten unterschiedlicher Hersteller (welche beide derzeit nicht realisiert sind) sind die folgenden Multiterminaloptionen denkbar:

- Transitleitung mit Zwischeneinspeisung von OWP
- Synergien zwischen einzelnen OWP-Cluster
- DC-Verbindung von OWP-Clustern direkt in die Verbraucherschwerpunkte (landseitiger Übergang von DC-Kabel auf DC-Freileitung mit Zwischeneinspeisung an Land)

12 Identifikation der nicht übertragbaren Leistungen

Ziel der Untersuchung ist es, das Übertragungsnetz für die erwartete Entwicklung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und insbesondere der Windenergie im Zeitraum 2015 bis 2020 auszubauen und in Übereinstimmung mit den europäischen und nationalen Regelwerken strategische Integrationslösungen für das Elektrizitätssystem zu erarbeiten, mit denen der Strom aus erneuerbaren Energien ohne Einbußen an Versorgungszuverlässigkeit in die Verbrauchszentren transportiert werden kann. Die Netze müssen dabei auch den zukünftigen Anforderungen aus dem nationalen und europäischen Handel und dem zu erneuernden Kraftwerkspark genügen.

Unter Berücksichtigung von Zeitreihen der Windenergieeinspeisung mit dem Zeithorizont 2020 wird eine bilanzielle Identifikation der über das bis 2015 bestehende Transportnetz nicht übertragbaren Leistung durchgeführt. Als Ergebnis werden Ganglinien zur Verfügung gestellt, die einerseits die Leistung, welche durch das bis 2015 voraussichtlich bestehende Übertragungsnetz nicht mehr aufgenommen werden kann, ausweisen und die andererseits zur Speicherdimensionierung verwendet werden können.

12.1 Variantenbeschreibung

Mit der Berücksichtigung von weiteren Flexibilisierungsoptionen werden verschiedene Integrationsvarianten untersucht. Damit ergeben sich hinsichtlich der Speicherberücksichtigung drei Varianten (Kurzzeichen der jeweiligen Variante in Klammern)

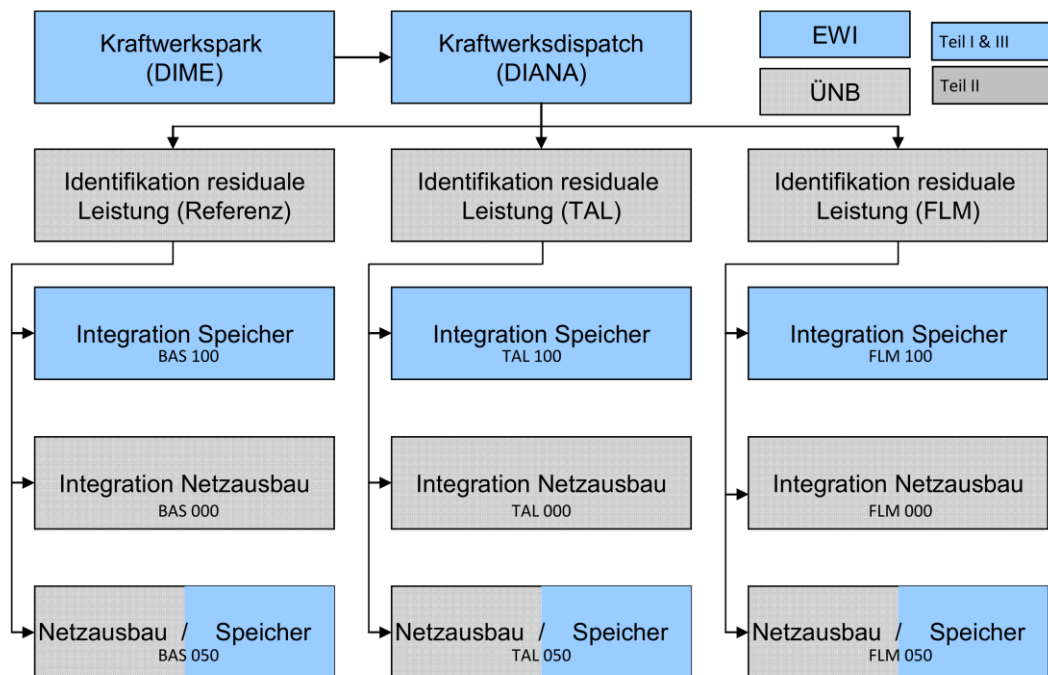
- Integration durch Netzausbau (000)
- 50% Speicherung der nicht übertragbaren Leistung (050)
- 100% Speicherung der nicht übertragbaren Leistung (100)

und für die Annahmen zur Freileitungsbelastbarkeit ebenfalls drei Varianten:

- Basisnetz mit „Standardübertragungsfähigkeiten“ (BAS)
- Freileitungsmonitoring (FLM)
- Pauschale Annahme einer Hochtemperatur-Beseilung (TAL)

Damit werden insgesamt neun Varianten untersucht. In den Fällen der Variation der Belastbarkeit der Verbindungen im Bestandsnetz werden die Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen zur Ermittlung der nicht übertragbaren Leistungen an den Regionengrenzen, wo es erforderlich ist, pauschal erhöht. Damit ist aber auch der Umfang des erforderlichen Zubaus von Speichern zur Netzentlastung jeweils unterschiedlich und zusätzlich wird der Kraftwerkeinsatz durch einen Zubau von Speichern beeinflusst. Daher muss für die Varianten „Integration Speicher 100%“ (100) und „Speicher/Netzausbau 50%“ (050) der Kraftwerksdispatch jeweils neu bestimmt werden. Nur den drei Varianten ohne Einsatz von Speichern „Integration Netzausbau“ (000) liegt ein identischer Kraftwerksdispatch zugrunde. Eine Übersicht ist in Abbildung 12-1 dargestellt.

Abbildung 12-1: Variantenüberblick der Integrationsoptionen (ohne Berücksichtigung von Iterationen und Wechselwirkungen)



Quelle: EWI

12.2 Datenbasis

Für das Zieljahr 2020 sind die zeitlich aufgelösten nicht übertragbaren Leistungen in Hinblick auf die in den weiteren Vergleiche der verschiedenen Abhilfemaßnahmen in den neun unterschiedlichen Szenarien näher zu bestimmen. Dafür lagen folgende Quelldaten bzw. Zeitreihen von je 8.760 Stundenmittelwerten vor:

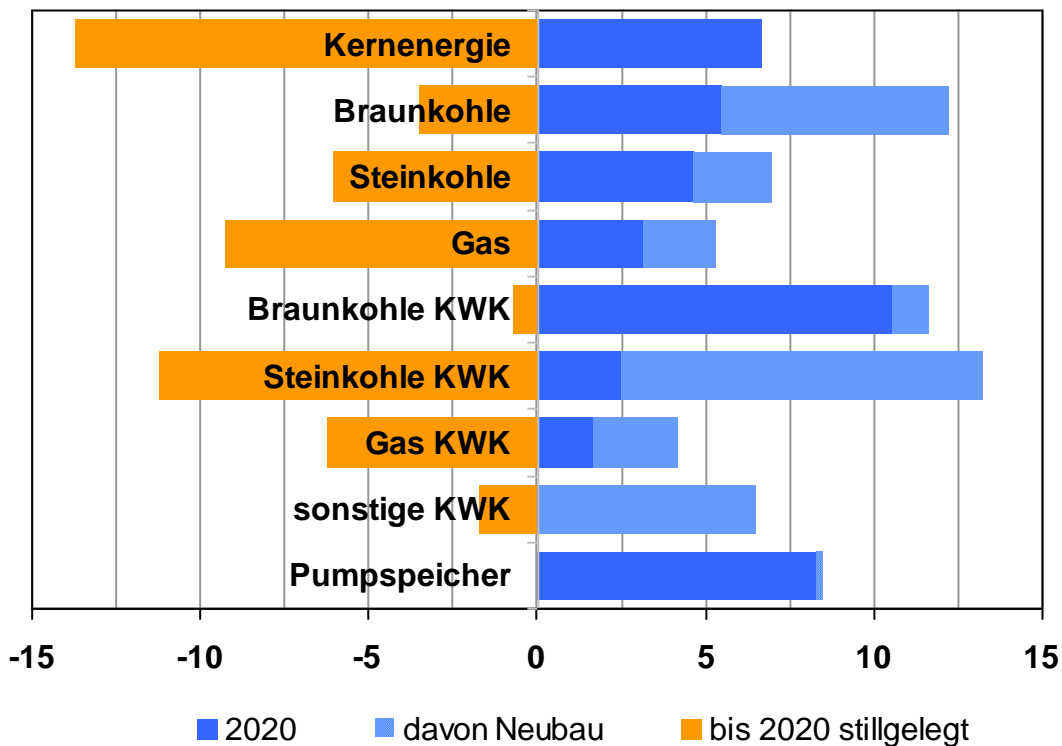
- Aufzeichnungen des Belastungsverlaufs aller Kunden für das Jahr 2007 (Quelle: ÜNB, regionalisiert)
- Simulierte Zeitreihen der On- und Offshore Windenergieeinspeisung des Jahres 2020 und deren Nennleistungen (Quelle: IWES Kassel, knotenscharf)
- Simulierte Zeitreihen der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen des Jahres 2020 und deren Nennleistungen (Quelle: IWES Kassel, pro Bundesland)

Die Einspeisezeitreihen und die installierten Leistungen der meisten anderen Erzeugungstypen wurde in einem Marktmodell ermittelt, wobei von folgenden Grundsätzen auszugehen ist:

- grundsätzlicher Vorrang der erneuerbaren Energien, Balance von Erzeugung und Verbrauch (Ausbalanziertes Modell),
- Vorhaltung eines angemessenen Niveaus an Regel- und Reserveleistung,
- Berücksichtigung der Verfügbarkeit der Kraftwerke,
- Konventionelle Erzeugung unterliegt ausschließlich dem marktorientierten Wettbewerb (Standorte, Kapazitäten, Inanspruchnahme).

In der Marktmodellierung wurden die simulierten Einspeiseleistungsverläufe und die installierten Leistungen und Zeitreihen der Einspeisungen aller anderen Erzeuger nach Technologieklassen für 2020 für Gesamtdeutschland, inst. Leistung KWK pro Bundesland, sowie die Zeitreihen des Austauschs mit dem Ausland 2020 ermittelt. Damit ergaben sich die installierten Leistungen 2020 gemäß Abbildung 12-2:

Abbildung 12-2: Installierte Leistung je Primärenergieträger in GW bis zum Jahr 2020



Quelle: EWI, eigene Darstellung

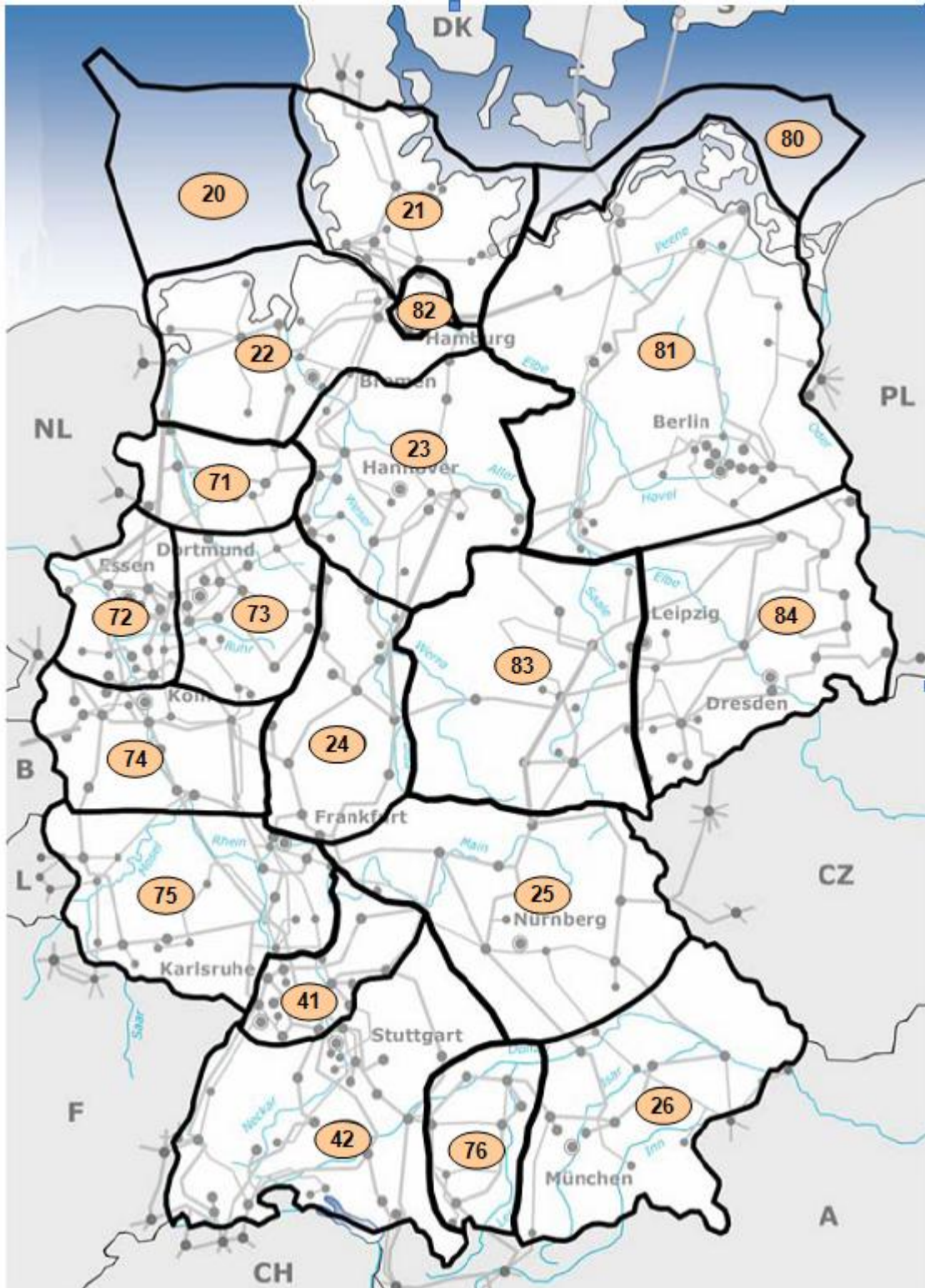
12.3 Regionalisierung

12.3.1 Übersicht über die Regionen

Das Übertragungsnetz in Deutschland wird in 18 Regionen aufgeteilt. Die Einspeiseleistungen aus den Offshore-Gebieten 20 und 80 sind den benachbarten Regionen entsprechend ihren vorgesehenen Anschlusspunkten zugeordnet. Die Bezeichnung der Regionen in Abbildung 12-3 orientiert sich an der ENTSO-E Kennung für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber und sind innerhalb dieser von Nord nach Süd durchnummeriert.

Die installierten Leistungen wurden aus den im Teil I ermittelten Ergebnissen der Marktmodellierung für die jeweiligen Varianten regionalisiert.

Abbildung 12-3: Regionenbild Deutschland, Regionenbezeichnungen nach ENTSO-E



Quelle: ÜNB, eigene Darstellung

12.3.2 Leistungsbedarf der Kunden und Netzverluste

Die Zeitreihen der Last wurden nach Regelzonen und tlw. nach Bundesländern aufgeteilt und in den Regionen nach Maximallast skaliert. Für 2020 ergab sich eine maximale zeitgleiche Gesamtlast von 82,8 GW.

12.3.3 Photovoltaik

Die Zeitreihen der Photovoltaikeinspeisungen wurden von IWES für alle Bundesländer angegeben. Die Zuordnung dieser Leistungen auf Regionen erfolgt größtenteils mit dem Schlüssel „Maximallast“, zum Teil auf Basis der aktuell installierten Leistungen. Für das Jahr 2020 werden 17,9 GW installierte Leistung prognostiziert. Ende 2009 waren in Deutschland 8877 MW_p an Photovoltaikanlagen installiert.⁷⁹

12.3.4 Biomasse

Die Zeitreihe für Gesamtdeutschland wird nach landwirtschaftlicher Nutzfläche pro Bundesland den Regionen zugeordnet. Für 2020 wird mit 6,2 GW installierter Leistung gerechnet.

12.3.5 Sonstige regenerative Erzeugungsanlagen

Hierzu zählen u. a. Laufwasser, Speicherwasser, Deponiegas und Geothermie. Für 2020 ist in dieser Gruppe mit 5,8 GW installierter Leistung bei Wasserkraft und mit 0,28 GW an installierter Leistung Geothermie zu rechnen.

12.3.6 Energiespeicher

An Speichern – im wesentlichen Pumpspeicherkraftwerken (PSW) - wird bis 2020 mit 8,4 GW gerechnet, dabei wird ein CAES-Speicher im Bestand mit angenommen.

Ein weiterer Speicherzubau in alternativen Technologien wird – mitsamt seinen Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz – in den Varianten zur 50%igen und 100%igen Speicherung der nicht übertragbaren Leistungen (Kennung 050 und 100, siehe auch Kapitel 12.1 Variantenbeschreibung) modelliert. Dabei wird ein Neubau von Druckluftspeichern und H₂-Speichern (siehe auch Teil III) in Nordwest- und Ostdeutschland angenommen.

Zusätzlich wird in einer Variante: PSW-Zubau im Süden, der Zubau von Pumpspeichern in Süddeutschland, der Schweiz und Österreich mit seinen Auswirkungen auf den Netzausbau betrachtet.

In der Variante „PSW-Zubau im Süden“ wird bereits das geplante Neubauprojekt PSW Atdorf mit einer Leistung von 1.400 MW berücksichtigt, dessen Inbetriebnahme für 2019 geplant ist. Die Berechnungen der Grundvariante mit 8,4 GW Speicherleistung wurden zu einem Zeitpunkt begonnen, als das Genehmigungsverfahren für das geplante Neubauprojekt PSW Atdorf noch nicht aufgenommen war. Daher wurde es in dieser Variante noch nicht berücksichtigt.

⁷⁹ BMU-KI III1 nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: März 2010

12.3.7 Windenergie

Die Zeitreihen der Windeinspeisung aus Teil I, die für die Netzknoten vorlagen, wurden auf Regionen aggregiert.

Für 2020 ergibt sich folgendes Bild:

- Onshore: rund 37 GW installierte Leistung
 - über 90% davon in nördlichen Hälfte Deutschlands
 - rund 13,3 GW (36%) in Region 21-26
 - rund 17 GW (45%) in Region 81-84
- Offshore: 14 GW installierte Leistung (12 GW Nordsee, 2 GW Ostsee)

12.3.8 KWK und BHKW-Anlagen

Die von EWI ermittelten Leistungen nach Bundesländern wurden mit dem Schlüssel Maximallast auf die Regionen aufgeteilt.

12.3.9 Thermische Kraftwerke

Die Regionalisierung erfolgte nach den Vorgaben aus dem Gutachtergespräch im April 2009 vornehmlich an bekannten Standorten. Die aus den Zeitreihen von EWI entnommenen Leistungen pro Technologieklasse und Energieträger wurden bekannten Kraftwerken in den Regionen zugeordnet.

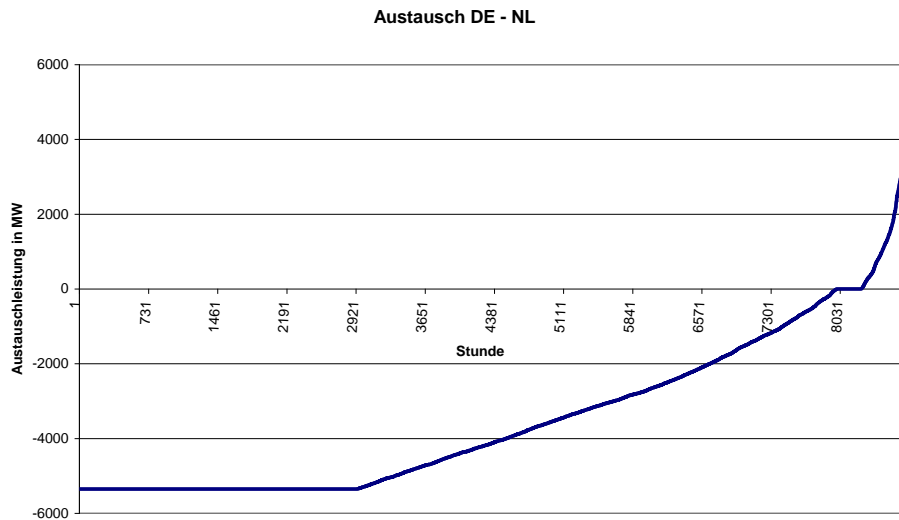
12.3.10 Vergleich Antragslage und endogener Kraftwerkszubau

Vergleicht man die Zubauten in den jeweiligen Energieträgerklassen und ihre Regionalisierung auf Kraftwerksneubauten mit der im ersten Quartal 2008 bei den ÜNB vorliegenden Antragslage qualifizierter Netzanschlussersuchen neuer konventioneller Kraftwerke stellt sich ein signifikanter Unterschied ein. Es ergibt sich, dass in Summe neue Steinkohle-Kraftwerke von rund 17 GW und Neubauten von Gaskraftwerken mit mehr als 9 GW in der endogenen Marktmodellierung keine Berücksichtigung fanden. Dagegen liegen die berücksichtigten Leistungen für Braunkohlekraftwerke über den bei den ÜNB beantragten Leistungen zum Netzanschluss.

12.3.11 Ausland

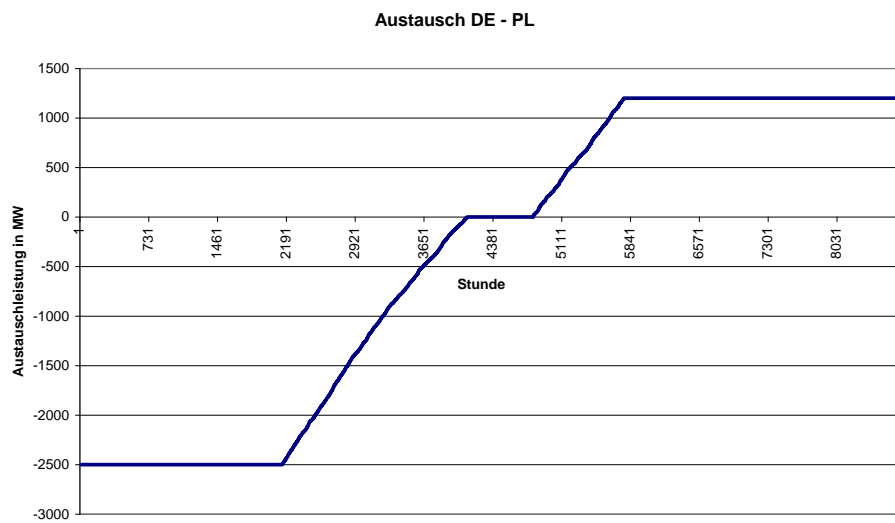
Der jeweilige Austausch mit den ausländischen ÜNB nach den Daten von EWI wird individuell pro Rata auf die zugehörigen Kuppelstromkreise mit Anschluss an die Regionen entsprechend ihrer thermisch zulässigen Übertragungskapazität aufgeteilt. Hierbei wird der physikalische Austausch so eingestellt, dass er dem wirtschaftlichen Austausch gemäß Marktmodell entspricht. Die technische Realisierung könnte durch zusätzlich zu installierende Lastfluss steuernde Betriebsmittel oder durch die Herstellung von Sonderschaltzuständen erfolgen. Beispielfhaft soll hier die geordnete Jahresdauerlinie der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den Niederlanden sowie Deutschland und Polen dargestellt werden. In der Stunde 256 erfolgt z.B. nach der Marktmodellierung ein Leistungsaustausch von 5.350 MW in die Niederlande (Abbildung 12-4) und 2.500 MW nach Polen (Abbildung 12-5).

Abbildung 12-4: Geordnete Jahresdauerlinie des bilateralen Leistungsaustausches zwischen DE und NL



Quelle: EWI, eigene Darstellung

Abbildung 12-5: Geordnete Jahresdauerlinie des bilateralen Leistungsaustausches zwischen DE und PL

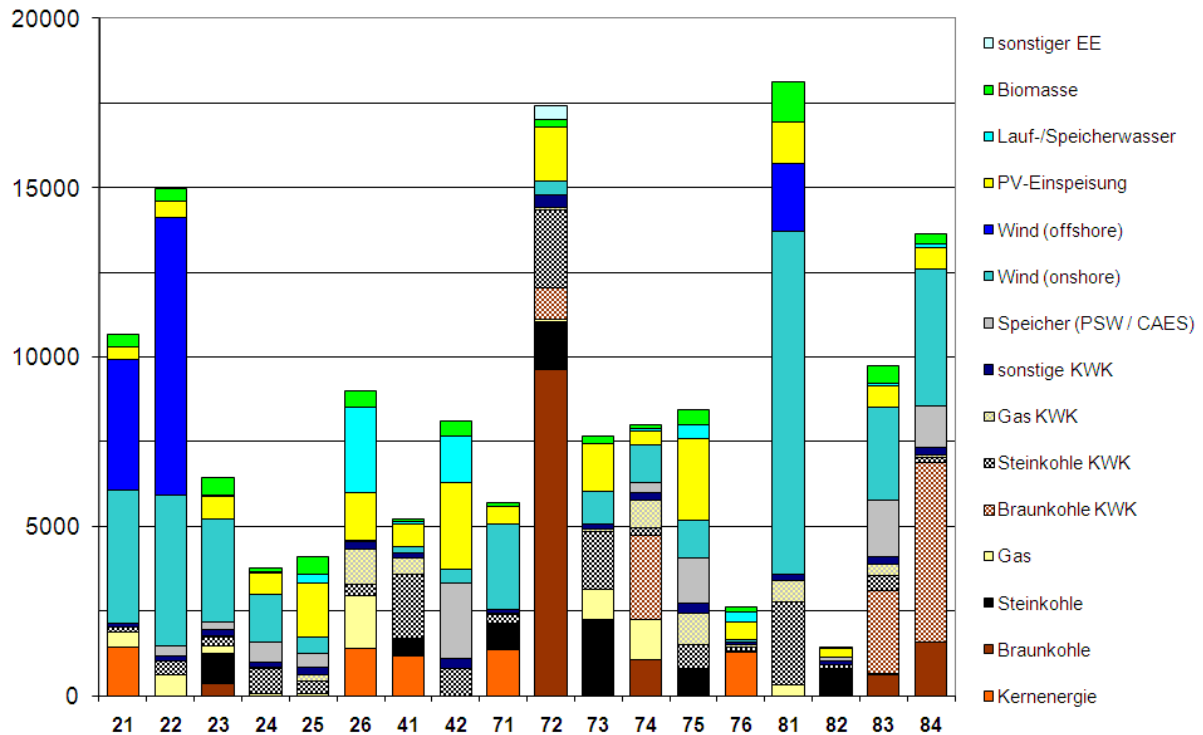


Quelle: EWI, eigene Darstellung

12.3.12 Überblick zur Regionalisierung

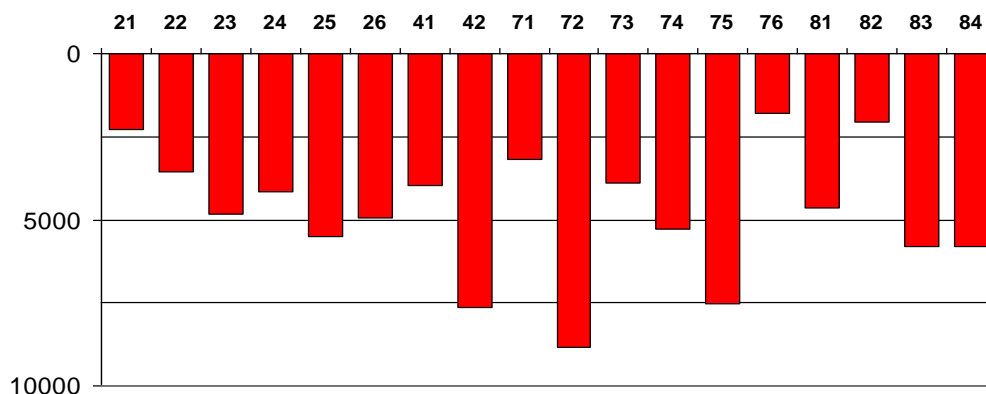
Die folgenden Bilder bieten einen Überblick über die Einspeisungen und Belastungen in den einzelnen Regionen. Sie gelten für alle neun betrachteten Varianten. Hinzu kommen in den Varianten mit Speichern (050/100) noch weitere Speicher (CAES bzw. H₂) in den Regionen 81, 83, 21 und 22, in einer Variante: PSW-Zubau im Süden, der Zubau von Pumpspeichern in Süddeutschland, der Schweiz und Österreich.

Abbildung 12-6: Installierte Leistungen in MW je Region zu 2020



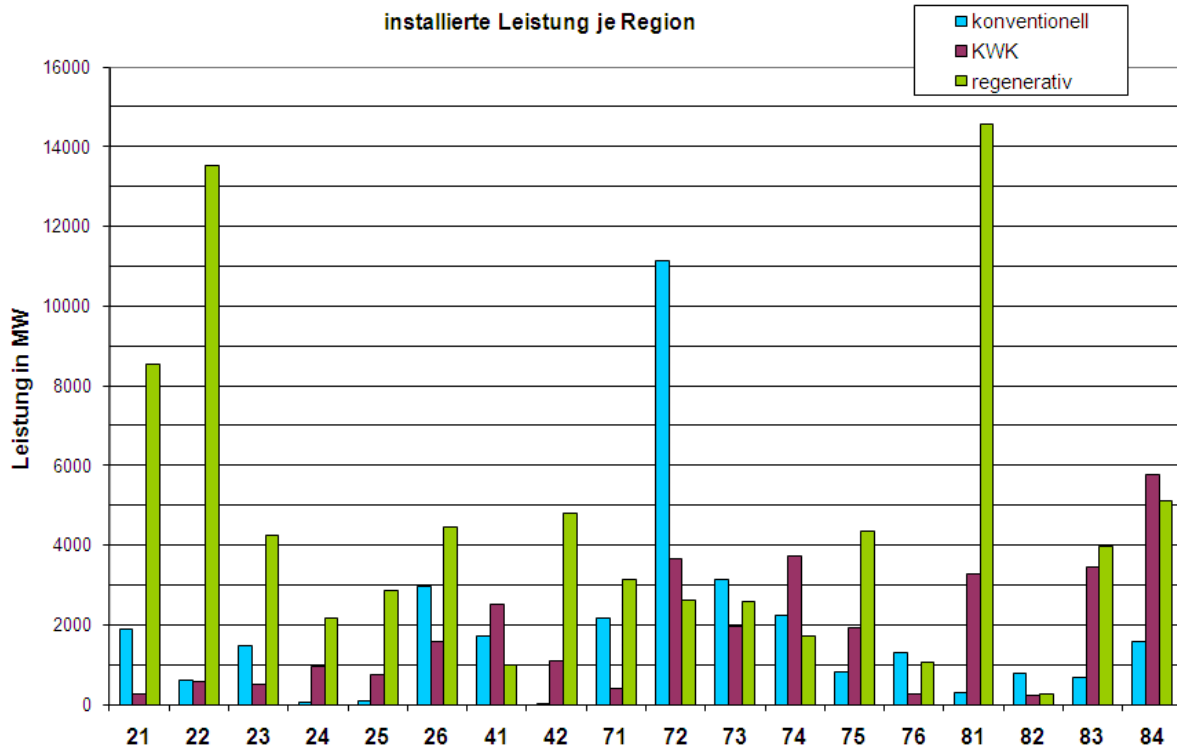
Quelle: EWI, eigene Darstellung

Abbildung 12-7: Maximallast (zeitungleich) in MW je Region 2020



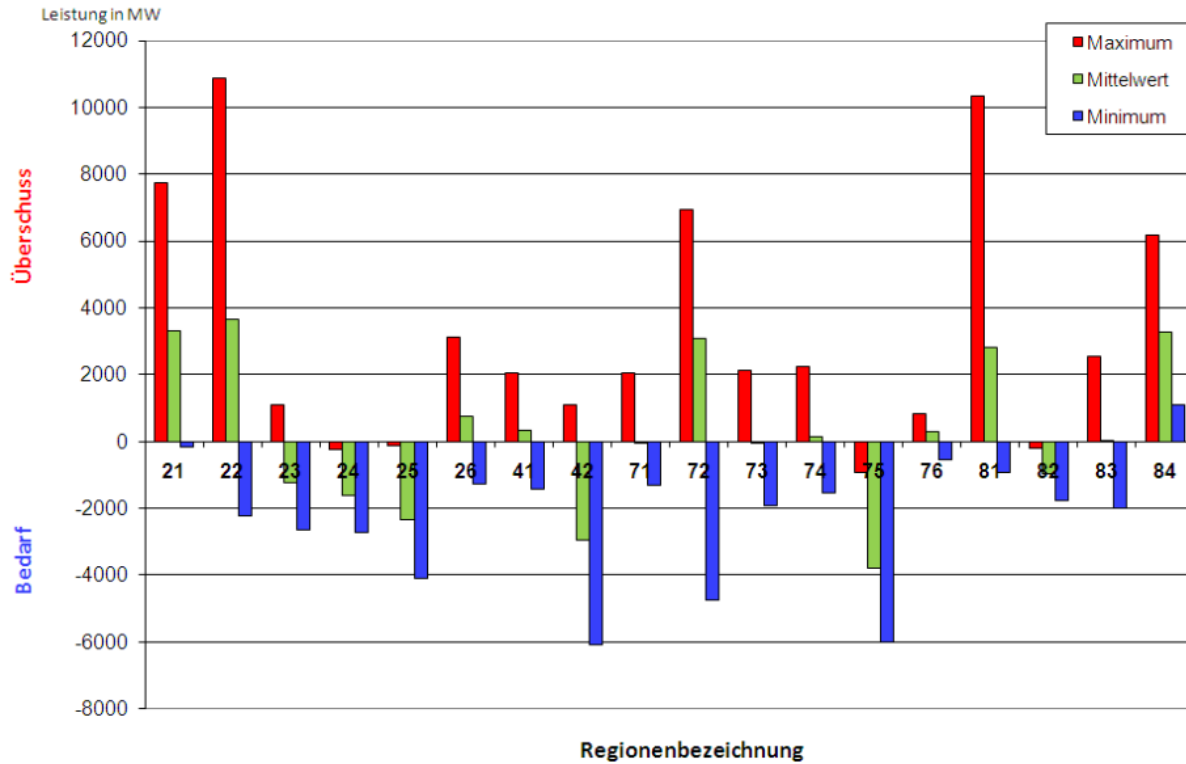
Quelle: ÜNB, eigene Darstellung

Abbildung 12-8: Ermittelte installierte Leistung (gesamte KW je Region)



Quelle: EWI, eigene Darstellung

Abbildung 12-9: Regionenbilanz (Maximum, Minimum und Mittelwert je Region)



Quelle: EWI, eigene Darstellung

Tabelle 12-1: Regionalisierter Zubau der erneuerbaren Energien

		Wind (Onshore)	Wind (Offshore)	PV-Einspeisung	Lauf-/Speicherwasser	Biomasse	sonstige EE
TenneT	21	3941	3850	366		367	
	22	4434	8210	492		370	
	23	3016		665	41	513	
	24	1405		615	41	123	
	25	476		1576	274	531	
	26	31		1415	2521	477	
EnBW	41	194		641	69	90	
	42	425		2565	1370	437	
amprion	71	2528		507		96	419
	72	383		1608		220	
	73	948		1407		220	
	74	1120		402	96	83	
	75	1083		2410	411	459	
	76	63		515	301	174	
50HzT	81	10134	2010	1220		1190	
	82	10		238		7	
	83	2748		610	82	528	
	84	4037		649	110	315	

12.3.13 Ergebnis der Regionalisierung

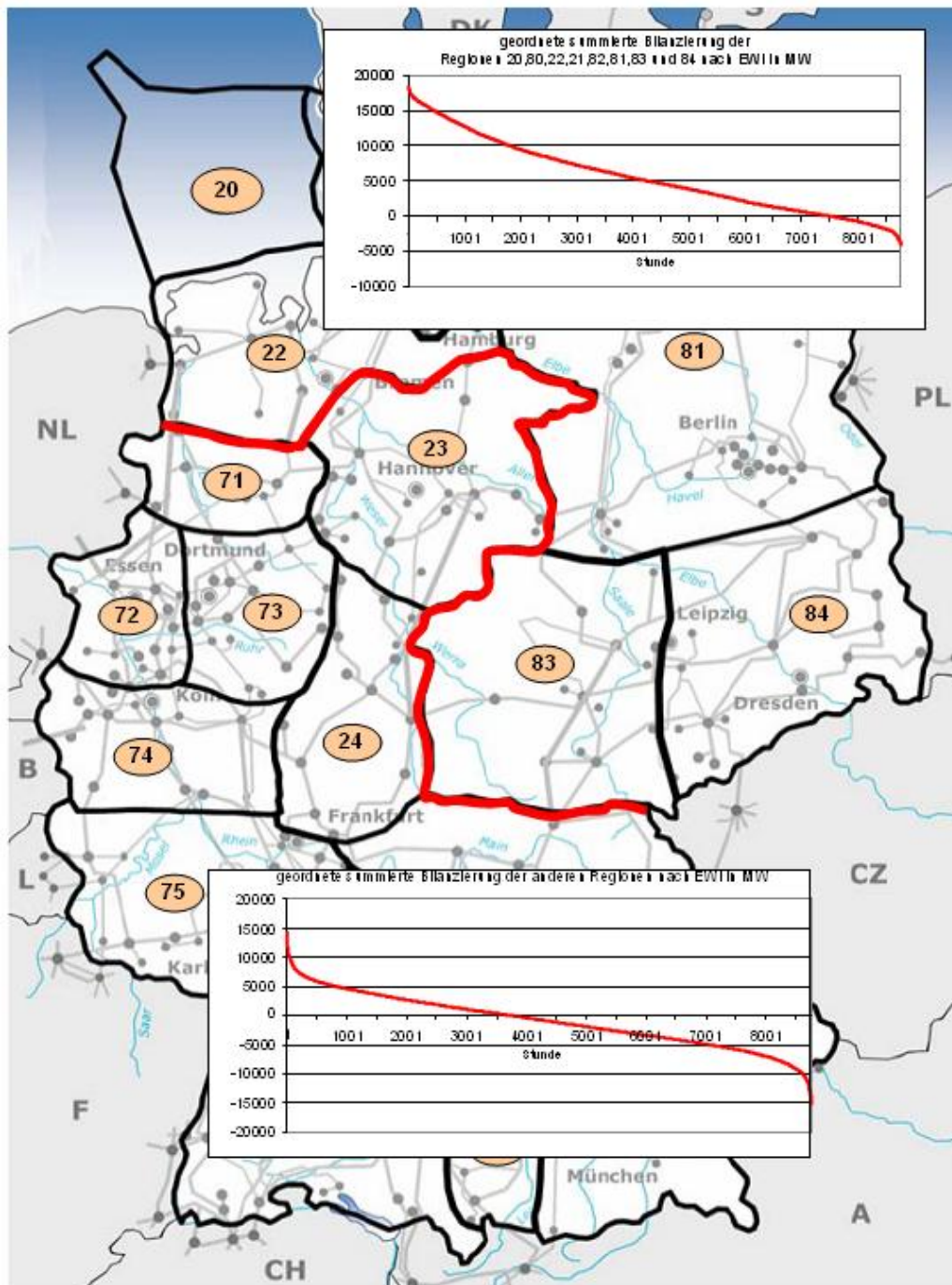
Für die 18 deutschen Regionen können nun für jede der betrachteten 8760 Stunden die Einspeise- und Abnahmeleistungen der folgenden Einflussgrößen saldiert werden:

- Netzlast einschließlich Netzverluste
- Windenergie einschließlich zugehöriger Offshorewindenergie
- Photovoltaik
- Biomasse- und Biogasanlagen
- Andere erneuerbare Energien einschließlich Lauf- und Speicherwasser
- Kernenergie
- Braunkohlekraftwerke einschließlich KWK
- Steinkohlekraftwerke einschließlich KWK
- Erdgaskraftwerke einschließlich KWK und BHKW
- Pumpspeicherkraftwerke
- Demand Side Management (DSM)

Damit ergeben sich 18 Zeitreihen der Regionenbilanzen und 9 Zeitreihen des Auslandsaus-tauschs (AT, BE, CH, CZ, DK-W, FR, NL, PL, NE (Nordeuropa: DK-O, NO, SE)).

So ergeben sich für den in Abbildung 12-10 vorgestellten Schnitt folgende Summensaldierungen:

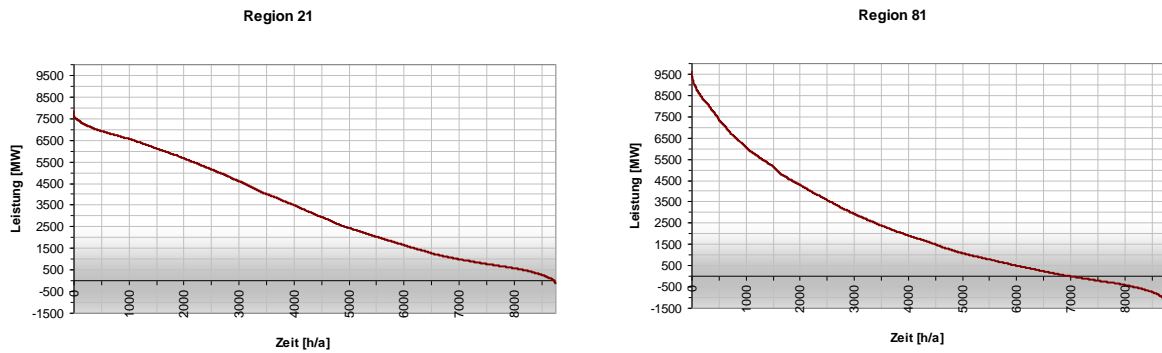
Abbildung 12-10: Summierte Bilanzierung und Zusammenfassung von Regionen



Quelle: EWI, eigene Darstellung

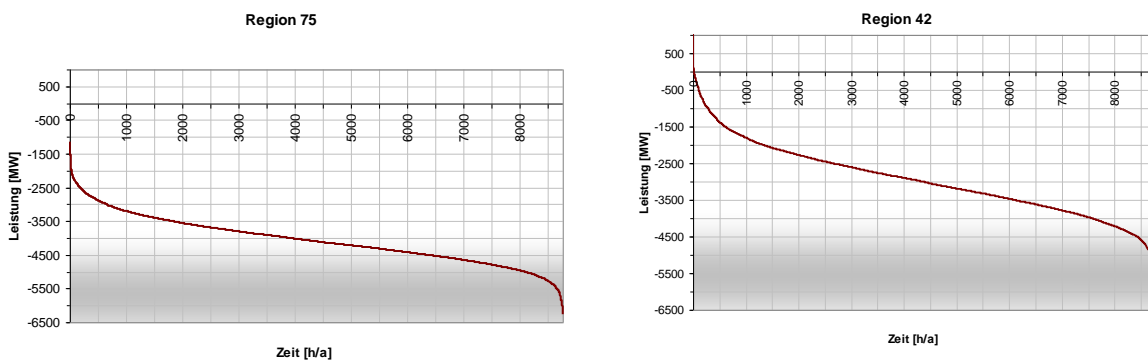
Im Folgenden wird die Bilanzierung einzelner Regionen näher dargestellt. Es lassen sich sowohl Gebiete mit Erzeugungsüberschuss, als auch mit einem Bedarf identifizieren. Diese Bilanzierungen auf Basis der Daten des Marktmodells aus Teil I bildeten die Grundlage zur strategischen Identifizierung der nichtübertragbaren Leistungen mittels des PTFD-Verfahrens.

Abbildung 12-11: Beispiel einer geordneten Bilanz der Regionen 21 und 81 mit Erzeugungsüberschuss



Quelle: EWI, eigene Darstellung

Abbildung 12-12: Beispiel einer geordneten Bilanz der Region 75 und 42 mit „Lastüberschuss“



Quelle: EWI, eigene Darstellung

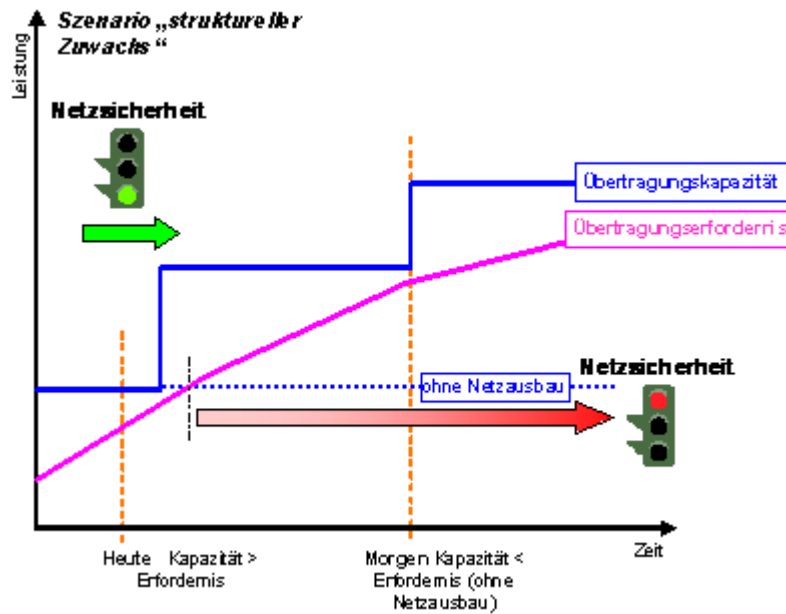
Aus den physikalischen Erfordernissen der momentanen Einhaltung des Gleichgewichts von erzeugter und abgenommener Leistung in den Regionen ergeben sich Kriterien für die Erforderlichkeit eines Leitungszubaus oder einer Leitungsverstärkung:

- Durch Erzeugungszuwachs in einer Region (Bilanzraum) kann die erzeugte Überschussleistung (Erzeugung minus Eigenverbrauch im Bilanzraum) über die bestehenden Leitungsverbindungen nicht mehr sicher abgeführt werden.
- Durch Kraftwerkszubau und/oder Kraftwerksstilllegung und/oder handels- und/oder speicherbedingt veränderten Kraftwerkseinsatz kommt es zu hohen Auslastungen über die Regionengrenzen.
- Durch länderübergreifenden Stromhandel kommt es zu hohen Auslastungen der Kupfelleitungen an einer oder mehreren Regionengrenzen.

Diese Kriterien können auch mehr oder weniger gleichzeitig auftreten.

Prinzipiell lässt sich der Zusammenhang zwischen Übertragungserfordernis und Netzausbau an einer Regionengrenze wie in Abbildung 12-13 gezeichnet darstellen:

Abbildung 12-13: Prinzipdarstellung zum Netzausbau an Regionengrenzen



Quelle: ÜNB, eigene Darstellung

Im Falle eines strukturell bedingten steigenden Übertragungserfordernisses ist – wenn eine Netzoptimierung und -verstärkung zuvor bereits realisiert wurde – ein Neubau erforderlich und nachhaltig. Die Netzsicherheit wird bei rechtzeitiger Erhöhung der Übertragungskapazität durch Netzausbau eingehalten.

12.4 Anwendung des PTDF-Verfahrens

12.4.1 Netzmodell

Das Netzmodell zur Bestimmung der PTDF-Matrix basiert auf dem für 2015 erwarteten Netzausbauzustand. Zu diesem Netzausbauzustand gehören:

- TEN-E Projekte mit einem Planungshorizont bis 2015
- Identifizierte Maßnahmen der dena-Netzstudie von 2005 für den Zeitpunkt 2015
- Netzerweiterungsmaßnahmen gem. § 1 Abs. 1 EnLAG mit den in der Anlage des Gesetzes beigefügten Vorhaben Nr. 1 (tlw.), 2 - 13, 15, 17, 20 und 21 (einige dieser Vorhaben sind zugleich Maßnahmen aus der dena-Netzstudie von 2005 und TEN-E-Projekte)
- Fortschreibung des sukzessiven Umstiegs von der 220-kV- auf die 380-kV-Spannungsebene mit den dazugehörigen Netzerweiterungs- und Netzbaumaßnahmen

Die zugrunde liegende Topologie des Netzmodells umfasst das gesamte Deutsche Übertragungsnetz, wie es für 2015 erwartet wird, bis zu den Eigentumsgrenzen zu ausländischen TSO unter Berücksichtigung unterlagerter Netze.

Die wesentliche Aufgabe der Leistungsflussberechnung ist eine konkretisierte Darstellung und Modellierung der Strom- und Spannungsverteilung sowie physikalischen Leistungsflüsse

im Netz. Unter Annahme eines vorgegebenen Netzzustandes werden die Leistungsflüsse und Auslastungen der einzelnen Netzelemente und Betriebsmittel, die Spannungen an den Netzknoten sowie Leistungsverluste bestimmt. Die Berechnung richtet dabei ihren Blick auf die Bestimmung des Betriebszustandes eines elektrischen Energieübertragungssystems im ungestörten, symmetrischen Fall.

Zielsetzung ist die Einhaltung der Spannungsgrenzen und Auslastungsgrenzen der einzelnen Betriebsmittel (Leitungen, Kabeln, Transformatoren, Stromwandlern, etc.), eine Minimierung der Verluste im Übertragungsnetz sowie die Einhaltung angemessenen Blindleistungsverluste mit der Betrachtung auf die elektrische Energieübertragung.

Das Übertragungsverhalten von Drehstromsystemen kann sich je nach Belastung ändern (kapazitiver oder induktiver Blindleistungsbedarf). Wird das Netz durch einen unerwünschten zusätzlichen Blindstrom belastet, führt dies zu einem Spannungsabfall über die Netzimpedanz sowie einer Absenkung an den Netzknoten. Da ein Transport von Blindleistung aus physikalischen Gründen ineffektiv ist und diese infolgedessen ortsnahe bereitgestellt werden muss, ist ein ausgewogener Blindleistungshaushalt im Übertragungsnetz anzustreben bzw. ein Blindleistungstransport zu vermeiden.

Für die planerische Betrachtung steht die Aufteilung der Leistungsflüsse im Vordergrund. Eine Bestimmung der Leistungsflüsse kann mit vereinfachten Verfahren, wie im Folgenden dargestellt, durchgeführt werden.

12.4.2 PTDF-Matrix

Das Verfahren mittels PTDF (Power Transfer Distribution Factors) hat das Ziel, Leistungsflüsse des Systems nicht iterativ, sondern quasi-analytisch zu bestimmen. Der PTD-Faktor repräsentiert das Verhältnis zwischen dem jeweiligen real auftretenden Strom- bzw. Leistungsfluss und dem gesamten Energiefluss der (z.B. ökonomischen) Stromtransaktion bzw. des Leistungsaustausches zwischen zwei Knoten A und B innerhalb eines Übertragungssystems. Die PTDF sind definiert als die Änderung des Wirkleistungsflusses auf einer Leitung und interpretieren vereinfacht die Frage der realen Leistungsverteilung, da jeder sich ändernde Austausch die Leistungsflüsse über alle Leitungen und Grenzen im Netz mal mehr, mal weniger beeinflussen kann. Der PTD-Koeffizient beschreibt somit, wie groß der physische Fluss zwischen zwei benachbarten Knoten als Folge des Austausches ist.

$$PTDF_{ab}^{A \rightarrow B} = \frac{\Delta P_{ab}}{\Delta P} \quad (1)$$

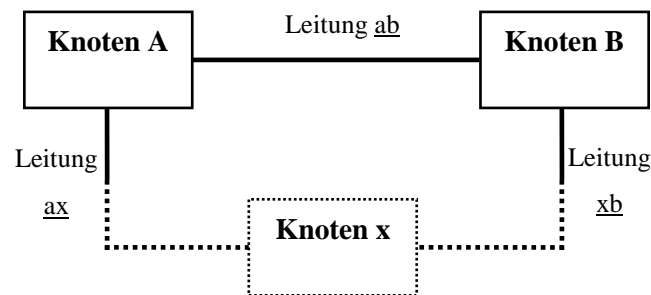
$PTDF_{ab}^{A \rightarrow B}$ = PTD-Faktor / Verhältnis, auch als prozentuale Angabe möglich

$A \rightarrow B$ = Transaktion einer Leistung von Knoten A nach Knoten B

\underline{ab} = Leitung zwischen Knoten A und Knoten B

ΔP_{ab} = Leistungsflussänderung auf der Leitung \underline{ab}

ΔP = Leistungsfluss der Stromtransaktion von Knoten A nach Knoten B

Abbildung 12-14: PTDF-Transportmodell


Quelle: vgl. Duthaler (2007)

Abbildung 12-14 verdeutlicht, dass sich der Leistungsfluss bei einer Transaktion vom Knoten A zum Knoten B nicht nur über einen Zweig ab, sondern (physikalisch-richtig) sich über mehrere Zweige verteilt, wenn am Knoten A eine Leistung ΔP eingespeist und diese gleichzeitig am Knoten B entnommen wird.

Für eine vollständige Darstellung der Leistungsflussallokation werden die einzelnen PTDF der Leitungen in einer Matrix zusammengefasst. Dazu müssen sämtliche Situationen und „Paare i-j“ im zugrundeliegenden Netzmodell simuliert werden, in der eine Leistungstransaktion von Knoten i zum Knoten j dargestellt wird. Des Weiteren ist durch die Eigenschaft der Transitivität eine PTDF-Methode dadurch definiert, dass die PTDF der Leitung ab einer Transaktion von Knoten A zum Knoten B sich aus der Differenz der PTDF der Leitung ab der Transaktion von Knoten A zum Knoten x und der PTDF der Leitung ab einer Transaktion von Knoten x zum Knoten B ergibt.

$$PTDF_{ab}^{A \rightarrow B} = PTDF_{ab}^{A \rightarrow x} - PTDF_{ab}^{x \rightarrow B} \quad (2)$$

Somit lassen sich in einer Matrixbestimmung durch Festlegung einer festen Senke als Referenzknoten und der Bestimmung der PTDF der Leitungen bei allen möglichen Transaktionen zu dieser einen festgelegten Senke, sämtliche weitläufigere Austauschmöglichkeiten im Netzmodell durch einfache und schnelle Anwendung der Transitivitätseigenschaft und Überlagerungen bestimmen. Zeit- und Rechenaufwand werden so erheblich minimiert. Durch die exemplarischen Leistungsflussberechnungen und aufgrund der Verhältnisdarstellung bzw. der prozentualen Leistungsverteilung auf den Leitungen stellt die PTDF-Matrix die prozentualen Aufteilungen eines Austausches von jedem Knoten und jedem Nachbarknoten auf alle Regionengrenzen anschaulich dar.

Eine detaillierte Darstellung des Übertragungsnetzes zur Ermittlung der PTDF-Matrix macht trotz der vorteilhaften Eigenschaft der Transitivität eine sehr hohe Anzahl von simulierten Transaktionen notwendig. In der praktischen Anwendung werden daher mehrere Knoten zu Regionen zusammengefasst bzw. reduziert.

Zur Bestimmung der PTDF-Matrix wurde für jede Region und jedes Nachbarland ein konstanter Leistungsaustausch zu einer Referenzregion mit dem Netzmodell mittels des Lastflussprogramms INTEGRAL berechnet.

12.4.3 Verfahren zur Bestimmung von angenäherten Leistungsflüssen

Der PTD-Faktor repräsentiert das Verhältnis zwischen dem jeweiligen realen physikalisch auftretenden Stromfluss und dem gesamten Energiefluss des Leistungsaustausches zwischen zwei Knoten/ Regionen. Für eine vollständige Darstellung der Lastflussallokation werden die einzelnen PTD-Faktoren in einer Matrix zusammengefasst und beschreiben damit die „passive“ Netztopologie.

Durch die exemplarischen Leistungsflussberechnungen per PTDF-Methodik sind die prozentualen Aufteilungen eines Austausches von jeder Region und jedem Nachbarnetz auf alle Regionengrenzen bekannt.

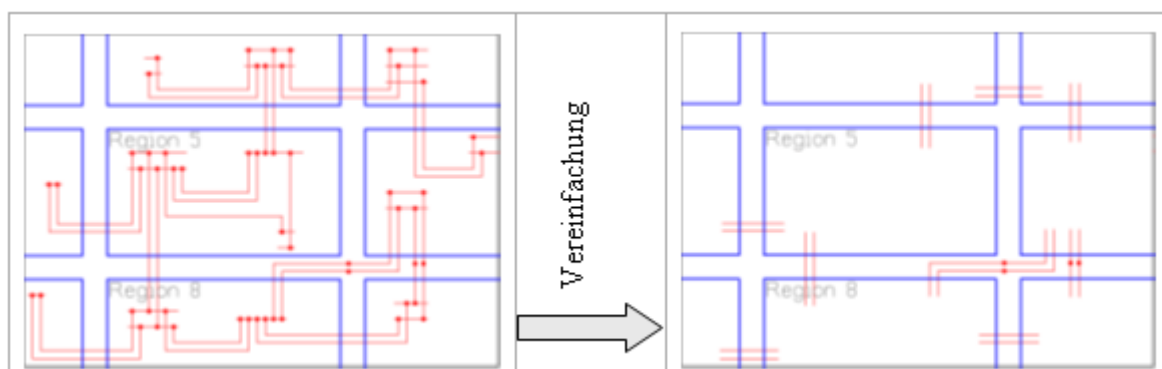
Für jede Stunde (8760 Situationen) werden für jede der Regionen die anteiligen Leistungsflüsse durch Multiplikation von PTDF-Matrix und der Einspeisematrix bestimmt. Als Ergebnis erhält man die vorzeichenrichtigen Flüsse an jeder Regionengrenze.

12.5 Abschätzung der Engpasswerte 2015 zwischen den Regionen

12.5.1 Definition der Grenzen

Die prozentuale Verteilung dieses Leistungsflusses auf die Regionengrenzen wurde für die jeweiligen ausländischen und inländischen Regionen ermittelt. Für die ausgewählten Szenarien werden für jede der Regionen entsprechend der Regionenbilanzen die anteiligen Leistungsflüsse bestimmt. Die vorzeichenrichtige Überlagerung der anteiligen Leistungsflüsse über jede Regionengrenze ergibt den resultierenden Wirkleistungsfluss über diese Grenze. Das Prinzip der Vereinfachung mittels PTDF -Verfahren wird hier so angewendet, dass die Leitungen innerhalb einer Region nicht berücksichtigt werden.

Abbildung 12-15: Zusammenfassung zu Regionen im PTDF-Transportmodell



Betrachtet werden somit nur die Kuppelleitungen zwischen den Regionen und die Berechnungsergebnisse werden im Bezug auf diese Grenzen ausgewertet.

Mit Hilfe des PTDF-Verfahrens lassen sich Flüsse zwischen den einzelnen Regionen ermitteln. Dementsprechend können die Auslastungen von Stromkreisen nur für diese Bereiche bestimmt werden. Ermittelt und später ausgewertet werden diese zwischen den deutschen Regionen.

12.5.2 Bestimmung der Engpasswerte zwischen deutschen Regionen und dem Ausland

Die Übertragungsfähigkeit von Freileitungen nach DIN wird durch den zulässigen Dauerstrom I_d bei einer maximalen Leiterseilendtemperatur von 80 °C bei 35 °C Lufttemperatur unter Sonneneinwirkung und bei 0,6 m/s Windgeschwindigkeit beschrieben. Bei Temperaturen oberhalb 80° C ist bereits mit Entfestigungserscheinungen der Leiterseile zu rechnen, so dass der vorgeschriebene minimale Leiterabstand zum Erdboden nicht mehr eingehalten wird.

Anstelle des zulässigen Dauerstromes wird gelegentlich auch die sog. thermische Grenzleistung als maximal zulässige Dauerleistung bei Nennspannung herangezogen.

$$S_d = \sqrt{3} U_n I_d \quad (3)$$

Es wird zur Vereinfachung nur auf die Wirkleistungsübertragung über die Grenzkuppelleitungen Bezug genommen. Dies bedeutet, dass von einer „natürlichen“ Leistung des Übertragungssystems ausgehend nur Wirkleistung übertragen wird und der Blindleistungsbedarf als vernachlässigbar klein angenommen wird.

Aus den thermisch zulässigen Übertragungsströmen I_d aller Stromkreise zwischen jeweils zwei Regionen werden bei Nennspannung die möglichen Übertragungsleistungen unter Rundung auf 10 MW bestimmt. Zur Berücksichtigung und Abschätzung der (n-1)-Sicherheit werden hiervon pauschal 70% zugelassen. Die (n-1)-Sicherheit müsste im Einzelfall zusätzlich ermittelt werden.

- Zur Ermittlung der Übertragungskapazitäten wird nur die Wirkleistung P betrachtet

$$P = \sqrt{3} \cdot U_\Delta \cdot I \cdot \cos \varphi \quad \text{mit:} \quad \cos \varphi = 1 \quad (4)$$

- Die gesicherte Übertragung wird im vermaschten Netz mit einem Faktor von 0,7 angenommen. Der tatsächliche Übertragungsquerschnitt zwischen den Verbundkupplungen ist demnach um den Faktor $\frac{1}{0,7}$ höher.

- Daraus ergibt sich eine gesicherte, übertragbare Leistung mit:

$$P_{üb} = 0,7 \cdot k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_d \quad (5)$$

mit:	$P_{üb}$	=	übertragbare Leistung
	k	=	Anzahl der Stromkreise
	U_n	=	Nennspannung (380 kV und 220 kV)
	I_d	=	thermisch maximal zulässiger Dauerstrom / Bemessungsstrom

- Der Engpasswert für die Übertragung zwischen zwei Regionen ergibt sich aus der Summe der zulässigen Übertragungsleistungen aller Grenzkuppelleitungen.

Es wurden aus den thermisch zulässigen Strömen der Stromkreise zwischen jeweils zwei Regionen die bei Nennspannung möglichen Übertragungsleistungen unter Rundung auf 10 MW bestimmt. Zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit wurden hiervon 70 % zugelassen. Die Engpasswerte zwischen den Regionen ergeben sich aus der auf 100 MW gerundeten Summe der zulässigen Übertragungsleistungen aller grenzüberschreitenden Stromkreise und ggf. von Transformatoren.

Der pauschale Ansatz einer zulässigen Auslastung von bis zu 70 % im Grundfall zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit im Übertragungsnetz basiert auf Erfahrungswerten. Die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit bei einer mittleren Stromkreisauslastung von 70 % im ungestörten Zustand setzt die Optimierung des Leistungsflusses durch variable Schaltzustände, Impedanzanpassungen von Leitungen und ggf. den Einsatz von Lastfluss steuernden Elementen voraus.

12.5.2.1 Basisnetz

Das Basisnetz basiert auf dem für 2015 erwarteten Netzausbauzustand einschließlich der bis dahin realisierbaren TEN-E- und EnLAG-Projekte und der Maßnahmen, die in der dena-Netzstudie von 2005 für den Zeitpunkt 2015 als notwendig ermittelt wurden. Daneben sind die aufgrund von Änderungen im Kraftwerkspark und der Kopplung mit unterlagerten Netzen erforderlichen lokalen Netzanpassungen bis 2015 berücksichtigt.

Die mögliche Übertragungsfähigkeit im Basisfall wurde im Kapitel 12.5.2 beschrieben.

12.5.2.2 Anwendung der Potenzialkarte (FLM)

Es werden aufbauend auf den in Kapitel 9 dargelegten Potenzialen zur temporären Höherauslastung von Freileitungen in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen (FLM) die Auswirkungen auf den Ausbau- bzw. Speicherbedarf im Übertragungsnetz untersucht.

Beim Einsatz von FLM müssen die vorhandenen Betriebsmittel (sowohl bei den ausgewählten Freileitungen als auch die entsprechenden Betriebsmittel in den Schaltanlagen) angepasst, d.h. unter Umständen ausgetauscht werden.

In der Methodik werden die pauschal unter Annahme der Maßnahmen FLM erhöhten Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen einzeln für die Bestimmung der mit dem vorhandenen Netz nicht übertragbaren Leistungen berücksichtigt.

Die Obergrenze der Stromtragfähigkeit für alle Leitungen wird in dieser Studie vorbehaltlich weiterer, zur Prüfung der Auswirkungen auf das Gesamtsystem, erforderlicher dynamischer Untersuchungen pauschal auf 4000 A gesetzt. Es ist zu erwarten, dass für diesen Normwert 380-kV-Schaltgeräte und sonstige Betriebsmittel zukünftig verfügbar sein werden. Der individuelle Maximalstrom von Übertragungsstrecken ist durch die Eigenschaften des Netzschutzes und der Systemstabilität begrenzt und müsste gesondert ermittelt werden.

12.5.2.3 Hochtemperaturseile (TAL)

Bei Freileitungen können TAL-Seile (temperaturbeständiges Aluminium/Stalum), sprich „Hochtemperaturseile“ eingesetzt werden, um bei gleichem Seilquerschnitt einen gegenüber dem Standardseil (AlSt) erhöhten Strom übertragen zu können, ohne dass es zur Verminderung der mechanischen Festigkeit der Leiterseile kommt. In dieser Studie wurde alternativ zur Variante FLM unter pauschaler Annahme des Ersatzes vorhandener Freileitungsseile durch Hochtemperatur-Seile (TAL) eine von den Umgebungsbedingungen unabhängige Auslastung von 150% bezogen auf die Basisübertragungsfähigkeit gewählt. Die damit verbundene zulässige Leiterseiltemperatur von bis zu 150°C führt bei diesem Seiltyp zu einer verstärkten Längenausdehnung. Um den erforderlichen Bodenabstand einzuhalten sind die Masten zu erhöhen und zu verstärken.

Mögliche Engpässe in anderen Bauteilen einer Übertragungsstrecke, wie beispielsweise Klemmen, Wandler etc. wurden in dieser Studie nicht untersucht und auch nicht berücksichtigt. Weitere zu berücksichtigende Randbedingungen wurden im Kapitel 9 dargelegt und erläutert.

Wie in Abschnitt 12.5.2.2 beschrieben wird mit einem Stromgrenzwert von bis zu 4000 A gerechnet, wobei auch hier gilt, dass der individuelle Maximalstrom von Übertragungsstrecken durch die Eigenschaften des Netzschutzes und der Systemstabilität begrenzt ist und gesondert ermittelt werden müsste.

12.6 Bestimmung nicht übertragbarer Leistungen

Grundlagen zur Bestimmung der nicht übertragbaren Leistungen sind die zeitgleichen Leistungsflüsse über alle 51 Regionengrenzen aus den Bilanzen der Regionen und die Engpasswerte für alle 51 Regionengrenzen in der jeweiligen Variante. Auf Grundlage der Regionbilanzen und der Überschreitung der Übertragungskapazitäten der Kuppelleitungen lässt sich die „nicht übertragbare Leistung“ bestimmen. Durch die exemplarischen Leistungsflussberechnungen bzw. durch die PTDF-Matrix sind die prozentualen Aufteilungen eines Austausches von jeder Region und jedem Nachbarnetz auf alle Regionengrenzen bekannt.

Der Leistungsaustausch bestimmt sich zu der jeweiligen Regionbilanz bzw. den Salden der Nachbarnetze. Die vorzeichenrichtige Überlagerung dieser 26 anteiligen Leistungsflüsse über jede Regionengrenze ergibt den resultierenden Wirkleistungsfluss über diese Grenze. Dieses Verfahren wird für alle 8760 Stunden jeder Variante angewendet.

Für alle Regionengrenzen wird für jede einzelne Stunde die zu übertragende Leistung mit dem Engpasswert verglichen. An den 19 Grenzen zum Ausland wird durch Beschränkung auf die jeweiligen Engpassleistungen bereits im Marktmodell eine Überschreitung vermieden.

Wird über eine Leitung eine Leistung $P_{ist} > P_{üb}$ übertragen, so ergibt sich die nicht übertragbare Leistung P_x aus der Differenz dieser mit:

$$P_x = P_{ist} - P_{üb} \quad (6)$$

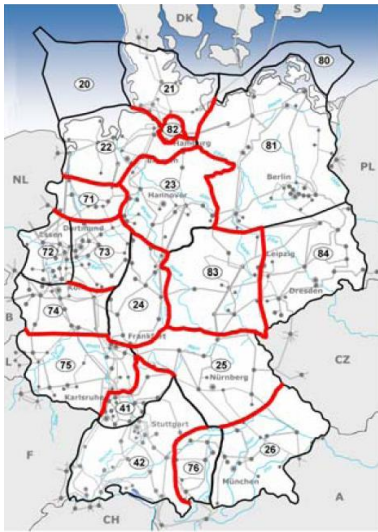
Es wurden verschiedene Schnitte zur Bestimmung der nicht übertragbaren Leistung gemäß Aufgabenstellung untersucht. Die maximale zeitgleich nicht übertragbare Leistung ergab sich für die Grenzen südlich der Regionen 21 und 22 und westlich der Regionen 81 und 83 (Abbildung 12-10).

Die Zeitreihen der Engpassüber- und -unterschreitung wurden für die Speicherdimensionierung in Teil III verwendet.

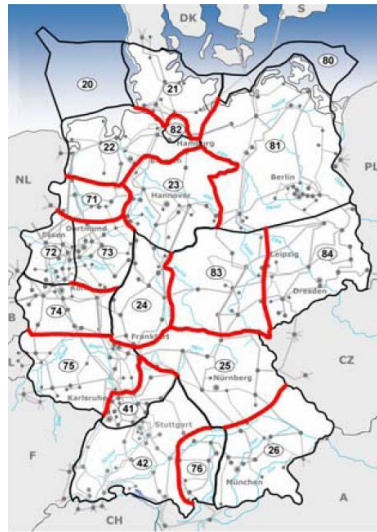
Für die einzelnen Regionen wurden an den Grenzen nicht übertragbare Leistungen ermittelt, die in das Übertragungsnetz integriert werden müssen. Als erster Überblick über die dafür notwendigen Maßnahmen – mit Maßgabe der jeweiligen Flexibilisierungsoption in den neun Varianten – sind in Abbildung 12-16 alle Grenzen mit Zubaubedarf rot gekennzeichnet.

Als Beispiel für das Ergebnis der Untersuchungen sind in Tabelle 12-2 die zeitungleich nicht übertragbaren Leistungen zwischen den Regionen für die neun Varianten tabellarisch aufgeführt.

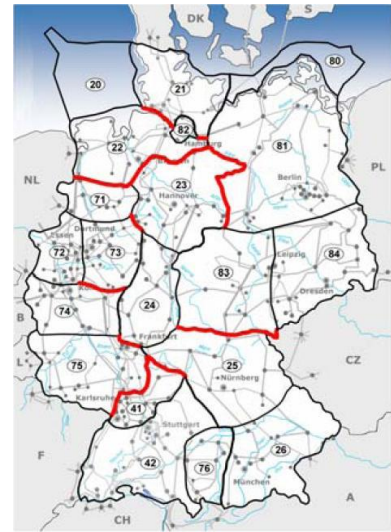
Abbildung 12-16: Regionengrenzen mit nicht übertragbaren Leistungen (Quelle: ÜNB)



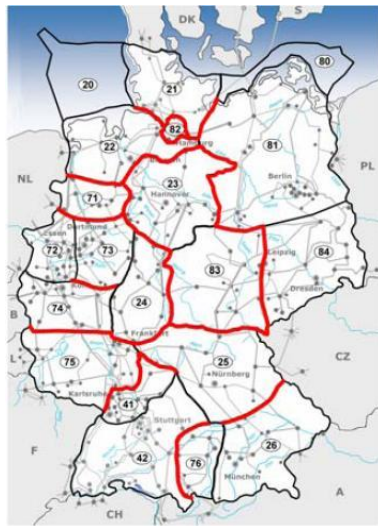
Variante BAS 000



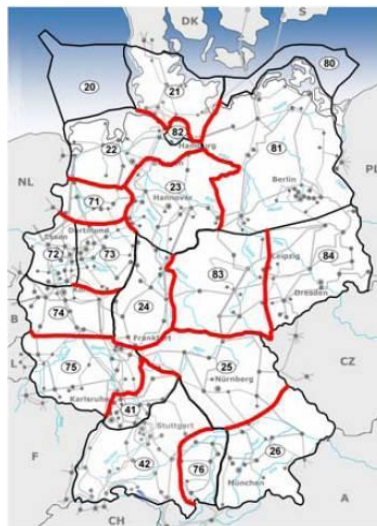
Variante FLM 000



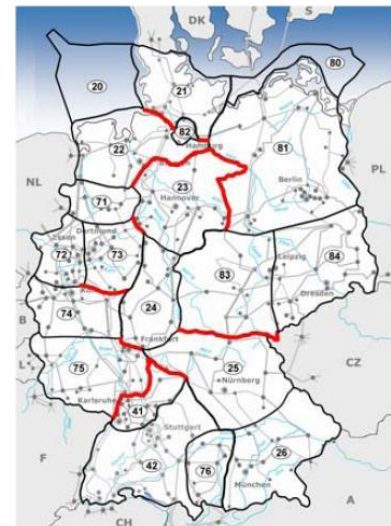
Variante TAL 000



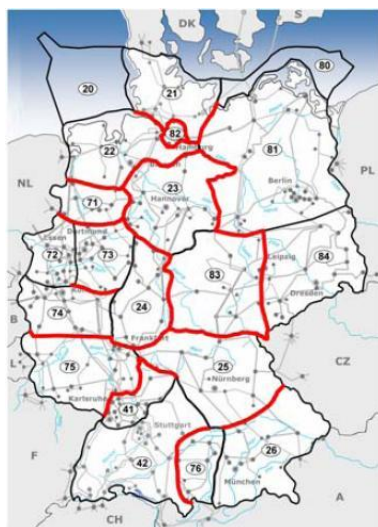
Variante BAS 050



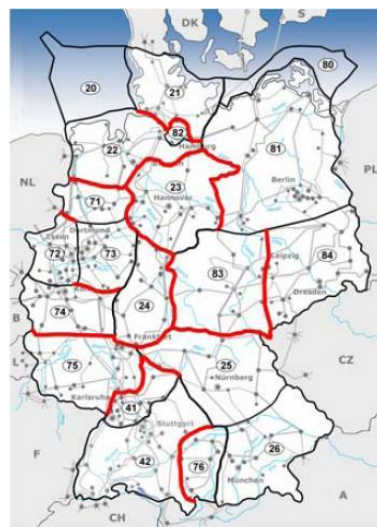
Variante FLM 050



Variante TAL 050



Variante BAS 100



Variante FLM 100



Variante TAL 100

Tabelle 12-2: Nichtübertragbare Leistungen zwischen den Regionen

Region 1	Region 2	BAS 000	BAS 050	BAS 100	FLM 000	FLM 050	FLM 100	TAL 000	TAL 050	TAL 100
D21	D82	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D21	D22	4056	3016	3246	2114	2509	1563	1956	1576	1003
D81	D82	542	338	236	542	316	-	-	-	-
D22	D82	152	361	62	-	-	-	-	-	-
D22	D71	2795	2017	1979	1795	1225	1079	295	-	-
D22	D23	4560	3689	4019	3360	2815	3256	2960	2511	2273
D23	D24	1246	932	1849	-	-	333	-	-	-
D23	D71	347	507	435	347	524	427	-	-	-
D23	D73	619	478	380	519	506	386	119	115	-
D23	D81	1296	1191	976	1296	1144	749	96	172	53
D24	D73	-	-	-	-	-	736	-	-	-
D24	D74	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D24	D83	743	1429	943	743	1368	1008	-	-	80
D81	D83	83	254	661	-	-	-	-	-	-
D81	D84	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D83	D84	1308	2130	2169	708	1636	1750	-	-	-
D24	D75	2431	2114	1956	2215	1893	1532	131	93	-
D24	D25	182	222	55	182	217	89	-	-	-
D25	D83	4206	3843	3214	3690	3420	2982	2606	2636	1980
D25	D26	344	307	125	89	126	-	-	-	-
D25	D41	2875	2752	2578	2718	2630	2352	1775	1835	1541
D26	D76	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D41	D42	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D42	D75	1990	2047	2067	1841	2073	1815	590	730	504
D42	D76	839	1193	1207	839	938	1162	-	-	-
D41	D75	1693	1608	1739	1593	1600	1629	693	799	680
D71	D72	2108	1820	1703	1908	1689	1534	-	-	-
D71	D73	329	161	124	129	52	-	-	-	-
D72	D73	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D72	D74	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D73	D74	45	26	50	45	38	65	45	35	30
D74	D75	2379	3031	2712	2379	2957	2644	-	-	-

Quelle: ÜNB

13 Ermittlung des Netzausbaubedarfs

In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie mit Hilfe des PTDF-Ansatzes (Power Transfer Distribution Factor) aus den regionalen Leistungsbilanzen Leistungsflüsse zwischen den Regionen abgeschätzt werden. Durch Vergleich dieser Leistungsflüsse mit den 2015 erwarteten Übertragungsfähigkeiten ergibt sich der Bedarf an zusätzlicher Übertragungsleistung, der anschließend in diskrete Leitungsverbindungen zwischen den Regionen überführt wird.

Das PTDF-Verfahren ist ein einfaches Werkzeug, mit dem Lastflüsse zwischen verschiedenen Regionen für eine hohe Anzahl von verschiedenen Erzeugungsszenarien näherungsweise bestimmt werden können. Spannungen, Blindleistung und Übertragungsverluste können mit diesem Verfahren nicht unmittelbar berechnet werden.

PTDF-Verfahren

Das PTDF-Verfahren ist ein einfaches Werkzeug, mit dem Lastflüsse zwischen verschiedenen Regionen für eine hohe Anzahl von verschiedenen Erzeugungsszenarien näherungsweise bestimmt werden können. Spannungen, Blindleistung und Übertragungsverluste können mit diesem Verfahren nicht unmittelbar berechnet werden.

Die mittels des PTDF-Verfahrens ermittelten Übertragungsleistungen über die Regionengrenzen werden mit der möglichen Übertragungsfähigkeit zwischen diesen Regionen verglichen.

Übertragungsfähigkeit

Bei der Höhe der Übertragungsfähigkeit werden drei Netzbelastungsvarianten unterschieden:

- Basisvariante (BAS) = 100% der individuellen Belastbarkeit der Freileitungen
- Freileitungsmonitoring (FLM) = Belastbarkeiten der Freileitungen gemäß Potentialindikationskarte aus Kapitel 9, bzw. Tabelle 13-2
- Hochtemperaturseile (TAL) = 150% der Belastbarkeit der Freileitungen vom Basisfall

Varianten

Insgesamt werden die drei unterschiedlichen Marktszenarien mit Berücksichtigung von Energiespeichern untersucht:

- 000 = nur Einsatz von 2015 vorhandener Pumpspeicherkraftwerke
- 050 = Speicherung von 50 % der regional nach 2015 ohne Netzausbau nicht übertragbaren Leistung
- 100 = Speicherung von 100 % der regional nach 2015 ohne Netzausbau nicht übertragbaren Leistung

Betrachtet werden Stundenmittelwerte, womit sich 8760 diskrete Lastflussfälle je Variante ergeben. Insgesamt werden damit neun Varianten untersucht:

Tabelle 13-1: Variantenbeschreibung

Marktszenario/ Netzauslastung	Kein Speichereinsatz über den von Pumpspeicherkraftwerken hinausgehend	Druckluftspeicher für 50 % der regional nicht übertragbaren Leistung	Wasserstoffspeicher für 100 % der regional nicht übertragbaren Leistung
Basisnetz	BAS 000	BAS 050	BAS 100
Freileitungsmonitoring	FLM 000	FLM 050	FLM 100
Hochtemperaturseile	TAL 000	TAL 050	TAL 100

Quelle: ÜNB

13.1 Bestimmung der zusätzlich erforderlichen Übertragungskapazitäten an engpassbehafteten Regionengrenzen

Prinzipielle Vorgehensweise

Im ersten Schritt werden die mit dem PTFD-Verfahren aus den Regionenbilanzen sich ergebenden Leistungsflüsse über die Regionengrenzen mit den jeweils zulässigen Grenzwerten der Übertragung verglichen. Anschließend werden fiktive Leitungen durch gegensinnige Änderungen der Bilanzen benachbarter Regionen modelliert und ihre Wirkung auf das Gesamtnetz in allen 8760 Situationen überprüft.

13.1.1 Stromkreisbelastbarkeiten

In den Basisvarianten (BAS) ergibt sich die zulässige Übertragungsfähigkeit für alle Situationen identisch aus den individuellen Stromkreisbelastbarkeiten der die Regionen verbindenden Leitungen unter Normalbedingungen.

In den drei Varianten mit Freileitungsmonitoring (FLM) wird die zulässige Belastbarkeit für jede der 8760 Situationen und jede Regionengrenze entsprechend der relativen Windenergieeinspeisung in Nord- und Ostdeutschland und des in Kapitel 9 ausgewiesenen Potenzials individuell für jeden Belastungsfall bestimmt. Die Steigerung der Grenzwerte gegenüber den Basisvarianten ergibt sich entsprechend folgender Tabelle:

Tabelle 13-2: Grenzwertanpassung der Stromkreisbelastbarkeit in Varianten mit FLM

Windenergieeinspeisung	Unter 50 %	Ab 50 %	Ab 80 %
Küstennahe Gebiete	100 %	140 %	150 %
Norddeutsche Tiefebene	100 %	120 %	130 %
Übrige Gebiete	100 %	105 %	115 %

Quelle: ÜNB

Für die drei Varianten mit Hochtemperaturseilen (TAL) werden die Stromkreisbelastbarkeiten der Basisvarianten für alle Regionengrenzen und alle Belastungsfälle pauschal um 50 % erhöht.

Als maximale Belastbarkeit einzelner Stromkreise im (n-1)-Fall wird in allen Varianten ein Strom von 4000 A angenommen (Vgl. Kapitel 13.2.2.2). Für diesen Wert sind derzeit Betriebsmittel wie Leistungsschalter, Trenner und Stromwandler verfügbar. Die Auswirkungen dieser gegenüber heute deutlich erhöhten Ströme auf benachbarte und unterlagerte Netze oder die dynamische Stabilität und der heutigen Schutzeinrichtungen werden als kritisch eingeschätzt, sind jedoch nicht Gegenstand dieser Studie.

Wie einleitend beschrieben wurde, kann mit dem PTDF-Verfahren mit relativ einfachen Mitteln die Leistungsverteilung im Drehstromnetz für eine große Anzahl von Last- und Einspeisesituationen berechnet werden. Das könnte mit einem Lastflußberechnungsprogramm nur mit sehr hohem Aufwand realisiert werden. Für die insgesamt neun zu untersuchenden Varianten mit je 8760 Stundenwerten von Einspeisung und Last ergeben sich in Summe 78840 Lastflusssituationen.

Der Zubau einzelner Übertragungsstrecken in einem komplexen, vermascht betriebenen Drehstromsystem mit der Ausdehnung über ganz Deutschland hat erhebliche Auswirkungen auf das gesamte System. Es wäre ein erheblicher Aufwand, nach jeder Topologieänderung, die lokal einen Engpass beseitigen würde, die PTDF-Matrix neu aufzustellen und neue Berechnungen durchzuführen.

Aus diesem Grund wird wie folgt vorgegangen:

- 1) Das Profil der Übertragungsleistung und die maximale nicht übertragbare Leistung zwischen je zwei verbundenen Regionen werden ermittelt.
- 2) Die bereits vorhandene Verbindung zwischen zwei Regionen wird für jeden Lastfall proportional zum ursprünglichen Übertragungsprofil unter Berücksichtigung des PTDF durch gegensätzliche Bilanzänderungen entlastet.
- 3) Die Auswirkungen dieser Bilanzänderungen auf die betroffene und die übrigen Regionenverbindungen werden für alle 8760 Lastfälle mit dem PTDF-Modell überprüft.
- 4) Die Schritte 2) und 3) werden solange wiederholt, bis keine „nicht übertragbaren Leistungen“ mehr verbleiben, während gleichzeitig das Bestandsnetz voll ausgenutzt wird.

Nach Abschluss des vorstehenden Verfahrens stehen für jede Variante drei Ergebnisse zur Verfügung:

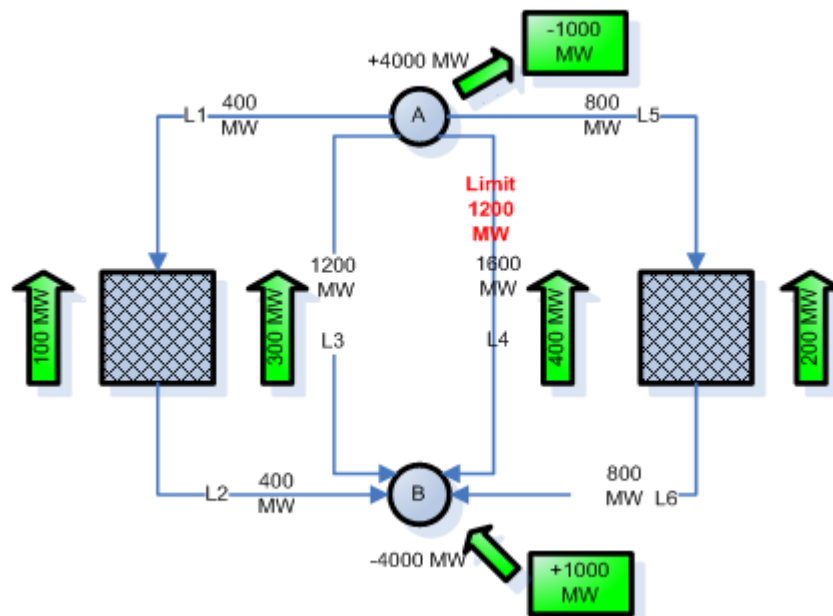
- Belastungsverläufe für das Bestandsnetz 2015,
- Leistungen des Zubaubedarfs für alle Regionengrenzen und
- Belastungsverlauf der Zubauleitungen je Regionengrenze.

13.1.2 Iteratives Verfahren zur Ermittlung zusätzlicher Übertragungskapazitäten

Um für Deutschland global den minimalen zusätzlichen Netzausbau zu ermitteln, wurde ein Verfahren angewandt, das im Folgenden beschrieben wird.

Grundsätzlich gilt, dass gegensätzliche Bilanzänderungen in verbundenen Regionen Auswirkungen auf die Auslastung aller die Regionen verbindenden Kuppelleitungen haben. Es besteht ein Zusammenhang je nach Grenze zwischen 4 % und 98 % mit einem Mittelwert von 53 %. Dieser Faktor gibt an, welcher Anteil einer Bilanzenerhöhung in Region 1 und Bilanzverminderung in Region 2 über die direkte Verbindung zwischen diesen Regionen ausgeglichen wird. Umgekehrt kann darüber abgeschätzt werden, welche Bilanzänderungen erforderlich sind, um eine ausgewiesene Überschreitung zu kompensieren.

Abbildung 13-1: Beispiel zur Anwendung der PTDF-Methode zur Bestimmung der Übertragungskapazität



Quelle: ÜNB, eigene Darstellung

In Abbildung 13-1 ist exemplarisch ein kleines Netzwerk dargestellt, bei dem die PTDF, also die Faktoren, die die Kehrwerte der Netzimpedanzen als Matrix annähern, von links nach rechts 0,1, 0,3, 0,4 und 0,2 betragen. Die Verbindung L4 zwischen den Knoten A und B besitzt eine Übertragungsfähigkeit von 1200 MW, wird im dargestellten Lastfall aber mit 1600 MW belastet. Zur Beseitigung der nicht übertragbaren Leistung in Höhe von 400 MW müssen die Bilanzen der Knoten A und B gegensätzlich gemäß Gleichung 13-1 geändert werden.

Gleichung 13-1: Bilanzanpassung aus PTDF und nicht übertragbarer Leistung

$$\frac{\text{Nicht _ übertragbare _ Leistung}(L4)}{\text{PTDF}(A \Rightarrow B) \text{ für _ } L4} = \text{Bilanzanpassung AuB}$$

In Zahlen ergibt sich daraus $\frac{400MW}{0,4} = 1000MW$ Bilanzanpassungsbedarf.

Dieses Zahlenbeispiel zeigt, dass es nicht ausreichend ist, einen Zubau in der Höhe der „nicht übertragbaren Leistung“ von 400 MW durchzuführen, um den Engpass zu beseitigen. Die Bilanz des Knotens B muss um 1000 MW erhöht und die Bilanz des Knotens A um denselben Betrag vermindert werden. In der Logik der Transitivität einer PTDF-Matrix verteilt sich dann der Leistungsfluss wie mit den grünen Pfeilen in Abbildung 13-1 dargestellt. Die Superposition der Leistungsflüsse auf der Verbindung L4 von 1600 MW von A nach B und 400 MW von B nach A führt zu einem resultierenden Leistungsfluss von 1200 MW von A nach B auf der Verbindung L4, was dem zulässigen Grenzwert entspricht.

Dieser Leistungswert wird als erste Näherung für die zusätzlich hinzuzufügende Übertragungskapazität zwischen zwei verbundenen Regionen ermittelt und ausgewiesen.

Der Prozess ist iterativ, da, wie bereits erwähnt, Bilanzänderungen in verbundenen Regionen Auswirkungen auch auf andere Regionengrenzen haben und damit auf Leitungen zwischen anderen Regionen möglicherweise Überlastungen hervorrufen, die es vor der Änderung nicht gegeben hat.

Erscheinen nach Simulation aller angenäherten Übertragungskapazitäten für alle Regionengrenzen Differenzen zwischen der maximal auftretenden Auslastung der neuen Übertragungskapazität und ihrer Nennleistung, werden diese als neu auftretende Überlastungen bzw. freie Leistungen zwischen benachbarten Regionen ausgewiesen.

Neue Näherungen zur Anpassung der zusätzlichen Übertragungskapazitäten werden nur dann ermittelt, wenn die Änderung der Regionenbilanzen nach oben oder unten mindestens 100 MW betragen müsste, ansonsten gilt die ausgewiesene zusätzliche Übertragungskapazität als optimiert (Iterationsgrenze). Werden jetzt sukzessive die Leistungen der neu zu schaffenden Übertragungskapazitäten an die Näherungswerte angepasst, erhält man eine bestimmte Anzahl von angepassten erforderlichen Übertragungskapazitäten zwischen verbundenen Regionen unter Vermeidung von Überlastungen und mit minimalen Reserven.

13.1.3 Durchführung des PTDF-Verfahrens für Deutschland

Die regionalen Lastprofile, Austauschleistungen mit dem Ausland und Einspeisungen aus regenerativen Quellen werden zusammen mit dem von EWI ermittelten regionalisierten Kraftwerkseinsatz für das Jahr 2020 mit der Netztopologie des deutschen Übertragungsnetzes für das Jahr 2015 verknüpft, um den notwendigen zusätzlichen Ausbaubedarf im deutschen Transportnetz abschätzen zu können. Zuerst wird für alle neun Varianten jeweils die maximale nicht übertragbare Leistung über die Regionengrenzen ermittelt und dann die mindestens erforderliche Leistung des Zubaunetzes bestimmt.

13.1.3.1 Nicht übertragbare Leistung

Die Tabelle 12-2 zeigt die nicht übertragbare Leistung über die Regionengrenzen des deutschen Transportnetzes im Ausbauzustand des Jahres 2015 mit dem für das Jahr 2020 prognostizierten Übertragungsbedarf.

Zu erkennen ist, dass die nicht übertragbare Leistung in den FLM-Varianten höchstens so hoch ist wie in den Basisvarianten und dass die TAL-Varianten noch einmal geringere nicht übertragbare Leistungen aufweisen. Den Varianten ohne zusätzliche Speicher (000) liegt das selbe energiewirtschaftliche Szenario zugrunde. Die Auswirkungen der Maßnahmen FLM und TAL können hierfür direkt mit der BAS-Variante verglichen werden. Für die anderen sechs Varianten wurden jeweils eränderte energiewirtschaftliche Szenarien verwendet, da die durch Speicher auszugleichende nicht übertragbare Leistung in allen sechs Fällen variiert.

13.1.3.2 Notwendiger Netzausbaubedarf

Das Ergebnis der Anwendung des vorstehend beschriebenen Verfahrens auf die neun Varianten ist in Tabelle 13-3 dargestellt. Dabei stehen die Abkürzungen **BAS** für die Basisvarianten, **FLM** für die FLM-Varianten (Freileitungsmonitoring) und **TAL** für die TAL-Varianten (Hochtemperatur-Beseilung). Die nachfolgenden Zahlen (000, 050 und 100) geben den Anteil der Speicherleistung an der nicht übertragbaren Leistung ohne Netzausbau an.

Tabelle 13-3 : Zusätzlich erforderlicher Übertragungsbedarf zwischen Regionen

Reg. 1	Reg. 2	BAS 000	BAS 050	BAS 100	FLM 000	FLM 050	FLM 100	TAL 000	TAL 050	TAL 100
D21	D82	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D21	D22	3000	2000	1900	2400	2400	1300	1300	1000	300
D81	D82	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D22	D82	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D22	D71	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D22	D23	9600	7500	7100	8000	6500	7000	6900	5900	5500
D23	D24	0	0	600	0	0	0	0	0	0
D23	D71	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D23	D73	6200	4600	3300	5900	5300	5200	1900	1500	600
D23	D81	3100	2300	2500	2300	1800	2000	0	0	0
D24	D73	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D24	D74	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D24	D83	0	0	0	0	1000	100	0	0	0
D81	D83	2500	3200	5600	0	0	700	0	0	0
D81	D84	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D83	D84	200	1000	200	800	1900	1700	0	0	0
D24	D75	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D24	D25	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D25	D83	7300	6800	6600	5900	5200	5200	5300	5500	4200
D25	D26	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D25	D41	7000	6600	6600	6000	5400	5300	5400	5600	4700
D26	D76	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D41	D42	2100	1900	1500	1900	1300	1100	0	0	0
D42	D75	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D42	D76	500	900	1000	600	800	900	0	0	0
D41	D75	3400	3500	2900	3900	4100	3900	0	100	300
D71	D72	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D71	D73	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D72	D73	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D72	D74	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D73	D74	3800	3000	2600	4300	4100	4200	2800	2500	2300
D74	D75	2000	2800	2100	2600	3500	3100	0	0	0

Quelle: ÜNB

Das beschriebene Verfahren führt zu einer eindeutigen und reproduzierbaren Lösung. Allerdings sind bei einer Umsetzung der Ergebnisse in realen Leitungszubau beispielsweise folgende Einschränkungen zu beachten.

- Es wird ein zusätzlich erforderlicher Übertragungsbedarf nur zwischen Regionen ausgewiesen, die im Jahr 2015 bereits direkt miteinander verbunden sind.
- Der Übertragungsbedarf muss nicht zwingend über die dargestellten Verbindungen gedeckt werden, z. B. kann ein Teil der Übertragung von D21 über D22 nach D23 auch direkt durch eine Verbindung von D21 nach D23 realisiert werden. Gleiches gilt für die Verbindung D22 über D23 nach D73, die auch über den Weg von D22 über D71 nach D73 geführt werden kann. Das wurde bewusst nicht betrachtet, weil der Aufwand der Studie damit deutlich gewachsen wäre, ohne dabei grundsätzlich neue Erkenntnisse zu gewinnen.

Es werden die Engpassleistungen über die Regionengrenzen ermittelt (Engpässe innerhalb einer Region werden nicht untersucht). Hierbei handelt es sich also bei den Regionen bildlich gesprochen um große „Kupferplatten“. Um dem Umstand entgegenzusteuern, dass nur minimal kurze Zubau-Verbindungen zwischen diesen Kupferplatten ausgewiesen werden können und um zu erreichen, dass gleichwertig für jede zu untersuchende Technologie des Netzzubaus realistische Größenordnungen ermittelt werden können, wird davon ausgegangen, dass für die Beseitigung eines an den Regionengrenzen bestehenden Engpasses eine Verstärkung bis zum geografischen Mittelpunkt der jeweiligen Regionen erfolgen muss. Dadurch ist die separate Betrachtung eines eigenständigen Zubaunetzes möglich. Wie aus Abbildung 12-1 ersichtlich ist, wird damit ganz Deutschland mit einem zusätzlichen Netz überspannt, das in der Lage sein sollte, diejenigen Leistungsflüsse zu übernehmen, für die das Bestandsnetz keine Übertragungskapazitäten mehr zur Verfügung stellen kann.

In der realen Umsetzung des erforderlichen Netzausbaus ist je nach einzusetzender Übertragungstechnologie sowohl denkbar, dass die erforderliche Verstärkung über den geografischen Mittelpunkt einer Region hinausgehen muss, als auch dass die erforderliche Verstärkung sich auf ein kurzes Leitungsstück im Bereich der Regionengrenze beschränkt.

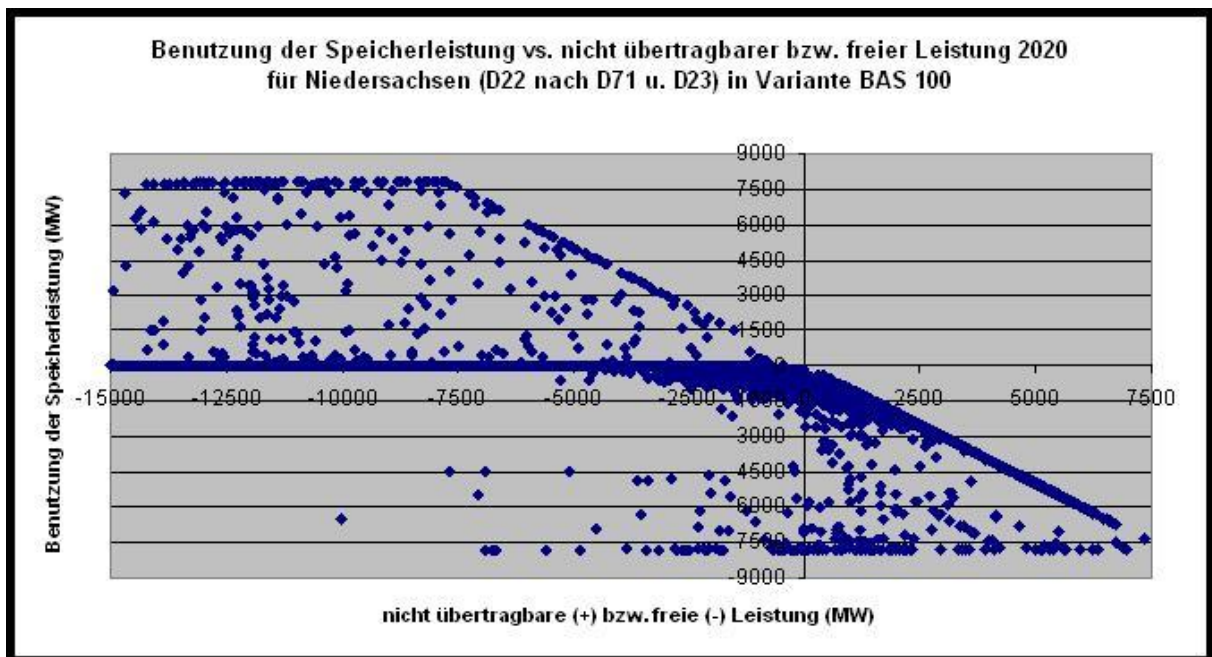
13.1.4 Wirksamkeit von Energiespeichern

Ein Grundgedanke dieser Netzstudie ist, dass durch den gezielten Einsatz von Energiespeichern in Regionen mit temporär hohem Leistungsüberschuss und begrenzten Übertragungskapazitäten der Netzausbau vollständig (100 % Speicher) oder teilweise (50 % Speicher) vermieden werden kann. Beim Vergleich der entsprechenden Werte des zusätzlichen Übertragungsbedarfs ohne und mit Speicher aus Tabelle 13-3 zeigt sich, dass der Effekt bei weitem nicht so hoch ist, wie erwartet. Die Ursache hierfür soll im Folgenden beispielhaft erläutert werden.

Für die Regionengrenzen von D22 nach Süden (D23 und D71) in Niedersachsen wird in eine nicht übertragbare Leistung von 4560 MW und 2795 MW, in Summe also bis zu 7355 MW in der Variante BAS ohne Netzausbau nach 2015 ausgewiesen. Für diesen Wert wurde

der Speicher im Marktmodell dimensioniert und bedarfsgerecht eingesetzt. Im PTDF-Modell wurde die Speicherleistung zu gleichen Teilen in den Regionen D21 und D22 modelliert. In der Basisvariante und dem energiewirtschaftlichen Einsatzszenario mit einer Speicherung von 100 % dieser Leistung ergibt sich ein Speichereinsatz in den Regionen D21 und D22 gemäß Abbildung 13-2. Es zeigt auf der rechten Seite, dass die Einspeicherung elektrischer Energie mindestens in Höhe der nicht übertragbaren Leistung erfolgt und auf der negativen Seite der Ordinate, dass höchstens die Leistung ausgespeichert wird, für die nach vorheriger Berechnung noch Übertragungskapazität im Netz vorhanden ist.

Abbildung 13-2: Speicherleistung und nicht übertragbare Leistung in Variante BAS 100 ohne Netzausbau



Quelle: ÜNB, EWI

Damit müsste der zusätzlich erforderliche Übertragungsbedarf zwischen den Regionen D22 einerseits und den Regionen D23 und D71 andererseits theoretisch um diesen Wert von ca. 7500 MW zurückgehen. Gemäß Tabelle 13-3 wird der zusätzlich erforderliche Übertragungsbedarf von der Region D22 nach Süden von 9600 MW auf 7100 MW, also nur um ein Drittel dieses Wertes reduziert.

Es ist also zu beobachten, dass die Einspeicherung einer Leistung in einer Region nur zum Teil zu einem entlastenden Leistungsfluss führt. Ein wesentlicher Grund liegt darin, dass marktgerechtes Verhalten auch dann unterstellt wird, wenn Energiespeicher in Deutschland eigentlich zum Zwecke der Netzentlastung gebaut werden sollten. Das bedeutet, dass möglicherweise die einzuspeichernde Leistung zum Teil aus Kraftwerken oder Nachbarregionen, die in unmittelbarer räumlicher bzw. elektrischer Nähe zum Energiespeicher liegen, bereitgestellt wird. Ein weiterer Grund liegt darin, dass die Einspeicherung einer Leistung in einer Region gemäß den Verteilungsfaktoren der PTDF-Matrix nur zum Teil zu einem entlastenden Leistungsfluss über die engpassbehaftete Regionengrenze führt.

Zur Verdeutlichung dieser Erkenntnis sollen folgende konkret untersuchten Beispielsituationen dienen:

Diese Beispielsituationen mit jeweils identischen Basisdaten bezüglich Last und Einspeisung zeigen, dass der Einsatz von Speichern zur Netzentlastung beitragen, aber auch in dieser Hinsicht unwirksam sein kann.

In ungünstigen Situationen kann ein Speicher sogar Überlastungen herbeiführen, die ohne Speicher nicht aufgetreten wären.

Links befindet sich die Variante A ohne Einsatz des an Gebiet2 angeschlossenen Speichers. In dieser Variante führt der Leistungsüberschuss in Gebiet2 zu einer Überlastung der Verbindungskanäle zwischen Gebiet2 und Gebiet3 sowie zwischen Gebiet3 und Gebiet4.

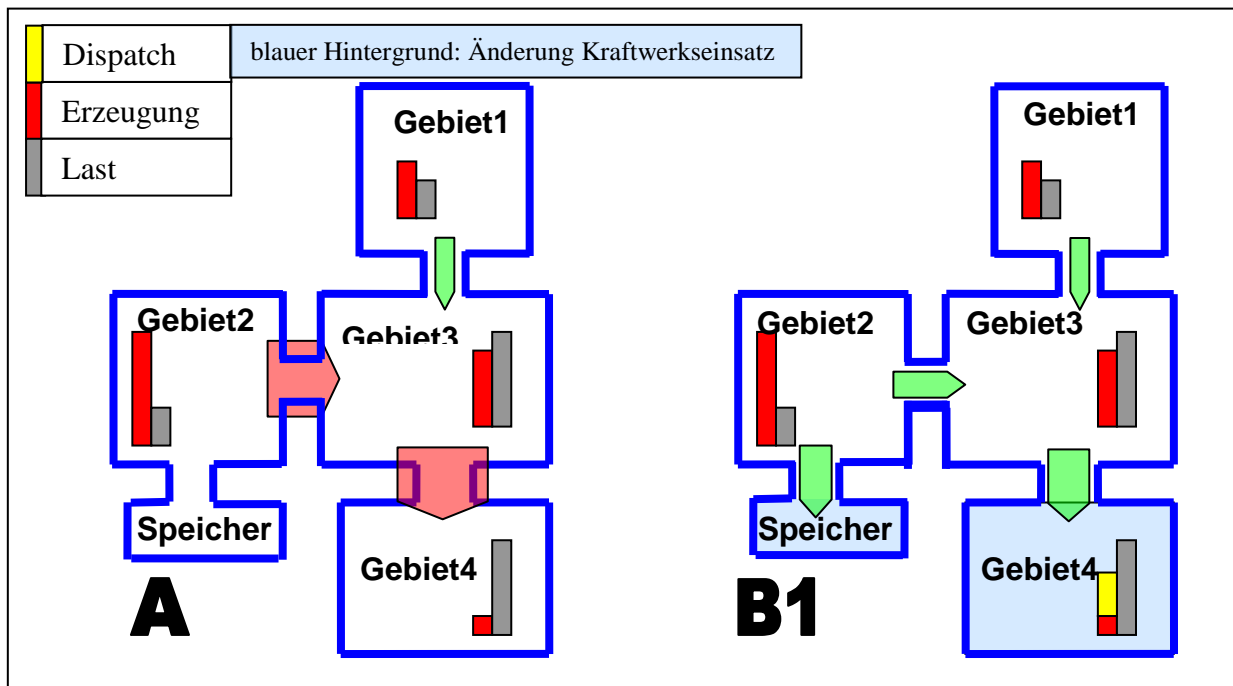
In der rechts dargestellten Variante B1 entspricht die Speicherleistung der aus Gebiet2 in Gebiet3 nicht übertragbaren Leistung. Der durch die Einspeicherung reduzierte Leistungsüberschuss aus Gebiet2 zur Versorgung des Gebiet4 wird zusätzlich in Gebiet4 erzeugt. Nur durch den gezielten Kraftwerkseinsatz in Gebiet4 wird der Übertragungskanal zwischen Gebiet2 und Gebiet3 und auch der Übertragungskanal zwischen Gebiet4 und Gebiet3 wirksam entlastet.

Dazu werden in Abbildung 13-3 schematisch vier Gebieten dargestellt, für die Erzeugung und Last ausgeglichen sind. Die Erzeugung in den vier Regionen wird allerdings variiert. Die Übertragungsfähigkeit zwischen den Gebieten ist durch die Verbindungskanäle, der Übertragungsbedarf durch die Leistungsflusspfeile repräsentiert.

Links befindet sich die **Variante A** ohne Einsatz des an Gebiet2 angeschlossenen Speichers. In dieser Variante führt der Leistungsüberschuss in Gebiet2 zu einer Überlastung der Verbindungskanäle zwischen Gebiet2 und Gebiet3 sowie zwischen Gebiet3 und Gebiet4.

In der rechts dargestellten **Variante B1** entspricht die Speicherleistung der aus Gebiet2 in Gebiet3 nicht übertragbaren Leistung. Der durch die Einspeicherung reduzierte Leistungsüberschuss aus Gebiet2 zur Versorgung des Gebiet4 wird zusätzlich in Gebiet4 erzeugt. Nur durch den gezielten Kraftwerkseinsatz in Gebiet4 wird der Übertragungskanal zwischen Gebiet2 und Gebiet3 und auch der Übertragungskanal zwischen Gebiet4 und Gebiet3 wirksam entlastet.

Abbildung 13-3: Beispiel für eine wirksame Netzentlastung durch Einsatz eines Speichers



Quelle: ÜNB

Ergebnis: In dieser Kombination von Speicher und zugehöriger Erzeugung kann der Netzausbauumfang reduziert werden.

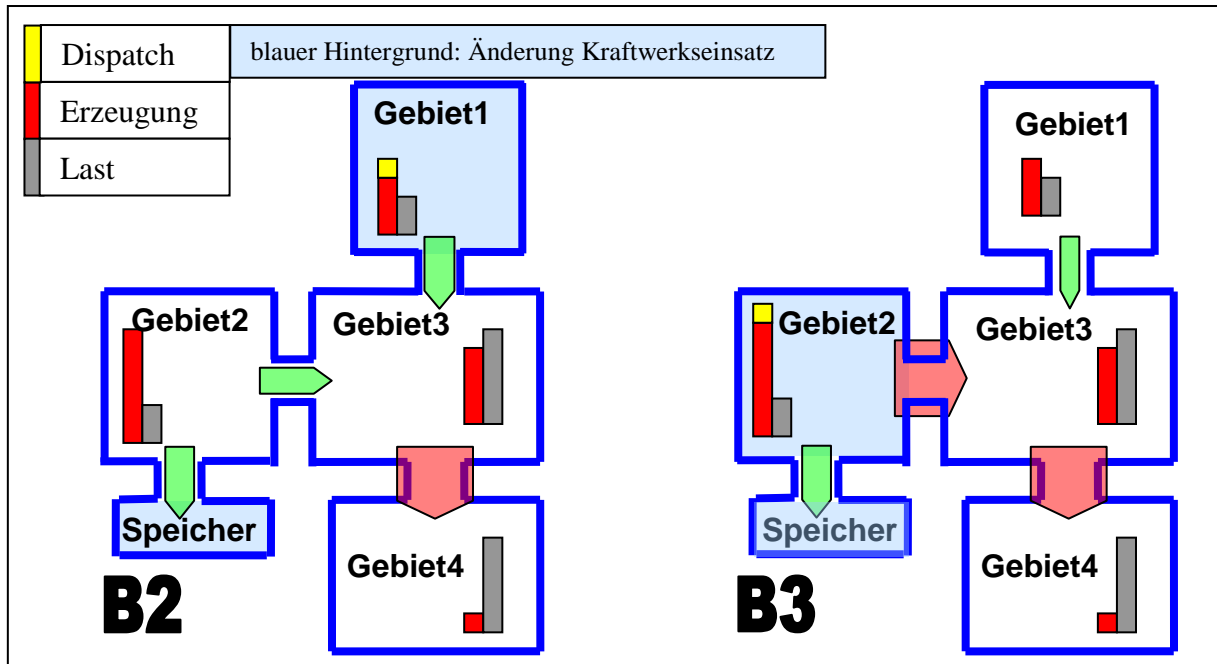
In anderen Kraftwerkseinsatzsituationen können für dasselbe energiewirtschaftliche Szenario und den identischen Netzausbau aber auch nachteilige Effekte auftreten, die in Abbildung 13-4 wieder anhand der vier Gebiete im Folgenden beschrieben werden.

Der an Gebiet2 angeschlossene Speicher nimmt in **Variante B2** immer noch die zwischen Gebiet2 und Gebiet3 nicht übertragbare Leistung auf. Die zur Deckung der zusätzlichen „Last“ des Speichers notwendige Leistung wird jetzt in Gebiet1 bereitgestellt. Die Überlastung zwischen Gebiet2 und Gebiet3 ist nach wie vor durch den Einsatz des Speichers im Gebiet2 beseitigt. Die Übertragungskapazität zwischen Gebiet1 und Gebiet3 ist ausreichend für den zusätzlichen Leistungsfluss durch den erhöhten Kraftwerkseinsatz in Gebiet1. Der Verbindungskanal zwischen Gebiet3 und Gebiet4 bleibt überlastet.

- Ergebnis: In Variante B2 führt der Speichereinsatz nur teilweise zu einer Entlastung des Netzes.

In **Variante B3** wird die zur Deckung der zusätzlichen Last für den Speicher die erforderliche Leistung jetzt in Gebiet2 bereitgestellt. Die vom Speicher aufgenommene Leistung zur Netzentlastung wird direkt in Gebiet2 erzeugt. Damit entspricht die Belastung der Übertragungskanäle in Variante B3 der Ausgangsvariante A.

Ergebnis: Der Speicher ist hinsichtlich einer Netzentlastung unwirksam.

Abbildung 13-4: Beispiele des Speichereinsatzes ohne ausreichende Netzentlastung

Quelle: ÜNB

Die beispielhaft dargestellten Fälle sind konkret in der Studie simuliert.

In allen Varianten besteht ein Leistungsgleichgewicht aus Erzeugung und Last, wobei der Vorgang des Einspeicherns elektrischer Energie der Last zuzurechnen ist. Diese zusätzliche Last muss durch entsprechende höhere Erzeugung ausgeglichen werden. Im vollständig marktbasieren Modell erfolgt die zusätzliche Erzeugung in dem preisgünstigsten verfügbaren Kraftwerk (Merit-Order).

Erkenntnis: Befindet sich dieses Kraftwerk in einem jenseits von Netzengpässen liegenden Gebiet, kann so eine Netzentlastung herbeigeführt werden. Dabei werden tendenziell gleichzeitig Übertragungsverluste im Stromnetz vermieden. Befindet sich das aktuell verfügbare preisgünstigste Kraftwerk z. B. in unmittelbarer Nachbarschaft des Speichers wie in Variante B3, tritt keine Netzentlastung auf.

Im Ergebnis kann festgehalten werden, dass der Einsatz von Speichern dann zur Netzentlastung beiträgt, wenn die zur Einspeicherung benötigte Leistung aus einer bestimmten jenseits des Netzengpasses gelegenen Erzeugungseinheit bezogen wird, die einen entgegengesetzten Leistungsfluss generiert, der sich dem ursprünglichen Fluss entlastend überlagert.

Ein optimaler Speichereinsatz kann deswegen nur gemeinsam von Netz und Markt erfolgen. Der zusätzliche Kraftwerkseinsatz bedingt durch die Speicherung kann so in diesem Modell die Auswirkung einer virtuellen Leitung unter Reduzierung von Netzverlusten abbilden.

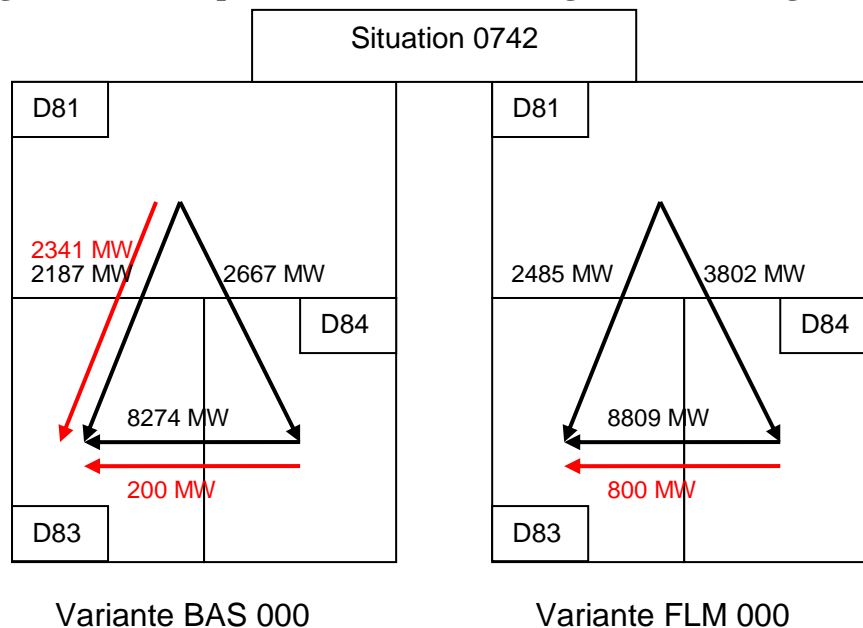
Da in der vorliegenden Studie oftmals ohne Berücksichtigung der Netzbelange das preisgünstigste verfügbare Kraftwerk auf derselben Seite des Netzengpasses wie die Speicher gelegen war und somit kein entgegengesetzter netzentlastender Leistungsfluss generiert wurde, konnte kein nennenswerter Rückgang des zusätzlichen Netzausbaubedarfs durch den Einsatz von Speichern identifiziert werden.

13.1.5 Freileitungsmonitoring (FLM) und TAL-Beseilung

Aus Tabelle 13-3 ist für die Varianten ohne Speicher (000) grundsätzlich ein Rückgang des zusätzlich erforderlichen Übertragungsbedarfs bei höherer Ausnutzung des Bestandsnetzes von 2015 ersichtlich. So ist z. B. die Summe der erforderlichen Übertragungsleistungen in der Variante FLM000 um 6,1 GW geringer als die 50,7 GW in Variante BAS000. Dieser um über 10 % geringere Bedarf an Übertragungsleistung durch FLM ist zusätzlich zu dem Effekt des in Nordwestdeutschland bereits in den BAS-Varianten berücksichtigten Einsatzes von FLM. zu sehen.

Geringfügige Anstiege des Übertragungsbedarfs gibt es beim Übergang von der üblichen Belastbarkeit der Freileitungen hin zum Freileitungsmonitoring (FLM). Für die Regionengrenze D83-D84 (Raum Sachsen-Thüringen) z. B. steigt der zusätzlich erforderliche Übertragungsbedarf von 200 MW auf 800 MW bei Anwendung von FLM. Die Begründung für diesen unerwarteten Effekt soll Abbildung 13-5 liefern.

Abbildung 13-5: Beispiel für Lastflussänderung bei Anwendung von FLM



Quelle: ÜNB

In der Variante BAS 000 muss zusätzliche Übertragungskapazität (roter Pfeil) zwischen den Regionen D81 und D83 geschaffen werden, um Überlastungen des Bestandsnetzes (schwarze Pfeile) zu vermeiden. Ein Teil der Leistung aus Region D81 fließt über die Region D84 und verursacht eine Grenzwertverletzung zwischen den Regionen D84 und D83, die zu 200 MW Zubaubedarf führt. Bei Anwendung des FLM kann die zusätzliche Übertragungskapazität zwischen den Regionen D81 und D83 entfallen. Dafür wird ein Teil der Überschussleistung aus Region D81 über westliche Regionen und ein um 1135 MW höherer Anteil über die Region D84 zur Region D83 geführt. Hierdurch entsteht zwischen den Regionen D83 und D84 ein erhöhter Zubaubedarf, während an anderer Stelle Zubau entfallen kann.

Die vorgenannten Effekte der durch Einsatz von Speichern veränderten Leistungsflüsse und der Lastverlagerung bei Ermöglichung einer höheren Ausnutzung des Bestandsnetzes führen dazu, dass in Einzelfällen mehr Übertragungskapazität benötigt wird, obwohl die Belastbarkeit des Netzes insgesamt gesteigert wird. Beim FLM ist zusätzlich zu beachten, dass eine höhere Belastbarkeit nur in Situationen mit hoher Leistungsbereitstellung aus Windenergieanlagen gegeben ist (Witterungsabhängigkeit des FLM).

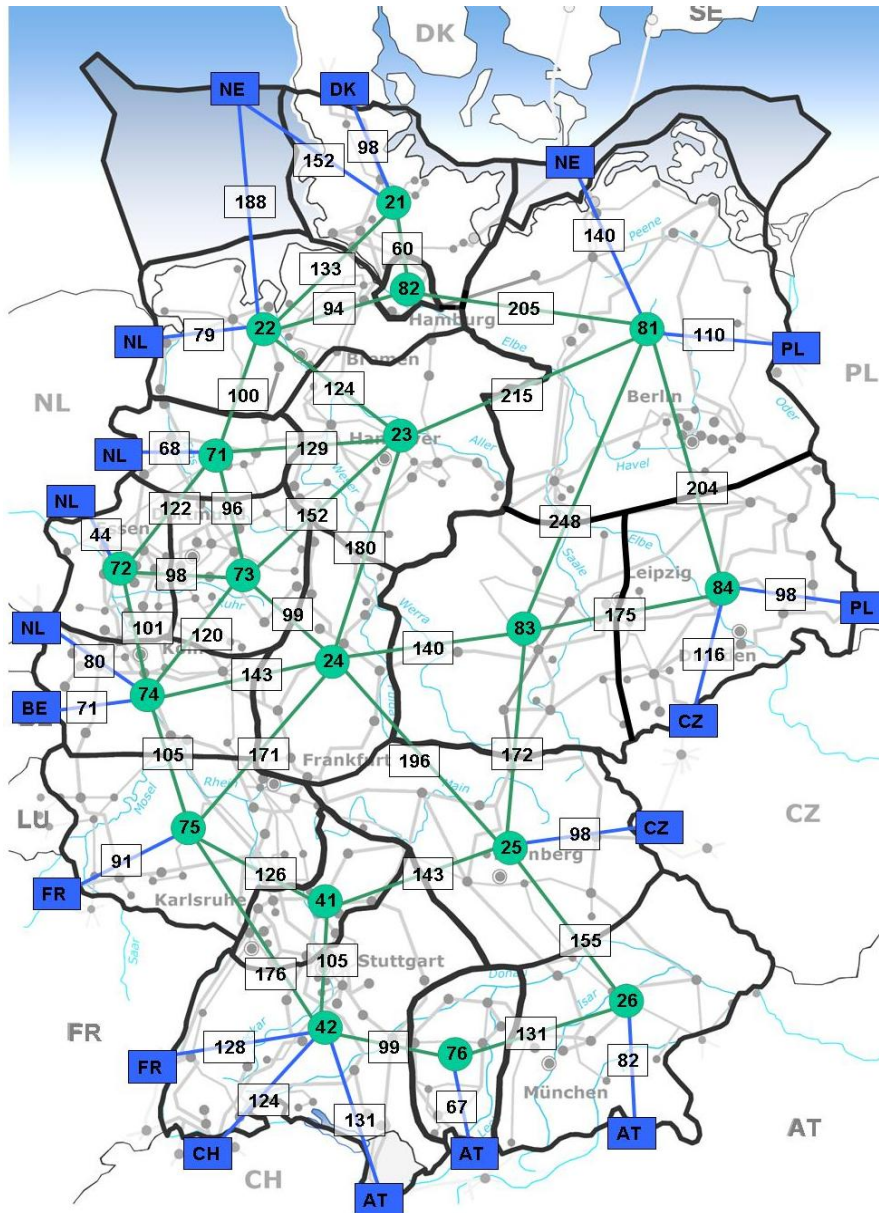
13.2 Vorgehensweise bei der Bestimmung des Zubaubedarfs an Trassen- bzw. Stromkreislängen

Das PTDF-Modell basiert auf Leistungsbilanzen der Regionen und einer Beschreibung des Ausgleichs dieser Leistungen über die vorhandenen Übertragungswege. Wie in Abbildung 13-1 dargestellt, führen Änderungen der Leistungsbilanzen in den Regionen zu Änderungen der Leistungsflüsse über die Regionengrenzen.

Die Anwendbarkeit des PTDF-Modells zur Modellierung von Leitungen ergibt sich aus folgender Überlegung. Die in Abbildung 13-1 dargestellte Leistungsentnahme in Knoten A und die zeitgleiche Einspeisung in Knoten B kann technisch durch eine regelbare Gleichstromverbindung mit entsprechender Übertragungskapazität realisiert werden. Die PTDF-Matrix und damit die Leistungsverteilung im Bestandsnetz werden dadurch nicht beeinflusst. Ersetzt man die regelbare Gleichstromverbindung durch eine unregelmäßige Drehstromverbindung, ist anzunehmen, dass die PTDF-Matrix verändert wird und diese neu ermittelt werden müsste. Überträgt die Drehstromleitung aber genau die Leistung, die als Bilanzänderung erforderlich ist bzw. über die Gleichstromverbindung übertragen werden muss, wird ebenfalls der Leistungsfluss im Bestandsnetz nicht verändert. In diesem Fall kann die PTDF-Matrix des Bestandsnetzes unabhängig vom Zubaunetz betrachtet werden. Im Folgenden werden daher nur Drehstromleitungen modelliert, die durch geeignete Anpassung ihrer Impedanz (z. B. mittels Serienkompensation) die Eigenschaft haben, genau die erforderliche Leistung zu übertragen, um das Bestandsnetz wirksam zu entlasten. Gleichzeitig erreicht man damit eine gleichzeitige maximale Ausnutzung des Bestands- und des Zubaunetzes.

In Kapitel 13.1.2 wird der erforderliche Übertragungsbedarf zwischen verbundenen Regionen als Leistungswert ohne Längenangabe ermittelt. Es muss die Umsetzung dieser Ergebnisse in Übertragungskanäle mit einer definierten Anzahl von Stromkreisen und Länge erfolgen. Hierfür werden zuerst die Koordinaten der geografischen Mittelpunkte der deutschen Regionen festgelegt und dann die Luftlinienentfernungen der Mittelpunkte verbundener Regionen berechnet. Zur Berücksichtigung der Verbindungen zu den Nachbarnetzen werden die Entfernungen zwischen den Grenzübergängen der Kuppelleitungen und den Mittelpunkten der zugehörigen Regionen bestimmt. Damit ergibt sich ein Modellnetz mit 18 deutschen Knoten und 18 internationalen Kuppelknoten gemäß Abbildung 13-6.

Abbildung 13-6: Knotenmodell mit Luftlinienentfernungen (Angabe in Kilometer)

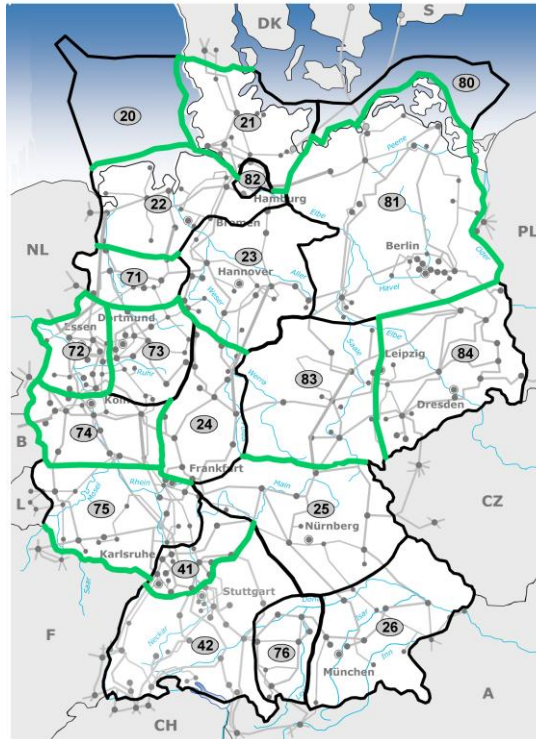


Quelle: bdew, ÜNB

13.2.1 Modellierung des Bestandsnetzes

Es besteht die Erwartung, dass das heute bestehende Netz im Zeitraum bis 2015 im erforderlichen Umfang erweitert werden kann. Entsprechend dieser Planungen wird die 380-kV-Stromkreislänge von derzeit ca. 20000 km bis zum Jahr 2015 um ca. 3000 km Stromkreise vergrößert. Die Regionengrenzen, bei denen diese Netzerweiterungsmaßnahmen eine Erhöhung der Übertragungsfähigkeit bewirken, sind in Abbildung 13-7 grün markiert.

Abbildung 13-7: Regionengrenzen mit einer erwarteten Erhöhung der Übertragungsfähigkeit bis 2015



Quelle: ÜNB

Das reale, seitens der ÜNB geplante Übertragungsnetz des Jahres 2015 (siehe auch Kapitel 15.5.1 Netzmodell) wird in ein stark vereinfachtes Modellnetz gemäß Abbildung 13-6 überführt. Die Verbindungen über die Regionengrenzen mit ihren zugehörigen Nennspannungen und Übertragungsfähigkeiten werden zusammengefasst und fiktiv zu den Mittelpunkten der verbundenen Regionen verlängert. Damit ergeben sich Transportkanäle mit Übertragungskapazitäten, Längen, Impedanzen und Betriebskapazitäten. Die Längen dieses Bestandsnetzes für das Jahr 2015 ergeben sich aus der Luftlinienentfernung von Abbildung 13-6 und einem pauschalen Umwegfaktor von 1,2. Dieser Faktor berücksichtigt, dass innerhalb der Regionen das Netz dichter vermascht ist und damit eine geringere Impedanz als eine Direktverbindung hat, für die ein Umwegfaktor von 1,3 (Erfahrungswert der ÜNB) zum Ansatz kommt.

13.2.2 Modellierung des Zubaunetzes für Basisvarianten

Das Zubaunetz hat die Aufgabe, Überlastungen im Bestandsnetz für alle Übertragungsaufgaben einer Variante zu vermeiden. Es muss in der Leistungsfähigkeit an die aus dem Marktmodell resultierende Transportaufgabe und in der Impedanz an die Eigenschaften des Bestandsnetzes angepasst werden, wenn der Leistungsfluss sich rein nach den Kirchhoffschen Gesetzen verteilt und nicht steuerbar ist. Durch diese Impedanzanpassung ist sichergestellt, dass das PTFD-Modell anwendbar ist.

13.2.2.1 Technische Lösung

In Kapitel 10 wurde für alle vier Übertragungsaufgaben von 1000 MW und 4000 MW über 100 km und 400 km Länge als optimale Lösung die 400-kV-Drehstrom-Freileitung identifiziert. Unter Berücksichtigung der Energieverluste ist die für 4000 A geeignete Viererbündelfreileitung bei Kosten von 60 € je MWh bei den mittleren Erwartungswerten für die Verluste die wirtschaftlich günstigste Ausführung. Daher und um die Vorteile der Standardisierung nutzen zu können, wird diese Beseilung unter Nutzung eines Gestänges für zwei Systeme (Doppelleitung) für alle Übertragungsaufgaben und alle Varianten für die Auslegung des Zubaunetzes zwischen 2015 und 2020 herangezogen.

13.2.2.2 Stromtragfähigkeit

Die bestehenden Freileitungen sind in der Regel für thermisch zulässige Ströme bis zu 2720 A/Stromkreis ausgelegt. Schaltgeräte, Trenner und Wandler sind bis zu 4000 A Stromtragfähigkeit verfügbar. Parallel betriebene Stromkreise in einem vermascht betriebenen Drehstromnetz dürfen aus Gründen der (n-1)-Sicherheit nicht mit zu großen Unterschieden in der Stromtragfähigkeit betrieben werden. Zurzeit ist eine Stromtragfähigkeit von Betriebsmitteln im 380-kV-Netz von bis zu 4000 A ausreichend. Um nicht auf die Entwicklung leistungsfähigerer Betriebsmittel angewiesen zu sein, wird die maximale Stromtragfähigkeit für Stromkreise im Zubaunetz auf 4000 A festgesetzt. Dies entspricht einer Scheinleistung von 2630 MVA/Stromkreis bei 380 kV. Zur pauschalen Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit beträgt die nutzbare Übertragungskapazität in diesem Modellnetz mit langen Leitungen und mehreren parallelen Stromkreisen ca. 70 % oder 1840 MVA/Stromkreis.

13.2.2.3 Wirkleistung und Scheinleistung

Eine weiträumige Übertragung von Blindleistung im hoch ausgelasteten Drehstromnetz führt zu hohen Spannungsunterschieden zwischen den verbundenen Knoten. Bei einem hier beschriebenen 380-kV-Stromkreis mit einer 70-Prozent-Auslastung im Normalbetrieb von bis zu 2800 A, einer Reaktanz von ca. 50 Ohm über 200 km Länge und einer Ladeleistung von ca. 150 Mvar beträgt der induktive Blindleistungsbedarf näherungsweise 1000 Mvar. Die einseitige Einspeisung dieser Blindleistung würde im Rahmen einer Überschlagsrechnung einen

Spannungsfall von $\frac{1000 \text{ MVA}}{380 \text{ kV} \times \sqrt{3}} \times 50 \text{ Ohm} = 76 \text{ kV}$ bewirken. Das zulässige Spannungsband

an den Knoten des 380-kV-Netzes beträgt 380 kV bis 420 kV. Dieses lässt sich auf die Netzknoten bezogen nur einhalten, wenn die von einem langen hoch ausgelasteten Stromkreis im Drehstromnetz benötigte Blindleistung beidseitig eingespeist wird. Erfolgt die Bereitstellung von Blindleistung bevorzugt dem Wirkleistungstransport entgegen gerichtet, kann der Spannungsbetrag auf beiden Seiten der Leitung gleich hoch werden.

Die Einspeisung von 500 Mvar von einer Seite des 380-kV-Stromkreises benötigt einen Blindstrom von ca. 760 A. Der gleichzeitig übertragbare Wirkstrombetrag ergibt sich zu $\sqrt{(2800 \text{ A})^2 - (760 \text{ A})^2} = 2700 \text{ A}$ / Stromkreis. Damit wären ca. 4 % der thermisch zulässigen Übertragungskapazität durch den Blindleistungstransport belegt. Sinnvollerweise würde ein großer Teil der Stromkreise des AC-Zubaunetzes an geeigneten Standorten mit dem Be-

standsnetz verknüpft werden und könnte dort auch mit Kompensationsanlagen verbunden werden. Zudem sollte sich die Betriebsspannung nicht am unteren Ende des zulässigen Spannungsbandes befinden, da auch im (n-1)-Fall das Spannungsband nicht verletzt werden darf. Die zulässige Ausnutzung der AC-Zubaustromkreise im ungestörten Betriebsfall wird daher auf 1840 MW/Stromkreis festgelegt. Die bauliche Ausführung erfolgt mittels Doppelleitungen, um die Anzahl der benötigten Trassen gering zu halten und bei Bedarf für einzelne Stromkreise eine einfache Erweiterungsmöglichkeit durch Auflegen eines zweiten Stromkreises zu einem späteren Zeitpunkt zu haben.

13.2.2.4 Anzahl Stromkreise

Die benötigte Anzahl an Stromkreisen für die Transportkanäle ergibt sich aus dem erforderlichen Übertragungsbedarf der Tabelle 13-3. Um den Zubau eines Stromkreises für einen extrem geringen Übertragungsbedarf auszuschließen, beträgt der Schwellwert, ab dem ein zusätzlicher Stromkreis modelliert wird, 125 MW. Dies entspricht etwa 10 % der (n-1)-sicheren Übertragungskapazität eines heutigen Standardstromkreises (4x265/35 AlSt).

Die Länge der Stromkreise des Zubaunetzes wird einheitlich mit dem Umwegfaktor 1,3 aus der Luftlinienentfernung von Abbildung 13-6 bestimmt.

13.2.2.5 Impedanzanpassung

Im Kapitel 14 wird als Nebenbedingung für die Anzahl der benötigten Stromkreise und die Notwendigkeit einer Serienkompensation ein als zulässig erachteter Spannungswinkel zwischen den verbundenen Knoten herangezogen. Mittels des PTDF-Modells besteht die Möglichkeit, die erforderliche Impedanz des Zubaunetzes aus der Belastung des Bestandsnetzes und der erforderlichen Übertragungskapazität des Zubaunetzes für jeden Transportkanal einzeln herzuleiten.

Dabei werden nach Feststellung der benötigten Anzahl von Stromkreisen zur Leistungsübertragung im Zubaunetz die Impedanzen und Übertragungsleistungen von Bestandsnetz und Zubaunetz für jeden Übertragungskanal gemäß Gleichung 13-2 in Relation gesetzt.

Gleichung 13-2: Bestimmung der Reaktanz für das Zubaunetz (380-kV-Drehstrom)

$$\frac{\text{Übertragungsfähigkeit des Bestandsnetzes}}{\text{Übertragungsfähigkeit des Zubaunetzes}} \times \text{Reaktanz des Bestandsnetzes} = \text{Reaktanz des Zubaunetzes}$$

Ist die Reaktanz des Zubaunetzes höher als erforderlich, könnte das Bestandsnetz nicht ausreichend entlastet werden. Im ersten Schritt wird überprüft, ob die Anzahl der Stromkreise im Übertragungskanal ungerade oder gerade ist. Bei einer ungeraden Anzahl wird ein zweiter Stromkreis auf die einfach belegte Doppelleitung aufgelegt. Dadurch verringern sich die Wirk- und Blindverluste bei minimalen Zuwachskosten und ohne zusätzlichen Platzbedarf. Reicht die Impedanz dann noch nicht aus, wird für jeden Stromkreis des Übertragungskanals eine Serienkompensation in Höhe von bis zu 40 % der Reaktanz eines Stromkreises eingefügt. In einzelnen Fällen ist auch dies nicht ganz ausreichend. Dann wird der Einsatz anderer Lastfluss steuernder Elemente wie z. B. Querregler (PST) angesetzt, um die nicht übertragbare Leistung vom Bestandsnetz auf das nicht adäquat ausgelastete Zubaunetz zu verlagern.

13.3 Zubaunetz für alle Varianten

Das vorstehend beschriebene Verfahren führt zu einem Zubaubedarf an Stromkreisen über die Regionengrenzen gemäß Tabelle 13-4. Die Anzahl der Stromkreise in den Varianten gibt nur einen begrenzten Hinweis auf die Vorteilhaftigkeit der einen oder anderen Variante, da die Stromkreise unterschiedliche Längen haben.

Tabelle 13-4: Zubaubedarf für 380-kV-Stromkreise über Regionengrenzen

Anzahl Stromkreise	BAS 000	BAS 050	BAS 100	FLM 000	FLM 050	FLM 100	TAL 000	TAL 050	TAL 100
D21-D22	2	2	2	2	2	1	1	1	1
D22-D23	6	6	4	6	4	4	4	4	4
D23-D24			1						
D23-D73	4	4	2	4	4	4	2	1	1
D23-D81	2	2	2	2	2	2			
D24-D83					1				
D81-D83	2	2	4			1			
D83-D84	1	1	1	1	2	2			
D25-D83	4	4	4	4	4	4	4	4	3
D25-D41	4	4	4	4	4	4	4	4	4
D41-D42	2	2	2	2	2	1			
D42-D76	1	1	1	1	1	1			
D41-D75	2	2	2	4	4	4			1
D73-D74	3	2	2	4	4	4	2	2	2
D74-D75	2	2	2	2	2	2			
Summe	35	34	33	36	36	34	17	16	16

Quelle: ÜNB

In Tabelle 13-4 haben alle Varianten ohne Speicher (000) den identischen Kraftwerkseinsatz und Austausch mit dem Ausland, sie können daher direkt miteinander verglichen werden. Die übrigen sechs Varianten mit Einsatz von Speichern haben jeweils andere Kraftwerkseinsätze und sind daher nur bedingt miteinander vergleichbar.

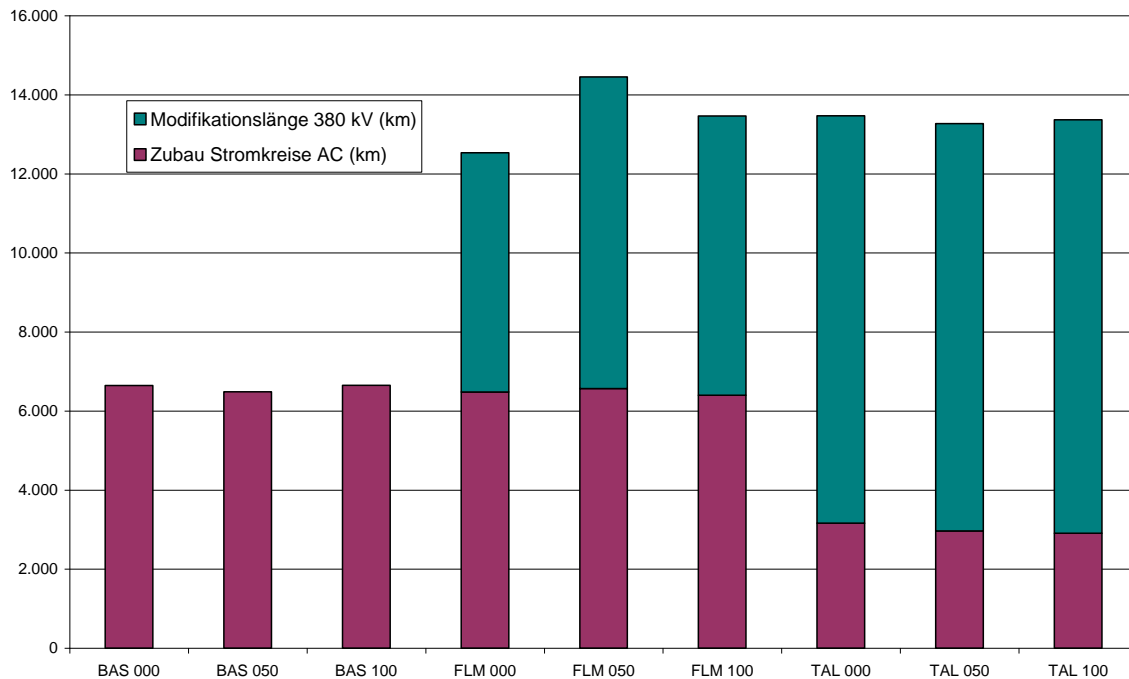
Auffällig ist, dass die Anzahl der zusätzlich benötigten Stromkreise in den TAL-Varianten deutlich zurückgeht. Unberücksichtigt bleibt allerdings der nicht unerhebliche finanzielle, zeitliche und betriebliche Aufwand zur Umrüstung des Bestandsnetzes.

Der Einsatz von FLM über das im Nordseeküstenbereich (D21-D22 und D22-D23) bereits praktizierte Maß hinaus, führt bei dieser Untersuchung nur zu einer geringen Reduzierung des Zubaubedarfs, obwohl in Tabelle 13-3 mehrere hundert Megawatt weniger Übertragungsbedarf ausgewiesen werden. Ursächlich hierfür ist, dass die Leistungsstufe beim Zubau von Stromkreisen mit 1840 MW oftmals deutlich größer ist als der Gewinn an Übertragungsfähigkeit durch zusätzlich mögliches FLM.

Der Einsatz von Speichern führt in fast allen Varianten nicht zur Reduzierung des Netzzubaubedarfs, obwohl die Speicherbewirtschaftung sich streng an den nicht übertragbaren Leistungen in den Varianten ohne Speicher orientiert. Die Hauptursache liegt darin, dass ein großer Teil der zu Zeiten von Netzengpässen eingespeicherten Leistung in den Regionen D21, D22 und D83 insbesondere aus nordosteuropäischen Ausland bezogen wird, die sich nordöstlich der Netzengpässe befinden.

Die in Abbildung 13-8 dargestellten Stromkreislängen betreffen den Zubau von Stromkreisen auf Drehstromfreileitungen und die Modifikationen im Bestandsnetz.

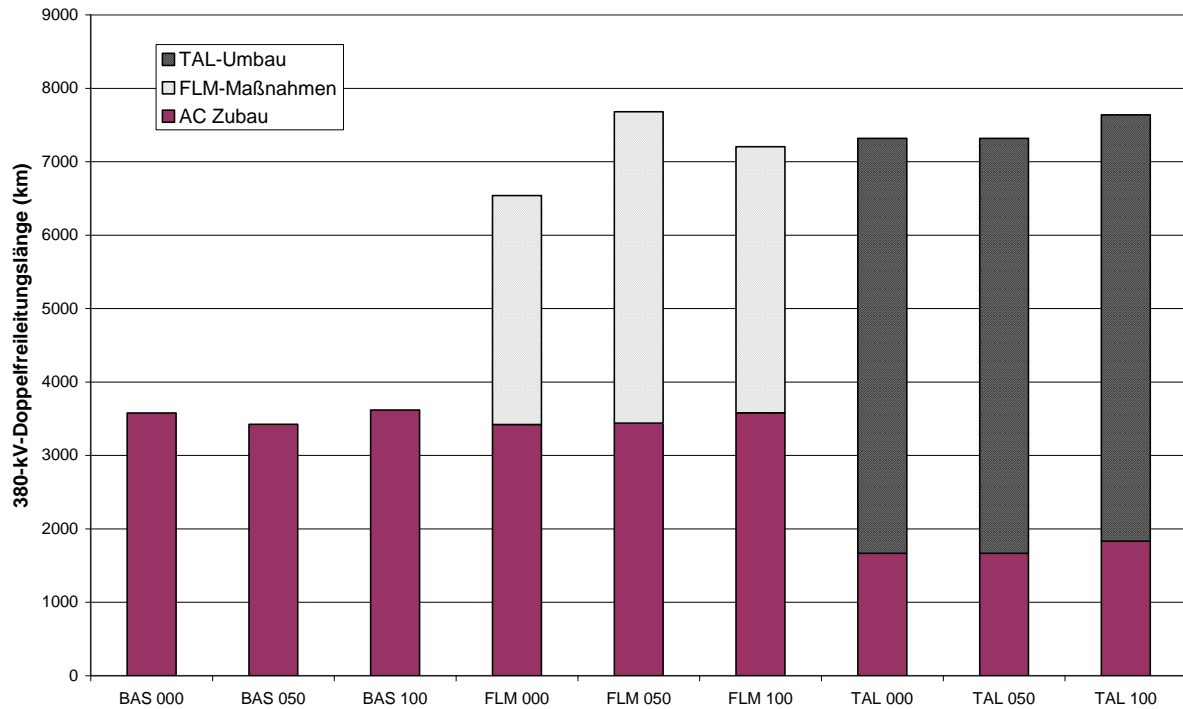
Abbildung 13-8: Veränderungen am 380-kV-Bestandsnetz und Zubau von AC-Stromkreisen



Quelle: ÜNB

In Abbildung 13-9 wurden die ermittelten Trassenlängen dargestellt, dabei wurde unterstellt, dass im Regelfall zwei Stromkreise auf einer Trasse verlaufen. Weiter sind die Längen von Leitungen im Bestandsnetz ausgewiesen, auf denen zusätzliche Maßnahmen vorgenommen werden müssen. Die Benutzung der vorhandenen Trassen wird dabei unterstellt.

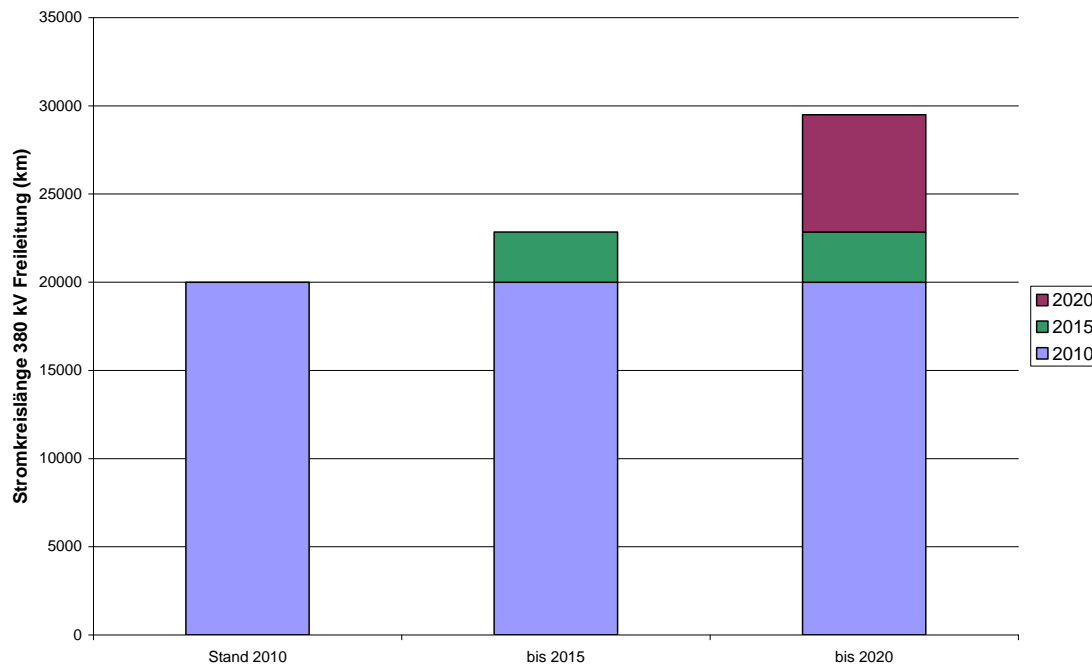
Abbildung 13-9: Trassenlängen (380-kV-Doppelfreileitung) für AC-Zubaunetz und Modifikationen am Bestandsnetz



Quelle: ÜNB

Einen Überblick über die erwartete Entwicklung der Stromkreislänge im deutschen 380-kV-Netz vom heutigen Stand bis zum Zieljahr 2020 bietet Abbildung 13-10. Von heutigen ca. 20000 km Stromkreislänge ausgehend, müssen bis zum Jahr 2015 ca. 3000 km zugebaut, zubeseilt oder aus dem 220-kV-Netz übernommen werden, um die bis dahin erwartete Transportaufgabe bewältigen zu können. In den folgenden fünf Jahren steigt der Bedarf an neuen 380-kV-Trassen um ca 3600 km (Stromkreislänge: 6600km). Diese nichtlineare Entwicklung spiegelt die Tatsache wider, dass die Übertragungsentfernungen mit zunehmender Einspeisung erneuerbarer Energien immer weiter zunehmen.

Abbildung 13-10: Erwartete Entwicklung der 380-kV-Stromkreislänge in Deutschland für Variante BAS

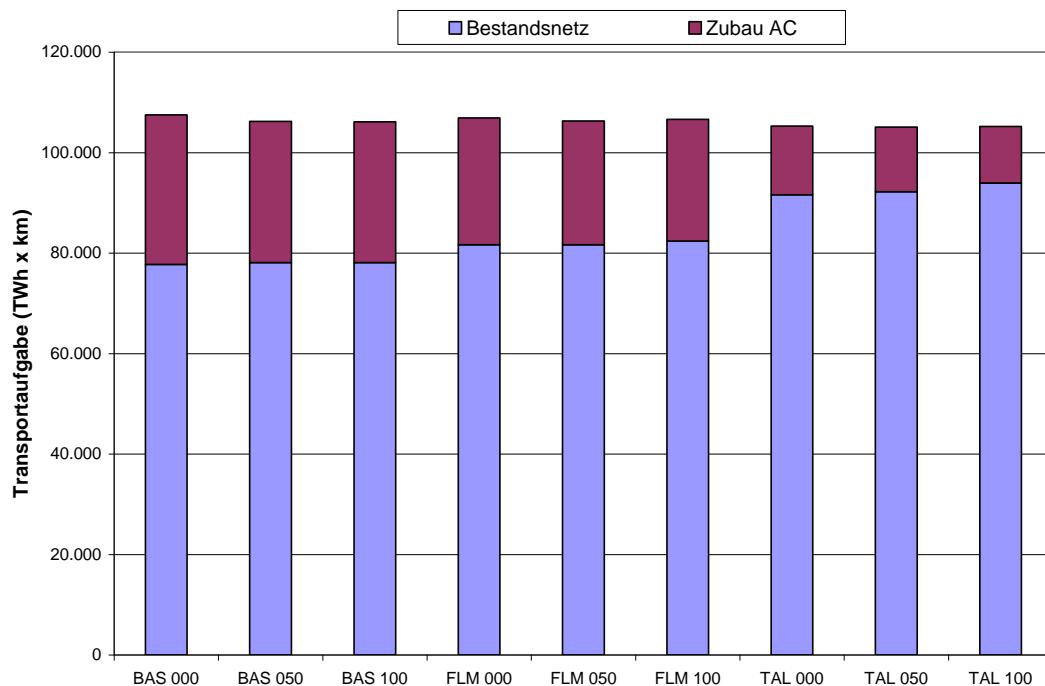


Quelle: ÜNB

Die deutschen ÜNB haben nach dem hier betrachteten Ausgangszeitpunkt der Untersuchungen, dem Jahr 2015, für das Basisnetz bereits weitere umfangreiche Netzausbaumaßnahmen geplant. Diese konnten jedoch aufgrund der über das Jahr 2015 hinaus prognostizierten und teilweise verzögerten Fertigstellungstermine in den hier durchgeführten Untersuchungen nicht berücksichtigt werden. Ein Teil dieser Netzausbaumaßnahmen ist im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) beschrieben und erfährt insbesondere zur Integration der erneuerbaren Energien daher eine besondere Notwendigkeit. Hierzu zählen insbesondere die Netzerweiterungsmaßnahmen gemäß § 1 Abs. 1 EnLAG mit den in der Anlage des Gesetzes beigefügten Vorhaben Nr. 14, 16, 18, 19, 22, 23 und 24. Ein Anteil der in dieser Netzstudie ermittelten Regionengrenzen überschreitenden Netzausbaumaßnahmen könnte mit den seitens der deutschen ÜNB nach 2015 geplanten Netzausbaumaßnahmen sowie die v. g. Vorhaben gemäß EnLAG realisiert werden.

13.3.1 Transportaufgabe

Mit dem vorstehend beschriebenen Modell ist es möglich, die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes zu ermitteln, indem für jede der 8760 Stunden die Übertragungsleistungen mit den Längen der Transportkorridore multipliziert werden. In Summe ergibt sich eine überregionale Transportaufgabe, die unabhängig von der Anzahl paralleler Stromkreise zwischen den Regionen ist. Die Transportaufgabe innerhalb der Regionen wird nur teilweise erfasst. Dies gilt besonders, wenn man aus der Jahrestransportaufgabe und der Summe von Ein- und Auspeisungen die Transportentfernung bestimmen wollte. In Abbildung 13-11 ist dargestellt, wie sich die Transportaufgabe in den Varianten auf das Bestandsnetz und das Zubaunetz verteilt.

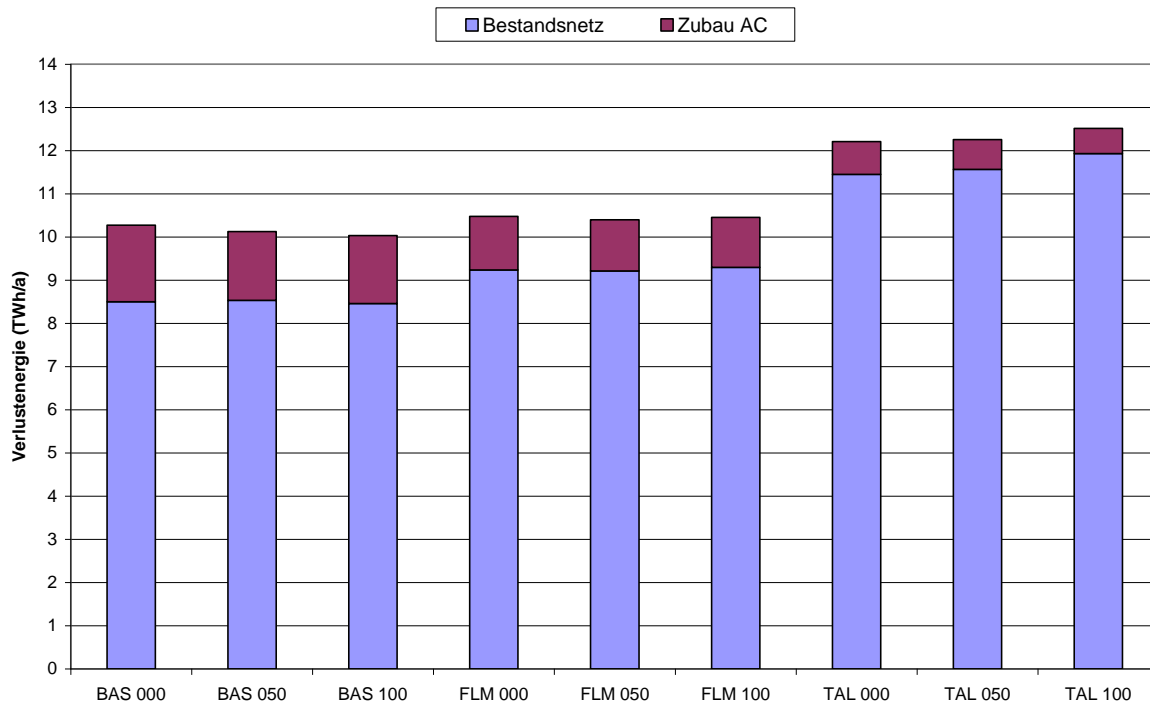
Abbildung 13-11: Überregionale Transportaufgabe des Übertragungsnetzes 2020

Quelle: ÜNB

Die Transportaufgabe bleibt über alle Varianten in etwa gleich und wird durch den Einsatz von Speichern kaum beeinflusst. Der wesentliche Unterschied zeigt sich bei der Verteilung auf das Bestands- und das Zubaunetz in den netztechnischen Varianten. So kann das Bestandsnetz bei Nutzung von FLM zeitweise mehr Energie übertragen als in den Basisvarianten. Das Zubaunetz hat dann eine geringfügig geringere Übertragungsaufgabe. Bei Einsatz von TAL ist der Umfang des Zubaunetzes deutlich geringer als in den anderen Varianten, dementsprechend übernimmt es eine deutlich geringere Übertragungsaufgabe während über das Bestandsnetz wesentlich mehr Energie über die gleichen Übertragungstrecken als in den Basisvarianten übertragen werden muss.

13.3.2 Verlustenergiebedarf des Übertragungsnetzes

Die unterschiedliche Verteilung der Übertragungsaufgabe auf das Bestandsnetz und das Zubaunetz in den Varianten gemäß Abbildung 13-11 muss Konsequenzen auf die Netzverluste haben. Wie in Abbildung 13-12 dargestellt, zeigen sich keine wesentlichen Unterschiede im Bedarf an Verlustenergie zwischen den Varianten mit und ohne Speicher. Über die verschiedenen Speichervarianten ist erkennbar, dass die Technologievarianten FLM gegenüber BAS und die Varianten TAL gegenüber FLM erhöhte Netzverluste aufweisen. Besonders ausgeprägt ist der zusätzliche Bedarf an Verlustenergie von ca. 20 % (2 TWh pro Jahr) in den Varianten mit Hochtemperaturbeseilung (TAL) gegenüber den BAS-Varianten. Durch den Einsatz des FLM im Bestandsnetz besteht hier ein geringfügig erhöhter Bedarf an Leistung zur Deckung der Netzverluste, während das Zubaunetz bei ähnlicher Dimensionierung wie in den BAS-Varianten geringere Netzverluste aufweist.

Abbildung 13-12: Verlustenergiebedarf des überregionalen Übertragungsnetzes im Jahr 2020

Quelle: ÜNB

Da alle Varianten mit Speicherung unterschiedliche Kraftwerkseinsätze im In- und Ausland aufweisen, variieren die Verlustenergiemengen geringfügig, ohne dass daraus weitere Schlüsse ableitbar sind.

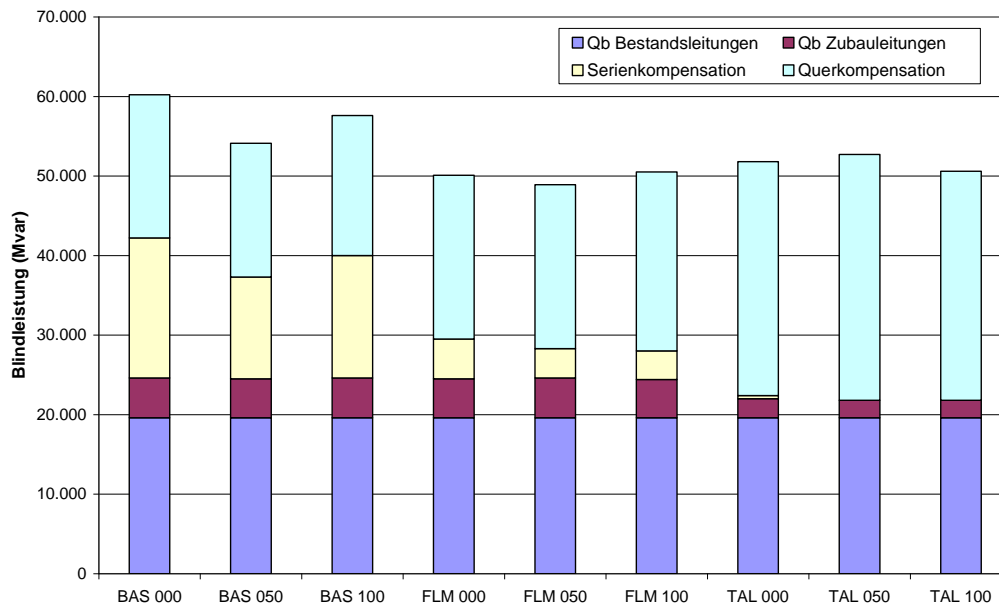
13.3.3 Bereitstellung von Blindleistung

Die hohe Netzauslastung des Bestandsnetzes mit thermischem Nennstrom und des Zubaunetzes mit bis zu 4000 A/Stromkreis liegt weit über der in den letzten Jahrzehnten angestrebten natürlichen Belastung von ca. 600-700 MW/Stromkreis, bei der der durch den Energietransport im 380-kV-Netz entstehende Blindleistungsbedarf weitgehend durch die Ladeleistung der 380-kV-Freileitungen gedeckt wurde. Die Auslastung von bis zu 1840 MW/Stromkreis im ungestörten Netz bewirkt einen Blindleistungsbedarf des 9-fachen der natürlichen Leistung, also ca. 600 Mvar je 100 km Stromkreislänge. Im (n-1)-Fall steigt dieser Wert weiter an. Bei über 6000 km Stromkreislänge könnte der Blindleistungsbedarf damit theoretisch um bis zu 36000 Mvar ansteigen.

Wie Abbildung 13-13 zeigt, liegt die erforderliche Blindleistung aus Serien- und Querkompensation in etwa in dieser Größenordnung. Allerdings werden nicht alle Stromkreise gleichzeitig mit den hohen Strömen belastet, so dass die regional verteilten Blindleistungskompensationsanlagen nicht die volle Leistung für alle angeschlossenen Stromkreise bereitstellen müssen. Dies ist ersichtlich für die FLM-Varianten, in denen deutlich weniger Serienkompensation als in den BAS-Varianten zum Einsatz kommen muss und per Saldo 25000 Mvar Blindleistungskompensation erforderlich sind.

Könnte die Belastbarkeit des Bestandsnetzes durch Hochtemperaturseile ohne unzulässige Auswirkungen auf unterlagerte Netze, die Selektivität des Schutzes und die Systemdynamik deutlich erhöht werden, bedürfte es im Zubaunetz kaum noch der Serienkompensation. Durch die erhöhten Ströme entsteht jedoch ein erhöhter Bedarf an Querkompensation in Form von MSC (Mechanical switched capacitor) oder SVC (Static var compensator). Möglich wäre auch der Einsatz von Statcoms (Static Synchronous Compensator).

Abbildung 13-13: Bereitstellung von Blindleistung im Netzausbauzustand 2020



Quelle: ÜNB

Der in Abbildung 13-13 dargestellte Blindleistungsanteil des Zubaunetzes ist im Fall hoher Netzbelastung aus stationärer Sicht positiv, bedeutet aber auch einen zusätzlichen Investitionsbedarf für Kompensationsspulen, um bei geringerer Netzbelastung das zulässige Spannungsniveau einhalten zu können (Kompensation der vom Zubaunetz generierten kapazitiven Blindleistung).

Auffällig ist der höhere Anteil der Serienkompensation an der Blindleistungsbereitstellung in den BAS-Varianten gegenüber den FLM-Varianten. Ursache hierfür ist, dass durch die höhere Belastbarkeit der Stromkreise des Bestandsnetzes in den FLM-Varianten das Zubaunetz eine höhere Impedanz haben darf, ohne dass das Bestandsnetz überlastet wird. Die Serienkompensation muss für den (n-1)-Fall ausgelegt werden und benötigt damit mehr installierte Leistung, als gleichzeitig in Anspruch genommen werden kann.

Während die diskreten Kompensationseinrichtungen wie MSC und SVC zu Zeiten geringerer Beanspruchung des Übertragungsnetzes durch Abschaltung bzw. Abregelung beeinflussbar sind, kann die Blindleistungsbereitstellung aus der Betriebskapazität des Bestands- und des Zubaunetzes nicht ohne weiteres beeinflusst werden. Zur Kompensation dieser Blindleistung sind zusätzlich Spulen in Größenordnung von 20000 Mvar für das Bestandsnetz und von 5000 Mvar für das Zubaunetz erforderlich. Die Bestimmung der Kosten und Verluste dieser Kompensationsspulen steht nicht im Mittelpunkt dieser Untersuchung, da die anderen Einflussfaktoren deutlich stärkere Auswirkungen haben.

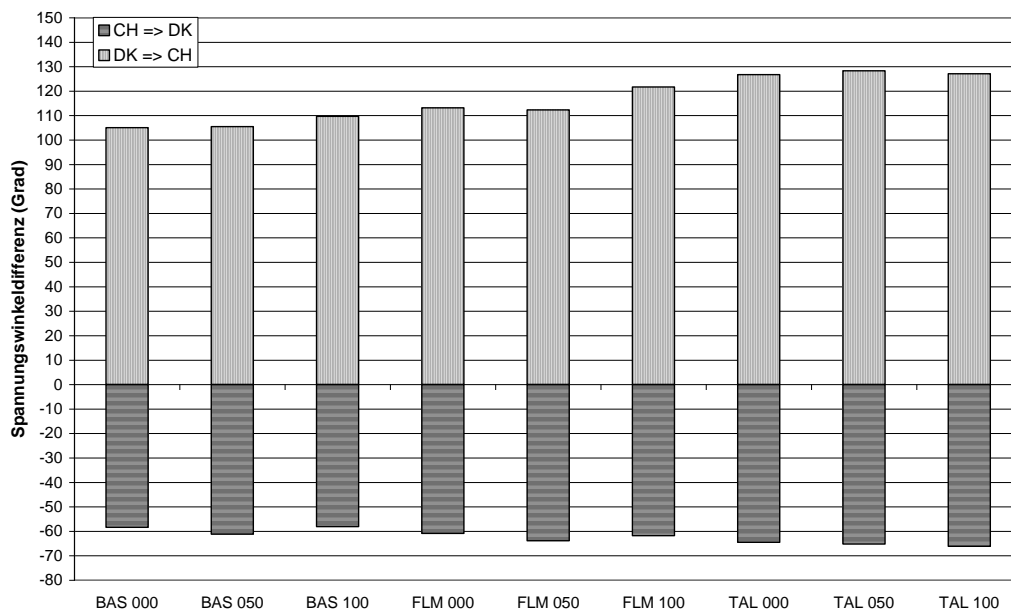
13.3.4 Spannungswinkel

In einem hoch ausgelasteten Übertragungsnetz hat der Stromfluss nicht nur Auswirkungen auf den Blindleistungshaushalt bzw. die Spannungshaltung, sondern er bewirkt auch eine Veränderung der Winkellagen von Spannungen an unterschiedlichen Standorten. Dieser Spannungswinkel ist erforderlich, um Wirkleistung über die Reaktanz der Drehstromleitungen zu treiben.

Hohe Spannungswinkel zwischen über lange Leitungen verbundenen Umspannwerken können Auswirkungen auf den stabilen Betrieb der sich in der näheren Umgebung befindlichen Kraftwerke haben. Die Sicherstellung eines stabilen Kraftwerksbetriebs in allen (n-1)-sicheren Betriebszuständen des Netzes ist nur mit Simulationen an einem für die netzdynamischen Vorgänge entsprechend modellierten Netzmodell nachweisbar.

Als Indikation für die Auswirkungen auf die Stabilität in den einzelnen Netzvarianten ist in Abbildung 13-14 der maximal erwartete Spannungswinkel über das deutsche Übertragungsnetz dargestellt. Dieser tritt zwischen der Grenze zu Dänemark im Norden und der Grenze zur Schweiz im Süden auf. Sowohl die Entfernung als auch der Leistungsfluss im deutschen Übertragungsnetz in Ost-West-Richtung sind deutlich geringer.

Abbildung 13-14: Maximale Spannungswinkeldifferenzen zwischen Dänemark und der Schweiz im Jahr 2020



Quelle: ÜNB

Es ist erkennbar, dass der Spannungswinkel bei einem Nord-Süd-Transport (positive Werte) in den BAS-Varianten ca. 20 Grad geringer ist als bei den TAL-Varianten. Dies resultiert aus der höheren Auslastung des Bestandsnetzes in den TAL-Varianten und aus der großen Zahl zusätzlicher Leitungen mit Serienkompensation im Zubaunetz der BAS-Varianten.

Der Süd-Nord-Transport führt zu maximalen Spannungswinkeln bis zu 60-70 Grad (negative Werte aus Abbildung 13-14), was ca. 40 % weniger als beim Nord-Süd-Transport ist. Die Ur-

sache hierfür liegt in der hohen Konzentration von Erzeugungseinheiten im Norden und Osten Deutschlands bei gleichzeitig hohem Leistungsbedarf in Süddeutschland und den Alpenländern. Hinzu kommt noch der Leistungs transit aus Skandinavien nach Südeuropa, der sich diesem innerdeutschen Leistungsfluss überlagert. Dagegen wird die aus Südeuropa bezogene elektrische Leistung zu großen Teilen bereits in Süddeutschland verbraucht und führt nicht zu großen Spannungswinkeldifferenzen über das gesamte deutsche Übertragungsnetz.

13.4 Technische Gesamtkonzeption des AC-Freileitungsnetzes

13.4.1 Strukturbeschreibung

Aus den Dimensionierungsvorschriften in Kapitel 13 und der ganzheitlichen Betrachtung in Kapitel 10 geht die 380-kV-Drehstromfreileitung als insgesamt optimale technische Lösung für die untersuchten Übertragungsaufgaben hervor. In dieser Studie werden daher die technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen für diese Technologie betrachtet. Dabei gelten folgende Voraussetzungen für das Zubaunetz:

- Einsatz nur von Doppelleitungen, teilweise zuerst mit einem System betrieben
- Stromkreise haben eine thermische Übertragungsfähigkeit von 4000 A
- Im Normalbetrieb kann jeder Stromkreis mit bis zu 1840 MW belastet werden
- Die Leitungen verbinden die Mittelpunkte benachbarter Netzregionen und sind dort an das Bestandsnetz angeschlossen
- Die Leitungen werden miteinander verbunden zu einem Zubaunetz
- Es wird unterstellt, dass ein Übertragungsnetz mit diesen hohen Leistungen betrieben werden kann

Drehstromfreileitungen werden vielfach auch bei erwarteten Belastungen unterhalb der thermisch zulässigen Ströme mit 4-fach-Bündelleitern großen Querschnitts ausgeführt. Dies dient der Optimierung dieser Leitungen hinsichtlich der Geräuschemission und der Stromwärmeverluste.

13.4.2 Kosten

Diese Studie bezieht sich auf die bis zum Jahr 2020 benötigten konzeptionellen netztechnischen Maßnahmen zur vollständigen Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Dafür wurden die energiewirtschaftlichen Rahmendaten für das Stichjahr 2020 definiert und in ein Marktsimulationsprogramm eingespeist. Das Ergebnis sind Verläufe der Belastungen, Einspeisungen und Austauschleistungen mit benachbarten Netzen für das Jahr 2020. In den Varianten mit Berücksichtigung von alternativen Speichertechnologien mit dem Ziel der Netzentlastung wurden die Kosten und Erträge der Speicher genau für das Jahr 2020 ermittelt. Hinsichtlich des Netzausbaus ist nur bekannt, dass er mindestens bis zum Jahr 2020 erfolgt sein muss, nicht ob er ggf. einige Jahre früher erforderlich wäre. Die ermittelten Netzverlustenergien gelten nur für das Zieljahr und können in den vorherigen und nachfolgenden Jahren abweichen. Aus diesen Gründen werden die wirtschaftlichen Vergleiche in dieser Netzstudie auf Basis der jährlichen Kosten durchgeführt.

Leitungen

In dieser Studie wird der Einsatz von Drehstromfreileitungen für zwei Systeme betrachtet. Wenn die zu übertragende Leistung nur einen Stromkreis erfordert, wird diese neue Doppelleitung vorerst mit nur einem Stromkreis betrieben.

Im Bestandsnetz werden in den Varianten mit Berücksichtigung von Freileitungsmonitoring (FLM) Maßnahmen erforderlich, deren Kosten als Annuitäten dargestellt werden. Hierin sind Maßnahmen zur Sicherstellung des Bodenabstands, Verstärkungen in den Schaltanlagen und Einbindungskosten in die Leitsysteme pauschal enthalten. Die Kosten für FLM-Maßnahmen werden für alle Regionengrenzen angesetzt, bei denen nach Simulation des Zubaus neuer Leitungen die Belastung im Bestandsnetz höher als die Auslastungsgrenze im Basisfall wäre. Die Kosten gemäß Tabelle 13-5 werden für jede Doppelleitung mit der virtuellen Länge zwischen den Mittelpunkten der verbundenen Netzregionen bestimmt.

Die Annuitäten für den Austausch bestehender Drehstromfreileitungen gegen Drehstromfreileitungen mit Hochtemperaturbeseilung sind in Tabelle 13-5 dargestellt. Nach Modellierung des Zubaubedarfs unter pauschaler Annahme der TAL-Beseilung im gesamten Übertragungsnetz wurde überprüft, an welchen Regionengrenzen die Belastbarkeit des Bestandsnetzes ausreichend ist. Die Kosten gemäß Tabelle 13-5 werden für jede 380-kV-Doppelleitung mit der virtuellen Länge zwischen den Mittelpunkten der verbundenen Netzregionen bestimmt.

Tabelle 13-5: Modellkosten der Maßnahmen an Freileitungen

Maßnahme an Freileitungen	Investitionskosten	Annuität 2020
Neubau 380-kV-Doppelltg. 4 kA, 1. Stromkreis	1,15 Mio. €/km	0,09 Mio. €/km*a
Neubau 380-kV-Doppelltg. 4 kA, 2 Stromkreise	1,40 Mio. €/km	0,11 Mio. €/km*a
FLM-Aufrüstung DIN (Doppelleitung)	0,08 Mio. €/km	0,01 Mio. €/km*a
FLM-Aufrüstung TGL (Doppelleitung)	0,30 Mio. €/km	0,03 Mio. €/km*a
TAL-Aufrüstung (Doppelleitung 380 kV)	1,60 Mio. €/km	0,12 Mio. €/km*a

Quelle: ÜNB

Die Umrüstung von Freileitungen mit Hochtemperaturseilen führt wahrscheinlich zu höheren Kosten als ein Leitungsneubau. Der Grund liegt in den höheren Seilkosten, den aufwändigeren Seilzugarbeiten, Mastverstärkungen sowie Masterhöhungen. Zudem sind Abbaukosten und Provisorien für den Umbau bei laufendem Betrieb zu berücksichtigen. Es handelt hierbei sich um konservativ abgeschätzte Modellkosten, die in der praktischen Umsetzung auch niedriger ausfallen könnten, da bei den ÜNB derzeit noch keine Erfahrungswerte vorliegen.

Beim FLM wird nach der Errichtungsnorm DIN oder TGL unterschieden. Die Errichtungsnorm DIN gilt für alle Leitungen in den westlichen Bundesländern und nach 1990 auch in den östlichen Bundesländern. Bis 1990 galten in den östlichen Bundesländern die Technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL).

Die Umrüstung von Freileitungen mit Hochtemperaturseilen führt in der Regel zu höheren Kosten als ein Leitungsneubau. Der Grund liegt in den höheren Seilkosten, den aufwändigeren Seilzugarbeiten, Mastverstärkungen sowie Masterhöhungen. Zudem sind Abbaukosten zu berücksichtigen.

Schaltanlagen

Für die Anpassung oder den Ausbau von Schaltfeldern in Schaltanlagen werden dieselben kalkulatorischen Kosten bzw. Annuitäten gemäß Tabelle 13-6 verwendet. Annuitäten der Schaltgeräte für Serienkompensation und AC/DC-Konverter sind bei diesen eingeschlossen.

Tabelle 13-6: Modellkosten der Schaltfelder

Maßnahme an Schaltanlagen	Investitionskosten	Annuität 2020
380-kV-Schaltfeld , Luft isoliert, für Freileitung	2,00 Mio. €	0,20 Mio. €/a
380-kV-Schaltfeld bis 200-Mvar-Kompensationsspule	2,00 Mio. €	0,20 Mio. €/a
380-kV-Schaltfeld bis 200-Mvar SVC	2,00 Mio. €	0,20 Mio. €/a
380-kV-Schaltfeld bis 200-Mvar MSCDN	2,00 Mio. €	0,20 Mio. €/a

Quelle: ÜNB

Blindleistungskompensationsmittel

Ein Drehstromnetz mit großer Ausdehnung und hoher Belastung benötigt große Leistungen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung. In Situationen mit hohem Anteil regenerativer Erzeugung und dem Betrieb nur noch weniger konventioneller Kraftwerke kann diese Blindleistung nicht mehr von den konventionellen Kraftwerken ausgeglichen werden. Es kann nicht sichergestellt werden, dass sie am richtigen Ort zur richtigen Zeit in ausreichendem Umfang den Blindleistungshaushalt ausgleichen. Daher müssen ÜNB alternativ auf statische Blindleistungskompensatoren zurückgreifen. Deren Annuitäten sind in Tabelle 13-7 aufgeführt.

Tabelle 13-7: Modellkosten der Kompensationsmittel

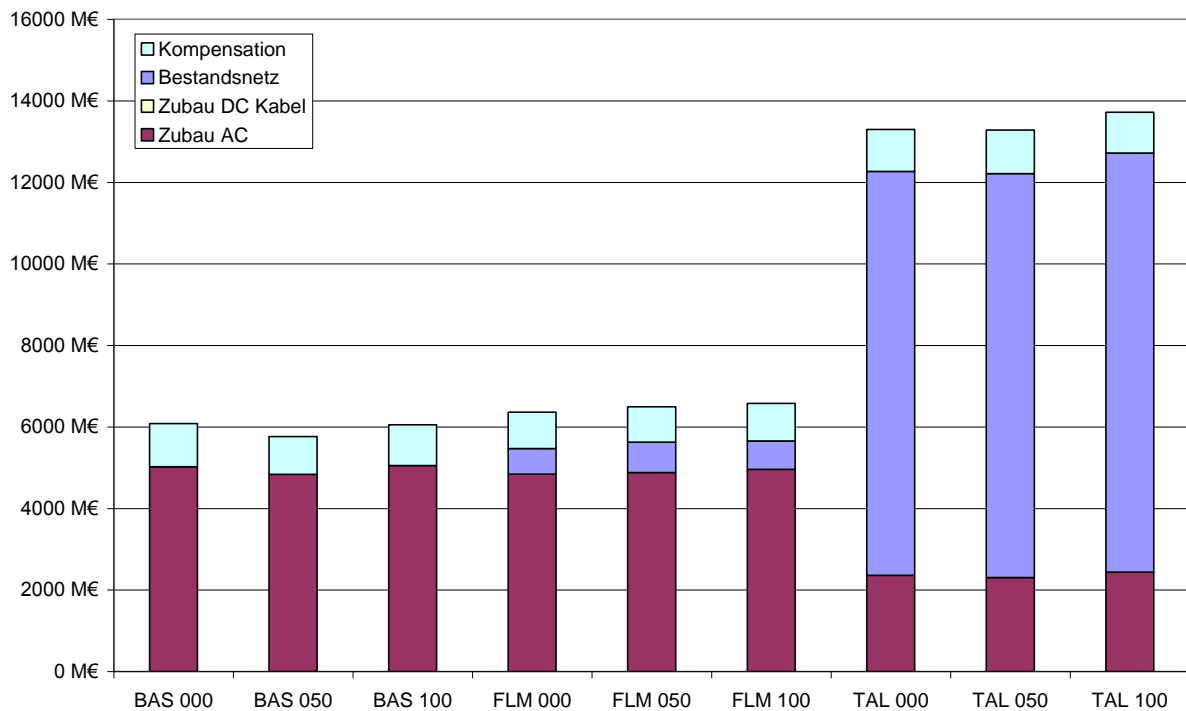
Kompensationsanlage	Investitionskosten	Annuität 2020
380-kV-Serienkompensation 100 Mvar	2,00 Mio. €	0,16 Mio. €/a
380-kV-Kompensationsspule 100 Mvar ohne SF	1,30 Mio. €	0,10 Mio. €/a
380-kV-MSCDN 100 Mvar ohne SF	1,40 Mio. €	0,11 Mio. €/a
380-kV-SVC 100 Mvar ohne SF	3,20 Mio. €	0,26 Mio. €/a

Quelle: ÜNB

Dabei steht MSCDN für Mechanical Switched Capacitor Damped Network (Mechanisch geschalteter Kondensator mit Beschaltung gegen Resonanzen) und SVC für Static Var Compensator (regelbare Blindleistungskompensation).

Investitionskosten

Einen Überblick über die notwendigen Investitionskosten in den neun Varianten gibt Abbildung 13-15. Dabei sind die hier nicht ausgewiesenen Investitionskosten für alternative Speicher in den Varianten mit den Kennungen 050 und 100 zusätzlich zu veranschlagen.

Abbildung 13-15: Übersicht über die Investitionskosten (ohne Speicherkosten)

Quelle: ÜNB

13.4.3 Betriebs- und Verlustkosten

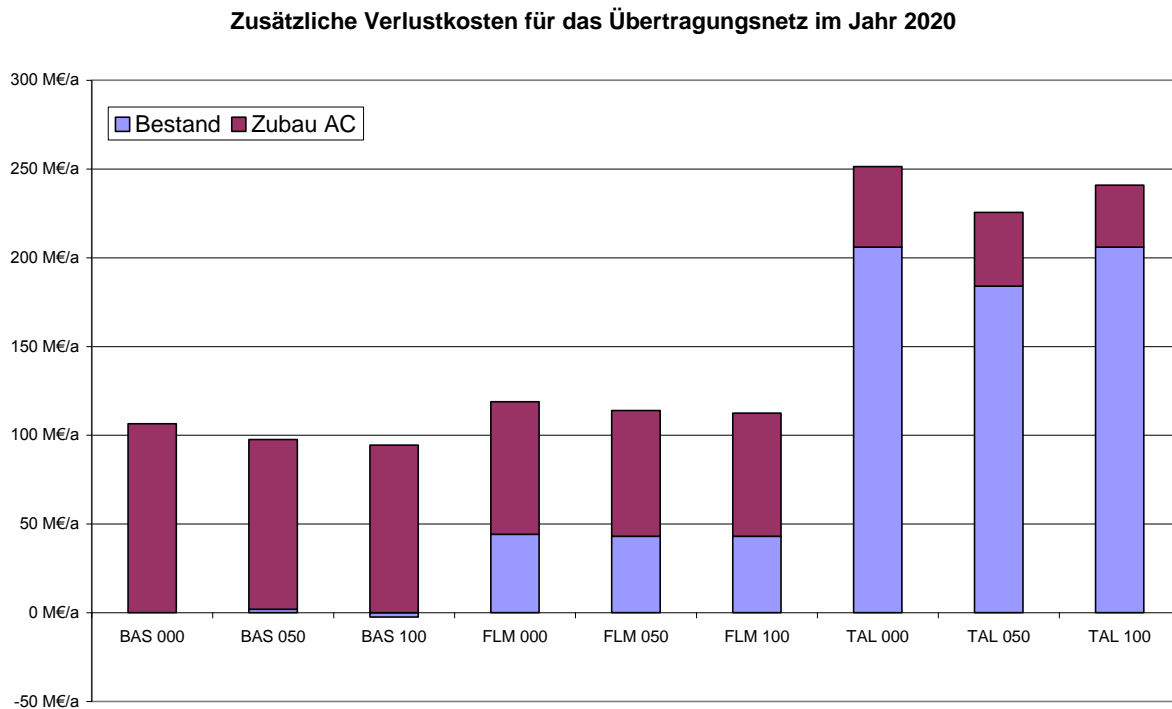
Die Betriebskosten für die einzelnen vorstehenden Komponenten sind bereits in den Annuitäten für das Jahr 2020 einbezogen. Sie sind je nach Komponente mit 0,1 % bis 2,5 % der Investitionskosten bewertet.

Verlustkosten werden je Variante für das gesamte Netz als Summe der einzelnen Stundenwerte ermittelt und basieren auf einem Wert von 60 €/MWh im Jahr 2020.

Die in Abbildung 13-16 dargestellten zusätzlichen Verlustkosten beziehen sich ausschließlich auf die im Leitungsnetz des deutschen Übertragungsnetzes durch die zusätzliche Übertragungsaufgabe entstehenden Stromwärmeverluste. Für alle Varianten gleich sind die Aufwendungen für Energieverluste im maximal ausgelasteten Bestandsnetz 2015 von ca. 510 Mio. € im Jahr 2020.

Die spannungsabhängigen Verluste der Leitungen und Spannungswandler sowie die Zusatzverluste der Kompensationsanlagen sind bezogen auf die stromabhängigen Verluste auf den Leitungen gering und werden nicht bewertet. Die Änderungen des Verlustenergiebedarfs der Transformatoren und der unterlagerten Netze in den Varianten stellen keine Eigenschaft des Übertragungsnetzes dar und werden daher nicht weiter untersucht.

Abbildung 13-16: Annuität der zusätzlichen Energieverluste im Übertragungsnetz 2020 in Deutschland



Quelle: ÜNB

Die zusätzlichen Verlustkosten im Zubaunetz der BAS-Varianten liegen mit ca. 100 Mio. € in der gleichen Größenordnung wie die entsprechenden Verlustkosten im Bestands- und Zubaunetz in den FLM-Varianten. Bedingt durch die zu Zeiten hoher Windenergieeinspeisung erhöhte Auslastung des Bestandsnetzes verschieben sich hier Verlustkosten vom Zubaunetz zum Bestandsnetz. Die TAL-Varianten zeigen einen um ca. 130-150 Mio. €/a erhöhten Wert für die Deckung der zusätzlichen Energieverluste auf den hoch belasteten Hochtemperaturleitungen.

Die Varianten BAS 000 und FLM 000 sind die mit Abstand kostengünstigsten Möglichkeiten zur vollständigen Übertragung der regenerativen Energien unter Berücksichtigung eines freien Handelsmarktes für elektrische Energie.

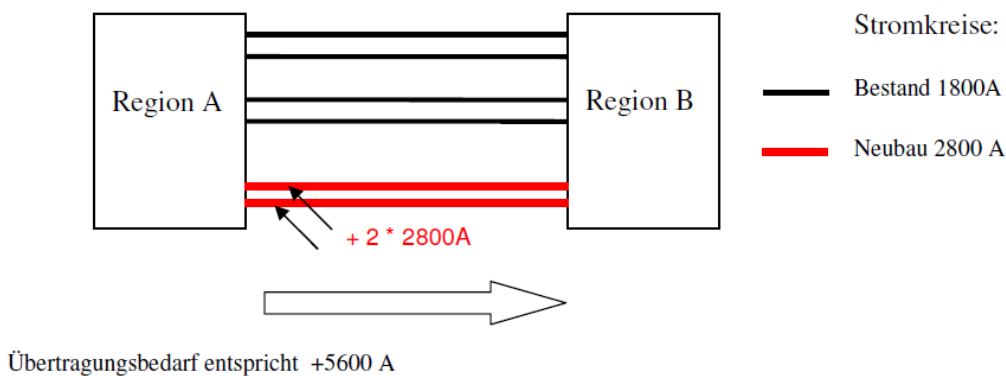
Die jährlichen Kosten für die FLM-Varianten liegen in vergleichbarer Größenordnung wie für die BAS-Varianten bei nahezu identischer Übertragungsaufgabe. Der Zugewinn an Übertragungsfähigkeit durch FLM reduziert die notwendigen Übertragungstrecken nur unwesentlich. Durch die Nutzung der zusätzlichen Übertragungsfähigkeit verschiebt sich der Leistungsfluss räumlich und erfordert dadurch an anderen Stellen einen zusätzlichen Netzausbau mit vergleichbarem Volumen und Kosten wie in der Basisvariante.

Der Einsatz von Hochtemperaturseilen reduziert den zusätzlichen Netzausbaubedarf im Vergleich zur Basisvariante auf die Hälfte, es müssen aber dreimal soviel Stromkreise auf Bestandstrassen umgebaut und modifiziert werden.

Dieses zunächst sicherlich überraschende Ergebnis soll an folgendem Beispiel erläutert werden:

Zwischen zwei Regionen bestehen 4 Stromkreise mit einer Übertragungskapazität, die einem Strom von jeweils 1800 A entsprechen. Die Matrix mit den nicht übertragbaren Leistungen ergibt einen Zubaubedarf entsprechend 5600 A Stromtragfähigkeit. Der Neubau einer zusätzlichen Freileitungsdoppelleitung über 200 km Trassenlänge von Regionenmitte zu Regionenmitte mit zwei Stromkreisen von je 2800 A deckt den Bedarf (Abbildung 13-17). Diese Lösung sei BAS1 genannt.

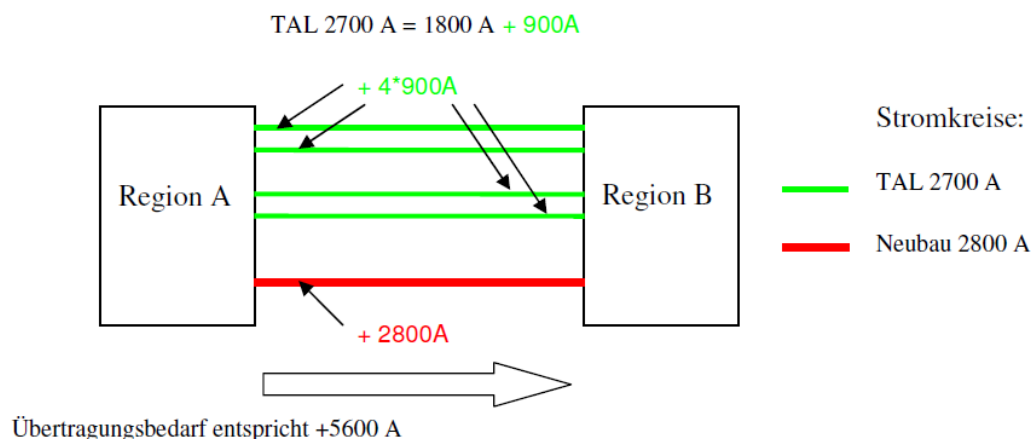
Abbildung 13-17: Modellnetz BAS1



Quelle: ÜNB, eigene Darstellung

Bei der Hochtemperaturvariante werden zunächst alle bestehenden Stromkreise zwischen den Regionen umgerüstet. Dies bringt einen Zugewinn im Bestandsnetz von 3600 A ($4 \cdot 900$ A). Zusätzlich muss zur Abdeckung des Übertragungsbedarfs mit einem Strom von 5600 A noch eine Freileitungsdoppelleitung mit einem Stromkreis von 2800 A neu errichtet werden. Diese Lösung bekommt die Bezeichnung TAL1 und ist in Abbildung 13-18 dargestellt.

Abbildung 13-18: Modellnetz TAL1



Quelle: ÜNB, eigene Darstellung

Das Volumen des Netzausbaubedarfs von BAS1 beträgt 400 km Stromkreislänge (200 km Trassenlänge). Bei der Variante TAL1 beträgt der Netzausbaubedarfs 200 km Stromkreislänge (200 km Trassenlänge) also rund die Hälfte gegenüber der Referenzvariante. Im Bestandsnetz muss mit 800 km Stromkreislänge noch das vierfache Volumen an Stromkreisen auf Leitungen zusätzlich mit Hochtemperaturseilen umgerüstet werden.

Es ergeben sich für die drei Hauptvarianten BAS, FLM und TAL jeweils erhöhte Annuitäten bei Einsatz von Speichern zum Ausgleich der nicht übertragbaren Leistungen. Dies liegt zum Einen darin begründet, dass die Auswirkungen der Speicher auf den Netzausbau sehr gering sind und zum Anderen, dass die jährlichen Kosten der Speicher ihre Ertragsmöglichkeiten bei weitem übersteigen.

Die Speichertechnologie wird zwar zum Zwecke der Netzentlastung errichtet, der Einsatz erfolgt in der Studie aber nach rein marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten d. h. die frei werdende Netzkapazität wird vom Markt genutzt. Die Transportaufgabe des Netzes und damit der Zubaubedarf im Netz bleibt deswegen über alle Varianten in etwa gleich und wird durch den Einsatz von Speichern kaum beeinflusst.

Der Speichereinsatz führt somit zu keiner Netzentlastung, sondern zu einer entsprechenden Erhöhung des Volumens auf dem Stromhandelsmarkt.

Der Ausbau von Wasserstoffspeichern in den BAS- und FLM-Varianten zur Aufnahme von 100 % der nicht übertragbaren Leistung ist jeweils teurer als die gesamten im Netz zusätzlich entstehenden Kosten.

Die jährlichen Kosten zur Deckung der zusätzlich zu deckenden Verlustenergie im Übertragungsnetz betragen jeweils zwischen 17 und 20 % der gesamten jährlichen Netzkosten des Zubaunetzes und des modifizierten Bestandsnetzes. Die ganzheitliche Bewertung hat ergeben, dass die Deckung des Zubaubedarfs optimal in neu zu errichtenden 380-kV-Freileitungsstromkreisen in Drehstromtechnik erfolgt.

Regional kann auch der Einsatz von Freileitungsmonitoring eine wirtschaftlich vertretbare Lösung sein; zumindest kann hierdurch kurzfristig die Übertragungskapazität zur Übertragung von Windenergie in begrenztem Umfang gesteigert werden.

14 Sensitivitätsbetrachtungen zu Technologien

Die vorstehenden Auswertungen unter den gegebenen Randbedingungen haben ergeben, dass der Einsatz von küstennahen Speichern oder von Freileitungsmonitoring keinen bedeutenden Effekt auf den Umfang des neu zu errichtenden Übertragungsnetzes zur Integration erneuerbarer Energien hat. Der Einsatz von Hochtemperaturseilen kann den Netzausbaubedarf zwar verringern, führt aber zu erhöhten Kosten und hat als weiteren Nachteil die hohe Anzahl von Stromkreisen (ca. 50 % aller Stromkreise) im Bestandsnetz, die zusätzlich zwischen 2015 und 2020 bei laufendem Netzbetrieb umgerüstet werden müssten.

Dem Ausbau des Übertragungsnetzes mit Freileitungen steht das Interesse der betroffenen Bevölkerung an einer möglichst geringen Sichtbarkeit bis hin zur Unsichtbarkeit von Infrastrukturmaßnahmen entgegen. Es besteht die Möglichkeit und die aktuellen Erfahrungen der ÜNB aus Leitungsneubauprojekten bestätigen es, dass dies zu unkalkulierbaren Verzögerungen im Genehmigungsverfahren führt, mit der Gefahr, dass die Netzintegration und der Ausbau der Energieerzeugung aus regenerativen Quellen zeitlich verzögert wird.

Alternativ sollen daher im Folgenden Energieübertragungsvarianten mit in Erde verlegten Leitungen gemäß Tabelle 14-1 betrachtet werden. Grundlage für alle diese Varianten ist die wirtschaftlichste Variante BAS 000 mit Berücksichtigung der üblichen Übertragungsfähigkeit von Freileitungen und ohne Zubau von Druckluft- oder Wasserstoffspeichern in Nord- und Ostdeutschland. Hinzu kommt noch eine Sensitivität zu einem verstärkten Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke in Süddeutschland, Österreich und der Schweiz (PSW).

Tabelle 14-1: Sensitivitätsvarianten zu BAS 000

Kurzbeschreibung	Abkürzung
AC-Zubaunetz mit Freileitungen und einer gesteuerten Fernübertragungsstrecke (4400 MW) von Schleswig-Holstein nach Süd-Baden-Württemberg	HYB
DC-Zubaunetz mit Kabeln und VSC-Konvertern, vermaschter Betrieb	VSC1
DC-Zubaunetz mit Kabeln und VSC-Konvertern, Punkt-zu-Punkt-Verbindungen	VSC2
AC-Zubaunetz mit Gas isolierten Leitungen	GIL
AC-Zubaunetz mit Freileitungen, Pumpspeicherzubau in Süddeutschland, Österreich und der Schweiz	PSW

Quelle: ÜNB

14.1 Beschreibung der Sensitivitätsvarianten

14.1.1 Sensitivitätsvariante PSW

Diese Variante berücksichtigt einen verstärkten Zubau von Pumpspeicherkraftwerken (PSW) in Süddeutschland, Österreich und der Schweiz ohne Veränderung der netztechnisch zulässigen Übertragungskapazitäten zwischen diesen Nachbarnetzen und Deutschland. In Deutschland beträgt der Zubau von PSW ca. 1700 MW, wovon der allergrößte Anteil dieser Leistung in Süddeutschland (Region D42) anzusetzen ist. Hier wird etwa das PSW Atdorf mit einer Leistung von 1,4 GW berücksichtigt. Dieser Zubau von PSW in den genannten Bereichen hat geringere Einspeisungen aus GuD-Kraftwerksanlagen in Nordrhein-Westfalen und Bayern zur Folge.

Der Netzausbau nach 2015 erfolgt vollständig mit AC-Freileitungen.

Mit dieser Variante soll eine Trendaussage getroffen werden, welchen Einfluss der verstärkte Ausbau von PSW-Kapazitäten in den Alpen und in Süddeutschland auf den Zubaubedarf im deutschen Übertragungsnetz hat.

14.1.2 Sensitivitätsvariante HYB

Die Sensitivitätsvariante HYB berücksichtigt den Zubau einer Fernübertragungsstrecke mit 4400 MW Leistung über 824 km Länge von Schleswig-Holstein (Region 21) nach Südbaden-Württemberg (Region 42). Beispielhaft wird hier von einer viersystemigen DC-Kabelverbindung mit jeweils 4 Konvertern an beiden Enden für jeweils 1100 MW Leistung ausgegangen. Für die Nutzung der Fernübertragungsstrecke wurden für die Küstenregion die Bilanzsumme der Regionen 21, 22 und 82 sowie des Austausches mit den Nachbarregionen Niederlande und Dänemark zugrunde gelegt. Für den südlichen Anschlusspunkt wurde die Summenbilanz der Region 42 und des Austausches mit Schweiz gebildet. Die Nutzung der Verbindung erfolgt mit dem kleineren Wert der Überschussleistung an einem Anschlusspunkt bei gleichzeitigem Bedarf an dem anderen Anschlusspunkt. Die Benutzung der Höchstleistung erreicht mit ca. 5800 h im Jahr einen für das Übertragungsnetz außergewöhnlich hohen Wert. Die verbleibende Übertragungsaufgabe wird von einem AC-Zubaunetz in Freileitungstechnik übernommen.

Diese Variante dient der Indikation des Einsparpotentials im notwendigen AC-Zubaunetz, das auch für interregionale Austauschleistungen genutzt werden könnte, durch Nutzung neuer Technologien für einen großräumigen Transport ohne weitere Kopplung mit dem Bestandsnetz.

14.1.3 Sensitivitätsvariante VSC1

Das Zubaunetz in dieser Variante besteht aus DC-Kabeln mit je 1100 MW Übertragungsvermögen pro System und VSC-Konvertern der gleichen Leistung. VSC-Kabel stellen für großräumige Übertragungsaufgaben die bevorzugte erdverlegte Technologie aus Kapitel 10 dar. Die Anzahl der VSC-Konverter ergibt sich aus der maximal zwischen Bestandsnetz und Zubaunetz auszutauschenden Leistung je Region. Die Möglichkeit eines vermaschten Betriebs eines DC-Netzes wird vorausgesetzt. Da die Gleichstromverbindungen steuerbar sind, wird davon ausgegangen, dass sie bei Ausfällen im Drehstromnetz keine zusätzliche Leistung

übertragen müssen und damit dauernd mit Nennleistung betrieben werden können. Die Ausfallsicherheit wird durch das Drehstromnetz gewährleistet.

Diese Variante dient der Darstellung von Auswirkungen eines Netzzubaus nach 2015 ohne Nutzung von Freileitungen.

14.1.4 Sensitivitätsvariante VSC2

Das Zubaunetz dieser Variante besteht aus DC-Kabeln mit je 1100 MW Übertragungsvermögen je System und VSC-Konvertern der gleichen Leistung. Im Gegensatz zur Variante VSC1 werden die Gleichstromkabel nicht mehr miteinander verbunden. Es ergeben sich Übertragungstrecken in der bis heute gebräuchlichen und bewährten Struktur ohne Zwang zur Harmonisierung. Jede Punkt-zu-Punkt-Verbindung besteht aus einem DC-Stromkreis mit zwei Kabeln und zwei VSC-Konvertern.

Mit dieser Variante sollen die wirtschaftlichen Auswirkungen eines ganz oder teilweise vermascht betriebenen Gleichstrom-Kabelnetzes im Vergleich zu Einzellösungen dargestellt werden.

14.1.5 Sensitivitätsvariante GIL

Die bevorzugte erdverlegte Technologie für kurze Übertragungstrecken nach Kapitel 10 stellt die 380-kV-Drehstrom-GIL dar. In der Sensitivitätsvariante GIL wird flächendeckend diese Technik an Stelle der Freileitungen eingesetzt. Die Übertragungsfähigkeit der GIL wird mit 3150 A je Stromkreis berücksichtigt. Bedingt durch die elektrischen Eigenschaften sind zur Vermeidung von Überlastungen auf den Zubauleitungen Impedanzen in Reihe zu schalten. Die Variante GIL soll alternativ zu VSC eine Realisierung des Zubaunetzes nach 2015 ohne Nutzung von Freileitungen beschreiben.

14.2 Zubaubedarf

Mit dem bereits in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen PTDF-Verfahren ergeben sich die Anzahlen der in der Tabelle 14-2 aufgeführten Stromkreise. Gegenüber der BAS-Variante führt die Variante HYB zu größeren strukturellen Verschiebungen des Leistungsflusses. So übernimmt die betrachtete Fernübertragungsleitung z. B. die an den Grenzen 21-22 und 41-42 sonst erforderlichen Übertragungskapazitäten, es tritt aber an anderen Regionengrenzen (81-82, 24-83 und 24-75) ein neuer Übertragungsbedarf auf. Die Anzahl der Stromkreise in den Varianten gibt keinen direkten Hinweis auf die Vorteilhaftigkeit der einen oder anderen Variante, da die Stromkreise unterschiedliche Eigenschaften und Längen haben.

Tabelle 14-2: Anzahl der erforderlichen Stromkreise in den Sensitivitätsvarianten

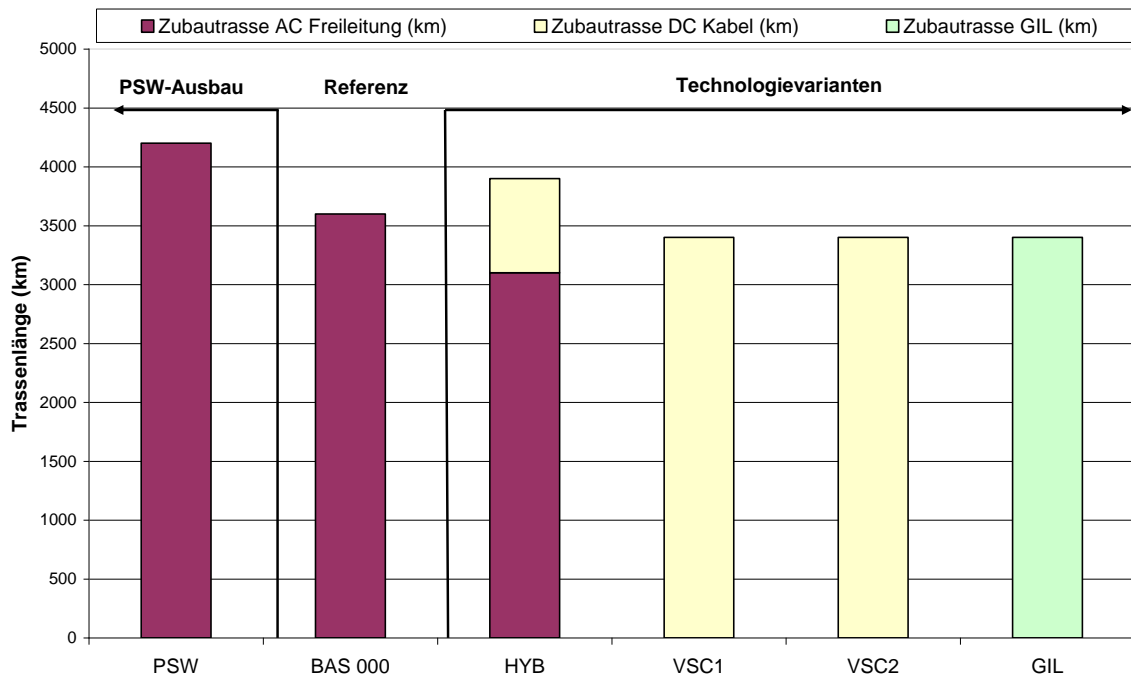
Anzahl Stromkreise	PSW	BAS 000	HYB	VSC1	VSC2	GIL
D21-D22	2	2		3	3	2
D81-D82			1			
D22-D23	6	6	4	9	9	7
D23-D73	4	4	4	6	6	5
D23-D81	2	2	2	3	3	3
D24-D83			1			
D81-D83	2	2		3	3	2
D83-D84	1	1	1	1	1	1
D24-D75				2		
D25-D83	6	4	2	7	7	5
D25-D41	6	4	2	7	7	5
D41-D42	2	2		2	2	2
D42-D76		1	1	1	1	1
D41-D75	4	2	4	3	3	3
D73-D74	4	3	2	4	4	3
D74-D75	4	2	1	2	2	2
D21-D42			4			
Summe	43	35	31	51	51	41

Quelle: ÜNB

Die Umsetzung der Stromkreise in Trassen erfolgt zum Einen nach der je Technologieklasse unterschiedlich hohen Übertragungsfähigkeit je Stromkreis und zum Anderen unter der Maßgabe, dass die Übertragungskapazität je Korridor den Wert von 4500 MW nicht überschreitet. Dieser Wert ist so gewählt, dass er im bestehenden Netz bisher nicht überschritten wird und daher von der Zulässigkeit dieser Transportleistung ohne Gefahr für die weiträumige Versorgungssicherheit auszugehen ist.. Die Zulässigkeit höherer Übertragungsleistungen je Trasse ist nicht ausgeschlossen, müsste aber im Detail geprüft werden, um bei Störungen Konsequenzen im Übertragungsnetz (Versorgungssicherheit) ausschließen zu können.

Unter dieser Maßgabe einer zulässigen Übertragungsleistung von 4500 MW sind bis zu zwei Stromkreise mit je 1840 MW auf Drehstrom-Freileitungen und bis zu vier VSC-Kabel mit je 1100 MW je Trasse möglich. Die GIL wird mit 1350 MW je Stromkreis berücksichtigt, daher können bis zu drei Stromkreise in einer Trasse verlegt werden.

Abbildung 14-1: Zubaubedarf an Trassen der Sensitivitätsvarianten im Übertragungsnetz 2020



Quelle: ÜNB

In Abbildung 14-1 weisen die VSC-Kabel-Varianten einen geringfügig geringeren Trassenbedarf auf als die Basisvariante. Dies kann z. B. dadurch auftreten, dass zwischen zwei Regionen ein dritter AC-Stromkreis mit eigener Trasse für eine Gesamtleistung über 3700 MW benötigt würde, die übersteigende Leistung aber noch vom vierten DC-Stromkreis der VSC-Kabel-Variante übernommen werden könnte.

Die Variante PSW weist den höchsten Trassenbedarf auf, da der marktgetriebene Einsatz der zusätzlichen Speicher in Österreich, der Schweiz und Süddeutschland zusätzlichen Transportbedarf in Deutschland hervorruft.

In der Variante HYB wird eine hohe Leistung und eine große Energiemenge gerichtet über eine große Entfernung übertragen. Dies entlastet das Bestandsnetz zwar zeitweise, verhindert aber nicht, dass im vermaschten Übertragungsnetz regional Übertragungsbedarf entsteht, der hierdurch nicht abgedeckt werden kann. Es wird auch ein zusätzlicher Übertragungsbedarf durch die Konzentration der Ein- und Ausspeiseleistung in und aus der Overlay-Leitung generiert. Auch wenn der Trassenbedarf für das Drehstrom-Zubaunetz geringer ausfällt, wird in dieser Variante in Summe von AC und DC mehr Trassenlänge benötigt.

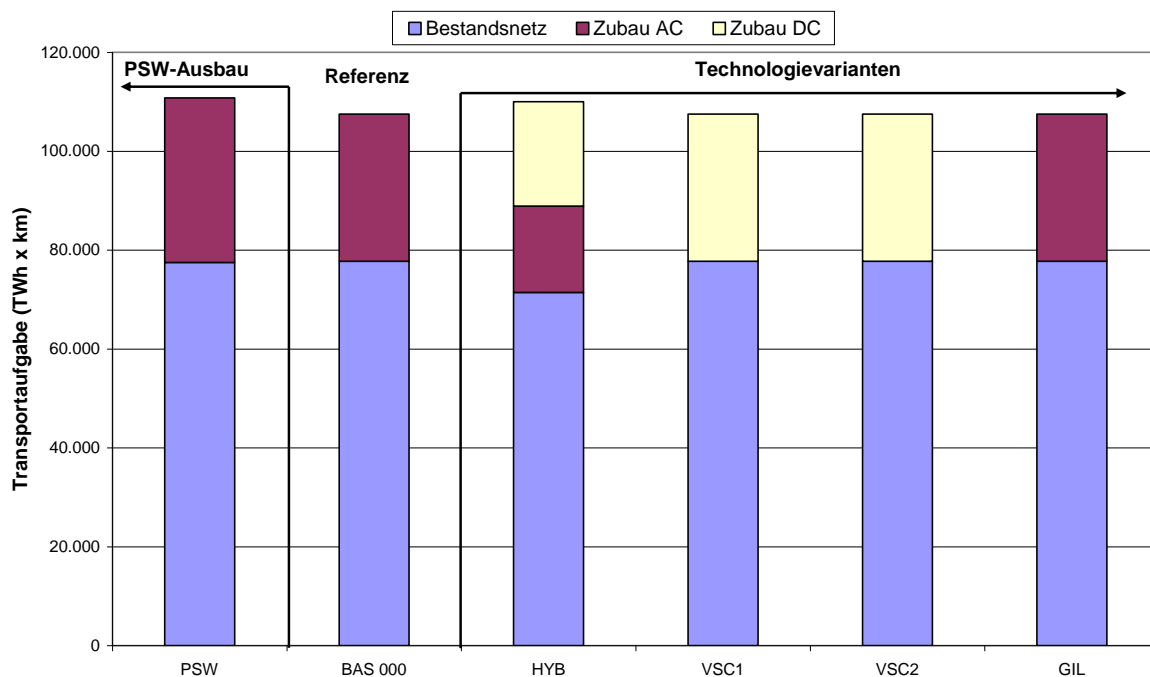
14.2.1 Transportaufgabe

Die Transportaufgabe in den Varianten BAS, VSC1, VSC2 und GIL ist nahezu identisch. Die in BAS ausgewiesene Transportaufgabe des AC-Zubaunetzes wird in den anderen Varianten lediglich durch die Gleichstromleitungen bzw. durch GIL erbracht.

Die Variante PSW zeigt einen leichten Anstieg der Transportaufgabe des Zubaunetzes, was aus einer verstärkten Nutzung von PSW resultiert, die fern der Erzeugungsschwerpunkte lokalisiert sind.

In der Variante HYB übernimmt die DC-Zubauverbindung von der Region D21 zur Region D42 einen Anteil von ca. 19 % der gesamten Übertragungsaufgabe. Dennoch ist ein AC-Zubaunetz erforderlich, das bedingt durch den hohen Leistungstransport der DC-Leitung ebenso von Übertragungsaufgaben entlastet wird wie das Bestandsnetz. Die Entlastung wirkt sich allerdings hinsichtlich des Zubaubedarfs an Drehstromleitungen nicht im selben Maße aus.

Abbildung 14-2: Überregionale Transportaufgabe des Übertragungsnetzes 2020 für Sensitivitätsvarianten



Quelle: ÜNB

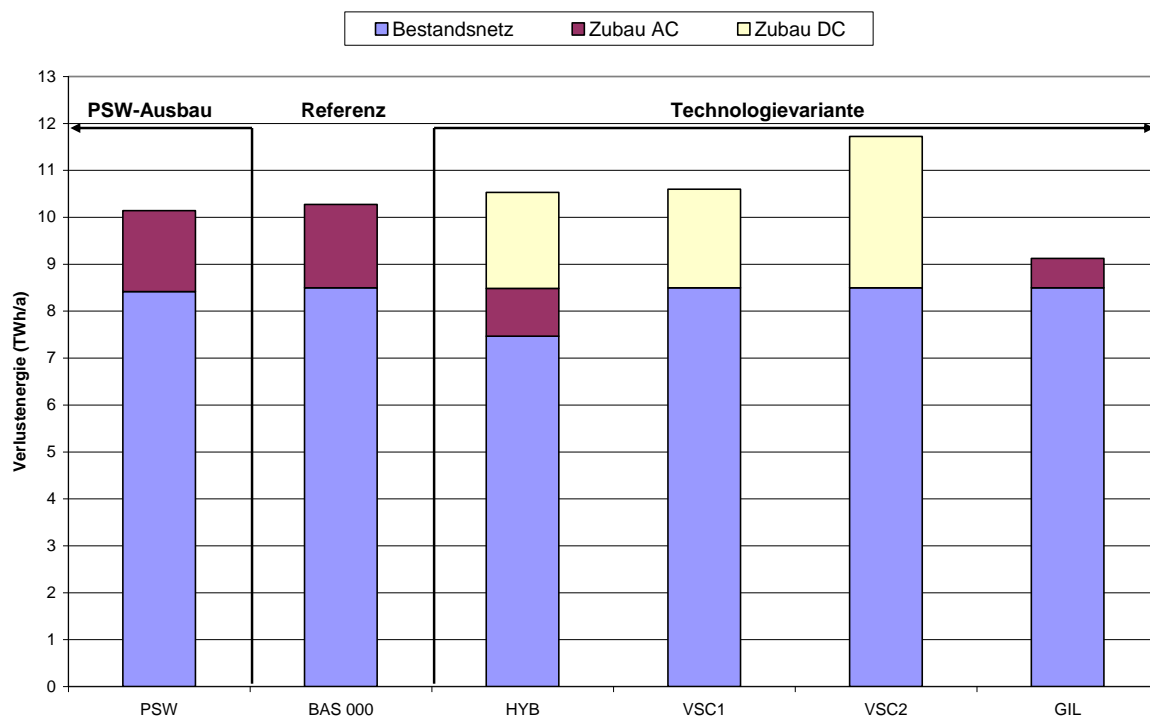
14.2.2 Verlustenergiebedarf des Übertragungsnetzes

Der relative Bedarf an Verlustenergie im deutschen Übertragungsnetz ist in der Variante GIL am geringsten, da hier ein großer Leiterquerschnitt mit entsprechend geringem ohmschen Widerstand vorhanden ist.

Für die Variante PSW ist kaum ein Unterschied zur Variante BAS er­kenntlich. Lediglich die Verluste im AC-Zubaunetz steigen aufgrund des größeren Umfangs dieses Netzes leicht an. Entsprechend der geringfügig erhöhten Transportaufgabe in Variante HYB steigen für diese auch die Verluste leicht an. In Summe erreichen Sie den Wert von VSC1, allerdings wird in HYB das Bestandsnetz häufiger entlastet.

Der Unterschied im Bedarf an Verlustenergie zwischen VSC1 und VSC2 liegt in der größeren Anzahl von Konvertern begründet, durch die Teile der Übertragungsleistung erst von DC auf AC und dann wieder auf DC umgewandelt werden müssen, die in der Variante VSC1 direkt weiter übertragen werden.

Abbildung 14-3: Verlustenergiebedarf im Übertragungsnetz 2020 für Sensitivitätsvarianten

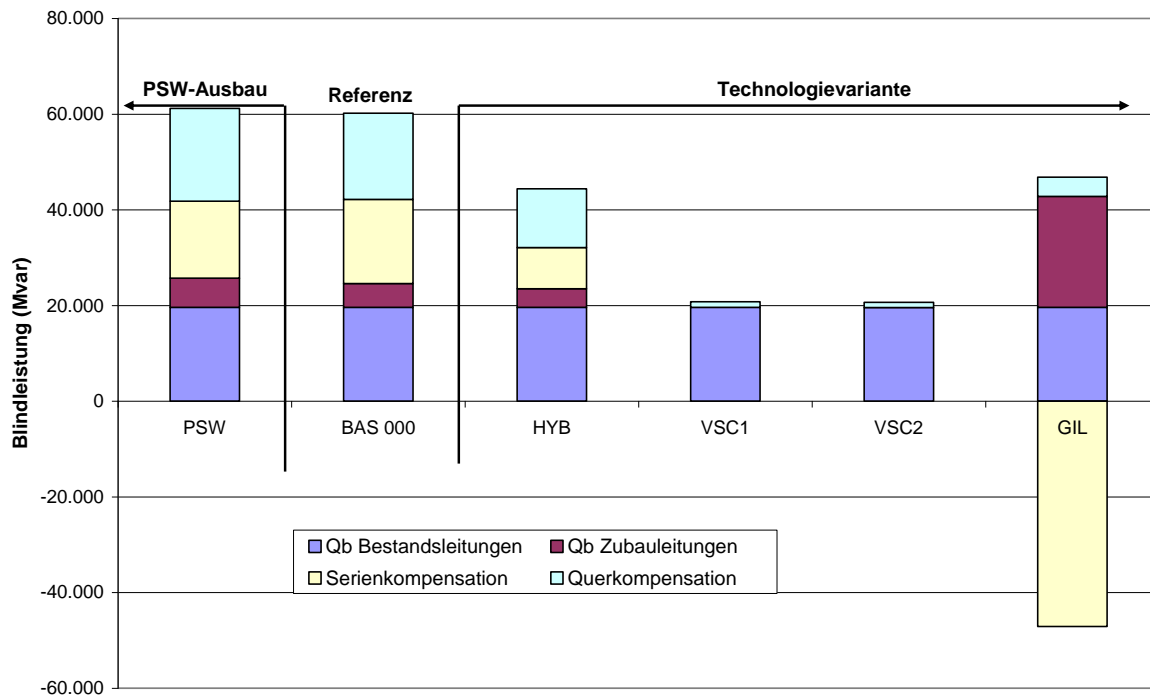


Quelle: ÜNB

14.2.3 Bereitstellung von Blindleistung

Wie Abbildung 14-4 zeigt, kann die Wahl der Übertragungstechnologie erheblichen Einfluss auf den Blindleistungshaushalt im deutschen Verbundnetz haben. In der PSW-Variante ergibt sich eine leichte Verschiebung der Blindleistungsbereitstellung von der Serienkompensation zum AC-Zubaunetz. Ursache hierfür ist die größere Stromkreis-länge dieses Netzes.

Abbildung 14-4: Bereitstellung von Blindleistung in den Sensitivitätsvarianten für 2020



Quelle: ÜNB

Die Variante HYB zeigt einen deutlichen Rückgang sowohl des Bedarfs an Serienkompensation als auch an Querkompensation. Da ein großer Anteil der Übertragungsaufgabe von der DC-Kabelverbindung übernommen wird, treten weniger häufig gleichzeitig hohe Auslastungen der AC-Leitungen auf. Weiter wird vorausgesetzt, dass an den beiden Endpunkten der großräumigen Übertragungsstrecke die VSC-Konverter auch zum Ausgleich der Blindleistung in diesen Regionen beitragen können.

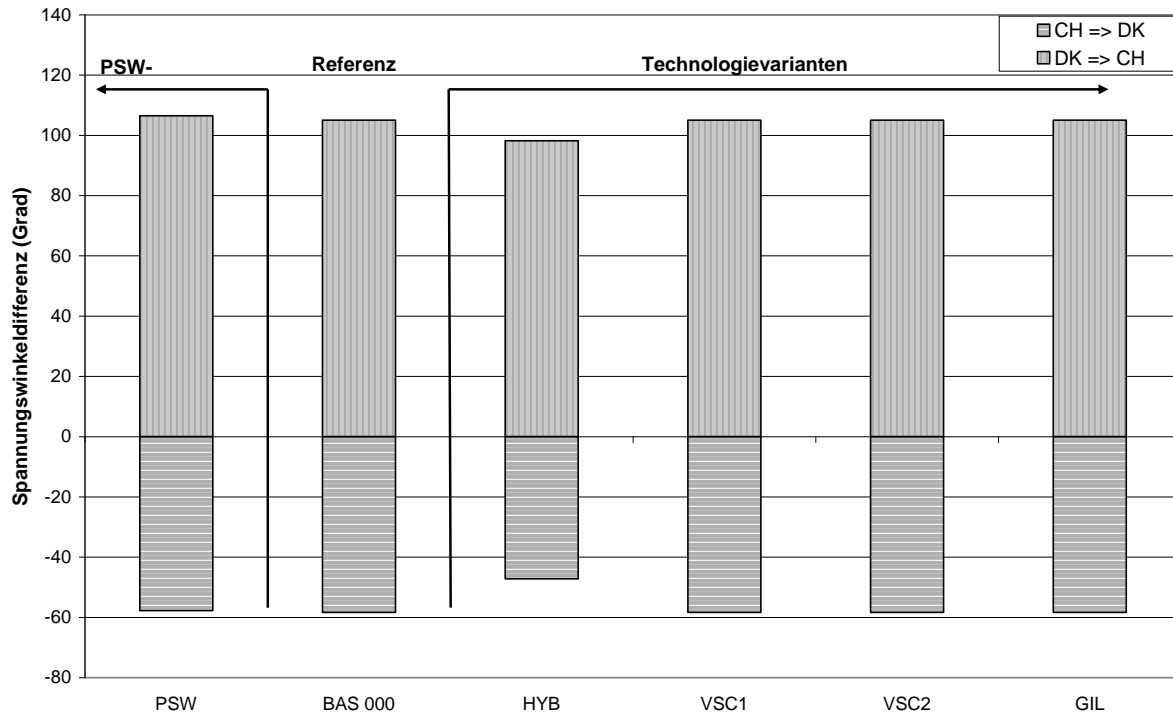
Diese Eigenschaft der VSC-Konverter hat in den Varianten VSC1 und VSC 2 noch weit stärkere Auswirkungen. Der Unterschied zwischen der Nutzung von 102 oder 47 Konverterstationen ist allerdings kaum auszumachen, wenn der $\cos \phi$ im Nennbetrieb der Konverterstationen 0,925 betragen kann.

Beim Netzausbau mit gasisolierten Leitungen in der Variante GIL führt deren hohe Betriebskapazität zu einem starken Anstieg der Blindleistungsbereitstellung. Es wird weniger Querkompensation als in der Variante BAS benötigt. Die gegenüber einer Freileitung deutlich verringerte Impedanz der GIL führt dazu, dass keine Serienkondensatoren mehr erforderlich werden. Um eine Überlastung der GIL zu vermeiden müssen stattdessen Spulen in Serie zur GIL geschaltet werden, was in der Grafik als negative Serienkompensation dargestellt ist.

14.2.4 Spannungswinkel

Die Spannungswinkel zwischen Dänemark und der Schweiz sind im Folgenden dargestellt.

Abbildung 14-5: Spannungswinkeldifferenzen zwischen Dänemark und der Schweiz im Jahr 2020 für Sensitivitätsvarianten



Quelle: ÜNB

Bis auf die Variante HYB zeigen alle anderen Varianten ähnliche Werte. Die in beiden Richtungen verringerten Spannungswinkel der Variante HYB beruhen im Wesentlichen darauf, dass durch die großräumige Übertragungstrecke und den AC-Zubau mehr Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung geschaffen wird.

14.3 Investitionskosten

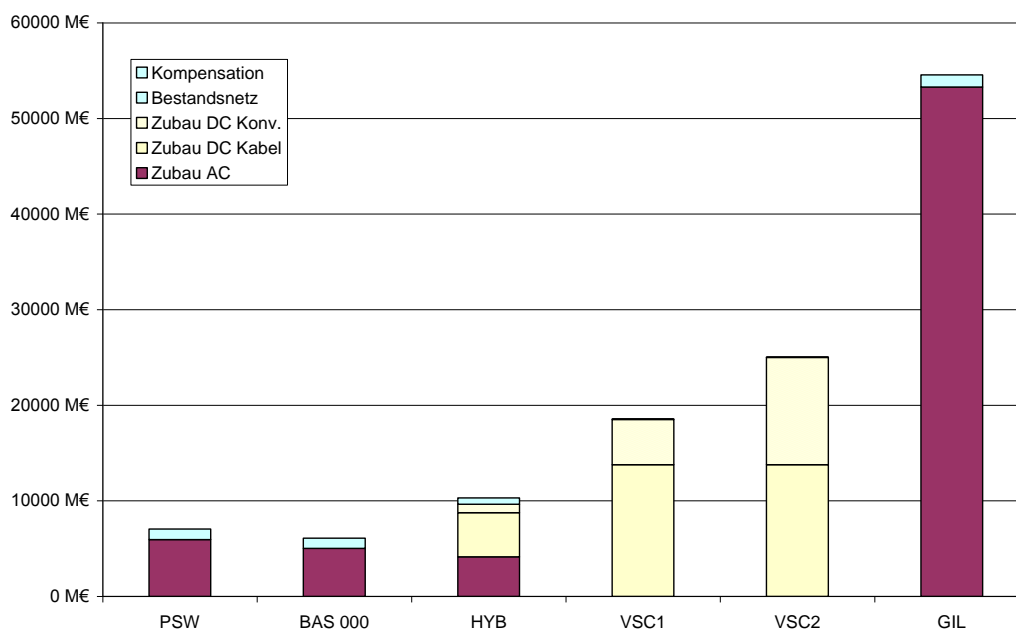
Die Annuitäten der grundsätzlich benötigten Betriebsmittel werden aus Kapitel 13.4.2 übernommen. Die jährlichen Kostenansätze für DC-Kabel, VSC-Konverter und GIL werden in Tabelle 14-3 dargestellt.

Tabelle 14-3: Modellkosten alternativer Übertragungstechnologien

Übertragungsmedium	Investitionskosten	Annuität 2020
DC-Kabel +/- 320 kV, 1100 MW	1,40 Mio. €/km	0,11 Mio. €/km*a
VSC-Konverter, 1100 MW	110 Mio. €	11,09 Mio. €/a
GIL (1 System in Erde)	4,7 Mio. €/km	0,39 Mio. €/km*a
GIL (2 Systeme in Tunnel)	14,7 Mio. €/km	1,22 Mio. €/km*a

Quelle: ÜNB

Einen Überblick über die notwendigen Investitionskosten in den zusätzlich zu den neun Grundvarianten untersuchten Sensitivitätsvarianten gibt Abbildung 14-6.

Abbildung 14-6: Übersicht über die Investitionskosten der Sensitivitätsvarianten im Vergleich zur Basisvariante

Quelle: ÜNB

14.3.1 Kosten der Offshore-Anschlüsse

Es ist geplant, zwischen dem Jahr 2015 und 2020 in der Region Nord- und Ostsee zusätzliche Windparks mit insgesamt 7000 MW Leistung anzuschließen. Mit den dann erwarteten verfügbaren Gleichstromverbindungen können je ca. 1100 MW je System (Konverter – Kabel – Konverter) übertragen werden. Dies führt zu einem modellhaften Netzausbauvolumen von insgesamt 7 Kabelsystemen mit einer gesamten Systemlänge von 1550 km verbunden mit 14 Konverterstationen auf See und an Land. Das notwendigen Investitionsvolumen dafür beträgt rund 3,7 Mrd. €.

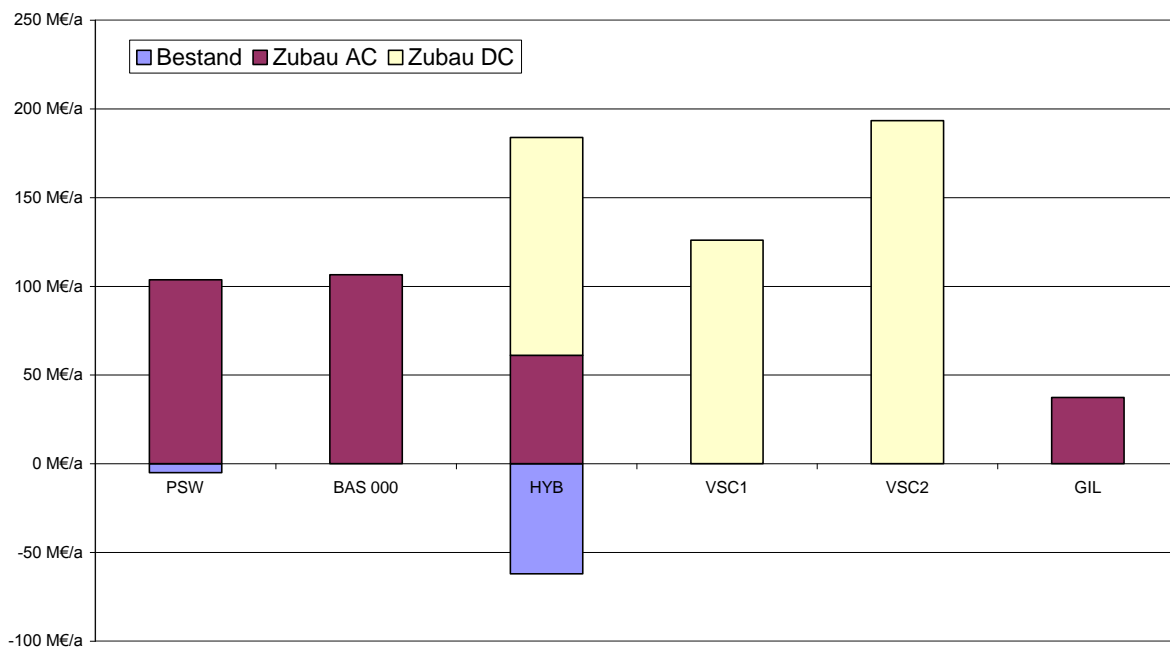
Die modellhaften Jahreskosten für die Offshore-Anschlüsse liegen inklusive Betriebs- und Verlustkosten bei rund 340 Mio. €/Jahr. Die notwendigen Investitionskosten für diese Offshore-Anschlüsse von den Plattformen der Windenergieanlagen zu den Verknüpfungspunkten an Land sind in allen Varianten gleichermaßen zu berücksichtigen.

Bei der Bestimmung des Zubaubedarfs zur Übertragung der Windenergie von der Nord- und Ostsee in die Lastschwerpunkte nach Süden und dem folgenden Vergleich der Netzkonzepte sind diese Kosten nicht enthalten.

14.3.2 Betriebs- und Verlustkosten

Ebenso wie für die neun Hauptvarianten werden die Betriebskosten der zusätzlich benötigten Betriebsmittel in der Annuität berücksichtigt. Zu den zusätzlichen Netzverlustkosten in Abbildung 14-7 müssen auch hier ca. 510 Mio. €/a zur Deckung der Verlustkosten im Bestandsnetz addiert werden.

Abbildung 14-7: Zusätzliche Verlustkosten der Sensitivitätsvarianten



Quelle: ÜNB

In der Sensitivitätsvariante PSW geht der Bedarf an Verlustenergie gegenüber der Variante BAS 000 leicht zurück. Dies liegt am verstärkten Netzausbau mit leicht verringerter spezifischer Belastung.

Die Sensitivitätsvariante HYB weist gegenüber BAS 000 einen starken Rückgang der Netzverluste und der damit verbundenen Kosten für das Bestandsnetz und das Zubaunetz aus. Diese AC-Netze werden bei gleicher maximaler Inanspruchnahme um ein Grundband entlastet, wodurch die Benutzungsdauer der Höchstleistung und der maximalen Verluste deutlich zurückgeht. Dieser Gewinn wird durch die Verlustenergie zum Betrieb der VSC-Kabel und -Konverter mehr als ausgeglichen.

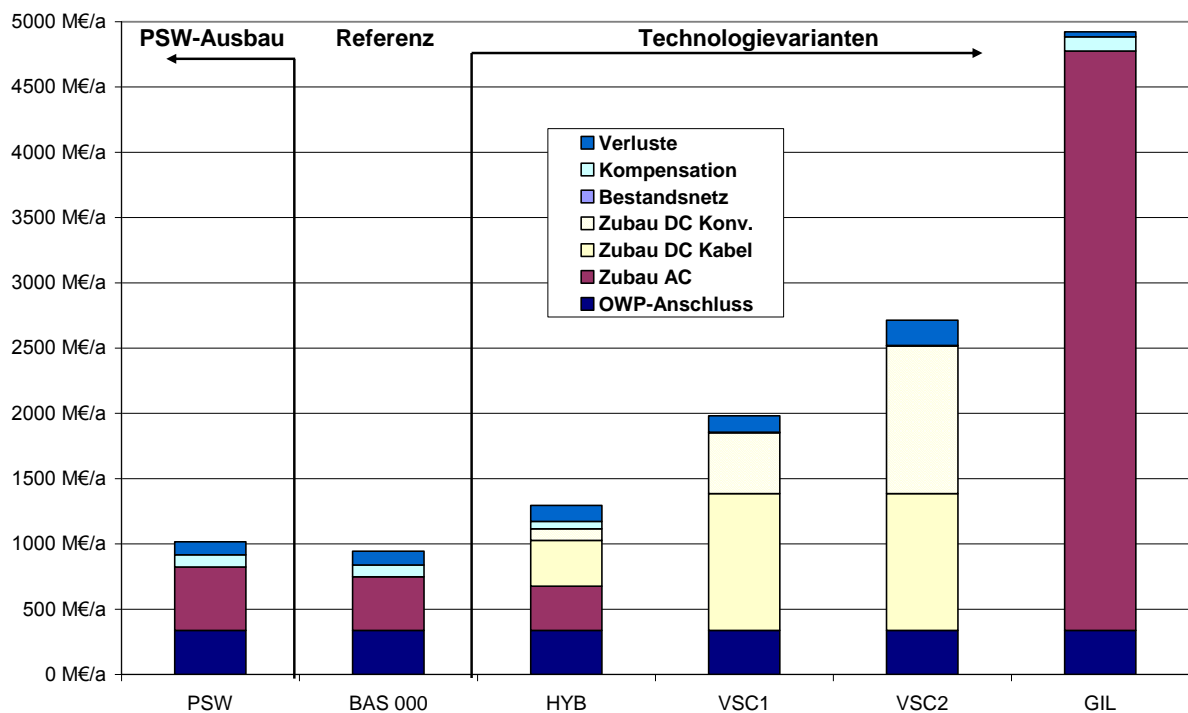
Die Sensitivitätsvariante VSC2 zeigt deutlich höhere Verlustkosten als VSC1 auf, da hier die Anzahl der Konverter mehr als doppelt so groß ist.

Beim GIL zeigen sich die Vorteile eines großen Leiterquerschnitts bei geringer Stromdichte.

14.3.3 Gesamtkostenvergleich annuitätisch

Unter Berücksichtigung aller wesentlichen Einflussfaktoren und Bewertung mit den vorstehend beschriebenen spezifischen Kosten ergeben sich für die Sensitivitätsvarianten die in Abbildung 14-8 dargestellten Annuitäten.

Abbildung 14-8: Annuitäten der Sensitivitätsvarianten (ohne Verlustsockel)



Quelle: ÜNB

In allen Varianten werden am Bestandsnetz keine Änderungen vorgenommen (bis auf die Annahmen in Kapitel 13). Der Aufwand für Blindleistungskompensationsmittel und zur Deckung der Verluste ist gegenüber den Annuitäten für die Investitionen gering. Die Variante HYB weist zwar deutlich geringere Kosten als VSC1 auf, es kann aber nicht auf den Zubau von Drehstromfreileitungen verzichtet werden, um die Übertragungsaufgabe zu erfüllen.

Die Sensitivitätsvariante GIL weist die höchsten jährlichen Kosten aller Varianten auf. Dies beruht zum Teil auf der Festlegung, dass zwei parallele Systeme im Tunnel zu verlegen sind. Selbst bei einsystemiger Verlegung aller Stromkreise in Erde würde mit Kosten von ca. 3 Mrd. € pro Jahr immer noch der Spitzenwert gehalten.

Der Vergleich der Varianten VSC1 und VSC2 zeigt deutlich den Vorteil einer minimierten Anzahl von Konverterstationen beim Multi-Terminal-Betrieb des vermaschten Gleichstromnetzes. Unter Berücksichtigung der Offshore-Anschlüsse erfordert die Variante VSC1 etwa doppelt so hohe jährliche Aufwendungen wie die Basisvariante.

14.4 DC-Kabellösungen

14.4.1 Einleitung

Auf Grund der zunehmenden Installation von EE-Erzeugungsanlagen und der sich ändernden Struktur des Kraftwerksparkes und -einsatzes kommt es im Übertragungsnetz bereits heute und künftig noch zunehmend zu ausgedehnten Leistungstransporten, für welche diese ursprünglich nicht ausgelegt waren. Zudem ändert sich nicht nur die Zusammensetzung des Kraftwerksparkes. Mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Erzeugern wandeln sich auch das elektromechanische Betriebsverhalten der Erzeugungseinheiten und die geografischen Schwerpunkte der Kraftwerke. Besonders die großen Windkraftwerke im Offshore-Bereich werden große Leistungstransite über große Entfernungen durch das Übertragungsnetz verursachen.

Diese großräumigen Leistungsübertragungen über bestimmte Korridore, wie z.B. im Fall der Windenergie von Nord- und Nordostdeutschland in die Ballungszentren in der Mitte und im Süden Deutschlands, bedingen einen Ausbau des Übertragungsnetzes und deren Übertragungskapazität. Diese Verstärkung des Netzes kann - wie in Kapitel 10 ermittelt - durch Drehstromübertragungen, z.B. mit Freileitungen, realisiert werden, es gibt aber auch die Möglichkeit Gleichstromtechnologien als alternative Übertragungstechnik zu wählen.

Das Ziel dieses Teils der Studie ist es, die technische Machbarkeit eines Gleichspannungs-Verbundnetzes als zusätzliche Variante zu einem Ausbau mit 380-kV-Freileitungen zu untersuchen, welches dem existierenden Drehstromnetz überlagert und über ganz Deutschland ausgedehnt wird. Das Gleichspannungsnetz wird vorzugsweise als Gleichspannungs-Kabelnetz mit VSC-HGÜ-Technologie entsprechend den Ergebnissen aus Kapitel 10 ausgeführt.

Abgrenzung

Eine in Kapitel 10 identifizierte vorteilhafte Möglichkeit der Erhöhung der Übertragungsfähigkeit eines Netzes ist der Bau neuer Strecken mit Drehstromfreileitungen. 380-kV-Drehstromkabellösungen Onshore sind nur bis Streckenlängen von ca. 50-80 km wirtschaftlich günstiger gegenüber dem Bau einer HGÜ-Kabelverbindung. Technisch ist eine Verbindung mit Drehstromkabel – abhängig von der Betriebsspannung und Frequenz – nur bis zu ca. 100-200 km möglich. Darüber hinaus müssen weitere Maßnahmen ergriffen werden, wie z.B. der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen oder auch Maßnahmen zur Lastaufteilung zwischen Kabel und bestehendem Netz. Diese erhöhen die Investitionskosten zusätzlich. Bei einer Realisierung eines Gleichspannungsnetzes mit konventioneller HGÜ-Technologie stellt die Leistungsumkehr ein essentielles Problem dar. Bei der konventionellen HGÜ muss die Polarität der Spannung umgekehrt werden, da die Stromrichtung vorgegeben ist. Das heißt aber, dass die Leistungsrichtung in allen Strecken gleichzeitig umgekehrt wird. So ist ein unabhängiger Leistungsfluss von verschiedenen Strecken im Gleichspannungsnetz nur sehr schwierig zu realisieren. Außerdem kann ein Umrichter nur abhängig von der Polarität der Spannung Leistung aufnehmen oder abgeben. Der individuelle Wechsel zwischen Abgabe und Aufnahme von Leistung an den Verknüpfungspunkten zum Verbundnetz ist so pro Station nur durch Umschalten über Leistungsschalter möglich. Ein flexibles vermaschtes dem Drehstromnetz überlagertes System kann so nicht aufgebaut werden.

Einbindung in Kapitel 11 und Kapitel 10 sowie Kapitel 13

Im Kapitel 13 der Studie wurde ein regionalisiertes Modell des deutschen Übertragungsnetzes entwickelt. Aus diesem Modell ergeben sich notwendige Austausch- und Übertragungsleistungen zwischen den definierten Regionen. Die dabei ermittelte Höhe der Leistungsflüsse bedingt einen weiteren Ausbau des Übertragungsnetzes.

In den Kapiteln 11 und 10 wurden unterschiedliche Übertragungstechnologien für die Übertragung hoher Leistungen auf dem Land sowie im Offshore-Bereich verglichen. In Kapitel 11 wurden die Übertragungstechnologien für die Verbindung von Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee bis zum Anschlussknoten im Küstenbereich verglichen. In Kapitel 10 wurden die Übertragungstechnologien an Land sowohl mit verschiedenen Kabel- als auch mit Freileitungslösungen untersucht.

Eine Möglichkeit der Erhöhung der Übertragungsfähigkeit eines Netzes ist der Bau neuer Strecken mit Drehstromtechnologie. Hier kann das Netz mit Drehstromfreileitungen, Drehstromkabeln oder mit gasisolierten Leitungen (GIL) erweitert werden. Die 380-kV-Drehstromfreileitung ist nach den Bewertungskriterien des Kapitels 10 die günstigste der dort untersuchten Technologien.

Werden die zusätzlich notwendigen Strecken alternativ mit einer erdverlegten Übertragungstechnologie aufgebaut, zeigen die Ergebnisse aus Kapitel 10, dass die Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) mit Gleichstromkabel und VSC-Technologie (Voltage Source Converter – Umrichter mit Spannungszwischenkreis) die bevorzugte Technologie für die meisten betrachteten Übertragungsaufgaben ist, wenn man auf eine Ausführung als Freileitung verzichten muss. Daher wird in diesem Kapitel die VSC-HGÜ-Technologie für den möglichen Einsatz eines erdverlegten Ausbaus des Übertragungsnetzes näher analysiert.

14.4.2 Technologiebeschreibung

Beschreibung der Technologie VSC-HGÜ

Eine detaillierte Beschreibung der VSC-HGÜ-Technologie ist im Bericht in Kapitel 10 dieser Studie zu finden. Hier werden nur die grundlegenden und für diese Studie notwendigen Eigenschaften zusammengefasst.

Bei der HGÜ mit „Voltage Source Converter (VSC)“-Technik handelt es sich um eine Technologie der Gleichstromübertragung, welche VSC-Umrichter mit Spannungszwischenkreis verwendet. Im Gegensatz zur klassischen HGÜ werden bei der VSC-HGÜ abschaltbare Ventile, sog. Insulated Gate Bipolar Transistoren (IGBT), eingesetzt.

Die schnelle Steuerbarkeit der Stromrichter ermöglicht eine getrennte Wirk- und Blindleistungsregelung. Die VSC-HGÜ ist nicht von einem externen Drehstromnetz abhängig. Da sie keine Kommutierungsblindleistung benötigt, kann sie auch an Drehstromnetzen mit kleiner Kurzschlussleistung betrieben werden und ist sogar für die Anbindung von Inselnetzen ohne rotierende Synchronmaschinen geeignet. Auch der Netzwiederaufbau ist mit dieser Übertragungstechnologie möglich, wenn beispielsweise eine Seite der VSC-HGÜ nicht von Synchrongeneratoren gespeist wird (Schwarzstartfähigkeit).

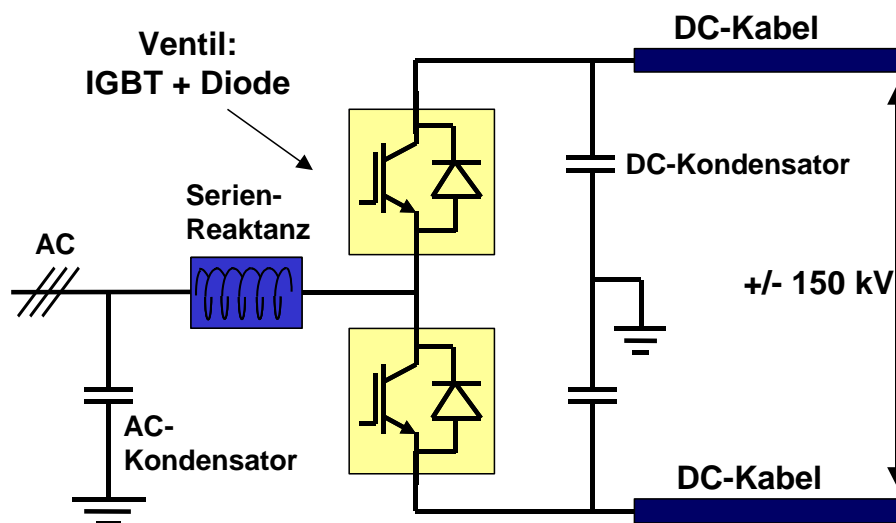
Komponenten

Das prinzipielle Ersatzschaltbild der VSC-HGÜ Technik ist in Abbildung 14-9 dargestellt. Im Gleichrichter wird die Wechselspannung mit Transistorventilen in eine Gleichspannung umgewandelt. Dabei können die Transistoren (IGBTs) über ein Steuersignal mit einer Frequenz im Kilohertz-Bereich ein- und ausgeschaltet werden. Durch das gesteuerte Ein- und Ausschalten der IGBTs können Betrag und Phase der Ausgangsspannungen unabhängig von der Netzspannung geregelt werden.

Der Gleichspannungszwischenkreis hat ähnlich wie die klassische HGÜ zwei Pole, die mit entgegen gesetzter Spannung betrieben werden. Gleichspannungs-Kondensatoren in beiden Stromrichterstationen glätten die Gleichspannung und dienen auch als Energiespeicher und – puffer zwischen Gleich- und Wechselrichter. Der Wechselrichter formt die Gleichspannung in eine Wechselspannung um, bei der Betrag und Phase von der Regelung vorgegeben werden können.

Durch die schnelle Ansteuerung der IGBTs kann im Gegensatz zur klassischen HGÜ eine Wechselspannungsform erreicht werden, die deutlich weniger Oberschwingungen aufweist. Aus diesem Grund ist es möglich, die OberschwingungsfILTER kleiner als bei der klassischen HGÜ auszulegen. Je nach Technologie und Übertragungsaufgabe der VSC-HGÜ können OberschwingungsfILTER sogar ganz entfallen.

Abbildung 14-9: Einphasiger Ersatzschaltplan eines VSC-HGÜ-Umrichters



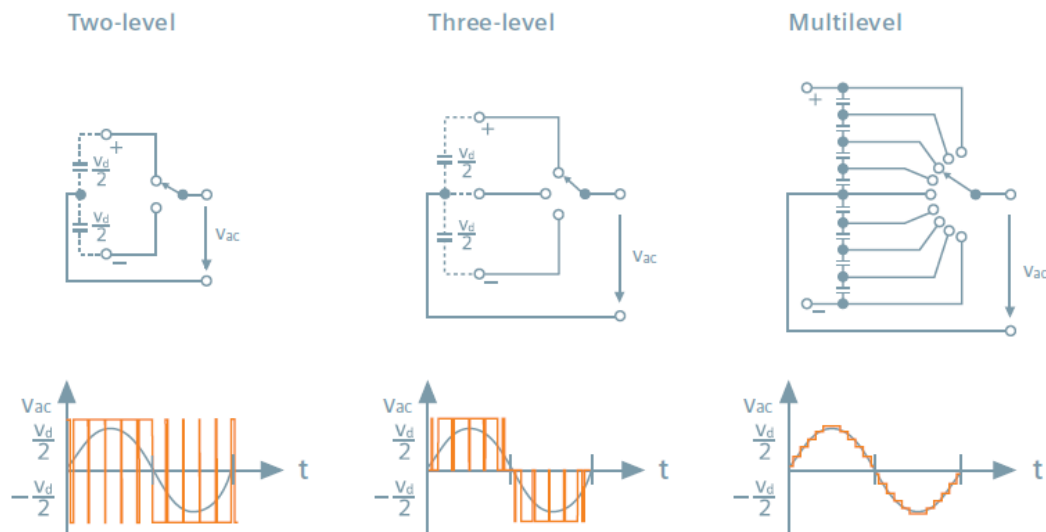
Quelle: Hersteller

Der Stromrichter kann sich im Aufbau unterscheiden. Üblich sind heute

- Zwei-Level Konverter
- Drei-Level Konverter
- Multi-Level Konverter (Modular Multilevel Converter oder MMC)

Abbildung 14-10 zeigt den Aufbau der drei Möglichkeiten sowie die resultierende Spannungsform der erzeugten Wechselspannung.

Abbildung 14-10: Mögliche Aufbauszenarien eines VSC-HGÜ Umrichters



Quelle: Hersteller

Regelung und Verhalten am Drehstromnetz

Bei der VSC-Technologie kann bei der Ansteuerung der Ventile des Stromrichters sowohl der Ein- als auch der Ausschaltzeitpunkt geregelt werden. So kann der Betrag und der Winkel sowie die Richtung des Stroms aus dem Umrichter unabhängig voneinander geregelt werden. Es ergeben sich somit für beide Umrichter jeweils zwei unabhängig voneinander regelbare Größen. Es kann also beispielsweise die Aufnahme oder Abgabe von Wirkleistung und Blindleistung individuell geregelt werden.

Die VSC-HGÜ im Verbundnetz kann also in unterschiedlichen Betriebsweisen arbeiten und so zu einer Verbesserung des Betriebs führen.

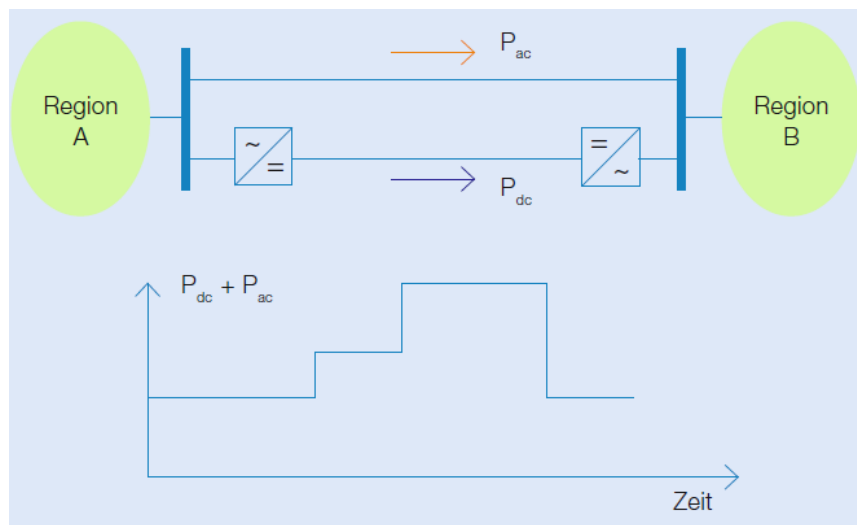
Wirkleistungsregelung:

Bei einer Punkt-zu-Punkt Verbindungen wird typischerweise die übertragene Wirkleistung auf einen vorgegebenen Wert geregelt, der in Echtzeit angepasst werden kann. Dabei wird ein Umrichter die Aufgabe der Wirkleistungsregelung wahrnehmen, der andere Umrichter regelt die Gleichspannung, die in den vorgegebenen Betriebsgrenzen gehalten werden muss.

Die Referenzwerte der einzelnen Betriebsmodi können dabei manuell oder über eine überlagerte Regelung vorgegeben werden, wie zum Beispiel über eine der Wirkleistungsregelung überlagerte Frequenzregelung.

Eine Regelung des Leistungsflusses kann bei einem ausreichend vorhandenen Übertragungsquerschnitt unerwünschte Leistungsflüsse und Überlastungen verhindern. Abbildung 14-11 zeigt, dass der Leistungsfluss entlang der HGÜ und damit auch die Auslastung von parallelen Drehstrom-Leitungen geregelt werden kann.

Abbildung 14-11: Paralleler Betrieb mit Wirkleistungsregelung einer Drehstrom- mit einer VSC-HGÜ-Verbindung



Quelle: Hersteller

Blindleistungs- und Spannungsregelung:

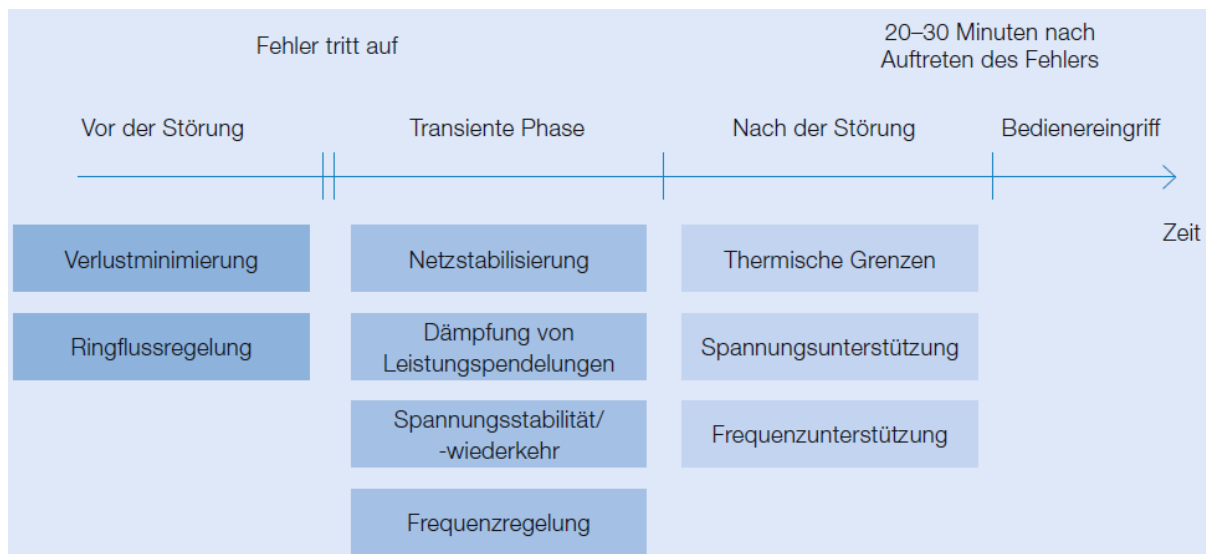
Im Normalbetrieb kann jede Stromrichterstation individuell und unabhängig voneinander die Blindleistungsabgabe oder –aufnahme am Anschlussknoten regeln. Diese Regelung ist entkoppelt von Lastzustand und der übertragenen Wirkleistung. Ein vorgewählter Betriebsmodus entscheidet über die Betriebsweise als reine Blindleistungsregelung oder der Regelung der Netzspannung am Stromrichter.

Regelung während Störungen im Drehstromnetz:

Bei Fehlern im Drehstromnetz kann die VSC-HGÜ weiter betrieben und aktiv geregelt werden. Da sie selbstgeführt arbeitet, ist sie nicht auf ein vorhandenes Drehstromnetz angewiesen und kann nahezu unabhängig davon arbeiten.

Im Fall eines Fehlers oder Spannungseinbruchs im Drehstromnetz ist – bei entsprechender Dimensionierung – jeder Stromrichter in der Lage, einen Blindstrom maximal in Höhe des Bemessungsstroms in das Netz am Verknüpfungspunkt einzuspeisen und so die Spannung im Netz dynamisch zu stützen. Nach Klärung des Fehlers können die Umrichter zusätzlich Blindleistung bereitstellen und spannungsstützend arbeiten.

Bei in Übertragungsnetzen eingebetteten VSC-HGÜ-Systemen können eine Reihe erweiterter Regelungsfunktionen zur Behandlung verschiedener Probleme während und nach der Störung implementiert werden. Verschiedene mögliche Regelungsstrategien im stationären Bereich („vor der Störung“) während und im transienten Verhalten („transiente Phase“) und nach der Störung sind in Abbildung 14-12 gezeigt.

Abbildung 14-12: Erweiterte Regelungsstrategien der VSC-HGÜ

Quelle: Hersteller

Eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise des Reglers von Punkt-zu-Punkt Verbindungen sind im Bericht zu Kapitel 11 dieser Studie dargelegt.

Auswirkung von Störungen im Gleichspannungsnetz auf das Drehstromnetz:

Im Fall von Kurzschlüssen auf der Gleichspannungsseite wird die Spannung im gesamten Gleichspannungskreis gleichermaßen einbrechen. Die Begrenzung der Störung in der Form eines Spannungstrichters ist aufgrund der fehlenden Reaktanzen nur kaum zu sehen, wie dies im Drehstromsystem der Fall ist.

So wird im schlechtesten Fall bei Fehlern auf der Gleichspannungsseite die Übertragungsfähigkeit des Gleichspannungsnetzes kurzzeitig bis zur Klärung des Fehlers verloren gehen, und das Drehstromnetz muss die komplette ausgefallene Leistung übertragen. Die Auswirkungen auf den Betrieb und die Stabilität des Drehstromnetzes müssen dazu untersucht werden.

Multiterminal-Betrieb

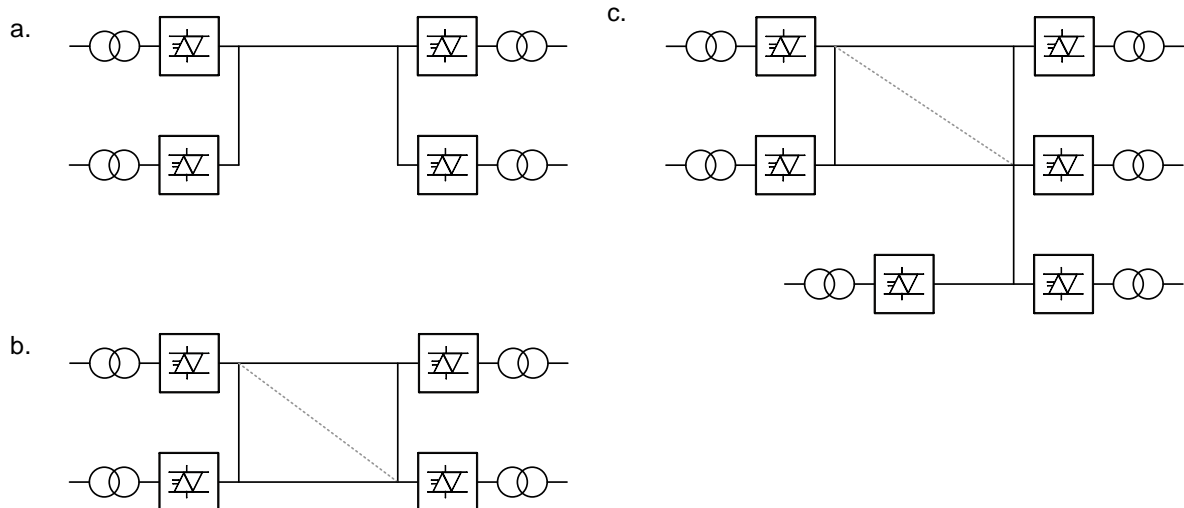
Bei HGÜ Verbindungen ist es möglich, mehrere Umrichter an einen Gleichspannungszwischenkreis anzuschließen und so einen sogenannten Multi-Terminal-Betrieb zu errichten. Aufgrund der flexiblen Regelbarkeit des Gleichspannungskreises bei der VSC-HGÜ Technologie und der konstanten Polarität der Spannung kann ein Multi-Terminal-System mit VSC-HGÜ im Vergleich zur klassischen HGÜ einfacher realisiert werden und die Anzahl der Terminals ist technisch nicht limitiert. Ein Beispiel der Realisierung einer Multiterminal-VSC-HGÜ gibt es noch nicht.

Ein Vorteil der VSC-HGÜ-Technologie ist, dass für jeden Umrichter die Leistungsrichtung durch die Steuerung vorgegeben werden kann, unabhängig von der Arbeitsweise der anderen Umrichter. Das heißt, dass die einzelnen Konverterstationen dabei grundsätzlich sowohl Leistung in den Gleichspannungsspannungskreis einspeisen oder Leistung aus diesem beziehen können. Die Polarität der Gleichspannung bleibt dabei immer erhalten, aber die Richtung des Gleichstroms kann geändert werden. So kann mit der VSC-HGÜ relativ einfach ein Multiterminal-System entworfen und betrieben werden.

Das Netz kann in verschiedenen Strukturen aufgebaut werden:

- Radiales System Abbildung 14-13 a)
- Ring- oder komplett vermaschte Strukturen (Abbildung 14-13 b)
- Kombination aus beiden Möglichkeiten (Abbildung 14-13 c)

Abbildung 14-13: VSC-HGÜ als Multi-Terminal - Beispiele



Quelle: Hersteller

14.5 Grundlegende Auslegung des Gleichspannungsnetzes

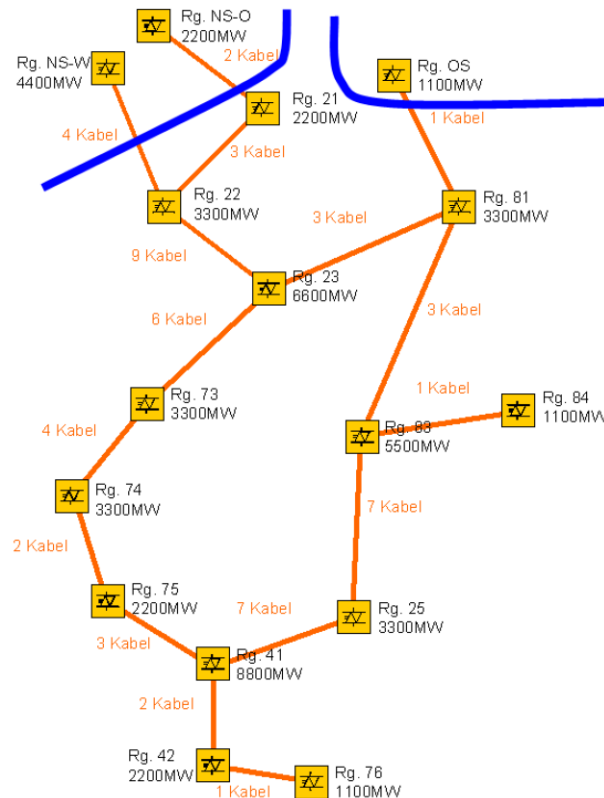
14.5.1 Beschreibung des Netzes

Für die Untersuchung der möglichen Weiterentwicklung des deutschen Übertragungsnetzes wurde ein vereinfachtes Modell des deutschen Übertragungsnetzes aus 18 Knoten und 18 internationalen Kuppelknoten mittels PTDF-Verfahren entwickelt. Das Modell enthält die notwendigen Austausch- und Übertragungsleistungen zwischen den einzelnen Regionen. Als eine mögliche Lösung wird Konzept für die Verbindung einiger Regionenmittelpunkte über VSC-HGÜ-Übertragungstechnologie vorgeschlagen.

Für jeden Knotenpunkt wurden die minimalen Austauschleistungen zum Drehstromnetz definiert, und für jede Verbindung zwischen zwei Knoten wurden die minimalen Übertragungsleistungen festgelegt. Abbildung 14-14 zeigt schematisch die einzelnen Regionen mit geforderter installierter Konverterleistung und Anzahl der parallelen Gleichstromkabel, wobei angenommen wird, dass jedes Kabel 1100 MW Leistung übertragen kann.

Für das Entstehen eines VSC-HGÜ-„Gleichspannungsnetzes“ können zusätzlich auch Synergien zwischen der Anbindung von einzelnen Windparkclustern in Nord- und Ostsee genutzt und diese Verbindungen als Anfang eines deutschlandweiten VSC-HGÜ-„Gleichspannungsnetzes“ berücksichtigt werden.

Abbildung 14-14: Gleichspannungsnetz mit Konverterleistung und Anzahl an Verbindungskabel



Quelle: Siemens, ABB

Im Folgenden wird die Realisierung der vorgeschlagenen Netzstruktur mit VSC-HGÜ-Technologie untersucht und beschrieben.

Beschreibung des Gleichspannungsnetzes

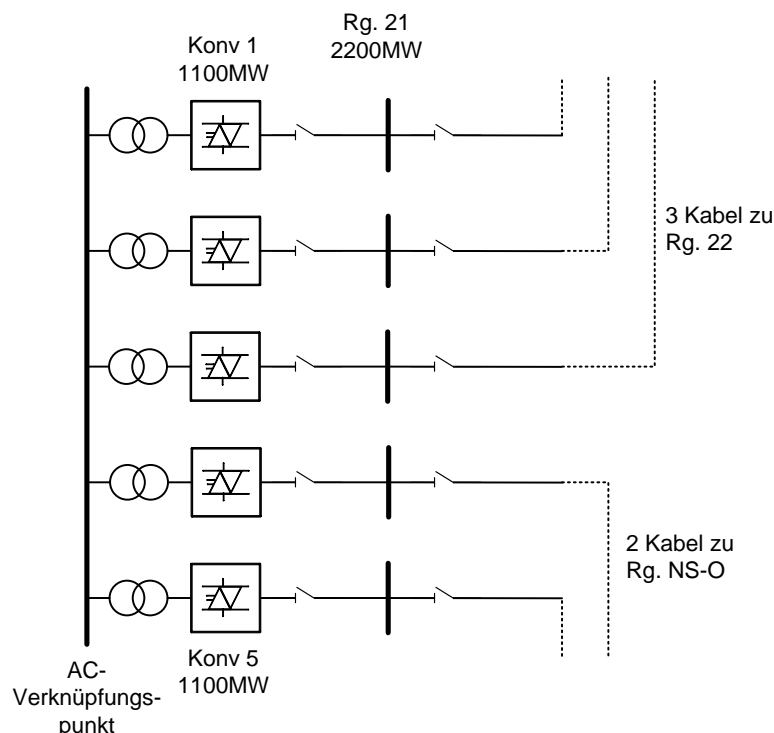
Konzept „Punkt-zu-Punkt Verbindungen“

In einem ersten Schritt wird eine Vorstufe eines Gleichspannungsnetzes als Summe von unvermaschten Punkt-zu-Punkt Verbindungen ausgeführt, d.h. jede Verbindung besteht aus einer Übertragungsstrecke und je einem Stromrichter am Anfang und am Ende. Der Charakter und die Vorteile einer Gleichstrom-Vermaschung entfallen somit für diese Lösung. Andererseits kann in einem solchen Netz aber der Leistungsfluss entlang der Strecke genau geregelt werden.

Bei dieser Lösung besteht jede Verbindung aus parallelen und unabhängigen HGÜ-Verbindungen. Das heißt, dass an jedem Knoten- bzw. Anschlusspunkt die Leistung von Gleichstrom in Drehstrom konvertiert wird, und dann wieder über weitere Konverter zurück in Gleichstrom gerichtet werden muss. Diese Lösung benötigt sehr viele Stromrichteranlagen, d.h. es werden höhere Investitionskosten notwendig und die Verluste des Systems steigen. Zudem wird der Platzbedarf durch die Stromrichterstationen deutlich steigen.

Auf der anderen Seite benötigt dieses Konzept keine Gleichstrom-Leistungsschalter. Abbildung 14-15 zeigt die Topologie in der Region 21 mit einer geforderten Austauschleistung von 2200 MW und je 2 bzw. 3 Leitungen zu benachbarten Regionen. Bei der Darstellung ist zu beachten, dass alle Stromrichter und die Leitungen bipolar ausgeführt sind, d.h. die gezeigte Schaltanlage und die Leitungen sind jeweils für den positiven und den negativen Pol notwendig.

Abbildung 14-15: Exemplarische Topologie von Region 21 mit Punkt-zu-Punkt-Verbindungen



Quelle: Hersteller

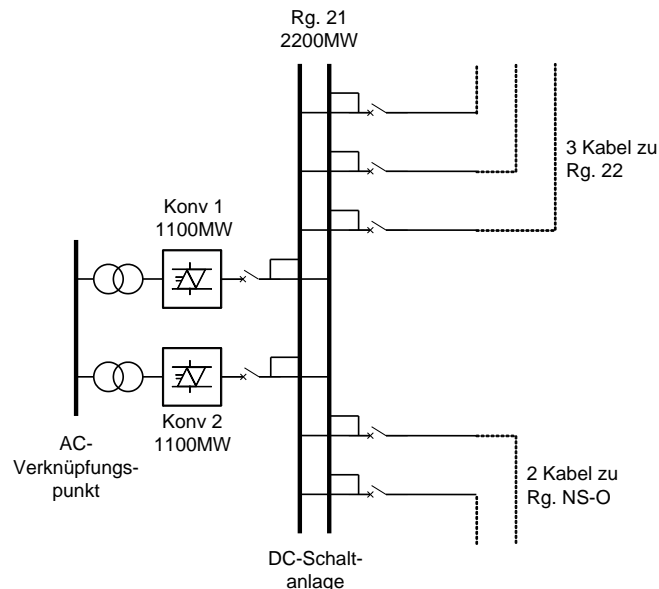
Konzept „Gleichspannungsnetz“

Eine weitere Lösung der Übertragungsaufgabe wird durch ein in sich vermaschtes Gleichspannungsnetz erzielt. Dieses kann durch den Zusammenschluss schon vorhandener Punkt-zu-Punkt-Verbindungen mit neuen Anlagen und Anlagenteilen erfolgen.

In diesem Konzept werden an jedem Knotenpunkt nur maximal so viele Stromrichterstationen aufgebaut, wie für das geforderte Austauschleistungssaldo mit dieser Region notwendig sind. Diese Stromrichter sind an eine Gleichstrom-Schaltanlage angeschlossen, die entsprechend der Leistung aus mehreren Sammelschienen bestehen kann. So reduziert sich die gesamte Anzahl an Stromrichterstationen verglichen zum vorherigen Konzept, es ist jedoch der Aufbau einer Gleichstromschaltanlage zu berücksichtigen, denn die ankommenden oder abgehenden Gleichstromleitungen sind jeweils mit einer Sammelschiene über Leistungsschalter verbunden. Die Anzahl an Leitungen ist identisch mit dem vorher beschriebenen Konzept.

Abbildung 14-16 zeigt wieder die Topologie in der Region 21 mit einer geforderten Austauschleistung von 2200 MW und je 2 bzw. 3 Leitungen zu benachbarten Regionen. Bei der Darstellung ist ebenfalls zu beachten, dass alle Stromrichter und die Leitungen bipolar ausgeführt sind, d.h. die gezeigte Schaltanlage und die Leitungen sind jeweils für den positiven und den negativen Pol notwendig.

Abbildung 14-16: Exemplarische Topologie von Region 21 mit Gleichspannungsnetz



Quelle: Hersteller/ÜNB

Auslegung der Verbindungen

Zu Beginn der Auslegung ist eine Analyse der umgebenden Drehstromnetze und deren Belastbarkeit wichtig, da im Fall einer Abschaltung einer Übertragungsstrecke im Gleichspannungsnetz im schlechtesten Fall das Drehstromnetz die komplette ausgefallene Leistung übertragen muss. Dabei wird die bestehende Möglichkeit der kurzfristigen Überlastung der Stromrichter und deren Ventile nicht in Betracht gezogen.

Es wurde festgelegt, dass das umgebene Netz maximal 1100 MW Leistung übernehmen kann, ohne den sicheren Betrieb zu gefährden. Daher wurde in der folgenden Auslegung die maximale Bemessungsleistung einer VSC-HGÜ-Kabelverbindung auf 1100 MW begrenzt.

Tabelle 14-4 zeigt die Auslegung der Übertragungsstrecke mit VSC-HGÜ-Technologie und Gleichstromkabel.

Tabelle 14-4: Auslegung der VSC-HGÜ-Technologie mit Gleichstromkabel für eine Übertragung von 1100 MW mit unterschiedlicher Streckenlänge

	Größe	Einheit	1100MW
VSC-HGÜ			
Kabel	<i>Isolierung</i>	-	VPE
	<i>Un</i>	kV	± 320
	<i>In</i>	A	1750
	<i>Pmax pro System</i>	MW	1120

Quelle: Hersteller

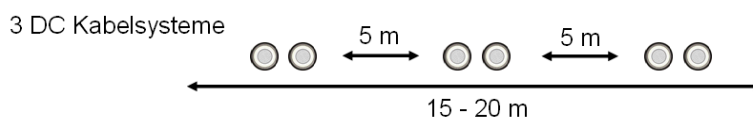
Die Auslegung der Kabel ist stark von dem Boden, der Verlegungstiefe, dem Abstand zwischen den Kabeln usw. abhängig. Diese Größen beeinflussen entscheidend die Kabelauswahl. Zum Beispiel kann für eine Erdtemperatur von 15° C, Verlegungstiefe von 1 m und einen thermischen Widerstand der Erde von 1.0 K x W/m für die Übertragung von 1100 MW das Kabel aus Aluminium mit dem Querschnitt von 2200 mm² ausgewählt werden.

Dieses Kabel hat folgende Eigenschaften:

Leiter:	Aluminium
Querschnitt:	2200 mm ²
Stromtragfähigkeit:	1571-1963 A (abhängig von dem Abstand zwischen den Kabeln)
Gewicht:	15 kg/m
Äußerer Querschnitt:	121 mm

Abbildung 14-17 zeigt die Verlegung dreier paralleler Kabelsysteme in Erde mit notwendigen Abständen zwischen den Systemen.

Abbildung 14-17: Die Breite der Strecke für die Übertragung von 3300 MW – drei Gleichstrom-Kabelsysteme, Spannung +/-320 kV.



Quelle: Hersteller

Mögliche Regelungskonzepte

Die Steuerfunktionen des VSC-HGÜ-Systems können, abhängig von der Aufgabe und der zu steuernde Komponente, in folgende drei Gruppen unterteilt werden:

- Systemregelung
- Anwendungsregelung
- Umrichterregelung

Durch die Systemregelung werden die Aufgaben, die für das gesamte Netz wichtig sind, ausgeführt, z. B. Lastfluss, Engpassmanagement sowie Spannungsregelung. Die Systemregelung bestimmt die Anwendungsregelung näher, bzw. sie ist von der Einrichtung der Aufgaben der Systemregelung abhängig. Als Anwendungsregelung können folgende Aufgaben übernommen werden:

- Lastfluss
- Blindleistungskompensation
- Verbesserung der transienten Stabilität
- Pendeldämpfung
- Verbesserung der Spannungsstabilität

Die Umrichterregelung ist auf die inneren Prozesse im Stromrichter orientiert und umfasst u. a. Synchronisierung (PLL), Zerlegung der Spannungskomponenten, Gleichspannungsregelung, Regelung der AC-Ströme, Optimierung der Schaltfrequenz der Ventile (IGBT Transistoren), Wirk- und Blindleistungsregelung, AC Spannungsregelung, Stufenschalterregelung der Transformatoren usw.

In einem Gleichstromnetz muss ähnlich wie im Drehstromnetz aufgenommene und abgegebene Leistung im Gleichgewicht sein. Andernfalls wird die Gleichspannung im Gleichspannungsnetz bei einem Leistungsüberschuss steigen bzw. bei Unterdeckung sinken.

Das heißt, das System muss die Stromrichterstationen so regeln, dass die Spannung an allen Knoten immer in den betriebsbedingt festgesetzten Grenzen liegt.

Es gibt mehrere Möglichkeiten, die Gleichspannung zu regeln:

- Eine Stromrichterstation kann für das Leistungsgleichgewicht verantwortlich sein, d.h. dass alle Stationen einen vorgegebenen festen Wirkleistungssollwert haben und nur eine Station regelt die Höhe der Gleichspannung. Sie arbeitet demnach als „Slack“ oder Ausgleichsknoten. Für diese Regelung ist keine Kommunikation zwischen den Stationen erforderlich.
- Die Aufgabe der Gleichspannungsregelung kann auch auf mehrere wenige Stromrichter aufgeteilt werden. In diesem Fall wird die Gleichspannung oder das Leistungsgleichgewicht gemessen und der Wirkleistungssollwert dieser Stationen entsprechend angepasst. Die anderen Stromrichter arbeiten mit konstantem Wirkleistungsaustausch mit dem Netz. Diese Regelung ist analog zur Sekundärregelung der Frequenz im Drehstromnetz.
- Wenn sich alle Stromrichter an der Spannungsregelung im Gleichspannungsnetz beteiligen, muss der Wert der voreingestellten Wirkleistungsaufnahme pro Umrichter vorher genau ermittelt werden und sich somit ein Leistungsgleichgewicht im Netz ergeben. Dann wird über Kommunikation oder über eine Droop-Charakteristik (vergleichbar der Statik einer Leistungs-Frequenz-Regelung eines Kraftwerks) in der Gleichspannungsregelung der Wirkleistungssollwert angepasst. Dieses Verhalten entspricht in etwa der automatischen Primärregelung in Kraftwerken. In diesem Fall werden die Stromrichter nicht exakt die planmäßige Leistung liefern.

Dies zeigt auch, dass abhängig von Kommunikation zwischen den Stromrichterstationen zusätzliche Regelungsstrategien aufgebaut werden können, was die Regelfähigkeit des gesamten Systems erhöht.

Schwierig ist die Haltung der Gleichspannung in vermaschten Gleichspannungsnetzen, wenn eine Wirkleistungsregelung verwendet wird. Hier kann nicht mit Hilfe der Blindleistung die Höhe der Spannung beeinflusst werden. Die Höhe der Gleichspannung muss also zusätzlich in der Regelung der Umrichter verwendet werden. Abhängig von den Betriebsgrenzen kann es notwendig sein, die eingestellte Wirkleistung anzupassen, um die Gleichspannung in den geforderten Grenzen zu halten.

Diese Tatsache kann durch einen überlagerten Master-Regler bei der Festlegung des Fahrplans und des jeweiligen Betriebspunktes beachtet werden. Die Sollwerte der Regler werden entsprechend eingestellt.

Weiterhin muss die Spannung an jedem Netzknoten im Drehstrom-Übertragungsnetz in einer bestimmten Bandbreite um die Nennspannung geregelt werden. Die Spannung wird durch die Blindleistung geregelt, die im Gegensatz zur Wirkleistung lokal bereitgestellt werden muss. Die VSC-HGÜ kann diese Spannung zusätzlich am Anschlusspunkt jeder Station an das existierende Übertragungsnetz unabhängig vom Wirkleistungsfluss regeln.

Die dargestellten Möglichkeiten der VSC-HGÜ und der Regelung bedingen eine höhere Komplexität des Systems, bei dem die systemsichere Integration in das Übertragungsnetz gewährleistet sein muss.

Selektivität bei Fehlern

Wie auch in einem vermaschten Drehstrom-Übertragungsnetz ist die selektive und zuverlässige Abschaltung von Fehlern auf einem Gleichstromkabel oder im Umrichter für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Gleichspannungsnetzes absolut notwendig. Dabei darf eine Störung nicht den Betrieb des gesamten Systems beeinflussen, sondern muss möglichst nur die fehlerbehaftete Komponente und damit den Fehler aus dem System durch Abschaltung entfernen, und danach einen Weiterbetrieb des Systems sicherstellen.

Es gibt mehrere Möglichkeiten des Aufbaus mit verschiedenen Schutzkonzepten, die im Folgenden beschrieben werden.

Variante 1: Gleichstrom-Trennschalter

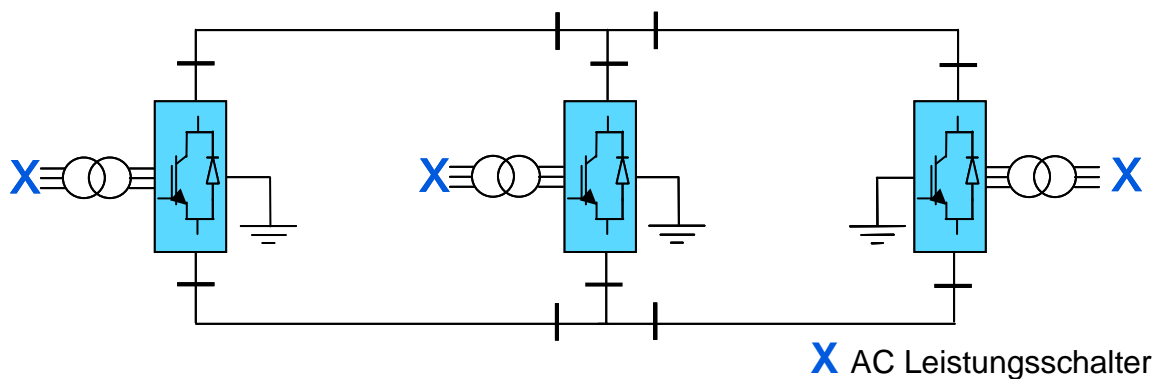
Das Gleichspannungssystem wird als ein komplettes System und als ein Schutzbereich betrachtet. Es sind keine Fehlerunterbrechungen innerhalb des Gleichspannungszwischenkreises möglich. Das heißt, dass ein Fehler auf der Gleichspannungsseite von den Drehstrom-Leistungsschaltern abgeschaltet werden muss.

In diesem Fall wird das gesamte System vom Verbundnetz getrennt. Ist das System heruntergefahren und spannungsfrei können die Schalter die fehlerhaften Komponenten abschalten, und das System wird nach Fehlerklärung wieder hochgefahren. Im Falle eines Fehlers im Drehstromnetz ist das Gleichspannungssystem geschützt und kann ohne Unterbrechung weiterbetrieben werden.

Gleichstrom-Schalter funktionieren lediglich als Trennschalter, die nur im stromlosen Zustand geschaltet werden können. Mit diesen Schaltern kann die Topologie bzw. der jeweilige Schaltzustand des Multiterminalbetriebes gewählt werden.

Abbildung 14-18 zeigt ein Beispiel einer Multiterminal-HGÜ mit drei Stationen. Hier sind die Leistungsschalter auf der Drehstromseite mit einem blauen Kreuz (X) symbolisiert und die Trennschalter auf der Gleichstromseite mit einem schwarzen Strich (|).

Abbildung 14-18: Schutzkonzept Variante 1: Schutz durch Drehstrom-Leistungsschalter



Quelle: Hersteller

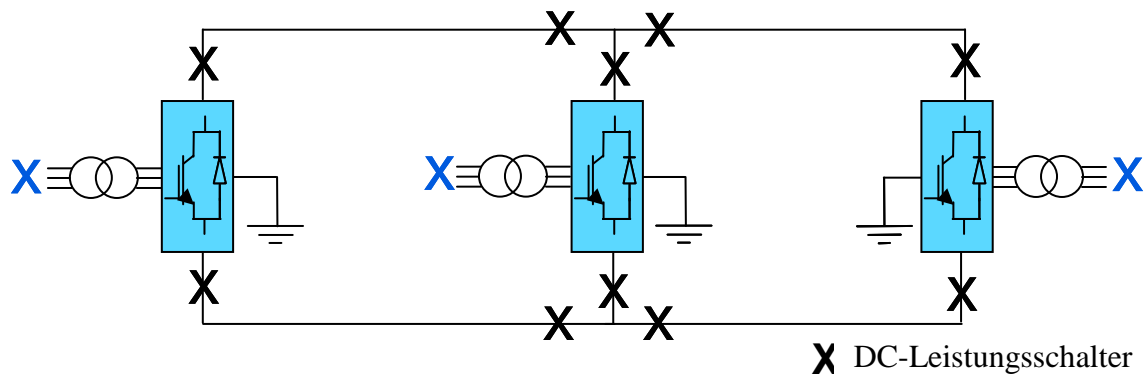
Variante 2: Gleichstrom-Leistungsschalter

Falls nur sehr kurze Unterbrechungen der Übertragungsfähigkeit des Systems zugelassen werden dürfen, müssen schnelle Gleichstrom-Leistungsschalter eingesetzt werden. Mit diesen Komponenten können alle fehlerhaften Elemente sofort abgeschaltet werden, und die restliche Leistungsübertragung bleibt ohne Unterbrechung aufrecht erhalten. Die Leistungsschalter können die Störung und die davon betroffenen Komponenten, wie z.B. ein Gleichstromkabel, eine Kapazität oder ein Stromrichter, schnell und selektiv vom restlichen Netz isolieren, ähnlich der Arbeitsweise von Leistungsschaltern im Drehstromnetz.

In diesem Fall müssen die Leistungsschalter auf der Drehstromseite der Stromrichter nicht geöffnet werden, so dass keine Trennung zwischen Gleichspannungssystem und Übertragungsnetz an „gesunden“ Stromrichterstationen erfolgt. Die Auswirkung auf die Stabilität des Netzes muss in diesem Fall aber untersucht und gewährleistet werden.

Abbildung 14-19 zeigt Variante 2, wobei die Leistungsschalter auf der Drehstromseite mit einem blauen Kreuz (X) und die Leistungsschalter auf der Gleichstromseite mit einem schwarzen Kreuz (X) symbolisiert.

Abbildung 14-19: Schutzkonzept Variante 2: Schutz durch schnelle Gleichstrom-Leistungsschalter



Quelle: Hersteller

Erforderlich für diese zweite Variante ist zunächst die Entwicklung schneller Gleichstromschalter, die bisher noch in der Entwicklungsphase sind. Aktuell sind die Gleichstrom-Leistungsschalter in der benötigten Leistungsklasse nicht erhältlich, aber nach den Angaben von Herstellern ist ein Einsatz dieser schnellen Schalter bis ca. 2015 realisierbar.

Für den Aufbau eines dem Übertragungsnetz überlagerten Gleichspannungsnetzes ist nur Variante 2 als Lösung zu wählen, da aus Stabilitätsgründen und aus Gründen der sicheren Stromversorgung ein Ausfall des Systems nach einem Fehler nur für eine sehr kurze Zeit erlaubt (bis ca. 100-200 ms) ist. Somit ist die Anwendung von Gleichstrom-Leistungsschaltern essentiell notwendig für komplexere Zusammenschaltungen von HGÜ-Systemen.

Da es sinnvoll erscheint, ein vermaschtes Gleichspannungsnetz erst schrittweise mit einzelnen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen aufzubauen, könnte in der Anfangsphase auch die Variante 1 verwendet werden. In dieser Phase kann noch auf einen Gleichstrom-Leistungsschalter verzichtet werden. In späteren Ausbauphasen könnten Gleichstrom-Leistungsschalter nachgerüstet werden.

Mengengerüst

Aus den Annahmen, die für VSC-HGÜ-Technologie in Abschnitt 14.5.1 getroffen wurden, können die gesamte benötigte Kabelmenge und Anzahl der Stromrichterstationen für die beiden Konzepte errechnet werden.

Konzept „Punkt-zu-Punkt Verbindungen“

Bei dieser Berechnung des notwendigen Mengengerüsts wurde keine Optimierung vorgenommen. Das Gleichspannungssystem wurde als eine Punkt-zu-Punkt Verbindung konzipiert, d.h. für die gegebene Anzahl der Strecken sind jeweils 2 Konverterstationen pro System vorhanden. Die Übersicht der benötigten Kabellängen und Anzahl der Konverterstationen ist in Tabelle 14-5 aufgeführt.

Tabelle 14-5: Benötigte Kabellänge und Konverterstationen für das vorgegebene Konzept bei Punkt-zu-Punkt Verbindung

Von	Bis	Anzahl Systeme	Entfernung (Luftlinie)	Trassenlänge	Kabellänge (Systemlänge)	Anzahl bipolarer Umrichterstationen
NS-O	D21	2	152	198	395	4
NS-S	D22	4	188	244	978	8
OS	D81	1	140	182	182	2
D21	D22	3	133	173	519	6
D22	D23	9	124	484	1451	18
D23	D73	6	152	395	1186	12
D23	D81	3	215	280	839	6
D81	D83	3	248	322	967	6
D83	D84	1	175	228	228	2
D25	D83	7	172	447	1565	14
D25	D41	7	143	372	1301	14
D41	D42	2	105	137	273	4
D42	D76	1	99	129	129	2
D41	D75	3	126	164	491	6
D73	D74	4	120	156	624	8
D74	D75	2	105	137	273	4
Summe		58		4.046	11.400	116

Quelle: ÜNB

Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass für das gegebene Konzept 58 Gleichspannungssysteme (monopolar) mit einer gesamten Systemlänge von ca. 11.400 km Gleichstromkabel und entsprechend 116 Konverterstationen notwendig sind. Die gegenüber den Sensitivitätsvarianten VSC1 und VSC2 um ca. 1500 km erhöhten Stromkreislängen resultieren aus der Berücksichtigung von Offshore-Anbindungen. Auch die Anzahl der Konverterstationen ist dadurch erhöht.

Konzept „Gleichspannungsnetz“

In diesem Konzept werden die Konverterstationen wie in Abbildung 14-14 in einem Gleichspannungsnetz verbunden. D. h. für die Leistung, die übertragen werden muss, bleibt die Anzahl der Kabelsysteme gleich, aber die Anzahl der Konverterstationen verringert sich wesentlich – siehe Tabelle 14-6.

Tabelle 14-6: Benötigte Kabellänge und Konverterstationen für das Konzept „Gleichspannungsnetz“

Von	Bis	Anzahl Systeme	Entfernung (Luftlinie)	Trassenlänge	Kabellänge (Systemlänge)	Region	Anzahl bipolarer Umrichterstationen
NS-O	D21	2	152	198	395	NS-O	2
NS-S	D22	4	188	244	978	NS-S	4
OS	D81	1	140	182	182	OS	1
D21	D22	3	133	173	519	D21	2
D22	D23	9	124	484	1451	D22	3
D23	D73	6	152	395	1186	D23	6
D23	D81	3	215	280	839	D25	3
D81	D83	3	248	322	967	D41	8
D83	D84	1	175	228	228	D42	2
D25	D83	7	172	447	1565	D73	3
D25	D41	7	143	372	1301	D74	3
D41	D42	2	105	137	273	D75	2
D42	D76	1	99	129	129	D76	1
D41	D75	3	126	164	491	D81	3
D73	D74	4	120	156	624	D83	5
D74	D75	2	105	137	273	D84	1
Summe		58		4.046	11.400	Summe	49

Quelle: ÜNB

Im Vergleich zum Konzept Punkt-zu-Punkt kann bei dem Konzept „Gleichspannungsnetz“ die Anzahl der Konverterstationen von 116 auf 49 gesenkt werden. Durch geringere Anzahl der Konverterstationen sinken die gesamten Verluste in dem Gleichspannungsnetz erheblich. Die gegenüber den Sensitivitätsvarianten VSC1 und VSC2 um ca. 1500 km erhöhten Stromkreislängen resultieren aus der Berücksichtigung von Offshore-Anbindungen. Auch die Anzahl der Konverterstationen ist dadurch erhöht.

Bewertung des vorgeschlagenen Netzkonzepts

Bewertung des Konzepts und der Struktur (Ringstruktur)

In Kapitel 14.5.1 wird die Struktur des Gleichspannungsnetzes vorgestellt. Das Netz besteht aus einem geschlossenen Ring mit Strangverbindungen zu weiteren Stationen.

Das Gleichspannungsnetz kann aber auch mit anderen Strukturen aufgebaut werden, z.B. durch

- Radiales Netz
- Offener Ring
- Geschlossener Ring
- Netz mit stärkerer Vermaschung

Diese Strukturen und deren Einfluss auf das Verhalten des Netzes werden in den nächsten Abschnitten kurz diskutiert.

Netzstrukturen

Ein Vorteil von **radialen Netzen** oder auch der Betrieb einer **offenen Ringstruktur** ist die einfache und robuste Struktur, bei der der Lastfluss auf jeder Strecke exakt geregelt werden kann. Es gibt aber entscheidende Nachteile. Durch die geringe Vermaschung muss die gesamte Leistung über eine Trasse mit vielen parallelen Kabelstrecken geführt werden. Die Stationen verbinden so nur wenige Regionen miteinander und ein weiterer Ausbau des Drehstromnetzes ist erforderlich. Der Leistungsfluss über die lange Strecke verursacht einen hohen Spannungsfall in Leistungsrichtung. Außerdem zeigt der Betrieb nur eine geringe Flexibilität.

Die **geschlossene Ringstruktur**, wie sie auch vorgeschlagen und untersucht wurde, zeigt im Gegensatz zum radialen Netz einen deutlich flexibleren Betrieb mit unterschiedlichen Leistungstransfers. Der Spannungsfall im Ring ist ebenfalls geringer. Trotzdem werden manche Stationen über Stränge in den Ring eingebunden.

Vorteile einer **stärkeren Vermaschung**, z.B. durch zusätzliche Verbindungen von Stationen innerhalb des Rings, sind eine höhere Flexibilität im Betrieb und der geringere Spannungsfall entlang der langen Leitungen. Durch weitere Kabelstrecken können vorhandene Strangverbindungen in das vermaschte Netz stärker integriert werden. So ergibt sich eine geringere Anzahl an parallelen Leitungen zwischen zwei Stationen. Der Leistungsfluss innerhalb des Netzes wird so aber weniger beeinflussbar. Der Betrieb muss stärker geplant und überwacht werden. Durch die kleinere Anzahl von Konverterstationen werden die Verluste in einem Gleichspannungsnetz deutlich gesenkt.

14.5.2 Voraussetzungen und Rahmenbedingungen

Aus technischer Sicht stehen nach Angaben der Hersteller der Errichtung der vorgeschlagenen Konzepte des VSC-HGÜ-Netzes keine größeren Hindernisse im Wege. Bei der Berücksichtigung der Realisierbarkeit muss aber in Betracht gezogen werden, dass ein vermaschtes Gleichspannungsnetz in der Größe, wie es hier beschrieben wird, höchstwahrscheinlich erst in 10-20 Jahren realisiert werden kann. Weiterhin sind die verschiedenen technischen Punkte und Rahmenbedingungen zu beachten, die in Kapitel 10 detailliert beschrieben sind, wie z.B. Bauzeiten, Betriebserfahrung, etc.

Für die aktuelle Nachfrage ist nach Angaben der Hersteller mit keinen Engpässen zu rechnen, jedoch kann eine plötzlich größere Nachfrage – ähnlich wie bei der klassischen HGÜ – zu Engpässen in der Kabelherstellung führen. Bei einer frühzeitigen Signalisierung für die Errichtung eines Gleichspannungsnetzes würden die Hersteller sich auf die zu erwartende Nachfrage einstellen können, um so mögliche Engpässe in der Lieferung zu vermeiden. Schon heute sind aufgrund der gestiegenen Nachfrage neue Kabelwerke in Planung oder im Bau.

Die Entwicklung des Gleichstrom-Leistungsschalters als eines der wichtigsten fehlenden Bausteine für den Betrieb von vermaschten Gleichspannungsnetze, ist ein wichtiges Vorhaben. Die Verfügbarkeit dieser Komponenten wird nach Herstellerangaben bis spätestens 2015 erwartet. Nach marktwirtschaftlichen Regeln sollte eine erhöhte Nachfrage zu einer schnelleren Entwicklung beitragen.

Die größten Herausforderungen für den Bau/Entstehen des VSC-HGÜ-Netzes sind in folgenden Abschnitten detailliert beschrieben.

Notwendige Technologien und Weiterentwicklungen

Gleichstrom-Leistungsschalter

In einem großen Gleichspannungs-Verbundnetz mit einem hohen Vermaschungsgrad müssen geeignete Schutzgeräte Fehler auf der Gleichspannungsseite schnell erkennen und Gleichstrom-Leistungsschalter müssen die betroffene Komponente selektiv abschalten. Daher ist der Einsatz von Gleichstrom-Leistungsschalter in solchen Netzen notwendig.

Hierbei gibt es zwei Lösungsansätze.

- **Mechanischer Leistungsschalter**

Beim Resonanz-Leistungsschalter wird in einem konventionellen AC-Leistungsschalter durch Beschaltung mit einem sogenannten „Snubber“-Stromkreis ein künstlicher Stromnulldurchgang herbeigeführt. Als Schalter können die gleichen Leistungsschalter wie in Drehstrom-Schaltanlagen verwendet werden. Diese mechanischen Schalter arbeiten mit Schaltdauern von ca. 60ms. Es sind also Studien notwendig, um die Stabilität und die Auswirkung auf das AC- und DC-Drehstromnetz zu analysieren und zu bewerten.

- **Leistungselektronischer Leistungsschalter**

Die Lösung mit Leistungselektronik ist deutlich schneller als der mechanische Schalter. Durch parallele Ventile können Ströme in beiden Richtungen gelöscht werden. Im Vergleich zu den mechanischen Schaltern sind die leistungselektronischen Leistungsschalter teurer und haben höhere Verluste.

Der Aufbau der Schaltanlagen kann mit ähnlichen Konfigurationen wie bei Drehstrom-Schaltanlagen geschehen. Wird ein schneller Leistungsschalter verwendet, muss auch der Schutz und die Messung von Ströme und Spannungen ähnlich schnell sein

Es existieren noch keine marktreifen Produkte, aber es könnten nach Herstellerangaben in absehbarer Zeit Gleichstrom-Leistungsschalter entwickelt werden. In den ersten Stadien der zukünftigen HGÜ-Netze müssten dann Punkt-zu-Punkt Verbindungen realisiert werden, die noch nicht oder kaum miteinander verbunden sind. In weiteren Schritten könnten diese Anlagen dann zu einem vermaschten Gleichstromnetz ausgebaut werden.

Erst für diese zukünftigen Phasen wären schnelle Leistungsschalter erforderlich. Dann könnten die existierenden Gleichstrom-Lasttrenner bzw. Gleichstrom-Lastschalter ersetzt werden.

Gleichstromsteller

Der Übergang von einer auf eine andere Spannungsebene ist in Gleichspannungsnetzen nicht ohne weiteres durchzuführen, wie dies in Drehstromnetzen mit dem Einsatz von Transformatoren möglich ist. Somit ist es vorteilhaft, eine Spannungsebene zu standardisieren.

Für den Übergang sind zusätzliche Gleichstromsteller notwendig. Diese Verbindungen können z.B. mit einem zwischengeschalteten unabhängigen Drehstromnetz ermöglicht werden. Hierzu ist die Installation zweier Konverterstationen mit der vollen Durchgangsleistung notwendig. Diese Umrichter sind über einen Drehstromzwischenkreis und einem Transformator zur Erhöhung der Spannung miteinander verbunden. Dabei muss dieser Zwischenkreis nicht

mit 50Hz betrieben werden, sondern kann deutlich höhere Frequenzen verwenden. So wird die Bauform und damit die Kosten des Transformators deutlich reduziert.

Ein Nachteil ist, dass diese Komponente die gesamten Investitionskosten erhöht und höhere Verluste und Betriebskosten verursacht.

Gleichstromsteller sind heute für die untersuchten Leistungen noch nicht verfügbar und müssen bei Bedarf entwickelt werden.

Abschätzung heutiger Fertigungskapazitäten und Realisierungszeiträume

Für das Konzept gemäß Tabelle 14-6 wurde eine gesamte Kabellänge von 22.800 km Kabel ermittelt. Wenn die Realisierung bis 2020 erfolgen soll, könnten die Kabelhersteller dieser großen Nachfrage entgegenkommen und entsprechend Herstellungskapazitäten anpassen. Dafür empfehlen die Hersteller jedoch eine klare Festlegung seitens der Investoren/Netzbetreiber, dass die Hersteller möglichst schnell auf die Nachfrage seitens des Markts reagieren und die Fertigungskapazitäten anpassen können. Die ähnliche Aussage gilt auch für die Fertigung von Konverterstationen.

Weiterhin ist zu beachten, dass das Netz nicht sofort entstehen wird, sondern die Realisierung in mehreren Schritten erfolgt. Dabei müssen auch die Baumaßnahmen im bestehenden 380-kV-Drehstromnetz berücksichtigt werden. In diesem Netz gibt es auch große Aktivitäten zur Verstärkung und Ausbau.

Die Bauzeit für einen solch großen Infrastrukturausbau ist sehr schwer abzuschätzen und hängt von den vielen Faktoren ab, wie z.B. der Bereitschaft, dieses Projekt zu starten und zu realisieren, der politischen Unterstützung und Förderung, dem Finanzierungsplan, dem Genehmigungsverfahren, dem Bauplan usw. und nicht zuletzt von der öffentlichen Akzeptanz eines Netzausbaus.

Zu den Realisierungszeiträumen sind noch weitere Randbedingungen zu nennen, wie z.B. Bauzeiten, Querung von Straßen/Flüssen/Bahnlinien, Sicherheitsregime zur Implementierung und Anpassung des Netzbetriebs, die den Realisierungszeitraum bis 2020 in Frage stellen.

Kompatibilität verschiedener Technologien nach Aussagen der Hersteller

Heute gibt es zwei Hersteller von HGÜ-Systemen mit VSC-Technologie. Obwohl die Funktionsweise der Umrichter und das Verhalten am Drehstromnetz der beiden Lösungen sich sehr ähneln, sind Aufbau und interne Funktionsweise unterschiedlich.

Für den Aufbau eines Gleichspannungsnetzes ist es aber wichtig, dass die verschiedenen Herstellerlösungen miteinander verbunden werden können, da es wirtschaftlich nicht sinnvoll wäre, sich auf einen oder nur wenige Hersteller zu begrenzen. Es müssen also verschiedene Parameter und Arbeitsweisen standardisiert werden, um die Verbindung verschiedener VSC-Umrichterstationen zu ermöglichen.

Eine Standardisierung ist in mehreren Phasen des Aufbaus möglich. Zu Beginn werden zwar einzelne Verbindungen gebaut, die nicht miteinander verbunden sein können. Schon in dieser Phase wird es aber notwendig, folgende grundlegende Rahmenbedingungen für den Bau einzelner Verbindungen festzulegen:

- **HGÜ-Technologie:**
es ist wichtig, sich zuerst auf eine Technologie der Umrichter festzulegen, da konventionelle und VSC Technik nur sehr eingeschränkt miteinander verbunden werden können. Hier wird die VSC-Technologie aus oben beschriebenen Gründen verwendet.
- **Gleichspannung:**
das Gleichspannungsnetz sollte eine bestimmte Bemessungs- und Betriebsspannung haben. Dies ist die Voraussetzung, dass die Konvertermodule von verschiedenen Herstellern zusammen betrieben werden können. Es gibt Möglichkeiten, eine hybride Lösung zu erstellen, bzw. das Netz könnte mit verschiedenen Spannungsebenen aufgebaut werden. Eine spätere Erhöhung der Spannungsebene wird wirtschaftlich nicht sinnvoll sein, da die verwendeten Kabel die Spannungsebene begrenzen und dadurch ausgetauscht werden müssen.

Für das Schutzkonzept und Schutzeinstellungen sind die Angaben über Regelung, Schutzelemente und ihre Parameter, Messwandler, Schaltelemente (Last- und Trennschalter) sowie Leistungsschalter wichtig. Die Selektivität bzw. Funktionalität des Schutzes wurde schon im Kapitel 11 beschrieben.

Damit die verschiedenen Entwicklungen der VSC-HGÜ-Technologien zusammen in einem VSC-HGÜ-Netz verbunden werden können, ist von der CIGRÉ in 2009 die Arbeitsgruppe WG B4-52 mit dem Thema „Machbarkeitsstudie für HGÜ-Netze“ gegründet worden, in der Experten von Herstellern, Anwendern und aus der Wissenschaft zusammenarbeiten. Als Themen wird u. a. bearbeitet: die Zusammenarbeit von DC-Netz mit AC-Netz, Einfluss von den Fehlern in AC-Netzen auf DC-Netze und umgekehrt, den Fehlern in DC-Netze auf AC-Netz, Kosten, verschiedene Netz-Konfigurationen in Bezug auf Kosten, Zuverlässigkeit und Regelbarkeit usw..⁸⁰

Somit ist als Ergebnis der Arbeit der WG B4-52 eine Art DC-Grid-Code zu erwarten, die die Gliederung und Weiterentwicklung der VSC-HGÜ-Technologie bestimmen könnte. Ein Ergebnis wird für das Jahr 2012 erwartet.

Zusätzlich ist von der IEC im Jahr 2008 ein Komitee gegründet worden (TC 115), das die Aufgabe hat, „HGÜ für DC Spannungen über 100 kV“ zu untersuchen. Es ist wahrscheinlich, dass die Aktivitäten in dieser Arbeitsgruppe als eine IEC Norm übernommen werden.

Zusammenfassung

Die konzeptionelle technische Realisierbarkeit eines Gleichspannungsnetzes als Ergänzung zum Ausbau der Drehstromnetze wurde hier betrachtet. In den Kapiteln 10 und 11 wurde die VSC-HGÜ-Technologie als eine vorteilhafte Kabellösung identifiziert und als solche hier untersucht.

Basierend auf den Ergebnissen aus verschiedenen Szenarien, die in Kapitel 11 erarbeitet worden sind, wurde eine Struktur für ein Gleichspannungsnetz vorgeschlagen. Für dieses Netz wurden die Übertragungsleistungen und die minimalen Leistungen von den Konverterstationen vorgegeben. Die Leistung pro Gleichstromkabel und Konverterstation wird mit 1100 MW angenommen.

⁸⁰ ABB (2009)

Zwei Konzepte eines Gleichspannungsnetzes können unterschieden werden:

- Punkt-zu-Punkt Verbindung und
- Gleichspannungsnetz mit Gleichstrom-Sammelschienen.

Für das Punkt-zu-Punkt-Konzept besteht jede Gleichstrom-Verbindung aus einer Übertragungsstrecke und je einem Stromrichter am Anfang und am Ende. Dieses Konzept kann als Vorstufe zu einem Gleichspannungsnetz gesehen werden. Bei dem Konzept „Gleichspannungsnetz“ werden an jedem Knotenpunkt nur maximal so viele Konverterstationen aufgebaut, wie für die geforderte Austauschleistung an diesem Punkt notwendig ist. Für das Konzept „Gleichspannungsnetz“ werden 11.400 km (davon 1550 km zur Anbindung der Offshore-Windparks) an Gleichstromkabel (Systemlänge) und 49 Konverterstationen (davon 7 für Offshore-Windparks) benötigt.

Aus technologischer Sicht ist nach Angaben der Hersteller der Aufbau eines solchen VSC-HGÜ-Gleichspannungsnetzes machbar. Für die ersten Schritte der zukünftigen VSC-HGÜ-Netze sind keine Technologielücken zu schließen. Wenn die Entwicklung bzw. der Ausbau des VSC-HGÜ-„Gleichspannungsnetzes“ es erfordert, müssten die existierenden Gleichstrom-Lasttrenner bzw. Gleichstrom-Lastschalter mit bis dahin entwickelten Gleichstrom-Leistungsschaltern ersetzt werden.

Für das Entstehen eines Gleichspannungsnetzes mit VSC-HGÜ können auch Synergien zwischen der Anbindung von einzelnen Windparkclustern in Nord- und Ostsee genutzt und diese Verbindungen als Anfang eines deutschlandweiten Gleichspannungsnetzes berücksichtigt werden.

Die VSC-HGÜ-Technologie hat in den letzten 10 Jahren eine sehr schnelle Entwicklung erlebt. Die Weiterentwicklung der VSC-HGÜ-Komponenten insbesondere in Richtung höherer Leistungen (Spannung und Stromfähigkeit) ist erfahrungsgemäß sehr schnell. Somit ist auch in der nahen Zukunft mit einem weiteren Leistungssprung zu rechnen. Die Größe dieses Sprungs ist jedoch sehr stark von der Nachfrage bzw. von den Anforderungen abhängig.

15 Systemdienstleistungen

Unter Systemdienstleistungen werden in der elektrischen Energietechnik diejenigen Maßnahmen zusammengefasst die zur Aufrechterhaltung eines sicheren und stabilen Netzbetriebes erforderlich sind. In der Vergangenheit wurden Systemdienstleistungen wie die Frequenzregelung und das Speisen von Blindleistung hauptsächlich von konventionellen Kraftwerken erbacht. Durch den prognostizierten steigenden Anteil erneuerbarer Energiequellen und dem damit einhergehenden Ersatz von konventionellen Synchrongeneratoren entsteht der Bedarf dass sich auch die regenerativen Erzeugungsanlagen insbesondere an der Frequenz- und Spannungshaltung beteiligen.

15.1 Spannungsstützung und Kurzschlussleistung

Im Falle eines Kurzschlusses im elektrischen Übertragungsnetz ist es wesentlich, dass die angeschlossenen Erzeugungsanlagen in der Lage sind mit der dann abgesenkten Spannung weiterzuarbeiten und einen Kurzschlussstrom zu speisen. Der Verbleib am Netz nach einem Spannungseinbruch wird als Fault Ride-Through (FRT) oder Low Voltage Ride-Through (LVRT) bezeichnet. FRT ist eine Voraussetzung für das Speisen eines angemessenen Kurzschlussstromes. Bei sehr tiefen Spannungseinbrüchen kann es jedoch erforderlich werden, dass der WEA-Umrichter kurzzeitig geblockt wird und somit nicht mehr in der Lage ist gezielt einen Kurzschlussstrom ins Netz einzuprägen. Da jedoch die Anlage weiterhin mit dem Netz verbunden bleibt und nach wenigen Millisekunden den Betrieb wieder aufnehmen kann, wird dieser Vorgang noch als erfolgreicher FRT bezeichnet. Das Speisen eines Kurzschlussstromes führt dazu, dass der sich im Netz ausbildende Spannungstrichter und dessen Auswirkungen auf WEA-Altanlagen sowie Verbraucher begrenzt bleiben.

Moderne WEA speisen bereits im Falle eines Spannungseinbruchs einen zusätzlichen Blindstrom ins Netz. Dieser liegt jedoch unter dem Kurzschlussstrombeitrag der konventionellen Einheiten. Durch die fortschreitende Integration immer größerer Einspeiseleistung aus Windenergieanlagen und anderen erneuerbaren Energiequellen verändern sich die Vorgänge im Netz während und nach einem Kurzschluss zunehmend. Dies wird zum einen verursacht durch den Einsatz der verwendeten Technologien der Erzeugereinheiten, zum anderen aber auch dadurch, dass die Leistung nicht mehr direkt, an einer zentralen Stelle in das Hoch- oder Höchstspannungsnetz eingespeist wird, sondern vielmehr verteilt in das Nieder- oder Mittelspannungsnetz. Aufgrund der Kopplung über Transformatoren und deren hohen Impedanzen können die in den unterlagerten Ebenen angeschlossenen Generatoren keine ausreichende Spannungsstützung für das Übertragungsnetz während eines Fehlers leisten. Aufgrund ihrer Netzeinbindung in unterlagerten Spannungsebenen können WEA somit kaum zu dem im Transportnetz benötigten Bedarf an Netzkurzschluss- und Blindleistung beitragen, und die durch windbedingte Verdrängung konventioneller Einspeisung verminderte Einspeisung von Kurzschluss- und Blindleistung muss überwiegend auf andere Art ersetzt werden.

Die Kurzschlussleistung wird durch enge Vermaschung mit den ausländischen Verbundnetzen auf einem niedrigerem, aber überwiegend noch auf ausreichendem Niveau gestützt, solange in den benachbarten Netzen die konventionelle Erzeugung noch überwiegt. Hingegen wird im

gesamten Transportnetz der Bedarf an Blindleistung zunehmen, die künftig aus Kompensationsanlagen bereit zu stellen ist. Ihr Bedarf wird in Kapitel 13 abgeschätzt.

Die Berechnungen im Rahmen der dena I-Studie haben gezeigt, dass darüber hinaus auch mit einer schleppenden Erholung der Spannung nach dem Fehler zu rechnen ist. Dies wird hauptsächlich verursacht durch die nach wie vor im Netz vorhandenen WEA-Altanlagen mit Asynchrongeneratoren, die bei Spannungswiederkehr ein stark induktives Verhalten aufweisen und damit die Erholung der Spannung behindern. Im schlimmsten Fall des generatornahen Kurzschlusses kann dies zu einer Abschaltung des betroffenen konventionellen Kraftwerkes führen, da die Rückkehr der Eigenbedarfsspannung stark verzögert ist. Eine Abschaltung der Windenergieanlagen im Fehlerfall stellt keine Lösung dar, da es dadurch zu einem erheblichen Erzeugungsausfall und somit zur Destabilisierung des gesamten Netzes kommen könnte. Die mit der Integration erneuerbarer Energiequellen einhergehenden Veränderungen stellen neue Anforderungen auch an bereits bestehende oder noch zu integrierende konventionelle Kraftwerke. Es muss dafür Sorge getragen werden, dass die Stabilität dieser Einheiten auch bei großer WEA-Einspeisung in ihrer Nähe sichergestellt ist.

In diesem Abschnitt wird der Stand der Technik der vorhandenen Technologien in den Bereichen Windenergieanlagen und Netzbetriebsmittel in Bezug auf ihre Auswirkungen auf das Netz dargestellt. Ebenso werden heute schon absehbare Entwicklungen bzw. Entwicklungspotenziale, die das Verhalten des Netzes im Falle eines Fehlers, insbesondere in Bezug auf Spannungsstützung und Kurzschlussstrombeitrag, beeinflussen könnten, beschrieben.

Aus den oben dargelegten Gründen haben allerdings die Beiträge der Windenergieanlagen für Kurzschluss- und Blindleistung überwiegend nur regionale Bedeutung in Netzregionen bzw. Spannungsebenen, wo die Anlagen angeschlossen sind. Aus Sicht des Transportnetzes steht ihr Verhalten im Fehlerfall im Vordergrund.

15.1.1 Windenergieanlagen

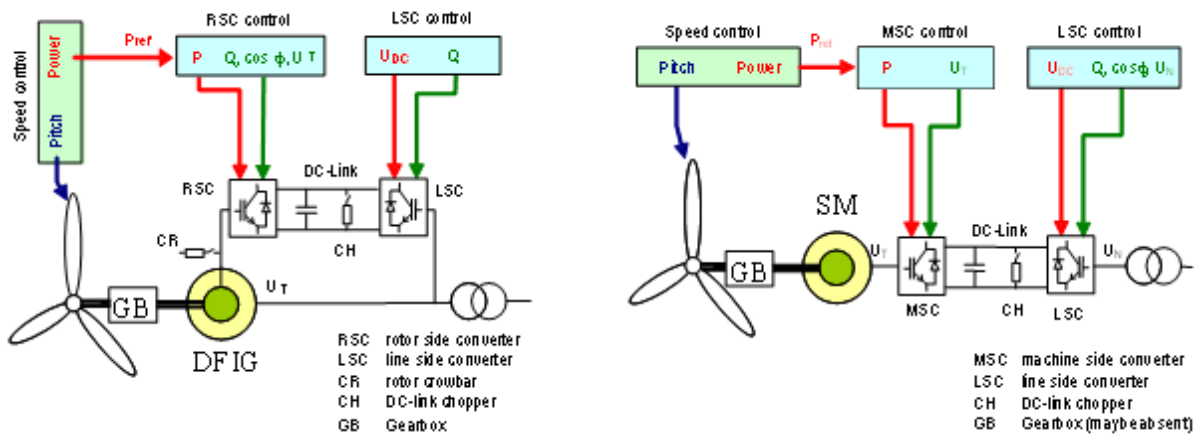
15.1.1.1 Stand der Technik

15.1.1.1.1 Übersicht

Moderne WEA, die heute im Wesentlichen zum Einsatz kommen, kann man in zwei Kategorien unterteilen:

- a) Anlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator (Doubly Fed Induction Generator, DFIG) und
- b) Anlagen mit Vollumrichtern

Die Abbildung 15-1 zeigt den Aufbau und die wesentlichen Merkmale der Regelung beider WEA-Typen.

Abbildung 15-1: Aufbau und Regelung moderner WEA

a) DFIG-Anlage

b) Vollumrichteranlage

Quelle: Uni Duisburg Essen

15.1.1.1.2 DFIG-Anlagen

Die für die optimale Nutzung der Windenergie erforderliche variable Drehzahl wird hier durch Anlegen eines Dreiphasensystems variabler Frequenz und Amplitude an die Läuferkreise der Maschine realisiert. Der Leistungsfluss über den Umrichter ist bidirektional und hängt von der Drehzahl des Generators in Relation zur Netzfrequenz ab. Der Spannungswiderringer selbst ist normalerweise für ca. 1/3 der Nennleistung dimensioniert. Der Stator ist mit dem Netz direkt verbunden.

Im Falle eines netzseitigen Spannungseinbruchs wird zusätzlicher Blindstrom (kapazitiv, übererregt) über den RSC und die DFIG ins Netz gespeist. Bei einigen Anlagen wird Blindstrom auch mit dem LSC, sofern es die Strombelastbarkeit der Halbleiter erlaubt, direkt ins Netz geliefert. Diese als Spannungsstützung bezeichnete Reaktion ist als Spannungsregelung mit Totband realisiert. Gegenwärtig wird von den Netzbetreibern landseitig ein Totband von $\pm 10\%$ und seeseitig $\pm 5\%$ gefordert. Durch das Totband soll ein unkoordiniertes Regeln verschiedener Anlagen im Normalbetrieb verhindert werden. Die WEA selbst wären jedoch durchaus in der Lage, die Spannung kontinuierlich ohne Totband, wie bei konventionellen Synchrongeneratoren üblich, zu regeln.

Bei sehr tiefen Spannungseinbrüchen kann es zu einem unzulässig hohen Rotorstrom und somit Umrichterstrom kommen. Um eine Zerstörung der Halbleiterventile zu vermeiden, müssen diese blockiert werden. Da der Strom über die Freilaufdiode u. U. weiterhin in den Zwischenkreis fließt, kann es zu hohen Zwischenkreisspannungen kommen, was wiederum begrenzt werden muss. Bisher war es in diesem Fall üblich, Schutzwiderstände, die sogenannte Crowbar, über Thyristoren zum Rotor zu schalten, wodurch der Strom nicht mehr über den RSC, sondern über die Crowbar fließt. Dadurch geht aber die Steuerbarkeit der Anlage für ca. 100 ms oder sogar länger verloren. Die WEA verhält sich während dieser Zeit wie eine Kurzschlussläufer-Asynchronmaschine mit Blindstrombezug aus dem Netz. Da dieses Verhalten für das Netz schädlich ist, stellen immer mehr Hersteller ihre Anlage auf andere FRT-Konzepte um. In Frage kommen aktive Crowbar und leistungsstärkere Chopper im Span-

nungszwischenkreis. Gegenwärtig sind bereits DFIG-basierte WEA am Markt, die fast alle denkbaren Spannungseinbrüche ohne die Notwendigkeit der Aktivierung einer herkömmlichen Crowbar durchfahren können. Die Blockierung der Halbleiter bei zu hohen Strömen lässt sich jedoch nicht vermeiden. Die Zeitdauer kann aber auf die Phase der hohen Ströme (Momentanwerte), meist wenige Millisekunden, begrenzt bleiben.

15.1.1.1.3 Vollumrichter-Anlagen

Bei diesen Anlagen wird die gesamte WEA-Leistung über einen Spannungszwischenkreis-Umrichter ins Netz gespeist. Als Generator kommen Asynchronmaschinen oder Synchronmaschinen in Frage. Letztere können über eine Erregerwicklung wie herkömmliche Synchrongeneratoren oder über Permanentmagnete erregt sein. Bezüglich des elektrischen Verhaltens ist es unwesentlich, ob ein Getriebe vorhanden ist oder, wie bei einigen Herstellern, auf das Getriebe verzichtet wird.

Das Verhalten der Vollumrichter-Anlagen bei Spannungseinbrüchen im Netz wird im Wesentlichen durch den netzseitigen Umrichter bestimmt. Dieser ist so ausgelegt, dass ein gewisser Blindstrom sowohl stationär als auch während eines Kurzschlusses gespeist werden kann. Auch hier kann u. U. ein kurzzeitiges Blockieren der Halbleiterventile im Falle unzulässig hoher Ströme erforderlich werden. Im Normalfall wird jedoch die Steuerung nach wenigen Millisekunden wieder aufgenommen. Da die Energiezufuhr seitens des Generators nicht schlagartig unterbrochen werden kann, verfügen diese Anlagen über einen Chopper im DC-Zwischenkreis, der so ausgelegt ist, dass die gesamte Leistung im Chopper verbraucht werden kann. Ein FRT ist somit gewährleistet. Die Spannungsstützung im Fehlerfall ist wie auch bei DFIG-Anlagen als Spannungsregelung mit Totband am netzseitigen Umrichter ausgeführt.

15.1.1.1.4 Durchfahren von Fehlern und Spannungsstützung

Beide Anlagentypen werden heute so ausgelegt, dass sie bei Bedarf mindestens 1.0 p.u. Blindstrom zur Spannungsstützung, wie im TransmissionCode 2007 gefordert, speisen können. In der Regel wird die Blindstromeinspeisung auf 1.0 p.u. direkt begrenzt, auch wenn die Halbleiter einen noch höheren Strom erlauben würden. Grund hierfür ist der Wunsch, auch bei Spannungseinbrüchen den Wirkstrom uneingeschränkt speisen zu können. Erstmals wurde in der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (2009) darauf hingewiesen, dass eine Reduktion des Wirkstromes zugunsten der Blindstromeinspeisung bei Spannungseinbrüchen aus Sicht des Netzes erlaubt, sogar wünschenswert ist. Ebenfalls in der Verordnung sind die dynamischen Charakteristiken der Blindstromeinspeisung im Fehlerfall definiert worden. Demnach soll die Sprungantwort des Blindstromes eine Anschlagzeit von maximal 30 ms und eine Einschwingzeit von maximal 60 ms aufweisen. Stationär soll diese Spannungsregelung ein Proportionalverhalten zeigen, und der Verstärkungsfaktor muss einstellbar sein. Die meisten Hersteller haben die erforderlichen technischen Anpassungen bereits vorgenommen, so dass man davon ausgehen kann, dass die in der Verordnung definierten Anforderungen von den meisten WEA bereits heute oder in naher Zukunft erfüllt werden können.

WEA werden auf der Mittelspannungsebene angeschlossen. Aufgrund der meist hohen Impedanz zwischen WEA und dem Höchstspannungsknoten kann der eingepreiste Blindstrom im Fehlerfall nur begrenzt zur Spannungsstützung im übergeordneten Netz beitragen. Bei Offshore-Windparks ist die Situation durch das in der Regel lange Kabel zum Festland noch ungünstiger. Der Spannungsfall über der Strecke zum Netzanschlusspunkt bewirkt auch, dass die WEA einen geringeren Spannungseinbruch als im Höchstspannungsnetz tatsächlich vorhanden sehen und deshalb mit einer geringeren Blindstromeinspeisung reagieren. Diesem Effekt kann man jedoch mit einer Erhöhung des Verstärkungsfaktors am Spannungsregler entgegenwirken.

Moderne WEA sind heute in der Lage, Fehler auch bei Nullspannung im Netzanschlusspunkt zu durchfahren. Es kann dabei lediglich eine kurzzeitige Umrichterblockierung erforderlich werden, wodurch allerdings während dieser Zeit keine Blindstromeinspeisung als Spannungsstütze möglich ist.

15.1.1.2 Entwicklungspotenziale

15.1.1.2.1 Durchfahren von Fehlern und Spannungsstützung

Das Nahe liegende für eine größere Blindstromeinprägung während des Fehlers wäre, die Dimensionierung des WEA-Umrichters zu erhöhen. Dies kann jedoch mit einer beträchtlichen Kostensteigerung einhergehen. Um einen höheren Blindstrom auch mit den heute üblichen WEA speisen zu können, gibt es zwei Möglichkeiten:

- Ausnutzung der kurzzeitigen thermischen Überlastbarkeit der Halbleiterventile
- Reduktion des Wirkstromes zugunsten eines höheren Blindstromes

Eine gewisse kurzzeitige Überlastung der Halbleiterventile ist in der Regel möglich, sie setzt aber voraus, dass die aktuelle Halbleitertemperatur mit einem Schutzsystem überwacht und der maximal zulässige Wert unter keinen Umständen überschritten wird. Für die Belastbarkeit der Halbleiter ist der Strombetrag maßgebend. Wird der Wirkstrom reduziert, so kann mehr Blindstrom gespeist werden. Ein geringerer Wirkstrom führt aber u. U. dazu, dass der WEA-Generator die Leistung nicht mehr abgeben kann und folglich beschleunigt. Dies darf jedoch nicht dazu führen, dass die kritische maximale Drehzahl erreicht wird, da dies die Trennung der Anlage vom Netz nach sich zöge.

Während des Spannungseinbruchs muss dem Blindstrom bei der Begrenzung des Umrichterstromes Priorität eingeräumt werden. Bei einem vorgegebenen maximalen Strombetrag wird dadurch der Wirkstrom vom Blindstrom zurückgedrängt. Andererseits ist diese zwangsweise Reduktion des Wirkstromes nützlich für das Netz, da dort, aufgrund der niedrigen Spannung, die Last ohnehin einbricht. Bei Windparks, die über eine verhältnismäßig große Impedanz mit dem Netz verbunden sind, kann die gleichzeitige Einprägung von großen Wirk- und Blindströmen zum Verlust der transienten Stabilität führen.⁸¹ Auch aus diesem Grund empfiehlt es sich, die Wirkstromeinspeisung bei tiefen Spannungen zu begrenzen.

⁸¹ Erlich et al. (2009)

Das Durchfahren von tiefen Spannungseinbrüchen haben die meisten WEA-Hersteller gelöst, wobei die Zündung der Crowbar weitestgehend vermieden wird. Unmittelbar nach Spannungseinbruch und evtl. nach Spannungswiederkehr kann es jedoch zu hohen Stromspitzen kommen, die ein kurzzeitiges Blockieren des Umrichters erforderlich machen. Bereits in den Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung (2006) und im TransmissionCode 2007 wurde der Begriff „Kurzzeitige Trennung der Erzeugereinheit“ (KTE) eingeführt, womit bekannte oder potentielle technische Lösungen benannt werden sollten, die einerseits den Schutz der Anlage und andererseits die schnelle Rückkehr zur normalen Regelung ermöglichen. In diesem Sinne kann das kurzzeitige Blockieren des Umrichters als KTE bezeichnet werden. Andererseits findet KTE in den einschlägigen WEA-Prüfvorschriften kaum Berücksichtigung. Dies liegt hauptsächlich daran, dass KTE bis heute inhaltlich nicht genauer definiert wurde. Auch die Auswirkungen der Umrichterblockierung auf das Netz, insbesondere auf den gespeisten Strom und daraus abgeleitet auf die Funktion des Netzschutzes, sind noch nicht untersucht worden.

15.1.1.2.2 Kurzschlussstrom der WEA und Verhalten bei unsymmetrischen Fehlern

Für die Berechnung des Kurzschlussstrombeitrages der WEA fehlen bis heute geeignete Standardverfahren. Derartige Verfahren sind bei der Planung von Windparks und WEA notwendig. Derzeit werden die Kurzschlussströme der WEA in der Regel mit den herkömmlichen Methoden der standardisierten Kurzschlussstromberechnung bestimmt, die jedoch nicht auf WEA zugeschnitten sind. Deshalb können die Kurzschlussströme u. U. größere Fehler aufweisen.

Bezüglich des Verhaltens der WEA bei unsymmetrischen Fehlern wird erstmalig in der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (2009) eine Aussage getroffen. Danach soll beim Vorhandensein eines Gegensystems ein Mitsystem-Blindstrom von mindestens 40 % durch die WEA gespeist werden können. WEA wären jedoch auch in der Lage, einem Gegenstrom in gewissen Grenzen entgegenzuwirken. DFIG-Anlagen tun es im quasistationären Zustand häufig, um die von einem eventuell vorhandenen Gegensystem hervorgerufenen Rüttelmomente im Generator zu reduzieren. Die netzseitigen Erwartungen bezüglich des Gegenstroms in Anbetracht der neuen, von den WEA gebotenen Möglichkeiten der Gegensystemregelung sind jedoch noch nicht definiert worden.

15.1.1.2.3 STATCOM-Funktion

Auch während des Stillstandes der Windturbine kann der in der Anlage vorhandene Umrichter als STATCOM eingesetzt werden. Damit bietet sich die Möglichkeit, mit Windenergieanlagen auch bei Windstille zur Spannungsstützung und Spannungsregelung beizutragen. Bei Vollumrichteranlagen stünde nahezu die gesamte Anlagenleistung zur Verfügung. DFIG-WEA könnten immerhin den netzseitigen Umrichter (ca. 30 % der Anlagenleistung) nutzen. Einige Hersteller bieten bereits heute die STATCOM-Funktion an. Sie wird jedoch selten genutzt, da einerseits die Eigentümer der WEA für die Speisung von Blindleistung und Spannungsregelung nicht motiviert sind und andererseits mit dieser Funktionalität sowohl Anschaffungs- als auch Betriebskosten (Verluste) verbunden sind.

15.1.1.2.4 Direkt angeschlossene Synchrongeneratoren

Direkt angeschlossene Synchrongeneratoren kamen bisher bei Windenergieanlagen nicht zum Einsatz, da sie durch die starre, an die Netzfrequenz gebundene Drehzahl eine optimale Nutzung der Windenergie nicht erlauben würden. Durch ein neuartiges hydrodynamisches Getriebe, das für Windenergieanlagen kurz vor der Markteinführung steht, ist es möglich, die Drehzahl des Windrotors von der des Generators zu trennen. Außerdem kann die Drehzahl des Windrotors schnell auf Änderungen der Windgeschwindigkeit adaptiert werden. Durch den Einsatz eines Synchrongenerators ist eine effektive, von den konventionellen Kraftwerksblöcken her bekannte Spannungsstützung bei Netzfehlern gegeben. Auch mit der dort üblichen kontinuierlichen Spannungsregelung liegen umfangreiche Erfahrungen vor.

15.1.1.2.5 Piller-Prinzip

Beim so genannten „Piller-Prinzip“ handelt es sich um eine Lösung, die vor allem für alte Windenergieanlagen mit direkt netzgekoppeltem Asynchronmotor entwickelt wurde. Dabei wird die WEA durch einen Synchrongenerator kleinerer Leistung ergänzt. Dieser wird an die Netzanschlussleitung angeschlossen und läuft als rotierender Phasenschieber ständig mit. Sowohl zwischen dem Synchrongenerator und der WEA als auch zwischen dem Netz und der Synchronmaschine befindet sich eine Induktivität zur Entkopplung. Zusätzlich wird die Windenergieanlage durch einen Chopper ergänzt.

Während eines Spannungseinbruches im übergeordneten Netz wird die Synchronmaschine die Spannung durch Speisen eines Blindstromes stützen. Durch die Induktivität zwischen Synchrongenerator und WEA wird die Maschine der Windturbine bei richtiger Auslegung kaum von dem Spannungseinbruch betroffen. Da jedoch bei verringerter Spannung weniger Wirkleistung an das Netz abgegeben werden kann, wird der Chopper zugeschaltet, um zu viel erzeugte Wirkleistung zu verbrauchen. Durch die zusätzliche Induktivität zwischen dem Synchrongenerator und dem Netzanschlusspunkt wird eine effektive Spannungsstützung im Netz erschwert. Bei Altanlagen, die direkt netzgekoppelte Asynchronmaschinen einsetzen, kann dieses System verhindern, dass die Maschinen bei Spannungswiederkehr einen großen Blindstrom aus dem Netz beziehen.

15.1.1.2.6 Sternpunktterdung der WEA-Blocktransformatoren

Die Blocktransformatoren der heutigen WEA verfügen über eine Dreieckwicklung auf der Oberspannungsseite und eine in Stern geschaltete Wicklung auf der Maschinen- bzw. Umrichterseite. Dadurch ist eine Sternpunktterdung auf der Oberspannungsseite nicht mehr möglich, und die Errichter von Windparks müssen zusätzliche separate Sternpunktbildner hierfür vorsehen. Andererseits wird der Sternpunkt auf der Anlagenseite für den Umrichter bzw. Generator nicht benötigt oder könnte leicht durch eine andere technische Lösung ersetzt werden. Würde man die Schaltgruppe des Blocktransformators umdrehen, wie das bei konventionellen Generatoren der Fall ist, so könnte der Sternpunkt auf der Oberspannungsseite für die Sternpunktbehandlung des Mittelspannungsnetzes genutzt werden. Dadurch wäre sichergestellt, dass bei entsprechender Sternpunktterdung ein für die selektive Schutzabschaltung ausreichender Erdkurzschlussstrom fließen würde. Außerdem könnten Netzweige mit angeschlossenen WEA nach der Trennung vom Einspeiseknoten nicht mehr ohne Sternpunktterdung verbleiben.

15.1.1.3 Kurz- und mittelfristig realisierbare Techniken und Maßnahmen

15.1.1.3.1 Kurzfristig realisierbare Techniken und Maßnahmen

Von den zuvor genannten Maßnahmen kurzfristig umsetzbar sind sicherlich solche, die keine Veränderung im Aufbau der zurzeit verkauften Anlagen erfordern. Dies wäre bei allen umrichter gespeisten Anlagen das bessere Ausnutzen der Halbleiterventile, um in kritischen Situationen mehr Strom speisen zu können. Damit verbunden ist auch das richtige Setzen der Priorität für Wirk- und Blindstromeinspeisung während des Spannungseinbruchs. Die Vermeidung der Crowbarzündung während der FRT-Phase ist bei den meisten WEA-Herstellern durch entsprechende technische Maßnahmen bereits gelöst. Hierzu gehört der Einsatz von leistungsstärkeren Choppern beim DFIG im Spannungszwischenkreis. Es ist damit zu rechnen, dass alle Anlagen in naher Zukunft tiefe Spannungseinbrüche ohne Crowbarzündung durchfahren können.

Die Nutzung des Umrichters als STATCOM während einer Windflaute hängt davon ab, wie weit diese Technik für die Spannungshaltung in Mittelspannungsnetzen akzeptiert bzw. durch die Netzbetreiber honoriert wird. Bereits heute bieten einige Hersteller die Möglichkeit an, ihre Anlagen im STATCOM-Modus zu betreiben. Wirklich genutzt wird sie jedoch noch selten.

15.1.1.3.2 Mittelfristig realisierbare Techniken und Maßnahmen

Wie schnell Windenergieanlagen mit direkt netzgekoppelten Synchronmaschinen einen nennenswerten Anteil im Netz ausmachen werden, ist aktuell schwierig abzuschätzen. Bisher gibt es eine Vorserie dieser Anlagen mit einem 2-MW-Generator. Ob sich dieses Prinzip tatsächlich behaupten kann, wird ganz wesentlich davon abhängen, ob eine 5-MW-Variante zeitnah verfügbar sein wird und wie die Praxiserfahrungen damit ausfallen werden.

Der Einsatz der Piller-Technologie bei aktuellen modernen WEA scheint wenig sinnvoll. Diese Technologie verhindert, dass die Regelung der Windturbine den Netzfehler detektiert und einen Blindstrom speist. Das System ist dagegen sinnvoll bei alten WEA mit einfachen Asynchrongeneratoren einzusetzen.

Das Umdrehen der Schaltgruppe des WEA-Blocktransformators erfordert eine Neuentwicklung des Transformators. Da es sich jedoch um ein konventionelles Element handelt, wäre dieser Wechsel in wenigen Jahren bei allen neuen WEA umsetzbar.

WEA haben sich in den letzten Jahren technisch wesentlich weiterentwickelt. Dazu haben die Diskussionen zwischen Netzbetreibern und WEA-Herstellern sowie die Definition von Netzanschlussregeln wichtige Impulse gegeben. Gegenwärtig gibt es in Deutschland verschiedene Richtlinien für den Anschluss und Betrieb von WEA am Netz.⁸² Diese enthalten z. T. unterschiedliche, in einigen Details sogar sich widersprechende Forderungen und bieten auch Raum für verschiedene Interpretationen. Aus diesem Grund wäre eine Harmonisierung und bessere Abstimmung der Netzanschlussregeln zu empfehlen. WEA-Hersteller könnten sich

⁸² vgl. TransmissionCode 2007; Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (2009), Netzanschlussregeln Höchstspannung (2009), Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (2008)

dann auf einheitliche und klare Anforderungen einstellen, was für die schnelle Umsetzung sehr förderlich wäre.

Der Anteil konventioneller Kraftwerke wird in der Zukunft beträchtlich zurückgehen. Einige der Systemdienstleistungen müssen deshalb auch Windparks und WEA übernehmen. Hierzu zählt auch die Spannungs-Blindleistungsregelung im Normalbetrieb. Technisch sind WEA hierfür bestens geeignet. Es wird deshalb für große Windparks, die in das Hoch- und Höchstspannungsnetz direkt einspeisen, empfohlen, kontinuierliche Spannungsregelung als Regelfall zu fordern. Die Möglichkeit dafür wurde bereits im TransmissionCode 2007 geschaffen. Gegebenenfalls müssen WEA-Hersteller geeignete, koordinierte Windpark-WEA-Regelungsstrukturen schaffen, damit die Spannung bzw. Blindleistung im Netzanschlusspunkt durch die verteilt an die Mittelspannungsebene angeschlossenen WEA im Windpark optimal geregelt werden kann.

15.1.2 Netztechnische Betriebsmittel

15.1.2.1 Stand der Technik

15.1.2.1.1 Rotierende Phasenschieber

Rotierende Phasenschieber sind (meist große) Synchronmaschinen, die über die Einstellung der Erregerspannung ihren Blindleistungsaustausch mit dem Netz regeln. Sie beziehen die Energie, die sie zum Hochlaufen benötigen, ebenso wie ihre Verlustenergie aus dem Netz. Während eines Kurzschlusses speisen diese Maschinen einen erheblichen Kurzschlussstrom ins Netz. Rotierende Phasenschieber können als zusätzliche Einheiten an kritischen Stellen im Netz zur Stützung der Spannung im Fehlerfall installiert werden. Außerdem würden sie zur Spannungs-Blindleistungsregelung des Netzes im Normalbetrieb beitragen. Pumpspeicherwerke eignen sich ausgezeichnet für den Phasenschieberbetrieb. Um im windstarken Norden in Schwachlastzeiten ausreichend Kurzschlussleistung zur Verfügung zu stellen, können die Synchronmaschinen dort installierter konventioneller Kraftwerke als Phasenschieber genutzt werden. Dies erfordert jedoch weit reichende und kostenintensive Umbaumaßnahmen an den bestehenden Kraftwerken.

Rotierende Phasenschieber bieten eine effektive Spannungsstützung auch bei extrem tiefen Spannungseinbrüchen.

15.1.2.1.2 SVC/TCR

In einem SVC (Static Var Compensator) wird die Blindleistung in Kondensatoren bzw. Induktivitäten erzeugt. Durch die verwendete Phasenanschnittsteuerung mit Thyristoren besteht die Möglichkeit einer kontinuierlichen Regelung. Eine Sonderform stellt der TCR (Thyristor Controlled Reactor) dar, in dem ausschließlich Induktivitäten geschaltet werden. Die Regelung ist gewöhnlich in der Lage, auch schnelle Spannungsschwankungen auszuregeln. Allerdings ist bei größeren Spannungsänderungen der Stellbereich schnell ausgeschöpft. Danach verhält sich der erzeugte/abgegebene Blindstrom des SVC proportional zur Spannung,

womit der Beitrag des SVC zur Spannungsanhebung während des Fehlers begrenzt ist. Nach Spannungswiederkehr kann der SVC zur Stabilisierung der Spannung beitragen. In einem SVC/TCR muss die Blindleistung in Kondensatoren/Drosselspulen vorgehalten werden. Laut Auskunft⁸³ der WECC (Western Electricity Coordinating Council, USA) liegen die Installationskosten für SVC auf der 230 kV-Ebene bei 75.000 USD/MVAr (Stand 2009, entspricht etwa 58.000 EUR/MVAr).

15.1.2.1.3 STATCOM

Ein STATCOM (Static Synchronous Compensator) ist ein dreiphasiger Umrichter, der über einen Gleichspannungskreis verfügt. Dieser Gleichspannungskreis wird über einen bzw. mehrere Kondensatoren gestützt. Der Kondensator kann jedoch verhältnismäßig klein sein, da die vom STATCOM abgegebene Blindleistung nicht in diesem Kondensator entsteht. Mit schnell schaltbaren leistungselektronischen Bauelementen wird durch Pulsweitenmodulation (PWM) der gewünschte induktive oder kapazitive Strom ins Netz eingepreßt. Ein STATCOM ist schnell genug regelbar um auch im Fehlerfall die Netzspannung zu stützen. Die Verluste sind jedoch höher als die von SVC. Unterschreitet die Klemmenspannung des STATCOM eine gewisse Grenze (circa 10 % U_N), muss der STATCOM ähnlich wie der Umrichter von WEA aus Schutzgründen blockiert werden.

Nach bisherigen Erfahrungen beim Einsatz großer STATCOM-Leistungen im Netzbetrieb muss bei sehr tiefen Spannungseinbrüchen auch aus Netzsicht von einer Einspeisung des maximalen kapazitiven Blindstromes abgesehen werden. Würde man dies tun, so könnte nach Spannungswiederkehr das erste Überschwingen der Spannung durch den STATCOM noch zusätzlich verstärkt werden. Daher wird der STATCOM bei sehr tiefen Spannungseinbrüchen in der Regel nicht voll kapazitiv angesteuert.

Nach Auskunft von RWE Innogy liegen die Investitionskosten für einen STATCOM bei 100.000 GBP pro MVA Scheinleistung. In diesen Kosten sind notwendige Aufwendungen für Auslegung, Errichtungsarbeiten, Anschluss an die Mittelspannung etc. bereits enthalten. Der STATCOM war für die Einbindung in ein Mittelspannungs-Windparknetz vorgesehen. Die Kosten entsprechen mit Stand Sept. 2010 ca. 118.000 EUR/MVA. Hinzugerechnet werden müssen noch die laufenden Kosten für Verluste im Betrieb, Instandhaltung etc.

15.1.2.2 Verbesserungspotenziale

15.1.2.2.1 Rotierende Phasenschieber

Da es sich bei den rotierenden Phasenschiebern um Synchronmaschinen handelt, die seit vielen Jahren verfügbar sind, muss davon ausgegangen werden, dass sich keine größeren, sprunghaften Weiterentwicklungen mehr ergeben werden.

⁸³ Vortrag Baj Agrawal, „Reactors, Capacitors, SVC, PSS“, Long term transmission planning seminar, January 2009.

15.1.2.2.2 SVC/TCR

SVC werden bereits seit vielen Jahren in der Übertragungstechnik eingesetzt und können als vergleichsweise ausgereift gelten. Derzeitige Entwicklungsrichtungen sind die Erhöhung der Leistungsstärke der eingesetzten Halbleiterventile und die Reduzierung der Verluste.

15.1.2.2.3 STATCOM

Wurden die ersten STATCOM mit GTO als Ventilen ausgerüstet, haben sich in den letzten Jahren IGBT durchgesetzt. Diese ermöglichen geringere Verluste und eine wesentlich höhere Taktfrequenz, was zu einer Reduzierung der Filter geführt hat. Nach wie vor sind jedoch die Spannung und auch der Strom von IGBT stark begrenzt, weswegen diese Bauteile für Elemente mit hoher Leistung und Spannung kaskadiert werden müssen. IGBT werden in den nächsten Jahren weiter auf Verlustminimierung optimiert werden. Wie bei nahezu allen Halbleiterelementen ist auch hier mit fallenden Preisen zu rechnen. Um die Verluste im Betrieb weiter zu verringern, gibt es Strategien, im normalen, stationären Betrieb die Taktfrequenz herabzusetzen. Da die Verluste der Schalter zu einem großen Teil aus Schaltverlusten während des Übergangs vom leitenden Zustand in den sperrenden (oder wieder zurück) bestehen, kann diese Maßnahme eine relativ große Wirkung entfalten. Es müssen aber dann für die geringere Taktfrequenz zusätzliche Filter installiert werden, um die veränderten (Schalt)Harmonischen abzusaugen. IGCT dagegen vereinigen die geringen Leitungsverluste von Thyristoren mit dem Ausschaltvermögen von IGBT. Im Vergleich zu IGBT können sie bei gleicher Spannung größere Ströme zuverlässig schalten. Dies würde den Aufbau und die Verluste von Hochleistungs-STATCOM senken, was voraussichtlich eine weitere Kostensenkung nach sich zöge. Die Entwicklung der selbstgeführten Hochspannungsgleichstromübertragung (VSC-HGÜ) hat gezeigt, dass es durch starkes Kaskadieren möglich ist, Halbleiterelemente für die Hochspannungsebene zu bauen. Ob STATCOM jedoch in der Zukunft ökonomisch sinnvoll an Hochspannung betrieben werden können, bleibt fraglich.

15.1.2.3 Kurz- und mittelfristig realisierbare Techniken und Maßnahmen

15.1.2.3.1 Spannungsstützung

Alle neuen leistungselektronischen Betriebsmittel (STATCOM, VSC-HGÜ, SVC/TCR), die an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, müssen in der Lage sein, sich an der Spannungs-Blindleistungsregelung des Netzes zu beteiligen. Ihre Bedeutung gegenüber konventionellen Synchrongeneratoren als Blindleistungsquelle wird in der Zukunft zunehmen. Diese neuen Betriebsmittel müssen variable Blindleistung entsprechend den Bedürfnissen des Netzes speisen können sowie im Fehlerfall forciert Spannungsstützung bieten. Anlagen, die an das Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen sind, sollten ebenfalls im Stande sein, variable Blindleistung zu speisen, allerdings dürfen sie nicht gegeneinander arbeiten. Ein stabiler und sicherer Betrieb, auch in Wechselwirkung mit dem Stufensteller des Abspanntransformators, muss gewährleistet sein.

15.1.2.3.2 Geringere Kurzschlussleistung

Trotz aller WEA- und netzseitigen Maßnahmen ist damit zu rechnen, dass die Kurzschlussleistung im Netz abnehmen wird. Um auf diese Veränderung vorbereitet zu sein, müssen rechtzeitig Vorkehrungen getroffen werden. Dies kann den Netzschutz, Antihavarieautomatiken, die Stabilität von konventionellen Synchrongeneratoren, die Dämpfung von elektromechanischen Schwingungen, den Einsatz von Filtern für Harmonische, etc. betreffen.

15.2 Inselnetzfähigkeit und Netzwiederaufbau bei Großstörungen sowie Aspekte der Systemsicherheit

Im Falle einer Großstörung mit Verlust von Erzeugereinheiten, Lasten und Übertragungselementen kann es unter ungünstigen Umständen zum Auseinanderbrechen des Übertragungsnetzes kommen. Sofern die Ausweitung der Störung nicht mehr zu vermeiden ist, sollten Teile des Netzes als Inseln stabilisiert werden. Das setzt jedoch voraus, dass dort Erzeugung und Verbrauch annähernd im Gleichgewicht sind oder durch Lastabwurf bzw. Erhöhung/Reduktion der Erzeugerleistung das Gleichgewicht herbeigeführt werden kann. Wenn Kraftwerke vom Netz getrennt wurden, ist das vorrangige Ziel, diese im Eigenbedarf zu fangen, um eine schnelle Wiederkehr ans Netz zu ermöglichen.

Gegenwärtig beteiligen sich WEA nicht an der Spannungs- und Frequenzregelung des Netzes. Sollten sich im Laufe der Störung Inseln mit einem hohen Anteil von Windenergieeinspeisung bilden, so besteht die Gefahr, dass die dort noch vorhandenen konventionellen Anlagen die Spannung und Frequenz im Netz nicht stabilisieren können. Nach den heute gültigen Netzanschlussregeln⁸⁴ müssen WEA lediglich oberhalb von 50,2 Hz ihre Leistung linear mit der Frequenz absenken.⁸⁵ Diese Maßnahme wird in der Zukunft voraussichtlich nicht mehr ausreichend sein. Vielmehr müssen sich WEA an den Aufgaben der Spannungs- und Frequenzregelung beteiligen.

Der Netzwiederaufbau kann von Netzinseln, Kraftwerken, die sich im Eigenbedarf gefangen haben, oder von schwarzstartfähigen Erzeugereinheiten ausgehen. Durch sukzessive Zuschaltung von Erzeugereinheiten und Lasten wird das Netz nach und nach vergrößert. Voraussetzung hier ist auch, dass wenigstens eine Einheit die Frequenz regelt und in der Lage ist, Leistung in der Höhe der zugeschalteten Lasten bereitzustellen, ohne dass dabei die Frequenz zu tief sinkt. Außerdem muss die Blindleistungsbilanz im Netz stimmen, was das Vorhandensein von spannungsgeregelten Einheiten voraussetzt.

Im Folgenden wird der Stand der Technik beschrieben, wobei der Schwerpunkt auf der Schilderung der Möglichkeiten der WEA liegen soll. Anschließend werden die Erwartungen bezüglich des Verhaltens der WEA bei Großstörungen und ein Konzept für die Beteiligung der WEA am Netzwiederaufbau vorgestellt.

⁸⁴ Eon Netz GmbH (2009)

⁸⁵ Soweit der Netzbetreiber Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ergreift, kann er WEA auch in anderen Konstellationen einsenken bzw. ganz abschalten

15.2.1 Stand der Technik und Entwicklungspotentiale

15.2.1.1 Beitrag der Windenergieanlagen zur Spannungs- und Frequenzregelung

Zurzeit tragen die WEA zur Spannungsstützung erst bei, wenn die Spannung mehr als $\pm 10\%$ (seeseitig $\pm 5\%$) vom Sollwert abweicht. Damit ist diese Spannungsregelung lediglich im Störfall aktiv. Im Normalbetrieb wird die Aufgabe der Spannungsregelung im Wesentlichen konventionellen Erzeugereinheiten überlassen.⁸⁶ WEA bekommen in der Regel einen vorgegebenen Sollwert für den Leistungsfaktor, die Blindleistung oder seltener für die Spannung, den sie unabhängig von den realen Anforderungen des Netzes einstellen. Bei der Bildung von Netzinseln infolge einer Großstörung oder während des Netzwiederaufbaus mit Beteiligung der WEA ist dieses Verhalten unzureichend.

WEA wären auch schon heute in der Lage, eine kontinuierliche Spannungsregelung ähnlich zu konventionellen Synchrongeneratoren zu bieten, allerdings wird seitens der Netzbetreiber von dieser Möglichkeit selten Gebrauch gemacht.⁸⁷ Der Grund hierfür ist die Befürchtung, dass die Anlagen unkoordiniert, eventuell gegen den Transformator-Stufensteller regeln, so dass es zu unerwünschten Effekten und zu einem ungünstigen Spannungsprofil insbesondere in Mittelspannungsnetzen kommen kann. Wieweit diese Ängste berechtigt sind, wurde bisher nicht systematisch untersucht. Für große Windparks mit Einbindung in das Hoch- und Höchstspannungsnetz sind die Verhältnisse besser überschaubar. Hier wäre eine direkte kontinuierliche Spannungsregelung bereits heute möglich und zu empfehlen. Für den stabilen Betrieb einer Netzinsel mit einem hohen Anteil von WEA ist die kontinuierliche Spannungsregelung eine Voraussetzung.

Die Aufgabe der Frequenzregelung im Netz wird heute ausschließlich von konventionellen Kraftwerken wahrgenommen. Hierfür halten ausgewählte Blöcke (Dampf-, Wasser- oder Gasturbinenkraftwerke) eine bestimmte Leistungsreserve bereit, die von einem Frequenzregler mit definierten technischen Eigenschaften aktiviert werden kann (Primärregelung). Diese Systemdienstleistung wird entsprechend vergütet. Bei den WEA hängt die Vergütung von der eingespeisten Energie ab. WEA-Betreiber sind deshalb nur daran interessiert, ihre Anlagen mit maximalem Energieertrag zu fahren. Für eine Beteiligung an der Primärregelung fehlt bisher der finanzielle Anreiz.

Technisch könnten WEA die zusätzlich für die Frequenzregelung erforderliche Leistung auf folgende Weise bereitstellen:

- „Androsselung“ der Leistung durch Verstellung des Blattwinkels. Dadurch würde die Anlage zunächst eine geringere Leistung erzeugen als es im Prinzip vom Wind her möglich wäre und somit eine Reserve für den Fall der Frequenzregelung vorhalten.
- Speisung von zusätzlicher Leistung durch Ausspeicherung kinetischer Energie aus den rotierenden Massen.

⁸⁶ Konventionelle Anlagen sind dafür regelmäßig präqualifiziert, was bei WEA nicht der Fall ist.

⁸⁷ Diese Möglichkeit besteht auch unabhängig von den vorherrschenden Windverhältnissen, da sich der Netzwiederaufbau meist zeitlich nicht nach dem Wetter richtet.

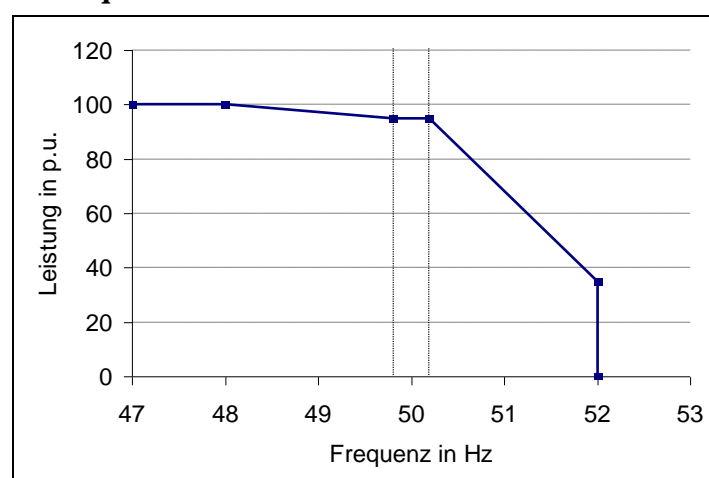
Reservevorhaltung durch Androsselung:

WEA würden auf diese Weise eine bestimmte Regelleistung vorhalten, vorausgesetzt, Wind ist ausreichend vorhanden. Die erforderliche Winkelverstellung der Blätter müsste abhängig vom Arbeitspunkt und der geforderten Reserveleistung in der Anlagensteuerung berechnet werden. Für die Regelung der Netzfrequenz und somit die Nutzung dieser Reserveleistung wäre außerdem ein geeigneter Regelkreis an der WEA erforderlich. Die Stellgeschwindigkeit moderner Pitchantriebe reicht im Prinzip aus, um die Leistung bei Bedarf ausreichend schnell für das Netz zu mobilisieren. Problematisch bei dieser Methode sind lediglich der entgangene Energieertrag und daraus resultierend die finanziellen Einbußen der WEA-Betreiber. Dieser Nachteil könnte aber durch die Schaffung geeigneter gesetzlicher Rahmenbedingungen beseitigt werden.⁸⁸ Außerdem wäre es möglich, diese technische Alternative auf bestimmte „Notsituationen“ zu beschränken. Für die Anweisung der Androsselung und Frequenzregelung durch den Dispatcher müssten dann geeignete Kommunikationsverbindungen zu den WEA und die entsprechende Leittechnik in der Netzwarte geschaffen werden.

Angesichts des erwarteten hohen Anteils der Windenergie an der Stromerzeugung erscheint es angeraten, die beschriebene Möglichkeit für die Beteiligung der WEA an der Regelung der Netzfrequenz zumindest vorzusehen. Bei einem Netzzusammenbruch und Inselbildung sowie Netzwiederaufbau wäre man auf diese Möglichkeit angewiesen, falls der Anteil der verfügbaren konventionellen Kraftwerke gering ist.

EirGrid, der Übertragungsnetzbetreiber der irischen Republik, hat bereits im Jahr 2004 einen Grid Code veröffentlicht, der weit reichende Anforderungen an WEA stellt. Dies wurde notwendig, da Irland ein kleines Netz mit einer Spitzenlast von 4906 MW aufweist. Demgegenüber steht eine Spitzenlast aus Windenergieeinspeisung von 716 MW, die allerdings nicht mit der Verbrauchsspitze zusammenfällt. Um unter den Bedingungen dieses verhältnismäßig kleinen Inselnetzes einen stabilen Betrieb zu gewährleisten, müssen WEA einen kontinuierlichen Spannungsregler aufweisen und sich an der Frequenzregelung beteiligen können. Dazu wurde die in Abbildung 15-2 gezeigte Kennlinie veröffentlicht.

Abbildung 15-2: Frequenzkennlinie für WEA von EirGrid



Quelle: EirGrid

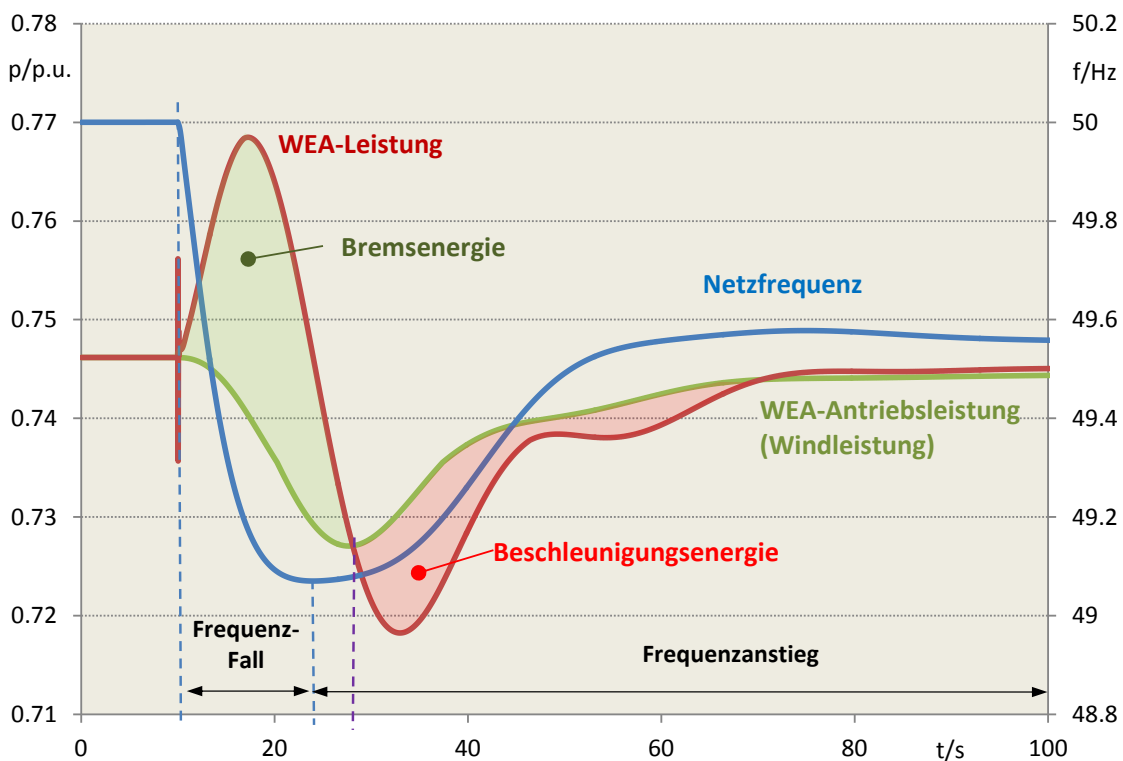
⁸⁸ nur möglich bei Direktvermarktung

EirGrid handelt mit den Betreibern von Windparks zwei Kennlinien, definiert über die eingezeichneten sechs Stützstellen, aus. Zusätzlich müssen sämtliche Windparks über eine Umschaltung zur Netzleitstelle verfügen. Von dort ist eine Umschaltung auf die Kennlinie für gestörten Betrieb und wieder zurück möglich.

Nutzung der kinetischen Energie der rotierenden WEA-Massen:

Diese Methode wurde zuerst in Kanada vorgeschlagen, um die langsame Leistungserhöhung der Wasserkraftwerke beim Frequenzeinbruch zu unterstützen. Bei modernen WEA ist die Drehzahl des WEA-Generators weitestgehend von der Netzfrequenz entkoppelt. Außerdem kann man durch die Umrichterregelung unabhängig von der tatsächlich zugeführten Windleistung die Leistungsabgabe ins Netz steuern. Sieht die WEA-Regelung eine abfallende Netzfrequenz, so kann zunächst zu Lasten der kinetischen Energie der rotierenden Massen mehr Leistung ins Netz gespeist werden. Dadurch wird jedoch, da die Antriebsleistung vom Wind unverändert bleibt, der Generator abgebremst. Diese Maßnahme kann deshalb nur von kurzer Dauer sein (ca. 10-15 s), sonst sinkt die Drehzahl zu tief ab. Nachteilig dabei ist außerdem, dass mit Abnahme der Rotordrehzahl die vom Wind an den Blättern umgesetzte Leistung ebenfalls geringer wird. Nach dieser Bremsphase und Speisung von mehr Leistung ins Netz muss der Generator durch die Steuerung entlastet werden, um die Drehzahl erneut in den normalen Bereich zu bringen. Das bedeutet aber, dass noch weniger Leistung als vom Wind möglich wäre gespeist wird. Abbildung 15-3 verdeutlicht die physikalischen Zusammenhänge

Abbildung 15-3: Nutzung der kinetischen Energie der rotierenden WEA-Massen



Quelle: Universität Duisburg/Essen

Das Beispiel wurde in einem Testnetz unter Nutzung von realistischen WEA-Modellen simuliert, wobei der Pitchregler um einen Regelkreis für die Netzfrequenz ergänzt wurde.

Mehrere Hersteller haben bereits regelungstechnische Lösungen zur Nutzung der kinetischen Energie der rotierenden WEA-Massen an ihren Anlagen implementiert. Wieweit sich diese Methode in der Praxis bei einem hohen Anteil von WEA im System bewährt, muss sich noch erweisen. Grundsätzlich ermöglicht das Verfahren in der Anfangsphase, bis zu 10-15 s nach der Störung, etwas mehr Leistung ins Netz zu speisen und somit Zeit zu gewinnen, bis langsamere Erzeugereinheiten nachkommen. In der danach folgenden Beschleunigungsphase speisen die WEA aber weniger Leistung ins Netz. Aus diesem Grund kann es zu einem erneuten, u. U. noch tieferen Frequenzeinbruch kommen. Simulationsuntersuchungen zeigen eine hohe Sensibilität der Reglerparameter in Bezug auf Art und Höhe der Störung, Netzlast, Anteil der WEA an der Gesamtleistung und Verhalten der sonstigen primär geregelten Erzeugereinheiten. Deshalb sollte diese Methode vor einer breiten Anwendung auf ihre Praxistauglichkeit gründlich geprüft werden.

Die heute eingesetzten WEA sind dafür ausgelegt, dass sie sich auf eine anliegende, vom Netz bereitgestellte Spannung synchronisieren und sich dann an dieser Spannung orientierend Wirk- und Blindleistung ins Netz speisen. Ein Schwarzstart einer einzelnen WEA oder eines Windparks ohne fremde Hilfe ist somit nicht möglich. Theoretisch könnte in einem Windpark die Spannung auch vom evtl. vorhandenen Notstromaggregat bereitgestellt werden. Allerdings ist diese Methode des Anfahrens noch nicht praktisch überprüft worden. Es ist außerdem zu klären, inwieweit mehrere WEA zusammen mit einem verhältnismäßig kleinen Notstromaggregat praktisch ohne Last stabil betrieben werden können. Dieser Zustand ist erforderlich, wenn ein Netzwiederaufbau allein mit WEA bzw. mit einem Windpark durchgeführt werden soll. Um die danach folgenden Lastzuschaltungen zu übernehmen, müssen die WEA außerdem im frequenzgeregelten Modus arbeiten. Allerdings ist der Zusammenhang zwischen Leistungsungleichgewicht und Frequenzverhalten in einem ausschließlich von Umrichtern gespeisten Netz aufgehoben. Deshalb ist das ordnungsgemäße Arbeiten der Frequenzregelung ebenfalls zu untersuchen.


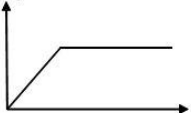
Aus den geschilderten Gründen wäre der Einsatz von WEA bzw. Windparks bei den ersten Schritten des Netzwiederaufbaus nicht Erfolg versprechend. Andererseits könnte ein Windpark an ein bereits bestehendes Teilnetz synchronisiert werden und eine bestimmte, vom Wind gesicherte Leistung speisen. Die Frage dabei ist, welche Leistung in einem Windpark über eine Periode von mehreren Stunden tatsächlich als gesichert angesehen werden kann. Eine zurückgehende Einspeisung vom Windpark könnte den gesamten Netzwiederaufbau u. U. gefährden.

15.2.1.2 Beitrag konventioneller Kraftwerke

Mit konventionellen Kraftwerken liegen bezüglich Frequenz- und Leistungsregelung, Schwarzstartfähigkeit und Einsatz beim Netzwiederaufbau umfassende Erfahrungen vor. In einem Netz mit einem hohen Windanteil müssen konventionelle Kraftwerke ihre Leistung zugunsten der WEA weit zurückfahren. Dabei interessieren ihre maximalen Leistungsgradienten und die noch zulässige Mindestlast.

Die nachfolgende Tabelle 15-1 gibt einen groben Überblick über die Möglichkeiten der Leistungsregelung und der entsprechenden Gradienten thermischer Kraftwerke. Hinsichtlich der Mindestlast und der Leistungsgradienten haben Gasturbinen und GuD-Kraftwerke definitiv die besseren Eigenschaften. Kohlebefeuerte und Kern-Kraftwerke haben eine Mindestlast oder werden aus sicherheitstechnischen Gründen im Nenn-Leistungsbereich gefahren.

Tabelle 15-1: Konventionelle Kraftwerke – Stand der Technik

Typ	Mindestlast % von P _n	Maximale Leistungsgradienten % von P _r /min	Bemerkungen
Dampfkraftwerke			
Kohlebefeuerte KW	Normaler stabiler Betrieb bei Leistung von 35% bis 40%. Darunter ist Ölstützfeuer notwendig. Damit kann bei 20% bis 30% Nennleistung gefahren werden. Kann von Anlage zu Anlage stark variieren.	Im stabilen Arbeitsbereich 35% bis 40% P _n sind Gradienten bis 4%P _n /min möglich. Es gibt allerdings auch Kohle-KW, die nur 0,6% / min können. Nach dem Synchronisieren wird der Bereich bis 35% - 40% mit Gradienten >4% schnell durchfahren. 	EB-Insel ist prinzipiell beliebig lang möglich. Turbinen können allerdings überhitzen, das kann schon nach 15' bis 30' passieren. Bei Kohlekraftwerken ist die Blockantwort auf eine Leistungsvorgabe verzögert (Kohleaufbereitung etc.). Der genannte Gradient 4% betrifft den linearen Bereich. Bei kleiner Leistungsänderung sind die Gradienten entsprechend kleiner.
Öl/Gas-gefeuerte KW			Verzögerungen bis zum Erreichen des Soll-Gradienten sind kürzer (Kohle ca. 60 s, Öl/Gas 5-10 s). Gradienten können insbesondere bei Gas-Kraftwerken höher liegen (bis 8%/min).
KKW	50 - 60	5 - 10%	Druckwasserreaktoren im unteren, Siedwasserreaktoren im oberen Bereich der Angaben.
Gasturbinen-KW	0 (nahe Null wegen Gefahr von Rückleistung)	4 bis (T < T _u) 60 (T = T _u) 	Wirkungsgrad und Emissionen schlecht bei niedriger Leistung (unter der nominalen Abgastemperatur). Neuere Gasturbinen-KW haben einen größeren Bereich wo mit konstanter Abgastemperatur gefahren werden kann. Bei Inselbetrieb mit kleiner Leistung Drehzahlregelung möglich.
GuD-KW	0 (nahe Null wegen Gefahr von Rückleistung)	2,5 über den gesamten Wirkleistungsbereich 0 bis 100% ca. 40 nur bei speziellen Netzanforderungen (Frequenzstützung) für kleine Leistungshübe	Dampfturbine kann bei niedriger Gesamtleistung abgeschaltet werden. Insel in EB-System ist prinzipiell unendlich lange möglich. Je länger die EB-Insel gefahren wird, umso tiefer liegt das Temperaturniveau der Anlage und der Wiederhochlauf dauert entsprechend länger. Aus dem Heißzustand kann der Wiederhochlauf innerhalb 30 bis 60 min erfolgen wenn die Anlage dafür ertüchtigt und vorbereitet ist). Wiederhochlaufzeit ist abhängig vom Abkühlungsgrad der Anlage.

Quelle: Siemens

15.2.1.3 Einsatz von FACTS

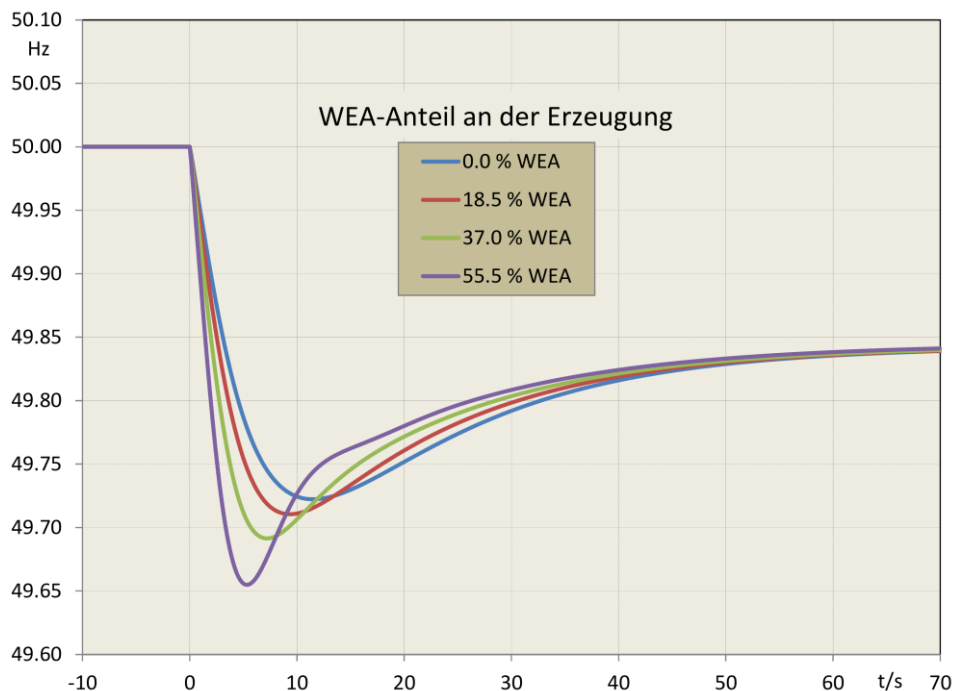
Die Elemente aus der Familie der Flexible AC Transmission Systems (FACTS), seien es Quer- oder Längselemente, bieten verschiedene Möglichkeiten zur Lastfluss- und Spannungsbeeinflussung. Gekoppelt an eine übergeordnete Regelung erlauben sie eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Betriebsmittel, beziehungsweise bei gleicher Auslastung die Stabilitätsreserven zu erhöhen. Während die Querelemente hauptsächlich die Spannung am Anschlussknoten stützen, ist es mit Längselementen möglich, den Lastfluss beziehungsweise den Phasenwinkel zwischen zwei benachbarten Knoten zu verändern. Ein im stationären Zustand regional ausgeglichener Blindleistungshaushalt erhöht die Reserven bezüglich der Spannungsstabilität. FACTS verfügen über vorteilhafte Eigenschaften, insbesondere während einer Störung im Netz, die auf den Einsatz von Halbleitern und einer entsprechend schnellen Regelung zurückzuführen sind.

15.2.2 Betrieb von Teilnetzen mit einem hohen Anteil von Windenergieanlagen

15.2.2.1 Erwartete Veränderungen

Moderne WEA tragen zur Inertia des Gesamtsystems kaum bei. Aus diesem Grund wird sich das Verhalten der Netzfrequenz nach einer Leistungsbilanzstörung, wie z. B. nach einem Kraftwerksausfall, beschleunigen. Abbildung 15-4 verdeutlicht diesen Trend.

Abbildung 15-4: Verlauf der Netzfrequenz nach einem Kraftwerksausfall bei unterschiedlichem WEA-Anteil an der Erzeugung



Quelle: Universität Duisburg/Essen

Für dieses Beispiel wurde bereits eine kontinuierliche Spannungsregelung durch die WEA angenommen. Für die Frequenzregelung stand bei allen simulierten Varianten die gleiche Reserveleistung in einem Wasserkraftwerk zur Verfügung. Aus dem Beispiel ist erkennbar, dass mit zunehmendem WEA-Anteil das Frequenzminimum früher auftreten wird. Außerdem sinkt die Frequenz tiefer, was darauf zurückzuführen ist, dass das primär geregelte konventionelle Kraftwerk nicht ausreichend schnell, der zunehmenden Anforderung entsprechend, die Reserveleistung mobilisieren kann. Würde man die WEA angedrosselt fahren und sie an der Regelung der Netzfrequenz beteiligen, könnte dem geschilderten Effekt entgegen gewirkt werden. Das gleiche Ergebnis könnte man aber auch durch Maßnahmen an den konventionellen primär geregelten Einheiten bei Erhöhung der Regeldynamik im kritischen Zeitbereich von 0-15 s erzielen. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass es sich dabei um regelungstechnische Lösungen mit der Folge zusätzlicher Komponentenbeanspruchungen als Ersatz für die abnehmende systemimmanente Trägheit (Anlaufzeitkonstante) handelt.

15.2.2.2 Notwendige Maßnahmen an Windenergieanlagen

Um den Betrieb eines Teilnetzes mit einem hohen Anteil an Windenergie zu bewerkstelligen, müssen diese sich stärker als bisher an der Netzstützung beteiligen. Dies betrifft sowohl die Spannungs-/Blindleistung- als auch die Frequenz-/Wirkleistungsregelung. Die entsprechenden Regelkreise an den WEA müssen so ausgelegt sein, dass es nicht zu unerwünschten gegenseitigen dynamischen Beeinflussungen auch mit den konventionellen Einheiten kommt. Eventuell müssen WEA über zusätzliche Einrichtungen zur Dämpfung von elektromechanischen Netzpendelungen (Power System Stabilizer, PSS) verfügen.

15.2.2.3 Anforderungen an konventionelle Kraftwerke

Alle Kraftwerke auf Basis von Synchronmaschinen, die direkt ins Netz eingebunden werden, können durch entsprechende Turbinenregelung und Spannungsregelung der Generatoren einen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilität liefern. Gegenwärtig ist es nicht möglich, größere Teilnetze als Inselnetze zu fahren, wenn sie nur aus Windenergie- bzw. Solarenergieanlagen bestehen. Ein Anteil so genannter „Must Run Units“ als Synchrongeneratoren mit entsprechender Turbinen- und Erregerregelung wird für potentielle Teilnetze auch in Zukunft notwendig sein. Wie hoch dieser Anteil sein muss, hängt davon ab, in welchem Maße es gelingt, die Aufgaben der Spannungs- und Frequenzregelung den WEA zu übertragen. Darüber hinaus werden Erzeugereinheiten gebraucht, die in der Lage sind, die schwankende Einspeisung aus Windenergie auszugleichen. Diese sind heute konventionelle Einheiten. Im Prinzip wären WEA in der Lage, eine gewisse Leistungsreserve durch Androsselung vorzuhalten. Allerdings fehlen hierzu Untersuchungen, wieweit dies energiepolitisch und wirtschaftlich sinnvoll ist.

Die zunehmenden Leistungstransite und die geringere Netz-Kurzschlussleistung werden dazu führen, dass sich die transiente Stabilität konventioneller Kraftwerksgeneratoren verschlechtert. Dieser Trend macht den Einsatz des so genannten Fast Valving, bei dem turbinenseitig eine kurzzeitige Entlastung im Falle eines nahen Netzkurzschlusses herbeigeführt wird, erforderlich [12.2]. Fast Valving ist seit den 1930er Jahren in der Fachwelt bekannt. Es wird seit den 1960er Jahren breiter diskutiert und ist inzwischen Stand der Technik. Fast Valving bezeichnet das schnelle Öffnen und Schließen von Dampfventilen bei einem elektrischen Kurzschluss im Übertragungsnetz. Es hat das Ziel die dem Generator vor Klärung des Fehlers zugeführte Energie soweit zu verringern dass der Generator nicht über die Stabilitätsgrenze hinaus beschleunigt wird. Ihre Nutzung zur Verbesserung der transienten Stabilität großer Synchronmaschinen wird von bedeutenden nationalen und internationalen Regelwerken (UCTE Operational Handbook, Cigré) empfohlen.

15.2.2.4 Anforderungen an weitere Netzbetriebsmitteln

Alle in den vorhergehenden Abschnitten genannten Betriebsmittel, die eine schnelle Lastflusssteuerung, Spannungs- und Frequenzregelung ermöglichen, sind hilfreich für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität bei bzw. nach einer Großstörung. Insbesondere in einem Inselnetz, das nach einem Netzzusammenbruch oder während des Netzwiederaufbaus entstanden ist, hängt die Überlebenswahrscheinlichkeit des Netzes in starkem Maße vom Vorhandensein dieser Elemente ab. Da die meisten WEA an die Mittelspannungsebene angeschlos-

sen sind, ist ihre Wirkung auf das Hoch- und Höchstspannungsnetz begrenzt. Deshalb muss dafür Sorge getragen werden, dass eine ausreichende Anzahl von Netzbetriebsmitteln mit direkter Anbindung an das Hoch- und Höchstspannungsnetz vorhanden ist. Diese Betriebsmittel müssen über schnelle Stell- und Regelfähigkeiten verfügen, um den erwarteten Veränderungen bezüglich Netzdynamik gerecht zu werden. Angesichts der abnehmenden immanenten Netzträgeit (Anlaufzeitkonstante) erscheint es angeraten, das System der Primärregelung sowie das Konzept des gezielten frequenzabhängigen Lastabwurfs auf ihre Wirksamkeit zu überprüfen.

15.2.3 Eckpunkte eines Netzwiederaufbaukonzeptes mit Beteiligung der Windenergieanlagen

Beim Netzwiederaufbau ist zwischen einem Netzwiederaufbau in einem noch vorhandenen Teilnetz und einem Netzwiederaufbau nach einem Netzzusammenbruch (sog. „Schwarzstart“) zu unterscheiden.

Bisher sind WEA bzw. Windparks nicht für den Schwarzstart ausgelegt. Aus heutiger Sicht ist dies nicht erforderlich und wäre unter den gegebenen Bedingungen der Einspeisevergütung aus der Sicht eines WEA-Betreibers unwirtschaftlich. Folgendes wäre hierfür notwendig (in Klammern ist die jeweilige notwendige Maßnahme für eine zukünftige Realisierung angegeben):

- Energiespeicher bzw. Notstromaggregate zur Deckung des Eigenbedarfs der WEA für das Anfahren (Untersuchungsbedarf)
- Synchronisation der WEA an einem leerlaufenden Windparknetz (bereits möglich) und stabiler Betrieb über mehrere Minuten am leerlaufenden Netz (muss noch geklärt werden)
- Kommunikations- und Steuerungsanbindungen (großer) Windparks an Netzführung (Funktionalität erweitern)
- Angedrosselter Betrieb von WEA zur Sicherung einer definierten Wirkleistung über mehrere Stunden während des Netzwiederaufbaus (bereits möglich)
- Inselnetzfähigkeit von WEA ohne „netzbildende“ konventionelle Einheiten, d.h. Frage nach Frequenzführung und Spannungsvorgabe (Forschungsbedarf)
- Frequenzgesteuerte Wirkleistungseinspeisung, ggf. Hinzunahme von anderen Kriterien wie Spannungseinbruch, Spannungserhöhung, Strom- und Leistungsfluß (Forschungsbedarf)
- Sichere Windleistungsvorhersage (Untersuchungsbedarf)

Es erscheint deshalb aus heutiger Sicht im ersten Schritt realistischer, dass der Windpark Netzaufbau-unterstützend und nicht schwarzstartfähig ausgerüstet wird. Mit Hilfe einer von außen angebotenen Spannung könnte der Windpark hochfahren und eine bestimmte Leistung an eine bereits teilweise aufgebaute Netzinsel liefern. Diese Leistung muss zuverlässig evtl. über mehrere Stunden während des Netzwiederaufbaus zur Verfügung stehen, was nur durch

Androsselung auf ein vom Wind gesichertes Niveau möglich ist. Die Beteiligung des Windparks am Netzwiederaufbau setzt auch die kommunikationstechnische Einbindung in das Netzleitsystem voraus. Sollten die WEA über die Fähigkeit der Netzfrequenzregelung verfügen, so könnten sie sich auch an der Übernahme der Lastzuschaltungen im Rahmen ihrer verfügbaren Windleistung beteiligen. Gegenüber dem Schwarzstart unterscheidet sich die vorgeschlagene Methode lediglich darin, dass Frequenz und Spannung von außen (Insel-/Teilnetz) vorgegeben werden und die WEA/Windpark dies nicht zu leisten brauchen. Andere Aspekte gelten jedoch wie bei Schwarzstart uneingeschränkt.⁸⁹

Einzelne WEA / kleinere Windparks, die an die Mittelspannungsebene angeschlossen sind, bleiben von den Anforderungen unberührt, da sie nicht in den Netzwiederaufbau mit eingebunden werden können. Vielmehr ist ihre unkontrollierte Wiederkehr an das Netz zu unterbinden.

⁸⁹ Auch für den Fall des Netzwiederaufbaus gilt die Verpflichtung des Netzbetreibers, diesen Teil des Netzes „sicher“ zu betreiben - § 11 Abs. 1 EnWG – der Einsatz der entsprechenden WEA muss daher unter dem Vorzeichen, möglichst unterbrechungsfreier Versorgung erfolgen, welche dann auch der Anlagenbetreiber ggü. dem Netzbetreiber garantieren muss.

16 Wirtschaftliche Bewertung des Netzausbaus

16.1 Abschätzung der Kosten der notwendigen Integrationslösung

Die Untersuchungen des Zubaubedarfs zur Übertragung der Windenergie von der Nord- und Ostsee inkl. Nordwest- und Ostdeutschland in die Lastschwerpunkte und nach Süden erfolgte an einem vereinfachten Modell. Zur Erstellung verschiedener Lösungskonzepte und deren systemtechnischer und wirtschaftlicher Bewertung unter Einsatz verschiedener Übertragungstechnologien im Netz oder von alternativen Speichertechnologien sind das verwendete Regionenmodell und das verwendete PTDF-Verfahren konzeptionell gut geeignet.

Das Modell erlaubt ohne aufwändige Lastflussberechnungen das Zusammenspiel von Strommarkt und Netz abzubilden und zu erwartende Leistungsverteilungen im Stundenraster zwischen Regionen zu berechnen.

Aus der Leistungsverteilung lassen sich globale Aussagen und Abschätzungen über Übertragungskanäle und die Vorzugsrichtung des Energieflusses machen und strategische Konzepte zur Weiterentwicklung des Stromnetzes in Deutschland ableiten und gesamtheitlich bewerten. Als Lösungsvarianten wurden neben reinen Netzausbaumaßnahmen auch der Einsatz von Speichertechnologien in Nordwest- und Ostdeutschland zur Aufnahme der Windenergie sowie Kombinationen davon untersucht. Beim Einsatz von Speichern wurden die Auswirkungen auf den Stromhandelsmarkt und auf den Zubaubedarf an den Regionengrenzen des Übertragungsnetzes analysiert.

Zur Deckung des Zubaubedarfs wurde jeweils auch eine Erhöhung der Übertragungsfähigkeit bestehender Leitungen durch Einsatz von Hochtemperaturseilen oder Anwendung von Freileitungsmonitoring in entsprechenden Windsituationen modelliert.

Bei einem erforderlichen Neubau im Netz zur Schaffung zusätzlicher Übertragungskapazität wurden verschiedenen Technologien untersucht. Neben der heute eingesetzten Drehstromtechnologie als Freileitung und mit erdverlegten gasisolierten Leitungen wurden reine Kabelösungen in VSC-Technik sowie eine Hybridlösung beschrieben, systemtechnisch untersucht und wirtschaftlich bewertet.

Zur Konkretisierung und Umsetzung des aufgezeigten Zubaubedarfs in konkrete Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen sind systemdynamische Studien sowie knotenscharfe Leistungsfluss- und Kurzschlussbetrachtungen im Nachgang zwingend notwendig, um die genauen Maßnahmen identifizieren zu können.

Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt auf Basis annuitätischer Kosten für das Zieljahr 2020. Betriebs- und Energiekosten entsprechen dabei den in diesem Jahr anfallenden Kosten. Investitionen werden mit Zinssatz und Nutzungsdauer zu jährlichen Kapitalkosten umgerechnet. Steuerliche und regulatorische Aspekte bleiben unberücksichtigt.

Im Einzelnen werden betrachtet und je nach Variante und Technologieoption unterschieden:

- Investitionskosten der primären Betriebsmittel und Zusatzeinrichtungen (u.a. Blindleistungskompensationsmittel)
- Betriebskosten der primären Betriebsmittel und Zusatzeinrichtungen
- Verlustenergiekosten der primären Betriebsmittel und Zusatzeinrichtungen
- Kosten der Speicher

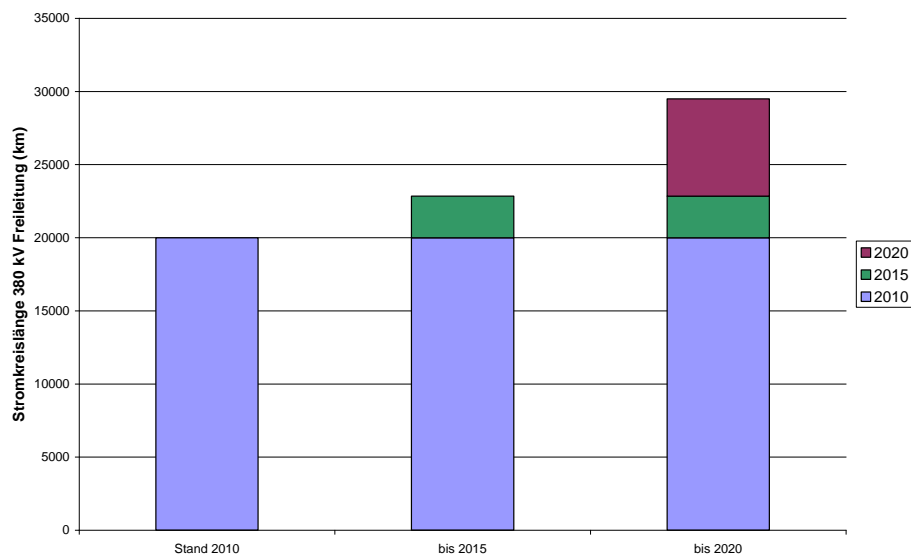
Der wirtschaftliche Vergleich der Varianten und Konzepte erfolgte aufgrund der Jahreskosten im Zieljahr 2020. Dabei wurden die erarbeiteten Kriterien zur ganzheitlichen Bewertung der Übertragungstechnologien zugrunde gelegt.

16.2 Ergebnisse Netzausbau an Land und auf See

Die ganzheitliche Bewertung hat ergeben, dass die Deckung des Zubaubedarfs optimal mit neu zu errichtenden 380-kV-Freileitungsstromkreisen in Drehstromtechnik erfolgt. Aktuell betreiben die deutschen ÜNB ein 380-kV-Freileitungsnetz mit einer Stromkreislänge von rd. 20000 km. Zusätzlich planen die deutschen ÜNB bis 2015 einen Zubau von ca. 3000 km Stromkreislänge, der in den Untersuchungen bereits als realisiert vorausgesetzt wurde.

Das in dieser Studie zusätzlich ermittelte Volumen des Netzausbaubedarfs an Übertragungskorridoren zwischen 2015 und 2020 liegt bei rund 6600 km Stromkreislänge (rd. 3600 km Trassenlänge). Dies zusammen ergibt einen Anstieg von 47 % gegenüber der heutigen 380-kV-Stromkreislänge. Die Investitionskosten für den Netzausbau von 2015 bis 2020 betragen ca. 6 Mrd. €, die Jahreskosten für den Zubau unter Berücksichtigung von Betriebs- und Verlustkosten liegen bei rund 600 Mio. €/Jahr. Diese **Basisvariante** dient als Referenz.

Abbildung 16-1: Erwartete Entwicklung der 380-kV-Stromkreislänge für Variante BAS an Land



Quelle: ÜNB, eigene Darstellung

Die zusätzlichen Windparks mit insgesamt 7000 MW Leistung zwischen dem Jahr 2015 und 2020 in der Region Nord- und Ostsee benötigen zum Netzanschluss ein modellhaftes Netzausbauvolumen mit einer gesamten Systemlänge von 1550 km. Das hierzu benötigte Investitionsvolumen beträgt rund 3,7 Mrd. €. Die modellhaften Jahreskosten für die Offshore-Anschlüsse liegen inklusive Betriebs- und Verlustkosten bei rund 340 Mio. €/Jahr.

Das notwendige Netzausbauvolumen und die Investitionen sind in allen Varianten gleichermaßen zu berücksichtigen. Im folgenden Vergleich sind diese allerdings nicht enthalten.

Die jährlichen Kosten für die **FLM**-Varianten liegen um 10 % über den **BAS**-Varianten bei nahezu identischer Übertragungsaufgabe. Der Zugewinn an Übertragungsfähigkeit durch **FLM** reduziert das Gesamtvolumen an notwendigen Übertragungsstrecken nur unwesentlich. Durch die Nutzung der zusätzlichen Übertragungsfähigkeit verschiebt sich der Leistungsfluss räumlich und erfordert dadurch an anderen Stellen einen zusätzlichen Netzausbau.

Der Einsatz von **Hochtemperaturseilen** (**TAL**) reduziert den zusätzlichen Netzausbaubedarf im Vergleich zur Basisvariante auf die Hälfte, es müssen aber dreimal soviel Stromkreise auf Bestandstrassen umgebaut werden. Durch die Hochtemperaturseile steigen die Netzverluste zudem wesentlich.

Das Volumen des Netzausbaubedarfs zwischen 2015 und 2020 liegt bei rund 1700 km Trassenlänge (ca. 3200 km Stromkreislänge). Das bedeutet einen Anstieg von 15 % gegenüber der heutigen 380-kV-Stromkreislänge.

Das Volumen des Bestandsnetzes, das zwischen 2015 und 2020 für den Einsatz von Hochtemperaturseilen vorbereitet werden muss liegt bei rund 10300 km Stromkreislänge. Das entspricht etwa 5700 km Trassenlänge.

Die Investitionskosten betragen ca. 13 Mrd. €, die Jahreskosten für den Zubau und die Umrüstung unter Berücksichtigung von Betriebs- und Verlustkosten liegen bei rund 1,3 Mrd. €/Jahr ohne off-shore Anbindung. Die Jahreskosten liegen bei Einsatz von Hochtemperaturseilen doppelt so hoch wie bei der Basisvariante.

Es zeigte sich bei der Kostenbewertung, dass zur Integration der Windenergie die Weiterentwicklung des Stromnetzes dem Bau von **Speichertechnologie** vorzuziehen ist. Die Speichertechnologie wird zwar zum Zwecke der Netzentlastung errichtet, der Einsatz erfolgt in der Studie aber nach rein marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten, d. h. die frei werdende Netzkapazität wird vom Markt genutzt. Die Transportaufgabe des Netzes und damit der Zubaubedarf im Netz bleibt deswegen über alle Varianten in etwa gleich und wird durch den Einsatz von Speichern kaum beeinflusst.

Der Speichereinsatz führt somit zu keiner Netzentlastung, sondern zu einer entsprechenden Erhöhung des Volumens auf dem Stromhandelsmarkt.

Die Jahreskosten setzen sich aus den Netzkosten der Basisvariante, der **FLM**-Variante und der Hochtemperaturseilvariante und den jeweiligen Speicherkosten zusammen.

Bei einer 50%-Speicherung können die Jahreskosten für das Zubaunetz und die Speicher bis auf das Doppelte im Vergleich zur Basisvariante ansteigen, bei der 100%-Speicherung sogar bis auf das Vierfache.

In der Variante **Hybrid** wurde über nur einen Kabelkorridor mit über 800 km Länge von Schleswig-Holstein (Region D21) nach Süd-Baden-Württemberg (Region D42) erdverlegt Leistung direkt von Nord nach Süd übertragen, um das bestehende Drehstromnetz zu entlas-

ten. Der Korridor wurde so gewählt, dass die technisch mögliche Übertragungsleistung von 4400 MW mit ca. 5800 h im Jahr (66 %) genutzt wird.

Bei der Auswertung zeigte sich aber, dass man nicht auf den flächigen Zubau von Drehstromfreileitungen verzichten kann, um alle gestellten Übertragungsaufgaben zu erfüllen.

Das Zubauvolumen des Korridors liegt bei rund 800 km Trassenlänge (3200 km Stromkreislänge). Das Volumen des Netzausbaubedarfs im Drehstromnetz liegt trotzdem noch bei rund 3100 km Trassenlänge (5200 km Stromkreislänge).

Die Investitionskosten betragen ca. 10 Mrd. €, die Jahreskosten für den Zubau unter Berücksichtigung von Betriebs- und Verlustkosten liegen bei rund 1 Mrd. €/Jahr. Die Jahreskosten für das Zubaunetz an Land liegen bei der Hybridlösung nahezu 60 % höher als bei der Basisvariante.

In der Variante **GIL** wird der Zubaubedarf der Basisvariante nicht in Form von 380-kV-Freileitungsstromkreisen sondern flächendeckend mit gasisolierten Leitungen (GIL) erdverlegt unterstellt. Die Technologie kommt heute bereits auf kurzen Strecken zum Einsatz.

Das Volumen des Netzausbaubedarfs zwischen 2015 und 2020 liegt mit rund 3400 km Trassenlänge zwar leicht unter, mit 7800 km Stromkreislänge aber deutlich über dem der Basisvariante.

Die Investitionskosten betragen ca. 55 Mrd. €, die Jahreskosten für den Zubau als GIL unter Berücksichtigung von Betriebs- und Verlustkosten liegen bei rund 4,5 Mrd. €/Jahr. Die Jahreskosten für das Zubaunetz an Land liegen damit um fast den Faktor acht über der Basisvariante.

Alternativ zur wirtschaftlichen Basisvariante, die den Zubaubedarf optimal in neu zu errichtenden 380-kV-Freileitungsstromkreisen in Drehstromtechnik oder zur GIL-Variante, die den Zubau im Drehstromsystem als gasisolierte Leitung erdverlegt deckt, beschreiben die beiden Technologievarianten **VSC1/2** als Ergänzung ein unabhängiges überlagertes Gleichspannungsnetz, das erdverlegt in Kabeltechnik errichtet wird.

Da es sich auch konzeptionell um Neuland handelt, stand bei der Beurteilung die Realisierbarkeit eines solchen Höchstspannungsgleichstromübertragungsnetzes (HGÜ) im Vordergrund.

Bei diesen Varianten könnten die Anschlüsse der Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee direkt am vermaschten Gleichstromnetz erfolgen. Es würde damit in Deutschland eine weitere Systemebene eingeführt.

Die Technologien sind nach Angaben der Hersteller für diese Varianten grundsätzlich vorhanden.

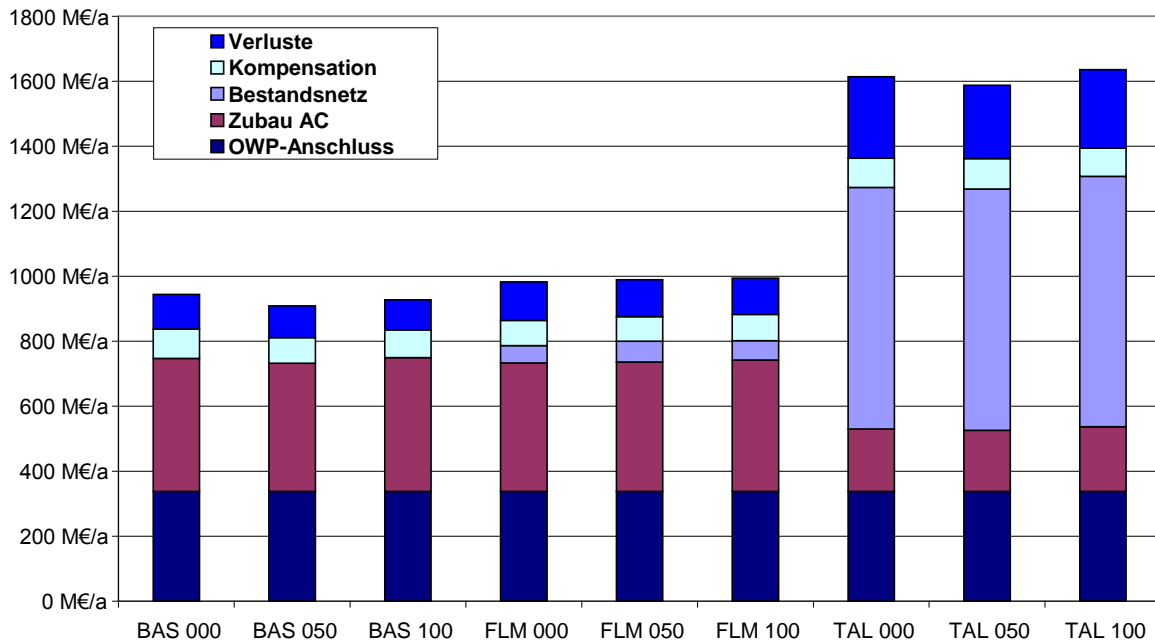
Das Zubauvolumen von 4000 km Trassenlänge (11400 km Stromkreislänge) teilt sich in 3400 km (9850 km Stromkreislänge) an Land und 600 km (1550 km Stromkreislänge) zum Anschluss der Offshore-Windparks auf.

Die Investitionskosten betragen je nach Konzept zwischen 20-25 Mrd. €, die Jahreskosten unter Berücksichtigung von Betriebs- und Verlustkosten für den Zubau liegen im günstigeren Fall bei rund 2 Mrd. €/Jahr. Die Jahreskosten betragen bei diesen Gleichstrom-Technologievarianten etwas mehr als das Doppelte der Basisvariante einschließlich der OWP-Anschlüsse.

In Abbildung 16-2 sind für die neun Hauptvarianten die Bestandteile der annuitätischen Kosten des zur Integration erneuerbarer Energien erforderlichen Netzausbaus aufgeschlüsselt dargestellt. In allen Varianten sind die Kosten für den Anschluss der Offshore-Windparks mit ca. 340 Mio. €/a identisch.

In den TAL-Varianten entstehen die höchsten Annuitäten durch den Umbau des Bestandsnetzes von 2015.

Abbildung 16-2: Annuitäten im Jahr 2020 für den zusätzlichen Netzausbau



Quelle: ÜNB, eigene Darstellung

Der gegenüber den BAS-Varianten geringfügig reduzierte jährliche Aufwand für das Zubaunetz in den FLM-Varianten wird zum Einen durch den Aufwand zur Ertüchtigung des Bestandsnetzes und zum Anderen durch die Kosten der höheren Netzverluste mehr als ausgeglichen. Dass der Einsatz von FLM in Einzelfällen zur Bewältigung eines moderaten zusätzlichen Übertragungsbedarfs für Windenergie günstiger als ein Leitungszubau sein kann, ist damit nicht ausgeschlossen.

Die Annuitäten der TAL-Varianten zeigen auf, dass der flächendeckende Einsatz von Hochtemperaturseilen aus wirtschaftlichen Gründen fragwürdig ist. Die Verlustkosten sind mehr als doppelt so hoch wie in den BAS-Varianten, was aus der doppelt so hohen Verlustenergie resultiert. Es wird im stark verringerten Zubaunetz ca. 1 TWh/a weniger Verlustenergie benötigt, dafür erhöht sich der Bedarf im Bestandsnetz um ca. 3 TWh/a. Für die Deckung des Saldos von 2 TWh/a müssten Windenergieanlagen an Land mit einer Leistung von ca. 1000 MW zusätzlich errichtet werden. Die Umrüstung vorhandener Leitungen auf Hochtemperaturseile ist entweder mit hohen Materialkosten für Seile mit geringer Wärmeausdehnung oder mit hohen Ertüchtigungskosten für Freileitungsmaste bezüglich einer Erhöhung und Anpassung an neue Normen verbunden. Hinzu kommt noch die Vernichtung von Bestandsvermögen.

In der Studie werden Kombinationen des Zubaus von Freileitungen und der Veränderung im Bestandsnetz mit FLM und TAL sowie des Einsatzes von Speichern zur Netzentlastung betrachtet. Weiter werden in Sensitivitätsbetrachtungen Kombinationen von AC- und DC-Netz sowie die Verbindung von Offshore- und Landnetzen beschrieben. Da der flächendeckende Einsatz von FLM oder TAL jeweils wirtschaftlich als nicht Ziel führend ausgewiesen wird, wird erwartet, dass großmassstäbliche Kombinationen dieser beiden Optionen nicht zu günstigeren Werten führen werden, als die Basisvariante ausweist. Dass der gezielte Einsatz dieser Technologien im Einzelfall, wie im nördlichen TenneT-Netz bereits realisiert, einen Beitrag zur Deckung des zusätzlichen Wind bedingten Übertragungsbedarfs bringen kann, ist damit nicht ausgeschlossen.

17 Literaturverzeichnis Teil II

ABB (2008): *It's time to connect - Technical description of HVDC Light[®] technology.* 03/2008.

ABB (2006): *HVDC Light Cables - submarine and land power cables.* 04/2006.

ABB (2009): *The balance of power.* ABB Review 03/2009.

ABB: *Line Thermal Monitoring – Dynamic Rating of Transmission Lines - A PS Guard Wide Area Monitoring System application.* ABB Switzerland Ltd. www.abb.com/poweroutage

BDEW (2008): *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz.* 06/2008.

Bertsch et al. (2007): *Leitererwärmung im Hochspannungsübertragungsnetz.* Bulletin SEV/AES 17/2007, S. 9-15.

Brandenburgische TU Cottbus (2008): *Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg.*

Chen, S. L. et al. (2003): *High-temperature sag model. for overhead conductors.* IEEE Trans. Power Delivery, vol. 18, pp. 183–188, Jan. 2003.

Consentec (2004): *Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market.* Final report 2004.

CIGRE SC22 WG22-12 (1992): *The thermal behaviour of overhead conductors.* Section 1 and 2: Mathematical model for evaluation of conductor temperature in the steady state and the application thereof. Electra 144, S. 107-125.

CIGRE WG B2.12 (2004): *Conductors for the Uprating of Overhead Lines.* 01/2004.

CIGRE (1997): *Circuit-Breakers for Meshed Multiterminal HVDC Systems.* Technical Brochure 114, 1997.

Consentec (2006): *Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft.*

DeDoncker, R. et al. (2007): *Power Electronics for Future Applications.* IEEE PEDS 2007.

DENA (2008): *Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030).*

DENA (2005): *Netzstudie I - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland.*

DIN EN 50341 (2002): *Freileitungen über AC 45 kV.* 03/2002.

DKE K421 (2005): *Rundschreiben 421_2005-0017.* 25/04/2005.

Duthaler C. L (2007): *Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz.* Masterarbeit 2007.

Deutscher Wetterdienst: www.dwd.de/service.

Ekström, Å. et al. (1976): *Design and testing of an HVDC circuit breaker.*
Cigré 1976, paper 13-06.

EnWG (2005): *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Energiewirtschaftsgesetz.*

Eon Netz GmbH (2006): *Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung.* Bayreuth, 2006.

Erlich, I. et al. (2009): *Effect of Wind Turbine Output Current during Faults on Grid Voltage and the Transient Stability of Wind Parks.* IEEE Power & Energy Society. Calgary, Alberta, Canada, 07/2009.

Erlich et al. (2008): *Erweiterte Anforderungen an neue thermische Kraftwerke als notwendiger Beitrag zur Systemstabilität.* ew - magazin für die energiewirtschaft 19/2008, 09/2008.

Evrenosoglu C.Y., Abur A. (2004): *Effects of Measurement and Parameter Uncertainties on the Power Transfer Distribution Factors.* IEEE, 2004.

European Wind Integration Study: *Final Report.* Contract number, TREN/07/FP6EN/S07.70123/038509. www.wind-integration.eu

Fichtner W. et al. (2009): *Neue Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle für die Kraftwerkseinsatz- und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitätenveränderung.* ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft (01/2009).

Haubrich, H.-J. (2006): *Technische Fragen beim Open Market Coupling (OMC).* Wissenschaftliche Studie, 2006.

Heit, M. et al. (2007): *Mathematische Bewertung von Engpass-Situationen in Transportnetzen elektrischer Energie mittels lastflussbasierter Auktion.*

Herold, G. (2005): *Elektrische Energieversorgung I - Drehstromsysteme, Leistungen, Wirtschaftlichkeit.* 2. Auflage, 2005.

Herold, G.(2008): *Elektrische Energieversorgung II - Parameter elektrischer Stromkreise, Freileitungen und Kabel, Transformatoren.* 2. Auflage, 2008.

Kaptue Kamga, A.F. (2009): *Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen.* Dissertation, 2009.

Kießling, F. et al. (2001): *Freileitungen – Planung, Berechnung, Ausführung.* Springer Verlag, 2001.

Koldby, E., Hyttinen, M. (2009): *Challenges on the Road to an Offshore HVDC Grid.* Nordic Wind Power Conference. Bornholm, Denmark, 10-11/09/2009.

Landesregierung BRB (2006): *Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg.*

Maggio, D.J., Overbye, T.J., Liu, M. (2006): *Transmission Corridor Analysis using PTDFs.* IEEE, 2006.

Meyer, C. et al. (2007): *Control and Design of DC Grids for Offshore Wind Farms.* IEEE Transaction on Industry Applications, Vol.43, No. 6, active power, S.1475-1482, 11-12/2007.

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus MV (2009): *Energieland 2020 - Gesamtstrategie für Mecklenburg-Vorpommern.*

Müller, H. (2003): *Stabilitätsverhalten von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen bei der Ausdehnung großer Netzverbände.* TU Darmstadt, Dissertation. Shaker Verlag, 2003.

nkt cables: *VALCAP - Monitoring System for Overhead Line Conductors.*

Oeding, D., Oswald, B.R. (2004): *Elektrische Kraftwerke und Netze.*

Oswald, B.R. (2007): *Gutachten zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz.* Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern. Hannover, 2007.

Schwab, A.J. (2009): *Elektroenergiesysteme 2 - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie.*

SDLWindV (2009): *Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen.* Le-sefassung vom 27/05/2009.

Seppa, T.O. (1995): *Accurate Ampacity Determination: Temperature – Sag Model for Operational Real Time Ratings.* IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.10, No.3, 07/1995.

Siemens ABB Review (2009): *The smart way – HVDC Plus – One Step Ahead.* Siemens E T PS Brochure, 2009.

Svenska Kraftnät (2009): *An Analysis of Offshore Grid Connection at Kriegers Flak in the Baltic Sea – Joint Pre-feasibility Study.* 50Hertz Transmission GmbH, 05/2009.
www.energinet.dk

Teminova, R., Hinrichsen, V. et al. (2006): *New approach to overhead line conductor temperature measurement by passive remote surface acoustic wave sensors.* Cigre B2-304, 2006.

Transmission Code (2007): *Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.* Verband der Netzbetreiber.

Transmission Code (2007): *Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.* Verband der Netzbetreiber. Version 1.1, 08/2007.

Transpower Stromübertragungs GmbH (2009): *Netzanschlussregeln Höchstspannung.* Stand 01/04/2009.

ÜNB (2009): *Regionenmodell - Stromtransport 2009.*

ÜNB (2009): *Regionenmodell - Stromtransport 2013.*

Universität Rostock (2009): *Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-Vorpommern.* Fakultät für Informatik und Elektrotechnik. Endbericht 2009.

USI-Power: Power-Donut2™: *Wireless Intelligent Electrical Device for High Voltage Overhead Conductors.* www.usi-power.com

Webs, A. (1962): *Dauerstrombelastbarkeit von nach DIN 48 201 gefertigten Freileitungsseilen aus Kupfer, Aluminium und Aldrey.* Elektrizitätswirtschaft Nr.61, S.861-872.

TEIL III

MÖGLICHKEITEN DER ERHÖHUNG VON FLEXIBILITÄTEN IM ELEKTRIZITÄTSSYSTEM ZUR OPTIMALEN INTEGRATION DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

In Teil III der Studie werden verschiedene Optionen zur Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem untersucht, um die Netzintegration der schwankenden Stromerzeugung aus Wind und anderen erneuerbaren Energien optimal zu unterstützen. Es werden insbesondere die Kosten und Nutzen der Optionen Energiespeicherung und Netzausbau verglichen.

Zunächst erfolgt in Kapitel 18 eine kurze Charakterisierung des institutionellen Rahmens: die Anforderungen zur Erbringung von Primär-, Sekundär- und Minuten-Reserveleistung. Der zukünftige Bedarf an Regelleistung wird abgeschätzt.

Um eine möglichst kostengünstige Lösung zur Integration der erneuerbaren Energien zu finden, wurde ein dreistufiges Vorgehen gewählt. In einem ersten Schritt werden in vier Schwerpunktkapiteln ausgewählte Optionen zur Flexibilitätserhöhung im Stromsystem detailliert untersucht:

- die zukünftige Regelleistungsvorhaltung und die Wirkung einer verbesserten Prognosegüte der Windstromeinspeisung (Kapitel 19),
- die Erweiterung nachfrageseitiger Flexibilität durch Lastmanagement (Kapitel 20),
- die Bereitstellung von Regelleistung durch erneuerbare Energien (Kapitel 21) und
- der Einsatz bewährter und neuer Speichertechnologien (Kapitel 22).

In einem zweiten Schritt wird der Einfluss dieser Flexibilitätsoptionen unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark modellgestützt bis zum Jahr 2020 quantitativ analysiert (Kapitel 23). Im dritten Schritt werden schließlich konkrete Standorte von Speichern zur Netzintegration von Offshore-Windenergie untersucht und die Kosten mit denen eines möglichen Netzausbaus verglichen (Kapitel 23.9).

Sämtlichen Berechnungen wurden die bestehenden politischen Rahmenbedingungen und das bestehende Strommarktdesign zugrunde gelegt. Diese beinhalten:

- die vollständige Integration der erneuerbaren Energien,
- den börsenpreisgetriebenen Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Speichern (im Modell näherungsweise ohne Berücksichtigung innerdeutscher Netzengpässe),
- den optimalen marktgetriebenen Stromaustausch mit dem Ausland im Rahmen der gegebenen Übertragungskapazitäten.

18 Regelleistungsmärkte

Die untersuchten Optionen zur Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem können über zwei institutionelle Wege das Stromsystem beeinflussen. Zum einen können Kapazitäten auf dem Spotmarkt angeboten werden. Der zweite Weg führt über die Märkte für Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung. Die Anforderungen für eine Teilnahme an den Regelmärkten, die Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, sind im TransmissionCode 2007 formuliert.⁹⁰

Die Erzeugungsanlagen müssen eine Präqualifizierung durchlaufen.⁹¹ Wesentliche Anforderungen betreffen die Größe der mindestens zur Verfügung zu stellenden Regelleistungsbänder sowie die technische und zeitliche Verfügbarkeit der Anlagen. Weitere Voraussetzungen gelten für organisatorische Fragen die Mess- und Informationstechnik.

Der Regelleistungsmarkt teilt sich in den Primär-, den Sekundär- und den Minutenreservemarkt. Sie unterscheiden sich hinsichtlich des Marktdesigns. Die Ausschreibungsdauer auf dem Primär- und auf dem Sekundärmarkt beträgt derzeit jeweils einen Monat. Auf dem Minutenreservemarkt wird täglich auktioniert. Auch die Vergütung wird unterschiedlich geregelt. Während auf dem Primärreservemarkt nur ein Leistungspreis für die Vorhaltung der Reserve gezahlt wird, erhalten Anbieter auf dem Sekundär- und auf dem Minutenreservemarkt einen zusätzlichen Arbeitspreis, falls ihre Leistungen in Anspruch genommen werden.

18.1 Anforderungen zur Erbringung von Primärregelleistung

Grundsätzlich gilt, dass jede Erzeugungseinheit mit einer Nennleistung von ≥ 100 MW primärregelfähig sein muss, um eine Berechtigung zum Anschluss an das Netz zu erhalten.⁹² Für die Erbringung von Primärregelleistung ist Pooling erlaubt. Es muss jedoch ein Band von mindestens ± 2 % der Nennleistung pro Anlage zur Verfügung gestellt werden, mindestens jedoch ± 2 MW.⁹³ Die Mindestangebotsgröße ist ± 5 MW. Angebotene Regelleistung muss bei einer Frequenzabweichung innerhalb von 30 Sekunden aktivierbar sein und dann für mindestens 15 Minuten eingesetzt werden können. Die Zeitverfügbarkeit an die angebotene Regelleistung beträgt 100%, d.h. die Leistung muss über den gesamten angebotenen Zeitraum zur Verfügung stehen.

18.2 Anforderungen zur Erbringung von Sekundärregelleistung

Bei der Ausschreibung zur Sekundärregelleistung können 10 MW-Scheiben als Mindestlosgröße in der Auktion angeboten werden.⁹⁴ Die im Pool angebotene Leistung muss mit einer

⁹⁰ Weiterhin sind die Vorgaben aus § 22 EnWG und §§ 6 ff. StromNZV sowie die dazu erlassenen Festlegungen der BNetzA zu beachten.

⁹¹ TransmissionCode 2007 Anhang D 1- 3; § 6 Abs. 5 StromNZV.

⁹² Der ÜNB ist berechtigt, einzelne Erzeugungseinheiten von dieser Pflicht zu befreien (TransmissionCode 2007).

⁹³ Abweichend dazu siehe Ziffer 6 von BK6-06-065.

⁹⁴ Als Mindestgröße durch BNetzA vorgegeben (BK6-06-066).

Verfügbarkeit von 95% über die gesamt angebotene Zeitscheibe zur Verfügung stehen. Das Abrufsignal erfolgt ebenfalls automatisch von Seiten des Anschluss-ÜNB. Die Anlage muss fünf Minuten nach Eingang des Signals vollständig aktiviert sein. Einzelne Anlagen können zu einem Pool zusammengeschaltet werden, um die Mindestlosgröße von 10 MW für Angebote auf dem Sekundärregelleistungsmarkt zu erbringen. Dies stellt heute den Normalfall dar.

18.3 Anforderungen zur Erbringung von Minutenreserveleistung

Die angebotene Leistung in der Minutenreserve muss bei telefonischem Abruf durch den ÜNB innerhalb von 15 Minuten in voller Höhe verfügbar sein. Ebenso soll sie innerhalb von 15 Minuten vollständig rückfahrbar sein. Die Bundesnetzagentur hat die Mindestangebotsgröße auf 15 MW festgelegt.⁹⁵ Der Abruf erfolgt angebotsscharf in 1-MW Stufen. Die Leistung muss zu 100% im gesamten Angebotszeitraum für einen möglichen Abruf zur Verfügung stehen.⁹⁶

Bei der Minutenreserve ist ein Pooling von Anlagen möglich. Ein Pool kann aus Einheiten an unterschiedlichen Standorten innerhalb der Regelzone bestehen, wobei jeweils die einzelnen Anlagen einer Präqualifikation unterzogen werden. Die angebotene Reserveleistung muss durch einen einzigen Abruf durch den ÜNB erbracht werden können, d.h. die Überwachung und Steuerung der einzelnen Poolmitglieder muss entsprechend sichergestellt sein.

⁹⁵ Ziff. 7. BK6-06-012.

⁹⁶ Einschränkungen des Arbeitsvermögen z.B. von Pumpspeichern oder abschaltbaren Lasten sind vorab zu kommunizieren.

19 Veränderung der Prognosegüte der Windenergieeinspeisung und die Wirkung auf die Regelleistungsvorhaltung

Ziele:

Lastprognosefehler und Windprognosefehler können zu Über- oder Unterdeckung der Erzeugungsbilanz führen. Ziel dieser ersten Schwerpunktanalyse ist es, die Auswirkungen einer verbesserten Prognosegüte auf die Regelleistungsvorhaltung zu quantifizieren.

Methodisches Vorgehen:

Nach einer Beschreibung methodischer Aspekte zu Lastprognosefehler, Windprognosefehler und Kraftwerksausfallwahrscheinlichkeiten, wird dargestellt, wie sich die Vorhaltung von inkrementeller und dekrementeller Regelleistung bestimmen lässt. Um die Entwicklung des Regelleistungsbedarfs für das Jahr 2020 zu ermitteln, wird der Ausbau der Windenergie ebenso berücksichtigt wie die Veränderung des Kraftwerksparks. Die errechnete Leistungsvorhaltung geht sodann in die Modellierung des Gesamtstrommarktes in Kapitel 23 ein.

Je näher der Zeitpunkt der physischen Lieferung eines Stromproduktes liegt, desto illiquider sind die Märkte, auf denen der Strom gehandelt wird. Sehr kurzfristige Schwankungen im Stromsystem gleichen die Übertragungsnetzbetreiber auf den Regelenergiemärkten für Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung aus. Die Nachfrage nach den Produkten hängt im Wesentlichen vom Lastprognosefehler, vom Windprognosefehler und von Kraftwerksausfällen ab.

Aufgrund der volatilen und nicht genau prognostizierbaren Einspeisung der Windenergie wird bis 2020 zusätzliche Flexibilität zum kurzfristigen Ausregeln benötigt. Um den zusätzlichen Bedarf zu quantifizieren, werden die Entwicklungen der Prognosefehler, der Last, der zukünftigen Kraftwerksausfälle und insbesondere der Windprognosefehler untersucht.

19.1 Bestimmung des Lastprognosefehlers und des Lastrauschens

Die kleinste Abweichung vom prognostizierten Gleichgewicht auf dem Strommarkt ist das „Lastrauschen“. Es bezeichnet die Abweichung der minütlichen Last zum viertelstündlichen Mittelwert. Aus einem Beispieldatensatz mit 20159 Werten, die im Zeitraum vom 14.1.2008 00:00 Uhr bis 27.1.2008 23:59 Uhr gemessen wurden, haben die Übertragungsnetzbetreiber errechnet, dass das Rauschen normalverteilt ist. Es schwankt um den Mittelwert von 0 MW und weist eine Standardabweichung von 334,97 MW (0,41 % der Jahreshöchstlast) auf.

Der „Lastprognosefehler“ bezeichnet die Abweichung des viertelstündlichen Mittelwertes zum prognostizierten Wert der Last. Zur Bestimmung des Lastprognosefehlers wurden Abweichungen vom erwarteten Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Nachfrage für jede

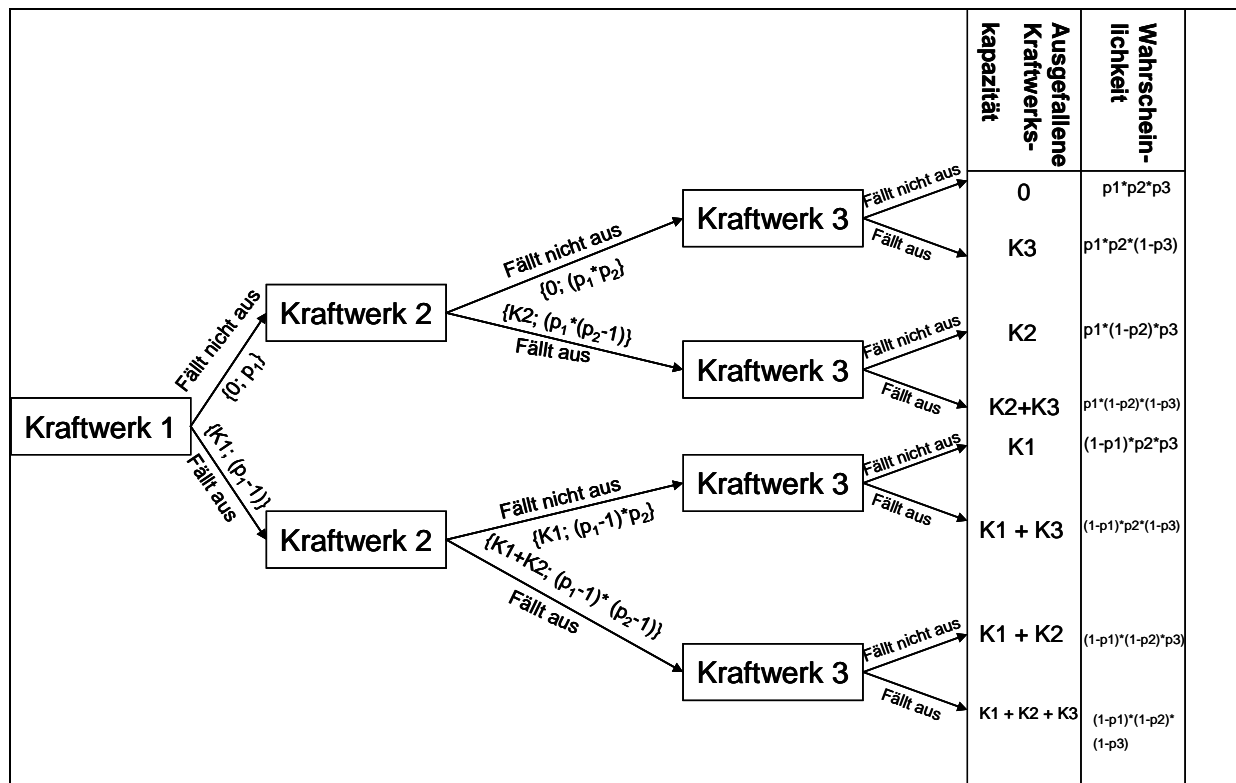
Viertelstunde eines Jahres⁹⁷ in jeder Regelzone untersucht. Aus insgesamt 35040 Werten ermittelten die Übertragungsnetzbetreiber die Regelzonenabweichung. Um den Lastprognosefehler zu isolieren, wurden die durch erneuerbare Energien verursachten Schwankungen herausgerechnet.

Um den Lastprognosefehler für Gesamtdeutschland zu bestimmen, wurden die Lastprognosefehler aller Regelzonen ebenfalls mittels einer stochastischen Faltung zusammengefügt. Das Ergebnis der Stichprobe stellt den Lastprognosefehler in Deutschland als annähernd normalverteilt um den Mittelwert 53,56 MW dar. Die errechnete Standardabweichung beträgt 644,67 MW (0,8 % der Jahreshöchstlast).

19.2 Bestimmung der Kraftwerksausfälle

Kraftwerksausfälle sind ein großer Unsicherheitsfaktor für den Strommarkt. Die Möglichkeit plötzlicher Ausfälle wurde mittels einer stochastischen Faltung berechnet:

Abbildung 19-1: Beispiel: Ausfallwahrscheinlichkeit des Kraftwerksparks



Quelle: EWI

Die Kraftwerke funktionieren störungsfrei mit der Wahrscheinlichkeit p und können mit der Gegenwahrscheinlichkeit $(1-p)$ ausfallen. Jedem Kraftwerkstyp ist dabei eine spezifische Ausfallwahrscheinlichkeit zugeordnet. Unterschieden wird außerdem, ob ein Störfall zu einer sofortigen Abschaltung führt, oder ob die Möglichkeit einer zeitlichen Verschiebung der Nichtverfügbarkeit besteht (Tabelle 19-1).

⁹⁷ Es wurde ein Jahr von Oktober 2006 bis September 2007 betrachtet

Tabelle 19-1: Zuverlässigkeitsgrößen von Kraftwerken in Deutschland

	Mittlere ungestörte Betriebsdauer [h]	Nichtverfügbarkeit	Wahrscheinlichkeit einer ungeplanten nichtdisponiblen	Wahrscheinlichkeit einer sofortigen Abschaltung im Falle einer Störung	Wahrscheinlichkeit einer 12h-igen Verschiebbarkeit der Störung
Kernenergie	1845	4,5%	23%	55%	
Braunkohle	664	4,7%	46%	72%	
Steinkohle	541	8,8%	48%	74%	
GuD	244	8,6%	36%	51%	
Gasturbinen	101	43,9%	45%	60%	
Dampfturbinen	839	12,7%	43%	67%	
Öl	839	12,7%	43%	67%	

Quelle: Lienert (2008)

Durch den unterschiedlichen Einsatz von Kraftwerken ergibt sich für Starklaststunden eine andere Ausfallfunktion als für Schwachlastzeiten. Auf Basis von empirischen Daten ermittelt das Programm BALANCE-WEA die Ausfallwahrscheinlichkeitsverteilung des gesamten deutschen Kraftwerksparks. Sie bestimmt die Größe der stündlich vorzuhaltenden Leistungen auf den Reservemärkten.

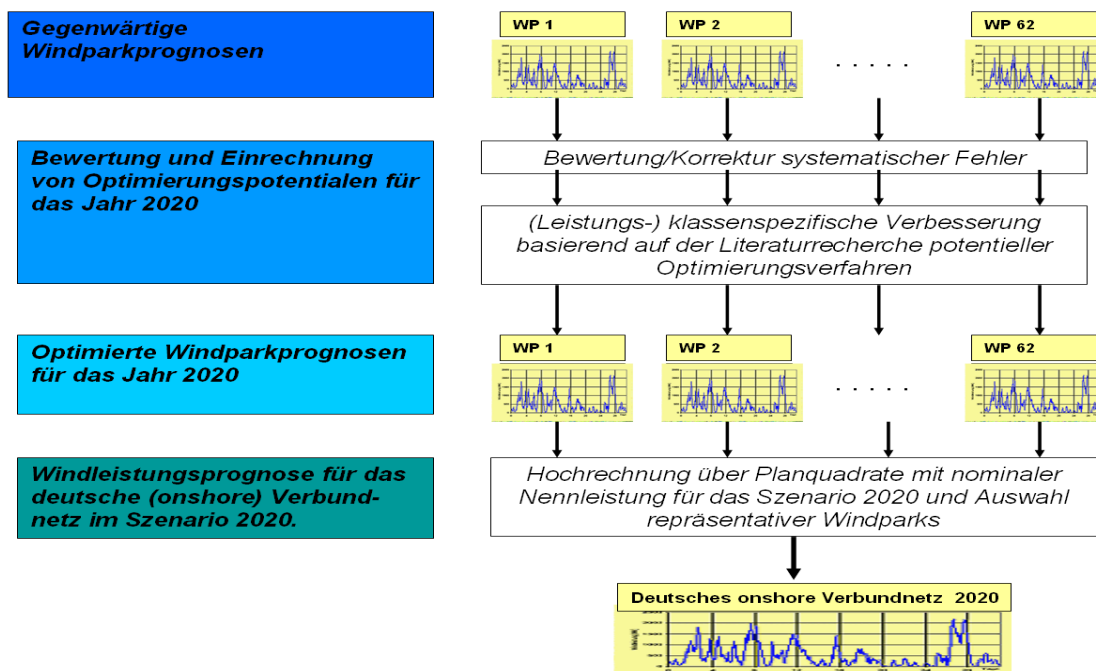
19.3 Bestimmung des Windprognosefehlers

Prognosen der Windenergieeinspeisung haben heutzutage einen enormen Stellenwert erreicht, da sie einen entscheidenden Einfluss auf die notwendige Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung haben, welcher sich durch Verbesserung der Prognosen nicht nur in der Netzstabilität, sondern auch in einer Kostenersparnis bemerkbar macht. Neben Kraftwerksausfällen und stochastischen Lastschwankungen sind nicht vorhergesehene Schwankungen der Windenergieeinspeisung die häufigste Ursache für den Einsatz von Regel- und Ausgleichsleistung durch die Systemführung. Diese Relevanz spiegelt sich nicht nur in der wachsenden Anzahl der verfügbaren Prognosemodelle auf dem Gebiet der Netzintegration von Windleistung wieder, sondern auch in der Vielfalt der wissenschaftlichen Veröffentlichungen, was die Generierung von Windleistungsprognosen nicht zuletzt zu einem aktuellen Forschungsbereich gemacht hat. In näherer Zukunft wird die Erschließung mehrerer Offshore Windparks zu einem starken Anstieg der maximal möglichen Windleistung und damit zu weiteren Herausforderungen bzgl. der Netzintegration führen, wobei die Erstellung von Leistungsprognosen weiterhin an Bedeutung gewinnt.

In den folgenden Abschnitten werden nun Verbesserungspotentiale der gegenwärtigen Windleistungsprognose genannt und eine Methodik vorgestellt, die es erlaubt, die zu erwartende Prognosegüte und -fehlerverteilung für das deutsche Verbundnetz im Szenario 2020 abschätzen zu können. Bei der Abschätzung des Prognosefehlers für das deutsche Verbundnetz im Szenario 2020 wird der Onshore und Offshore Anteil separat betrachtet und die resultierenden Zeitreihen addiert um die gesuchte Gesamtefehlerverteilung zu erhalten.

Bezüglich des Onshore Anteils basiert die Abschätzung des Prognosefehlers im Prinzip auf einer klassenspezifischen bzw. situationsabhängigen Verbesserung repräsentativer 1h- und 2h-Windleistungsprognosen für das Jahr 2007. Für die Bestimmung des Offshore Anteils werden Wettermodelldaten in Kombination mit Fino1-Windmessungen sowie Wetterprognosen verwendet, um Leistungszeitreihen zu simulieren (siehe Kapitel 6) und vorherzusagen. Die nächsten beiden Abschnitte beinhalten eine detaillierte Beschreibung der beiden Methodiken.

Abbildung 19-2: Methodik der Berechnung einer verbesserten Windprognose des deutschen Onshore Verbundnetzes für das Szenario 2020.



Quelle: IWES

19.3.1 Abschätzung des Onshore Windprognosefehlers

In diesem Abschnitt werden potentielle Optimierungsmöglichkeiten bezüglich der gegenwärtigen Qualität von Onshore Windleistungsprognosen beurteilt, um die zukünftige Prognosegüte für das deutsche Onshore Verbundnetz im Ausbauszenario 2020 abschätzen zu können. Basierend auf den zu erwartenden Verbesserungen werden Windleistungsprognosezeitreihen mit einem Vorhersagehorizont von ein und zwei Stunden für das Szenario 2020 generiert und bewertet.

Die verschiedenen Optimierungspotentiale sind in einer aktuellen Literaturrecherche ermittelt und spezifisch für das Jahr 2020 beurteilt worden. Daraus ergeben sich Abschätzungen von minimal und maximal zu erwartenden Verbesserungen einer einzelnen Windparkprognose in Prozent des mittleren absoluten Fehlers. Die aus den einzelnen Optimierungspotentialen resultierende Gesamtverbesserung wird in die aktuell bestehenden Windleistungsprognosezeitreihen eingerechnet, wobei die individuelle Punktprognose situationsabhängig verbessert wird. In der gegenwärtigen Literatur wird lediglich auf eine konstante Verbesserung des Prognosefehlers eingegangen, d.h. jede Wettersituation bzw. jeder Abschnitt der Leistungskennlinie erfährt die gleiche Verbesserung. Um jedoch die Abhängigkeit des Prognosefehlers von individuellen Wettersituationen in Betracht zu ziehen, wird in diesem Kapitel zusätzlich eine Klassifizierung der Vorhersagegüte anhand von Leistungsmessungen durchgeführt.

Vor der klassenspezifischen Verbesserung werden in einem ersten Optimierungsschritt potentielle Fehlerquellen, welche in systematischen Fehlern einer Windleistungsprognose resultieren, beurteilt und Methoden angegeben um diese zu korrigieren. Zum Schluss wird ein bewährtes Verfahren genutzt, um die Windleistungsprognose sowie die dazugehörige Leistungsmessung des gesamten deutschen Onshore Verbundnetzes im Szenario 2020 aus den Windleistungsprognosen und -messungen speziell ausgewählter Windparks zu berechnen. Ein Gesamtüberblick über die Methodik ist in Abbildung 19-2 dargestellt.

19.3.1.1 Datengrundlage

Als Datengrundlage dienen die im Jahr 2007 gemessenen und prognostizierten Leistungszeitreihen ($P_{m,ref}$ und $P_{p,ref}$) von 62 Referenzwindparks aus dem deutschen Verbundnetz in stündlicher Auflösung (siehe Kapitel 6.1.3). Bei dem verwendeten Prognosemodell sowie bei dem Modell zur Hochrechnung auf das gesamte deutsche Verbundnetz handelt es sich um Benchmark-Modelle basierend auf statistischen Methoden sowie Methoden der künstlichen Intelligenz. Die hier verwendeten Eingangsgrößen für die Windleistungsprognosen mit einem Vorhersagehorizont von ein und zwei Stunden basieren auf Leistungsmessungen der vorangegangenen Stunden sowie auf numerischen Wettervorhersagen des Deutschen Wetterdienstes mit einer räumlichen Auflösung von $0,0625^\circ$ mal $0,0625^\circ$ („Lokal-Modell-Europa“, siehe Kapitel 6.1.1). Solche Modelle befinden sich derzeit bei einigen Übertragungsnetzbetreibern im operationellen Betrieb und gewährleisten somit die Repräsentativität aktueller Prognoseverfahren.

19.3.1.2 Verbesserungspotentiale aktueller Windleistungsprognosen

Die Suche nach Optimierungsverfahren von gegenwärtigen Windleistungsprognosen wurde in den letzten Jahren intensiv betrieben. In gegenwärtigen Benchmark-Studien wurden mehrere State-of-the-Art Prognoseverfahren, numerische Wettermodelle, mesoskalige- und CFD-Modelle (Computational Fluid Dynamics) zur Windleistungsprognose evaluiert. Innerhalb dieser Untersuchungen zur Verbesserung der Prognose werden zwei hauptsächliche Richtungen verfolgt: die eine ist auf eine Prognoseverbesserung unter Verwendung höher aufgelöster

Wettermodelle in der Umgebung der Windparks fokussiert^{98, 99}, die andere beschäftigt sich mit der individuellen Modellverbesserung, wobei einerseits nach neuen Modellen gesucht wird, die bislang noch nicht zur Windleistungsprognose eingesetzt wurden¹⁰⁰ oder bestehende optimiert werden, indem z. B. Optimierungsalgorithmen zur verbesserten Selektion von Modelleingangsdaten eingesetzt werden¹⁰¹.

Im europäischen Projekt ANEMOS¹⁰² wurden verschiedene Prognosemodelle europäischer Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen zur Windleistungsprognose von ausgewählten Windparks in Europa verglichen, wobei die meisten dieser Systeme bei Übertragungsnetzbetreibern in Spanien, Deutschland, Dänemark, Irland und Griechenland operationell genutzt werden und somit die aktuelle Lage repräsentieren. Alle Prognosemodelle erhielten als Eingangsdaten die Daten desselben numerischen Wettermodells, um den Vergleich nur aufgrund der Performanz der verschiedenen Leistungsvorhersagemodelle durchzuführen. Die ausgewählten Windparks der Vergleichstudie besitzen unterschiedliche Charakteristika: drei befinden sich am Festland, zwei in der Nähe der Küste und einer liegt Offshore. Die Prognosefehler der einzelnen Modelle sind dabei für einige Windparks stark unterschiedlich, während für andere Windparks die Diskrepanzen zwischen den Modellen weniger stark ausfallen. Für einen Windpark in Spanien erhält man zum Beispiel als mittleren absoluten Fehler 20% bis 35%, und für einen irischen Windpark eine Schwankung des mittleren absoluten Fehlers von 10% bis 16%, wobei die Fehler in Prozent der installierten Leistung des Windparks angegeben sind. Bei der Vergleichsstudie zeigt sich auch, dass der Prognosefehler einen signifikanten Anstieg bei der Zunahme der Komplexität der Umgebung des Windparks besitzt. Der Fehler für die Windparks im flachen Terrain liegt im Mittel über alle Prognosemodelle bei ca. 10%, der für komplexes Terrain bei 12 bis 14%, und der für den Windpark im stark komplexen Gelände bei 21%. Der Fehler des Offshore Windparks liegt mit knapp 12% nur leicht über dem der Windparks im Flachland. Die Vergleichsstudie zeigt weiterhin, dass die Performanz der Prognose für einen Windpark ebenso vom eingesetzten Prognosemodell abhängt. Aus den Ergebnissen lässt sich somit folgern, dass eine zu den Charakteristiken des Windparks spezifische Auswahl des Prognosemodells den Prognosefehler verringert. Anhand der dargestellten Tests ergeben sich Unterschiede des Prognosefehlers von ca. 20% bis 40% zwischen den einzelnen Modellen. Legt man den unteren Wert zugrunde so liegt der Prognosefehler bei einer zufälligen Modellauswahl im Mittel um 8-10% über dem Fehler des besten Modells. Damit erhält man ca. 8-10% als konservative Schätzung für das Verbesserungspotenzial des Prognosefehlers durch eine windparkspezifische Modellauswahl. Bei der Prognose der Leistungsabgabe von Windparks basierend auf NWP („numerical weather prediction“) trägt die Unsicherheit der Wettervorhersage erheblich zum Vorhersagefehler bei. In einer vor kurzem durchgeführten Studie konnte allerdings gezeigt werden, dass die Unsicherheiten von prognostizierten Windgeschwindigkeiten bei der Generierung von

⁹⁸ Kariniotakis et al. (2004)

⁹⁹ Marti et al. (2006)

¹⁰⁰ Schlögl et al. (2006)

¹⁰¹ Jursa et al. (2006)

¹⁰² Kariniotakis et al. (2006)

Prognosemodellen mit statistischen Methoden wie z.B. neuronalen Netzen ausgeglichen werden können, da sich bei der Modellierung der Windparkkennlinie kaum Unterschiede zwischen der auf Messdaten und der auf prognostizierten Daten basierten Kennlinie ergeben haben¹⁰³. Aktuelle Untersuchungen haben aber gezeigt, dass eine deutliche Verbesserung der Prognose durch die Kombination unterschiedlicher Wettermodelle^{104·105·106} oder durch Ensemble-Modelle^{107· 108} zu erzielen ist, wobei neben der einfachen Mittelwertbildung von Prognosemodellen auch gewichtete Summen der Eingangsdaten der verschiedenen Modellen zu Verbesserungen der Prognose führen.

Die meisten der aktuell in Betrieb befindlichen Prognosemodelle, die zur Vorhersage der Windleistung verwendet werden, verfolgen globale Ansätze, d.h. für alle auftretenden Wettersituationen sollen die Modelle Prognosen liefern. In darüber hinaus gehenden Ansätzen werden Klassifikationsverfahren zur Bestimmung von Wettersituationen untersucht. Für die klassifizierten Situationen werden dann die Vorhersagen der verschiedenen Wettermodelle entsprechend ihrer Prognoseperformanz in der jeweiligen Situation, die aufgrund statistischer Analysen quantifiziert wird, unterschiedlich gewichtet. In einer Studie bezüglich eines einzelnen dänischen Offshore Windpark (Middelgrundten) wurden auf diese Weise Verbesserungen des mittleren Prognosefehlers bei Verwendung von vier Wettermodellen von ca. 20% im Vergleich zu den Prognosefehlern bei ausschließlicher Anwendung nur eines NWP erreicht¹⁰⁹. In einer anderen Studie zur Prognose für das deutsche Verbundnetz erhält man 16% Verbesserung bei Anwendung des besten NWP-Modells der jeweiligen Wettersituation und 22%, wenn eine optimale Kombination oder Gewichtung der NWP-Modelle vorgenommen wird¹¹⁰.

In Jursa et al. (2006) wurden ca. 10% Verbesserungen des Prognosefehlers für einzelne Windparks dadurch erzielt, dass über ein Optimierungsverfahren selektierte Daten eines NWP von mehreren Standorten situationsspezifisch zur Prognose eines Windparkstandortes genutzt wurden. Wie in weiteren Arbeiten^{111· 112} gezeigt wurde, sind Verfahren zur individuellen Selektion bzw. Optimierung von Eingangsdaten ein fundamentaler Bestandteil aktueller Prognoseverfahren. In Zukunft wird durch eine Anwendung von Korrelationsanalysen und informationstheoretischen Ansätzen auf immer größer werdende Datensätze räumlich und zeitlich verteilter sowie besser aufgelöster und aktuellerer Wetterprognosen und –messungen eine Verbesserung der Leistungsprognosen von ca. 15-20% zu erwarten sein.

In den bisherigen Ansätzen zur Kurzzeitprognose (mit Prognosehorizonten für einige Stunden im voraus) wurden lokale Prognosemodelle für bestimmte Wind- oder Wettersituationen ge-

¹⁰³ von Bremen et al. I (2006)

¹⁰⁴ B. Lange. et al. (2006)

¹⁰⁵ von Bremen (2006)

¹⁰⁶ Cali et al. (2006)

¹⁰⁷ Lang et al. (2006)

¹⁰⁸ Cali et al. (2008)

¹⁰⁹ von Bremen, et al. II (2006)

¹¹⁰ M. Lange. et al. (2006)

¹¹¹ Pinson (2006)

¹¹² Juban et al. (2007)

bildet, wobei sich deutliche Verbesserungen zeigen, wenn zusätzlich gemessene Windgeschwindigkeiten von weiter entfernten Standorten als Eingangsdaten verwendet werden¹¹³¹¹⁴. In Alexiadis et al. (1999) wurde die Verwendung von Windgeschwindigkeitsmessungen von zwei Standorten in 10km und 40km Entfernung vom Windpark zur Prognose untersucht, wobei eine Verringerung des Prognosefehlers von 10 bis 15% für Kurzfrist-Vorhersagen im Vergleich zum Prognosefehler bei ausschließlicher Verwendung von Messdaten am Windpark erreicht wird.

Da die einzelnen Optimierungsmethoden voneinander unabhängig sind, wird davon ausgegangen, dass die genannten Verbesserungen des Prognosefehlers superpositionierbar sind. Weiterhin wird angenommen, dass die aufgeführten Optimierungspotentiale im Mittel ebenso für Kurzfrist-Prognosen gelten wie für Folgetagsprognosen. Unter dieser Annahme würde sich durch eine windparkspezifische Auswahl eines Prognosemodells (ca. 8-10% Verbesserung), durch die Anwendung mehrerer Wettermodelle mit Klassifikation der Wettersituationen (ca. 15-20% Verbesserung), durch die Selektion optimaler räumlich und zeitlich verteilter Eingangsdaten (ca. 15-20% Verbesserung) sowie durch die Verwendung von zeitnah und regional verteilt gemessenen Windgeschwindigkeiten eine Verbesserung des Prognosefehlers von schätzungsweise 35-45% ergeben (siehe Tabelle 19-2). Ein Windpark, der also mit einem bestimmten Prognoseverfahren ohne die genannten Verbesserungen mit einem mittleren absoluten Fehler von 15% prognostiziert wird, könnte potenziell mit allen genannten Verbesserungen mit einem Fehler von 9% bis 9,75% prognostiziert werden. Da die einzelnen potentiellen Optimierungsmöglichkeiten keineswegs als konstante Verbesserung für alle Wettersituationen angenommen werden können, wird im nächsten Abschnitt der Prognosefehler evaluiert, die Wettersituationen klassifiziert und darauf basierend eine klassenspezifische Verbesserung abgeschätzt.

¹¹³ Alexiadis et al. (1999)

¹¹⁴ Larson & Gneiting (2004)

Tabelle 19-2: Verbesserungspotentiale anhand von Literaturrecherchen. Verbesserungen bezüglich des mittleren absoluten Fehlers aktueller Prognoseverfahren

Verbesserungspotentiale			Minimale Verbesserung	Maximale Verbesserung
Windparkspezifische Prognosemodells	Auswahl	eines	8%	10%
Anwendung mehrerer Wettermodelle mit Klassifikation der Wettersituation			15%	20%
Selektion optimaler Eingangsparameter			15%	20%
Verwendung real gemessener Wetterdaten (bei Kurzzeitprognosen)			10%	15%
Gesamtverbesserung des mittleren absoluten Fehlers			~ 40 %	~ 50 %

Quelle: IWES

19.3.1.3 Evaluierung des Prognosefehlers und Klassifikation anhand von Leistungsmessungen

Um eine Verbesserung der Prognose abschätzen zu können, wird die individuelle Prognostizierbarkeit und damit die Güte der Windleistungsprognose für verschiedene Wettersituationen separat betrachtet und in der Verbesserung unterschiedlich gewichtet. Aufgrund nicht existierender meteorologischer Messungen an den verwendeten Windparkstandorten, werden die Leistungsmessungen stellvertretend für diese zur Klassifizierung herangezogen. Da das individuelle Verhalten bzw. die Prognostizierbarkeit unterschiedlicher Windparks in der Klassifizierung zu beachten ist, basiert die Klassifizierung weiterhin auf einer Evaluation der Prognosefehler jedes verwendeten Windparks. Dieser Abschnitt soll nun einen kurzen Einblick über die Hauptfehlerquellen der Windleistungsvorhersage geben und die Methodik der Klassifizierung näher beschreiben.

Prognosefehler ΔP von Windleistungsvorhersagen beruhen hauptsächlich auf den Fehlern der der Windgeschwindigkeitsvorhersage Δw des numerischen Wettermodells, welche durch die Gradienten der Leistungskennlinie verstärkt oder abgeschwächt werden¹¹⁵:

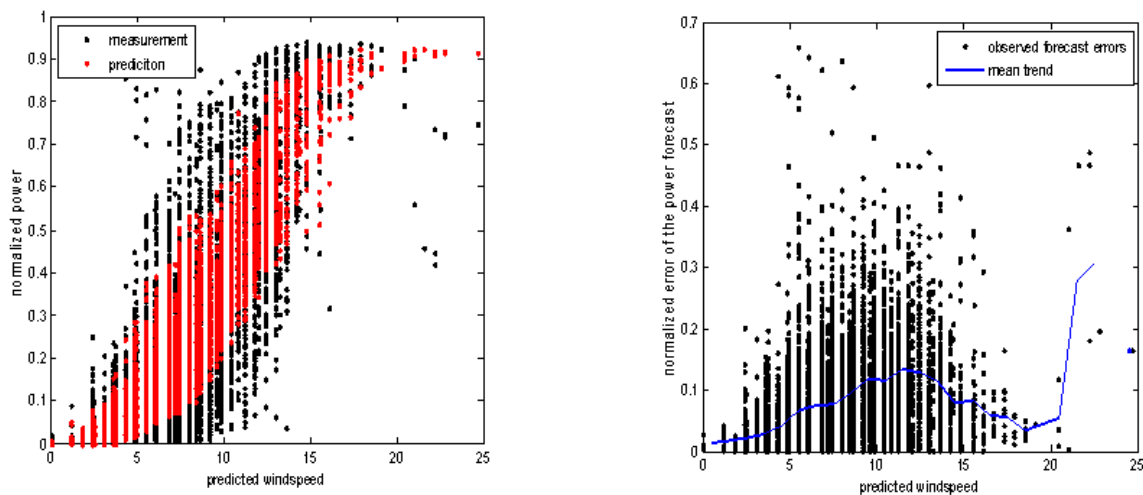
$$\Delta P = \frac{dP}{dw} * \Delta w \quad (19.1)$$

Anhand von Gleichung 19.1 kann man bereits erkennen, dass auf der einen Seite die Prognosefehler während Anlauf- und Schwachwindphasen sowie während Starkwindphase in Durchschnitt kleiner sind, da die Steigung der Leistungskennlinie dP/dw in diesen Bereichen

¹¹⁵ M. Lange (2003)

minimal ist, und auf der anderen Seite, dass Normalwindphasen größere Fehler aufgrund einer größeren Steigung haben (siehe Abbildung 19-3). Weiterhin ist zu vermerken, dass die Begrenzung der prognostizierten Leistung auf den Bereich zwischen Null und Nennleistung zu einer zusätzlichen Verringerung des Prognosefehlers während Anlauf-, Schwach und Starkwindphasen führt, wobei jedoch Sturmabschaltungen als ein weiteres Extrem in der Leistungsvorhersage betrachtet werden müssen. Der rechte Plot in Abbildung 19-3 zeigt exemplarisch die resultierenden Prognosefehler durch Sturmabschaltungen sehr gut auf. Hier ist jedoch zu beachten, dass es sich um prognostizierte Windgeschwindigkeiten handelt.

Abbildung 19-3: Links: gemessene (schwarz) und prognostizierte (rot) Leistung (normiert auf die Nennleistung) in Abhängigkeit von der prognostizierten Windgeschwindigkeit. Rechts: Beobachtete Prognosefehler und deren Mittelwerte in Abhängigkeit von der prognostizierten Windgeschwindigkeit.



Quelle: IWES

Um nun eine geeignete windparkspezifische Klassifizierung anhand von Leistungsmessungen durchzuführen wird die im Folgenden beschriebene Methodik verwendet. Da der Steigungsast der Leistungskennlinie approximativ durch die dritte Potenz der Windgeschwindigkeit beschrieben wird, kann man in einer ersten Näherung annehmen, dass ein linearer Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der Leistungsabgabe im Leistungsbereich $P_W/\text{Nennl.} \sim 0.3$ bis 0.8 besteht, was in einer Normalverteilung der Prognosefehler in diesem Bereich resultiert (mit Mittelwert bei Null). Dieser „Normalwindbereich“ unterscheidet sich gravierend von den beobachteten Fehlerverteilungen bezüglich des Anlauf- sowie Nennleistungsbereich der Kennlinie. Zusätzlich zu dem Normalwindbereich lassen sich noch drei weitere Bereiche/Klassen separieren. Auf der einen Seite bilden die Ruhe- und Anlaufphasen der Windkraftanlagen zwei spezielle Situationen, wobei bei ersterer Leistung aus dem Netz bezogen wird, was somit als negativ gemessene Leistung beobachtet wird. Auf der anderen Seite beschreiben Starkwindphasen, die im Nennleistungsbereich agieren, sowie Sturmabschaltungssituationen, die sehr anfällig für erhebliche Fehler in der Leistungsvorhersage sind. Alte Windkraftanlagen schalten z.B. ab ca. 20m/s ab, was aufgrund der Seltenheit dieser Ereignis-

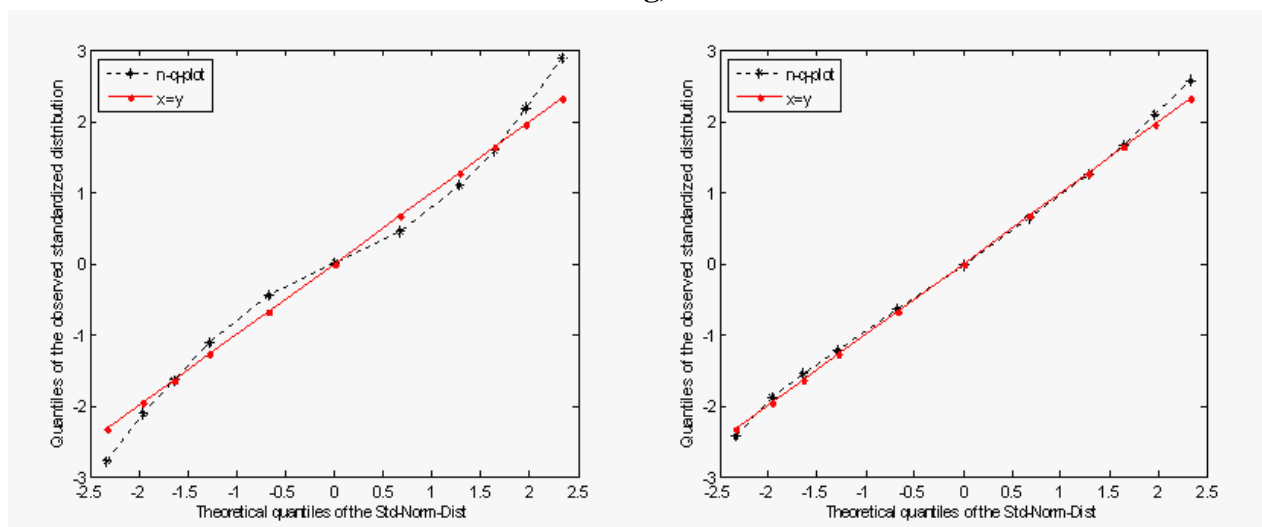
se von vielen Prognosemodellen nicht erfasst werden kann. Ebenso ist die technische Umsetzung von Sturmabschaltungen bei Anlagen verschiedener Typen unterschiedlich und öfters fehlt die Information über die individuelle Funktionsweise gänzlich.

Da für die verwendeten Windparks keine gemessenen meteorologischen Daten vorliegen, basiert die Klassifikation in die vier verschiedenen Windphasen auf einer Unterteilung in Leistungsintervalle. Somit ist es nicht möglich Sturmabschaltungen bei extremen Windgeschwindigkeiten zu klassifizieren, was hier als ein Nachteil angesehen werden kann. Die resultierende Klasseneinteilung ergibt sich wie folgt:

1. Ruhe- und Nullwindphase: $P_W \leq 0$
2. Anlauf- und Schwachwindphase: $0 < P_W < X_1$
3. Normalwindphase: $X_1 \leq P_W \leq X_2$
4. Starkwindphase: $X_2 < P_W < \text{Nennleistung}$

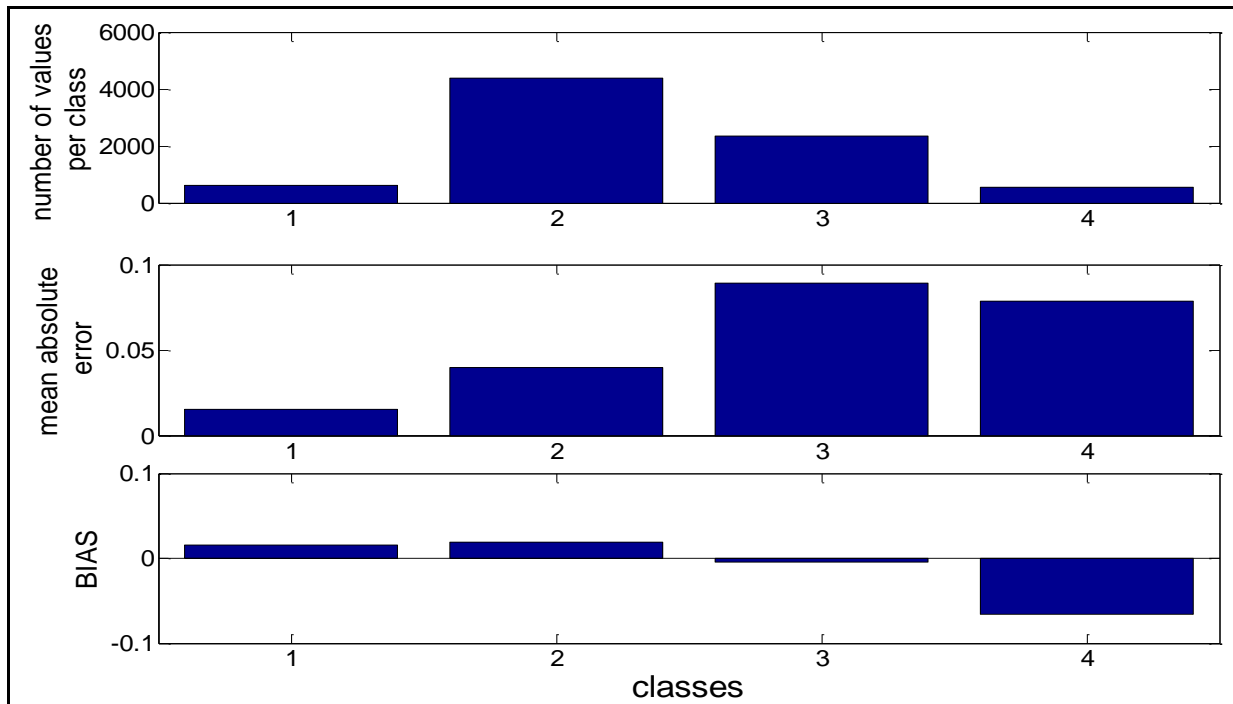
Um das Leistungsintervall der Normalwindphase $[X_1, X_2]$ optimal zu bestimmen, wird hier, vorausgesetzt, dass die Prognosefehler in diesem Intervall nahezu normal verteilt sind. Der Optimierungsprozess beruht auf der Untersuchung von Normal-Quantil-Plots. In solchen Plots werden die theoretischen Quantile der Standardnormalverteilung bezogen auf den Mittelwert und die Standardabweichung der beobachteten Werte gegen die Quantile der gemessenen standardisierten Verteilung aufgetragen (siehe Abbildung 19-4). Liegen die resultierenden Werte auf einer Gerade, so beschreiben die Beobachtungen eine Normalverteilung. Der Optimierungsprozess basiert auf der Minimierung der Abweichung zwischen der empirischen Fehlerverteilung aller Werte im Intervall $[X_1, X_2]$ von der theoretischen Standardnormalverteilung, wobei spezielle Nebenbedingungen dafür sorgen, dass das resultierende Intervall nicht zu klein wird.

Abbildung 19-4: N-Q-Plot der gemessenen Leistung. Rechts: Intervall $P_W/\text{Nennl.} = 0 - 1$ (keine Normalverteilung); Links: $P_W/\text{Nennl.} \sim 0,25 - 0,75$ (annähernd Normalverteilung)



Quelle: IWES

Abbildung 19-5: Anzahl der Messungen (oben), mittlerer absoluter Fehler (Mitte) und BIAS (unten) der jeweiligen Klasse (exemplarisch für einen Windpark).



Quelle: IWES

Nachdem das Intervall $[X_1, X_2]$ berechnet wurde, kann man vier Wetterklassen anhand der gemessenen Leistungen klassifizieren. Die Verteilung der Klassengrößen sowie der mittlere absolute Fehler und der BIAS sind exemplarisch für einen Windpark in Abbildung 19-5 aufgeführt. Man kann erkennen, dass der BIAS sowie der mittlere absolute Fehler der einzelnen Leistungsklassen auf der Struktur der Leistungskennlinie basiert, d.h. der Fehler in den ersten Klassen ist im Mittel positiv und wird hin zu den größeren Leistungen negativ, da die Leistung durch die Nennleistung nach oben begrenzt ist. Die nächsten Abschnitte sind nun darauf gezielt, eine Windpark- sowie klassenspezifische Verbesserung des Prognosefehlers vorzunehmen.

19.3.1.4 Abschätzung der Verbesserung durch Korrektur systematischer Fehler

Im ersten Schritt wird angenommen, dass systematische Fehler der Prognose, die in einem von null unterschiedlichen BIAS resultieren, in zukünftigen Prognosen behoben sind. Solche systematischen Fehler beruhen oft auf der Tatsache, dass die zum Prognosezeitpunkt vorliegende Information über die genaue Nennleistung nicht verfügbar ist. Somit handelt es sich hierbei um eine allgemeine Fehlerquelle, die in allen Prognosemodellen (ob statistisch oder physikalisch) eine Rolle spielt. In zukünftigen Szenarien kann davon ausgegangen werden, dass durch geeignete Sensorik die Übertragung der aktuellen Nennleistung gewährleistet ist. Um die dadurch mögliche Verbesserung abschätzen zu können, wurden im ersten Schritt die Prognosen der 62 Referenzwindparks mit den zum Prognosezeitpunkt vorhandenen Informationen über die vorliegenden Nennleistungen durchgeführt. Im Nachhinein wurden eventuell

auftretende Nennleistungsfehler der vorliegenden Zeitreihen unter Zuhilfenahme aktueller Informationen korrigiert. Im zweiten Schritt wurde für jede Prognose eine Model-Output-Statistik in Form einer linearen Korrektur vorgenommen¹¹⁶. Durch Anwendung beider Korrekturen erhält man im Mittel (für Vorhersagehorizonte von 1h und 2h) eine Verbesserung um ~ 4% des mittleren absoluten Fehlers. Hierbei ist zu erwähnen, dass die Klassen I und IV eine Verbesserung von ca. 35% sowie 12% erfahren, was aufgrund des geringen Vorkommens nicht stark ins Gewicht fällt (siehe Abbildung 19-5). Basierend auf dieser Korrektur, welche insgesamt nur zu einer geringen Gesamtverbesserung führt, werden nun die weiteren Berechnungen durchgeführt.

19.3.1.5 Abschätzung einer klassenspezifischen Verbesserung der Prognose

Nachdem die systematischen Fehler der Windleistungsprognosen individuell für jeden der 62 Referenzwindparks korrigiert wurden, werden die in Tabelle 19-2 aufgeführten Optimierungspotentiale bezüglich der vier Klassen (Null-, Schwach-, Normal- und Starkwindphase) beurteilt. Hierzu wird nun begründet, welche der aufgeführten Verbesserungen für welche der Klassen inwieweit relevant ist.

Die *windparkspezifische Auswahl eines Prognosemodells* ist sicherlich für alle Klassen von großer Bedeutung. Da das Verhalten von Windparks während ähnlichen Wettersituationen, besonders in Bezug auf Ruhe-, Anlauf- und Nennleistungsphasen sowie bei Sturmabschaltungen, sehr verschieden sein kann, ist die Verbesserung durch eine windparkspezifische Modellanpassung für alle Klassen mit dem maximalen Wert anzusetzen.

→ maximale Verbesserung für alle Klassen

Die *Anwendung mehrerer Wettermodelle mit Klassifikation der Wettersituation* spielt sicherlich für alle vier Klassen eine Rolle, obwohl man davon ausgehen kann, dass durch diese Anwendung die Normalwindsituationen die größten Verbesserungen erfahren. Dies ist damit zu begründen, dass mehrere Wettermodelle zu einer genaueren Information der kommenden Wettersituation (besonders der Geschwindigkeit) führen, was aufgrund der linearen Abhängigkeit in diesem Bereich zu der größten Verbesserung führt. In einem vergleichsweise geringen Maße wird durch eine genauere Vorhersage der Wettersituation auch die Prognose der anderen Klassen besser.

→ minimale Verbesserung für die Klassen I, II und IV

→ maximale Verbesserung für Klasse III

Die *Selektion optimaler Eingangsparameter* erhöht die Prognosequalität aller Klassen. Hauptsächlich werden aber durch die Selektion aus höher aufgelösten sowie räumlich und zeitlich verteilten Wetterprognosedaten die Leistungsprognosen im Normalwindbereich erheblich verbessert. Weiterhin ermöglicht eine solche Selektion die Detektion von Sturmfronten, was

¹¹⁶ M.Lange (2003)

allgemein zu einer Verbesserung der Prognosegüte im Nennleistungsbereich und speziell bei Sturmabschaltungen führt.

- ➔ maximale Verbesserung für die Klassen III und IV
- ➔ minimale Verbesserung für die Klassen I und II

Die *Verwendung real gemessener Wetterdaten für die Kurzzeitprognose* spielt eine besonders starke Rolle bei der Prognose von Sturmabschaltungen und somit während Starkwindphasen¹¹⁷. Mit Hilfe der zeitnahen Erfassung von Windgeschwindigkeiten wird es möglich sein solche Extremereignisse erfolgreich vorherzusagen. In weiterer Hinsicht kann die zeitnahe Kenntnis der Windgeschwindigkeit genutzt werden um „ältere“ Windprognosen zu korrigieren was somit wiederum in einer Verbesserung bei Normalwindphasen führt. Für Null- und Schwachwindphasen wird die Verbesserung nach vorheriger Optimierung durch die Verwendung mehrerer NWP und Selektion optimaler Eingangsparameter eher als vernachlässigbar angesehen.

- ➔ maximale Verbesserung für Klasse IV
- ➔ minimale Verbesserung für Klasse III
- ➔ keine Verbesserung für die Klassen I und II

Die Anwendung der potentiellen Verbesserungen auf die jeweiligen Klassen der 62 Windparkprognosen führt zu den in Tabelle 19-3 gezeigten Ergebnissen in Form der mittleren Verbesserung des mittleren absoluten Fehlers. Die klassenspezifischen Verbesserungen sind nahezu identisch für beide Vorhersagehorizonte. Unter Beachtung der Vorkommenshäufigkeit der einzelnen Wettersituationen ergibt sich eine geschätzte mittlere Gesamtverbesserung von ca. 45% pro Windparkprognose.

Tabelle 19-3: Gemittelte Verbesserung des mittleren absoluten Fehlers der klassenspezifischen Windleistungsprognose der 62 Referenzwindparks des deutschen Verbundnetzes

<u>Klasse I</u>	<u>Klasse II</u>	<u>Klasse III</u>	<u>Klasse IV</u>
Ruhe- und Nullwindphase	Anlauf- und Schwachwindphase	Normalwindphase	Starkwindphase
59%	37%	47%	54%

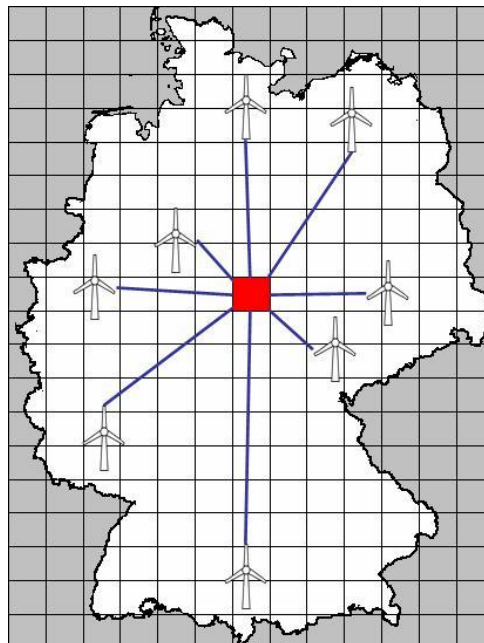
Quelle: IWES

¹¹⁷ Wessel et al. (2008)

19.3.1.6 Prognosegüte des gesamten deutschen Onshore-Verbundnetz für das Szenario 2020

Die Hochrechnung der gemessenen und prognostizierten Windparkleistungen der repräsentativen Standorte (Kapitel 6.1.3) auf die gesamte Windenergieeinspeisung des deutschen Onshore Verbundnetz wird über einen parametrisierten Transformationsalgorithmus vorgenommen¹¹⁸. Der Algorithmus basiert im Wesentlichen auf den Messungen und Prognosen der verteilten Referenzwindparks sowie der Unterteilung Deutschlands in 891 Planquadrate, deren jeweilige Nennleistungen bekannt sind. Die Nennleistungen der einzelnen Planquadrate werden auf die durch das Szenario 2020 vorgegebenen Nennleistungen angepasst. Die gemessene und prognostizierte Gesamtwindleistung eines Planquadrates ergibt sich aus den Leistungen der 62 Referenzwindparks welche in Abhängigkeit vom Abstand zum Planquadrat gewichtet werden (siehe Abbildung 19-6). Die Summation aller Planquadrate ergibt die Gesamtleistung des deutschen Verbundsystems. In Abbildung 19-7 sind die Fehlerverteilungen der verbesserten Prognose für das Onshore-Szenario 2020 und der derzeitigen (2007) Prognosen für Vorhersagehorizonte von ein und zwei Stunden aufgetragen. Die dazugehörigen Gütemaße sind in Tabelle 19-4 gegeben.

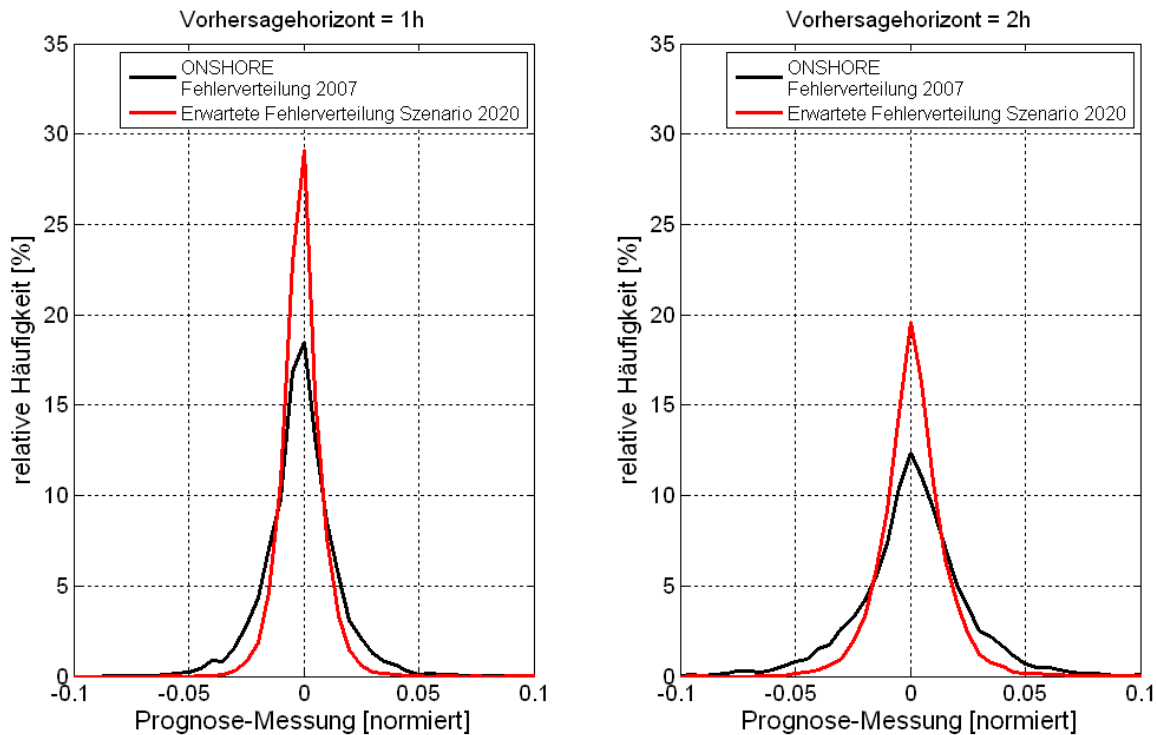
Abbildung 19-6: Schematische Darstellung der Berechnung der Planquadrat-Leistung durch entfernungsabhängige Gewichtung von Referenzmessungen



Quelle: IWES

¹¹⁸ Rohrig (2003)

Abbildung 19-7 Fehlerverteilungen der derzeitigen (2007) und optimierten (für 2020) Onshore-Windleistungsprognosen für Vorhersagehorizonte von ein (links) und zwei (rechts) Stunden für gesamt Deutschland



Quelle: IWES

Die angegebenen Gütemaße berechnen sich wie folgt:

- Mittlerer Fehler normiert auf die Nennleistung (nBIAS)

$$nBIAS = \frac{1}{P_N} (\overline{P_M} - \overline{P_P}) = \frac{1}{P_N} (\overline{P_M - P_P}) = \frac{1}{P_N} \overline{\Delta} \quad (19.2)$$

- Mittlerer absoluter Fehler normiert auf die Nennleistung (mean absolute error (nMAE))

$$nMAE = \frac{1}{P_N} \overline{|P_M - P_P|} = \frac{1}{P_N} \overline{|\Delta|} \quad (19.3)$$

- Root Mean Square Error normiert auf die Nennleistung (nRMSE)

$$nRMSE = \frac{1}{P_N} \sqrt{\overline{(P_M - P_P)^2}} = \frac{1}{P_N} \sqrt{\overline{\Delta^2}} \quad (19.4)$$

- Root Mean Square Error normiert auf die mittlere gemessene Leistung (mRMSE)

$$mRMSE = \frac{1}{P_M} \sqrt{(P_M - P_P)^2} = \frac{1}{P_M} \sqrt{\Delta^2} \tag{19.5}$$

- Korrelationskoeffizient

$$r(P_M, P_P) = \frac{1}{\sigma(P_M)\sigma(P_P)} (P_M - \overline{P_M})(P_P - \overline{P_P}) \tag{19.6}$$

Tabelle 19-4: Windleistungsprognosegüten (normiert auf die jeweilige Nennleistung) der derzeitigen (2007) und verbesserten (für 2020) Onshore-Windleistungsprognosen für Vorhersagehorizonte von ein und zwei Stunden für gesamt Deutschland

Prognosegüte: Vorhersagehorizont = 1h					
	nBIAS	nMAE	nRMSE	mRMSE	CrossCorr
aktuell 2007	0,14%	1,12%	1,61%	7,59%	0,9963
Szenario 2020	0,14%	0,66%	0,93%	4,38%	0,9988
Prognosegüte: Vorhersagehorizont = 2h					
	nBIAS	nMAE	nRMSE	mRMSE	CrossCorr
aktuell 2007	0,39%	1,80%	2,59%	12,16%	0,9908
Szenario 2020	0,36%	1,07%	1,52%	7,19%	0,9969

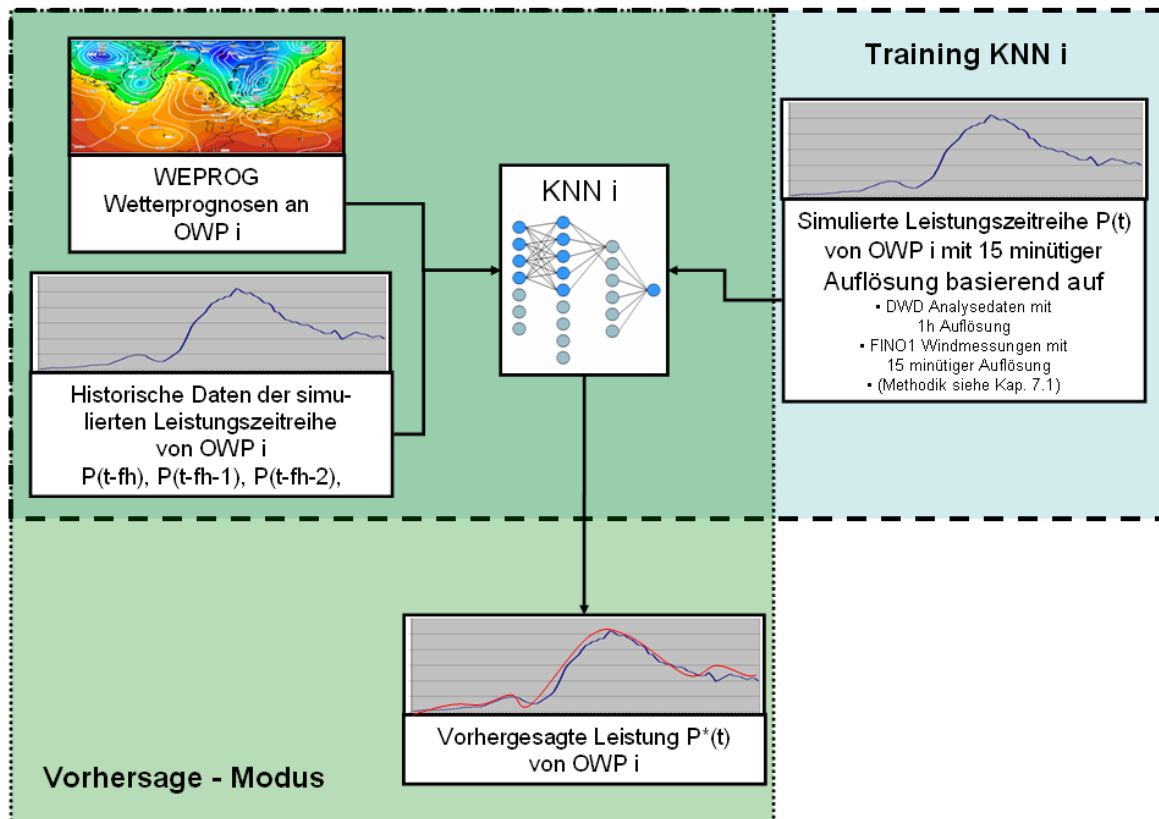
Quelle: IWES

19.3.2 Abschätzung des Offshore Windprognosefehlers

In diesem Kapitel werden die Methodiken zur Generierung der Offshore Windleistungsprognosezeitreihen und der Offshore Windleistungsprognosefehlerzeitreihen beschrieben. Die hier beschriebene Methodik ist in Abbildung 19-8 dargestellt und basiert auf:

- der Methodik zur Generierung der Offshore Windleistungszeitreihen aus Kapitel 0 basierend auf den Wettermodelldaten mit 1h Auflösung und Fino1-Windmessungen in 15 minütiger Auflösung,
- Wetterprognosen des Anbieters WEPROG,
- Methoden der künstlichen Intelligenz, welche den Zusammenhang von Windprognosen und den simulierten Windleistungen widerspiegeln.

Abbildung 19-8: Methodik der Generierung von Offshore Leistungsprognosen und Prognosefehlern unter Berücksichtigung des Vergleichmäßigungseffekts



Quelle: IWES

19.3.2.1 Erstellung der Offshore Windleistungsprognosezeitreihen

Da sich bisher noch keine deutschen Offshore Windparks (OWP) im operationellen Einsatz befinden und es somit auch keine Evaluation zwischen Mess- bzw. - Prognosedaten gibt, wird hier ein Verfahren vorgestellt, mit welchem Windleistungsprognosezeitreihen an den verschiedenen Offshore Standorten generiert werden können (siehe Abbildung 19-8).

Unter Benutzung der in Kapitel 0 vorgestellten Methodik, wurden auf Grundlage der DWD Analysedaten und Windmessdaten von FinO1 simulierte Windleistungszeitreihen für das Jahr 2020 an allen 46 OWP-Standorten für die Windjahre 2004 bis 2007 erzeugt. Basierend auf den simulierten Windleistungszeitreihen sowie auf den WEPROG-Wetterprognosen für diese Standorte wurde für jeden der 46 OWPs zwei Künstliche Neuronales Netze (KNN) trainiert, welche bzgl. der Verwendung zur Kurzzeit-Prognose mit Vorhersagehorizonten von ein und zwei Stunden angepasst wurden. Als Eingangsgrößen in das Modell dienen somit nicht nur die Wettervorhersagen sondern auch die simulierten Leistungswerte der nahen Vergangenheit (im Bezug auf die Wettervorhersagen). Hier ist zu vermerken, dass die simulierten Windleistungszeitreihen mit 15 minütiger Auflösung stündlich gemittelt wurden, da die Wettervorhersagen nur in stündlicher Auflösung vorliegen. Bei den verwendeten WEPROG-Prognosen handelt es sich eine Aneinanderreihung von Vorhersagen verschiedener Modellläufe, welche alle sechs Stunden erzeugt werden. Die verwendete Wetterprognose beinhaltet

somit nur Prognosen mit Vorhersagehorizonten von 1 bis 6 Stunden. Aufgrund der Rechenzeit des Wettermodells sind die Prognosen aber erst ab ungefähr der dritten Stunde verfügbar. Hier wird angenommen, dass diese Wartezeiten im Jahr 2020 minimiert sein werden. Aufgrund der Aneinanderreihung verschiedener Modellläufe weist die verwendete Wetterprognosezeitreihe unplausible hohe Fluktuationen zwischen jedem 6ten und 7ten Wert auf. Da aber für eine Windleistungsvorhersage mit einem Vorhersagehorizont von ein und zwei Stunden die Leistungsdaten der nahen Vergangenheit (vgl. Persistenz) die größte Information bzgl. der Vorhersage besitzen, sind die erwähnten Konflikte der Wettervorhersage als vernachlässigbar ansehen. Für das Training der KNN wurden Daten der Windjahre 2005 bis 2006 verwendet. Weiterhin hat eine Korrelationsanalyse zwischen der simulierten Leistung 2020 und den Windgeschwindigkeitsvorhersagen gezeigt, dass die resultierenden Korrelationskoeffizienten (84 bis 88%) der Realität entsprechen. Die Daten des Windjahres 2007 wurden dann zur Erstellung der zu generierenden Windleistungsvorhersage genutzt. Die Qualität der einzelnen Windleistungsvorhersagen (im Vergleich zur Simulation) in Form der in Kapitel 21.3.1.6 mit den Gleichungen 19.2 bis 19.6 angegebenen Gütemaße entspricht der Güte heutiger Kurzfristprognosesysteme für Onshore Windparks.

Die resultierenden Leistungsvorhersagen sowie –simulationen aller OWPs werden dann gemäß Gleichung 19.7 zur Windleistungszeitreihe des gesamten Offshore Gebietes summiert.

$$P_{Ges,Off}(t) = \sum_{i=1}^{46} P_{OWP_i,Off}(t) \quad (19.7)$$

19.3.2.2 Güte der Windleistungsprognose für das gesamte Offshore Ausbauszenario 2020

In diesem Abschnitt wird die erwartete Windleistungsprognosegüte für das Offshore Ausbauszenarios 2020 dargestellt. Wie im vorigen Abschnitt beschrieben, wurden die 1h- und 2h-Prognosen aller OWPs mit durchschnittlichen nRMSEs von ca. 7.5 % (1h) und ca. 10.5 % (2h) zu einer Gesamtprognosezeitreihe addiert und mit der simulierten Gesamtzeitreihe verglichen. Der erwartete Ausgleichseffekt ist beobachtbar und resultiert in nRMSEs von 3.45 % (1h) und 5.72 % (2h).

Diese Werte beinhalten jedoch keinerlei Verbesserungspotentiale bzgl. zukünftiger Windleistungsprognosen. Man kann jedoch sicherlich damit rechnen, dass die Forschung auf dem Gebiet der OWP-Windleistungsprognosen, welche sich heutzutage z.B. mit der Problematik enormer kurzzeitiger Leistungsfluktuationen beschäftigt, zu einer Verbesserung der Prognosequalität führen wird. Dies lässt sich auch aus den Optimierungspotentialen aus Kapitel 19.3.1.2 ableiten, wie z.B. genauere Wetterprognosen mit kleinerer räumlicher Auflösung, kürzerer Rechenzeit und regelmäßiger Aktualisierung unter Verwendung geeigneter Messdaten. Zukünftige Technologien auf dem Gebiet der Windenergieanlagen (z.B. Sturmregelungen) und verbreitete Nutzung moderner Messsensorik (z.B. LIDAR) werden ebenso als potentielle Optimierungsmöglichkeiten hinsichtlich der Prognose und besonders der Kurzfristprognose gesehen.

Tabelle 19-5: Windleistungsprognosegüten für Vorhersagehorizonte von ein und zwei Stunden für das Offshore Ausbauszenario normiert auf die Gesamtnennleistung von $P_n=14070$ MW

<i>Offshore</i>		Prognosegüte: Vorhersagehorizont = 1h				
<i>Szenario 2020</i>		nBIAS	nMAE	nRMSE	mRMSE	CrossCorr.
Nicht optimiert		-0,02%	2,43%	3,45%	7,12%	0,9941
Szenario 2020		-0,01%	1,34%	1,90%	3,92%	0,9982
		Prognosegüte: Vorhersagehorizont = 2h				
		nBIAS	nMAE	nRMSE	mRMSE	CrossCorr.
Nicht optimiert		0,17%	4,06%	5,72%	11,82%	0,9838
Szenario 2020		0,09%	2,24%	3,15%	6,50%	0,9952

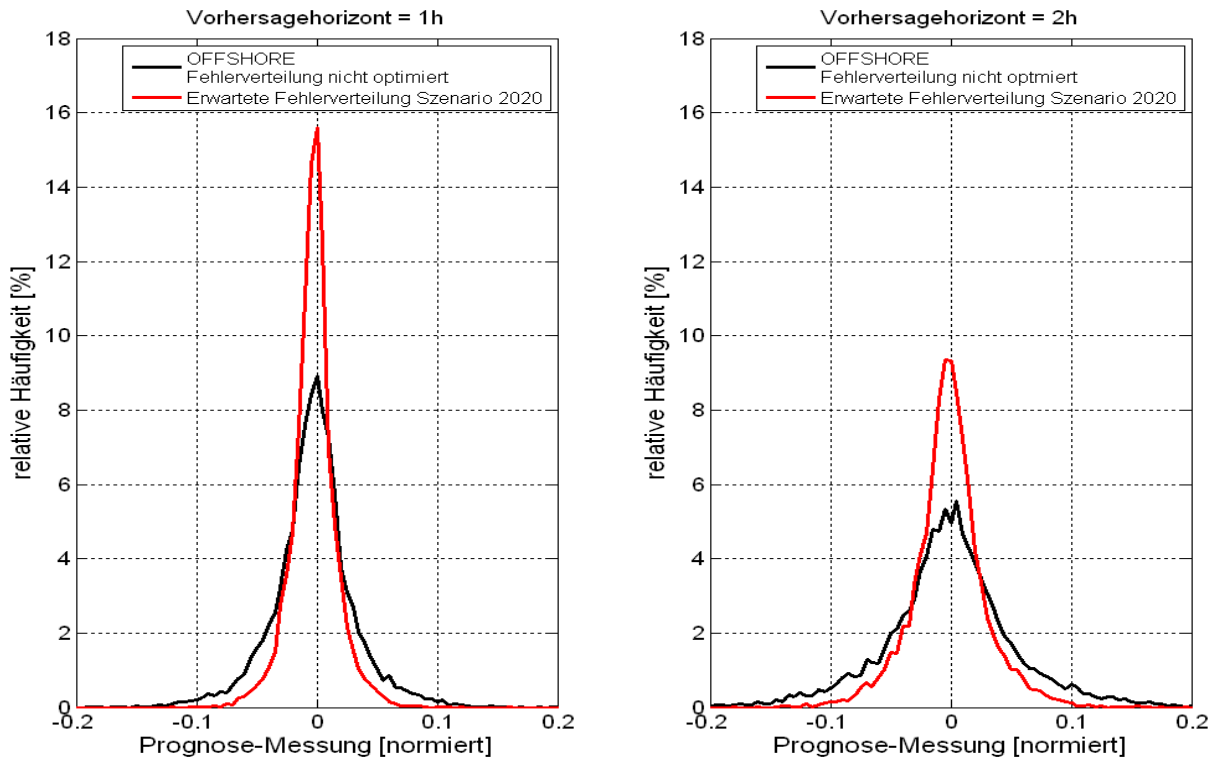
Quelle: IWES

Zusammen mit den unter 21.3.1.2 angegebenen Optimierungspotentialen wurden für die Offshore Windleistungsprognose folgende Verbesserungspotentiale abgeschätzt:

- 10% durch Windparkspezifische Auswahl eines Prognosemodells
- 15% durch Anwendung mehrerer Wettermodelle mit Klassifikation der Wettersituation
- 20% durch Selektion optimaler Eingangsparameter
- 10% durch Verwendung real gemessener Wetterdaten (bei Kurzzeitprognosen)

Somit erhält man eine Gesamtverbesserung des mittleren absoluten Fehlers um ca. 45%, d.h. die beobachteten Prognosefehler wurden um 45% in Richtung der Simulation reduziert. Diese Abschätzung führt nun zu einer erwarteten Prognosegüte für das Szenario 2020 von ca. 1.9 % (1h) und 3.15 % (2h) nRMSE. Eine Übersicht über weitere Güteparameter ist in Tabelle 19-5 gegeben sowie die resultierenden Fehlerverteilungen in Abbildung 19-9. Hier ist weiterhin zu vermerken, dass der mRMSE für das Offshore Szenario kleiner ist als für das Onshore Szenario, was sich durch den wesentlich größeren Kapazitätsfaktor erklären lässt.

Abbildung 19-9: Fehlerverteilungen der nicht-optimierten und optimierten Windleistungsprognosen für Vorhersagehorizonte von ein (links) und zwei (rechts) Stunden für das gesamte Offshore Ausbauszenario 2020 normiert auf die Gesamtnennleistung von $P_n=14070\text{MW}$



Quelle: IWES

19.3.2.3 Güte der Windleistungsprognose für das gesamte On- und Offshore Ausbauszenario 2020

In diesem Abschnitt wird die erwartete Prognosegüte für das gesamte Ausbauszenario 2020 (Onshore und Offshore) dargestellt. Dazu wurden die Onshore Windleistungszeitreihen (Messungen und Prognosen) aus Abschnitt 21.3.1 mit den Offshore Windleistungszeitreihen (Simulation und Prognosen) aus dem vorherigen Abschnitt addiert. Die resultierende Nennleistung entspricht der für diese Studie angenommenen installierten Windleistung für 2020 von ca. 51GW. Die Qualitätsmaße der optimierten sowie nicht optimierten Prognosen sind in Tabelle 19-8 gegeben und die resultierenden Fehlerverteilungen in Abbildung 19-10.

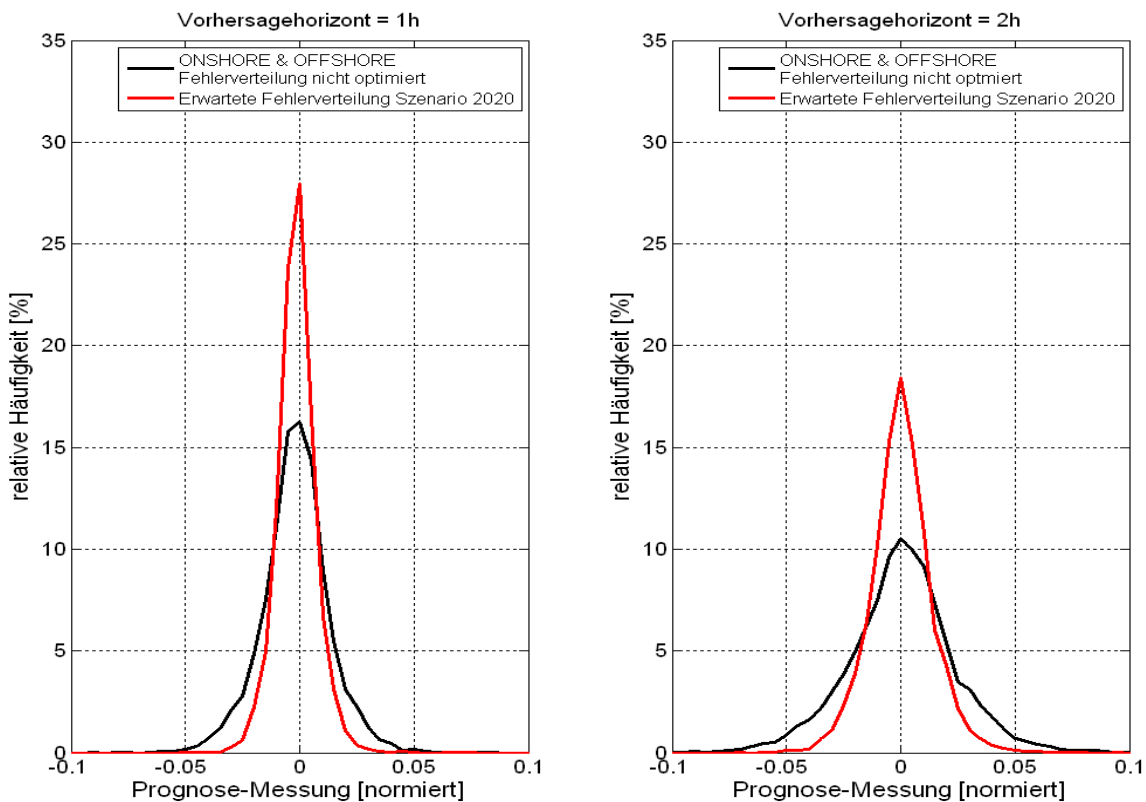
Tabelle 19-6: Windleistungsprognosegüten für Vorhersagehorizonte von ein und zwei Stunden für das gesamte Ausbauszenario 2020 (Onshore und Offshore) normiert auf Nennleistung

On- & Offshore					
Szenario 2020 Prognosegüte: Vorhersagehorizont = 1h					
	nBIAS	nMAE	nRMSE	mRMSE	CrossCorr.
Nicht optimiert	0,10%	1,12%	1,52%	5,27%	0.9973
Szenario 2020	0,11%	0,63%	0,86%	2,98%	0.9992
Prognosegüte: Vorhersagehorizont = 2h					
	nBIAS	nMAE	nRMSE	mRMSE	CrossCorr.
Nicht optimiert	0,33%	1,80%	2,48%	8,66%	0.9929
Szenario 2020	0,29%	1,05%	1,42%	4,94%	0.9976

Quelle: IWES

$$IMP = \frac{Wert_{alt} - Wert_{neu}}{Wert_{alt}} \quad (19.8)$$

Abbildung 19-10: Fehlerverteilungen der nicht-optimierten und optimierten Windleistungsprognosen für Vorhersagehorizonte von ein (links) und zwei (rechts) Stunden für das gesamte Onshore- und Offshore Ausbauszenario 2020 normiert auf Nennleistung



Quelle: IWES

Verglichen mit den Onshore Werten aus Tabelle 19-4 kann man erkennen, dass die Aggregation von On- und Offshore zu einer weiteren Verringerung des Prognosefehlers führt, welche auf Ausgleichseffekte zurückzuführen ist. Die Verbesserung für die nicht-optimierten Prognosen beträgt nach Gleichung 19.8 ca. 5% für den nRMSE. Der Ausgleichseffekt ist jedoch wesentlich prägnanter in Form des mRMSE, bei welchem man eine Verbesserung von ca. 30% beobachten kann. Dies lässt sich mit den häufigen Zeiten hoher Windgeschwindigkeiten an den Offshore Standorten erklären, welche generell zu höheren Fehlern in Form des nRMSE führen und somit nur zu einer geringen Verbesserung des nRMSE bei der Aggregation der Onshore und Offshore Windparks (vgl. Tabelle 19-5). Die Prognoseverbesserung durch Aggregation wird also hauptsächlich im mRMSE ersichtlich.

19.3.2.4 Erwartete Verbesserung der Windleistungsprognose für das gesamte On- und Offshore Ausbauszenario 2020

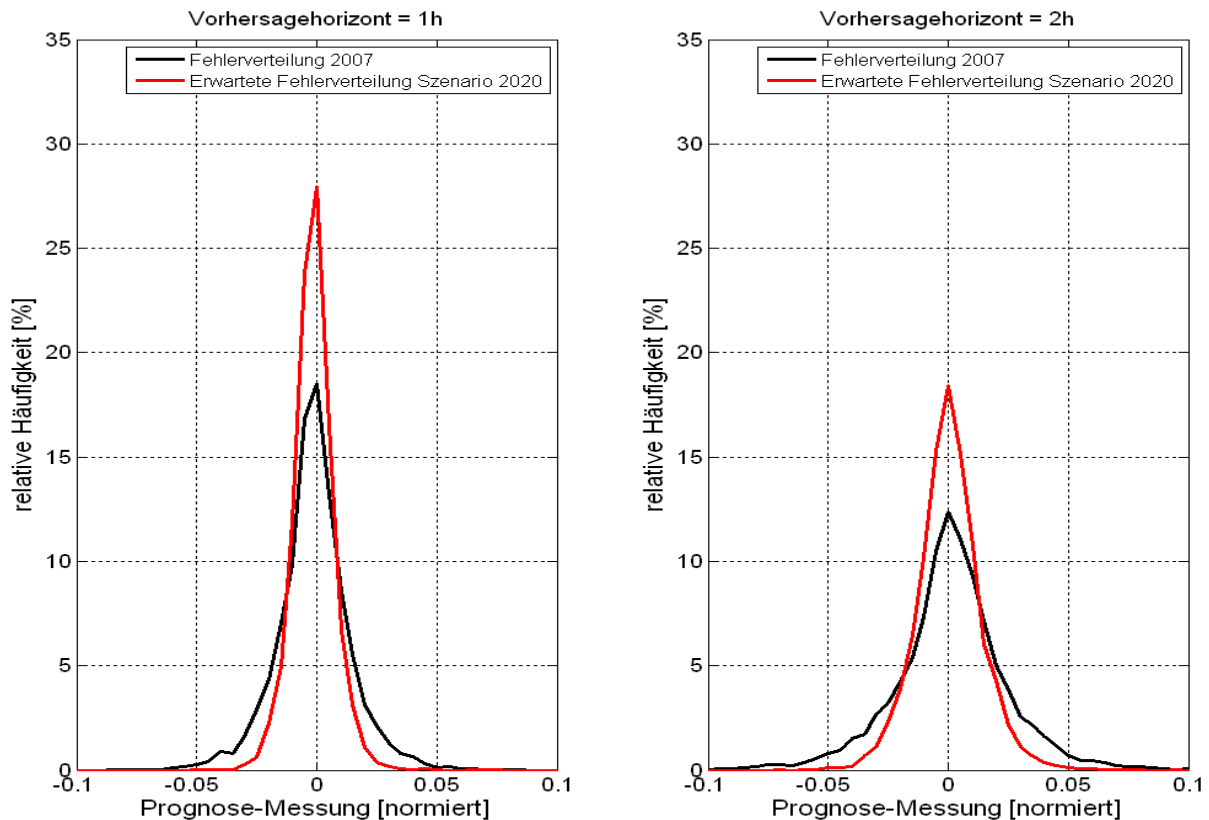
Ausgehend von den vorangegangenen Abschnitten kann man abschließend sagen, dass es viele Faktoren geben wird, die die Prognosegüte hinsichtlich des Szenarios 2020 verbessern werden. Abbildung 19-11 zeigt die erwartete Prognosefehlerverteilung bzgl. gesamten Windenergieausbauszenarios 2020 verglichen mit der derzeitigen (2007) Prognosegüte. Die individuellen Verbesserungspotentiale und die erwartete Verbesserung nach Gleichung 19.8 sind in Tabelle 19-7 aufgeführt. Man erhält somit eine Verbesserung von ca. 47% nRMSE und 60% mRMSE.

Tabelle 19-7: Verbesserungen (nach Gleichung 19.8) der Windleistungsprognose durch Einrechnung potentieller Optimierungen und Aggregation von On- und Offshore Windparks

			Verbesserung des ...	
			nRMSE	mRMSE
onshore 2007 (nicht optimiert)	-->	onshore 2020 (optimiert)	~ 41 %	~ 41 %
onshore 2007 (nicht optimiert)	-->	on- & offshore (nicht optimiert)	~ 5%	~ 30 %
onshore 2007 (nicht optimiert)	-->	on- & offshore 2020 (optimiert)	~ 47 %	~ 60 %

Quelle: IWES

Abbildung 19-11: Fehlerverteilungen der derzeitigen (2007) Windleistungsprognosen für das deutsche (nur Onshore) Verbundnetz sowie für die erwarteten Windleistungsprognosen für das gesamte On- und Offshore Ausbauszenario 2020 (Gesamtnennleistung ca. 51GW) für Vorhersagehorizonte von ein (links) und zwei (rechts) Stunden



Quelle: IWES

19.4 Zusammenführung der Prognosefehler

Für die Bestimmung der benötigten Regelleistungen wurde zunächst die Gesamtreserve für ein bestimmtes Sicherheitsniveau berechnet. Das Sicherheitsniveau gibt als Prozentzahl an, in welcher Zeit des Jahres die Regelleistungsvorhaltung in einem Gebiet (hier Deutschland) gesichert sein soll.

Die Vorhaltung der Primärreserve ergibt sich aus den Vorgaben der ENTSO-E: sie beträgt in Deutschland rund 700 MW. Für die Sekundärreserve hat der Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber lediglich eine Empfehlung für die zu jedem Zeitpunkt vorzuhaltende Leistung herausgegeben.¹¹⁹ Für die dritte Regelleistungskategorie, die Minutenreserve, bestehen keine quantitativen Vorgaben, jedoch muss der größte Kraftwerksblockausfall mit Sekunden- und Minutenreserveleistung abgedeckt werden können. Die deutschen ÜNB nutzen eine gemeinsame Methodik, um die Vorhaltung zu bestimmen und schreiben die vorzuhaltenden Kapazitäten gemeinsam aus. Dies ist auch Grundlage für die Bestimmung der Leistungs-

¹¹⁹ UCTE, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance

vorhaltung in dieser Studie. Die Minutenreserve füllt die Reserveanforderung an das gesamte System auf, so dass ein vorgegebenes Sicherheitsniveau nicht verfehlt wird.

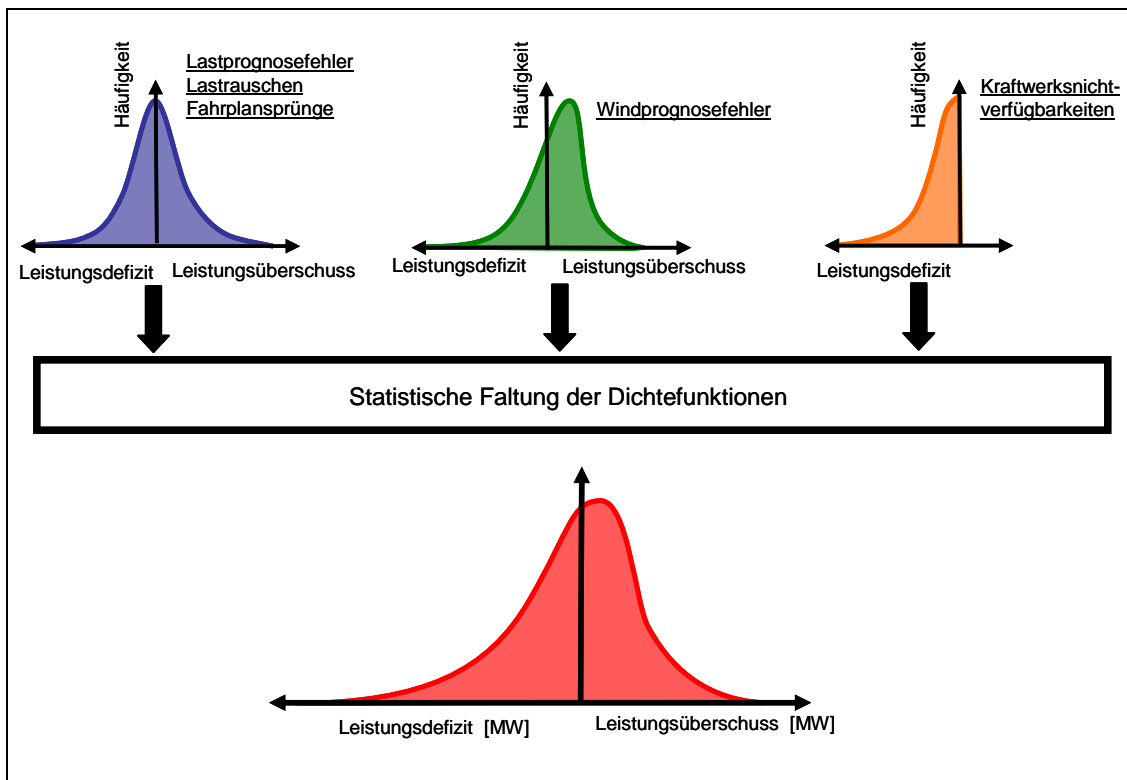
In Deutschland kalkulierte jede Regelzone mit einem Sicherheitsniveau von 99,9% für inkrementelle und dekrementelle Regelleistung. Jede Regelzone stellt so viel Regelleistung bereit, dass höchstens in 0,1% der Fälle (8,76 Stunden im Jahr) die Reserve für eine autarke Ausregelung von Angebot und Nachfrage nicht mehr ausreicht. Aufgrund der Vermaschung mit dem Ausland verringern sich diese möglichen Ausfallzeiten in Deutschland jedoch auf wenige Sekunden im Jahr. Für die Modellierung werden Sensitivitäten mit Werten von 99,99 % (fehlende Vorhaltung in knapp 53 Minuten pro Jahr) und 99,975 % (fehlende Vorhaltung in etwa 131 Minuten pro Jahr) gerechnet.

Seit Einführung des Netzregelverbundes dimensionieren die deutschen ÜNB ihre Regelleistung gemeinsam, wobei ein Sicherheitsniveau von 99,9971% (15 Minuten) zugrunde gelegt wird.

19.4.1 Die rekursive Faltung

Bei der Zusammenführung der drei Verteilungen zu einer gesamten Verteilung der Schwankungen wird von statistischer Unabhängigkeit der Einzelfehler ausgegangen. Die gesamte Defizitwahrscheinlichkeit kann so als Produkt der einzelnen Defizitwahrscheinlichkeiten berechnet werden. Mittels mathematischer Faltung werden die einzelnen Verteilungsfunktionen zu einer Gesamtverteilungsfunktion zusammengefasst. In Abbildung 19-12 ist das Prinzip der Faltung schematisch dargestellt.

Abbildung 19-12: Faltungsprozess von BALANCE-WEA

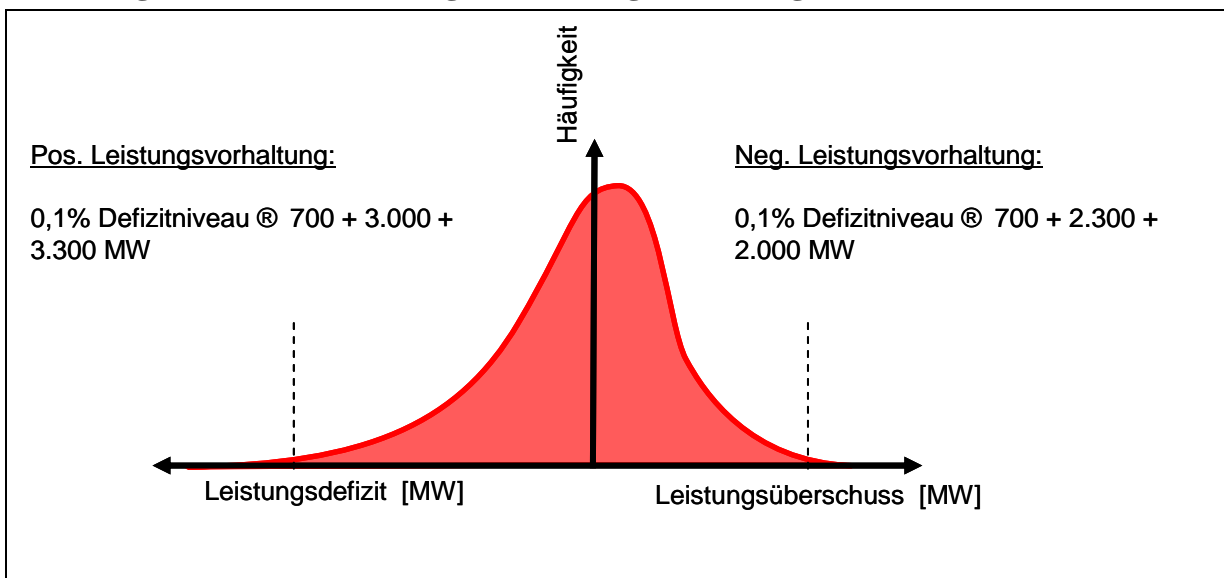


Quelle: EWI

Die Gesamtverteilungsfunktion repräsentiert die Schwankungen auf Angebots- und Nachfrage-seite, die mit Hilfe der Regelleistung ausgeglichen werden muss, um ein bilanzielles Gleichgewicht gewährleisten zu können. Während die einzelnen Verteilungsfunktionen der Abweichungen vom Fahrplan durch Lastprognosefehler, Lastrauschen und Fahrplansprünge als gleichverteilt angenommen werden, führen Kraftwerksausfälle immer zu einem Leistungsdefizit. Der Windprognosefehler geht als rechtsschiefe Verteilung in die Berechnung ein, da empirische Analysen ergeben, dass das Windaufkommen systematisch unterschätzt wird, vor allem bei hohen Windgeschwindigkeiten.

Auch die Höhe der Leistungsvorhaltung lässt sich anhand der ermittelten Verteilungsfunktion, unter Vorgabe eines Sicherheitsniveaus, bestimmen. Das Programm BALANCE-WEA berechnet für verschiedene Sicherheitsniveaus die benötigte Leistungsvorhaltung. Aus der kumulierten Wahrscheinlichkeitsfunktion lässt sich die positive und negative Leistungsvorhaltung bestimmen (Abbildung 19-13). Auf der Abszisse ist die schwankende Leistung abgetragen, auf der Ordinate kann die Wahrscheinlichkeit abgelesen werden. Punkte links von der Ordinate repräsentieren ein Leistungsdefizit. In diesem Fall muss positive Regelernergie abgerufen werden. Die Fläche unterhalb der Häufigkeitsverteilung beschreibt die benötigte Leistungsvorhaltung. Links von der gestrichelten Linie (bzw. rechts für die negative Vorhaltung) befindet sich unterhalb der Kurve der Bereich, in dem die Leistungsvorhaltung nicht ausreichen würde. Bei einem höheren Sicherheitsniveau ist die Fläche innerhalb des Bereiches kleiner; die gestrichelte Linie verschiebt sich nach links und die Leistungsvorhaltung muss steigen. Die positive Leistungsvorhaltung ist je nach Sicherheitsniveau auf der Abszisse ablesbar.

Abbildung 19-13: Bestimmung der Leistungsvorhaltung nach BALANCE-WEA



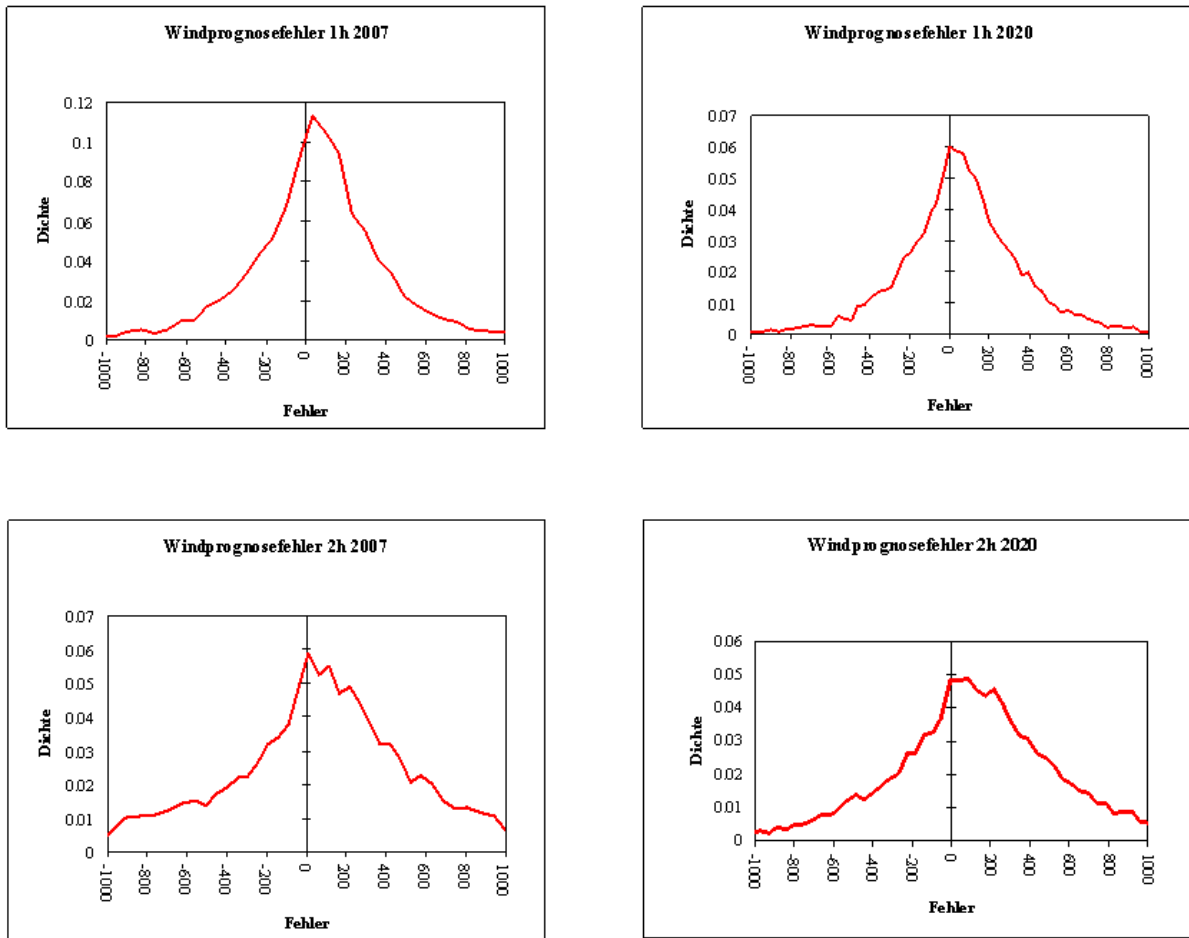
Quelle: EWI

Die Leistungsvorhaltung setzt sich aus Primär-, Sekundär- und Minutenreserve zusammen. Als Beispiel wurde in der obigen Grafik die heutige tatsächliche Vorhaltung bei einem Sicherheitsniveau von 99,99% eingetragen. Die Summe der gesamten positiven Vorhaltung beträgt 7000 MW (700 MW Primärreserve + 3000 MW Sekundärreserve + 3300 MW Minutenreserve). Die Summe der negativen Leistungsvorhaltung beträgt 5000 MW (700 MW Primärreserve + 2300 MW Sekundärreserve + 2000 MW Minutenreserve). Die asymmetrische Leistungsvorhaltung für positive und negative Regelleistung ist die Konsequenz der ihr zugrunde liegenden Verteilungen. Einen großen Beitrag liefern hierbei die Kraftwerksausfälle, welche nur zu einem Leistungsdefizit beitragen können und die gesamte Verteilung nach links verschieben. Vernachlässigt wird bei diesem Ansatz, dass die verschiedenen Reserveprodukte unterschiedlichen technischen Anforderungen unterliegen und somit nicht vollständig gegeneinander substituierbar sind. Die zeitliche Komponente der Reserveprodukte wird nicht berücksichtigt. Dieses Verfahren spiegelt die Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung erfahrungsgemäß dennoch sehr gut wider.

19.4.2 Modellierung in der vorliegenden Studie

Die Regelleistungsvorhaltung wird sowohl für das aktuelle Jahr (Modellreferenz 2008/2009) als auch für das Jahr 2020 bestimmt. Somit müssen Annahmen bzgl. der Entwicklung der Fehlerverteilungen getroffen werden. Für die Berechnung des zukünftigen Lastprognosefehlers wurde die Standardabweichung des aktuellen Lastprognosefehlers mit der angenommenen Jahreshöchstlast des Jahres 2020 skaliert. Die Kraftwerksausfallverteilung ist abhängig von dem installierten Kraftwerkspark sowie dessen Einsatz. Die aktuelle Kraftwerksausfallverteilung wird anhand des aktuellen Kraftwerksparks und -einsatzes bestimmt. Für das Jahr 2020 werden Kraftwerkspark und Einsatz endogen ermittelt. Analog zur Praxis wird bei der Bestimmung der Kraftwerksausfallverteilung nur zwischen Peak- und Offpeakzeiten unterschieden. Das Fraunhofer IWES berechnete den Windprognosefehler für die 1-h- und die 2-h-ahead Prognose. Aus der Addition der Daten ergeben sich zwei Gesamtfehlerverteilungen. Die Differenz zwischen den Ergebnissen zur Regelleistungsvorhaltung beziffert den Einfluss einer zeitnäheren Prognose auf die Regelleistungsvorhaltung.

Abbildung 19-14: Windprognosefehler für 1h und 2h-ahead in den Jahren 2007 und 2020



Quelle: IWES, Eigene Darstellung

Tabelle 19-8 zeigt die Modellergebnisse für die Sekundär- und Minutenreservevorhaltung für das Jahr 2020 unter Berücksichtigung einer 1-h-Windprognose. Ungleichgewichte vom Vortag werden auf einem solchen Markt bis zu 1 h vor physischer Lieferung durch Intraday-Geschäfte ausgeglichen. Diese ermittelte Regelleistungsvorhaltung geht in die modellgestützte Analyse zur Entwicklung des Stromsystems ein. Tabelle 19-8 zeigt die Summe der benötigten Regelleistungserzeugnisse für Sekundär- und Minutenreserveleistung.

Tabelle 19-8: Modellierte Regelleistungsvorhaltung 2020 (1 h- Windprognosefehler)

	Sicherheitsniveau = 99,99 %	Sicherheitsniveau = 99,975 %
Positive Sekundär- und Minutenreserveleistung	4180 MW	3867 MW
Negative Sekundär- und Minutenreserveleistung	3317 MW	3145 MW

Quelle: Eigene Berechnung

20 Technische und wirtschaftliche Potenziale von Demand Side Management

Ziel:

Ziel ist eine Untersuchung der Potenziale, Kosten, technischen Anforderungen und konkreten Ausgestaltungsformen und Anreizen einer verstärkten aktiven Einbeziehung der Nachfrageseite in das Elektrizitätssystem. Hierbei werden Möglichkeiten und Potenziale einer Glättung des Lastverlaufs sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch das Lastmanagement bestimmt und bewertet.

Methodisches Vorgehen:

Zunächst werden in Kapitel 20.1 die Einsatzmöglichkeiten für DSM dargestellt. Daran anschließend folgen eine Klassifizierung der DSM-Prozesse sowie eine Abschätzung der jeweiligen Potenziale in den verschiedenen Wirtschaftssektoren. In Kapitel 20.3 werden für die Erstellung eines robusten Szenarios ausgewählte Prozesse und ihre anhängigen Kosten näher beschrieben. Ergänzende Untersuchungen unter Berücksichtigung einer breiteren Technologiebasis und weiterer Sektoren finden sich im Anhang.

Traditionell wird bei der Modellierung des Stromsektors von einer in der kurzen Frist vollständig unelastischen Nachfrage ausgegangen. Dies ist zum einen dadurch begründet, dass die Endverbraucher keine kurzfristigen Preissignale und somit auch keine Anreize zur Anpassung der Nachfrage erhalten. Zum anderen wird angenommen, dass eine Anpassung der Nachfrage auch bei vorhandenen Preissignalen nicht möglich ist, da die Nutzung der Elektrizität zeitlich nicht verschoben werden kann. Wird Strom beispielsweise zur Erzeugung von Licht am Abend nachgefragt, so muss die Nachfrage genau zu diesem Zeitpunkt befriedigt werden, ein Nachholen zu einem späteren Zeitpunkt (z. B. am nächsten Tag) ist nicht sinnvoll.

Die (Un-)Elastizität der Stromnachfrage ist allerdings nicht vollständig durch die Charakteristika des Gutes Strom begründet und muss somit auch nicht als unveränderlich angesehen werden. Seit einiger Zeit zeichnen sich im Strommarkt Entwicklungen ab, die die Nachfrageelastizität erhöhen. Durch den Einsatz besserer Mess- und Abrechnungsmethoden – dem so genannten „Smart Metering“ – werden zunehmend kurzfristige Preissignale auch für Endverbraucher zugänglich, wodurch verstärkte Anreize zur Nachfrageanpassung entstehen. In Kombination hiermit wird angestrebt, durch technische Weiterentwicklungen stromintensiver Geräte Reduktionen (Lastabwurf) und zeitliche Verschiebungen (Lastverschiebung) der Nachfrage zu ermöglichen. Diese durch Preissignale induzierten nachfrageseitigen Reaktionen werden unter dem Begriff „Demand Side Management“ (DSM) zusammengefasst.

Der fortschreitende Ausbau der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien in Deutschland – hierbei ist insbesondere die Windenergie in den Küstenregionen zu nennen – führt zu massiven Veränderungen des Stromsektors. Zum einen belastet die Zunahme stochastisch schwankender und schwer prognostizierbarer Einspeisung das Stromübertragungsnetz stark, wie bereits in der *DENA Netzstudie I* dargestellt wurde. Zum anderen unterliegen sowohl die Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt als auch die Vorhaltung und der Abruf auf dem Reserve-

markt starken Veränderungen. DSM kann in dieser Hinsicht eine wichtige Rolle spielen, um die die Integration großer Leistungen volatiler erneuerbarer Energieeinspeisung ins Elektrizitätssystem zu erleichtern und somit die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des Stromsektors zu verringern bzw. gering zu halten (vgl. Kapitel 20.1). Mit dem fortschreitenden Ausbau volatiler erneuerbarer Energien gewinnt auch DSM zunehmende an Bedeutung.

In der dena Netzstudie I (2005) wurde die Nachfrageseite als Lastkurve dargestellt, die exogen dem Modell zugeführt wurde. Ein Ziel der vorliegenden Untersuchungen im Rahmen dieser Studie ist es, das Potenzial der Nachfrage im Bereich der Haushalte und der energieintensiven Industrieprozesse zur Bereitstellung der Flexibilität zu analysieren (vgl. Kapitel 20.2). Des Weiteren wird untersucht, welche Kosten sowohl für die Installation der notwendigen messtechnischen und regelungstechnischen Geräte als auch für die tatsächliche Lastverschiebung oder den Lastabwurf anfallen (vgl. Kapitel 20.3). Durch eine umfangreiche Modellerweiterung wird nun das flexible Nachfragepotenzial im Spot- und Regelenenergiemarkt anhand von Nachfrageprozessen und -anwendungen modelliert. Hierzu werden sowohl die Kraftwerkseinsatzentscheidung als auch die Investitionsentscheidung für die wichtigsten Prozesse im Haushalts- als auch Industriesektor abgebildet (vgl. Kapitel 23.4). Insbesondere die nachfrageseitige Bereitstellung von positiver und negativer Regelenenergie, aber auch die Lastglättung auf dem Spotmarkt, wird tiefgreifend untersucht. Hierzu wird die Aktivierung nichtelektrischer Speicher, die Lastverschiebung und der Lastabwurf bei industriellen Prozessen und Anwendungen im Haushaltssektor betrachtet und deren Einfluss auf die Strommärkte analysiert (vgl. Kapitel 23.4.1).

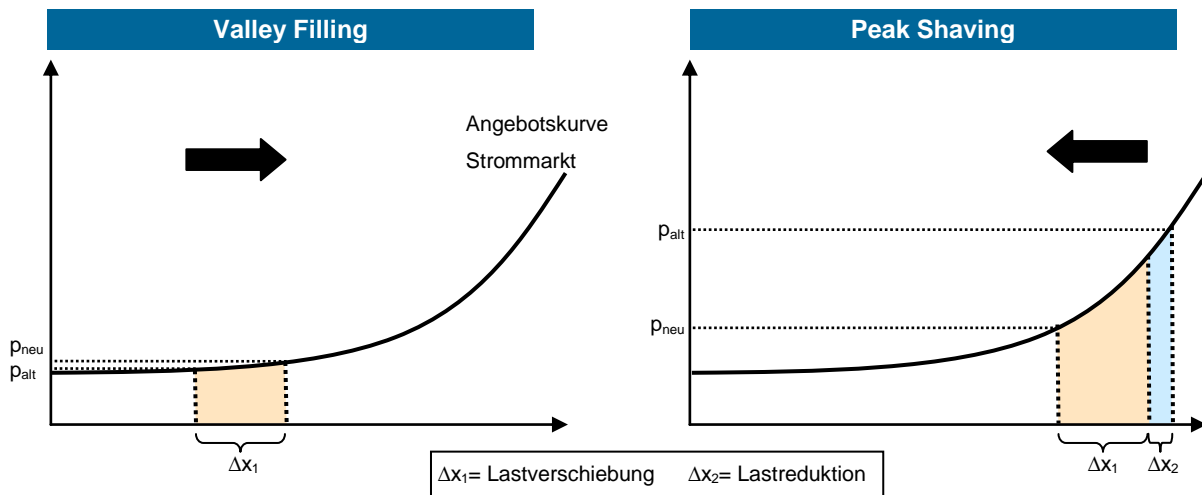
20.1 Einsatzmöglichkeiten für Demand Side Management

Die unter dem Begriff Demand Side Management zusammengefassten lasterhöhenden und lastreduzierenden Maßnahmen müssen auf Strommärkten geeignet vermarktet werden, damit Strompreissignale die entsprechenden Anreize für eine Reduktion bzw. Erhöhung der Nachfrage induzieren können. Prinzipiell stehen in Deutschland hierzu der Spotmarkt sowie die Reservemärkte zur Verfügung. Des Weiteren ist eine Nutzung von DSM im Bereich des Bilanzkreisausgleiches denkbar. Im Folgenden werden die Einsatzmöglichkeiten von DSM auf den jeweiligen Märkten und die damit verbundenen positiven Wirkungen auf das Stromerzeugungssystem näher erläutert.

20.1.1 Einsatz von DSM in Spotmärkten

Demand Side Management auf Spotmärkten bedeutet im Wesentlichen, dass die Stromnachfrage flexibel auf Veränderungen des Strompreises reagieren kann. In Stunden geringer Windenergieeinspeisung und hoher Last kann eine kurzfristige Reduktion der Stromnachfrage beispielsweise Lastspitzen vermeiden oder vermindern. Durch dieses so genannte „Peak Shaving“ wird der Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke reduziert, was sich senkend auf die Peak-Preise auswirkt.

Abbildung 20-1: Darstellung von „Peak Shaving“ und „Valley Filling“ Maßnahmen und ihr Einfluss auf den Strompreis



Quelle: EWI

Des Weiteren können bestimmte DSM Prozesse die Funktion eines Stromspeichers einnehmen, indem die Stromnachfrage zu Zeitpunkten mit geringen Strompreisen, beispielsweise in Zeiten starker Windenergieeinspeisung und geringer Nachfrage, nachgeholt wird. Dieser Mechanismus wird allgemein als „Valley Filling“ bezeichnet. In Abbildung 20-1 werden die beiden DSM-Mechanismen und ihre Auswirkung auf den Strompreis schematisch dargestellt. Prinzipiell können DSM Potentiale an der EEX sowohl auf den Day-ahead als auch auf dem Intra-day Markt vermarktet werden. Die Präqualifikationskriterien (siehe Kapitel 18) sind auf diesen Märkten weniger strikt als auf den Reservemärkten, was eine Teilnahme von DSM erleichtert.

20.1.2 Einsatz von DSM in Reservemärkten

Zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität ist es notwendig, dass sich die Einspeisung in das Netz und die Entnahme aus dem Netz zu jedem Zeitpunkt entsprechen. Um dies zu gewährleisten, müssen die nicht vorhersehbaren Schwankungen der Erzeugung ausgeglichen werden. Dies betrifft insbesondere die Erzeugung aus erneuerbaren Energien – vor allem Windenergie, zunehmend aber auch Photovoltaik – ausgeglichen werden. Einerseits kann der Ausgleich auf Seiten des Stromangebots durch den Einsatz von positiver und negativer Regelenergie erfolgen. Zusätzlich sind aber auch nachfrageseitige Maßnahmen (DSM) denkbar. Eine kurzfristige Erhöhung (oder Verringerung) der Stromnachfrage hat den gleichen ausgleichenden Effekt wie der Abruf von Regelenergie, so dass potenziell teurere konventionelle Regelenergie durch günstigeres DSM substituiert werden kann.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) sieht die Einbeziehung industrieller Anbieter zur Stärkung des Wettbewerbs auf den Regelmärkten als wichtig an.¹²⁰ Die Möglichkeit einer Teilnahme von DSM-Anbietern hängt jedoch stark von den spezifischen Präqualifikationskriterien der

¹²⁰ Vgl. BNetzA (2006), BNetzA (2007a) und BNetzA (2007b).

jeweiligen Reservemärkte ab.¹²¹ Insbesondere lange Ausschreibungszeiträume, eine hohe geforderte Verfügbarkeit sowie große Mindestgebotsgrößen sind hinderlich. Der Produktionsprozess industrieller Anbieter orientiert sich primär an der unternehmensspezifischen Auftragslage. Da diese in der Regel nicht mit langer Vorlaufzeit prognostizierbar ist, kann die Vorhaltung von Regelleistung über einen langen Zeitraum möglicherweise nicht ohne massive Störungen des Produktionsprozesses gewährleistet werden. Des Weiteren kann eine hohe Verfügbarkeit nur durch ausreichend große Backup-Kapazitäten garantiert werden. Industrielle Anbieter müssten beispielsweise im Besitz weiterer Produktionsanlagen sein, die einen möglichen Ausfall kompensieren können. In Kombination mit einer hohen Mindestgebotsgröße kann diese Bedingung für DSM-Anbieter prohibitiv für die Teilnahme am Reservemarkt sein.

Die Verkürzung des Ausschreibungszeitraums von Primärregelleistung von sechs auf einen Monat hat dieses Produkt für DSM-Anbieter attraktiver gemacht. Allerdings ist die geforderte 100%ige Verfügbarkeit für industrielle Anbieter nicht leicht realisierbar. Weiterhin wird aufgrund technischer Restriktionen nicht nach Tageszeiten unterschieden¹²², so dass eine permanente Vorhaltung von potenziell reduzierbarer Leistung erforderlich ist. Für industrielle Anbieter stellt dies ein weiteres Hindernis dar, da eine permanente Vorhaltung bei industriellen Prozessen in der Regel nicht möglich ist. Insgesamt erscheint eine Teilnahme industrieller Anbieter von DSM am Primärreservemarkt unrealistisch, so dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für mittelfristig keine Präqualifikation und Teilnahme industrieller Anbieter am Primärreservemarkt erwarten.

Bei der Sekundärregelleistung sind die Erzeugungseinheiten präqualifizierter Anbieter über Kommunikationsverbindungen (Festnetz- oder Fernwirkverbindungen) an den Leistungs-Frequenzregler des ÜNB angebunden. Mit dem Leistungs-Frequenzregler wird der Einsatz von Sekundärregelleistung direkt gesteuert. Für industrielle Anbieter stellt dieser direkte Eingriff der ÜNB in den Produktionsprozess zusätzlich zum Ausschreibungszeitraum von einem Monat ein weiteres Teilnahmehindernis dar.¹²³ Im Vergleich zur Primärregelleistung sind allerdings Gebote für zwei Zeitscheiben möglich, was eine Gebotsabgabe industrieller Anbieter erleichtert.¹²⁴ Des Weiteren wird durch die relativ geringe Mindestgebotsgröße von +/- 10 MW sowie die Möglichkeit einer regelzonenübergreifenden Pool-Bildung mehrerer An-

¹²¹ Die Präqualifikationskriterien für eine Teilnahme an den Reservemärkten ist im Transmission Code festgelegt, vgl. VDN (2007a), VDN (2007b), VDN (2003a) und VDN (2003b).

¹²² Bei der Einführung von Zeitscheiben und der daraus folgenden häufigeren Umparametrierung des Primärreglers nimmt das Fehlerrisiko zu. Dies würde die Systemsicherheit gefährden. Bei entsprechenden technischen Erneuerungen, bei der eine Zunahme des Fehlerrisikos ausgeschlossen werden kann, ist eine Einteilung in Zeitscheiben zukünftig denkbar. Vgl. BNetzA (2007a), S.16-17.

¹²³ Auch bei der Sekundärreserve sprechen die technisch notwendigen Voraussetzungen derzeit gegen eine weitere Verkürzung des Ausschreibungszeitraumes, da eine tägliche Neuparametrierung des Leistungs-Frequenzreglers mit den Ausschreibungsergebnissen eine Zunahme des Fehlerrisikos birgt. Vgl. BNetzA (2007b), S.19-20.

¹²⁴ Hauptzeit: Montag bis Freitag 08:00 – 20:00 Uhr; Nebenzeit: Montag bis Freitag 20:00 – 08:00 Uhr sowie Samstag und Sonntag ganztägig. Vgl. BNetzA (2007b), S.24-26.

bieter der Markteintritt kleinerer (DSM-)Anbieter gefördert. Seitens der ÜNB wird die Zahl neuer Anbieter aufgrund des hohen Qualitätserfordernisses bei der Sekundärregelleistung und der damit zusammenhängenden technischen Anbindung dennoch als begrenzt angesehen.

Das Design des Minutenreservemarktes führt zu mehr Wettbewerb als auf den Märkten für Sekundär- und Primärreserve. Grund sind die vergleichsweise moderaten Präqualifikationsbedingungen. Dies betrifft insbesondere die tägliche Ausschreibung und die Aufteilung des täglichen Bedarfs in sechs Zeitscheiben. Die Mindestangebotsgröße von 15 MW stellt zwar für viele industrielle Anbieter weiterhin ein Hindernis dar, kann aber wie bei der Sekundärreserve durch Pooling mehrerer Erzeugungseinheiten gebündelt bereitgestellt werden. Eine Reduzierung der Mindestangebotsgröße ist mittelfristig nicht zu erwarten, da bei vielen kleinen Angeboten die zeitgerechte und operative Umsetzung des telefonischen Abrufs nicht leistbar ist.

Insgesamt ist die Vermarktung von DSM-Kapazitäten auf den Reservemärkten aufgrund technischer Restriktionen und sonstiger Rahmenbedingungen heute als eher gering anzusehen. Durch zukünftige technische Weiterentwicklungen oder Anpassungen des Marktdesigns kann allerdings von einer zunehmenden Teilnahme industrieller Anbieter ausgegangen werden.

20.1.3 Einsatz von DSM zum Bilanzkreisausgleich

Zusätzlich zur Vermarktung von Demand Side Management auf den zentralen Handelsplätzen des Spotmarktes und der Reservemärkte ist eine Nutzung auch für den internen Bilanzkreisausgleich einzelner Bilanzkreise möglich. Hierbei sind für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie lediglich ein Informationsaustausch bezüglich der Preissignale sowie eine zentrale Steuerung des Abrufs erforderlich. Aufwendige informationstechnische Anbindungen zur Dokumentation, Messung und Echtzeit-Datenübermittlung und sonstige Präqualifikationsbedingungen entfallen. Folglich ist die Nutzung von DSM in diesem Bereich mit deutlich geringerem Aufwand verbunden.

Dem stehen wiederum vergleichsweise geringen Einnahmemöglichkeiten gegenüber. Weicht ein Bilanzkreisverantwortlicher mit seinem Bilanzkreis von dem ursprünglich festgelegten Fahrplan ab, so trägt dieser die anfallenden Kosten für die dann erforderliche Ausgleichsenergie. Ein Bilanzkreisverantwortlicher wird nur dann auf interne Ausgleichsmöglichkeiten, wie beispielsweise DSM-Maßnahmen, zurückgreifen, wenn die Kosten hierfür geringer sind als die alternativ anfallenden Ausgleichsenergiekosten. Demzufolge sind die Einnahmen bei einer Vermarktung von DSM für den Bilanzkreisausgleich durch den Ausgleichsenergiepreis noch oben begrenzt.

20.2 Potenziale der Demand Side Management Prozesse

Demand Side Management Prozesse können in Lastverschiebungsprozesse und Lastreduktionsprozesse unterteilt werden. Bei **Lastverschiebungsprozessen** wird die Last zu einem gegebenen Zeitpunkt reduziert und zu einem späteren Zeitpunkt erhöht. Hierbei besteht zum einen die Möglichkeit den Energiebedarf zeitweise aus einem Speicher zu befriedigen und diesen später wieder aufzufüllen. Andererseits kann im Rahmen der Lastverschiebung die Produktion bzw. Nachfrage aber auch unterbrochen und zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt

werden, sollte die Kapazität nicht vollständig ausgelastet sein. Somit weisen Lastverschiebungsprozesse ein zeitliches Profil auf.

Der Bestimmung des Lastverschiebungspotenzials von Demand Side Management liegen Daten über die Abwurf- und Nachholkapazität, die maximale Speicherdauer und das Speichervolumen, die Investitionskosten und die Kosten der Verschiebung zu Grunde. Eine Lastverschiebung kann erst dann als wirtschaftlich angesehen werden, wenn die marginalen Einsparungen der Stromerzeugungskosten die Kosten der Verschiebung (Speicherkosten) übersteigen.

Bei **Lastreduktionsprozessen** wird die Last zu einem Zeitpunkt reduziert, ohne dass hieraus eine Lasterhöhung zu einem späteren Zeitpunkt resultiert. Im Rahmen dieser Prozesse wird die Produktion bzw. die Stromnachfrage demnach ersatzlos verringert. Wenn der Auslastungsgrad 100% entspricht oder keine Speichermöglichkeit besteht, kann der Prozess nur zur Lastreduktion genutzt werden. In seiner Wirkung entspricht die Nutzung eines solchen DSM Potenzials einer Investition in ein neues Kraftwerk.

Um die potentiellen Folgen einer Nutzung dieser Prozesse zu bestimmen, wurden Daten über Abwurfkapazitäten, über die maximale Abwurfdauer, die Investitionskosten und den „Value of Lost Load“, der die Opportunitätskosten der entfallenen Produktion repräsentiert, gesammelt.

Im Folgenden werden die technischen Potenziale von Demand Side Management für die Sektoren Haushalt und Industrie dargestellt. Die Potenzialbestimmung der jeweiligen Sektoren basiert hierbei auf unterschiedlichen Vorgehensweisen und Datengrundlagen.

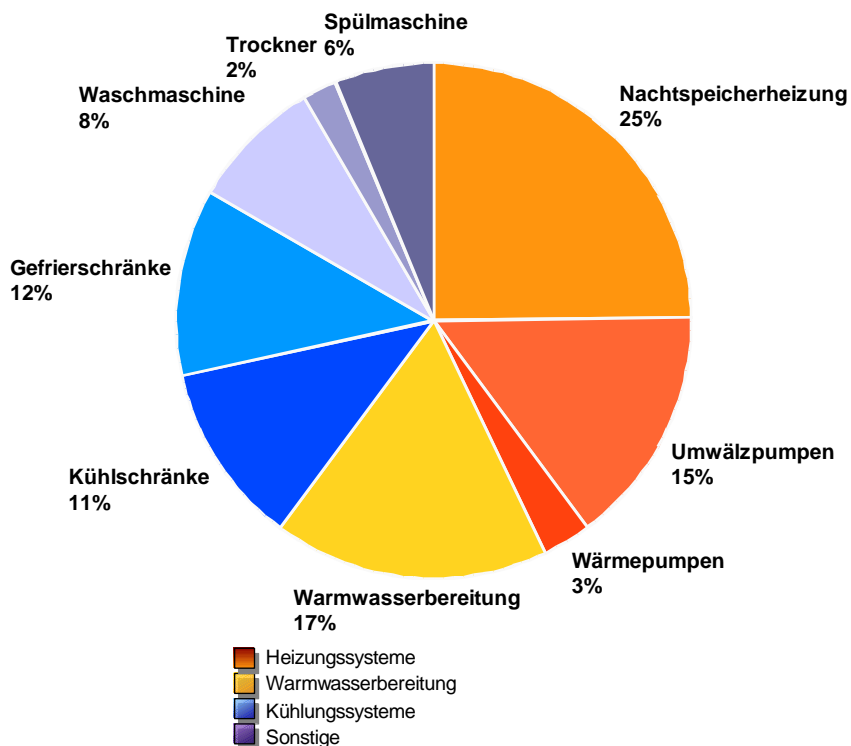
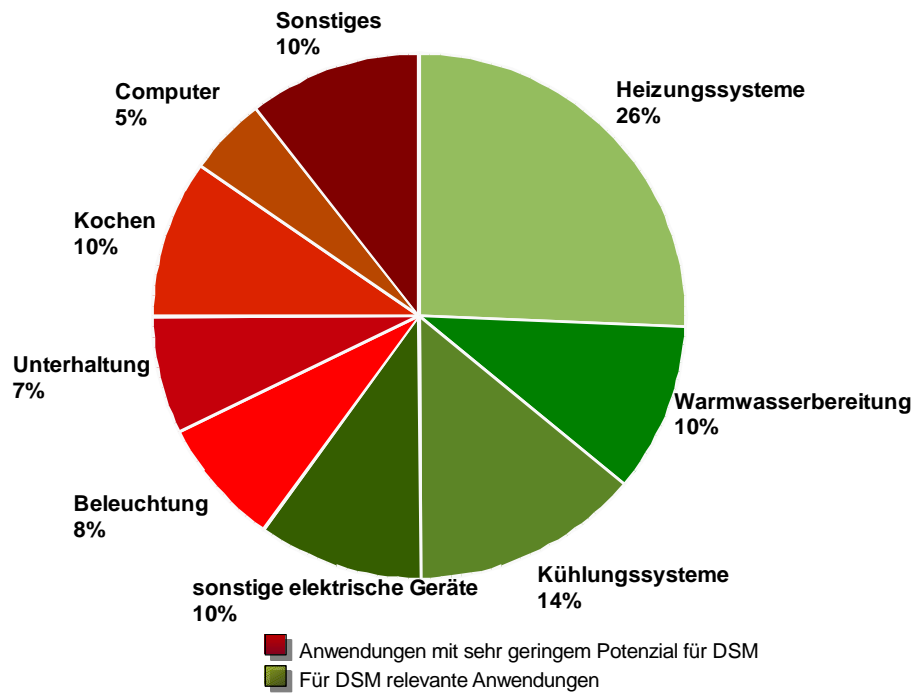
20.2.1 Potenziale im Haushaltssektor

Im Jahr 2007 betrug der Stromverbrauch durch Haushalte in Deutschland 141 TWh und verzeichnete somit einen leichten Anstieg gegenüber dem Jahr 2004 in dem 140 TWh verbraucht wurden.¹²⁵

Nicht alle stromintensiven Anwendungen im Haushalt weisen Potenzial für DSM auf. In Abbildung 20-2 ist in der linken Graphik der Anteil der jeweiligen Anwendungen am gesamten Energieverbrauch der Haushalte dargestellt. Die Anwendungen mit DSM-Potenzial verbrauchen rund 60% der Stromnachfrage im Haushaltssektor. Diese können in die Kategorien Heizsysteme, Kühlungssysteme, Warmwasserbereitstellung und sonstige elektrische Geräte unterteilt werden. Die Graphik rechts zeigt den Anteil den die jeweilige Anwendung am gesamten Stromverbrauch der DSM-Anwendungen im Haushaltssektor hat. Der größte Anteil, rund 43 %, entfällt auf Heizsysteme, 23 % auf Kühlsystem, 17 % auf Warmwasserbereitstellung und weitere 17 % auf sonstige elektrische Geräte.

¹²⁵ Vgl. Tzscheuschler et al. (2009), S.10-11.

Abbildung 20-2: Übersicht der berücksichtigten Anwendungsbereiche im Haushaltssektor



Quelle: EWI ¹²⁶

¹²⁶ Der Abbildung liegen eigenen Berechnungen zu Grunde, die auf Daten von Stadler, I. (2006), EWI/Prognos (2007), Großcurth (2008) und BWP (2009) basieren.

Der Stromverbrauch der relevanten Prozesse alleine lässt allerdings noch keine hinreichenden Rückschlüsse auf das vorhandene DSM-Potenzial zu. Vielmehr müssen technische Rahmenbedingungen und typische Lastverläufe mit einbezogen werden. Im Folgenden wird zunächst die Vorgehensweise bei der Datenerhebung und Potenzialbestimmung erläutert. Daran anschließend folgt eine Darstellung der einzelnen Prozesse und deren Potenziale.

20.2.1.1 Vorgehensweise

Um die Potenziale von DSM im Haushaltsektor zu bestimmen, wurden Daten über die Speicherkapazität und verfügbaren Leistungen in verschiedenen Prozessen gesammelt. Zusätzlich wurden vereinfachte Zeitprofile, innerhalb denen die Leistungen zur Verfügung stehen, erstellt. Der jeweilige Gesamtenergieverbrauch für die berücksichtigten Technologien und Prozesse in Deutschland wurde den Energiestatistiken und existierenden Untersuchungen zu Querschnittstechnologien entnommen (z. B. DESTATIS). Hierbei wurden die aktuellen Trends und Prognosen fortgeschrieben, um die betrachteten Modelljahre zu kalibrieren. In Stadler (2006) werden zur Charakterisierung der Leistungs-Zeit-Abhängigkeiten einerseits Prozesse im Labor und in Versuchsobjekten vermessen, andererseits werden Prozesse in Modellbildungen überführt.¹²⁷ Über Diffusionsquoten kann hieraus eine anteilige zeitliche Entwicklung der Integration der Gesamtpotenziale dargestellt werden. In Prior (1997) wird der deutsche Haushaltsstromverbrauch mit seinen Lastprofilen detailliert untersucht.¹²⁸ Hierbei werden u.a. für sämtliche Elektrogeräte Nutzungsprofile erstellt, die sich sowohl nach dem Sommer- und Winterhalbjahr als auch nach den Tagesgruppen „Montag-Freitag“, „Samstag“ und „Sonntag“ unterscheiden. Das spezifische DSM-Potenzial einzelner Haushaltsgeräte und Querschnittstechnologien wurde in der vorliegenden Studie in Anlehnung an die Modellierung in Stadler (2006) erstellt.¹²⁹

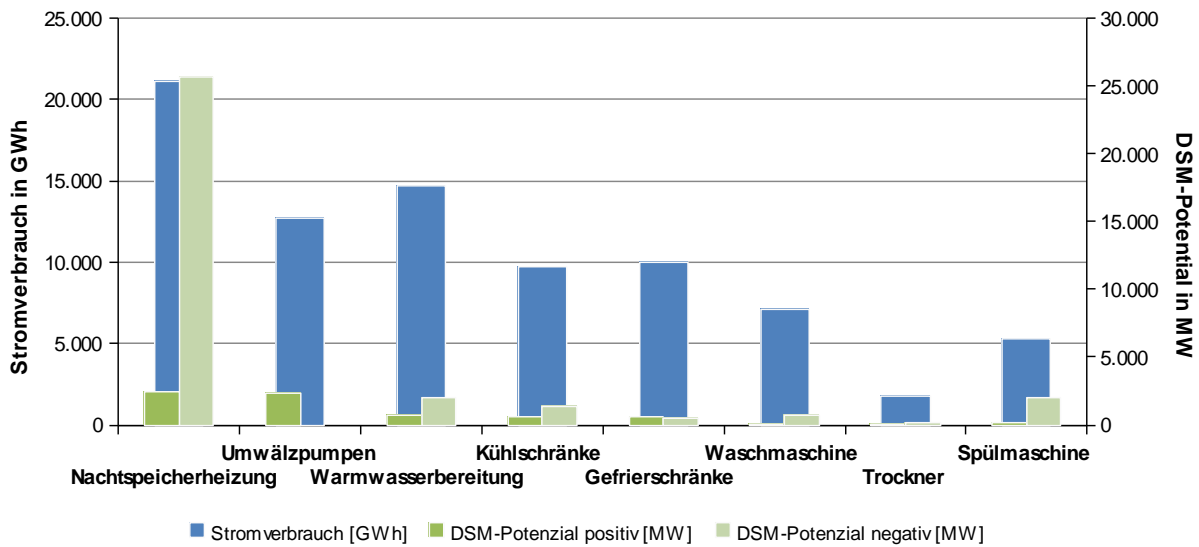
Die im Folgenden dargestellten Parameter der einzelnen Technologien geben lediglich Auskunft über die technischen Potenziale der Anwendungen. Sie lassen noch keine Aussage über die ökonomisch nutzbaren Potenziale zu. Es handelt es sich hier um die Potentiale für Regelleistung. Die eingesetzte Regelleistung unterliegt weiteren technischen Restriktionen.¹³⁰

¹²⁷ Vgl. Stadler, I, (2006).

¹²⁸ Vgl. Prior, D. (1997).

¹²⁹ Weiterführende Literatur zur Bestimmung der Industriepotentiale findet sich in Paulus/Borggreffe (2010) und zur Modellierung der Haushalte in Paulus/Borggreffe (2009)

¹³⁰ Hierbei werden im Modell technische Restriktionen zu Abrufhäufigkeit, Speichergröße und Stromverbrauch der Prozesse berücksichtigt.

Abbildung 20-3: Übersicht der durchschnittlichen DSM-Potenziale für Regelleistung im Haushaltssektor

Quelle: EWI ¹³¹

Insgesamt lassen sich anhand oben beschriebener Vorgehensweise für den Haushaltssektor ein durchschnittliches positives Potenzial von 6732 MW und ein negatives DSM-Potenzial von 35.278 MW ermitteln.¹³² Das spezifische DSM-Potenzial einzelner Haushaltsgeräte und Querschnittstechnologien wurde in der vorliegenden Studie in Anlehnung an die Modellierung in Stadler (2006) erstellt. Die im Folgenden dargestellten Parameter der einzelnen Technologien geben lediglich Auskunft über die technischen Potenziale der Anwendungen. Sie lassen noch keine Aussage über die ökonomisch nutzbaren Potenziale zu. Es handelt sich hier um Potenziale für Regelleistung. Die eingesetzte Regelenergie unterliegt weiteren technischen Restriktionen.

Abbildung 20-3 gibt einen Überblick über die durchschnittlichen DSM-Potenziale der einzelnen Anwendungsbereiche im Haushaltssektor in Relation zum gesamten Stromverbrauch der jeweiligen Anwendung. Das größte positive DSM-Potenzial weisen hierbei die Umwälzpumpen auf, das mit Abstand größte durchschnittliche negative Potenzial ist im Bereich der Nachtspeicherheizungen vorhanden. Aufgrund der Abhängigkeit von technischen Restriktionen und typischen Lastverläufen führt ein hoher Stromverbrauch nicht automatisch zu einem großen Potenzial für DSM-Maßnahmen.

¹³¹ Der Abbildung liegen eigenen Berechnungen zu Grunde, die auf Daten von Stadler, I. (2006), EWI/Prognos (2007), Großcurth (2008) und BWP (2009) basieren.

¹³² Durchschnittlich bedeutet, dass die Potenziale anhand der durchschnittlichen Last ermittelt wurden. Saisonale Lastschwankungen und tägliche Lastverläufe, wie sie im Modell selber berücksichtigt werden, führen teilweise zu saisonal bzw. stündlich stark abweichenden Potenzialen.

20.2.1.2 Heizungssysteme

Ein großer Anwendungsbereich von DSM im Haushaltssektor ist die elektrische Bereitstellung von Raumwärme durch **Nachtspeicherheizungen**. Diese wandelt während der Schwachlastzeit in der Nacht elektrische in thermische Energie um und speichert diese in ihrem Kern. Im Laufe des Tages gibt die Heizung die Energie in Form von Wärme an die Umgebung wieder ab.

Im Jahre 1996 waren in deutschen Haushalten rund 2,4 Millionen Nachtspeicherheizungen mit einer Anschlussleistung von etwa 35 GW installiert, die insgesamt rund 23 TWh Strom verbraucht haben.¹³³ Da in Neubauten weitestgehend auf Stromheizungen verzichtet wird, wurde von einer bis heute konstanten Anzahl Speicherheizungen ausgegangen.

Aus der installierten Leistung an Speicherheizungen in Deutschland und den Untersuchungen zu deren Betriebsverhalten lässt sich das Potenzial für DSM ermitteln. Die Größe des verfügbaren thermischen Speichers ist jahreszeiten- bzw. temperaturabhängig. Im Sommer liegen wegen möglicher Überhitzung praktisch keine Speicherpotentiale vor, im Winter hingegen kann der Speicher voll ausgenutzt werden. Nachtspeicheröfen können zur Lastverschiebung, jedoch nicht zur Lastreduktion genutzt werden. Während die Gesamtmenge der nachgefragten Wärme konstant bleibt, ist der zeitliche Abruf der für die Wärmebereitstellung benötigten Energie variabel. Folglich haben Nachtspeicher Potential für sowohl positives als auch negatives DSM.

Hieraus ergeben sich ein positives DSM-Potenzial von 5.864 MW im Winter und ein negatives Potenzial von 25.692 MW zu bestimmten Stunden während der Heizperiode. Potential außerhalb der Heizperiode steht nur theoretisch zur Verfügung, da Haushalte in den Sommermonaten ihre Wärmespeicher tendenziell nicht anbieten.

Mit der Energieeinsparverordnung vom 1. Oktober 2009 wurde eine stufenweise Pflicht zu einer Außerbetriebnahme von alten Nachtspeicherheizungen ab 2020 vorgeschrieben. Allerdings beinhaltet die Verordnung eine Reihe von Ausnahmen, die es fraglich erscheinen lassen, wie effektiv sich die Verordnung auf den Anlagenbestand auswirken wird.

Da Warmwasserheizungssysteme Wärme durch Verbrennung von Gas oder Öl erzeugen, beschränkt sich das DSM Potenzial hier auf die zur Verteilung der Wärme benötigte elektrische Energie. Durch den Einsatz von Elektrizität wird durch **Umwälzpumpen** warmes Wasser durch die Heizkreise gepumpt.

Aufgrund der Tatsache, dass der überwiegende Teil der Gebäude in Deutschland durch Warmwasserheizungen beheizt wird, ist der Anteil der Umwälzpumpen am Stromverbrauch in privaten Haushalten sehr groß. In Deutschland beträgt der jährliche Strombedarf von Umwälzpumpen etwa 15 TWh, also immerhin 3,5 % des deutschen Gesamtstrombedarfs.¹³⁴

Während die für DSM zur Verfügung stehende Leistung allein von den Umwälzpumpen abhängt, ist die mögliche Dauer des Leistungsangebots von der Gebäudestruktur und dessen Speichervermögen abhängig. Gebäude verfügen über thermische Speicherkapazitäten, d. h. Wärme wird in der Baukonstruktion gespeichert. Beim Ausschalten der Heizung fällt die

¹³³ Vgl. VDEW (1998), zitiert nach Stadler, I. (2006), S.49.

¹³⁴ Vgl. Stadler, I. (2006), S.139.

Raumtemperatur nicht unmittelbar ab, sondern bleibt über eine vom Gebäudestandard abhängige Zeit auch ohne Wärmezufuhr erhalten.¹³⁵

Der potentielle Beitrag von Warmwasserheizungen zum Demand Side Management ergibt sich erstens aus ihrer Anzahl, zweitens aus ihrer Anschlussleistung und drittens aus ihrer mittleren Nutzungsdauer.

Umwälzpumpen verfügen lediglich über positives DSM Potenzial, da nur das Abschalten aktiver Heizungsanlagen wirtschaftlich einsetzbar ist. Demzufolge ist das DSM-Potenzial von Umwälzpumpen im Haushaltsbereich saisonabhängig. Es wurde davon ausgegangen, dass Umwälzpumpen im Winter durchgängig laufen und sich die restlichen Volllaststunden gleichmäßig auf Frühling und Herbst verteilen. Hieraus ergibt sich ein maximales positives DSM-Potenzial von rund 2.316 MW im Winter.

Wärmepumpen nutzen Elektrizität, um Umgebungswärme auf ein höheres Temperaturniveau zu „pumpen“ und somit Wärme zu generieren. Hierbei kann die Strombezug und Wärmeabgabe zeitlich entkoppelt werden, wenn thermische Speicher vorhanden sind. Wie oben bereits beschrieben wurde kann der beheizte Wohnraum als thermischer Speicher betrachtet werden.

Der Bundesverband Wärmepumpen e.V. (BWP) geht für das Jahr 2009 von einem Feldbestand von 335.000 Anlagen mit einer installierten Heizleistung von ca. 4,1 GW in Deutschland aus. Der Bestand an Anlagen ist jedoch weiterhin stark steigend, so wurden im Jahr 2009 trotz Wirtschaftskrise 54.800 Anlagen abgesetzt.¹³⁶ Der BWP prognostiziert in seinem optimistischen Szenario für das Jahr 2020 einen Anlagenbestand von 1,74 Millionen Anlagen und einer entsprechenden Heizleistung von 16,6 GW.

Wie bei allen anderen Raumheizungsanwendungen sind auch die DSM-Potenziale der Wärmepumpentechnik saisonalen Schwankungen unterworfen. Für Deutschland ergibt sich ein maximales positives DSM Potenzial von 722 MW im Winter und ein negatives Potenzial von 1.333 MW im Sommer.¹³⁷

20.2.1.3 Elektrische Warmwasserbereitung

Elektrowarmwassergeräte mit integrierten Speichern können für DSM genutzt werden. In ihnen kann Wasser mittels einer elektrischen Widerstandsheizung erwärmt und in einem wärmeisolierten Behälter längere Zeit ohne nennenswerte Verluste gespeichert werden. Hierbei kommen in der Praxis nur größere Warmwassergeräte mit einem Speichervolumen von über 30 Litern in Frage, da bei kleineren Geräten aufgrund des veränderten Verhältnisses aus Oberfläche und Volumen die Speicherverluste zu groß sind. Außerdem wären die Installationskosten für die Regulierungsgeräte an kleinen Warmwasserspeichern überproportional hoch.

¹³⁵ Vgl. Bukvic-Schäfer, A. S. (2007).

¹³⁶ Vgl. BWP (2009).

¹³⁷ Aufgrund der Tatsache, dass Wärmepumpen auf Basis der Potenzialbestimmung der vorliegenden Analyse nur ein sehr geringes DSM-Potenzial aufweisen, wurden sie in der Untersuchung nicht betrachtet. Da aber davon auszugehen ist, dass Wärmepumpen in Zukunft für DSM an Bedeutung gewinnen, wurden sie im Rahmen der Sensitivitätsanalyse im Anhang in die Betrachtung integriert.

Gemäß der durch die Europäische Kommission im Rahmen des SAVE-Projekts durchgeführten Bestandsaufnahme der elektrischen Warmwasserbereitung wurde im Jahr 1997 in etwa 44 % der deutschen Haushalte Warmwasser elektrisch bereitet.¹³⁸ Im Jahre 2003 waren rund 11 GW Elektrowarmwassergeräte im Haushaltssektor in Deutschland installiert mit einem Gesamtstromverbrauch von 15 TWh.¹³⁹

Elektro-Warmwasserspeicher stellen sowohl positives als auch negatives DSM-Potenzial zur Verfügung. Zum einen können die Geräte für positives DSM den Warmwasserbedarf vorübergehend aus dem Speicher decken und somit keinen Strom beziehen. Wie lange eine solche Regelleistung zur Verfügung gestellt werden kann, hängt vom Warmwasserverbrauch und der Speichergröße ab. Ein Standspeicher ist für den höchsten Wärmebedarf eines Tages dimensioniert, so dass der elektrische Leistungsbezug zumindest um 24 Stunden verschoben werden kann. Ist der tägliche Verbrauch geringer als vorab dimensioniert, kann sogar noch länger verschoben werden. Zum anderen ist negatives Potenzial vorhanden, wenn der Speicher nicht vollständig gefüllt ist und durch den Einsatz elektrischer Energie Wasser erwärmt und gespeichert wird. Dabei sind die Geräte zur Nutzung der Niedertarifzeiten derart ausgelegt, dass sie ihren Speicher innerhalb von acht Stunden komplett laden können. Aus installierter Leistung und den typischen Lastprofilen ergeben sich ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von 669 MW und ein negatives Potenzial von 2.024 MW.

20.2.1.4 Kühlungssysteme

Im Haushaltssektor können nicht nur elektrische Geräte zur Erzeugung von Wärme, sondern auch elektrische Kühlsysteme, wie Kühl- und Gefrierschränke, für DSM genutzt werden. Durch die Wärmekapazität der gekühlten oder gefrorenen Güter kann ein Kälteaggregat ohne weiteres für einen gewissen Zeitraum außer Betrieb genommen werden, ohne dass die Temperatur des Gutes unmittelbar auf zu hohe Temperaturen ansteigt. Der zu Kühlung notwendige Strombedarf ist daher zeitlich flexibel und kann somit zeitlich vorgezogen oder nachgeholt werden.

Die Angaben zum jährlichen Stromverbrauch von Kühl- und Gefrierschränken in Deutschland unterscheiden sich je nach Quelle und liegen zwischen 18,6 TWh und 25,6 TWh.¹⁴⁰

Die Prozesse und Potentiale der beiden Kühlsysteme als Anwendungen zur Lastverschiebung werden im Folgenden näher dargestellt.

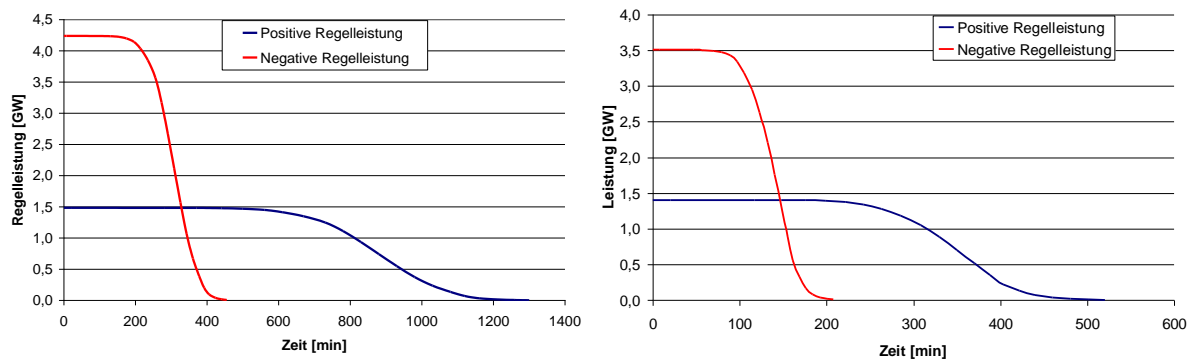
Da Luft eine sehr geringe Wärmekapazität hat, hängt das Lastverschiebepotential von **Kühlschränken** heutiger Bauart vor allem von der Wärmekapazität des Kühlguts ab. Je voller ein Kühlschrank ist, desto besser ist er als Speicher geeignet, wobei man davon ausgehen kann, dass maximal 35 % des Volumens genutzt werden können.

¹³⁸ Vgl. Lechner et. al. (1998) zitiert nach Stadler, I. (2006), S.62.

¹³⁹ Vgl. Geiger, B. et al. (2005), VDEW (2004) und ISI / DIW / GfK / IfE (2004) zitiert nach Stadler, I. (2006), S.62.

¹⁴⁰ Vgl. Steimle, F. et al (2002) und Geiger, B. et al. (2005), zitiert nach Stadler, I. (2006), S.102.

Abbildung 20-4: Positive und negative DSM-Leistung von Kühlschränke (links) und Gefrierschränken (rechts) in Haushalten bei normalverteilter Belastung



Quelle: Stadler, I. (2006).

Kühlschränke weisen sowohl positives als auch negatives DSM-Potenzial auf. Aus der Abhängigkeit der Ausschaltzeit vom Füllgrad kann die Höhe des positiven Potenzials im Zeitverlauf bestimmt werden. Das maximale negative Potenzial ist der Strombedarf, der durch die gleichzeitige Inbetriebnahme aller Kühlschrankkompressoren bei einer Kühlguttemperatur von +7 °C entsteht. Auch hier ist die Laufzeit abhängig vom Füllgrad des Kühlschranks (vgl. Abbildung 20-4).¹⁴¹

Die negative Regelleistung steht im Gegensatz zur positiven wesentlich kürzer zur Verfügung, da die Kühlung der Geräte wesentlich schneller erfolgt als die Erwärmung. Allerdings verbraucht die schnelle Abkühlung wesentlich mehr Energie. Daraus ergibt sich, dass die maximale negative Leistung bei ca. 4,24 GW in den ersten Stunden liegt. Die maximale positive Regelleistung dagegen ist bei ca. 1,5 GW, erstreckt sich aber über einen längeren Zeitraum. Durchschnittlich hingegen liegen lediglich 554 MW positives und 1.368 MW negatives DSM-Potenzial vor.

Eine weitere Kälteanwendung in privaten Haushalten sind **Gefrierschränke** und -truhen. Die Nutzung von positivem und negativem DSM-Potenzial erfolgt analog zu der oben beschriebenen Anwendung von Kühlschränken. Die Speicherzeiten sind hier deutlich kürzer, da zum einen die Temperaturdifferenz zwischen dem Gefrierschränkinnen und der Umgebung und somit der Wärmeeintrag deutlich größer ist. Zum anderen reduziert sich die Wärmekapazität von Wasser fast auf die Hälfte, wenn es zu Eis gefriert. Ähnlich verhält es sich mit Lebensmitteln. Bei einer Temperaturspreizung von -18 °C bis -12 °C liegt die maximale negative Leistung bei rund 3,5 GW für die ersten 90 Minuten, die maximale positive Leistung dagegen nur bei 1,5 GW für die ersten 200 Minuten (vgl. Abbildung 20-4).¹⁴² Im Durchschnitt ergeben sich

¹⁴¹ Vgl. Stadler, I. (2006), S.114.

¹⁴² Vgl. Stadler, I. (2006), S.116.

hieraus ein positives DSM-Potenzial von 571 MW und ein negatives DSM-Potenzial von 530 MW.¹⁴³

20.2.1.5 Sonstige elektrische Haushaltsgeräte

Anders als thermische und elektrische Anwendungsbereiche haben Haushaltsgeräte wie Wäschetrockner sowie Wasch- und Spülmaschinen keinen Energiespeicher. Um DSM-Potenzial zu generieren, muss das Nutzungsprofil der Geräte durch die Verbraucher beeinflusst werden. Für das Jahr 2003 lassen sich circa 11 %, bzw. 15,2 TWh des verbrauchten Stroms im Bereich Haushalte auf die Nutzung von Geschirrspülern, Wäschetrocknern und Waschmaschinen zurückführen.¹⁴⁴

Da die Nutzung der oben genannten elektrischen Haushaltsgeräte zeitlich verschiebbar ist, besteht sowohl positives als auch negatives Lastverschiebungspotenzial. Aufgrund des typischen Nutzungsprofils ergibt sich, dass zwischen 11:00 Uhr und 14:00 Uhr eine maximale positive Leistung von ca. 3,8 GW angeboten werden kann. Während der Nachtstunden hingegen werden die Geräte in der Regel nicht genutzt, so dass kaum positive Leistung zur Verfügung steht (vgl. Abbildung 20-5).¹⁴⁵ Im Durchschnitt entspricht dies einem positiven Potenzial von 1.621 MW, wobei aufgrund von technischen Restriktionen hiervon nur 212 MW genutzt werden können.

Das negative DSM-Potenzial ergibt sich aus der Differenz zwischen berechneter installierter Kapazität von 20,8 GW – und somit maximaler negativer Leistung – und der aggregierten täglichen Lastkurve. Im Durchschnitt entspricht dies einem negativen Potenzial von 2.832 MW. Unter der Annahme, dass die Last lediglich einmal innerhalb von vierundzwanzig Stunden verschoben werden kann, so stehen täglich bei einer unterstellten Betriebsdauer der Geräte von zwei Stunden etwa 41,6 GWh zur Verfügung.¹⁴⁶

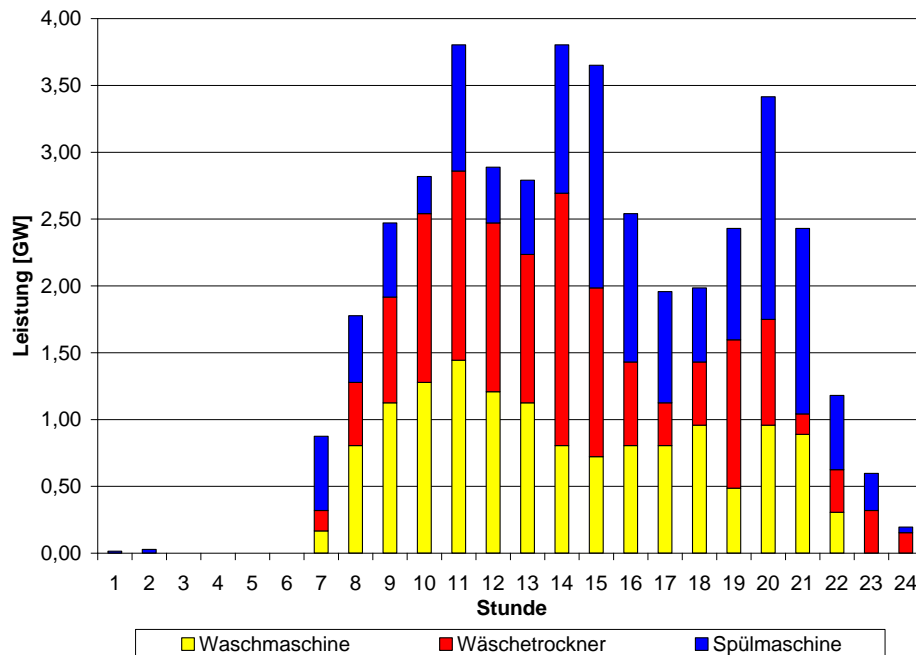
¹⁴³ Für einstündige Gebote am Spotmarkt kann von einem höheren negativen DSM-Potenzial ausgegangen werden. Angebote am Regelenergiemarkt erfolgen jedoch für einen vierstündigen Block, so dass positives und negatives Potenzial im Durchschnitt sehr ähnlich sind.

¹⁴⁴ Vgl. Geiger, B. et al. (2005) zitiert nach Stadler, I. (2006), S.166. In den Berechnungen des technischen Potentials wird auf Basis eigener Berechnungen von einem Stromverbrauch von 14,2 TWh für das Jahr 2008 ausgegangen.

¹⁴⁵ Vgl. Stadler, I. (2006), S.169.

¹⁴⁶ Vgl. Stadler, I. (2006), S.169.

Abbildung 20-5: Lastprofil für Waschmaschinen, Wäschetrockner und Spülmaschinen ohne Berücksichtigung von Lastverschiebungen durch DSM



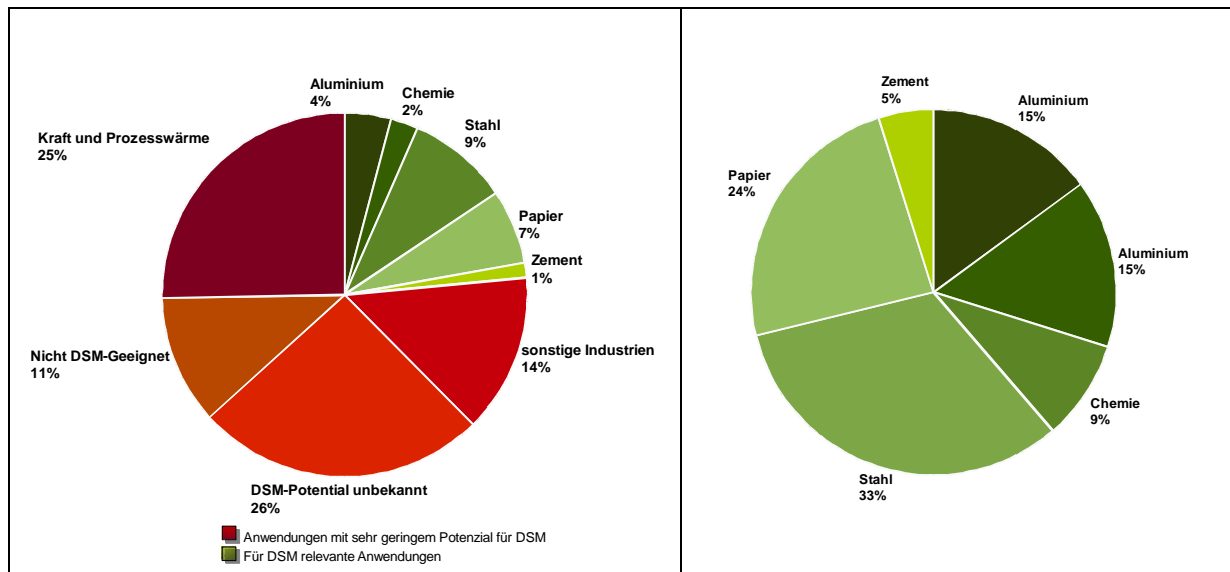
Quelle: Stadler, I. (2006).

20.2.2 Potenziale im energieintensiven Industriesektor

Im Industriesektor wurden im Jahr 2007 rund 227 TWh Strom verbraucht, was einem moderaten Anstieg gegenüber dem Jahr 2003 mit 210 TWh Verbrauch entspricht.¹⁴⁷ Ebenso wie im Haushaltssektor können auch im Industriesektor nicht alle Prozesse und Technologien für DSM-Maßnahmen genutzt werden. In der linken Graphik in Abbildung 20-6 ist die prozentuale Verteilung des gesamten Stromverbrauchs auf die jeweiligen Technologien und Industrieprozesse dargestellt. Insgesamt kommen Anwendungen, die lediglich 24 % des Stromverbrauchs im Industriesektor ausmachen, für DSM in Betracht. Die Graphik rechts zeigt den Anteil, den der jeweilige Industrieprozess am gesamten Stromverbrauch der DSM-Anwendungen im Industriesektor hat. Die größte Anteil entfällt hierbei auf die Stahlindustrie mit rund 33 % des Stromverbrauchs, gefolgt von der Papierindustrie mit einem Anteil von 24 %.

¹⁴⁷ Vgl. Tzscheuschler et al. (2009), S.10-11 und Geiger, B. et al. (2005), S.54.

Abbildung 20-6: Übersicht der berücksichtigten Anwendungsbereiche im Industriesektor



Quelle: EWI (2010).¹⁴⁸

Nicht nur der Stromverbrauch, sondern auch typische Lastverläufe und technische Restriktionen sind für die Bestimmung des Potenzials für DSM-Maßnahmen relevant. Es folgt eine Darstellung der **Vorgehensweise** zur Ermittlung der Potenziale und eine Erläuterung der berücksichtigten Technologien und Prozesse.

20.2.2.1 Vorgehensweise

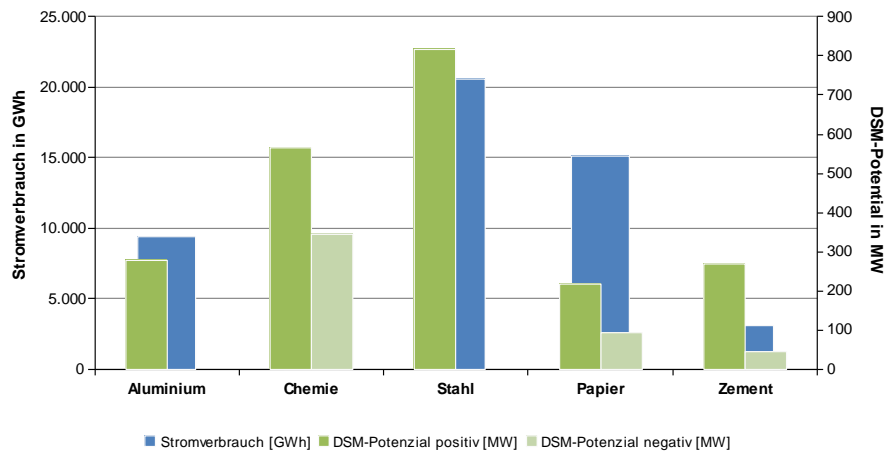
Im Industriesektor wurden in einem Bottom-Up Ansatz die energieintensivsten industriellen Einzelprozesse mit besonders hohem Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung erfasst.¹⁴⁹ Hierunter fallen Prozesse in der Papierindustrie, der chemischen Industrie, der Aluminiumindustrie, der Stahlindustrie sowie der Zementindustrie. Der Ermittlung des derzeit technisch mögliche Potenzials liegen Unternehmensbefragungen sowie Daten über produzierte Mengen, die Stromintensität im jeweiligen Produktionsprozess, die Vollbenutzungsstunden sowie dem flexibel nutzbaren Anteil zu Grunde. Diese Daten wurden durch Mittelwertbildung anhand der Produktionsmengen auf das gesamte Potenzial in Deutschland skaliert.

Die folgende Darstellung zeigt das technische und nicht notwendigerweise das ökonomische Potenzial des jeweiligen Prozesses.

¹⁴⁸ Der Abbildung liegen eigenen Berechnungen zu Grunde, die auf Daten von Tzschentschler et al. (2009), Radgen, P. (2001), Steimle, F. et al. (2002), Stadler, I. (2006), De Almeida, A. et al. (2000), und Klobasa, M (2009) basieren.

¹⁴⁹ Ein Teil dieser Prozesse ist derart flexibel, dass sie bereits heute für die Nutzung als Minutenreserve präqualifiziert sind.

Abbildung 20-7: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale der energieintensiven Einzelprozesse im Industriesektor



Quelle: EWI (2010).¹⁵⁰

Insgesamt ergibt sich aus der oben beschriebenen Vorgehensweise zur Ermittlung des DSM-Potenzials energieintensiver Einzelprozesse im Industriesektor ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von 2.143 MW und ein durchschnittliches negatives DSM-Potenzial von 485 MW.¹⁵¹ Abbildung 20-7 stellt die Potenziale der Einzelprozesse in Relation zum Stromverbrauch der gesamten Industrie dar. Hierbei ist zu erkennen, dass der größte Teil des positiven Potenzials, u.a. bedingt durch den hohen spezifischen Stromverbrauch, auf die Stahlindustrie entfällt, während die chemische Industrie aufgrund vorhandener Speichermöglichkeiten ihrer Produkte das größte negative Potenzial aufweist.

Die **Produktion von Zementklinkern** erfolgt in Deutschland durch drei verschiedene Verfahren: Zu 88,4 % durch das Trockenverfahren in Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmern, zu 10,7 % durch das Halbtrockenverfahren und zu 0,9 % durch das Schachtofen-Verfahren.

Seit 1999 ist in der deutschen Zementproduktion ein Abwärtstrend zu erkennen. Während 1999 noch 37 Mio. t Zement (inkl. Zement aus Importklinker) hergestellt wurden, waren es im Jahre 2008 nur noch 31 Mio. t Zement.¹⁵² Entsprechend sank auch der Strombedarf von 3,73 TWh im Jahre 1999 auf 3,24 TWh im Jahr 2005.¹⁵³

Nach detaillierten Befragungen wird die installierte Kapazität auf 314 MW geschätzt, mit einer Auslastung von 85 % und einer Flexibilität von nahezu 100 %.¹⁵⁴ Im Mittelpunkt der Po-

¹⁵⁰ Der Abbildung liegen eigenen Berechnungen zu Grunde, die auf Daten von Tzscheuschler et al. (2009), Radgen, P. (2001), Steimle, F. et al. (2002), Stadler, I. (2006), De Almeida, A. et al. (2000), und Klobasa, M (2009) basieren.

¹⁵¹ Durchschnittlich bedeutet, dass die Potenziale anhand der durchschnittlichen Last ermittelt wurden. Saisonale Lastschwankungen und tägliche Lastverläufe, wie sie im Modell selber berücksichtigt werden, führen teilweise zu saisonal bzw. stündlich stark abweichenden Potenzialen.

¹⁵² Vgl. BDZ (2010a).

¹⁵³ Vgl. BDZ (2010b).

¹⁵⁴ Vgl. Paulus, M. und Borggreffe, F. (2009).

tenzialanalyse stehen die stromintensiven Roh- und Zementmühlen die 26 kWh/t bzw. 46 kWh/t Zement benötigen. Daraus ergibt sich, dass der für DSM relevante Anteil der Mühlen im Bereich von 2,4 TWh/a liegt. Da aufgrund der günstigeren Stromtarife die Mahlprozesse vorwiegend nachts stattfinden, besteht zu dieser Tageszeit vorwiegend Potenzial zu Lastreduktionen. Tagsüber hingegen wird die Kapazität in der Regel nicht genutzt, so dass hier Lasterhöhungen möglich sind. Aus installierter Leistung, Stromverbrauch und dem typischen Lastverlauf der relevanten Prozesse ergeben sich für die Zementindustrie ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von 45 MW und ein durchschnittliches negatives Potenzial von 269 MW.

Der Verein Deutscher Zementwerke e.V. prognostiziert aufgrund der steigenden Marktanforderungen an die Leistungsfähigkeit (wie z. B. Feinmahlung) einen zukünftig steigenden Energiebedarf. Besonders durch die steigende Produktion von Zementen mit verschiedenen Hauptbestandteilen und steigende Umweltauflagen wird ein höherer Stromverbrauch erwartet, der nicht durch technologische Verbesserungen kompensiert werden kann.¹⁵⁵ Somit ist im Bereich der Zementherstellung mit einem steigenden Potenzial für DSM-Maßnahmen zu rechnen.

Chlor kommt in der Natur nicht im elementaren Zustand vor, sondern wird mittels der so genannten **Chloralkalielektrolyse** aus einer Alkalichlorid-Lösung gewonnen. Für die Chloralkalielektrolyse wird entweder das Diaphragmaverfahren, das Amalgamverfahren oder das Membranverfahren verwendet. Diese drei Verfahren weisen jeweils einen unterschiedlichen Strombedarf (ca. 3.500 kWh/t, ca. 3.400 kWh/t und ca. 2.850 kWh/t und Chlor respektive) auf.¹⁵⁶

Im Jahr 2006 wurden in Deutschland rund 5,07 Mio. Tonnen Chlor produziert.¹⁵⁷ Hierbei wurden ca. 1,37 Mio. t (27 %) durch das Amalgamverfahren, 1,17 Mio. t (23 %) durch das Diaphragmaverfahren und ca. 2, 53 Mio. t (50 %) durch das Membranverfahren hergestellt.¹⁵⁸ Mit durchschnittlich 7.400 Stunden besitzt die Chloralkali-Elektrolyse eine hohe Jahresauslastung. Des Weiteren können im Durchschnitt rund 30 % der Leistung flexibel genutzt werden. Weil Chlor nicht gelagert werden kann, ist eine Reduzierung des Strombedarfs nur für einen begrenzten Zeitraum möglich. Über kurze Zeiträume von bis zu zwei Stunden kann die Last um bis zu 40 % reduziert werden.¹⁵⁹ Aufgrund der hohen Auslastung und der schlechten Speicherfähigkeit des Produktes ist nur bedingt positives DSM-Potenzial vorhanden.¹⁶⁰ Als Sum-

¹⁵⁵ Vgl. VDZ (2005), S.14.

¹⁵⁶ Vgl. VCI (2005).

¹⁵⁷ Vgl. VCI (2005).

¹⁵⁸ Die prozentuale Verteilung entspricht VCI (2005).

¹⁵⁹ Die Chloralkalielektrolysen der befragten fünf Unternehmen haben einen gesamten Leistungsbedarf in Höhe von 1050 MW. Der flexibel nutzbare Anteil beträgt 210 MW und somit 20 %. Aufgrund der Tatsache, dass bis zu 40 % über kürzere Zeiträume reduziert werden können, wird im bundesweiten Durchschnitt von einem flexibel nutzbaren Anteil von 30 % ausgegangen.

¹⁶⁰ Vgl. Paulus, M. und Borggreffe, F. (2009), S.3.

me über alle drei Verfahren ergeben sich somit ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von 556 MW und ein durchschnittliches negatives DSM-Potenzial von 346 MW.

Es wird erwartet, dass durch eine langfristige Umstellung der Produktion auf das Membranverfahren und die technologische Weiterentwicklung der Elektrolyse-Technologie die durchschnittliche Stromintensität in den nächsten Jahren zurückgeht. Allerdings wird das Amalgamverfahren nicht vollständig durch das Membranverfahren substituiert werden, da spezielle Chlorprodukte nur mittels erstgenannten herstellbar sind. Somit wird die durchschnittliche Stromintensität für die Chlorproduktion bis zum Jahre 2030 nicht unter einen Wert von 2.350 kWh/t fallen.

Wie Chlor kommt auch **Aluminium** in der Natur nicht in reiner Form vor. Die Aluminiumgewinnung erfolgt in zwei Prozessstufen: Im so genannten Bayer-Verfahren wird zunächst aus dem Bauxit Aluminiumoxid (Tonerde) isoliert. Daraus wird anschließend durch die Schmelzflusselektrolyse reines Aluminium (Primäraluminium) gewonnen.

Im Jahre 2005 stammten 52 % der deutschen Rohaluminiumproduktion von rund 1,3 Mio. Tonnen aus dem Recycling, bei dem nur 5 % des Energiebedarfs zur Gewinnung von Primäraluminium benötigt wird. Die übrigen rund 647.900 t Aluminium wurden durch Schmelzen von Primäraluminium hergestellt.¹⁶¹ Die hierzu notwendige Elektrolyse stellt den stromintensivsten Prozess innerhalb der Aluminiumproduktion dar. Pro Kilogramm Aluminium werden in der Elektrolyse 15.000 kWh/ t benötigt, wobei theoretisch Werte von 13.000 kWh/t möglich sind.

Die Elektrolyse erfolgt ununterbrochen und somit 8.760 Stunden im Jahr unter Volllast. Abgesehen von leichten Tälern von drei bis fünf Minuten, die zwei- bis dreimal im Monat durch Instandhaltungsarbeiten entstehen, gestaltet sich die Lastganglinie folglich als durchgängig horizontale Linie. Aufgrund der Volllast kann der Prozess nur zur Lastreduktion genutzt werden. Um Lieferverpflichtungen einzuhalten, muss diese Last später nachgeholt werden, da eine Lagerung des Aluminiums zwar theoretisch möglich, jedoch aufgrund der damit verbundenen hohen Kosten durch gebundenes Kapital und entgangene Zinsen nicht wirtschaftlich wäre. Die Wiederaufnahme des Elektrolyse-Prozesses nach Unterbrechung ist äußerst zeit- und energieintensiv.

Es besteht die Möglichkeit, mittels einer Gleichrichteranlage (Transformatoren) mit Laststufenschalter die Elektrolyse bis zu einem definierten Prozentsatz herunter zu fahren. Da die Aktivierungsdauer durchschnittlich nur siebeneinhalb Minuten beträgt, kann der Leistungsbedarf auch sehr kurzfristig gesenkt werden. Die Leistung könnte theoretisch bis auf 40 % heruntergefahren werden. Aus Sicherheitsgründen werden jedoch nur 25 % flexibel genutzt, wobei die Lastreduktion über maximal vier Stunden bei voller Ausnutzung des flexiblen Anteils möglich ist. Hieraus ergibt sich ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von 277 MW, wohingegen. Negatives DSM-Potenzial ist nicht vorhanden.

In der **Stahlindustrie** zeichnen sich die jeweiligen Produktionsstufen durch unterschiedliche Stromintensitäten aus. Elektrische Energie wird insbesondere im Elektrostahlverfahren, der so

¹⁶¹ Vgl. GDA (2010).

genannten Stahlschmelze, verwendet. Dabei wird Wärme durch Induktion erzeugt, die Altsen zum Schmelzen bringt.

Die durchschnittliche Stromintensität für die Produktion von Elektrostahl beträgt 525 kWh/t Elektrostahl. Bei einer Produktionsmenge von 13,7 Mio. t Elektrostahl im Jahr 2005 ergibt sich ein Stromverbrauch von 7,2 TWh.¹⁶² Bezüglich der Stromintensität wird eine Reduzierung des Stromverbrauchs pro Tonne Elektrostahl bis 2030 auf 499 kWh erwartet. Insgesamt wird geschätzt, dass in Deutschland ca. 1107 MW an Leistung in Lichtbogenöfen zur Elektrostahlerzeugung installiert sind.

Die Schmelzzeit beträgt etwa 45 Minuten, 15 Minuten werden zum Leeren und Befüllen des Ofens benötigt. Somit sind die Werke im Durchschnitt zu 75 % ausgelastet. Der Prozess im Elektrolichtbogenofen kann sehr kurzfristig komplett unterbrochen werden und ist somit theoretisch zu 100 % flexibel. Bei einer Abschaltzeit von mehr als dreißig Minuten muss der Schmelzvorgang jedoch erneut begonnen werden. Das durchschnittliche positive DSM-Potenzial beträgt 815 MW, negatives Potenzial besteht nicht.

In der **Papierindustrie** wird Papier und Pappe zur Umwandlung in verschiedenste Endprodukte, von Kartonsorten bis hin zu Feinpapier produziert. Dies erfolgt durch chemische Faserbehandlung, durch mechanische Krafteinwirkung oder durch Aufbereitung von recyceltem Papier Zellstoff.¹⁶³ Hierbei werden vier stromintensive Prozesse bzw. Technologien mit einer flexiblen Stromnachfrage genutzt: Papiermaschinen, Streichanlagen, Kalander, sowie die Stoffaufbereitung. Für DSM kann allerdings nur letztgenannte genutzt werden. Bei Papiermaschinen beträgt die Aktivierungsdauer mehr als zwölf Stunden, so dass diese nicht geeignet sind. Streichanlagen und Kalander sind zwar grundsätzlich nutzbar, werden aber aufgrund ihres extrem geringen Leistungsbedarfs nicht näher betrachtet.

Stoffaufbereitungsanlagen für Holzstoff weisen den größten flexibel nutzbaren Strombedarf in der Papierindustrie auf. Den größten Teil dieses Potentials stellen die Refiner mit einem Energieverbrauch von durchschnittlich etwa 1.850 kWh/t Material, in denen der Rohstoff gemahlen wird. Für die Berechnungen wurde eine Holzstoffproduktion in Deutschland von rund 1,03 Mio. t Holzstoff und somit ein Stromverbrauch von 2,9 TWh angenommen.¹⁶⁴

Die Mahlsteine können einzeln ab- und zugeschaltet werden, so dass binnen weniger Minuten Last reduziert oder erhöht werden kann. Da die Anlagen zwischen 60 % und 80 % ausgelastet sind und der Zellstoff bis zu eine Woche lang gelagert werden kann, eignet sich der Prozess für Lastverschiebung. Vom gesamten Leistungsbedarf in Höhe von ca. Durchschnittlich stehen rund 217 MW an positiver DSM-Leistung und 94 MW an negative DSM-Leistung zur Verfügung. Bei einer momentanen Speicherleistung von etwa eineinhalb Stunden können durch diesen Prozess 467 MWh elektrische Energie in Form von produziertem Holzstoff verschoben werden. In Tabelle 20-1 ist zusammenfassend die Annahmen und die Berechnung der Potenziale für DSM-Maßnahmen in energieintensiven Industrieprozessen dargestellt.

¹⁶² Vgl. VDEW (2007), S.278.

¹⁶³ Vgl. Edison Electric Institute (1988).

¹⁶⁴ Vgl. VDP (2010) für einen Abgleich.

Tabelle 20-1: Berechnung des technischen DSM-Potenzials der stromintensiven Industrieprozesse

Bereich	Stromintensität [kWh/t]	Produktionsmengen [Mio. t]	Vollbenutzungsstunden	Flexibel nutzbarer Anteil	Potential [TWh]	DSM Leistung [MW]	Speichergröße [MWh]
Zemetherstellung: Roh- und Zementmühlen	Rohmühlen: 26 kWh/t Zementmühle: 45 kWh/t	31,00 Mio. t	7.500 h	100,00%	2,20 TWh	314 MW	-
Chloralkali- elektrolyse	Membranverfahren	2,35 Mio. t	7.400 h	30,00%	2,01 TWh	263 MW	132 MWh
	Diaphragmaverfahren	1,17 Mio. t	7.400 h	30,00%	1,22 TWh	160 MW	80 MWh
	Amalgamverfahren	1,87 Mio. t	7.400 h	30,00%	1,91 TWh	246 MW	123 MWh
Aluminiumelektrolyse	15.000 kWh/t Al	0,65 Mio. t	8.760 h	25,00%	2,43 TWh	277 MW	-
Elektrolichtbogenofen	525 kWh/t	13,70 Mio. t	6.500 h	100,00%	7,19 TWh	1098 MW	-
Papierherstellung: Holzstoffaufbereitung	1.850 kWh/t	1,03 Mio. t	6.100 h	100,00%	2,90 TWh	311 MW	467 MWh
SUMME					19, 86 TWh	2.669 MW	802 MWh

Quelle: EWI (2010).

20.3 Kosten des Demand Side Managements

Im vorangegangenen Abschnitt wurden die technischen Potenziale für Demand Side Management der einzelnen Prozesse bestimmt. Um diese DSM-Prozesse in das Modell der deutschen Stromversorgung entsprechend der Merit-Order integrieren zu können, ist es erforderlich, zusätzlich die Kosten der Integration der Lastseite in das Energiemanagement zu ermitteln. Hierbei können die Kosten in drei Kategorien unterteilt werden: **Investitionskosten**, **fixe Betriebskosten** und **variable Kosten** (vgl. Tabelle 20-2).

Tabelle 20-2: Kostenparameter für DSM Prozesse in Haushalten, im GHD-Sektor und in energieintensiven Industrien

Parameter	Kostenbestandteile
Variable Kosten	Opportunitätskosten für Produktionsausfall, sonstige variable Kosten, Delta der Beschaffungskosten, Speicherverluste
Jährliche fixe Kosten	Informationskosten, Transaktionskosten, Steuerungskosten
Investitionskosten	Installation von messtechnischen Einrichtungen, Automatische Regelungsmöglichkeiten

Quelle: EWI (2010).

Investitionskosten fallen an, wenn DSM-Potenzial technisch erschlossen und somit nutzbar gemacht wird. Hierunter fallen die Kosten für messtechnische Geräte wie Smart Meter, bestimmte regelungstechnische Installationen wie Energiemanagementsystem und zentrale

Steuerungssysteme sowie Installationskosten für die Datenübertragungstechnik und sind insbesondere im Haushaltssektor relevant.¹⁶⁵

Die unterstellten Investitionskosten für DSM in Haushalten basieren auf Interviews mit Experten von Versorgungsunternehmen und Energiesystemanbietern. Bis 2020 wurden Lernkurveneffekte mit einer Lernrate von 15 % angenommen (bei einer Verdoppelung der kumulierten Ausbringungsmenge verringern sich die Investitionskosten um 15 %). Ab 2015 können auch „intelligente“ Anwendungen auf den Markt kommen, die nicht auf zusätzliche Energiemanagement Systeme angewiesen sind und zu einer weiteren Verringerung der Investitionskosten führen.¹⁶⁶

Da die meisten Industrieunternehmen bereits ein Energiemanagement System besitzen, sind die Investitionskosten im industriellen Sektor mit rund einem Euro pro kW sehr gering. Die installierten Kapazitäten sind so groß, dass zusätzliche Kosten, beispielsweise für die Präqualifikation, vernachlässigbar sind.

Fixe Betriebskosten fallen regelmäßig an und sind unabhängig vom tatsächlichen Einsatz der DSM-Maßnahmen. Dies sind hauptsächlich die Kosten für den Datenaustausch zwischen dem Smart Meter und der DSM Leitzentrale über ein Datenübertragungssystem.

Aufgrund der allgemein weiträumigen Verfügbarkeit und Kosteneffizienz wurde angenommen, dass 90 % der Haushalte kabelgebundene Internetverbindungen für diese Übertragungen nutzen. Für die restlichen 10 % besteht die Möglichkeit, sich über ein Mobilfunknetz an die Leitzentrale zu koppeln. Des Weiteren müssen Haushaltskunden Anreize erhalten bzw. für entgangenen Nutzen (beispielsweise der Verlust an Flexibilität bei der Nutzung der Waschmaschinen, Spülmaschinen und Trockner) entschädigt werden. Hierbei wird von einer jährlichen Kompensation von 50 € pro Haushalt ausgegangen.¹⁶⁷ Industrieunternehmen verfügen häufig bereits über eine Anbindung zu einer Leitstelle, so dass die fixen Betriebskosten für den Datenaustausch sehr gering sind.

Die **variablen Kosten** sind die Kosten, die bei der tatsächlichen Durchführung einer DSM-Maßnahme entstehen. Im Falle des Lastabwurfs bestehen die variablen Kosten aus den Opportunitätskosten entgangener Produktion, dem so genannten „Value of Lost Load“.¹⁶⁸ Variable Kosten bzw. Opportunitätskosten fallen daher insbesondere bei allen energieintensiven Industrieprozessen an. Prozesse, die ihre Last verschieben, holen ihre Produktion später nach und verursachen somit nur Opportunitätskosten für die zeitliche Verschiebung. Hierbei müssen die Abhängigkeiten zu vor- und nachgelagerten Prozessen berücksichtigt werden. Des Weiteren fallen bei der Nutzung von Speichern zur Lastverschiebung ggf. Speicherverluste an, die kompensiert werden müssen. Dies bedeutet, dass weniger Last abgeworfen wird als

¹⁶⁵ Für eine detaillierte Betrachtung der Investitionskosten von DSM in Haushalten siehe von Wissel, A. (2008). Diese Studie dient auch als Kostenbasis für die Investitionskostenannahmen im Bereich Haushalte.

¹⁶⁶ Vgl. von Wissel, A. (2008).

¹⁶⁷ An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass es über die notwendige Höhe der Kompensation nur eine unzureichende Datenlage gibt.

¹⁶⁸ Der „Value of Lost Load“ wurde hierbei entweder anhand der Brutto-Wertschöpfung der jeweiligen Prozessstufe bzw. des gesamten Industrieprozesses ermittelt oder wurde anhand von Experteninterviews bestimmt.

nachgeholt werden muss. Lastabwürfe hingegen sind durch die Opportunitätskosten für die entgangene Produktion gekennzeichnet, so dass die variablen Kosten dieser Prozesse im Vergleich zu Prozessen mit Speicherpotenzial vergleichsweise hoch sind.

Tabelle 20-3 zeigt, dass sich Investitionskosten, variable Kosten und jährliche fixe Kosten der untersuchten Prozesse teilweise erheblich unterscheiden. Im Industriesektor beispielsweise sind die variablen Kosten im Elektrolichtbogenverfahren im Schnitt höher als in der Aluminiumelektrolyse. Dies liegt an der niedrigeren Energieintensität der Stahlproduktion im Vergleich zur Aluminiumproduktion. Auch die Investitionskosten unterscheiden sich deutlich. Je nach Energieintensität des angeschlossenen Gerätes fallen in Haushalten Investitionskosten zwischen 38 €/kW bei Nachtspeicherheizungen und ca. 7.000 €/kW für den Anschluss von Heizungsumwälzpumpen an (Basis: 2020).¹⁶⁹

Tabelle 20-3: Variable Kosten, fixe Kosten und Investitionskosten für die untersuchten DSM-Prozesse

Stromintensive Prozesse	Variable Kosten [€/MWh]		Jährliche fixe Kosten [€/kWa]		Investitionskosten [€/kW] (Lernrate 15%)	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Lastverschiebeprozesse						
Schleifer, Refiner	< 10	< 10	< 1	< 1	~ 5 - 20	~ 5 - 20
Nachtspeicheröfen	~ 0	~ 0	25,4	25,4	38	13
Elektrische Warmwasserbereitung	~ 0	~ 0	53,7	53,7	450	150
Kühl- und Gefrierschränke	~ 0	~ 0	63,2	63,2	1.190	280
Wasch-, Spülmaschinen, Trockner	~ 0	~ 0	90,9	90,9	740	176
Chloralkalielektrolyse	> 100	> 100	< 1	< 1	< 1	< 1
Lastreduktionsprozesse						
Roh- und Zementmühlen	500 – 1.000	500 – 1.000	< 1	< 1	~ 10 – 20	~ 10 - 20
Aluminiumelektrolyse	500 – 1.500	500 – 1.500	< 1	< 1	< 1	< 1
Elektrolichtbogenofen	> 1.000	> 1.000	< 1	< 1	< 1	< 1
Heizungsumwälzpumpe	~ 0	~ 0	68,0	68,0	7.070	2.360

Quelle: EWI (2010).

Während die fixen Betriebskosten im Haushaltssektor zwischen 25 €/kWh und 90 €/kWh pro Jahr liegen, sind die meisten Industrieunternehmen bereits mit einer Leitstelle verbunden und können sich folglich mit niedrigem finanziellem Aufwand anschließen. Die Fixkosten durch den Datenaustausch für DSM sind daher vernachlässigbar gering.

¹⁶⁹ Vgl. von Wissel, A. (2008).

21 Beitrag von Windenergieanlagen zum Regelleistungsmarkt

Ziele:

Hinsichtlich der Integration der fluktuierenden Einspeisung von Windenergie wird in diesem dritten Schwerpunkt die Möglichkeit der Regelleistungsbereitstellung durch die Windkraftanlagen selbst analysiert.

Methodisches Vorgehen:

Um ein technisches Potential der Flexibilität zu bestimmen, werden zunächst die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Regelleistungserzeuger skizziert. Anschließend werden Aspekte der Modellimplementierung skizziert. Die Modellergebnisse finden sich in Kapitel 23.

Um Regel- und Reserveleistung bereitstellen zu können, müssen die Anbieter hohe Anforderungen bezüglich der Verfügbarkeit erfüllen. Die natürlichen Schwankungen der Windenergie reduzieren ihr Angebotspotential erheblich. Dennoch sind unter gewissen Voraussetzungen Beiträge der WEA zur Regelleistungsvorhaltung möglich.

21.1 Technische Rahmenbedingungen der Regelleistungsbereitstellung durch erneuerbare Energien

Die Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, in ihrer aktuellsten Form im TransmissionCode 2007, regeln die Anforderungen an Erzeugungsanlagen zur Teilnahme am deutschen Regelleistungsmarkt. Die Erzeugungsanlagen müssen dafür eine Präqualifizierung durchlaufen (siehe TransmissionCode 2007 Anhang D 1- 3).

Die Anforderungen betreffen hauptsächlich die Größe der mindestens zur Verfügung stehenden Regelbänder sowie die technische und zeitliche Verfügbarkeit der Anlagen. Weitere Anforderungen betreffen organisatorische Fragen sowie Anforderungen an die Mess- und Informationstechnik. Im Weiteren wird davon ausgegangen, dass diese Anforderungen prinzipiell durch EE-Anlagen erfüllt werden können.

21.2 Technische Potentiale von Regelleistungsbereitstellung durch Windenergieanlagen

Die Windenergie unterliegt naturgemäß Schwankungen, denen hohe Anforderungen bezüglich der Verfügbarkeit von Regel- und Reserveleistung entgegen stehen. Prinzipiell ist eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt nur für pitch-geregelte Windenergieanlagen sinnvoll. Aktuell sind circa 73% aller installierten Windenergieanlagen in Deutschland pitch-geregelt. Allerdings haben diese Anlagen in der Regel eine größere installierte Nennleistung, so dass 83% der installierten Nennleistung pitch-geregelt ist. Von den heute neu installierten Windenergieanlagen sind der Großteil ebenfalls pitch-geregelte Anlagen. Der Anteil der stall-geregelten Windenergieanlagen bei den neu installierten Anlagen lag 2005 bei 6%, wobei dies ebenfalls

Anlagen mit kleineren Leistungen betrifft. Im Jahr 2020 wird der Anteil von stall-geregelten Windenergieanlagen noch weitaus geringer sein, da voraussichtlich keine weiteren Stall-Anlagen mehr errichtet werden. Gemäß den für diese Studie getroffenen Annahmen zum Re-powering (siehe Kapitel 2.1.1) wird im Jahr 2020 ca. nur noch die Hälfte der Stall-Anlagen, die seit 2000 errichtet worden sind, noch stehen, was ca. 500MW entspricht. Die maximale regelbare Windleistung 2020 beträgt, unter Verwendung des Windenergieausbauszenarios dieser Studie, demzufolge ca. 50,5GW.

Nach dem irischen GridCode sollen Windenergieanlagen auch Primärregelleistung bereitstellen. Die Windenergieanlagen werden dazu auf 90% ihrer verfügbaren Leistung begrenzt. Im Falle eines Frequenzabfalls werden die restlichen 10% Regelleistung automatisch abgegeben. Im deutschen TransmissionCode ist eine ähnliche Arbeitsmethode für Anlagen, die sich an der Primärregelung beteiligen, vorgesehen. Allerdings können EE-Anlagen von der Primärregelung befreit werden. Aktuell besteht das größte Hindernis in der monatlichen Ausschreibung der Primärregelung,¹⁷⁰ da eine Windleistungsprognose mit einer einzuhaltenden Mindestgenauigkeit für diesen Zeithorizont nicht möglich ist. Das gleiche gilt auch für die Sekundärregelung.¹⁷¹ Bei der Minutenreserve erfolgt eine Ausschreibung durch die ÜNB arbeits-tätig.¹⁷²

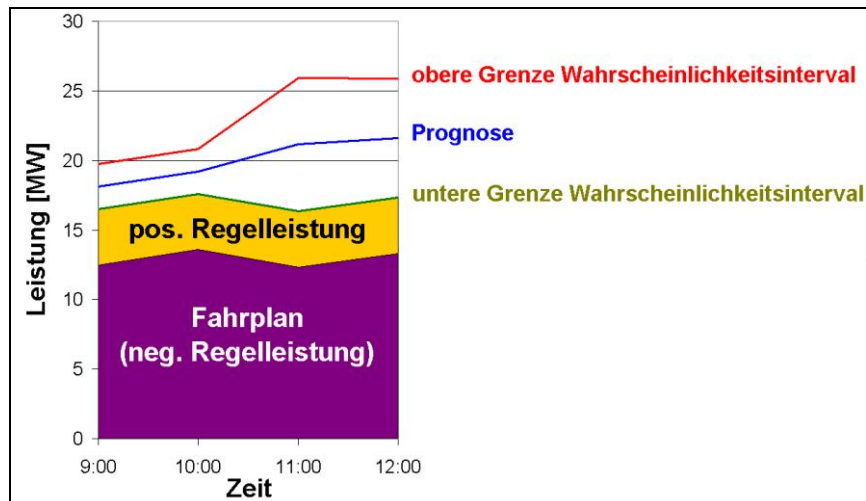
Für die Minutenreserve - und im Prinzip auch für die Sekundärregelung - ist zunächst eine Prognose der in den nächsten Stunden bzw. am nächsten Tag zu erwartenden Windenergie-einspeisung erforderlich. Aufgrund des schwankenden Winddargebots und der niemals 100% genauen Prognose wird für die Prognose zusätzlich ein Wahrscheinlichkeitsintervall bestimmt. Dieses Wahrscheinlichkeitsintervall sagt aus, mit welcher Wahrscheinlichkeit die tatsächliche Einspeisung von der Prognose abweichen kann. Die untere Grenze dieses Intervalls ist damit gleichzeitig der Wert, der mit hoher Wahrscheinlichkeit (abhängig von der Güte des Wahrscheinlichkeitsintervalls) mindestens an Windeinspeiseleistung zur Verfügung steht.

Da an die Verfügbarkeit der Regelleistung hohe Anforderungen gestellt werden, muss anstatt des Prognosewertes die untere Grenze des Prognoseintervalls als Bezugspunkt für die Regelleistung genommen werden. Die verfügbare Regel-/Reserveleistung muss auf Basis dieses Wertes bestimmt werden. Wird der Windpark in seiner Leistungsabgabe nochmals unter diesen Wert gedrosselt, steht die Differenz als positive Regelleistung zur Verfügung (siehe Abbildung 21-1).

¹⁷⁰ Ziffer 4 von BK6-06-065.

¹⁷¹ Ziff. 3 BK6-06-066

¹⁷² Ziff. 4. BK6-06-012.

Abbildung 21-1: Regelleistungsbereitstellung durch Windparks

Quelle: IWES

Das Potenzial der Windenergie positive Regelleistung bereitzustellen, hängt somit entscheidend von der Genauigkeit der Prognose und des dazugehörigen Wahrscheinlichkeitsintervalls ab.

Durch die Bildung von Windpark-Clustern¹⁷³, die über ein größeres Gebiet räumlich verteilt sind, kann die Genauigkeit der Prognose und somit die Größe des Wahrscheinlichkeitsintervalls noch verbessert werden. Durch Pooling z.B. mit Biomasseanlagen kann die Lieferung der Regel-/Reserveleistung auch bei Flauten sichergestellt werden¹⁷⁴.

Ein weiteres Problem des deutschen Rechts ist, dass die Anlage nicht gleichzeitig EEG-Vergütung und Vergütung für die Vorhaltung der Regelleistung beanspruchen dürfen, da dies eine Marktverzerrung zugunsten der Erneuerbaren auf Lasten der Konventionellen bedeuten würde. Die Erbringung von Regelleistung durch EEG-Anlagen kann daher nur außerhalb der EEG-Vergütung im Rahmen der Direktvermarktung erfolgen.

21.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse zur Flexibilität von Windenergieanlagen

Die Analyse des Angebots von WEA auf dem Regelle Energiemarkt erfolgt getrennt nach positiver und negativer Regelleistung.

21.3.1 Positive Regelleistung

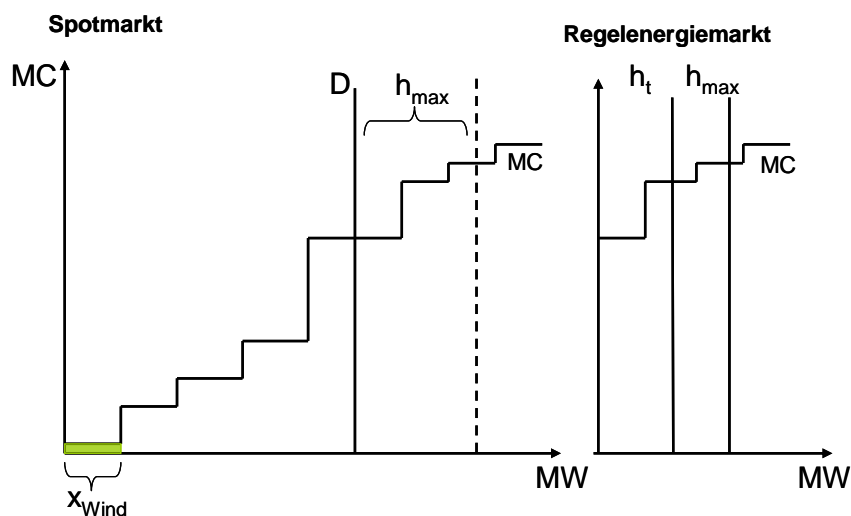
Windenergieanlagen ordnen sich mit Grenzkosten nahe null in der Merit Order ganz links ein. Wenn das Winddargebot es zulässt, sollten WEA als sogenannte inframarginale Anlagen immer Strom erzeugen.

¹⁷³ WCMS (2009)

¹⁷⁴ Kombikraftwerk (2008)

Abbildung 21-2 zeigt im linken Diagramm die Merit Order (MC). Die Nachfrage (D) schneidet diese theoretische Angebotskurve in einem Punkt. Links des Schnittpunkts befinden sich alle Kraftwerke, die auf dem Spotmarkt anbieten, während sich rechts davon alle extramarginalen Kraftwerke befinden. Da diese extramarginalen Kraftwerke keine Opportunitätskosten zum Spotmarkt haben, werden sie auf dem Regenergiemarkt angeboten.¹⁷⁵ Im rechten Diagramm zeigt Abbildung 21-2 den Regenergiemarkt. Das Angebot setzt sich aus allen extramarginalen Anlagen zusammen, die Nachfrage aus einer Leistungsnachfrage (h_{\max}) und einer Arbeitsnachfrage (h_t).

Abbildung 21-2: Spot- und Regenergiemarkt



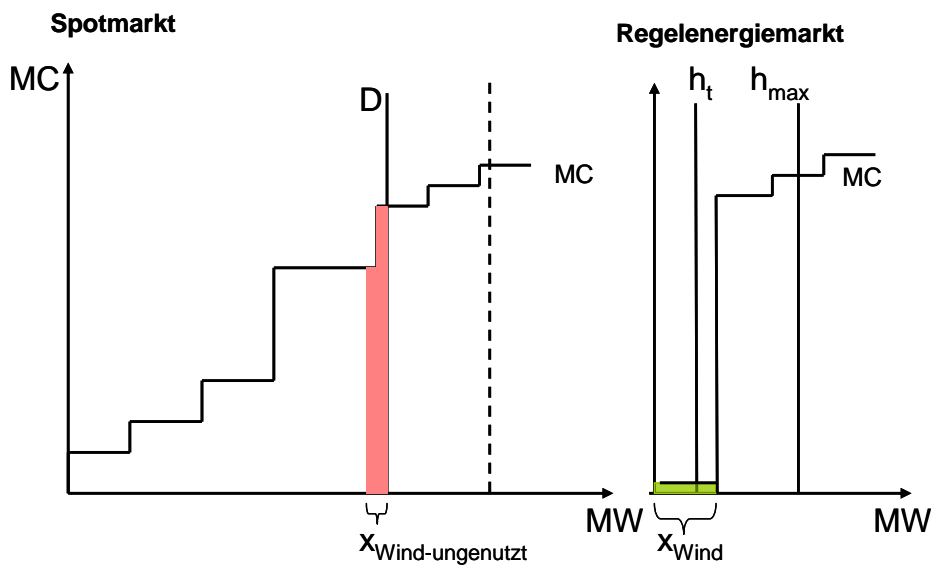
Quelle: Eigene Darstellung

Wenn nun für WEA-Betreiber ein Anreiz geschaffen würde, der ein Angebot auf dem Regenergiemarkt attraktiver gestaltete als die Einspeisevergütung unter dem EEG oder die Teilnahme am Spotmarkt, stellen sich Effizienzverluste ein. Die Merit Order aus

Abbildung 21-3 (Spotmarkt) zeigt die Situation, in der WEA ihr Angebot vom Spotmarkt zurückziehen und auf dem Regenergiemarkt anbieten. In diesem Fall verschiebt sich die Merit Order um die Windenergiemenge nach links, sodass ein Kraftwerk mit höheren variablen Kosten den Preis setzt. Auf dem Regenergiemarkt ordnet sich das Windangebot links der residualen Merit Order ein, sodass bei einem Regenergieabruf zunächst die WEA abgerufen würde. Wenn nun jedoch nicht die gesamte Windenergie abgerufen wird, stellen sich Systemmehrkosten in Höhe der roten Fläche ein, da diese konventionellen Anlagen nun Strom generieren, obwohl Windenergie zur Verfügung stünde. Durch das Angebot der Windenergie auf dem Reservemarkt entsteht ein folglich Wohlfahrtsverlust.

¹⁷⁵ Sofern von der technischen Restriktionen abstrahiert wird, dass nur Kraftwerke in Teillast (drehende Reserve) auf bestimmten Märkten anbieten können, da die Reaktionsgeschwindigkeit der Kraftwerke nur so den technischen Anforderungen entspricht.

Abbildung 21-3: Angebot von Windenergie auf dem Reservemarkt

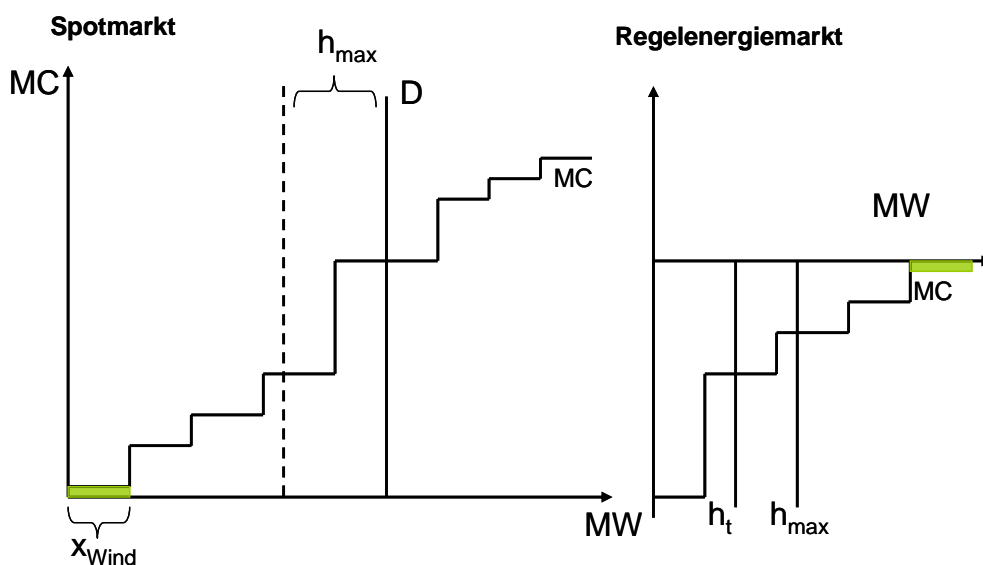


Quelle: Eigene Darstellung

21.3.2 Negative Regenergie

Im Fall der negativen Regenergie kommen nur inframarginale, produzierende Kraftwerke oder Speichersysteme mit freier Kapazität in Betracht. Beim Abruf negativer Reserve werden in der Theorie zunächst die Kraftwerke mit den höchsten marginalen Kosten gedrosselt, da somit die größte Kostenersparnis erzielt wird. In Abbildung 21-4 zeigt h_{max} die negative Reservevorhaltung, die von den teuersten inframarginalen Anlagen bereitgestellt wird. Im Normalfall bezahlen Anlagenbetreiber für den Abruf auf dem Regenergiemarkt, da sie durch eine Drosselung ihrer Anlage Brennstoff einsparen. Da sich durch die Drosselung der WEA keine Brennstoffkosten einsparen lassen, werden die Potentiale im Fall eines negativen Abrufs als letzte Möglichkeit herangezogen. Aufgrund der Vorhaltung von Reserveleistung durch WEA fallen zunächst keine Kosten an.

Abbildung 21-4: Angebot von negativer Reserve



Quelle: Eigene Darstellung

Die ökonomischen Grundüberlegungen zeigen, dass ein Angebot von Regelleistung durch WEA zunächst nicht sinnvoll erscheint. Zwei Sonderfälle zeigen jedoch, dass der Einsatz von WEA auf dem Regelleistungsmarkt volkswirtschaftlich vorteilhaft sein kann.

21.3.3 Flexibilitäten bei Netzengpässen

Im Falle eines Netzengpasses aufgrund hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien bei zu geringer Last innerhalb einer Regelzone lassen sich WEA drosseln. Diese Anlagen stünden dann im Umfang der Drosselung vollständig für den positiven Regelleistungsmarkt zur Verfügung. Im Unterschied zur obigen Situation fallen keine Opportunitätskosten an, da die Anlagen ohnehin angedrosselt fahren müssten. Dieses Angebot von Regelleistung durch WEA ohne Opportunitätskosten bezieht sich einzig auf die Bereitstellung innerhalb eines Netzengpasses.

21.3.4 Grenzen der Flexibilität bei konventionellen Kraftwerken

Die Merit Order ist eine statische Betrachtung des Angebots und der Last zu einem Zeitpunkt. In der dynamischen Betrachtung müssen zudem Anfahrkosten berücksichtigt werden. Wenn diese Anfahrkosten nun größer sind als die Kosten des „verschenkten“ Windstroms, ist es effizienter, die WEA zu drosseln. Seit Ende des Jahres 2008 sind an der Strombörse in Leipzig auch negative Strompreise zu beobachten. In solchen Situationen muss der ÜNB den Kraftwerksbetreibern eine Vergütung bezahlen, damit sie ihre Kraftwerke herunterfahren, weil die Bereitstellung von negativer Regelleistung besonders schwierig ist. Unflexible Kraftwerke fahren in diesen Situationen an ihrem Erzeugungsminimum und können technisch die Leistung kaum weiter reduzieren. Flexible Kraftwerke, die kurzfristig ihre Leistung auf dem Reservemarkt reduzieren können, bieten auf dem Reservemarkt nun nur negative Regelleistung an, sofern sie mindestens ihren Verlust am Spotmarkt kompensiert bekommen. WEA-Betreiber müssen in solchen Ausnahmesituationen, in denen die Spotmarktpreise unter Null liegen, keine Abwägung treffen. Ihre Erzeugung wird in jedem Fall durch Einspeisevergütung gefördert. Diese Marktverzerrung führt auf dem Reservemarkt zu einer Knappheit von Flexibilität bei der negativen Regelleistung. Dieser Umstand ist z.B. durch das Angebot von EE-Anlagen auf dem Reservemarkt zu lösen. Im Optimierungsmodell ist dieser Sonderfall berücksichtigt.

21.4 Anreizkompatibilität der Vergütungssätze für Regelleistungsbereitstellung und Regelleistungabruf für EE Anlagen

21.4.1 Regelleistungsbereitstellung bei aktueller Gesetzeslage

Für die Bereitstellung von Regelleistung im Rahmen des EEG ist es fraglich, ob die gleichzeitige Vermarktung von Regelleistung mit dem EEG vereinbar ist. Probleme können sich insbesondere hinsichtlich des Doppelvermarktungsverbotes nach § 56 Abs. 1 EEG sowie in Bezug auf das Vorrangprinzip nach §§ 2, 8 EEG ergeben.

Bei der Bereitstellung von positiver Regelleistung durch den Anlagenbetreiber wird ein Teil der Leistung zurückgehalten und kann somit nicht nach EEG vergütet werden. Bei der Bereitstellung von negativer Regelleistung und der gleichzeitigen Vermarktung des Stroms nach EEG, ist der § 56 Abs. 1 EEG jedoch ebenfalls nicht einschlägig, da der Strom eben nicht doppelt vermarktet wird, sondern lediglich die Option des Drosselns der Leistung zusätzlich verkauft wird. Bei einer tatsächlichen Reduktion der Energie würde sodann keine Vergütung nach EEG mehr erfolgen. Der Anlagenbetreiber verliert in diesem Fall seine Einspeisevergütung. Ebenso wenig verstößt der Optionsvertrag gegen das im EEG fundamentale Vorrangprinzip. Zwar ist vorliegend die Ausnahmeregelung des § 8 Abs. 3 EEG nicht einschlägig. Allerdings wird durch den Optionsvertrag weder zu Lasten des Anlagenbetreibers noch zu Lasten des Netzbetreibers von den Regelungen des EEG abgewichen, was ein Verstoß gegen § 4 Abs. 2 EEG bedeuten würde. Zudem betrifft das Vorrangprinzip und deren Ausnahmeregelungen nur die Situation, dass der EE-Anlagenbetreiber Kapazitäten anbietet, sich der Netzbetreiber allerdings bereit zeigt, diese auch vorrangig abzunehmen. Vielmehr fehlt es im Falle der, wenn auch einseitigen, Optionsziehung bereits an dem Angebot des EE-Anlagenbetreibers.

21.4.2 Aktuelle politische Diskussion

In der neuen Fassung des EEG ist eine Wahloption zur Direktvermarktung vorgesehen, in der sich jeder Betreiber im Vormonat entscheiden muss, ob er im Folgemonat eine Förderung durch das EEG in Anspruch nehmen möchte oder ob er seinen regenerativ erzeugten Strom selbst vermarkten möchte.¹⁷⁶ Um die oben angesprochene Vergütungsdifferenz zu schließen, behält sich der Gesetzgeber vor, eine zusätzliche Marktprämie über eine Verordnungsermächtigung zu gewähren über die derzeit diskutiert wird. Mit dieser Gesetzeslage nähert sich die Förderpolitik dem spanischen Fördersystem an, in der die Wahloption zwischen fester Einspeisevergütung und „Marktoption“ seit 1998 besteht.¹⁷⁷

Unter dieser Marktoption ist es grundsätzlich denkbar, dass sich einige Betreiber entscheiden, zusätzlich zum Spotmarkt Ihre Stromvermarktung auf die Regelleistungsmärkte auszudehnen. Dabei unterliegt diese Entscheidung einem betriebswirtschaftlichen Kalkül, welches dem jeweiligen Marktdesign unterliegt. Das Ergebnis dieses Kalküls kann unter Umständen von dem volkswirtschaftlich optimalen Ergebnis abweichen. Sollte dies der Fall sein, sind grundsätzliche Überlegungen einer Anpassung des Marktdesigns empfehlenswert.

21.5 Betreibersicht

Zur Bereitstellung positiver Regelleistung müsste ein EE-Betreiber die Anlage gedrosselt einspeisen lassen. Da die Energiebereitstellung der WEA von den Wetterbedingungen abhängt und somit nicht frei geregelt werden kann, müsste man aufgrund der oben beschriebenen Drosselung der WEA zunächst verfügbare Energie „verschwenden“, um positive Regelleistung

¹⁷⁶ Darüber hinaus hat der Bundesrat am 6. Juni 2008 den zuständigen Ministerien das Recht eingeräumt eine Verordnungsermächtigung zu erlassen, in der die ÜNB den EEG Strom am Großhandel direkt zu vermarkten und somit die vertikale Abwälzung zu den Händlern entfällt.

¹⁷⁷ Royal Decree 2818/1998.

gie anbieten zu können. Unter der aktuellen EE-Förderung würde dieses Verhalten zu einer Reduzierung der Fördersumme führen und wäre somit für einen betriebswirtschaftlich orientierten EE-Betreiber keine Option. Dennoch könnte es unter Umständen volkswirtschaftlich zu einem effizienterem Ergebnis führen, wenn EE-Betreiber positive Regelle Energie anböten. EE-Betreiber unterliegen somit den bereits beschriebenen Bedingungen des Regelle Energiemarktes und dem eigenen betriebswirtschaftlichem Kalkül. Eine Bereitstellung wäre denkbar, wenn folgende Bedingung erfüllt wäre:

$$\text{EEG-Vergütung} \leq \text{LP} + \text{AP} * p(\text{AP}), \quad (21-1)$$

Bzw. die Gleichung 21-2 bei der Direktvermarktung

$$\text{Spotpreis} + \text{Marktprämie} \leq \text{LP} + \text{AP} * p(\text{AP}), \quad (21-2)$$

mit LP als Leistungspreis, AP als Arbeitspreis und $p(\text{AP})$ der Wahrscheinlichkeit des Regelle Energieabrufs, die vom gebotenen Arbeitspreis abhängig ist, da der Abruf der aufsteigenden Reihenfolge der angebotenen Preise entspricht.

Aus dieser Gleichung ist ersichtlich, dass ein Betreiber nur bereit wäre, seine Anlage zu drosseln um positive Regelle Energieleistung vorzuhalten, wenn die Summe aus Leistungspreis und einem mit der Abrufwahrscheinlichkeit gewichtetem Arbeitspreis, mindestens der alternativen Vergütung (hier Spotpreis + Marktprämie, alternativ EEG Vergütung) entspricht.

Bei einer negativen Regelle Energiebereitstellung sieht der Fall etwas anders aus. Die Bereitstellung der negativen Regelle Leistung kann als kostenlos angesehen werden, da bei einer Anlage, die technisch darauf ausgelegt ist, keine Zusatzkosten der Vorhaltung entstehen. Der negative Regelle Energieabruf müsste allerdings mindestens in der Höhe der entgangenen Vergütung (wiederum Spotpreis + Marktprämie, alternativ EEG Vergütung) entlohnt werden, da dies in diesem Fall die Opportunität darstellt.

21.6 Potentiale von Regelle Leistungsbereitstellung durch Biomasseanlagen

Die von Biomasseanlagen eingespeiste Leistung lässt sich, wegen der geringeren Masse der Turbinen/Motoren und Generatoren, in der Regel flexibler steuern als vergleichbare Großkraftwerke. Aus diesem Grund sind Biomasseanlagen prinzipiell für die Bereitstellung von Regelle Leistung geeignet, da sie verhältnismäßig schnell Leistungsänderungen vollziehen können. Die Fähigkeit hohe Leistungsgradienten zu vollziehen ist jedoch bei Biomasse-Dampfkraftwerken auf den Teillastbereich beschränkt, da der externe Verbrennungsprozess kein schnelles Anlaufen zulässt. Biomasseanlagen mit interner Verbrennung in Blockheizkraftwerken (BHKW) können zusätzlich noch relativ schnell angefahren werden (Kalt- bzw. Warmstart), weshalb sie als reine Regelle Leistungskraftwerke einsetzbar wären. Die Generatoren der BHKW werden in der Regel durch Gas-Otto-Motoren, zum Teil aber auch durch Zündstrahlmotoren und Mikrogasturbinen angetrieben. Die folgenden Angaben zu den möglichen Anlaufzeiten und Leistungsgradienten von BHKW variieren für die unterschiedlichen BHKW-Typen und Festlegungen der Belastungsgrenzen durch den Betreiber.

Die **Anlaufzeiten von Gasmotoren** auf Nennleistung (Kaltstart) dauern für die meisten BHKW-Typen mit Gasmotoren zwischen 2 und 10 Minuten¹⁷⁸. Das Anfahren eines speziellen Zündstrahldiesel-Motors auf seine Nennleistung von 250kW dauert etwa 14min¹⁷⁹. Diese Dauer setzt sich aus 30s Leerlauf, 3min Synchronisation, 30s Warmlaufen auf 5% der Nennleistung und 10min Hochlaufen zusammen. Das Regulärabschalten dauert 4min, das Schnellabschalten erfolgt sofort. Ein spezielles, schnell regelbares, kleines BHKW benötigt insgesamt ca. 2,5min für das Anfahren auf Nennleistung¹⁸⁰. Dieser Vorgang setzt sich zusammen aus Vorglühen, 10s Starten, 5s Anlaufphase, 60s Synchronisation, 30s Warmlaufen und 15s Hochfahren auf Nennleistung. Das Herunterfahren erfolgt in 15s. Weitere Biogasanlagen können innerhalb von ca. 90s auf ihre Nennleistung gebracht werden, wenn die Generatoren bereits netzsynchronisiert wurden¹⁸¹.

Die **Anlaufzeiten von Mikrogasturbinen** liegen zwischen 1 und 10 Minuten¹⁸². Eine mit Biogas betriebene Capstone-Mikrogasturbine benötigt bei einem Kaltstart 3,3min um auf ihre Nennleistung von 30kW kommen¹⁸³. Bereits nach ca. 2,3min erreicht sie schon 90% ihrer Leistung. Die Regelgeschwindigkeit beträgt etwa 0,2 bis 0,5kW/s, bzw. 55 bis 49%/min beim Hochfahren und ca. 92 bis 85%/min beim Runterfahren. Beim Ausschalten speist die Turbine bereits nach 26s keinen Strom ins Netz ein. Der gesamte Ausschaltvorgang dauert aber ca. 10,5min.

BHKW fallen im Durchschnitt drei bis fünf Mal im Jahr wegen einer Störung, also nicht wegen Ausschaltens für geplante Wartungsarbeiten, aus. Die **Zeitverfügbarkeit** beträgt mehr als 95%¹⁸⁴. Neben den Störungen am BHKW können im Fall von Biogasanlagen aber auch weitere technische Störungen auftreten, welche die Gasbildung und damit indirekt auch die elektrische Leistung beeinträchtigen. Bezüglich eines kurzfristigen Ausfalls der Biogasverstromung ist jedoch die BHKW-Verfügbarkeit als entscheidendes Kriterium zu werten¹⁸⁵. Im Fall von Biomethan-BHKW, welche aufbereitetes Biogas aus dem Erdgasnetz beziehen, sind Störungen bei der Gasbildung aufgrund der Pufferung durch das Gasnetz für den Betrieb des BHKW nicht weiter relevant.

Aufgrund der Forderung nach einem Regelband von +/-2 MW pro Anlage können derzeitige Biomasseanlagen nicht an der **Primärregelung** teilnehmen. Die Teilnahme an der **Sekundärregelung** ist mit einem entsprechend geregelten Anlagenpool für alle Biomasseanlagen im Teillastbetrieb und für einige BHKW auch im Kalt-/ Warmstart möglich. Die Bereitstellung von **Minutenreserveleistung** kann mit einem entsprechend geregelten Anlagenpool von allen Biomasseanlagen im Teillastbetrieb und von allen BHKW im Kaltstart erfolgen.

¹⁷⁸ Evonik-Power-Saar (2008)

¹⁷⁹ Gerhardt (2009)

¹⁸⁰ MSR-Elektronik (2008)

¹⁸¹ Wert Biogas (2010)

¹⁸² Hasche et al. (2006)

¹⁸³ Setiawan (2005)

¹⁸⁴ Suttor (2006)

¹⁸⁵ Gerhardt (2009)

Durch eine **Nennleistungserhöhung** (z.B. durch Zubau eines weiteren BHKW) und die Nutzung von Biogasspeichern kann Einspeisung von Biogasanlagen flexibilisiert und somit die Bereitstellung von Regelleistung ermöglicht werden ohne die Verstromung des erzeugten Biogases zu reduzieren¹⁸⁶. Dies könnte die Erlöse der Anlagen erhöhen. Durch die derzeitige staatliche Förderung entsteht den Anlagenbetreibern allerdings kein Vorteil aus einer solchen Bereitstellung, weswegen eine Bereitstellung von Regelleistung bisher nicht erfolgt.

Die im derzeitigen Anlagenbestand verfügbare **Biogas-Speicherkapazität** dient zurzeit vornehmlich zum Abgleich zwischen Schwankungen der Gasproduktion und dem kontinuierlichen Verbrauch des BHKW. Daher beschränken sich die bevorrateten Volumina auf eine Menge, die bis zu 4 Stunden Betrieb bei der für den Dauerbetrieb ausgelegten Nennleistung erlauben. Eine Steigerung der Speichermenge ist wegen der Kosten (derzeit ca. 30-80€/m³ Rohbiogas) und genehmigungsrechtlichen Problemen nur schwer über eine Kapazität von 10h realisierbar. Durch die Beschränkung der Speicherkapazität ist auch die Höhe der Regelleistung, die eine Biogasanlage anbieten kann, in Abhängigkeit der erforderlichen Dauer der Regelleistungsbereitstellung begrenzt.

Bei Anschluss von Biomasseanlagen an das **Erdgasnetz** mit seiner Speicherfunktion besteht diese Begrenzung lediglich in der vom Gasnetzanschlusspunkt lieferbare Feuerungswärmeleistung. Im Vergleich zu den 0,04 TWh_{el}, Speicherkapazität des heutigen Stromnetzes (v.a. der Pumpspeicherkraftwerke) zeichnet sich das Erdgasnetz mit 220 TWh_{th}, was einer elektrischen Kapazität von ca. 130 TWh_{el} bei der Gasverstromung in GuD-Kraftwerken entspricht, als wichtiger Großspeicher ab, zumal sich weitere 65 TWh_{th} im Zubau befinden¹⁸⁷. Die hohe Speicherkapazität des Erdgasnetzes kann es in Zukunft auch als Speicher für erneuerbares Gas, welches nach Wasserstoff-Elektrolyse und Methanisierung aus EE-Strom gewonnen wurde, interessant machen. Derzeit erfolgt bereits zunehmend eine Einspeisung von zu Biomethan aufbereitetem Biogas ins Gasnetz ohne Verstromung vor Ort, da es nur sehr wenige Abnehmer für die Wärme aus Biogasverstromung in ländlichen Gebieten gibt. Durch eine Hydrierung des bei der Methanisierung abgetrennten CO₂ mit EE-Wasserstoff kann die Gasausbeute von Biomethananlagen nahezu verdoppelt werden. Durch die Einspeisung ins Erdgasnetz ist eine Nutzung des Biogases zur KWK-Verstromung oder als Kraftstoff im Verkehr an geeigneten Orten mit Wärmenutzung möglich.

¹⁸⁶ K-Bonus (2009)

¹⁸⁷ Sterner et al (2010)

22 Speicheranwendungen

Ziel:

In diesem Abschnitt wird die Rolle bewährter und neuer Speichertechnologien im Zusammenhang mit der Netzintegration schwankender Einspeisung aus erneuerbaren Energien untersucht. Im Detail werden die Perspektiven für adiabate Druckluftspeicher, chemische Batterien, Redox-flow-Batterien, Superkondensatoren, Wasserstoffspeicher mit Brennstoffzellen, Schwungräder und Pumpspeicher analysiert.

Methodische Vorgehensweise:

Zunächst werden für alle untersuchten Technologien Funktionsweise und technische Charakteristika knapp skizziert. Aus technischen und ökonomischen Parametern ergeben sich bereits Implikationen für die mögliche Fahrweise der Anlagen. Anhand typischer Kostenparameter lassen sich weniger geeignete Technologien ausschließen und potentiell geeignete für eine weiter gehende Wirtschaftlichkeitsanalyse identifizieren.

Speichertechnologien können auf verschiedene Arten das Angebot des konventionellen Kraftwerkspark ergänzen und zur Integration der erneuerbaren Energien beitragen. In Zeiten hohen Winddargebots bei gleichzeitig geringer Last im Stromnetz können Speichertechnologien überschüssige Strommengen auffangen und zu einem späteren Zeitpunkt vermarkten. Als Systemdienstleister können Speicher zudem die gesamte Bandbreite von Minutenreserve über Sekundärregelung bis hin zu Frequenzhaltung abdecken.

22.1 Diabate Druckluftspeicher

Die Technologie der diabaten Druckluftspeicher (CAES) wird in Deutschland bereits seit 1978 im Kraftwerk Huntorf eingesetzt, in den USA gibt es eine große Anlage in McIntosh, Alabama. In CAES Kraftwerken wird Luft zunächst komprimiert und dann in einen unterirdischen Speicher eingeleitet. Die komprimierte und gekühlte Luft wird im Falle des Abrufs in einer Turbine unter Zufeuerung von Erdgas entspannt.

22.1.1 Kosten nach Komponenten

Die größten Kostenblöcke eines diabaten Druckluftspeichers sind Fixkosten für Kompressor, Kaverne und Turbine, die insgesamt mehr als die Hälfte der Investitionskosten ausmachen. Die Anteile der einzelnen Komponenten an den Gesamtkosten unterscheiden sich je nach Konfiguration der Anlage. Die Kosten für einen 180 MW Kompressor betragen in einer beispielhaften Anlagenkonfiguration etwa 30 Mio. EUR, für eine 260 MW Turbine etwa 15 Mio. EUR. Eine Kaverne zur Speicherung von 1 GWh Strom weist Investitionskosten von etwa 20 Mio. EUR auf.¹⁸⁸

¹⁸⁸ Gatzert (2008).

22.1.2 Technische Konfiguration

Die Konfiguration einer CAES-Anlage ist von ökonomischen Rahmenbedingungen abhängig. Je nach Einsatzgebiet (regulärer Strommarkt, Systemdienstleistungen) und Marktumfeld (Spread zwischen Peak und Off-Peak-Strompreisen) unterscheidet sich das optimale Verhältnis zwischen Kompressoren und Turbinen. In Deutschland beträgt es nach EWI-Berechnungen auf Basis von historischen Spotmarktpreisen etwa 1:0,7. Für die Zukunft sind auch andere optimale Verhältnisse denkbar. Das Kraftwerk in Huntorf verwendet Kompressoren mit einer Leistung von insgesamt 62 MW. Das Kraftwerk in Huntorf verwendet Kompressoren mit einer Leistung von insgesamt 62 MW bei einer Turbinenleistung von 320 MW und zwei Volllaststunden Speichervolumen. Bei geeigneter geologischer Konstellation könnte ein Druckluftspeicher auch in der Größenordnung von mehr als 12 Volllaststunden konstruiert werden. Bei einer Fahrweise im Peak-Shaving und in der Regelenergiebereitstellung ist eine höhere Speichergröße allerdings nur selten wirtschaftlich, da das zusätzliche Speichervolumen nur wenige Stunden im Jahr in Anspruch genommen wird.

22.1.3 Technische Parameter

Das Anfahrverhalten eines Druckluftspeichers ähnelt den Vorgängen in einer Gasturbine, folglich sind auch kurzfristige Strommarktprodukte wie Systemdienstleistungen denkbar. Die Anfahrkosten entsprechen etwa denen einer Gasturbine, der Verschleiß bei zahlreichen An- und Abfahrvorgängen ist gering. Der Wirkungsgrad einer CAES-Anlage lässt sich ermitteln, indem der zur Kompression eingesetzte Strom und das eingesetzte Erdgas ins Verhältnis zur Stromerzeugung in der Turbine gesetzt werden. Es ergibt sich ein Wirkungsgrad von gut 50 %. CAES-Anlagen erfüllen die technischen Anforderungen der Minutenreservemärkte. Sie können sowohl als Akteure am Spotmarkt als auch als Bereitsteller von Systemdienstleistungen auftreten.

22.1.4 Geographische Verteilung potenzieller Standorte

Druckluftspeicher lassen sich nur dort errichten, wo geeignete geologische Konstellationen vorliegen. Zur Kurzfristspeicherung sind Salzkavernen besser geeignet als Aquifere, da die Entnahme schnell erfolgen kann und häufige Lade- und Entladezyklen besser möglich sind. Im Rahmen der Studie wird der geographische Schwerpunkt auf einen Küstenstreifen von etwa 50 km entlang der Küste gelegt. An der Nordsee und auch unter der Nordsee sind verschiedene Salzstöcke vorhanden. Im Ostseebereich bestehen kaum geeignete Speicherstandorte. Die Potenziale sind zur Druckluftspeicherung ausreichend, um mehrere 200-MW-Kraftwerke zu errichten. Es besteht jedoch eine Nutzungskonkurrenz zu Gasspeichern, die an mehreren theoretisch gut geeigneten Standorten bereits bestehen. Weitere Einschränkungen bestehen dahingehend, dass bei der Errichtung eines Speichers große Mengen an gesättigter Salzsole anfallen, die nur in Salz- oder Brackwasser entsorgt werden können. Falls der Speicher nicht in der Nähe geeigneter Gewässer errichtet wird, muss für die Dauer der Konstruktion ein Pipelinesystem für das Abwasser aufgebaut werden, was die Investitionskosten ansteigen lässt. An einem Standort muss ein Zugang zu Erdgas bestehen bzw. eine Pipelineanbindung installiert werden, um die Zusatzbefeuerung zu gewährleisten.

22.1.5 Bewertung

Mit diabaten Druckluftspeichern können große Energiemengen untertägig zwischengespeichert werden, je Anlage beträgt das potenzielle Speichervolumen mehrere GWh. Außerdem können CAES-Anlagen Systemdienstleistungen bereitstellen. Ein mögliches Hindernis für den wirtschaftlichen Betrieb als Peak-Shaver ist der niedrige Gesamtwirkungsgrad von etwa 50% gegenüber wesentlich höheren Wirkungsgraden anderer Speichertechnologien (s.u.). Ob diabate Luftdruckspeicher eine kostengünstige Möglichkeit zur Flexibilisierung des Stromerzeugungssektors darstellen, wird in einer Sensitivitätsrechnung unter Berücksichtigung der in Tabelle 22-1 angegebenen Parameter untersucht.

Tabelle 22-1: Beispiel technischer und wirtschaftlicher Parameter diabater Druckluftspeicher

Diabate Druckluftspeicher (CAES)				
Speichervolumen in Volllaststunden	3	6	9	15
Speichergröße (Mwh)	1.000	2.000	3.000	5.000
Investitionskosten [€/kW]	550	600	650	750
Kapazität Ladevorgang [MW]	150	150	150	150
Kapazität Entladevorgang	300	300	300	300
Wirkungsgrad beim Laden	60%	60%	60%	60%
Wirkungsgrad beim Entladen	95%/77%	95%/77%	95%/77%	95%/77%
Anlagenwirkungsgrad	53%	53%	53%	53%
Technische Lebensdauer [a]	40	40	40	40

Quelle: Gatzen (2008)

22.2 Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke

Adiabate Druckluftspeicher („Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage – AA-CAES“) sind eine Weiterentwicklung der Druckluftspeicher. Die bei der Kompression anfallende Wärme wird nicht abgeleitet, sondern in einem Wärmespeicher aufgefangen. Bei der Ausspeisung von Strom wird die Wärme der Druckluft wieder zugeführt, sodass eine Zusatzbefehuerung mit Erdgas in der Turbine entfällt. Die Speicher haben dadurch einen höheren Wirkungsgrad von etwa 70%.¹⁸⁹ Zudem braucht ein AA-CAES-Kraftwerk auch keinen Erdgasnetzanschluss. Bei adiabaten Speichern kann auf dieselben Kavernen an den gleichen Standorten wie bei diabaten Speichern zurückgegriffen werden.

Anlagen sind derzeit noch nicht realisiert, es sind jedoch konkrete Projekte zur Entwicklung eines adiabaten Speicher-Kraftwerks in Planung. Die Grundlagen der Technologie sind weitgehend erforscht, Wärmespeicher und Kompressoren in einer solchen Konstruktion jedoch noch in der Entwicklungsphase. Über das tatsächliche Einsatzverhalten von adiabaten Druckluftspeichern besteht noch Unsicherheit.

¹⁸⁹ Vgl. Gatzen (2008)

22.2.1 Kosten nach Komponenten

Auch zur Erschließung eines Druckluftspeichers muss eine Kaverne zur Verfügung stehen. In der Kaverne, in diesem Beispiel in einem Salzstock, wird die komprimierte Luft gespeichert. Die Speicherfähigkeit in MWh ist proportional zur Speichergröße in m³. Analog zu den Kavernen für diabate Speicher ist von Investitionskosten von etwa 20 Mio. EUR bei einer Anlage ähnlicher Konfiguration auszugehen.

Die Dampfturbinen zur Stromerzeugung entsprechen herkömmlichen Gasturbinen, müssen jedoch technisch angepasst werden, um den Anforderungen eines Druckluftspeichers gerecht zu werden. Grundsätzlich können die Beschaffungskosten für Gasturbinen der jeweiligen Größenordnung angesetzt werden. Als Kompressoren eignen sich Radialkompressoren für die Anforderungen im Hochdruckteil des Kompressors, im Niederdruckteil eignen sich Axialkompressoren [Zunft 2005]. Es sind jedoch auch hier technische Weiterentwicklungen erforderlich.

Der größte Kostenbestandteil eines AA-CAES-Kraftwerkes ist der thermische Speicher. Bei der günstigsten Technologie macht der Wärmespeicher bei geringer Speichergröße (unter acht Volllaststunden) etwa 25 % der gesamten Investitionskosten aus. Die Kosten des thermischen Speichers verhalten sich etwa linear zur gewählten Anlagengröße. Technisch ausgereifte thermische Speicher für die Anwendung in einem AA-CAES-Speicher sind derzeit noch nicht verfügbar, es besteht eine Kostenunsicherheit in den gewählten Annahmen. Die in Tabelle 10 beispielhaft aufgeführten Investitionskosten eines AA-CAES-Kraftwerks basieren auf abgeschlossenen Forschungsstudien und geben einen Anhaltspunkt für die relevanten Größenordnungen. Von den derzeit höheren Kosten einzelner Komponenten infolge eines aktuell angespannten Marktes wird angenommen, dass sie mittelfristig wieder sinken. Die unterstellte Konfiguration besteht aus einer 260 MW-Turbine, einem 180 MW-Kompressor sowie einer Speicherdimensionierung von vier Volllaststunden (1 GWh).

Tabelle 22-2: Beispiel für Investitionskosten eines AA-CAES-Kraftwerks

Investitionskosten AA-CAES (EUR)	
Kaverne	20.000.000
Turbine	15.000.000
Kompressor	30.000.000
Thermischer Speicher inkl. Kühler	55.000.000
sonstige Kosten	70.000.000
Summe	190.000.000

Quelle: EWI

22.2.2 Technische Konfiguration

Die Konfiguration eines adiabaten Druckluftspeichers ist flexibel: Sowohl das Verhältnis aus Turbinen- und Kompressorleistung als auch die Speichergröße in Volllaststunden ist je nach Marktumfeld variabel. Die Turbine wird in der Regel eine höhere Leistung aufweisen als der Kompressor, da die Speicherentladung schneller erfolgen soll als die Einspeicherung. Neben technischen Restriktionen wie der maximalen Kompressorgröße gehen Strompreis-Spreads,

Regelenergie-Marktdesigns und andere ökonomische Rahmenbedingungen in die Bestimmung einer optimalen Konfiguration einer Anlage ein.¹⁹⁰

In der DENA II – Studie erfüllt die Speicherkonfiguration für die Szenarienanalysen zwei wesentliche Ansprüche:

1. Deckung der Leistungsspitze von (ansonsten nicht integrierbarer) Windleistung im Jahr 2020 durch ausreichende Kompressorkapazität
2. Gewährung eines ausreichenden Speichervolumens zur Integration überschüssiger Energie in mehreren aufeinander folgenden Stunden ohne Entlademöglichkeit.

Technisch eignen sich AA-CAES-Kraftwerke sowohl zum Peak-Shaving als auch als Regelkraftwerk. Die Anfahrzeiten sind mit denen diabater Druckluftspeicher vergleichbar und lassen eine Teilnahme am Minutenreservemarkt zu.

22.2.3 Bewertung

Die adiabate Druckluftspeichertechnologie wird perspektivisch in den kommenden Jahren technisch verfügbar sein. Während einzelne Komponenten bereits heute technisch ausgereift sind (Kaverne), besteht bei anderen (Wärmespeicher, Kompressor, Turbine) noch Entwicklungspotenzial.

Adiabate Druckluftspeicher weisen relativ niedrige Investitionskosten auf, haben relativ hohe Wirkungsgrade, geringe An- und Abfahrzeiten sowie hohe Speichervolumina, die einen Ausgleich fluktuierender Erzeugung ermöglichen. Die Standortgebundenheit fällt kaum negativ ins Gewicht, da Speichertechnologien ohnehin vorrangig im norddeutschen Raum die Netzintegration fluktuierender Windeinspeisung unterstützen sollen.

Tabelle 22-3: Beispiel für technische und ökonomische Parameter eines AA-CAES-Kraftwerks

	Adiabate Druckluftspeicher (AA-CAES)			
Speichervolumen in Volllaststunden	3	6	9	14
Speichergroße (Mwh)	1.000	2.000	3.000	5.000
Investitionskosten [€/kW]	700	750	800	900
Kapazität Ladevorgang [MW]	150	150	150	150
Kapazität Entladevorgang	300	300	300	300
Wirkungsgrad beim Laden	81%	81%	81%	81%
Wirkungsgrad beim Entladen	86%	86%	86%	86%
Anlagenwirkungsgrad	70%	70%	70%	70%
Technische Lebensdauer [a]	40	40	40	40

Quelle: EWI, Gatzert (2008)

Adiabate Druckluftspeicher werden als Alternative zum Netzausbau im Rahmen modellgestützter Analysen für verschiedene Szenarien berücksichtigt.

¹⁹⁰ Als Orientierung dient die durch die EU geförderte Studie „Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage“ (ENK6-CT-2002-000611), in der verschiedene Anlagenkonfigurationen auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht wurden.

22.3 Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle

Wasserstoffspeicher stehen noch am Anfang ihrer Entwicklung als Speichertechnologie im großtechnischen Maßstab. Das Gas wird derzeit in vergleichsweise kleinen Mengen für industrielle Zwecke gewonnen, meist aus Erdgas oder Öl. Mit Hilfe von elektrischem Gleichstrom kann Wasserstoff in Elektrolyseuren auch aus Wasser produziert werden. Große Hoffnung legt die Forschung auf die Hochtemperaturelektrolyse, weil sie vergleichsweise wenig Strom verbraucht, allerdings haben die Prototypen bisher eine sehr kurze Lebenszeit. Membranelektrolyseure arbeiten mit Edelmetallen und sind deshalb sehr teuer. Die weitverbreitetste und günstigste Methode ist die alkalische Wasserelektrolyse. Sie eignet sich auch für große Anlagen. Der Wirkungsgrad ist in den vergangenen Jahren gestiegen und liegt derzeit bei 60-70%. Er soll in Zukunft weiter wachsen. Die H₂-Produktion in Elektrolyseuren eignet sich gut für Speicher, weil sie einen guten Teillast-Wirkungsgrad aufweisen.

Um das gespeicherte Gas zu verstromen, kann es Erdgas beigemischt werden oder als reiner Wasserstoff in GuD-Anlagen verarbeitet werden. Brennstoffzellen eignen sich zumindest in naher Zukunft nicht für große Systeme. Mögliche Technologien wie die Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle (PEFC) oder die Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) sind sehr teuer und bisher nur im kleinen Maßstab erprobt oder noch im Entwicklungsstadium.¹⁹¹

22.3.1 Kosten nach Komponenten

Der größte Kostenblock beim Bau von Wasserstoff-Speichern ist der Elektrolyseur. Die heutigen Kosten von etwa 1000€/kW sollen zwar durch Skaleneffekte stark sinken, trotzdem sind die Speicher im Vergleich zu anderen Techniken sehr teuer. Für die Kavernenkosten wurden die gleichen Annahmen getroffen wie für Druckluftspeicher. Dieser Kostenblock ist im Vergleich zu der Konfiguration von Druckluftspeichern sehr viel geringer, da die Energiedichte von Wasserstoff weit höher liegt als die von Luft. Während Druckluftspeicher knapp 3 kWh/m³ speichern können, liegt der Wert für Wasserstoff bei 163 kWh/m³ (vgl. Abschnitt 23.9.3).

22.3.2 Technische Konfiguration

Mit einer GuD-Anlage zur Rückverstromung kann der Gesamtwirkungsgrad eines Wasserstoffspeichers bei knapp unter 40% liegen - im Optimalfall.¹⁹² Für die Berechnungen in dieser Studie wurde auf Basis von früheren EWI-Studien¹⁹³ ein Gesamtwirkungsgrad von 32% verwendet.

Die Konfiguration eines Wasserstoffspeichers ist relativ flexibel. Durch ihre technischen Eigenschaften eignet sich die Technik insbesondere für höhere Speichervolumen in Volllaststunden. Der sehr niedrige Wirkungsgrad lässt kein Peak-Shaving zu. Die Investitionskosten müssen über andere Produkte amortisiert werden. Anwendungsgebiete sind eher saisonale

¹⁹¹ Vgl. Wietschel et al. (2010), S. 568f.

¹⁹² Vgl. Wietschel et al. (2010), S. 568f.

¹⁹³ Gatzert (2008)

Speicher als tägliche. Wasserstoffspeicher werden mit dem angegebenen Parametern in die Modellrechnungen integriert, da ihnen ein großes Potenzial zugeschrieben wird.

Tabelle 22-4: Beispiele für technische und ökonomische Parameter für Wasserstoffspeicher

	Wasserstoff / Brennstoffzelle			
Speichervolumen in Volllaststunden	2,5	5	12	24
Speichergroße (Mwh)	1.000	2.000	5.000	10.000
Investitionskosten [€/kW]	2.300	2.350	2.450	2.700
Kapazität Ladevorgang [MW]	300	300	300	300
Kapazität Entladevorgang	300	300	300	300
Wirkungsgrad beim Laden	70%	70%	70%	70%
Wirkungsgrad beim Entladen	45%	45%	45%	45%
Anlagenwirkungsgrad	32%	32%	32%	32%
Technische Lebensdauer [a]	10	10	10	10

Quelle: EWI, Gatzert (2008)

22.4 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke sind schon seit mehreren Jahrzehnten technisch verfügbar und werden weltweit eingesetzt. Sie sind die einzige heute schon wirtschaftliche Technologie zur Speicherung von Strom in großem Maßstab. Ein Ausbau ist in Deutschland nur schwer möglich, da mögliche Standorte bereits besetzt sind oder ein Zubau ökologisch umstritten ist. Zubauentscheidungen fallen nicht auf Basis von wirtschaftlichen, sondern aufgrund von politischen Entscheidungsprozessen und werden dem Modell deshalb exogen vorgegeben. In dieser Studie werden bis 2020 nur zusätzliche Pumpspeicher-Kapazitäten berücksichtigt, die bereits im Bau oder durch Repowering-Maßnahmen zu erwarten sind. Weitere Projekte, die bis 2020 fertiggestellt werden sollen, befinden sich in einem unsicheren Planungsstatus. Um die Konsequenzen von Großprojekten wie das Pumpspeicherwerk Atdorf (1400 MW) oder Riedl (300MW) und weiterer Anlagen in Österreich und der Schweiz für den Betrieb des Übertragungsnetzes zu ermitteln, wurde eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt (Kapitel 14).

Tabelle 22-5: Beispiele für technische und ökonomische Parameter für Pumpspeicherkraftwerke

	Pumpspeicher			
Speichervolumen in Volllaststunden	4	9	15	28
Speichergroße (Mwh)	1.000	2.000	5.000	10.000
Investitionskosten [€/kW]	700	750	900	1.200
Kapazität Ladevorgang [MW]	300	300	300	300
Kapazität Entladevorgang	300	300	300	300
Wirkungsgrad beim Laden	86%	86%	86%	86%
Wirkungsgrad beim Entladen	88%	88%	88%	88%
Anlagenwirkungsgrad	76%	76%	76%	76%
Technische Lebensdauer [a]	70	70	70	70

Quelle: EWI, Gatzert (2008)

22.5 Schwungräder (Flywheels)

Schwungräder werden in mobilen Anwendungen eingesetzt um beispielsweise Bremsenergie zu speichern. In Zügen oder Kraftfahrzeugen kann in mechanischen Schwungrädern die im Bremsvorgang freigesetzte Energie gespeichert und anschließend in Form von Elektrizität wieder freigegeben werden. Im Falle des Abrufs fungiert ein Schwungrad als Motor. Kleinere Anwendungen sind technisch ausgereift, bei größeren Anlagen sind noch technische Entwicklungen zu erwarten.

Die Technik kann sehr kurzfristig und flexibel eingesetzt werden. Aufgrund ihrer Konstruktion als mechanischer Speicher ohne chemisches Medium können Schwungräder für zahlreiche Lade- und Entladevorgänge genutzt werden, ohne dass ein Verschleiß an der Anlage auftritt. Schwungräder mit Speichermöglichkeiten von bis zu 100 kWh können modularisiert zu Anlagengrößen von mehreren MW zusammengefasst werden. Sie erreichen Wirkungsgrade von über 90%, entladen sich jedoch recht schnell selbst (mehrere Prozent pro Stunde). Für eine großtechnische Anwendung sind die Speichergrößen von Schwungrädern derzeit zu gering, deswegen werden sie nicht in Modellrechnungen berücksichtigt.

22.6 Chemische Batterien

Für kleinere Anwendungen gibt es eine Vielzahl von ausgereiften Technologien für aufladbare Batterien. Einige Batteriearten können auch im großtechnischen Maßstab verwendet werden, beispielsweise Blei- und Nickel-Cadmium-Batterien sind im zweistelligen MW-Bereich realisierbar. Genutzt wurden solche Systeme bereits in größeren Inselsystemen oder für Netzdienstleistungen in den USA.

Tabelle 22-6: Beispiel für technische Parameter ausgewählter Batteriespeicher

	Bleisäure	Nickel-Cadmium	Natrium-Schwefel	Lithium-Ionen	Na-Nickel-Chlorid
maximale Leistung	> 10 MW	> 10 MW	> 1 MW	> 10 kW	> 1000 kW
Ladezyklen	500 bis 1.500	2.500	2.500	> 10000	> 2500
Wirkungsgrad	80%	70%	bis zu 90%	95%	90%

Quelle: EWI, Gatzert (2008)

22.6.1 Technische und ökonomische Eigenschaften

Chemische Batterien weisen äußerst schnelle Reaktionszeiten auf, innerhalb weniger Millisekunden können sie ihre volle Leistung abrufen. Es fallen Speicherverluste an, die 5% der gespeicherten Energie pro Monat betragen können. Die Wirkungsgrade chemischer Batterien sind mit Werten von teilweise über 95% sehr hoch. Jedoch verringert sich mit jedem Ladezyklus die Lebensdauer einer Batterie, sodass bei regelmäßiger Nutzung nach drei bis zwölf Jahren die technische Nutzungsdauer erschöpft ist. In diesem Zeitfenster müssen sich die Investitionen in einen Batteriespeicher amortisiert haben. Bei einer Dimensionierung von ein bis zwei Volllaststunden fallen Investitionskosten in Höhe von 1.200 bis 1.500 EUR pro kW an. Hiermit sind Batterien deutlich teurer als Druckluftspeicher und weisen zudem noch eine wesentlich kürzere Lebensdauer auf.

22.6.2 Bewertung

Zum Peak-Shaving sind Batteriespeicher vergleichsweise wenig geeignet, da trotz hohen Wirkungsgrades ein starker Verschleiß der Anlage entsteht, wenn sie häufig geladen und entladen wird. Mögliche Anwendungen bestehen hingegen in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen oder im Inselbetrieb. In der Bereitstellung von Systemdienstleistung steht hier vor allem die Leistungsvorhaltung im Vordergrund, regelmäßige Abrufe würden sich ebenso auf die Lebensdauer niederschlagen wie regelmäßiges Peak-Shaving. Aufgrund der schnellen Abrufzeit können Batteriespeicher auch für kurzfristige Regelprodukte genutzt werden. Zur Integration der erneuerbaren Energien können herkömmliche Batteriespeicher jedoch keinen großen Beitrag leisten und werden folglich in den Modellrechnungen nicht weiter untersucht.

22.7 Redox Flow Batterien

Redox-Flow-Batterien verwenden eine heute verfügbare Technologie, alle Komponenten sind technisch ausgereift. In Abgrenzung zu konventionellen chemischen Batterien bestehen sie aus einem Konverter und einem getrennten Speicher, was die Konfiguration flexibilisiert.

22.7.1 Kosten und Einsatzmöglichkeiten

Aufgrund sehr niedriger Anfahrzeiten eignen sich Redox-Flow-Batterien zur Regelenergiebereitstellung. Der hohe Wirkungsgrad ließe Peak-Shaving zu, jedoch ist die Obergrenze an Ladezyklen ein Hemmnis, da jeder Lagevorgang die Lebensdauer negativ beeinflusst. Ebenso wie bei chemischen Batterien ist bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen die Leistungsvorhaltung ein potenzielles Einsatzgebiet- regelmäßige Abrufe würden die Lebensdauer negativ beeinflussen. Die Investitionskosten sind zurzeit mit über 1500 - 4000 EUR pro kW¹⁹⁴ noch sehr hoch. Es bestehen jedoch Potenziale zur Kostenreduktion.

22.7.2 Technische Eigenschaften

Die Trennung in Konverter und Speicher sowie die Art des gewählten Speichers ermöglichen wesentlich mehr Lade- und Entladezyklen als bei herkömmlichen Batterien. Es können über 13.000 Zyklen¹⁹⁵ realisiert werden. Die Anfahrzeiten sind wie bei herkömmlichen Batterien sehr kurz, eine Anlage kann innerhalb von wenigen Millisekunden hochgefahren werden. Wirkungsgrade erreichen 80 %.¹⁹⁶

22.7.3 Konfiguration

Redox-Flow-Speicher lassen eine flexible Anlagenkonfiguration zu. Es können unterschiedliche Kombinationen aus Speichergröße und Konverter gewählt werden. Konverter machen einen relativ hohen Teil der Investitionskosten aus, sodass der Speicher groß dimensioniert werden kann.

¹⁹⁴ Wietschel et al. (2010), S. 574f.

¹⁹⁵ Wietschel et al. (2010), S. 573

¹⁹⁶ Sauer (2009)

22.7.4 Bewertung

Für Standorte von Batteriespeichern gibt es kaum Restriktionen. Redox-Flow-Batterien eignen sich insbesondere aufgrund ihrer kurzen Anfahrzeiten als Anbieter von Systemdienstleistungen. Im großtechnischen Maßstab übersteigen die Investitionskosten die Kosten eines Druckluftspeichers allerdings erheblich.

Tabelle 22-7: Beispiel für technische und ökonomische Parameter für Redox-Flow-Batteriespeicher

	Redox Flow Batterien		
	4	9	15
Speichervolumen in Volllaststunden	4	9	15
Speichergroße (Mwh)	1.000	3.000	5.000
Investitionskosten [€/kW]	2.200	2.300	2.350
Kapazität Ladevorgang [MW]	300	300	300
Kapazität Entladevorgang	300	300	300
Wirkungsgrad beim Laden	90%	90%	90%
Wirkungsgrad beim Entladen	89%	89%	89%
Anlagenwirkungsgrad	80%	80%	80%
Technische Lebensdauer [a]	10	10	10

Quelle: EWI, Gatzert (2008)

22.8 Superkondensatoren

In kleineren Anwendungen sind Superkondensatoren heute technisch verfügbar. Großanwendungen mit einer Energiedichte von über 20 kWh pro m³ befinden sich jedoch noch in der Entwicklungsphase. Während herkömmliche Batterien nach wenigen tausend Ladezyklen nicht mehr nutzbar sind, können in Supercaps weit über 100.000 Ladezyklen realisiert werden. Aufgrund der geringen Energiedichte spielen Superkondensatoren vor allem in mobilen Anwendungen eine Rolle, die hier nicht untersucht werden. Bei einem Wirkungsgrad zwischen 80 % und 95 % weisen sie geringe Betriebs- und Wartungskosten auf. Supercaps entladen sich im hohen Temperaturbereich (>85°C) selbst. Die Kosten zur Konstruktion eines Superkondensators betragen zurzeit etwa 320 EUR/kW. Etwa 40% davon entfallen auf das Speichermodul. Es ist davon auszugehen, dass die Investitionskosten bei einer Steigerung der Energiedichte von 50-100% um bis zu 50% fallen. Jedoch sind Superkondensatoren auch mittelfristig nicht in einem Bereich von mehreren MW verfügbar, sodass sie in der Flexibilisierung des Stromerzeugungssystems allenfalls eine untergeordnete Rolle spielen könnten.

23 Modellgestützte Analyse des Strommarktes bis zum Jahr 2020

Basierend auf den Schwerpunktanalysen im vorangegangenen Kapitel zur Flexibilisierung des Stromsystems wurden die Strommarktmodelle zur Ermittlung des deutschen Kraftwerksparks und seines Einsatzes verfeinert, um insbesondere Möglichkeiten des Lastmanagements, des Speicherezubaus und Beiträge von Windkraftanlagen auf Regelmärkten zu berücksichtigen. In den Modellen ist darüber hinaus die Flexibilität des konventionellen Erzeugungsparks berücksichtigt durch maximale Lastgradienten innerhalb des regelbaren Bereichs der verschiedenen Kraftwerkstypen. Eine gewisse zusätzliche Flexibilität ergibt sich ferner durch die marktgetriebenen, grenzüberschreitenden Stromflüsse, die im Modell durch die erwarteten NTC-Werte zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern begrenzt werden.

Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen bilden ein Basisszenario für die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung bis zum Jahr 2020. Darauf aufbauend wird im Teil II der Studie der Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität im deutschen Stromsystem abgeschätzt.

23.1 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen

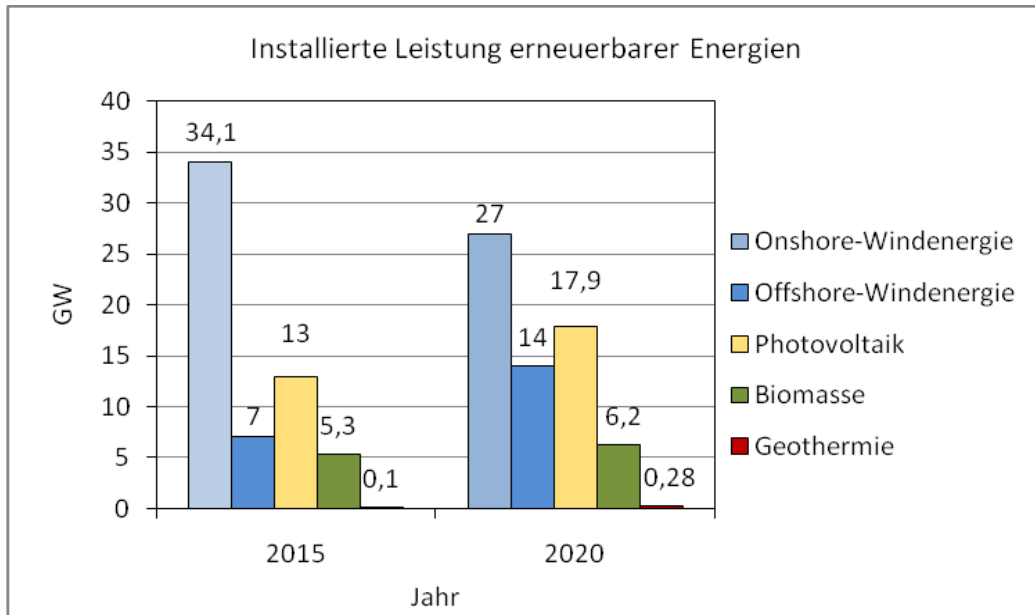
Zukünftige Preise für Brennstoffkosten, Ausbaupfade für erneuerbare Energien und technologischer Fortschritt sind nicht voraussehbar und hängen stark von den gesetzten Annahmen ab. Die Brennstoffkosten und die Ausbaupfade erneuerbarer Energien für diese Studie wurden politisch festgelegt. Annahmen über technologische Entwicklungen basieren auf Erfahrungswerte und Studien des Energiewirtschaftlichen Instituts.

23.1.1 Ausbau erneuerbarer Energien

Auf Basis des EEG wird angenommen, dass die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien weiter ausgeweitet wird. Die installierte Leistung der Onshore-Windenergie wird steigen, jedoch wird aufgrund der Sättigung an guten Onshore-Standorten das Wachstum abnehmen. Es wird erwartet, dass im Jahr 2020 37 GW installiert sind. Bei der Kapazitätsentwicklung der Offshore-Windenergie wird ein stärkerer Wachstumspfad angenommen: Im Jahr 2020 sollen 14 GW Offshore-Windenergiekapazität installiert sein. Nach 2020 wird die installierte Offshore-Leistung voraussichtlich weiter stark wachsen.

Auch die installierte PV-Kapazität wird bis zum Jahr 2020 weiter stark zunehmen. Es wird eine installierte Kapazität von 18 GW im Jahr 2020 erwartet. Die installierte Kapazität der Biomasse steigt bis zum Jahr 2020 auf 6,2 GW, Geothermiekraftwerke werden in Höhe von 280 MW erwartet. Die angenommene Kapazitätsentwicklung der erneuerbaren Energien wird in der Abbildung 23-1 dargestellt.

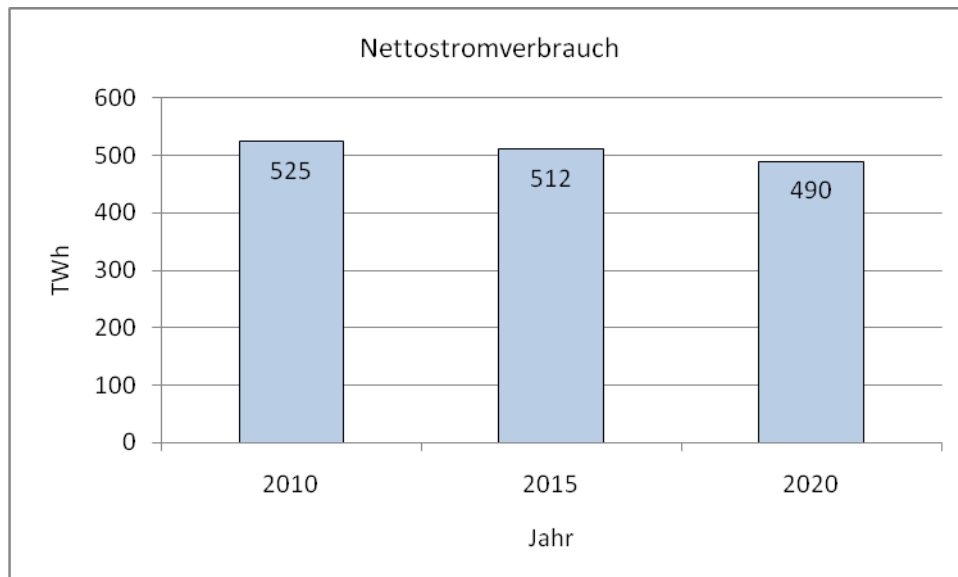
Abbildung 23-1: Entwicklung der Kapazität erneuerbarer Energien



23.1.2 Entwicklung der Stromnachfrage

Es wird angenommen, dass die Stromnachfrage insgesamt in Deutschland aufgrund von Effizienzsteigerungen rückläufig ist. Der Nettostromverbrauch¹⁹⁷ wird im Zeitraum 2008-2020 annahmegemäß 8 % sinken.

Abbildung 23-2: Entwicklung des Nettostromverbrauchs bis zum Jahr 2020



¹⁹⁷ Nettostromverbrauch = Summe der Stromlieferungen an Letztverbraucher + Verbrauch der Industrie aus Eigenanlagen – (Kraftwerkseigenverbrauch, Pumparbeit, Arbeitsverluste im Netzbetrieb)

23.1.3 Preise für Primärenergieträger und CO₂

Die Preise für Primärenergieträger und CO₂ werden in der Studie gemäß Tabelle 23-1 angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass der Rohölpreis pro Fass real auf gut 100 \$(2007) /bbl im Jahr 2020 steigt. Die Preise für Gas und Steinkohle steigen ebenfalls an, während die Brennstoffkosten für Braunkohle bis zum Jahr 2020 mit 1,4€/MWh_{th} real konstant bleiben.¹⁹⁸ Aufgrund zunehmend restriktiver CO₂-Mengenbegrenzungen in Europa steigen die Preise für eine EUA bis 2020 annahmegemäß auf real 37 €(2007)/t CO₂.

Tabelle 23-1: Primärenergiepreise

Realpreise 2007	2010	2015	2020
Rohöl [\$/bbl]	80	90	101,5
Gas [ct/kWh _{th}]	2,96	3,38	3,9
Steinkohle [€/t SKE]	114	105	110
Braunkohle [€/MWh _{th}]	1,4	1,4	1,4
CO ₂ -Preis [€/t]	29,4	34,29	37,3

23.1.4 Preise für Kraftwerksinvestitionen

Die Preise für Kraftwerke nehmen annahmegemäß im Zeitverlauf ab. Wie in Tabelle 23-2 dargestellt werden für die Studie die Preise bis zum Jahr 2014 auf einem höheren Niveau gehalten.

Tabelle 23-2: Preise für Kraftwerkskapazitäten

[€(2007)/kW]	Steinkohle-kraftwerk	Braunkohle-kraftwerk	Gas-GuD-Anlage	Gas-turbine
bis 2014	1400	1600	800	400
ab 2015	1260	1440	800	400

23.1.5 Flexibilitäten im deutschen Strommarkt

In der Schwerpunktanalyse wurden Flexibilitäten durch DSM, Speichertechnologien und Regelleistungen von Windkraftanlagen behandelt. Die Ergebnisse wurden bei der Berechnung der zukünftigen Kraftwerksinvestitionen im Referenzszenario berücksichtigt. Zusätzlich bestehen Flexibilitätsoptionen in konventionellen Kraftwerken. Die für die Modellierung wichtigsten Parameter sind hierbei die Mindestlast der Kraftwerke sowie die (maximalen) Laständerungsgeschwindigkeiten. Die angenommenen Parameter sind Tabelle 23-3 zu entnehmen.

¹⁹⁸ Für den Kraftwerkseinsatz sind die kurzfristig variablen Kosten der Braunkohleförderung relevant. Diese betragen rund 30% der Braunkohlevollkosten. Weitere 30-40% der Braunkohlevollkosten (abhängig vom Kraftwerkszubau) sind langfristige Grenzkosten des Betriebs der offenen Gruben. Sie werden im Kraftwerksmodell als fixe Betriebskosten erfasst. Die Kosten des Aufschlusses der bestehenden Gruben sind versunken.

Tabelle 23-3: Flexibilitäten der Kraftwerke

Kraftwerkstyp	Regelbereich	Lastgradienten
Kernkraftwerk	45% - 55% von P_{nenn}	5% von $P_{\text{nenn}}/\text{min}$
Braunkohlekraftwerk (bis 1990)	30% - 40% von P_{nenn}	0,5% - 2% $P_{\text{nenn}}/\text{min}$
Braunkohlekraftwerk (ab 1990)	50% - 60% von P_{nenn}	2% - 2,5% $P_{\text{nenn}}/\text{min}$
Steinkohlekraftwerk (bis 1990)	50% - 60% von P_{nenn}	1,5% - 2,5% $P_{\text{nenn}}/\text{min}$
Steinkohlekraftwerk (ab 1990)	60% - 70% von P_{nenn}	3% - 6% $P_{\text{nenn}}/\text{min}$
Gas- und Dampfkraftwerk	40% - 60% von P_{nenn}	3% - 5% $P_{\text{nenn}}/\text{min}$
Gaskraftwerk	100% von P_{nenn}	15% $P_{\text{nenn}}/\text{min}$

23.1.6 Kernenergieausstieg

Im Rahmen der Studie ist ein Kernenergieausstieg gemäß aktuell geltender Gesetzeslage unterstellt. Die Reststrommenge für das KKW Mühlheim-Kärlich wurde zu gleichen Teilen auf die KKW's Gundremmingen B, Gundremmingen C und Lingen aufgeteilt. Auf dieser Basis ergibt sich nach den Berechnungen des EWI für das Jahr 2020 eine verbleibende KKW-Kapazität von 6692 MW.

23.1.7 Exogene Zubaukapazitäten

Neben den heute bestehenden Kraftwerken werden zusätzlich diejenigen Kraftwerke als exogene Vorgabe berücksichtigt, die sich bis zum Jahr 2008 im Bau befanden. Darüber hinausgehender Kraftwerkszubau bis 2020 ergibt sich als Ergebnis der Modellrechnungen.

Tabelle 23-4: Angenommener exogener Kraftwerkszubau

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Sonstiges	Summe
Exogene Kapazitäten	2.740	6.517	850	190	10297

23.2 Methodik

Mittels volkswirtschaftlicher Optimierungsmodelle wird unter Berücksichtigung der erläuterten Rahmenannahmen zunächst ein Basisszenario für das Jahr 2020 entwickelt. Dies beinhaltet die Abschätzung der zukünftig installierten Kapazitäten sowie die stundengenaue Berechnung des Kraftwerkseinsatzes, der sodann Eingang in die Netzberechnungen des Studienteils II findet. Abbildung 23-3 zeigt schematisch das methodische Vorgehen zur Bestimmung der netzbedingt nicht übertragbaren Windleistung im Jahr 2020.

ausgegeben. Um das Restwertproblem am Ende des Betrachtungszeitraums zu lösen, erfolgen Modellläufe bis zum Jahr 2050. Dabei werden die Annahmen über Brennstoffpreise und Nachfragen in Deutschland und den Nachbarländern bis 2025 linear weitergeführt und anschließend auf einem Niveau festgeschrieben.

23.2.2 Regionalisierung des Kraftwerksparks

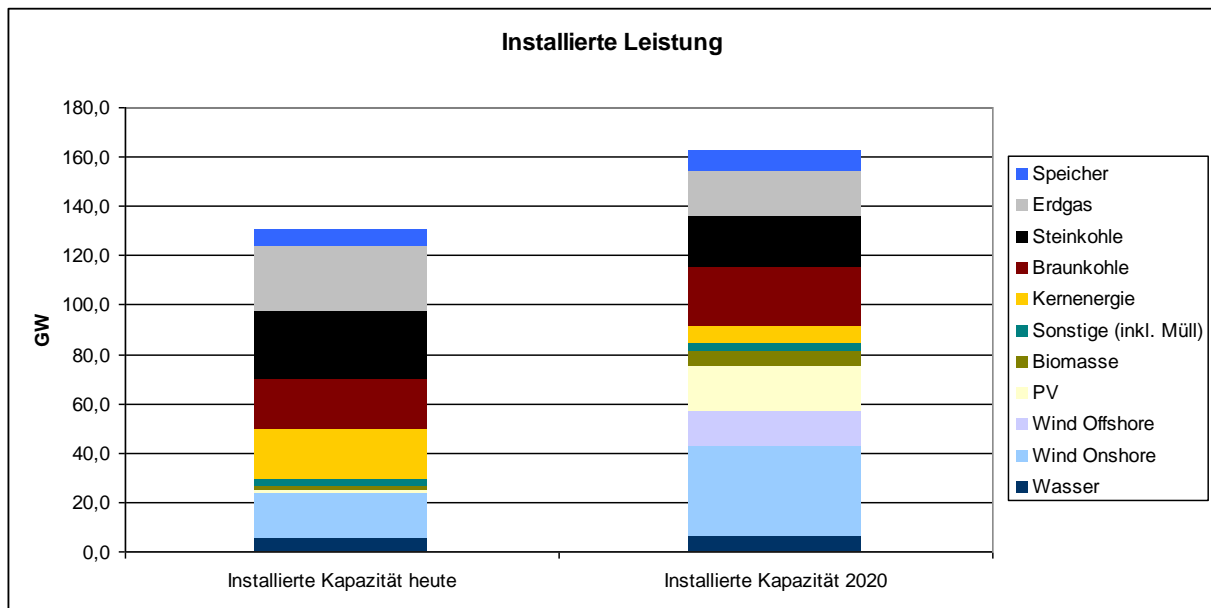
In einem zweiten Schritt wird der Umfang der Kraftwerkszubauten nach Energieträgern bis 2020 im Rahmen des Basisszenarios bestimmt. Hierbei werden zunächst alle Kraftwerke, die 2008 in Bau sind, als Bestandskraftwerke in der jeweiligen Region berücksichtigt. Zusätzliche Kraftwerksneubauten nach Energieträgern bis 2020 ergeben sich im Szenario als Ergebnis des Erzeugungsmarktmodells (siehe Kapitel 16).

23.2.3 Kurzfristige Effekte / Ermittlung des Dispatch

Für die Berechnung des stundenscharfen Kraftwerkseinsatzes im Jahr 2020 wird das am Energiewirtschaftlichen Institut entwickelte Energiemarktmodell DIANA eingesetzt. Es baut auf die Ergebnisse des DIME-Modells auf, bildet aber durch seine stundenscharfe Auflösung mögliche Preisspitzen und Extremfälle genauer ab. Die zeitvariablen stochastischen Windenergieeinspeisungen werden in dieser Modellierung für das Jahr 2020 in einem sequentiellen optimierenden Modellansatz abgebildet. Insbesondere wird durch An- und Abfahrzeiten und -kosten und Teillastverluste der konventionellen Kraftwerke die optimale Fahrweise einzelner Anlagen beeinflusst. Die ermittelten Flexibilitäten werden ebenfalls in die DIANA-Modellierung implementiert und für die 8760 h eines Jahres abgebildet. Neben dem Kraftwerkspark und den entsprechenden Kapazitäten der Modellklassen für das Jahr 2020 aus dem DIME-Modell werden auch die Einspeiseganglinien der erneuerbaren Energien aus dem Teil I der Studie berücksichtigt. Die Ergebnisse des Modells BALANCE-WEA gehen als Parameter für den Regelleistungsmarkt ein. Der Regelleistungsabruf bestimmt sich anhand empirischer Daten und wird proportional zur Regelleistungsvorhaltung skaliert.

23.3 Ergebnisse Kraftwerkspark und Kraftwerkseinsatz

Ausgehend von den heute bestehenden und bereits im Bau befindlichen Kraftwerken ermittelt DIME den Bedarf an Kraftwerkszubauten bis 2020. Bereits geplante und modellendogen bestimmte Stilllegungen aus der ökonomischen Optimierung werden von der Kapazität abgezogen. Das kosteneffiziente Ergebnis zeigt Abbildung 23-4. Trotz sinkender Nachfrage steigt die installierte Kapazität bis zum Jahre 2020 deutlich an.

Abbildung 23-4: Kraftwerksparkentwicklung in Deutschland

Quelle: Eigene Berechnungen

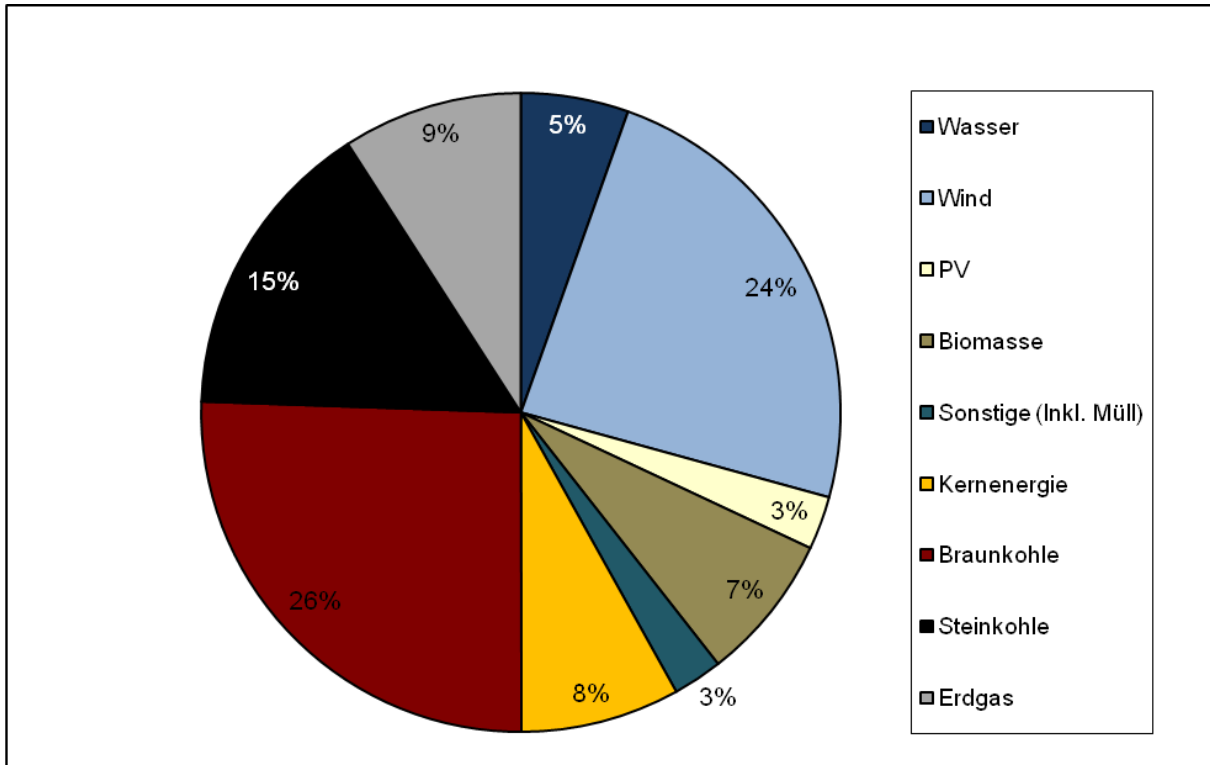
Der Grund hierfür ist der starke Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere der Windkraft. Die dargebotsabhängige Erzeugung aus Wind und Sonne muss durch konventionelle Erzeugungskapazitäten abgesichert werden, um die erwartete Jahreslastspitze sicher bedienen zu können. Im Modell führen diese Zusammenhänge zusammen mit den vorgegebenen sehr hohen Brennstoffpreisen zu einem Zubau von Braunkohle-Kapazitäten. Dieser Rohstoff ist nicht von den Weltmärkten abhängig und deshalb aus den bestehenden Gruben heraus günstig zu beschaffen. Unter den gegebenen Brennstoffannahmen würde dieser Kostenvorteil die zusätzlichen Zertifikatskosten überwiegen. Bei der Verbrennung des Rohstoffes entstehen im Vergleich zu anderen Erzeugungsarten besonders große Mengen klimaschädliche Gase.

Der Anstieg der Steinkohle-Kapazitäten in der Kraft-Wärme-Kopplung ist mit den Kraftwerken im Bau zu begründen. Der abnehmende Anteil der Gaskraftwerke erklärt sich durch die hohen vorgegebenen Gaspreise. Zwar werden zusätzliche moderne Gaskraftwerke installiert. Da im gleichen Zeitraum die Stilllegung von vielen Gaskraftwerken mit älterer Technik aus wirtschaftlichen und aus Altersgründen erwartet wird, sinkt ihre Kapazität in absoluten Zahlen deutlich. Die Flexibilität, die durch diese Kraftwerke bereitgestellt werden kann, wird in Teilen von den modernen und vergleichsweise reaktionsschnellen neuen Braun- und Steinkohlekraftwerken übernommen.

Auf Basis dieser Kapazitäten wird Strom im Jahr 2020 zu 2/3 in Kern- Gas- und Kohlekraftwerken erzeugt. Der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung steigt im Zeitraum 2008-2020 von 7% auf 27%. Auf Basis einer angenommenen KWK-Quote von 25 % des Nettostromverbrauchs ergibt sich im Szenario eine KWK-Strommenge von insgesamt 130 TWh_{el.}¹⁹⁹ im Jahr 2020. Um diese politisch vorgegebene Quote durch kostengünstige Erzeugung in großen Kraftwerken zu erfüllen, müssten sowohl die Nutzung von Prozesswärme, als auch die Fernwärmenetze in Deutschland deutlich ausgebaut werden.

¹⁹⁹ KWK Strommenge nach FW 308 und FW 309 unter Berücksichtigung der EU-Leitlinien zur Definition des KWK-Stroms.

Abbildung 23-5: Stromerzeugungsmix im Jahr 2020



Quelle: Eigene Berechnungen

Im Rahmen des hier betrachteten Szenarios ergeben sich über die Kuppelstellen in das europäische Ausland zunehmende Netto-Stromexporte. Maßgeblich hierfür ist der annahmegemäß deutlich rückläufige Stromverbrauch in Deutschland in Kombination mit dem starken Ausbau erneuerbarer Energien. Der Effekt des nationalen Kernenergieausstiegs, der bei hohen CO₂-Preisen Stromimporte nach Deutschland begünstigt, wird hierdurch im Szenario überkompensiert.

Tabelle 23-5: Stromerzeugung und Kraftwerkskapazitäten im Basisszenario

Nettostromerzeugung in TWh	2005	2010*	2015*	2020*
Verbrauch PS	-9,5	-11,7	-11,9	-12,5
Importe-Exporte	-8,5	-22,8	-42,0	-52,0
Wasser	28,5	29,6	31,1	31,8
Wind	27,3	63,5	104,7	139,0
PV	1,3	4,4	11,4	15,8
Biomasse	7,4	27,0	37,1	43,4
Sonstige EE (Inkl. Müll)	11,5	12,0	12,9	14,6
Kernenergie	154,6	121,5	97,2	47,1
Braunkohle	141,6	148,9	125,0	149,2
<i>davon KWK</i>	<i>nv**</i>	<i>7,3</i>	<i>7,5</i>	<i>7,2</i>
Steinkohle	123,1	107,5	120,8	89,5
<i>davon KWK</i>	<i>Nv</i>	<i>13,1</i>	<i>28,0</i>	<i>55,7</i>
Erdgas	79,1	74,3	54,6	53,2
<i>davon KWK</i>	<i>Nv</i>	<i>54,3</i>	<i>44,3</i>	<i>51,3</i>
Insgesamt	556,4	554,0	541,0	519,0

* Modellergebnis

**nv = nicht verfügbar

Nettokapazitäten in GW	2005	2010*	2015*	2020*
Wasser	12,1	13,7	14,2	14,2
<i>davon Lauf- und Speicherwasser</i>	<i>5,4</i>	<i>5,5</i>	<i>5,8</i>	<i>5,8</i>
<i>davon Pumpspeicher</i>	<i>6,7</i>	<i>8,2</i>	<i>8,4</i>	<i>8,4²⁰⁰</i>
Wind Onshore	18,4	28,2	34,1	37,0
Wind Offshore	0,0	0,0	7,0	14,0
PV	1,0	5,0	13,0	17,9
Biomasse	1,5	3,9	5,3	6,2
Sonstige EE (inkl. Müll)	3,1	3,2	3,5	3,5
Kernenergie	20,4	16,5	13,3	6,7
Braunkohle	20,4	21,7	21,0	24,3
<i>davon KWK</i>	<i>nv</i>	<i>11,2</i>	<i>12,0</i>	<i>12,0</i>
Steinkohle	27,2	24,4	31,0	20,4
<i>davon KWK</i>	<i>nv</i>	<i>14,0</i>	<i>18,9</i>	<i>11,2</i>
Erdgas	26,6	20,0	16,6	18,0
<i>davon KWK</i>	<i>nv</i>	<i>8,2</i>	<i>7,3</i>	<i>7,2</i>
Insgesamt	130,7	136,6	159,0	162,2
CO2 Emissionen der Stromerzeugung in Mio t	311,2	313,2	283,8	238,6

Quelle: Eigene Berechnungen

²⁰⁰ In der Sensitivitätsvariante PSW steigt dieser Wert zwischen 2015 und 2020 auf 10,2 GW.

23.4 Implementierung der DSM-Prozesse in das Strommarktmodell DIME

Im DIME-Modell werden die betrachteten Prozesse und Anwendungen zu repräsentativen Prozessen aggregiert, die ähnlich den modellierten Vintage-Klassen auf der Kraftwerksseite an den Spot- und den Regelenergiemärkten unter Einhaltung prozessbedingter Nebenbedingungen eingesetzt werden können. Für die Implementierung von DSM-Maßnahmen werden somit zwei neue Arten von „Kraftwerks“-Technologien berücksichtigt. Es gelten folgende Klassen:

- **DSM zur Lastverschiebung**
- **DSM zur Lastreduktion**

Hierin sind die Lastkurven der einzelnen Nachfrageprozesse hinterlegt. Ausgehend von diesen Lastkurven kann durch Abwurf bzw. Verschiebung der Lasten zusätzlich Strom auf den Märkten bereitgestellt werden. Die einzelnen Prozesse stehen dabei untereinander und mit den Erzeugungseinheiten sowie Speichern im Wettbewerb und werden kostenoptimal eingesetzt. Die Einsatzentscheidung auf der Nachfrageseite hat direkten Einfluss auf die Marktpreise, sowie den optimalen Einsatz und die Wirtschaftlichkeit anderer Technologien. Die heutigen präqualifizierten Anlagen und die technischen Potentiale für die einzelnen Prozesse werden im Modell hinterlegt.

Zentrale Frage dieser Untersuchung ist, welches Potential bis zum Jahr 2020 auch wirtschaftlich erschlossen werden kann und welchen Einfluss dies auf den Strommarkt und den Regelenergiebedarf hat. Hierzu werden auch die Investitionen in neue Technologien im Nachfragesektor modelliert. Bei gegebenem Potenzial wird eine Investition modellendogen zugebaut, wenn der Kapitalwert der Investition positiv ist. Die zu minimierende Zielfunktion des DSM besteht aus dem Barwert aller im Optimierungszeitraum anfallenden Kosten im DSM-Bereich. Als Kostenbestandteile werden annuisierte Investitionskosten für die Veränderung der Last, fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten und variable Kosten der Lasterhöhung und -reduktion der Prozesse und Anwendungen betrachtet. Weiterhin fallen Kosten (bzw. Einsparungen) für den Regelenergieabruf an (vgl. Kapitel 20.3).

Tabelle 23-6 zeigt die in der Analyse berücksichtigten Parameter.

Tabelle 23-6: Berücksichtigte Parameter

Basisdaten der jeweiligen Prozesse

Stromverbrauch im Referenzjahr
Installierte Last
Durchschnittliche Last / durchschnittliches Abrufpotential
Anteil des DSM-fähigen Stromverbrauches
Anteil der technisch verlagerbaren Leistung

Daten zu den Speichern in nachgelagerten Prozessen

Verlust durch Speichernutzung
Saisonale Schwankungen der Speichergröße (z.B. durch Temperaturschwankungen)
Technische Restriktionen bei der Speicherdauer
Speichergröße in MW pro installierter MW
Max. stündliche Leistung bei nachgeholten Prozessen in MW pro MW Abwurfkapazität
Bereits installierte Leistung

Kostendaten

Kosten für den zentralen Anschluss (Smart Meter)
Kosten für Steuerungsboxen, Messgeräte und Temperaturfühler für Regelenergie
Versunkene Investkosten durch staatliche Einführung von Smart-Metern
Jährliche fixe Kosten
Variable Kosten für Lastabwurf
Variable Kosten für Lastverschiebung
Variable Kosten der Regelleistungsvorhaltung
Jährliche Kostendegression (Lernkurven)
Lebensdauer
Abschreibungsdauer

Technische Eigenschaften der Prozesse

Sektorale Stromnachfrage
Sektorale Entwicklung
Möglichkeit der Lastnachholung
Grenzen der Speichernutzung
Regelleistungsfähigkeit
Technische Restriktionen zur Häufigkeit des Einsatzes
Technische Restriktionen zur Häufigkeit der Regelleistungsangebote
Temperaturabhängige Veränderung der Nachfragestruktur
Potentiale für Lastverschiebung in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer der Prozesse
Restriktionen über die Dauer der Verschiebung
Stündliche und saisonale Lastprofile der Abwurf- und Verschiebepotentiale
Max. Erschließung von neuen DSM-Potentialen pro Jahre

Politische Förderung

Anzahl der geförderten Smart-Meter pro Jahr
Art der Förderung
Art der eingebauten Smart-Meter (Regelenergiefähigkeit, Bidirektionalität, Häufigkeit der Lastmessung)

23.4.1 Modellbasierte Analyse der ökonomisch nutzbaren DSM-Potenziale

Der Fokus der modellbasierten Untersuchung liegt auf der Frage, welches DSM-Potenzial bis zum Jahr 2020 wirtschaftlich erschlossen werden kann und welchen Einfluss dies auf den Strommarkt und den Regelenergiebedarf hat. Im folgenden Kapitel wird insbesondere auf die zugebaute DSM-Kapazität, auf die dargebotene Reserveleistung und Reserveenergie auf dem Minutenreservemarkt, sowie auf die Veränderung der Gesamtkosten der Elektrizitätserzeugung in Deutschland durch DSM eingegangen.²⁰¹

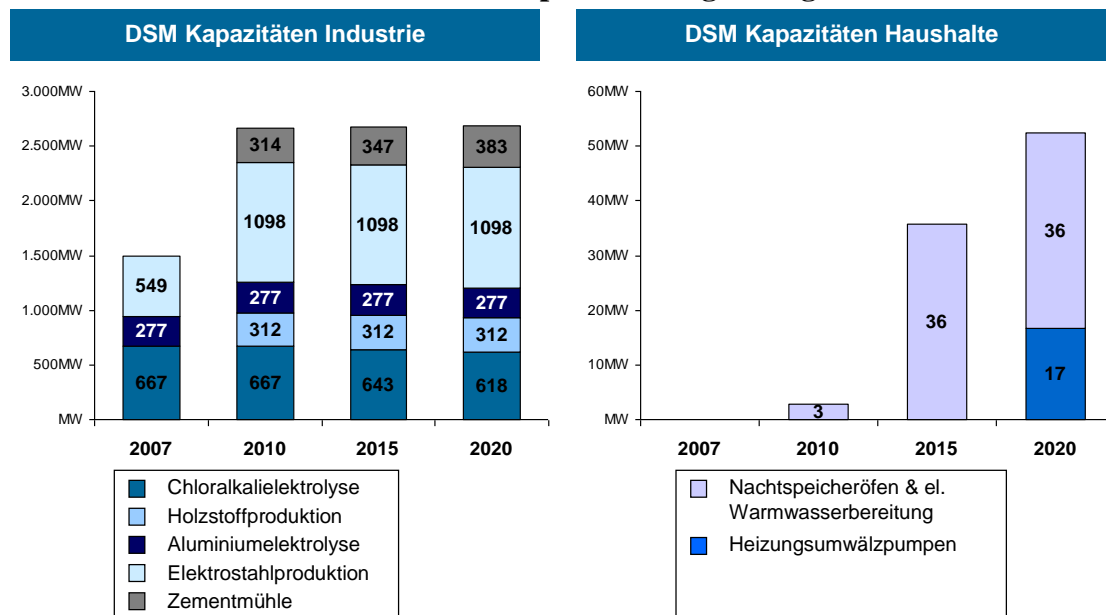
23.4.1.1.1 Zugebaute DSM Kapazitäten in Haushalten und energieintensiven Industrien

In Abbildung 23-6 sind die modellendogen zugebauten DSM-Kapazitäten für Industrie und Haushalte ab dem Jahr 2010 dargestellt. Wie zu erkennen ist werden die verfügbaren technischen DSM-Potenziale der energieintensiven Industrien schon bis zum Jahr 2010 vollständig erschlossen. Die ab dem Jahr 2010 auftretende leichte Erhöhung der DSM-Kapazitäten ist dabei auf Veränderungen der technischen Potentiale, z. B. durch Industrieabwanderung, oder auf Veränderung der Energieintensität der jeweiligen Prozesse zurückzuführen. Die dargestellten Kapazitäten der energieintensiven Industrien stehen grundsätzlich für die Bereitstellung von Reserveleistung zur Verfügung. An dieser Stelle sei allerdings darauf hingewiesen, dass die installierte Kapazität alleine noch keine Auskunft darüber gibt, wie viel Energie über Reservemärkte und Spotmarkt ausgetauscht wird.

Im Gegensatz zum massiven Ausbau der Kapazität im Industriesektor werden im Haushaltssektor nur sehr geringe DSM-Potenziale erschlossen (vgl. Abbildung B-0-11). Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass der Haushaltsbereich aufgrund der kleinteiligen Anwendungen mit geringen einzelnen Leistungen in der Regel hohe spezifische Investitionskosten aufweist. Diese wirken sich stark hemmend auf den marktgetriebenen Zubau von DSM-Kapazitäten bis 2020 aus. Es werden lediglich geringe Kapazitäten für DSM in Form von Nachtspeicheröfen, elektrischer Warmwasserbereitung, sowie Heizungsumwälzpumpen erschlossen. Nachtspeicheröfen weisen hierbei die höchsten spezifischen Leistungen pro Investition auf, so dass die Investitionskosten pro Leistung im Vergleich zu den anderen Anwendungen im Haushaltssektor gering sind und Nachtspeicheröfen somit bevorzugt erschlossen werden. Des Weiteren sind Heizungsumwälzpumpen die einzigen Lastreduktionsanwendungen im Haushaltsbereich. Sie haben zwar signifikante Investitionskosten, aber keine variablen Kosten in Form von Opportunitätskosten von entgangenen Erlösen oder Nutzen, was eine Investition in diese Technologie attraktiv macht.

²⁰¹ Im Referenzszenario werden Potentiale für DSM nur für den Minutenreservemarkt betrachtet, da DSM die derzeitigen Vorgaben für Primär- und Sekundär nicht erfüllt. In den weiterführenden Szenarien im Anhang wird davon ausgegangen, dass auch Sekundärreserve und ggf. Primärenergie durch DSM nach einer Anpassung der Präqualifikationsanforderungen angeboten werden kann. Die weiterführenden Szenarien stellen somit ein optimistisches Szenario dar.

Abbildung 23-6: Ab 2010 modellendogen zugebaute DSM Kapazitäten in Industrie und Haushalten für Spot- und Regelenenergiemärkte



Quelle: EWI (2010).

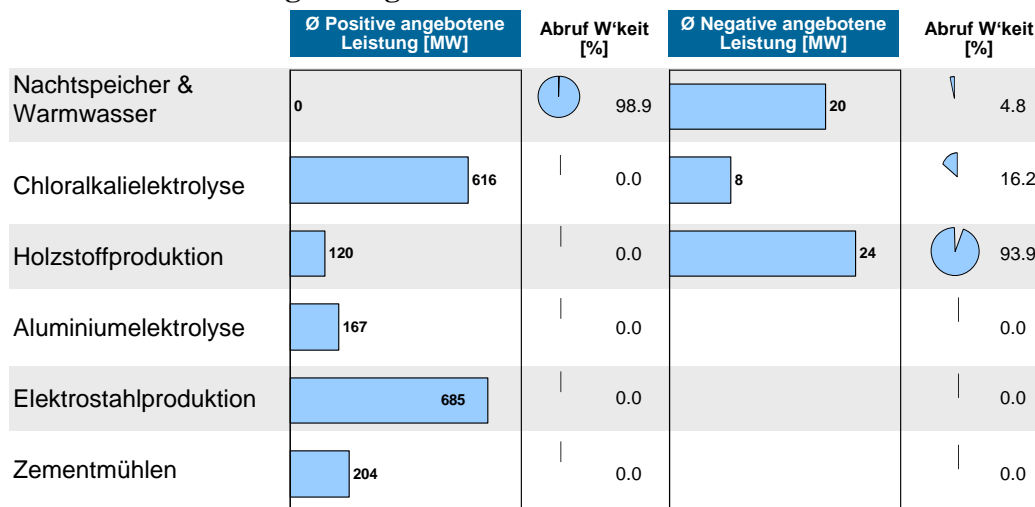
23.4.1.1.2 Dargebotene Leistung und Energie durch DSM-Maßnahmen auf dem Minutenreservemarkt

In Abbildung 23-7 sind die durchschnittlichen angebotenen Reserveleistungen der einzelnen zugebauten DSM-Prozesse sowie die Abrufwahrscheinlichkeiten für Reserveenergie für das Jahr 2020 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die energieintensiven Industrieprozesse wie Chloralkalielektrolyse, Aluminiumelektrolyse, Elektrostahlerzeugung sowie Zementmühlen zwar erhebliche Reserveleistung bereitstellen, aufgrund der sehr hohen variablen Kosten dieser Prozesse allerdings praktisch keine Reserveenergie abgerufen wird. Die Gebotsstrategie der energieintensiven Industrieprozesse lautet folglich: niedrige bis moderate Leistungspreise und sehr hohe Arbeitspreise.

Im Gegensatz zu den genannten Industrieprozessen hat die Holzstoffproduktion nur sehr geringe variable Kosten, da sie ihre Last kostengünstig um bis zu 24 Stunden verschieben kann. Die Holzstoffproduktion ist daher die einzige Industrieanwendung, bei der (negative) Reserveenergieabrufe, also eine Lasterhöhung, zu beobachten sind. Die dazugehörigen Lastabwürfe werden auf dem Stromspotmarkt getätigt. Insgesamt ist aber auch hier das ökonomische Potenzial aufgrund technischer Restriktionen, wie beispielsweise geringe Speichergröße und Speicherdauer, beschränkt.

Im Bereich Haushalte treten nur Nachtspeicherheizungen und die elektrische Warmwasserbereitung auf dem Minutenreservemarkt in Erscheinung. Sie bieten negative Reserveleistung speziell während Offpeak Stunden an. Die Abrufwahrscheinlichkeit jedoch liegt trotz vernachlässigbarer variabler Kosten lediglich bei 5 % für negative Regelenenergie (vgl. Abbildung 23-7).

Abbildung 23-7: Dargebotene durchschnittliche Reserveleistung durch DSM Prozesse im Jahr 2020 sowie Wahrscheinlichkeiten für den Abruf von Regelleistung



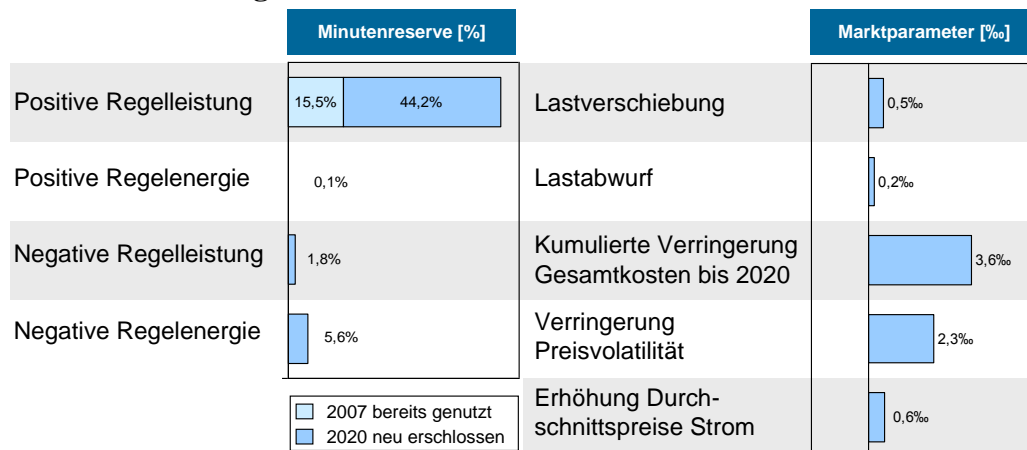
Quelle: EWI (2010).

Insgesamt werden bis zum Jahr 2020 ebenfalls 17 MW an Heizungsumwälzpumpen für DSM erschlossen. Diese sind reine Lastreduktionsprozesse, müssen ihre Last also nicht später nachholen. Heizungsumwälzpumpen treten bis zum Jahr 2020 allerdings ausschließlich auf dem Stromspotmarkt in Erscheinung, wo sie insgesamt 99 GWh abwerfen.

23.4.1.2 Veränderung der Gesamtkosten der Elektrizitätserzeugung durch DSM

Abbildung 23-8 zeigt die Veränderung wichtiger Strommarktparameter durch DSM bis zum Jahr 2020. Der Bedarf an positiver Regelleistung wird zu ca. 60 % durch DSM gedeckt, der Bedarf an negativer Regelleistung hingegen nur zu ca. 2 %. Der tatsächliche Abruf von positiver bzw. negativer Regelleistung bleibt insbesondere aufgrund der hohen variablen Kosten der DSM-Prozesse sehr gering. Lastverschiebung und Lastabwurf machen zusammen weniger als 1 % der deutschen Bruttostromnachfrage abzüglich Kraftwerkseigenverbrauch aus. Leichte Verringerungen der kumulierten Gesamtkosten und der Base-Preisvolatilitäten sind beobachtbar. Interessanterweise erhöhen sich die Base-Preise in Deutschland marginal. Dies liegt darin begründet, dass die Merit-Order der deutschen Stromerzeugung nur in Teilbereichen konvex verläuft, also eine Lastverringerng nicht im gleichen Maße zu einer Preisreduktion führt wie eine spätere Lasterhöhung zu einer Preiserhöhung. Nichtsdestotrotz fallen die Gesamtkosten des Systems niedriger aus, da durch die Lastglättung Investitionen in Spitzenlastkraftwerke vermieden werden.

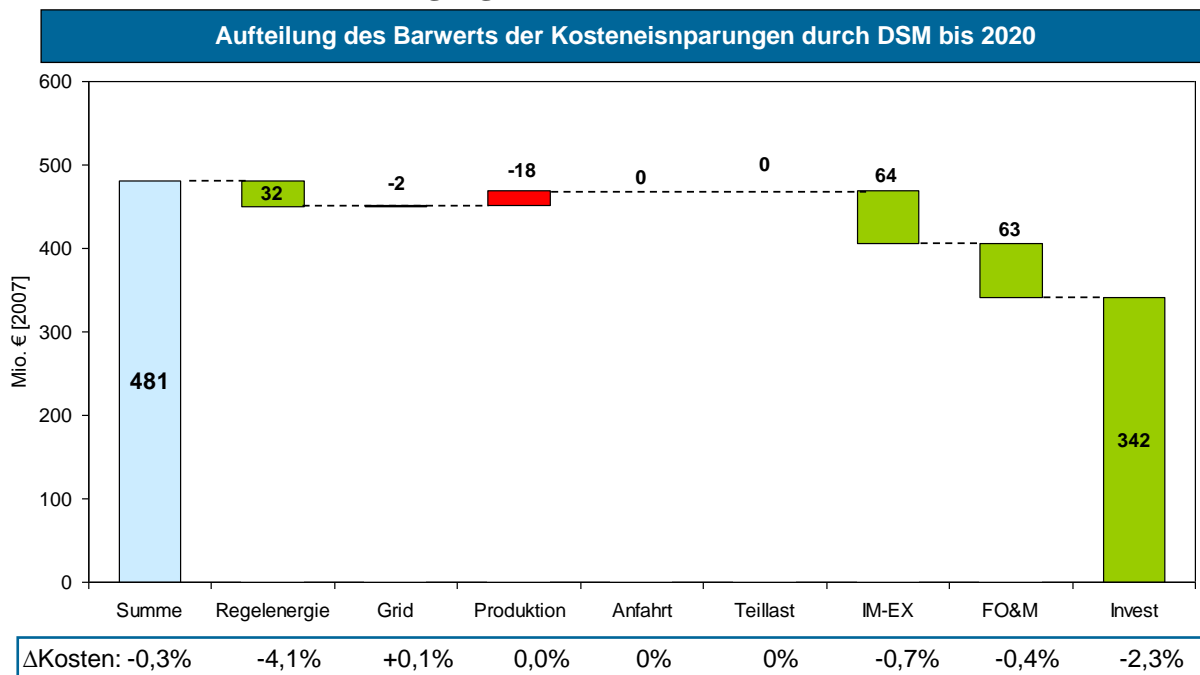
Abbildung 23-8: Übersicht über wichtige Veränderungen von Marktparametern aufgrund von DSM in Deutschland im Jahr 2020



Quelle: EWI (2010).

In Abbildung 23-9 ist die kumulierte Veränderung der Gesamtkosten der deutschen Stromerzeugung durch DSM-Maßnahmen bis 2020 abgebildet. Die Einsparungen belaufen sich auf 481 Mio. €₂₀₀₇, bzw. auf ca. 0,3 % der Gesamtkosten in diesem Zeitraum. Der größte Teil der Einsparungen entfällt hierbei auf eine Reduktion der Investitionskosten. Diese fallen geringer aus, da durch die Lastglättung der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken reduziert und somit Investitionen in diese Technologien vermieden werden. Der Rückgang von 342 Mio. €₂₀₀₇ bis zum Jahr 2020 entspricht rund 800 MW an eingesparter Gasturbinenkapazität.

Abbildung 23-9: Aufteilung der kumulierten Kosteneinsparungen im deutschen Stromerzeugungssektor durch DSM im Zeitraum 2007 bis 2020



Quelle: EWI (2010).

23.4.2 Zusammenfassung

Die technische Kapazität für Demand Side Management in den untersuchten Haushaltsanwendungen und energieintensiven Industrieprozessen wird bis zum Jahr 2020 nur begrenzt ausgeschöpft und bietet somit in diesem Zeitrahmen kein weit reichendes Potenzial zur Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen Strommarkt.

Insbesondere die hohen Opportunitätskosten im Bereich der energieintensiven Industrien sowie die hohen Investitionskosten im Bereich der Haushaltsanwendungen stellen ein Hindernis für die Wirtschaftlichkeit von DSM-Maßnahmen dar. Im Bereich der Haushalte ist hierbei allerdings zu beachten, dass die Entwicklung der Investitionskosten stark von den zugrunde liegenden Lerneffekten abhängig ist. Höhere Lernraten könnten zu deutlich intensiverer Nutzung von DSM in Haushalten bereits bis zum Jahr 2020 führen. Die Realisierung solcher höheren Lernraten ist allerdings äußerst fraglich und kann daher nicht im Sinne einer robusten Prognose als Annahme hinterlegt werden. Eine ergänzende Untersuchung, die eine breitere Technologiebasis unter geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen untersucht, ist im Anhang dieser Studie zu finden.

Die Kosteneinsparungen durch DSM bis zum Jahr 2020 bleiben gering und sind vorwiegend auf die Vorhaltung von positiver Reserveleistung durch Industrieprozesse zurückzuführen. Die Nutzung von DSM-Prozessen auf dem Regelenergiemarkt ermöglicht die Einsparung von rund 800 MW an Kapazität für Spitzenlastherzeugung, wie zum Beispiel Gasturbine, wodurch erhebliche Investitionskosten vermieden werden können.

23.5 Flexibilisierung durch regelbare Windenergieanlagen

23.5.1 Abbildung der Regelleistungsbereitstellung durch WEA

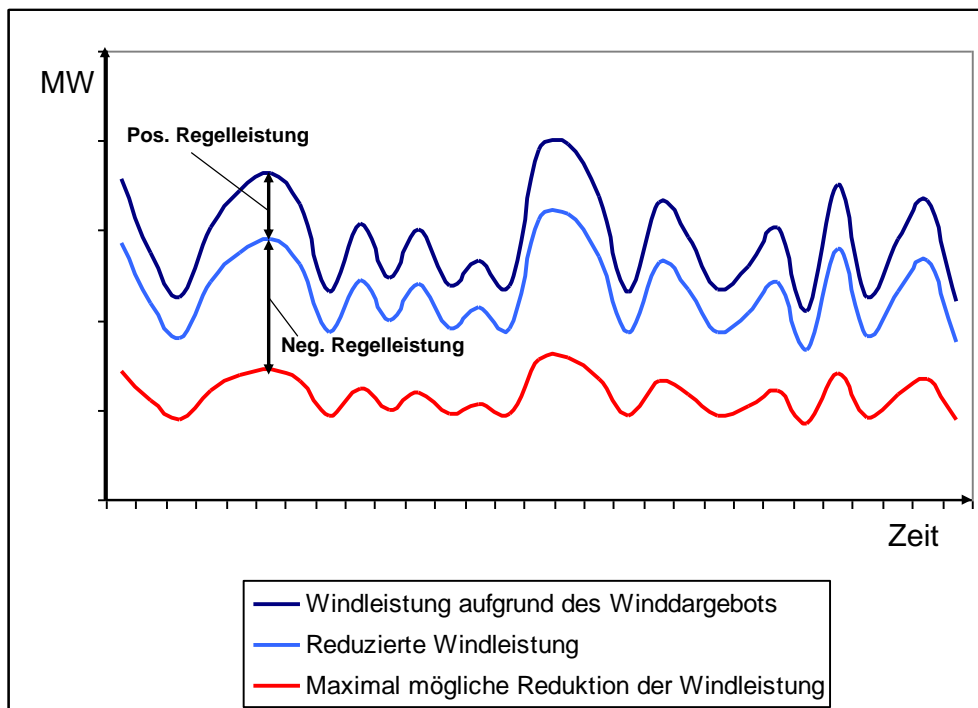
Die erneuerbaren Energien gehen als exogene Parameter in die Modellierung ein. Sie werden durch die Optimierung nicht modellendogen zugebaut, und das Modell kann keine optimale Fahrweise von EE-Kraftwerken bestimmen. Es wird vielmehr der aktuellen Praxis unter dem EEG entsprechend Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig eingespeist und eine residuale Last bestimmt, die von konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss.

Das Modell des konventionellen Kraftwerksparks DIME bekommt nun die zusätzliche Möglichkeit, das natürliche Dargebot der Windenergie auf dem Regelenergiemarkt zu vermarkten. Das Modell kann im Zuge der Optimierung entscheiden, ob die erneuerbaren Energien die Last verringern oder zusätzlich auf dem Regelleistungsmarkt anbieten und somit dort die Nachfrage vermindern. Hierdurch entstehen im Modell keine realen Kosten, nur Opportunitätskosten. Wenn die Leistung auf dem Regelmarkt vorgehalten wird, muss aufgrund der gestiegenen residualen Last mehr Energie durch konventionelle Kraftwerkstechnologie bereitgestellt werden.

Für die Vorhaltung positiver Regelleistung muss die erzeugte Windleistung reduziert werden, damit – im Falle eines Abrufs – die Leistungsabgabe gesteigert werden kann. Für die Vorhaltung negativer Regelleistung muss – für einen möglichen Abruf – der entsprechende Spielraum für eine Reduzierung der jeweiligen Windleistung gegeben sein. Für eine gleichzeitige

Vorhaltung positiver und negativer Regellenergie ist daher zu beachten, dass sich der Spielraum für die Bereitstellung negativer Regellenergie in dem Maß verringert, wie die Windleistung für die Vorhaltung der positiven Regellenergie reduziert wird, und umgekehrt: Je mehr negative Regellenergie vorgehalten wird, desto kleiner ist die Menge positiver Regellenergie, die durch eine vorherige Leistungsreduktion vorgehalten werden kann. Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 23-10 deutlich: Die Summe der positiven und negativen Regellenergievorhaltung ist durch die maximal mögliche Reduktion der Windleistung begrenzt. Diese Größe wird durch das Ausmaß der Regelbarkeit der Anlagen bestimmt in der Modellierung berücksichtigt.

Abbildung 23-10: Begrenzung der Regelleistungsvorhaltung durch WEA

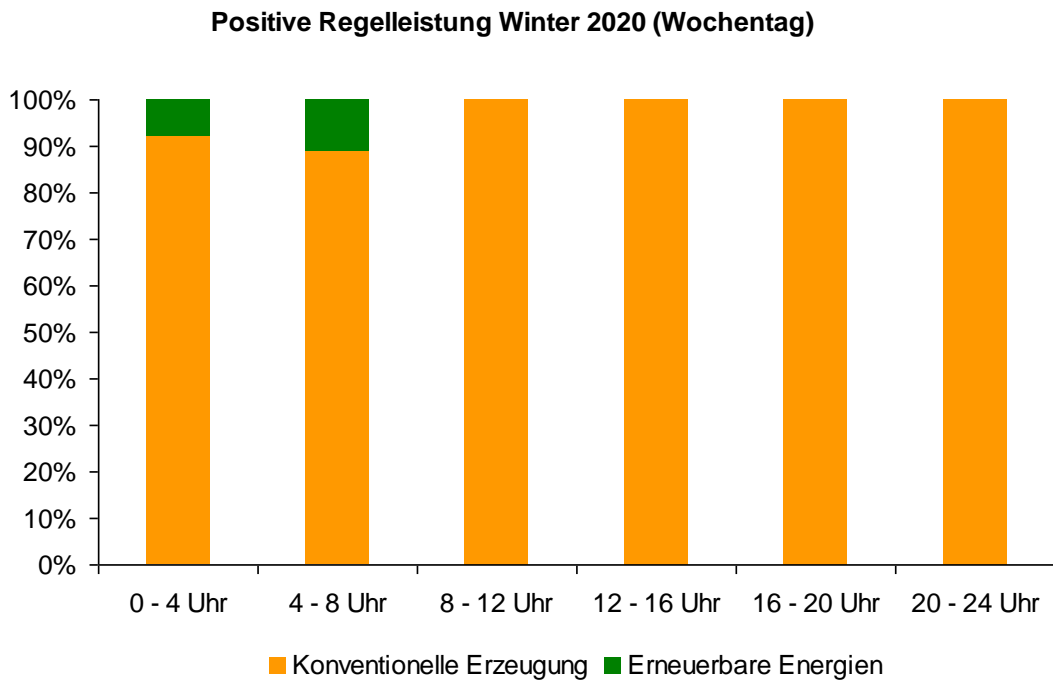


Quelle: IWES

23.5.2 Ergebnisse

Das Ergebnis im volkswirtschaftlichen Optimierungsmodell zeigt, dass nur in besonderen Situationen positive Regelleistung durch Windenergieanlagen bereitgestellt werden sollte. Dies ist bei einer Kombination von starker Windenergieeinspeisung, niedriger Last und einem hohen Lastgradienten der Fall. In der Modellierung werden derartige Situationen im Jahr 2020 in Nachtstunden identifiziert. Die sonstige Regelleistung wird dann von konventioneller Erzeugungskapazität bereitgestellt. Die Abbildung 20 zeigt den Anteil an der gesamten vorgehaltenen Regelleistung, den erneuerbare Energien bereitstellen.

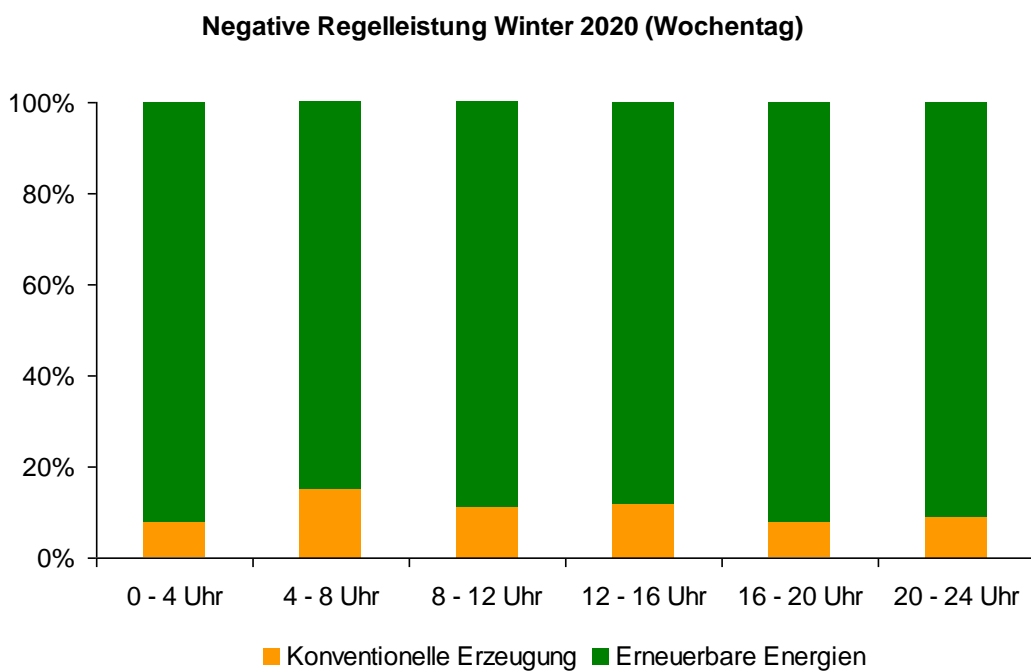
Abbildung 23-11: Positive Regelleistungsvorhaltung Winter 2020



Quelle: EWI

Die Optimierungsergebnisse zeigen, dass die Bereitstellung negativer Regelleistung im Jahr 2020 weit überwiegend durch Windenergieanlagen geleistet wird, da die Vorhaltung keine Kosten verursacht:

Abbildung 23-12: Negative Regelleistungsvorhaltung Winter 2020



Quelle: EWI

In der dynamischen Betrachtung der negativen Reservevorhaltung ist bereits heute zu erkennen, dass die kurzfristige Drosselung von Windkraftanlagen die Systemerzeugungskosten senken kann: Konventionelle Kraftwerke können nur begrenzt in Teillast betrieben werden, um Schwankungen auf den Märkten auszugleichen. Eine weitere Reduktion würde zu einer Abschaltung von einzelnen Kraftwerken führen, und damit zu längeren Stillstandzeiten, in denen die Kraftwerke keine Gewinne erwirtschaften könnten. Auf den Spotmärkten entstehen deshalb schon heute negative Preise: Kraftwerksbetreiber sind bereit, bei niedriger Last kurzfristig Geld zu zahlen, um ihr Kraftwerk nicht abschalten zu müssen. Im Modell ist implementiert, dass in solchen Zeiten Windanlagen Regelenergie bereitstellen können. Dieses Phänomen kann durch die statische Betrachtung der Merit-Order im Abschnitt 23 nicht vollständig erklärt werden, sondern resultiert aus der fehlenden Flexibilität großer Erzeugungsanlagen in der dynamischen Betrachtung.

23.6 Flexibilität durch Speicher

23.6.1 Wirtschaftlichkeit von Speichern

Die verschiedenen Speichertechnologien wurden mittels einer groben Rasterung auf ihren möglichen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien in das deutsche Stromnetz im Zeitraum bis 2020 untersucht. In einem ersten Schritt wurde festgestellt, dass chemische Batterien, Superkondensatoren und Schwungräder bis 2020 aufgrund ihrer technisch-ökonomischen Parameter keine bedeutende Option darstellen. Für diabate und diabate Druckluftspeicher, Redox-Flow-Batterien und Wasserstoffspeicher wurden im Strommarktmodell als eine Zubau-Option für den Zeitraum bis 2020 implementiert. Die modellgestützte Untersuchung berücksichtigt, dass Speicher Erlöse auf dem Spotmarkt durch Vergleichmäßigung der Last erzielen, indem sie zu Niedrigpreiszeiten (Offpeak) laden („Valley Filling“) und zu Hochpreiszeiten (Peak) entladen („Peak Shaving“). Ferner wird berücksichtigt, dass Speicher Erlöse auf Regelenergiemärkten durch Bereitstellung und Abruf von Regelleistung erzielen.

23.6.2 Ergebnisse

Trotz zunehmender Volatilität der residualen Last und den damit verbundenen Peak-Offpeak Strompreis-Spreads werden die untersuchten Speichertechnologien bis 2020 in einem kosteneffizienten Szenario im Modell nicht endogen zugebaut. Die Preissignale am deutschen Strommarkt reichen auch nach Berücksichtigung der zusätzlichen Windenergieeinspeisung im Rahmen der betrachteten Szenarien (noch) nicht aus, um neue – und vergleichsweise teure – Speichertechnologien am Markt zu platzieren.

Nach dem Jahr 2020 ist aufgrund erwartungsgemäß weiter steigender WEA Kapazitäten mit einer weiteren Zunahme der Volatilität des Strommarkts zu rechnen. Ein Zubau von Speichern kann unter solchen Umständen eine vorteilhafte Flexibilitätsoption sein. Die lokale Bedeutung von Speichern zur Behebung regionaler Netzengpässe wird zusätzlich schwerpunktmäßig im Teil II der Studie untersucht. Hierbei wird insbesondere abgeschätzt, inwieweit Speicher eine Alternative bzw. Ergänzung zum Netzausbau sein können.

Da der Zubau von Pumpspeichern weniger von Installationskosten als von geographischen und politischen Parametern abhängt, ist im Modell kein endogener Zubau vorgesehen. Zur Zeit der Parameter-Setzung der Studie waren nur wenige Repower-Projekte sicher geplant und sind in die Referenzanalyse eingegangen.

Eine zusätzliche Sensitivitätsanalyse berücksichtigt neu in Planung befindliche Pumpspeicherkraftwerke in Süddeutschland, Österreich und der Schweiz. Die Kapazitäten in Deutschland werden exogen um 1,7 GW erweitert, durch das geplante 1400 MW-Kraftwerk in Atdorf, das 2019 in Betrieb gehen soll, das geplante 300 MW-Kraftwerk in Riedl und die 45 MW-Erweiterung im Blautal. In Österreich kommen etwa 2 GW, in der Schweiz 3 GW hinzu, da in diesen Staaten ebenfalls viele Projekte in einem momentan noch nicht sicheren Planungsstadium befinden. Die meisten sollen erst nach 2015 in Betrieb genommen werden. In der Modelllogik verdrängt dieser massive Zubau im ähnlichen Maßstab Gaskraftwerke, die vorher zur Spitzenlastdeckung benötigt wurden. Da alle Kraftwerke südlich der voraussichtlichen innerdeutschen Netzengpässe liegen, würde der Bedarf an Übertragungsleistung bei Umsetzung aller Kraftwerksvorhaben noch einmal deutlich zunehmen.

23.7 Kosten der Windintegration

Um die Kostenwirkungen der Windenergie im deutschen Stromsystem abzuschätzen, wird zunächst die Höhe der gezahlten Einspeisevergütung des Jahres 2020 ermittelt und mit der heute gezahlten Einspeisevergütung verglichen. Im Referenzjahr 2008 wurde eine Einspeisevergütung für Windenergie in Höhe von 3.561 Mio. Euro für eine Strommenge von insgesamt 40.573 GWh gezahlt. Dies entspricht einer durchschnittlichen Vergütung von 87,7 €/MWh. Die Einspeisevergütung bestehender Anlagen wird aufgrund der im EEG festgelegten Degression sinken. Dafür wurde der Vergütungssatz in der Novelle des EEG 2009 für neue Onshore-Windparkprojekte erhöht. Für eine überschlägige Abschätzung wird für Onshore-Anlagen von der heutigen Durchschnittsvergütung ausgegangen. Die Vergütung der Offshore-Windenergie ist gemäß EEG § 31 (2) mit 13-15 ct/kWh anzusetzen. Hieraus ergäbe sich für das Jahr 2020 auf Basis der angenommenen Kapazität mit Auslastung gemäß Windjahr 2007 eine Gesamtvergütung für Strom aus Windenergie von 15.140 Mio. Euro.

Um den energiewirtschaftlichen Wert des Windstroms (die durch Windstrom vermiedenen Kosten im Erzeugungssystem) sowie die CO₂-Vermeidungskosten des Windstroms im Jahr 2020 zu bestimmen, wird eine ergänzende Szenariorechnung für denselben Zeitraum durchgeführt. Dabei wird die Windenergiemenge auf dem Stand des Jahres 2008 „eingefroren“, um die zusätzlichen Kosten im Erzeugungssystem zu quantifizieren²⁰². Quelle: *EWI* zeigt die durch zusätzlichen Windstrom verdrängte Stromerzeugung. Es werden hauptsächlich Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken sowie Stromimporte verdrängt bzw. Stromexporte begünstigt.²⁰³

²⁰² Berücksichtigt werden dabei feste und variable Kosten im Erzeugungssystem, keine Netzkosten.

²⁰³ Es wird unterstellt, dass windbedingte Stromexporte vom angrenzenden Ausland aufgenommen werden können. In diesem Zusammenhang sind weitergehende Untersuchungen erforderlich, wie sie beispielsweise in der laufenden EWIS Studie der europäischen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt werden.

Tabelle 23-7: Durch Windenergie verdrängte Stromerzeugung

	Durch Windenergie verdrängte Stromerzeugung
Wind	+99 TWh
Steinkohle	- 42 TWh
Braunkohle	- 20 TWh
Gas	1 TWh
Nuklear	-2 TWh
Austauschsaldo	-38 TWh

Quelle: EWI

Durch den zusätzlichen Windstrom werden Kosten im konventionellen Stromsystem eingespart. Diese Einsparungen werden gemäß Tabelle 20 in variable Kosten, fixe Betriebskosten und Kapitalkosten aufgegliedert. Vermieden werden hauptsächlich Brennstoffkosten sowie, aufgrund der notwendigen konventionellen Back-up Kapazitäten, in geringerem Maße kapazitätsgebundene Kosten. Insgesamt werden im Jahr 2020 Kosten in Höhe von 77 € pro MWh (nominal) eingespart. Bei einer durchschnittlichen Vergütung von 127 €/MWh im Jahr 2020 liegen die Netto-Kosten der Windenergie im Erzeugungssystem bei 50 €/MWh (nominal) im Jahr 2020.²⁰⁴

Tabelle 23-8: Kosteneinsparungen durch und Einspeisevergütungen für Windstrom im Jahr 2020

	Systemkosten
Variable Kosteneinsparung pro MWh Windstrom	49,22 €/MWh
Feste Betriebskosteneinsparung pro MWh Windstrom	0,62 €/MWh
Kapitalkosteneinsparung pro MWh Windstrom	10,58 €/ MWh
Anfahrkosten konventioneller Kraftwerke	-0,81 €/ MWh
Summe Kosteneinsparung pro MWh Windstrom (real, € 2007)	59,61 €/MWh
Summe Kosteneinsparung pro MWh Windstrom (nominal)	77,12 €/MWh
Durchschnittliche Einspeisevergütung pro MWh Windstrom (nominal)	127,10 €/MWh

²⁰⁴ Redispatch-Kosten sind in diesen Berechnungen nicht berücksichtigt.

Einspeisevergütung – Kostenersparnis (nominal)	49,98 €/MWh
--	-------------

Quelle: *EWI*

Den Netto-Kosten der Windenergie stehen die eingesparten CO₂ Emissionen im Stromerzeugungssystem gegenüber. Bei einer Minderung von 590 kg CO₂ pro erzeugter MWh Windenergie im Jahr 2020 ergeben sich CO₂-Vermeidungskosten von (real) 66 €(2007)/t CO₂. Dies ist dem Preis von 37 €(2007)/t CO₂ im betrachteten Szenario gegenüber zu stellen. DIME berechnet die Veränderung der Stromerzeugung im gesamten europäischen System. Die CO₂-Intensität des insgesamt in Europa verdrängten Strommixes liegt unterhalb der CO₂-Intensität des Strommixes der verdrängten Erzeugung in Deutschland. Durch den zusätzlichen Wind verändern sich die Erzeugung in und die Austauschaldi zwischen den einzelnen Nationalstaaten. Zusätzlicher Wind im deutschen System führt demnach zu einer Verdrängung thermisch erzeugter Strommenge mit einem durchschnittlichen CO₂ Intensität in Höhe von 590 kg CO₂/MWh. Insgesamt würden damit im europäischen Kontext knapp 60 Mio. t CO₂ weniger emittiert werden.

23.8 Strompreise für Endverbraucher

Die Übersicht in Tabelle 23-8 zeigt, dass die Zahlungen für die Einspeisevergütung höher liegen als die durch verdrängte konventionelle Energie entstehenden Einsparungen im Elektrizitätssystem. Dies wirkt für die Endverbraucher Strompreis treibend.

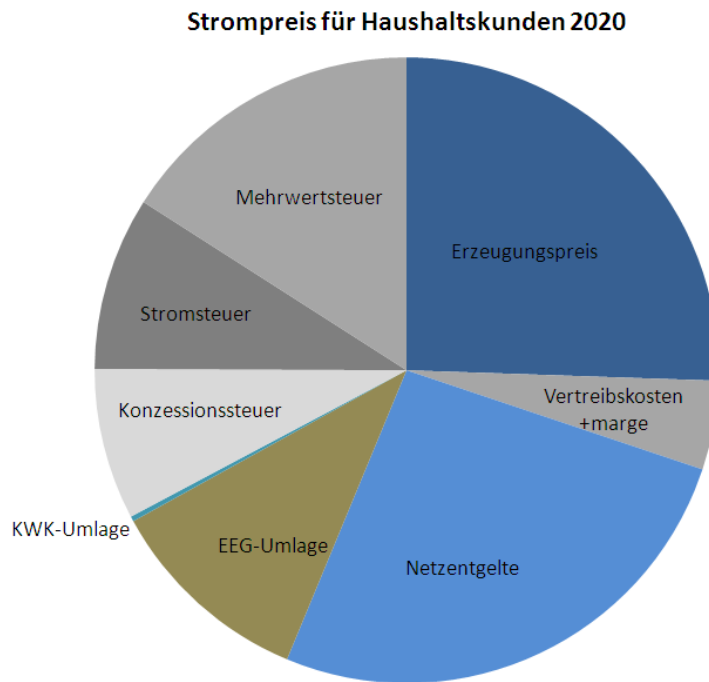
Um diese Preiserhöhung im Szenario zu quantifizieren, wird von einem wettbewerblichen Großhandelsmarkt und damit einer Grenzkostenpreisbildung ausgegangen. Durch die hohen Brennstoffkosten steigen auch die Börsenpreise deutlich. Im Jahr 2015 liegt der berechnete durchschnittliche Base-Preis bei 60,50€(2007). Unter der Annahme, dass die Nachfrage sinkt und unter Berücksichtigung der steigenden Windstromeinspeisung ergeben sich Preise auf dem Großhandelsmarkt im Jahr 2020 von etwa 58€(2007).

Die Haushalte als nicht privilegierte Verbraucher nutzten 2009 nach Angaben des bdew etwa 25,5% der Elektrizität.²⁰⁵ Dieser Anteil wurde bis 2020 fortgeschrieben. Auch der Anteil von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen mit 22% wurde als konstante Größe berücksichtigt. Nach den EEG-Abrechnungen der vergangenen Jahre waren durchschnittlich etwa 14,5% der Stromverbraucher privilegiert und mussten keine EEG-Umlage bezahlen.

Sollte sich die Berechnung der EEG-Umlage nicht ändern, steigt der Betrag dieser Umlage bei den genannten hohen Basepreisen nur wenig. 2020 läge sie nach diesen Berechnungen bei etwa 2,5 ct/kWh. Stromsteuer und Konzessionsabgabe wurden als konstant angenommen, die KWK-Umlage steigt ab 2011 jedes Jahr leicht an.²⁰⁶ Die Mehrwertsteuer wurde bei 19% festgeschrieben. Die Netzentgelte hängen ab von den jeweiligen Szenarien für den Netzausbau. Im Basisszenario würden sie für Haushaltskunden von 5,8ct/kWh auf 6ct/kWh steigen, im teuersten berechneten Fall lägen die Entgelte bei 6,3ct/kWh.

²⁰⁵ Bdew: Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung

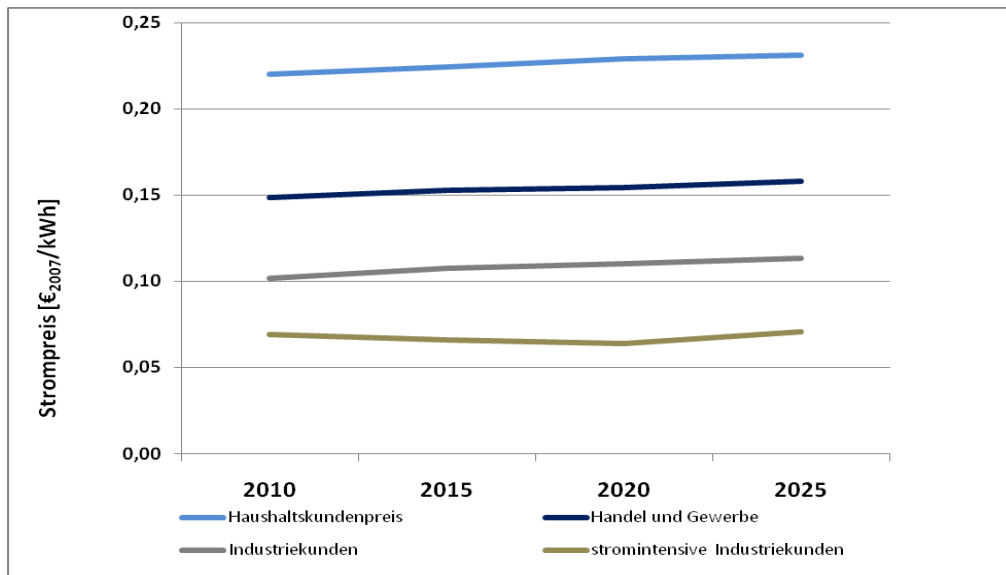
Abbildung 23-13: Bestandteile des Strompreises für Haushaltskunden im Jahr 2020 im Basisszenario



Quelle: EWI

Der Preis würde für alle Stromkunden leicht ansteigen.

Abbildung 23-14: Strompreis für verschiedene Stromkunden 2010 bis 2025



Quelle: EWI

23.9 Speicher zur Ergänzung von Netzausbaumaßnahmen

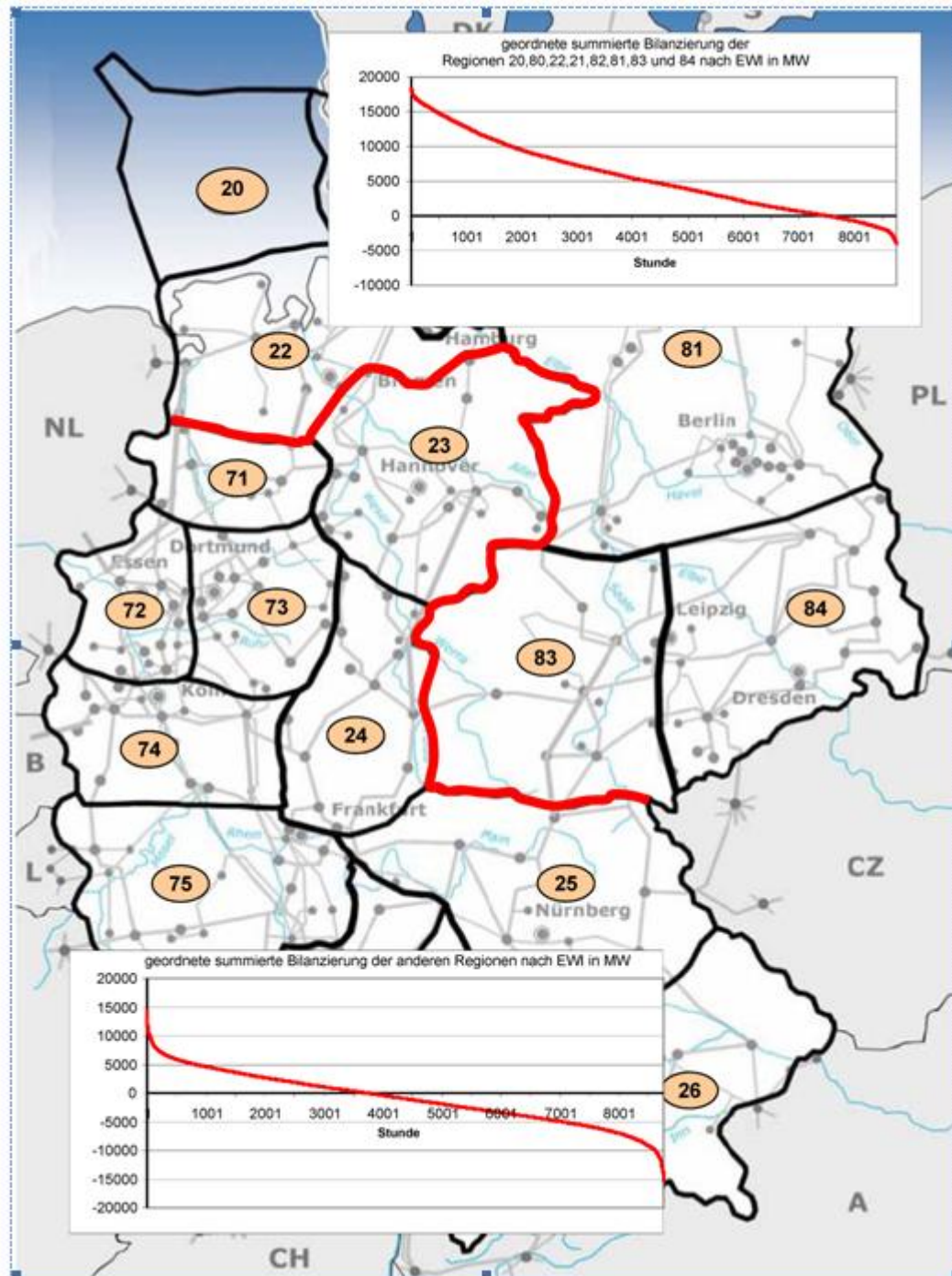
Im Referenzfall der Untersuchung schwanken die Strompreise auf dem innerdeutschen Strommarkt nicht so stark, dass ein Ausgleich durch Speicherung wirtschaftlich wäre. Die Modellierung geht hier von einem einheitlichen deutschen Markt aus, auf dem der Strom an der Börse frei gehandelt werden kann. Durch den Zubau von Windanlagen im Norden werden aber mittelfristig Netzengpässe in Deutschland entstehen, bzw. sind bereits heute eine Herausforderung für die Übertragungsnetzbetreiber (Kapitel 12). Speicher könnten den Strom an den Grenzen dieser Netzengpässe auffangen und in Stunden bereitstellen, in denen keine Engpässe bestehen. Somit könnten sie einen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien leisten.

Um Netzengpässe zu identifizieren, wurde das energiewirtschaftliche Modell DIANA eingesetzt. Unter Berücksichtigung der vorgegebenen Erzeugungskapazitäten ermittelt DIANA den stundenscharfen Dispatch der Kraftwerke auf dem deutschen Strommarkt für das Jahr 2020. Entsprechend dem zurzeit gültigen deutschen Marktdesign werden Engpässe dabei nicht berücksichtigt, es zählen allein die variablen Kosten der Erzeugung. Innerhalb der Modellierung für diese Studie sind die Windeinspeiseganglinien aus den IWES-Berechnungen (siehe Kapitel 0) implementiert. Importe und Exporte in die deutschen Nachbarregionen sind möglich, auch werden alle oben angegebenen Potentiale für DSM mit Kosten belegt und in die Berechnungen integriert.

Die Ergebnisse des Dispatch-Modells wurden entsprechend der oben erläuterten Vorgehensweise in den regionenscharfen Netzmodellen der Übertragungsnetzbetreiber verarbeitet und die entstehenden Engpässe in den Netzflüssen errechnet. Die Höhe der nicht übertragbaren Leistungen wurde für drei Fälle quantifiziert: ein Basis-Szenario mit den heute bestehenden Netzen und den gemäß dena-Netzstudie I vorgesehenen Erweiterungen bis 2015, ein „TAL“-Szenario, in dem davon ausgegangen wird, dass die Trassen mit Hochtemperaturseilen ausgestattet werden und ein „FLM“-Szenario, in dem für die modellierten Leitungen ein Freileitungsmonitoring unterstellt wird. Durch Hochtemperaturbeseilung und Freileitungsmonitoring können die Anlagen zusätzliche Leistungen übertragen, ohne zusätzlich installierte Trassen oder Kabel.

Mit Hilfe der Szenarien werden die Übertragungsengpässe an den Grenzen der untersuchten Regionen 22, 81 und 83 identifiziert (Abbildung 23-15).

Abbildung 23-15: Schematische Darstellung der Regionengrenzen im deutschen Übertragungsnetz



Quelle: ÜNB

In Abbildung 23-16 sind die Lastdauerlinien der nicht übertragbaren Leistungen über die Übertragungsquerschnitte 1 – 5 dargestellt. Sie sind das Ergebnis des Basis-Szenarios ohne Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturbeseilung.

Abbildung 23-16: Dauerlinien der nicht-übertragbaren Leistung an den untersuchten Regionengrenzen

Regionengrenze	Dauerlinie
22 – 71	
22 – 23	
81 – 23	
83 – 24	
83 – 25	

Quelle: ÜNB

Um herauszufinden, inwieweit Speicher helfen könnten, diese Übertragungsengpässe zu entschärfen werden dem DIANA-Modell in einem nächsten Schritt exogene Speicherkapazitäten vorgegeben. Die Dimensionierungen der Speicher richten sich allein nach den nicht-übertragbaren Leistungen. Die nicht-übertragbare Leistung wird den Anlagen als exogener Zufluss vorgegeben. Die Ausspeicherung wird marktgetrieben modelliert: Die Speicher bieten Energie zu Zeiten an, in denen der Strompreis hoch ist, abhängig von ihrer vorgegebenen Leistung und den freien Netzkapazitäten.

Für die Speichermodellierung wird zunächst die nicht-integrierbare Strommenge regional differenziert analysiert. Die Speicher werden jeweils so dimensioniert, dass die gesamte nicht-integrierbare Strommenge in den drei mit Engpässen behafteten Zonen eingespeichert werden kann. Sollten sich in mehreren aufeinanderfolgenden Stunden nicht-übertragbare Leistungen ergeben, müssen auch diese speicherbar sein. Im Weiteren werden zwei Optionen zur Überbrückung der Netzengpässe untersucht. In einer ersten Untersuchung werden den Speichern 100% der nicht-integrierbaren Leistungen kostenfrei zur Verfügung gestellt. Alternativ wird ein Netzausbau von 50% der fehlenden Kapazitäten angenommen, und die verbleibende nicht-integrierbare Leistung wird eingespeichert. Die einzuspeichernde Energie sinkt dadurch deutlich, denn die Zeiten, in denen der Strom nicht ausgespeichert werden kann, sind deutlich seltener.

23.9.1 100% Integration durch Speicherbau

In Tabelle 23-9 sind die Speicher für den Fall der 100 %igen Integrationen der nicht übertragbaren Leistungen durch Speicher dargestellt.

Tabelle 23-9: Speicherdimensionierung im 100 % Speicherfall

Speicherstandort	Verfügbare Pump- und Erzeugungskapazität (GW)	Energiemenge (GWh)
22	7,4	457
81	1,3	11
83	4,2	1085

Quelle: EWI

Insgesamt werden für die vollständige Integration der erneuerbaren Energien in das deutsche Stromsystem 13,1 GW Speicher mit einem Energieinhalt von 1,5 TWh benötigt. Einige der Übertragungskanäle arbeiten dauerhaft am Kapazitätsmaximum. Somit muss eine große Energiemenge über eine gesamte Jahreszeit (Herbst) eingespeichert werden.

Um die entlastende Wirkung durch Hochtemperaturbeseilung und Freileitungsmonitoring zu quantifizieren, werden weitere Netzberechnungen angestellt. Auch unter diesen Voraussetzungen kommt es zu nicht-übertragbaren Leistungen im TWh-Bereich.

Tabelle 23-10: Speicherdimensionierung im 100% Speicherfall unter Berücksichtigung von FLM

Speicherstandort	Verfügbare Pump- und Erzeugungskapazität (GW)	Energiemenge (GWh)
22	5,2	68
81	1,3	11
83	3,7	720

Quelle: EWI

Tabelle 23-11: Speicherdimensionierung im 100% Speicherfall unter Berücksichtigung von TAL

Speicherstandort	Verfügbare Pump- und Erzeugungskapazität (GW)	Energiemenge (GWh)
22	3,3	32
81	0,1	0
83	2,6	62

Quelle: EWI

23.9.2 50 % Integration durch Speicherzubau

Im Ansatz der gemischten Integration durch Netzausbau und Speicherbau wurde das Szenario der hälftigen Aufteilung bezogen auf die Lastspitze gewählt. Die maximal nicht-integrierbare Leistung an einem Übertragungskanal dimensioniert den Kapazitätsausbau des Speichers und den des Übertragungsnetzes. Die für den Speicher resultierende einzuspeichernde Energiemenge reduziert sich dadurch deutlich stärker, weil die Übertragungskanäle weitere Ausspeicherung zulassen. Im Basisfall reduziert sich die gesamte Speichergröße auf 62 GWh.

Tabelle 23-12: Speicherdimensionierung im 50 % Speicherfall

Speicherstandort	Verfügbare Pump- und Erzeugungskapazität (GW)	Energiemenge (GWh)
22	3,7	23
81	0,6	3
83	2,1	36

Quelle: EWI

Auch für die FLM- und TAL-Berechnungen wurden die 50%-Lösungen analysiert. Die nicht-übertragbaren Leistungen verringern sich, eine vollständige Integration der Energie in den deutschen Strommarkt ohne Speicher ist aber auch in diesem Fall nicht möglich.

Tabelle 23-13: Speicherdimensionierung im 50 % Speicherfall unter Berücksichtigung von FLM

Speicherstandort	Verfügbare Pump- und Erzeugungskapazität (GW)	Energiemenge (GWh)
22	2,6	12
81	0,6	3
83	1,8	31

Quelle: EWI

Tabelle 23-14: Speicherdimensionierung im 50 % Speicherfall unter Berücksichtigung von TAL

Speicherstandort	Verfügbare Pump- und Erzeugungskapazität (GW)	Energiemenge (GWh)
22	1,6	9
81	0,0	0
83	1,3	9

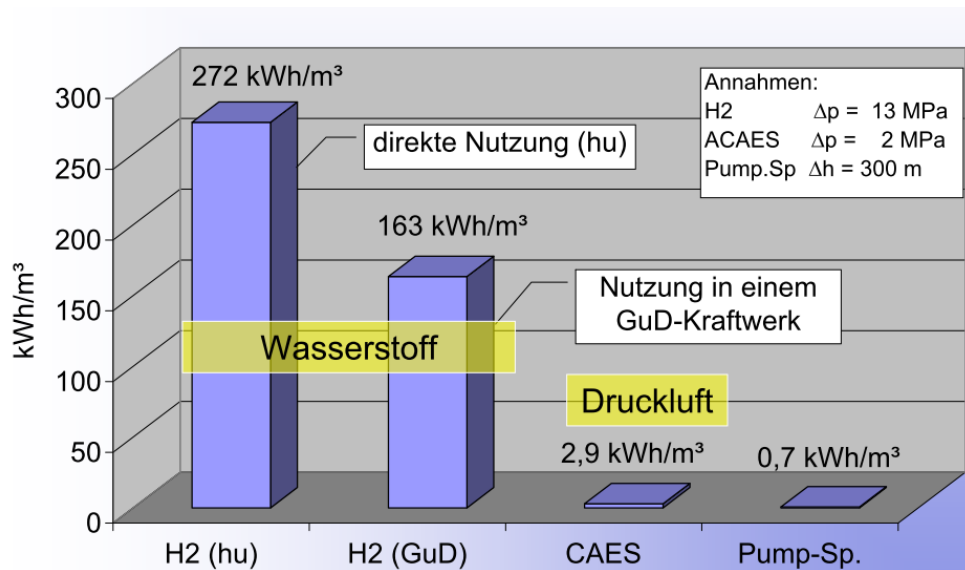
Quelle: EWI

Insbesondere die Hochtemperaturbeseilung verringert den Bedarf an Speicherkapazitäten.

23.9.3 Auswahl der Technologie

In der Schwerpunktanalyse der Speicher (Kapitel 22) wurden die unterschiedlichen Speicheroptionen für den deutschen Strommarkt analysiert. Auch die Standortrestriktion wurde für einige Speichertypen bereits angesprochen. Bei einer Integration von großen Energiemengen durch Speicher müssen die Grenzen der theoretischen Speicherpotentiale berücksichtigt werden. Abbildung 23-17 zeigt den Energiegehalt von Wasserstoff im Vergleich zu Druckluft und gespeichertem Wasser in einem Oberbecken eines Pumpspeicherkraftwerks.

Abbildung 23-17: Energiedichte des Speichermediums



Quelle: KBB Underground

Die etablierte Pumpspeichertechnik weist mit 0,7 kWh/m³ eine sehr geringe Energiedichte auf. Druckluftspeicher haben eine vier Mal höhere Energiedichte. Wasserstoff-Speicher weisen zwar einen vergleichsweise geringen Wirkungsgrad und hohe Investitionskosten (siehe Kapitel 22.3) auf, eignen sich aber mit einer Energiedichte 163 kWh/m³ besser für die Speicherung von großen Energiemengen auf vergleichsweise kleinem Raum.

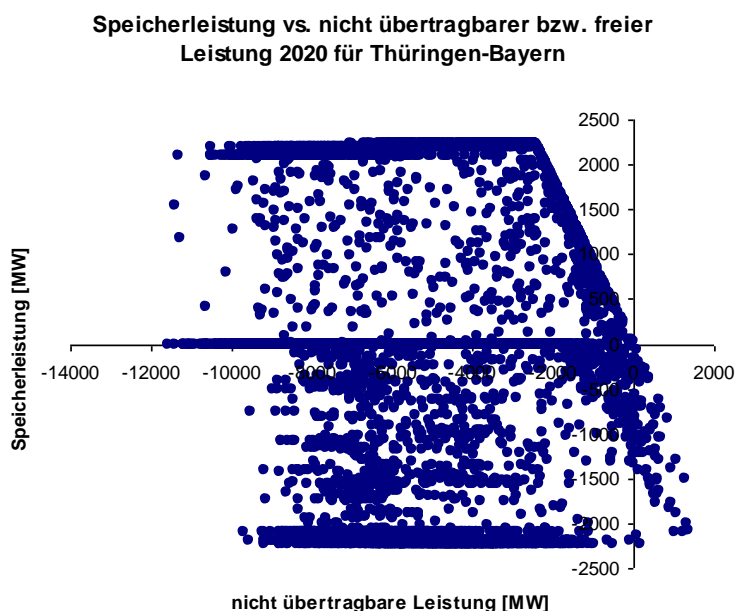
Aus dem Energiegehalt des Speichermediums leitet sich unter Berücksichtigung des wirtschaftlich erschließbaren Potentials des deutschen Speichervolumens in Kavernenfeldern die Energiemengenrestriktion der Speicherkraftwerke ab. Wegen der geringen Energieintensität von Druckluft können die großen Energiemengen der 100%igen Integration mittels der als ef-

fizient identifizierten AA-CAES Speichern nicht verarbeitet werden. Die Integration der nicht übertragbaren Leistungen ist in diesen Dimensionen nur mit Wasserstoffspeichern möglich. Für jeden der untersuchten Fälle wurden drei Speicher mit den Annahmen über die jeweilige Technik in das DIANA Modell integriert. Die nicht-übertragbaren Leistungen wurden diesen Speichern exogen als Einspeisung vorgegeben. Die mögliche Ausspeisung der Speicher richtet sich nach der Erzeugungskapazität und ist durch die freie Netzkapazität begrenzt. Das Modell ermittelt modellendogen die optimale Fahrweise der Speicher im Stromerzeugungssystem.

23.9.4 Nutzen der Speicher auf dem Strommarkt

Beispielhaft zeigt Abbildung 23-18 die Engpassbewirtschaftung bei einer 50%igen Integration der nicht-übertragbaren Leistungen durch einen AA-CAES-Speicher in der Zone 83 nach Thüringen-Bayern für das Jahr 2020. Die blauen Punkte zeigen jeweils die Speicherleistung und die nicht-übertragbare Leistung in einer untersuchten Stunde. Positive nicht-übertragbare Leistung im Diagramm induziert eine nicht integrierbare Energiemenge in der jeweiligen Stunde. Diese Energiemenge wird sodann eingespeichert. Dies wird durch eine negative Leistung des Speichers im Diagramm abgebildet. Die Leistung des Speichers beträgt 2100 MW. Der Einsatz dieser Speicherleistung wird bei freier Leitungskapazität auf dem Stromerzeugungsmarkt optimiert.

Abbildung 23-18: Engpassbewirtschaftung eines Speichers



Quelle: EWI, Darstellung: ÜNB

Im Dispatch ändern sich durch den Einsatz der Speicher insbesondere die Austauschmengen mit dem Ausland: Es wird insgesamt weniger nach Frankreich und Österreich exportiert, dafür kommen zusätzliche Importe aus windreichen Ländern wie die Niederlande, Dänemark und der Region Nordeuropa, aber auch aus Polen und Tschechien hinzu. Innerhalb des Landes nimmt die Produktion in teuren Gaskraftwerken ab, die ohne Speicher die Spitzenlast abde-

cken. Die in ihren variablen Kosten günstigeren Kraftwerke wie Kernkraftwerke, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke hingegen produzieren mehr Energie, die von den Speichern zu Zeiten mit höheren Strompreisen wieder abgegeben werden kann.

Anschließend wird eine zweite Netzberechnung unter Berücksichtigung der Speicheraktivität durchgeführt. Mit Hilfe dieser Einspeisedaten werden nochmals die engpassbehafteten Regionengrenzen ermittelt und die nicht übertragbaren Leistungen angegeben. Es zeigte sich, dass die Speicher kaum zur Entlastung der Engpässe zwischen den Regionen beitragen, und wie oben beschrieben nicht rentabel sind (Kapitel 13.1.4).

Grund für dieses Ergebnis ist die Diskrepanz zwischen der Strompreisbildung und den lokalen Netzgegebenheiten. Zwar liegen die Grenzerzeugungskosten in der Netzzone mit hoher Windeinspeisung nahe Null, in anderen Regionen innerhalb Deutschlands allerdings erreichen sie weitaus höhere Werte. Auf dem wettbewerblichen, gesamtdeutschen Markt bildet sich ein Preis, der höher liegen kann als in den Nachbarländern und somit einen weiteren Import induziert, wenn Speicher dem deutschen Markt zeitweise Energie entziehen.

Dieser zusätzliche Import geschieht insbesondere in Zeiten mit hohem Windaufkommen, weil die Stromeinspeisung aus Windenergie in Deutschland mit der in anderen nordeuropäischen Ländern korreliert. Sobald freie Kapazitäten in den Kuppelleitungen zur Verfügung stehen, wird diese günstige (Wind-) Energie importiert, weil ihr Preis unterhalb des gesamtdeutschen Strompreises liegt. In den gleichen Zeiten treten aber zusätzliche Importe aus dem Ausland auf. Die eingespeicherte Energie macht so den Weg frei für zusätzliche Importe aus dem Ausland.

Eine gegenüber den Modellrechnungen verbesserte Wirtschaftlichkeit von Speichern ist vorstellbar durch Berücksichtigung des Beitrages der Speicher zur Reduzierung von Redispatch im Kraftwerkseinsatz. Dieser positive Beitrag von Speichern wurde im Zuge des modellierten börsenpreisgetriebenen Kraftwerks- und Speichereinsatzes vernachlässigt. Andererseits wird die Wirtschaftlichkeit der Speicher in den Modellrechnungen überschätzt, da die gesamte durch Speicher integrierbare Windleistung den Speichern kostenlos zur Verfügung gestellt wird.

Im Rahmen der Szenarien kann die Windleistung bis 2020 über räumliche Verschiebung, zum Beispiel ins Ausland, ausgeglichen werden. Voraussetzung dafür ist wie dargelegt der massive Ausbau von Netzen. Bei weiterem starkem Ausbau der Windenergie unter der Maßgabe ihrer vollständigen Integration kann sich die Notwendigkeit einer zeitlichen Verschiebung ergeben. Dies ist nur durch den Einsatz von Speichertechnologien möglich.

23.9.5 Volkswirtschaftliche Kosten und Bewertung der Speicher

Auch wenn die Speicher als unabhängige Erzeugungseinheiten im derzeitigen Marktdesign wenig zur vollständigen Integration der erneuerbaren Energien in das deutsche Stromsystem beitragen können, verringert ihr Einsatz durch die zeitliche Verschiebung der erzeugten Energie aus Wind die Gesamterzeugungskosten des Systems. Um eine Basis für eine Entscheidung über eine mögliche Förderung von Speichern als Alternative zum Netzausbau zu geben, wurden die Gesamtkosten der modellierten Speichern mit den eingesparten Erzeugungskosten des Systems verrechnet und die jährlichen Kosten für Speicher in den sechs Untersuchungen errechnet.

23.9.5.1 50% Integration durch Speicher

Die Kosten für einen AA-CAES Speicher bestimmen sich durch die Bestandteile Turbine, Kompressor, thermischer Speicher und Kaverne (siehe Kapitel 22.2). Da die Kombinationen aus Erzeugungs-/Einspeisekapazität und Speicherung in Kavernen mit den Beispielfällen variieren, wurden die beiden Bestandteile unabhängig voneinander mit Kosten belegt.

Analog zu Gatzel (2008) wurde angenommen, dass eine Turbine mit einer Leistung von 300 MW brutto 2020 etwa 15 Mio. Euro kostet. Ein Kompressor mit einer Standardleistung von 180 MW kostet laut Annahme 30 Mio. Euro. Hinzu kommen Kosten für den thermischen Speicher und die Kaverne, die von der Speichergröße abhängen. Da Kavernen bis zu einer Größe von 1,5 Mio. m³ für Druckluftspeicher geeignet sind, wurde der thermische Speicher ebenfalls für eine solche Größe berechnet. Er würde etwa 70 Mio. Euro kosten. Die Fixkosten für die Aussolung und Bereitstellung einer Kaverne liegen bei etwa 10 Mio. Euro und wachsen linear mit Größe des Hohlraumes. Für eine Kaverne mit 1,5 Mio. m³ wie hier angenommen, würden sich Kosten von etwa 40 Mio. Euro ergeben. Hinzu kommen Projektkosten, die Gatzel (2005) mit 40% der Anlagenkosten beziffert hat. Die gesamten Investitionskosten wurden über eine Laufzeit von 20 Jahren abgezinst, bei einem Zinssatz von 10%. Die jährlichen eingesparten Kosten können nur für das gesamte System ermittelt werden. Sie wurden mit den gesamten Kosten der Speicher in den drei Regionen verrechnet.

Tabelle 23-15: Jährliche Kosten der 50%-Integration durch AA-CAES-Speicher

Integration	Jährliche Kosten
50% Integration durch Speicher	503 Mio. €(2020)
50% Integration unter Berücksichtigung von FLM	388 Mio. €(2020)
50% Integration unter Berücksichtigung von TAL	191 Mio. €(2020)

Quelle: EWI

23.9.5.2 100% Integration durch Speicher

Sollten 100% der nicht-übertragbaren Leistungen in Speichern aufgenommen werden, sind AA-CAES-Speicher wegen der geringen Energiedichte von Druckluft ungeeignet. Wasserstoff-Speicher können mehr Energie auf kleinerem Raum und für längere Zeit einspeichern. Die Investitionskosten wurden für den Elektrolyseur 600 €/kW, für das GuD-Kraftwerk 550€/kW angenommen. Dies setzt eine starke Kostendegression im Vergleich zu den heutigen Investitionskosten vergleichbarer Anlagen voraus.²⁰⁷ Aufgrund der Eigenschaften des Gases sind die Kavernen für Wasserstoffspeicher kleiner zu gestalten. Für diese Studie wurden Kosten für 750.000 m³ hinterlegt. Die Kosten wurden analog zu den Kosten der AA-CAES-Kavernen berechnet.

Wasserstoff-Speicher können sehr viel größere Energiemengen speichern. Der Wirkungsgrad der Wasserstoff-Anlagen ist aber deutlich niedriger als der von AA-CAES-Anlagen, deshalb ergibt sich volkswirtschaftlich eine geringere Kostenersparnis. Die jährlichen Kosten der Integration der nicht-übertragbaren Leistungen liegen in einer solchen Konfiguration deshalb deutlich über den 50%-Beispielen.

²⁰⁷ Wietschel et al. (2010), p. 568

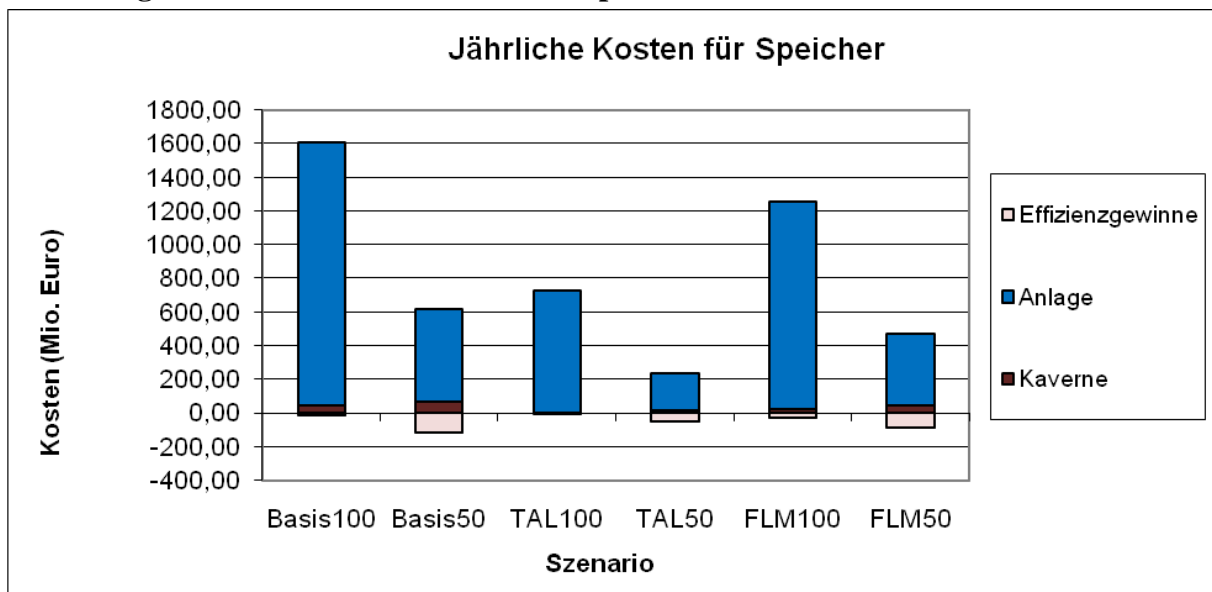
Tabelle 23-16: Jährliche Kosten der 100%-Integration durch H2-Speicher

Integration	Jährliche Kosten
100% Integration durch Speicher	1598 Mio. €(2020)
100% Integration unter Berücksichtigung von FLM	1227 Mio. €(2020)
100% Integration unter Berücksichtigung von TAL	722 Mio. €(2020)

Quelle: EWI

Abbildung 23-19 stellt die Kosten und Effizienzgewinne für alle Szenarien graphisch dar:

Abbildung 23-19: Jährliche Kosten für Speicher



Quelle: EWI

23.10 Geologische Potenziale für Speicher in Norddeutschland

Das Ergebnis der Modellierung ist, dass Deutschland in einem europäischen Verbundsystem alleine durch Speicher die Integration der erneuerbaren Energien nicht leisten kann. Bei Änderung des Marktdesigns oder zur lokalen Integration von Energie im Verbund mit Windparks könnten Speicher dennoch zur Vergleichmäßigung der Erzeugung beitragen.

Die Installation von Kavernenspeicher ist an die Verfügbarkeit geeigneter Salzformationen gebunden. Die Firmen DEEP. Underground Engineering GmbH und KBB Underground Technologies GmbH haben deshalb mögliche Standorte an der Nord- und Ostsee untersucht, sowohl im Offshore-Bereich als auch im Festlandsbereich jeweils in der Nähe der definierten Zielgebiete der Netzanbindung. Für jede gefundene Salzstruktur sind hier stichpunktartig die wesentlichen Merkmale zur Teufenlage des Salztops, zur flächenhaften Ausdehnung der nutzbaren Struktur, zum erwarteten Salinartyp, zum Erkundungsgrad, zum Bebauungsgrad, sowie zu den Möglichkeiten der Frischwasserentnahme und der Entsorgung der Sole zusammengestellt.

Die Bewertung der auf diese Weise identifizierten Salzstrukturen hinsichtlich ihrer Eignung zum Bau und Betrieb einer DruckluftspeicherKavernenanlage findet unter Anwendung von Kriterien statt, die die Eigenschaften der Salzstruktur, den Erkundungsgrad der Salzstruktur,

ihre flächenhafte Ausdehnung, die Eignung aus Sicht der Gebirgsmechanik und die Entfernung zur möglichen Netzanbindung berücksichtigen. Bei den Offshore-Salzstrukturen wird zusätzlich die vorhandene Wassertiefe als Bewertungskriterium mit einbezogen, während bei den Salzstrukturen unter dem Festland die Möglichkeiten der Frischwasserbeschaffung und der Entsorgung der Sole bewertet werden.

23.10.1 Offshore-Salzstrukturen

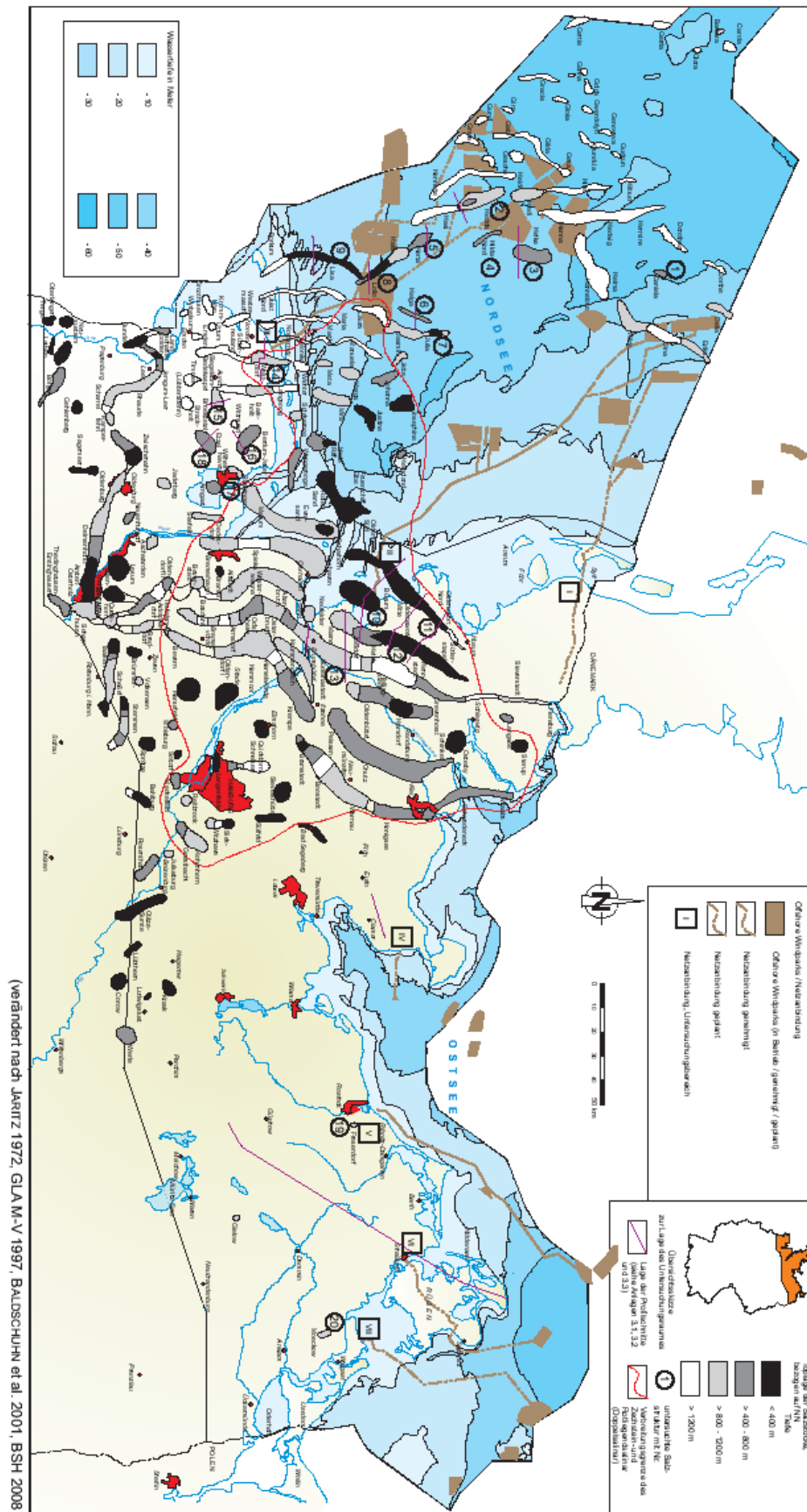
Die Offshore-Windparks in der Nordsee können jeweils einem niedersächsischen und zwei schleswig-holsteinischen Anlandepunkten zugeordnet werden. Im Bereich dieser Windparks liegen zahlreiche Salzstrukturen vor. Alle sind im Wesentlichen aus Zechstein aufgebaut sind und bieten damit aus geologischer Sicht gute Voraussetzungen für die Errichtung einer Kaverne. Der Erkundungsgrad dieser Offshore-Salzstrukturen ist jedoch als gering anzusehen.

Die einzige im Einzugsgebiet des **Anlandepunktes I (Sylt)** bzw. **Anlandepunktes II (Büsum)** liegende Salzstruktur Daniela (1)²⁰⁸ befindet sich nördlich der in diesem Bereich geplanten Windparkgebiete, so dass die Netzanbindung als eher ungünstig bezeichnet werden kann.

Im Bereich nördlich der Ostfriesischen Inseln (**Anlandepunkt III (Norden)**) erscheinen zunächst die Salzstrukturen Herta (5), Lollo (8) und Lisa (9) als grundsätzlich geeignet und sollten in die engere Wahl für eine detaillierte Standortbewertung genommen werden.

Innerhalb der deutschen Ostsee konnten keine geeigneten Offshore-Salzstrukturen identifiziert werden.

Abbildung 23-20: Die Salzstöcke im norddeutschen Küstenraum



208 Die Nummern zu den jeweiligen Standorten beziehen sich auf die Kennzeichnung in Abbildung 23-20

Tabelle 23-17: Zusammenstellung der Bewertung möglicher Offshore-Standorte

Struktur	strukturelles Risiko	Erkundungsgrad	vorhandene Fläche	Gebirgsmechanik	Lage
Netzanbindung I (Sylt) bzw. II (Büsum), Schleswig-Holstein					
Daniela	+	-	+	+	-
Netzanbindung III (Norden), Niedersachsen					
Hedda-Süd	+	+/-	+	+/-	+
Heike	+	-	+	+	-
Hilda-Nord	+	-	+	+/-	+/-
Herta	+	-	+	+	+
Helga	+	+/-	+/-	+/-	+/-
Julia	+	-	+	+	-
Lollo	+	-	+	+	+
Lisa	+	-	+	+	+ bis -

Quelle: KBB Underground

23.10.1 Onshore-Salzstrukturen

Als Zielgebiete der Netzanbindung auf dem Festland sind sieben Bereiche vorgegeben, die sich aus der Lage der Anlandepunkte der Kabeltrassen zu den Offshore-Windparks und der Einspeisungspunkte in das Hochspannungsnetz ergeben.

In Umkreis des Zielgebietes der **Netzanbindung I (Sylt), Schleswig-Holstein**, konnten keine geeigneten Salzstrukturen gefunden werden.

Im Bereich des Zielgebietes der **Netzanbindung II (Büsum), Schleswig-Holstein**, sind der Teilbereich Marne innerhalb der Salzstruktur Hennstedt-Heide-Meldorf-Marne (12) und der Teilbereich Belmhusen innerhalb der Salzstruktur Belmhusen/Süderhastedt (13) als mögliche Standorte für einen Druckluftkavernenspeicher grundsätzlich geeignet.

Innerhalb des Zielgebietes der **Netzanbindung III (Norden), Niedersachsen**, bieten sich mehrere Salzstrukturen grundsätzlich zur Errichtung von Druckluftspeichern an, allerdings ist die Verfügbarkeit bereits sehr eingeschränkt.

Aufgrund von bereits vorhandenen, bzw. konkret geplanten Kavernenspeichern auf den Salzstöcken Rüstringen und Etzel ist die Verfügbarkeit dieser Standorte entweder nicht mehr gegeben (Rüstringen (17) bzw. stark eingeschränkt Etzel (18)). Dies bedeutet, dass nur noch auf

dem Weg von Verhandlungen mit dem bereits ansässigen Betreiber eine Standortentscheidung getroffen werden kann. Gleiches gilt in eingeschränkter Form für den Salzstock Berdum-Jever (16), der nach gegenwärtigem Kenntnisstand zumindest teilweise für die Entwicklung einer Kavernenanlage zur Erdgasspeicherung vergeben ist.

Die Salzstruktur Westdorf (14) erscheint ebenfalls als Standort für einen CAES-Kavernenspeicher geeignet. Nachteilig gegenüber den vorgenannten Standorten sind hier jedoch die eventuell vorzufindende saline Doppelstruktur und die etwas tiefere Lage des Salztops.

Eine weitere Möglichkeit zur Anlage von Druckluftspeichern könnte die Salzstruktur Jemgum nahe der Stadt Leer bieten, die jedoch außerhalb der betrachteten Region liegt. Aus geologisch-geotechnischer Sicht erscheint diese Struktur geeignet, allerdings sind die Rechte bereits vergeben. Hier planen drei große Gasversorger die Entwicklung eines eigenen Gaskavernenfeldes.

In Umkreis des Zielgebietes der **Netzanbindung IV (Dahme/Cismar), Schleswig-Holstein**, konnten keine geeigneten Salzstrukturen gefunden werden.

Die im Bereich des Zielgebietes der **Netzanbindung V (Rostock), Mecklenburg-Vorpommern**, identifizierte Salzstruktur Fresendorf ermöglicht nur die Errichtung von Kavernen in einer Teufenlage, die auf der Grundlage des gegenwärtigen Stands der Technik als zu tief für die Errichtung von Druckluftspeicherkavernen bewertet werden kann.

In Umkreis des Zielgebietes der **Netzanbindung VI (Stralsund), Mecklenburg-Vorpommern**, konnten keine geeigneten Salzstrukturen gefunden werden.

Die im Umkreis des Zielgebietes der **Netzanbindung VII (Lubmin), Mecklenburg-Vorpommern** liegende Salzstruktur Moeckow weist gute Voraussetzungen zur Errichtung einer Druckluftspeicherkavernenanlage auf. Derzeit wird dort jedoch durch die EWE AG, Oldenburg, die Errichtung einer Erdgasspeicheranlage geplant, die die angebotenen Flächen voll ausnutzt. Für diesen Standort bliebe nur der Weg über Verhandlungen mit diesem zukünftigen Betreiber.

Abschließend kann festgestellt werden, dass zwar in vier von sieben Zielgebieten der Netzanbindung im Bereich des Festlandes geeignete Salzstrukturen zur Errichtung eines CAES-Kavernenspeichers vorhanden sind, die am besten geeigneten Standorte jedoch nicht mehr oder nur noch bedingt verfügbar sind, da sie bereits zur Speicherung von Öl oder Erdgas betrieben werden, bzw. sich in der Planungs- bzw. Bauphase für derartige Speicher befinden. Es ist allerdings denkbar, dass die Betreiber gegebenenfalls auch zur Bereitstellung von Standorten für Druckluftspeicher bereit sind. Dieses ist auch ein Zeitproblem, da derzeit eventuell noch verfügbare und für die Druckluftspeicherung vorteilhafte Kavernenplätze in Zukunft bereits vergeben sein könnten.

Tabelle 23-18: Zusammenstellung der Bewertung möglicher Onshore-Standorte

Struktur	struktu- relles Risiko	Erkun- dungs- grad	Vorhan- den Fläche	Gebirgs mecha- nik	Frisch- wasser- versor- gung	Sole- ent- sorgung	Lage	Verfüg- barkeit
Nordsee – Netzanbindung II – Büsum (Schleswig-Holstein)								
Büsum	+/-	+	+(ro)	+	+	-	+	-
Oldenswort	+/-	+/-	+(ro)	+	+	-	+/-	+
Marne Meldorf Heide Hennstedt	+/-	+	+(ro)	+	+	+/- Heide, Hennstedt, Meldorf + Marne	+	+/-
Belmhusen, Süder- hastedt	+/-	+/-	+(ro)	+/- Belmhusen - Süderhastedt	+	+	+	+/- Belmhusen + Süderhastedt
Nordsee – Netzanbindung III – Norden (Niedersachsen)								
Westdorf	+	+/-	+	+/-	+	-	+	+
Brockzetel	+	+/-	+	+/- bis -	+/-	-	+	+
Berdum- Jever	+	+	+	+	+/-	-	+/-	+/-
Rüstringen	+	+	(+)	-	+	+	+/-	-
Etzel	+	+	(+)	(+)	+	+	+/-	+/-
Ostsee – Netzanbindung V – Rostock (Mecklenburg-Vorpommern)								
Rostock- Fresendorf	+	+/-	+	-	+	+/-	+	+
Ostsee – Netzanbindung VI – Lubmin (Mecklenburg-Vorpommern)								
Möckow	+	+	+	+	+/-	+/-	+	+/-

Quelle: KBB Underground

Derzeit existiert keine belastbare Untersuchung zum Gesamtpotential für Hochdruckgaskavernen in Deutschland. Die Angaben in den geologischen Karten zu Salzstrukturen in Norddeutschland beziehen sich primär auf den höchsten Punkt eines Salzdoms, nicht aber auf die angezeigte projizierte Fläche.

Das in der Studie berechnete Gesamtvolumen bei einer 50%igen Integration von nicht-übertragbarer Leistung ohne Berücksichtigung von Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturbeseilung von 21 Mio. m³ entspricht 42 Kavernen à 500 000 m³; diese Zahl entspricht ungefähr der Planung des größten derzeit im Bau befindlichen Erdgaskavernenspeichers in Deutschland. Allerdings könnten nach heutigem Stand der Technik auf dem betreffenden sehr großen Salzstock nur wesentlich weniger Druckluftkavernen realisiert werden, da die Teufenlage dieser Speicher auf ein wesentlich engeres Teufenfenster beschränkt ist. Langfristig ist allerdings nicht auszuschließen, dass dieses Fenster bei Anwendung verbesserter technischer Ausrüstung vergrößert werden kann. Das hätte zur Folge, dass ein größerer Flächenbereich grundsätzlich geeigneter Salzstöcke für die Anlage von Druckluftkavernen genutzt werden könnte.

23.10.1.1 Nutzungskonkurrenz zu Erdgas- und CO₂-Speichern

Die derzeitig geplanten und im Bau befindlichen Projekte für Erdgasspeicher führen zu einem Zubau von ca. 50% der bisherigen Speicherkapazität. Es ist deshalb eher unwahrscheinlich, dass zusätzlich zu diesen Projekten noch nennenswerter Bedarf an weiteren Projekten und damit Salzstrukturen entstehen wird.

Eine Konkurrenz Druckluft - CO₂ - Speicher in Salzkavernen besteht grundsätzlich nicht, da die Kapazität für CO₂ in Anbetracht der enormen CO₂-Ströme aus Kraftwerken zu gering ist, bzw. die spezifischen Kosten viel zu hoch wären.

Insgesamt ist es auch für die 50%-Integrations-Szenarien unwahrscheinlich, dass der gesamte Speicherzubau mit Hilfe von Druckluftspeichern umgesetzt würde. Es ist naheliegend, dass die Speicherung sehr großer Energiemengen und diese z.T. über längere Zeiten eher mit einem Mix aus Druckluftspeichern für kürzerfristige und flexiblere Anforderungen und Wasserstoffspeichern für längerfristige Anwendungen realisiert werden würde.

24 Literatur Teil III

H. Akkermans, J. Schreinemakers, K. Kok (2004): *Microeconomic Distributed Control: Theory and Application of Multi-Agent Electronic Markets*. CRISP-Conference, 2004.

H. Akkermans et al. (1999): *The HOMEBOTS System and Field Test: A Multi-Commodity Market for Predictive Power Load Management*. Proceedings of the Fourth International Conference and Exhibition on The Practical Application of Intelligent Agents and Multi-Agents (PAAM99), London, UK, 1999.

M. C. Alexiadis, P. S. Dokopoulos, H. S. Sahsamanoglou (1999): *Wind speed and power forecasting based on spatial correlation models*, IEEE Transactions on Energy Conversion, 14, 836 – 842, 1999.

D. Andersson et al. (2004): *Intelligent Load Shedding to Counteract Power System Instability*. CIGRE-Conference, 2004.

M. Bailey (2000): *Demand Side Bidding in a Competitive Electricity Market – National Report for the UK*. IEA Implementing Agreement on Demand Side Management Technologies and Programmes, Task VIII, Demand Side Bidding in a Competitive Electricity Market, Appendix VI, 2000.

G. Brandt (1998): *Stromsparende Heizungsumwälzungspumpen*. Seminar-Dokumentation, Impuls Programm Hessen. Darmstadt 1998.

A. S. Bukvic-Schäfer (2007): *Lastmanagement – Nutzung der Thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrischer Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen*, Dissertation, Universität Kassel, 2007.

L. von Bremen (2006): *Optimal linkage of different NWP models with neural networks for Offshore wind power predictions*, Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Delft, Netherlands, 26 – 28 October 2006.

L. von Bremen, N. Saleck and J. Tambke (2006): *Integration of NWP Uncertainties in the Development of statistical Wind Power Forecasting Algorithms*, European Wind Energy Conference, Athens, Greece, 27 February - 2 March, 2006.

L. von Bremen et al. (2006): *Confidence in Large-scale Offshore wind farming: Wind power predictability and stable grid integration of 25 GW German wind power*, Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Delft, Netherlands, 26 –28 October 2006.

Bundesnetzagentur (2006): *Ausschreibungspraxis in der Minutenreserve*. Beschluss BK6-06-012, Bonn, 2006.

Bundesnetzagentur (2007): *Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelleistung*. Beschluss BK6-06-065, Bonn, 2007.

Bundesnetzagentur (2007): *Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelleistung*. Beschluss BK6-06-066, Bonn, 2007.

Bundesnetzagentur (2010): *Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen*, Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bonn, März 2010

Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V. (2009): *Zahlen und Daten 2008-2009*, 2009 (<http://www.bdzement.de/170.html>).

Bundesverband der Wärmepumpen e.V. (2009): *Branchenstatistik 2009: Bundesverband Wärmepumpe präsentiert aktuelle Absatzzahlen* (http://www.waermepumpe.de/fileadmin/grafik/pdf/PIs_ab-11-2009/2010-01-26_PI-Absatzzahlen2009.pdf).

Ü. Cali et al. (2006): *Short-term prediction of distributed generation – Recent advances and future challenges*, Elfte Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 9 – 10 November 2006 (www.iset.uni-kassel.de/public/kss2006/KSES_2006.pdf).

Ü. Cali et al. (2008): *Artificial neural network based wind power forecasting using a multi-model approach*, IEEE Workshop Madrid, 7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, 2008.

A. De Almeida et al. (2000): *Improving the penetration of energy-efficient motors and drives*. Coimbra, Portugal. ISR – University of Coimbra, 2000.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010): *Initiative Energieeffizienz - Energieeffizienz in Druckluftsystemen*, 2010 (<http://www.industrieenergieeffizienz.de/print/technologien/druckluft.html?0=>).

Edison Electric Institute (1988): *Demand-Side Management Volume 5: Industrial Markets and Programs Anhang: B-47*, 1988.

Enquete Kommission Nachhaltige Energieversorgung (2002): *Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung*. Abschlussbericht, 2002.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Prognos AG (2007): *Energieszenarien für den Energiegipfel 2007*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2007.

Evonik-Power-Saar (2008): Anfahr- und Abschaltverhalten von BHKW - Präqualifikation im Rahmen des virtuellen Kraftwerks für Minutenreserve, unveröffentlichte Angaben, Saarbrücken 2008

O. Franz et al. (2006): *Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs*, 2006 (www.e-energy.de/documents/Studie_Potenziale_Langfassung.pdf).

C. Gatzert (2008): *The Economics of Power Storage – Theory and Empirical Analysis for Central Europe*, München, 2008.

B. Geiger, M. Nickel, F. Wittke (2005): *Energieverbrauch in Deutschland: Daten, Fakten, Kommentare*. In BWK – Das Energiefachmagazin, Band 57, ½, 2005.

Gerhardt (2009): *Technische Potenziale einer variablen Stromeinspeisung durch Biogasanlagen*. IWES, Kassel, 2009, (<http://renknownet.iset.uni-kassel.de>)

Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (2010): *Statistiken, Primär- und Sekundär-aluminiumproduktion in Deutschland, 2010* (<http://www.aluinfo.de>).

R. Gloor (2000): *Energieeinsparungen bei Druckluftanlagen in der Schweiz*. Schlussbericht im Auftrag des Bundesamtes für Energie, 2000.

H. Großcurth (2008): *Potenziale und Grenzen – das virtuelle Kraftwerk*. Vortrag in Fachgespräche „Smart Grids“, Bonn, 5. November 2008.

Gutschi, Stigler (2006): *Verbraucherseitiges Spitzenlastmanagement zur Optimierung des Gesamtsystems von Erzeugern und Verbrauchern*, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2006.

R. Hanitsch (1993): *Zeitvariable lineare Stromtarife – eine empirische Untersuchung im Versorgungsgebiet der Berliner Kraft- und Licht (Bewag) – Aktiengesellschaft*, Berlin, 1993.

Hasche et al. (2006): *Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem*, Technischer Bericht des IER, AP 1.1. im Projekt NetMod, Stuttgart, 2006

Internationale Energieagentur (IEA) (2000): *Market participants' views towards and experiences with Demand Side Bidding*. IEA Implementing Agreement on Demand Side Management Technologies and Programmes, Task VIII, Demand Side Bidding in a Competitive Electricity Market, Stage 1 Report, May, 2000.

Internationale Energieagentur (IEA) (2001): *Sub-Task 4 Report – Technologies for Demand Side Bidding*. IEA Implementing Agreement on Demand Side Management Technologies and Programmes, Task VIII, Demand Side Bidding in Competitive Electricity Market, October, 2001.

Internationale Energieagentur (2006): *Worldwide survey of network-driven demand-side management projects*, research report No. 1, Task XV of the IEA Demand Side Management Programme, 2006.

ISI / DIW / GfK / IfE (2004): *Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)*. Projektnummer 17/02, Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2004.

ISI / IfE / GfK (2009): *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006*. Projektnummer 54/05, Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und an das Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Kurzfassung, Mai 2009.

J. Juban, L. Fugon, G. Kariniotakis (2007): *Probabilistic short-term wind power forecasting based on kernel density estimators*, In Proceedings of the EWEC, Milan, Italy, 7-10 May 2007.

R. Jursa, B. Lange and K. Rohrig (2006): *Advanced Wind Power Prediction with Artificial Intelligence Methods*, First International ICSC Symposium on Artificial Intelligence in Energy Systems and Power, Island of Madeira, Portugal, Feb. 7 – Feb. 10, 2006.

R. Kamphuis et al. (2004): *Distributed intelligence for Supply/Demand Matching to Improve Embedding of Distributed Renewable Energy Sources*. CRISP-Conference, 2004.

L. D. Kanberg et al. (2003): *GridWise™: The benefits of a Transformed Energy System*. Pacific Northwest National Laboratory, September 2003.

G. Kariniotakis et al. (2004): *What performance can be expected by short-term wind power prediction models depending on site characteristics?* European Wind Energy Conference, London, UK, 22 February - 25 November 2004.

G. Kariniotakis et al. (2006): *Next generation short-term forecasting of wind power – overview of the ANEMOS project*, European Wind Energy Conference, Athens, Greece, 27 February - 2 March 2006.

S. Kärkkäinen (1999): *Demand Side Bidding in a Competitive Electricity Market – National Report for Finland*. IEA Implementing Agreement on Demand Side Management Technologies and Programmes, Task VIII, Demand Side Bidding in a Competitive Electricity Market, Appendix I, 1999.

K-Bonus (2009): *Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus*, IWES, Kassel, 2009

M. Kintner-Meyer (2003): *Smart Load Control and Grid-Friendly Appliances*. Batelle Memorial Institute, California Energy Commission, 2003.

M. Klobasa (2009): *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. ISI-Schriftreihe „Innovationspotenziale“, 2009.

S. Lang et al. (2006): *Application of a Multi-Scheme Ensemble Prediction System for wind power forecasting in Ireland and comparison with validation results from Denmark and Germany*, European Wind Energy Conference, Athens, Greece, 27 February - 2 March 2006.

B. Lange et al. (2006): *Wind power prediction in Germany – Recent advances and future challenges*, European Wind Energy Conference, Athens, Greece, 27 February - 2 March, 2006.

M. Lange (2003): *Analysis of the uncertainty of wind power predictions*, PhD dissertation, Carl von Ossietzki University Oldenburg, 2003.

M. Lange et al. (2006): *Optimal combination of different numerical weather models for improved wind power predictions*, Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Delft, Netherlands, 26 – 28 October 2006.

K. A. Larson, T. Gneiting (2004): *Advanced Short-Range Wind Energy Forecasting Technologies: Challenges, Solutions, and Validation*, Proc. Global Wind Power Conference, Chicago, Illinois, USA, 2004.

H. Lechner et al. (1998): *Analysis of Energy Efficiency of Domestic Storage Water Heaters*. Study for the Directorate General for Energy (DG XVII) of the Commission of the European Communities, Contract No. SAVE-4.1031/E/95-013, Final Report, 1998.

M. Lienert (2008): *Leistungsvorhaltung auf Regelenergiemärkten – Excel Add-In, Beschreibung und Anleitung*. EWI Working Paper 03.08

K. Livik, A. Morch (1999): *Demand Side Bidding in a Competitive Electricity Market – National Report for Norway*. IEA Implementing Agreement on Demand Side Management Technologies and Programmes, Task VIII, Demand Side Bidding in a Competitive Electricity Market, Appendix III, 1999.

R. Mackensen, K. Rohrig, H. Emanuel (2008): *Das regenerative Kombikraftwerk - Abschlussbericht*, Kassel, 31.4.2008 www.kombikraftwerk.de

P. Markewitz, G. Stein, (Hrsg.) (2003): *Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland*, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 39, Jülich 2003.

I. Martí et al. (2006): *Evaluation of Advanced Wind Power Forecasting Models – Results of the Anemos Project*, European Wind Energy Conference, Athens, Greece, 27 February - 2 March 2006.

T. Morovic, R. Pilhar, W. Möhring-Hüser (1997): *Dynamische Stromtarife und Lastmanagement – Erfahrungen und Perspektiven*. Kasseler Symposium Energiesystemtechnik, Kassel, 1997.

MSR Elektronik (2008): MSR Elektronik GmbH (Hrsg.), *BHKW-Steuerung mit AGS-2*, 01.10.2008, (www.msrgmbh.de)

M. Paulus, F. Borggreffe (2009): *Economic Potential of Demand Side Management in an Industrialized Country - the Case of Germany*. Conference Paper presented at 10th IAEE European Conference. Wien, 2009.

M. Paulus, F. Borggreffe (2010): *The Potential of Demand Side Management in Energy Intensive Industries for Electricity Markets in Germany*, Applied Energy, forthcoming 2010. Available Online.

PG&E (2007): *Critical Peak Pricing*, 2007
(www.pge.com/mybusiness/energysavingsrebates/demandresponse/cpp/, 11.01.2008).

P. Pinson (2006): *Estimation of the uncertainty in wind power forecasting*, PhD dissertation, École des Mines de Paris, 2006.

R. Pratt, E. Lightner (2004): *GridWise: Transforming the Power Grid with Information Technology*, 1st International Conference on the Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Energy Resources, Brussels, Belgium, Dezember 2004.

D. Prior (1997): *Nachbildung der Energiebedarfsstrukturen der privaten Haushalte - Werkzeug zur Bewertung von Energiesparmaßnahmen*, VDI Fortschrittsberichte, Reihe 6, Nr. 379. Düsseldorf, 1997.

P. Radgen (2001): *Market Study for Improving Energy Efficiency for Fans*. SAVE Programme. Project XVII/4.1031/Z/99-313. Final Report, Juli 2001.

Regelleistung (2008): *Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung*, 2008 (www.regelleistung.net, 07.01.2008).

K. Rohrig et al. (2005): *Advanced Control Strategies to Integration German Offshore Wind Potential into Electrical Energy Supply*, 5th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Glasgow, Great Britain, 2005.

K. Rohrig (2003): *Rechenmodelle und Informationssysteme zur Integration großer Windleistungen in die elektrische Energieversorgung*, Dissertation, Universität Kassel, 2003.

K. Rohrig et al. (2009): *Wind Power Plant Capabilities – Operate Wind Farms like Conventional Power Plants*, EWEC 2009

Réseau de Transport d'Electricité (2007), <http://www.rte-france.fr/fr/>, 03.01.2008.

Sauer, D. U. (2006): *Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung*, Solarzeitalter Ausg. 4 2006.

F. Schlögl et al. (2006): *Artificial Intelligence in Operation: Application of two different forecast models for the prediction of wind power in Germany*, 8th German Wind Energy Conference, Bremen, Germany, 22 – 23 November, 2006.

J. Schmid et al. (2001): *Energie und Kommunikation*, FVS Themen, 2001.

Setiawan (2005): *Dynamics behaviour of a 30 kW CAPSTONE Microturbine*, Institut für solare Energieversorgungstechnik ISET e.V., Hanau, 2005, (www.mikrogasturbine.de)

SRC International ApS (1996): *European B/C Analysis Methodology: A Guidebook for B/C Evaluation of DSM and Energy Efficiency Services Programmes*, Kopenhagen, 1996.

SRC International ApS (2001): *A European Ex-Post Evaluation for DSM and EE Service Programmes*, Copenhagen, 2001.

I. Stadler (2005): *Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*, 2005 (www.gbv.de/dms/ilmenau/toc/509412807stadl.PDF).

F.Steimle et al. (2002): *Energiebedarf bei der technischen Erzeugung von Kälte in der Bundesrepublik Deutschland*. Statusbericht des deutschen Kälte- und Klimatechnischen Vereins, Nr.22. Juni, 2002.

Sterner et al. (2010): *Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem*. Studie für Schluchseewerke AG, Fraunhofer IWES, Kassel, 2010, <http://www.schluchseewerk.de/105.0.html>

Suttor (2006): *Blockheizkraftwerke - Ein Leitfaden für Anwender*, 6. Auflage, Solarpraxis, Berlin, 2006

J.G. Tönnies (1993): *Die Vereinbarkeit des Modells eines zweiseitig offenen Strommarktes mit den Normen von EnWG und GWB*. Göttingen, 1993.

Tzscheuschler et al. (2009): *Energieverbrauch in Deutschland*. Stand 2007. Daten, Fakten, Kommentare. In BWK– Das Energiefachmagazin, Band 64, Nr. 6, 2009.

UCTE (2004): *Richtlinien zur Bereitstellung von Regelenergie*, P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, 2008.

Umweltbundesamt (2007): *Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2005*, Dessau, 2007.

VDI-Gesellschaft (2002): *Druckluft: Erzeugung, Aufbereitung, Verteilung, Anwendung und Planung*. VDI Bericht 1681, Düsseldorf, 2002.

Verband der chemischen Industrie (2005): *Positionen zur Chemie mit Chlor*, 2005 (http://www.vci.de/Klimaschutz_Energie).

Verband der chemischen Industrie (2009): *Chemiewirtschaft in Zahlen 2009*, 2009 (http://www.vci.de/Klimaschutz_Energie).

Verband der chemischen Industrie (2008): *Positionen zur Chemie mit Chlor*, 2005 (www.vci.de/Klimaschutz_Energie, 15.01.2008).

Verband der Netzbetreiber (2003): *Transmission Code 2003, Anhang DI: Unterlagen zu Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB*. Verband der Netzbetreiber e.V., 2003.

Verband der Netzbetreiber (2003): *Transmission Code 2003, Anhang D21: Unterlagen zu Präqualifikation für die Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB.* Verband der Netzbetreiber e.V., 2003.

Verband der Netzbetreiber (2007): *Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.* Verband der Netzbetreiber e.V., 2007.

Verband der Netzbetreiber (2007): *TransmissionCode 2007, Anhang D 1- 3, 2007* (<https://www.regelleistung.net/.../public/transmissioncode2007.pdf>).

Verband der Netzbetreiber (2007): *Transmission Code 2007, Anhang D3: Unterlagen zu Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung für die ÜNB.* Verband der Netzbetreiber e.V., 2007.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (1998): *Raumwärmemarkt – Strategie-Optionen deutscher Stromversorger.* Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H. (VWEW). Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW e. V.). 1. Ausgabe, 1998.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (2007): *Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2005.* Umweltbundesamt. Dessau, 2007.

Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (2010): *Kennzahlen deutscher Zellstoff- und Papierfabriken 2008, 2010.*

Verein Deutscher Zementwerke e.V (2005): *Siebte aktualisierte Erklärung zur Klimavorsorge, Monitoring-Bericht 2000 – 2003, Verminderung der CO₂-Emissionen, Beitrag der deutschen Zementindustrie, Forschungsinstitut der Zementindustrie.* 2005.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (2004): *Endenergieverbrauch in Deutschland 2002, VDEW Projektgruppe Nutzenergiebilanzen, 2004.*

Bundesgesetzblatt (2005): *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNZV), §6 Abschnitt 2, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2005 Teil I Nr. 46, ausgegeben zu Bonn am 28. Juli 2005.*

E. Vine (2002): *Public policy analysis of energy efficiency and load management in changing electricity businesses, Energy Policy, 2002.*

J. Voß, Ch. Becker, W. Möhring-Hüser (1991): *Lastoptimierung in elektrischen Netzen mit dynamischen Tarifen.* Paderborn, 1991.

Wert Biogas (2010): *Die Rolle des Stromes aus Biogas in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen, IWES, Hanau, 2010*

A. Wessel, J. Dobschinski, B.Lange (2008): *Forschungsvorhaben Kurzzeitprognose im Projekt Deutscher Wind-Monitor*, Vortrag beim Projekttreffen ISET/ÜNB, 03.März 2008.

M. Wietschel et al. (2010): *Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung*, Fraunhofer-Verlag, 2010.

A. von Wissel (2008): *Der Einfluss von Demand Side Management-Kosten in Haushalten auf den Regelenergiemarkt sowie den Kraftwerkspark*. Diplomarbeit, Köln 2008.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, ASEW (2003): *Energieeffizienz im liberalisierten Strom- und Gasmarkt*, Wuppertal, 2003.

F. Ygge (1998): *Market-Oriented Programming and its Application to Power Load Management*, Dissertation, Lund University, 1998.

F. Ygge, H. Akkermans (1999): *Decentralised Markets versus Central control – A Comparative Study*. Journal of Artificial Intelligence Research, Vol. 11, 1999.

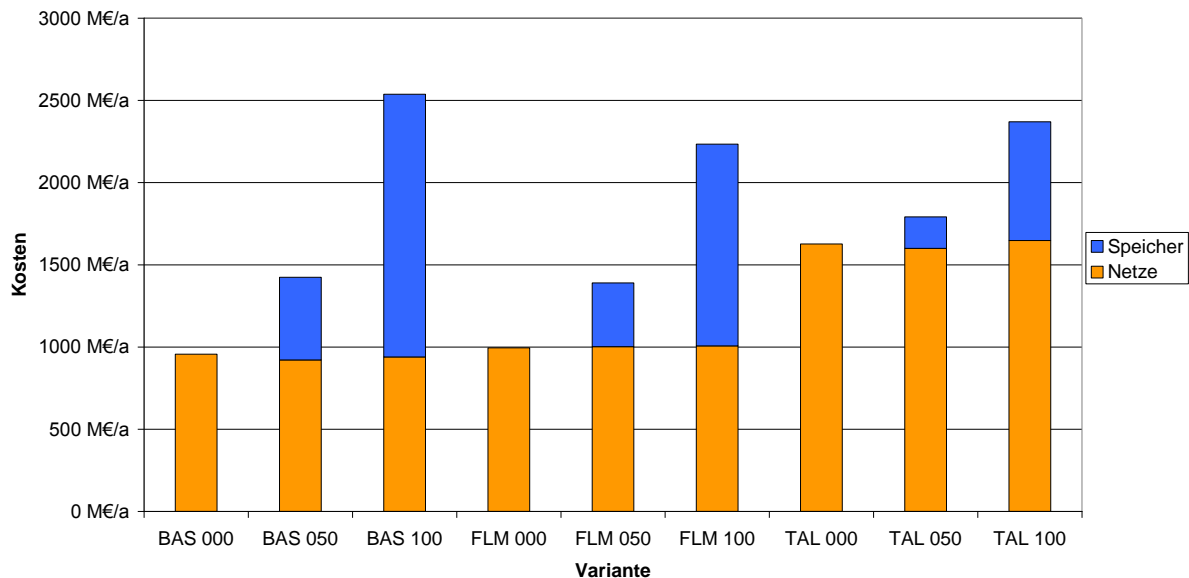
F. Ygge, H. Akkermans (2000): *Resource-Oriented Multi-Commodity Market Algorithms*. Autonomous Agents and Multi-Agent Systems (AAMAS) Journal, Vol. 3, March, 2000.

C. Zunft et al. (2005): *Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke: Ein Element zur netzkonformen Integration von Windenergie*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55. Jg. Heft 7, S. 254-258, 2005.

25 Wirtschaftliche Bewertung

Aus den in den Kapiteln 16 und 23.9 ausführlich beschriebenen Einzelpositionen der jährlichen Kosten des Netzausbaus Offshore und an Land sowie alternativer Speichertechnologien ergeben sich die in Abbildung 25-1 dargestellten für das Jahr 2020 erwarteten Gesamtkosten zur vollständigen Netzintegration erneuerbarer Energien.

Abbildung 25-1: Jährliche Gesamtkosten im Jahr 2020 für alle neun Varianten



Quelle: EWI / ÜNB

Diese Kostendarstellung ist indikativ zu verstehen. Die Kosten für konkrete Projekte könnten je nach geographischen Gegebenheiten, spezifischen Übertragungsmerkmalen und Einsatzmöglichkeiten weit von den hier berechneten Beispielen abweichen.

Die berechneten Kosten für Speicher erscheinen prohibitiv hoch. Sie entstehen durch den Anspruch an die Studie, die nicht übertragbare Leistung vollständig in das Netz zu integrieren. Dies führt zu einer Dimensionierung der Speicher, die in der Realität nur schwer umsetzbar wäre. Das Verhältnis zwischen Speichergroße und Leistung beispielsweise wird in diesen Berechnungen nicht nach Effizienz sondern nach Aufkommen von nicht übertragbaren Leistungen bestimmt.

Die Annuitäten für die Speichervarianten mit installierten Kapazitäten von 100 % der nicht übertragbaren Leistungen im Übertragungsnetz sind mehr als dreimal so hoch wie die Annuitäten der Varianten zur Speicherung von 50 % der nicht übertragbaren Leistungen. Der Grund dafür liegt zum einen in den deutlich größeren Energiemengen der 100%-Varianten, da die nicht übertragbaren Leistungen über längere Zeiträume eingespeichert werden müssten (saisonale Speicher). Dies ist nur mit der aufwändigeren Wasserstofftechnik zu erreichen, die deutlich teurer und weniger effizient ist als die Drucklufttechnik der AA-CAES. In der Realität würde eine solche grundsätzliche Entscheidung zwischen Druckluft- und Wasserstoffspeichern nicht getroffen, stattdessen wäre eine Mischlösung zu erwarten.

Die Untersuchungen haben ergeben, dass ohne marktwirtschaftliche Eingriffe in das Elektrizitätssystem Europas auch durch Speicher, die nahe bei der Erzeugung installiert werden und abhängig von der Überschussleistung betrieben werden, kein signifikanter Einfluss auf den Netzausbaubedarf und die damit verbundenen Kosten erreicht wird. Dies ist eine Folge der Marktreaktion auf den bei der Einspeicherung erneuerbarer Energien erhöhten Marktpreis in Deutschland. Aus diesem Grunde sind die jährlichen Netzkosten für die Ausbauvarianten BAS, FLM und TAL weitgehend unabhängig von der Höhe der durch alternative Speicher aufgenommenen Leistung. Da die mit dem für das Jahr 2015 erwarteten Übertragungsnetz nicht übertragbare Leistung in den Varianten von BAS zu FLM und TAL abnimmt, können die Speicher entsprechend kleiner ausfallen und verursachen geringere Kosten.

In den BAS-Netzvarianten ist der Einsatz von Freileitungsmonitoring (FLM) in Nordwestdeutschland bereits vorausgesetzt. Ein darüber hinaus in den FLM-Varianten betrachteter Einsatz von FLM in anderen Regionen führt dort zu einem nur geringfügig reduzierten Netzausbaubedarf mit zusätzlichen Kosten zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit im Bestandsnetz. FLM bewirkt auf Leitungen in großer Entfernung von den Gebieten mit hoher Erzeugungsleistung aus Windenergieanlagen keinen signifikanten Rückgang des Netzausbaubedarfs. Der direkte Zusammenhang von Belastbarkeit durch Wind bedingte Kühlungseffekte und der Belastung durch Energieerzeugung aus Wind ist vornehmlich in Nordwestdeutschland gegeben.

In den TAL-Varianten sind die jährlichen Netzkosten mit ca. 1300 Mio. € nahezu doppelt so hoch wie in den BAS- und FLM-Varianten. Auch wenn der identifizierte Zubaubedarf neuer Leitungen in diesen Varianten signifikant geringer ist als in den anderen Varianten steht die Realisierbarkeit dieser Netzverstärkungsoption in Frage. Es müsste etwa die Hälfte des bestehenden 380-kV-Netzes innerhalb eines Zeitraums von 5 Jahren für die notwendigen Umbauarbeiten für längere Zeiträume außer Betrieb genommen werden können. Dabei muss aufgrund der prognostizierten Windenergieentwicklung gleichzeitig von einem gegenüber heute erhöhten Übertragungsbedarf ausgegangen werden. Weiter besteht eine große Unsicherheit, ob bei einem um wenige Leitungen erweiterten, aber mit deutlich erhöhten Strömen betriebenen 380-kV-Netz die Versorgungssicherheit im heute bekannten Maße erhalten werden kann.

Nach Abbildung 25-1 bleibt von den hier untersuchten neun Varianten die Variante BAS 000 als preisgünstigste und technisch realisierbare Option zur vollständigen Netzintegration erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020 übrig. Der Neubau von Freileitungen 380 kV in Drehstromtechnik mit ca. 3600 km Trassenlänge (6000 km Stromkreislänge), der in dieser Variante erforderlich ist, ist als Herausforderung anzusehen. Ergänzend dazu sind in Kapitel 14 zum Vergleich u. a. die erwarteten Netzkosten für erdverlegte Stromübertragungsvarianten aufgeführt.

Anhang A:

Bewertung der Übertragungstechnologien

In Kapitel 10.2.5 ist die Bewertung der Übertragungstechnologien für die folgenden vier beispielhaften Übertragungsaufgaben gezeigt:

- Übertragungsleistung: 1.000 MW Entfernung: 100 km
- Übertragungsleistung: 1.000 MW Entfernung: 400 km
- Übertragungsleistung: 4.000 MW Entfernung: 100 km
- Übertragungsleistung: 4.000 MW Entfernung: 400 km

In diesem Anhang A.1-A.4 sind die Ergebnisse der Bewertung mit der detaillierten Begründung dargestellt.

A.1

Bewertung der Übertragungstechnologien für die Aufgabe: 1.000 MW, 100 km

1000 MW - 100 km									
Bautechnik	380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel	
	10	6	2	1	3	1	5	3	
<p>Der Bau von 380-kV-Freileitungen ist am einfachsten - lange Erfahrung, keine aufwändigen Technologien. Die HGÜ-Varianten mit Freileitung und auch die 750-kV-Freileitung sind ähnlich. Der Bau der HGÜ-Stationen ist zu berücksichtigen. Wegen der größeren Abstände, Isolation, usw. ist der Bau der 750-kV-Freileitung aufwändiger als der Bau von HGÜ-Systemen. Bei den verbleibenden Kabelbauformen wird die VSC-HGÜ mit Kabeln am besten bewertet. Der Aufwand für die HGÜ-Kabel ist im Vergleich zur GIL und zur AC-Kabel-Lösung deutlich kleiner. Nur 2 Kabel, Auskreuzen der Kabel, Muffenbauwerke, keine Kompensationsanlagen, etc. Da Muffen für Mittelkabel deutlich aufwändiger als für VPE-Kabel sind, wird HGÜ Klassisch schlechter als VSC-HGÜ bewertet. Der Aufwand für den Bau einer GIL ist am größten.</p>									
Bauzeit	10	7	2	1	8	4	8	6	
<p>Folgende Bauzeiten wurden ermittelt: 380-kV-Freileitung ca. 1 Jahr, HGÜ-Freileitungen ca. 1,4 Jahre, 750-kV ca. 1,5 Jahre, AC-Kabel ca. 2 Jahre, HGÜ-Kabel ca. 2,5 Jahre und GIL ca. 3 Jahre.</p>									
Verfügbarkeit - Lieferung	10	6	3	1	7	4	5	4	
<p>Die Verfügbarkeit der Kabel wird wegen möglicher Engpässe bei der Kupfer/Aluminium-Lieferung grundsätzlich schlechter als bei Freileitungen bewertet. Die schlechteste Bewertung erhält die GIL, da nur ein Anbieter existiert und Engpässe in der Fertigung vorliegen können. Bei großen Kabelanlagen von einigen 100 km kommt es höchstwahrscheinlich zu Engpässen bei der Lieferung von AC-Kabeln. Die beste Verfügbarkeit und Lieferung ist für 380-kV-Freileitungen auf Grund der Vielzahl der Anbieter gegeben. Auch für die HGÜ-Klassik mit Freileitung gibt es einige Anbieter. Die 750-kV-Freileitung wird schlechter bewertet, da in dieser Spannungsebene Isolation und HS-Transformator einen Engpass darstellen könnten. Die HGÜ-Kabel sind wegen deutlich kürzerer Längen aufgrund weniger paralleler Systeme (nur 200 km) deutlich besser als AC-Kabel verfügbar. Andererseits es gibt nicht so viele Anbieter dieser Technologie.</p>									
Lebensdauer	10	10	3	6	5	3	4	3	
<p>Erfahrungswerte für die 380-kV- und 750-kV-Freileitungen bestätigen eine Lebensdauer von ca. 80-100 Jahre. Alle andere Technologien werden wegen der Kabeltechnologie mittelmäßig bewertet. HGÜ Klassik mit Freileitung erhält wegen der Freileitung eine bessere Bewertung als HGÜ mit Kabeln. Wegen der Leistungselektronik (Thyristoren) aber eine schlechtere Bewertung als die Freileitung. Für die VSC-HGÜ wird die Lebensdauer kürzer als bei der klassischen HGÜ eingeschätzt.</p>									
Betriebsführung	10	8	1	1	8	6	1	3	
<p>Langzeiterfahrungen gibt es bei der 380-kV-Freileitung. Ähnlich verhält es sich bei 750-kV-AC und HGÜ Klassik mit Freileitung. Die klassische HGÜ und die VSC-HGÜ mit Kabeln haben Erfahrungen bei Seeverbindungen mit Längen von mehreren hundert km gesammelt, aber die installierten Leistungen sind kleiner als 1000 MW. GIL weist keine Referenzprojekte für diese Übertragungsaufgabe vor. Dies gilt näherungsweise auch für AC-Kabel.</p>									
Aufwand bei der Störungsbeseitigung	10	8	2	2	5	1	5	3	
<p>Die Kabeltechnologien werden wegen der Reparaturdauer, bzw. wegen des größeren Aufwandes bei der Störungsbeseitigung schlechter bewertet. Wegen der Mittelkabel mit aufwändigen Reparaturen und der Leistungselektronik ist die HGÜ Klassik mit Kabel am schlechtesten bewertet. Wegen des sehr großen Aufwandes bei der Reparatur wird auch die GIL niedrig bewertet. Am wenigsten aufwändig ist die 380-kV-FL. Die 750-kV-FL ist wegen der Größe aufwändiger. Die Reparatur dauert länger. Die HGÜ-Technologien (Klassik/Freileitung, VSC/Freileitung und auch VSC/Kabel) werden mittelmäßig wegen der Reparaturzeiten und wegen des Aufwandes bei Fehlen in der Leistungselektronik bewertet.</p>									
Entwicklungspotenzial	1	4	2	6	6	6	10	10	
<p>Die größten Entwicklungspotenziale sind bei der Leistungselektronik zu sehen, bzw. bei der Transistortechnologie. Das Potenzial von GIL und klassischer HGÜ ist deutlich geringer als das Potenzial der VSC-Technologien. Beide Technologien werden mittelmäßig bewertet, da GIL nicht ausgereizt ist und HGÜ Entwicklungspotenziale in der Leistungselektronik aufweist. Die klassische HGÜ mit FL wird gleich wie die klassische HGÜ mit Kabeln bewertet. Die AC-Kabel und die 750-kV-Freileitung sind wegen möglicher Weiterentwicklungen bei VPE-Kabeln, bzw. der 750-kV-Technologie, welche nicht stark verbreitet ist, unerdurchschnittlich bewertet. Es werden keine Potenziale bei der ausgereiften 380 kV FL gesehen.</p>									

1000 MW - 100 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Wirtschaftlichkeit		10	4	2	3	3	2	2	1
<p>Die jährliche Kosten (Euro/Jahr) sind mit der Annuitätenmethode berechnet. Dauer ist mit 40 Jahre berechnet. Investitionskosten sind aus zugänglichen Quellen im Vergleich zu den Kosten von 380 kV Freileitung als 1 pu skaliert. Der Zinssatz für die Investitionen beträgt 7% und ist als ein Mischzinssatz zwischen den Eigen- und Fremdkapital Zinssätzen ermittelt. Die Verluste sind aufgrund eines vereinfachten Windprofils berechnet. Die Verlustkosten sind mit 60 Euro/MWh im ersten Jahr (2010 in diesem Fall) und deren Preissteigerung von 5%/Jahr in den nächsten 40 Jahren eingesetzt (Netzbetreiber). Die Betriebskosten sind als ein Prozentsatz von den Investitionskosten ermittelt (unterschiedlich für Kabel und Freileitungen). Die Inflationsrate ist mit 3% gesetzt (Netzbetreiber). So ermittelten jährlichen Kosten sind in einer linearisierten Skala von 1 (höchsten Kosten) bis 10 (niedrigsten Kosten) eingeteilt und entsprechende Bewertung wurde berechnet.</p>									
1000 MW - 100 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Flächenverbrauch		4	1	2	4	10	7	10	7
<p>Mischzahl aus Verbrauch der nicht nutzbaren Fläche einerseits durch Überspannung/Schutzebenen, andererseits durch Flächenversteigerung</p>									
Ökologische Auswirkungen		10	10	1	5	10	1	10	1
<p>Groß 1 Mittel 6 Klein 10</p>									
Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall		10	8	4	3	8	1	8	4
<p>keine</p>									
Beeinträchtigung des Landschaftsbildes		4	1	10	10	5	10	5	10
<p>Höhe</p>									
Umwelteinwirkung		deutlich sichtbar	stark sichtbar	meist nicht sichtbar	meist nicht sichtbar	sichtbar	meist nicht sichtbar	sichtbar	meist nicht sichtbar

1000 MW - 100 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Systemverhalten/Systemkompatibilität									
Blindleistungsverhalten	4	6	1	3	3	3	3	10	10
Große Schwankungen 1 Geringe Schwankungen 6 Regelung von Blindleistung möglich 10 Zu- und Abwärt für Blindleistung	keine Kompensation nötig	keine Kompensation nötig, halber Blindleistungshub wie 380-kV-Freileitung	sehr viel Querkompensation	Querkompensation nötig, aber nicht so viel wie bei 380-kV-Kabel	Querkompensation nötig	Querkompensation nötig	Querkompensation nötig	regelbar	regelbar
Verhalten im Störfall	10	1	6	1	6	6	6	1	1
Fehlverhalten der Übertragungsleistung Eingeschränkter Weiterbetrieb möglich % von Ph. 1 bis 10	2 Systeme	1 System	2 Systeme, aber nicht überdimensioniert (1200 mm ²)	1 System	1 System, bipolar	1 System, bipolar	1 System, bipolar	1 System	1 System
Auswirkungen auf das Kurzschlussniveau	6	10	8	10	10	1	1	2	2
Keinen Beitrag zur Kurzschlussleistung in der Region Leistet einen Beitrag zur Kurzschlussleistung in der Region 10	100% Längsimpedanz	GIL und 750-kV-Freileitung etwa gleich (ca. 50 % Längsimpedanz)	Kabel Längsimpedanz 63% von 380-kV-Freileitung	GIL und 750-kV-Freileitung etwa gleich (ca. 50 % Längsimpedanz)	kein KS-Beitrag	kein KS-Beitrag	kein KS-Beitrag	Ik=Nennstrom	Ik=Nennstrom
Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Drehstrom-System	10	7	3	6	1	1	1	3	3
Komplex und teuer 1 Einfach und preiswert 10	Trafos (bei größerer Länge fallen die nicht mehr so ins Gewicht)	Viel Querkompensation, Resonanzen, Oberschwingungen, untersch. Wellenwiderstand	Querkompensation nötig, aber nicht so viel wie bei 380-kV-Kabel Oberschwingungen, untersch. Wellenwiderstand	Querkompensation nötig, aber nicht so viel wie bei 380-kV-Kabel Oberschwingungen, untersch. Wellenwiderstand				regelbar	regelbar
Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen)	10	8	3	10	10	1	1	1	1
Klein 1 Mittel 6 Groß 10	Kühlungseffekte therm. Grenze, Fikalisierung durch Monitoring	Kühlungseffekte therm. Grenze, Trafo	Lebensdauer-verkürzung	bis 200 % Überlastbar	Nennleistung-Obergrenze	Nennleistung-Obergrenze	Nennleistung-Obergrenze	Nennleistung-Obergrenze	Nennleistung-Obergrenze
Fähigkeit zur Lastflusssteuerung	1	3	1	1	10	10	8	10	10
Nicht möglich 1 Teilweise möglich 6 Möglich 10		durch relativ geringen Mehraufwand machbar, wenn Trafos als Querregler			keine schnelle Richtungskehr	keine schnelle Richtungskehr	keine schnelle Richtungskehr		
Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen	1	1	1	1	1	10	10	10	10
ohne Wirkung 1 mit Wirkung 10	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	zur Schwingungs-dämpfung geeignet	zur Schwingungs-dämpfung geeignet	zur Schwingungs-dämpfung geeignet	zur Schwingungs-dämpfung geeignet

A.2

Bewertung der Übertragungstechnologien für die Aufgabe: 1.000 MW, 400 km

1000 MW - 400 km	380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Bautechnik	10	6	2	1	3	1	5	3
Gleiche Bewertung wie Aufgabe 1000 MW - 100 km								
Bauzeit	10	7	2	1	8	4	8	6
Die Bewertung von 1000MW/100km gilt auch für längere Systeme.								
Verfügbarkeit - Lieferung	10	6	2	1	7	4	5	4
Im Vergleich zu 1000 MW/100km werden die AC-Kabel noch schlechter beurteilt, da mögliche Lieferengpässe noch wahrscheinlicher sind.								
Lebensdauer	10	10	3	6	5	3	4	3
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben								
Betriebsführung	10	8	1	1	8	6	1	3
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben								
Aufwand bei der Störungsbeseitigung	10	8	2	2	5	1	5	3
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben								
Entwicklungspotenzial	1	4	2	6	6	6	10	10
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben								

1000 MW - 400 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Wirtschaftlichkeit		10	4	1	2	9	7	8	7
<p>Die jährliche Kosten (Euro/Jahr) sind mit der Annuitätenmethode berechnet. Dauer ist mit 40 Jahre berechnet. Investitionskosten sind aus zugänglichen Quellen im Vergleich zu den Kosten von 380 kV Freileitung als 1 pu skaliert. Der Zinssatz für die Investitionen beträgt 7% und ist als konstant angenommen. Die jährlichen Kosten sind als ein Prozentsatz von den Investitionskosten ermittelt (unterschiedlich für Kabel und Freileitungen). Die Inflationsrate ist mit 3% gesetzt (Netzbetreiber). So unmittelbare jährlichen Kosten sind in einer linearisierten Skala von 1 (höchsten Kosten) bis 10 (niedrigsten Kosten) eingeführt und entsprechende Bewertung wurde berechnet.</p>									
1000 MW - 400 km									
Flächenverbrauch		4	1	2	4	10	7	10	7
<p>Mischzahl aus Verbrauch der nicht nutzbaren Fläche einerseits durch Überspannung/Schutzstreifen, andererseits durch Flächenversteigerung</p>									
Ökologische Auswirkungen		10	10	1	5	10	1	10	1
<p>Größ 1 Mittel 6 Klein 10</p>									
Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall		10	8	4	3	8	1	8	4
Beeinträchtigung des Landschaftsbildes		4	1	10	10	5	10	5	10
Höhe		deutlich sichtbar	stark sichtbar	meist nicht sichtbar	meist nicht sichtbar	sichtbar	meist nicht sichtbar	sichtbar	meist nicht sichtbar
Umwelteinwirkung									
Flächenverbrauch		4	1	2	4	10	7	10	7
<p>Mischzahl aus Verbrauch der nicht nutzbaren Fläche einerseits durch Überspannung/Schutzstreifen, andererseits durch Flächenversteigerung</p>									
Ökologische Auswirkungen		10	10	1	5	10	1	10	1
<p>Größ 1 Mittel 6 Klein 10</p>									
Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall		10	8	4	3	8	1	8	4
Beeinträchtigung des Landschaftsbildes		4	1	10	10	5	10	5	10
Höhe		deutlich sichtbar	stark sichtbar	meist nicht sichtbar	meist nicht sichtbar	sichtbar	meist nicht sichtbar	sichtbar	meist nicht sichtbar

1000 MW - 400 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Systemverhalten/Systemkompatibilität	Blindleistungsverhalten	4	6	1	3	3	3	10	10
	Große Schwankungen 1 Geringe Schwankungen 6 Regelung von Blindleistung möglich 10 + Aufwand für Blindleistung	keine Kompensation nötig keine Kompensation nötig	keine Kompensation nötig, habter Blindleistungshub wie 380-kV-Freileitung	sehr viel Querkompensation	Querkompensation nötig, aber nicht so viel wie bei 380-kV- Kabel	Querkompensation nötig	Querkompensation nötig	regelbar	regelbar
	Verhalten im Störfall	10	1	10	1	10	10	1	1
	Totalverlust der Übertragungsleistung Eingeschränkter Weiterbetrieb möglich % von P _n 1 bis 10	2 Systeme (bei rest gebliebenem System der Winkel zu groß)	1 System	2 Systeme, aber nicht überdimensioniert (1200 mm ²)	1 System	1 System, bipolar	1 System, bipolar	1 System	1 System
	Auswirkungen auf das Kurzschlussniveau	6	10	8	10	1	1	2	2
	Keinen Beitrag zur Kurzschlussleistung in der Region 1 Leistet einen Beitrag zur Kurzschlussleistung in der Region 10	100% Längsimpedanz	GIL und 750-kV-Freileitung etwa gleich (ca. 50 % Längsimpedanz)	Kabel Längsimpedanz 63% von 380-kV-Freileitung	GIL und 750-kV-Freileitung etwa gleich (ca. 50 % Längsimpedanz)	kein KS-Beitrag	kein KS-Beitrag	kein KS-Beitrag	kein KS-Beitrag
	Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Dreistrom-System	10	8	3	6	1	1	3	3
	Komplex und teuer 1 Einfach und preiswert 10	Trrafos (bei größerer Länge fallen die nicht mehr so ins Gewicht)	Viel Querkompensation, Resonanzen, Oberschwingungen, untersch. Wellenwiderstand	Querkompensation nötig, aber nicht so viel wie bei 380-kV- Kabel Oberschwingungen, untersch. Wellenwiderstand	Querkompensation nötig, aber nicht so viel wie bei 380-kV- Kabel Oberschwingungen, untersch. Wellenwiderstand	regelbar	regelbar	regelbar	regelbar
	Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen)	10	8	3	10	1	1	1	1
	Klein 1 Mittel 6 Groß 10	Kühlungseffekte therm. Grenze, Flexibilisierung durch Mentoring	Kühlungseffekte therm. Grenze, Trafos	Lebensdauerverkürzung	bis 200 % überlastbar	Nennleistung=Obergrenze	Nennleistung=Obergrenze	Nennleistung=Obergrenze	Nennleistung=Obergrenze
Fähigkeit zur Lastflusssteuerung	1	3	1	1	10	10	8	10	
Nicht möglich 1 Teilweise möglich 6 Möglich 10	durch relativ geringen Mehraufwand machbar, wenn Trafos als Querreger		keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine schnelle Richtungskehr		
Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen	1	1	1	1	1	10	10	10	
ohne Wirkung 1 mit Wirkung 10	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	zur Schwingungs- dämpfung geeignet	zur Schwingungs- dämpfung geeignet	zur Schwingungs- dämpfung geeignet	zur Schwingungs- dämpfung geeignet

A.3

Bewertung der Übertragungstechnologien für die Aufgabe: 4.000 MW, 100 km

4000 MW - 100 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Bautechnik									
	10	6	2	1	3	1	5	3	
Die GIL Lösung verbessert sich wegen der Relation zu den Kabelsystemen (Systemanzahl). Alles andere ist gleich wie bei der Aufgabe 1000 MW.									
Bauzeit									
	10	7	1	1	8	4	8	6	
Die Bauzeit für GIL ist extrem lang. Ähnlich werden die AC-Kabel bewertet, da für 4000MW fünf Systeme benötigt werden. Deswegen werden diese im Vergleich zu den Freileitungslösungen noch schlechter bewertet als für 1000MW/100km (vier Kabelsysteme). Bei der klassischen HGÜ werden zwei Systeme (4 Kabel) benötigt, somit ist sie schneller zu realisieren als die AC-Kabellösung auch bei Berücksichtigung der Errichtung der Stromrichterstationen. Die VSC HGÜ mit Kabeln benötigt zwar drei Kabelsysteme (6 Kabel), kann aber auf kleine VPE-Kabel mit vorgelagerten und damit schnell zu installierenden Muffen (1 Tag/Muffe) verlegt werden. Somit ist die Bauzeit kürzer als bei der klassischen HGÜ. Sie wird nur unwesentlich schlechter als eine Freileitungslösung mit HGÜ und 750-kV-Freileitung bewertet. Die 380-kV-Freileitung ist bautechnisch am schnellsten zu realisieren.									
Verfügbarkeit - Lieferung									
	10	6	1	1	7	4	5	4	
Ähnlich wie oben. Die Verfügbarkeit von Kabel Varianten ist relativ schlechter (mehrere Systeme), weil deutlich größere Kabellängen zu fertigen sind. Die schlechteste Variante ist wieder GIL gefolgt mit AC Kabel (es sind 1500 km Kabel zu fertigen) - deswegen eine 1. Die HGÜ Kabel Varianten sind auch möglichen Lieferengpässen mit einer 3 bewertet (hier ist die Kabellänge deutlich kürzer. Andererseits sind solche Probleme bei FL Lösungen nicht vorhanden und deswegen relativ größer Abstand zu den Kabelösungen. Deswegen sind auch die Bewertungen um einen Punkt höher als bei 1000 MW Aufgaben. Die 380 AC FL ist wieder die schnellste Lösung (entsprechend eine 10).									
Lebensdauer									
	10	10	3	6	5	3	4	3	
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben									
Betriebserfahrung									
	10	8	1	1	8	6	1	3	
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben									
Aufwand bei der Störungsbeseitigung									
	10	8	2	2	5	1	5	3	
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben									
Entwicklungspotenzial									
	1	4	2	6	6	6	10	10	
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben									

4000 MW - 100 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Wirtschaftlichkeit		10	9	6	6	7	5	4	1
<p>Die jährliche Kosten (Euro/Jahr) sind mit der Annuitätmethode berechnet. Dauer ist mit 40 Jahre berechnet. Investitionskosten sind aus zugänglichen Quellen im Vergleich zu den Kosten von 380 kV Freileitung als 1, pu skaliert. Der Zinssatz für die Investitionen beträgt 7% und ist als ein Mischzinssatz zwischen den Eigen- und Fremdkapital Zinssätzen ermittelt. Die Verluste sind aufgrund eines vereinfachten Windprofils berechnet. Die Verlustkosten sind mit 60 Euro/MWh im ersten Jahr (2010 in diesem Fall) und deren Preissteigerung von 5%/Jahr in den nächsten 40 Jahren eingesetzt (Netzbetreiber). Die Betriebskosten sind als ein Prozentsatz von den Investitionskosten ermittelt (unterschiedlich für Kabel und Freileitungen). Die Inflationsrate ist mit 3% gesetzt (Netzbetreiber). So ermittelten jährlichen Kosten sind in einer linearisierten Skala von 1 (höchsten Kosten) bis 10 (niedrigsten Kosten) eingeführt und entsprechende Bewertung wurde berechnet.</p>									
4000 MW - 100 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Flächenverbrauch		4	1	2	4	10	7	8	7
<p>Mischzahl aus Verbrauch der nicht nutzbaren Fläche einersels durch Überspannung/Schutzstreifen, andereersels durch Flächenversiegelung</p>									
Ökologische Auswirkungen		10	10	1	5	10	1	10	1
<p>Grob 1 Mittel 6 Klein 10</p>									
Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall		10	8	4	3	8	1	8	4
Beeinträchtigung des Landschaftsbildes		4	1	10	10	5	10	4	10
<p>Höhe (Änderung wegen 2 Systeme)</p>									
Umwelteinwirkung									

4000 MW - 100 km		380 kV Freileitung	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel	
Systemverhalten/Systemkompatibilität	Blindleistungsverhalten	4	6	1	3	3	3	10	10	
	Große Schwankungen 1 Geringe Schwankungen 6 Region von Blindleistung möglich 10 +Aufwand für Blindleistung	keine Kompensation nötig keine Kompensation nötig	keine Kompensation nötig, halber Blindleistungshub wie 380-kV-Freileitung	sehr viel Querkompensation	Querkompensation nötig, aber nicht so viel wie bei 380-kV-Kabel	Querkompensation nötig	Querkompensation nötig	Querkompensation nötig	regelbar	regelbar
	Verhalten im Störfall	6	1	10	6	6	6	6	7	
	Totalverlust der Übertragungsleistung Eingeschränkter Weiterbetrieb möglich % von Ph. 1 bis 10	2 Systeme	1 System	6 Systeme	2 Systeme	1 System, bipolar	1 System, bipolar	2 Systeme, bipolar	2 Systeme	3 Systeme
	Auswirkungen auf das Kurzschlussniveau	6	8	9	10	1	1	1	2	2
	Keinen Beitrag zur Kurzschlussleistung in der Region 1 Leistet einen Beitrag zur Kurzschlussleistung in der Region 10	100% Längsimpedanz	ca. 50 % Längsimpedanz der 380-kV-Freileitung Annahme: 3 Einzelpole a 1500 MVA	Kabel Längsimpedanz 40% von 380-kV-Freileitung	ca. 28 % Längsimpedanz der 380-kV-Freileitung	kein KS-Beitrag	kein KS-Beitrag	kein KS-Beitrag	kein KS-Beitrag	kein KS-Beitrag
	Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Drehstrom-System	10	6	2	6	1	1	1	3	3
	Komplex und teuer 1 Einfach und preiswert 10	sehr viele Querkompensation, Resonanzen, Überschwingungen, untersch. Wellenwiderstand	große Tralos bei größeren Länge fallen die nicht mehr so ins Gewicht)	sehr viel Querkompensation, Resonanzen, Überschwingungen, untersch. Wellenwiderstand	Querkompensation nötig, aber nicht so viel wie bei 380-kV-Kabel Überschwingungen, untersch. Wellenwiderstand				regelbar	regelbar
	Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen)	10	8	3	10	1	1	1	1	1
	Klein 1 Mittel 6 Groß 10	Kühlungseffekte therm. Grenze, Flexibilisierung durch Monitoring	Kühlungseffekte therm. Grenze, Tralo	Lebensdauerverkürzung	bis 20% überlastbar	Nennleistung-Obergrenze	Nennleistung-Obergrenze	Nennleistung-Obergrenze	Nennleistung-Obergrenze	Nennleistung-Obergrenze
Fähigkeit zur Lastflusssteuerung	1	3	1	1	1	10	8	10	10	
Nicht möglich 1 Teilweise möglich 6 Möglich 10	keine dämpfende Wirkung	durch relativ geringen Mehraufwand steuerbar, wenn Tralos als Quersregler	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung			keine schnelle Richtungsumkehr			
Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen	1	1	1	1	1	10	10	10	10	
ohne Wirkung 1 mit Wirkung 10	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	keine dämpfende Wirkung	zur Schwingungs- dämpfung geeignet	zur Schwingungs- dämpfung geeignet	zur Schwingungs- dämpfung geeignet	zur Schwingungs- dämpfung geeignet	

A.4

Bewertung der Übertragungstechnologien für die Aufgabe:
4.000 MW, 400 km

4000 MW - 400 km		380 kV Freileitung mit Serienkompensation	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Technische Eigenschaften									
Bautechnik	10	6	2	1	3	1	5	3	3
Gleiche Bewertung wie Aufgabe 4000 MW - 100 km									
Bauzeit	10	7	1	1	8	4	8	6	6
Die Bewertung von 4000MW/100km gilt auch für längere Systeme.									
Verfügbarkeit - Lieferung	10	6	1	1	7	4	5	4	4
Die Bewertung von 4000MW/100km gilt auch für längere Systeme.									
Lebensdauer	10	10	3	6	5	3	4	3	3
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben									
Betriebsführung	10	8	1	1	8	6	1	3	3
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben									
Aufwand bei der Störungsbeseitigung	10	8	2	2	5	1	5	3	3
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben									
Entwicklungspotenzial	1	4	2	6	6	6	10	10	10
Gleiche Bewertung für alle Übertragungsaufgaben									

4000 MW - 400 km		380 kV Freileitung mit Serienkompensation	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel	
Wirtschaftlichkeit		10	9	1	3	10	7	8	4	
<p>Die jährliche Kosten (Euro/Jahr) sind mit der Annuitätmethode berechnet. Dauer ist mit 40 Jahre berechnet. Investitionskosten sind aus zugänglichen Quellen im Vergleich zu den Kosten von 380 kV Freileitung als 1 pu skaliert. Der Zinssatz für die Investitionen beträgt 7% und ist als ein Mischzinsatz zwischen den Eigen- und Fremdkapital Zinssätzen ermittelt. Die Verluste sind aufgrund eines vereinfachten Windprofils berechnet. Die Verlustkosten sind mit 60 Euro/MWh im ersten Jahr (2010 in diesem Fall) und deren Preissteigerung von 5%/Jahr in den nächsten 40 Jahren eingesetzt (Netzbetreiber). Die Betriebskosten sind als ein Prozentsatz von den Investitionskosten ermittelt (unterschiedlich für Kabel und Freileitungen). Die Inflationsrate ist mit 3% gesetzt (Netzbetreiber). So ermittelten jährlichen Kosten sind in einer linearisierten Skala von 1 (höchsten Kosten) bis 10 (niedrigsten Kosten) eingeführt und entsprechende Bewertung wurde berechnet.</p>										
4000 MW - 400 km		380 kV Freileitung mit Serienkompensation	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel	
Flächenverbrauch		4	1	2	4	10	7	8	7	
<p>Mischzahl aus Verbrauch der nicht nutzbaren Fläche einerseits durch Überspannung/Schutzstreifen, andererseits durch Flächenversteigerung</p>										
Ökologische Auswirkungen		10	10	1	5	10	1	10	1	
<p>Groß 1 Mittel 6 Klein 10</p>										
Ökologische Auswirkungen im Fehlerfall		10	8	4	3	8	1	8	4	
Beeinträchtigung des Landschaftsbildes		3	1	10	10	5	10	4	10	
Höhe		(fünffach Leitung)						(Änderung wegen 2 Systeme)		
Umwelteinwirkung										

4000 MW - 400 km	380 kV Freileitung mit Serienkompensation	750 / 800 kV Freileitung	380 kV Erdkabel mit Querkompensation	Gasisolierte Leitung (GIL)	HGÜ Klassisch + Freileitung	HGÜ Klassisch + Kabel	VSC-HGÜ + Freileitung	VSC-HGÜ + Kabel
Blindleistungsverhalten Große Schwankungen 1 Geringe Schwankungen 6 Regelung von Blindleistung möglich 10 +Aufwand für Blindleistung	4 keine Kompensation nötig	6 keine Kompensation nötig, aber halber Blindleistungshub wie 380-kV-Freileitung	1 sehr viel Querkompensation	3 Querkompensation nötig, aber nicht so viel wie bei 380-kV-Kabel	3 Querkompensation nötig	3 Querkompensation nötig	10 regulär	10 regulär
Verhalten im Störfall Totalverlust der Übertragungsleistung Eingeschränkter Weiterbetrieb möglich % von Ph. 1 bis 10	10 4 Systeme	1 1 System	7 5 Systeme	6 2 Systeme	6 1 System, metallic return	8 2 Systeme, bipolar	6 2 Systeme	7 3 Systeme
Auswirkungen auf das Kurzschlussniveau Keinen Beitrag zur Kurzschlussleistung in der Region 1 Leistet einen Beitrag zur Kurzschlussleistung in der Region 10	10 75 % Längsimpedanz	10 380- und 750-kV-Freileitung etwa gleich (ca. 78 % Längsimpedanz) Annahme: 3 Einzelele à 1500 MVA	8 Kabel Längsimpedanz 100%	10 68 % Längsimpedanz	1 kein KS-Beitrag	1 kein KS-Beitrag	2 2 Systeme	2 ika-Nennstrom
Möglichkeit der Integration mit dem vorhandenen Drehstrom-System Komplex und teuer 1 Einfach und preiswert 10	10	7 große Tralos bei größeren Längen fallen die nicht mehr so ins Gewicht	2 sehr viel Querkompensation, Resonanzen, Oberschwingungen, untersch. Wellenwiderstand	6 Querkompensation nötig, aber nicht so viel wie bei 380-kV-Kabel Oberschwingungen, untersch. Wellenwiderstand	1 kein KS-Beitrag	1 kein KS-Beitrag	3 regulär	3 regulär
Thermische Zeitkonstante (Eignung für Flexibilisierungsmaßnahmen) Klein 1 Mittel 6 Groß 10	10 Kühlungseffekte therm. Grenze, Flexibilisierung durch Monitoring	8 Kühlungseffekte therm. Grenze, Tralo	3 Lebensdauer-verkürzung	10 bis 20% Überlastbar	1 Nennleistung=Obegre nzb	1 Nennleistung=Obegre nzb	1 Nennleistung=Obegre nzb	1 Nennleistung=Obegre nzb
Fähigkeit zur Lastflusssteuerung Nicht möglich 1 Teilweise möglich 6 Möglich 10	1 keine dämpfende Wirkung	3 durch relativ geringen Merkwert, wenn Tralos als Quersregler	1 keine dämpfende Wirkung	1 keine dämpfende Wirkung	10 zur Schwingungs-dämpfung geeignet	8 keine schnelle Richtungskehr	10 zur Schwingungs-dämpfung geeignet	10 zur Schwingungs-dämpfung geeignet
Beeinflussung der Systemstabilität; Fähigkeit zur Bedämpfung von elektromechanischen Schwingungen ohne Wirkung 1 mit Wirkung 10	1 keine dämpfende Wirkung	1 keine dämpfende Wirkung	1 keine dämpfende Wirkung	1 keine dämpfende Wirkung	10 zur Schwingungs-dämpfung geeignet	10 zur Schwingungs-dämpfung geeignet	10 zur Schwingungs-dämpfung geeignet	10 zur Schwingungs-dämpfung geeignet

Systemverhalten/Systemkompatibilität

Anhang B:

Ergänzende Untersuchung über ein erweitertes Potential für Demand Side Management Maßnahmen

B1 Hintergrund und Ziel der Untersuchung

Im Rahmen des Hauptteils dieser Studie wurden bereits erste Untersuchungen bezüglich der Bedeutung von Demand Side Management (DSM) zur Integration von erneuerbaren Energie in das Stromsystem durchgeführt. Hierbei wurde die Auswirkung von DSM auf den deutschen Spotmarkt und die Märkte für Regelenergie analysiert. Der Fokus lag insbesondere auf DSM-Prozessen im Bereich der Haushalte und der energieintensiven Industrie, wobei die betrachteten Anwendungen in Lastabwurfprozesse und Lastverschiebeprozesse zusammengefasst wurden. Die konservativen Annahmen bezüglich der Potenziale für DSM-Maßnahmen führten im Ergebnis zu einer moderaten Entwicklung von DSM in Deutschland und somit zu begrenzten Auswirkungen auf das Stromsystem.

Um die Wirkzusammenhänge im Bereich des Demand Side Management in einer größeren Detailtiefe herauszustellen und um Sensitivitäten der Annahmen bezüglich der DSM-Potenziale abzubilden, wurden im Rahmen des vorliegenden Exkurses weitere Szenarien auf Basis des Referenzszenarios analysiert. Diese Szenarien zeichnen sich im Vergleich zur vorangegangenen Untersuchung durch optimistische Annahmen bezüglich des DSM-Potenzials aus. Dies bedeutet zum einen, dass zusätzliche Sektoren in die Betrachtung mit einbezogen wurden. Zum anderen wurden geringere Kosten bedingt durch eine stärkere Kostendegression unterstellt. Des Weiteren wird von einer deutlichen Kostendegression für die Anbindung der Prozesse an den Strommarkt ausgegangen.

Um eine genauere Analyse der einzelnen Anwendungen, ihre Auswirkungen auf den Spotmarkt und die Reservemärkte sowie die Effekte verschiedener politischer DSM-Fördermechanismen bzw. die durch das 3. Energie und Klimapakets der EU vorgegebene Forcierung von Smart Metern zu ermöglichen, ist eine detailliertere Abbildung der einzelnen DSM-Prozesse notwendig. Der Fokus der Untersuchung im Rahmen des Hauptteils lag auf dem Bereich der energieintensiven Industrie und dem Haushaltssektor. Für die vorliegende Analyse wurde die Betrachtung insbesondere um Querschnittstechnologien im Industriesektor und Anwendungen im Sektor Gewerbe, Handel, und Dienstleistungen (GHD-Sektor) erweitert. Zu diesem Zweck hat das Energiewirtschaftliche Institut der Universität zu Köln (EWI) ein weiterführendes Modell entwickelt und die zusätzlichen Sektoren in die Modellierung aufgenommen. Neben dem Haushaltssektor und den energieintensiven Industrieprozessen wurden auch für den GHD-Sektor Potenziale für DSM-Maßnahmen hinterlegt. Ebenso wurde angenommen, dass im Industriesektor bestimmte Querschnittstechnologien, die in diversen Industrien Anwendung finden, für DSM genutzt werden können. Im Bereich der kommunalen Einrichtungen sind insbesondere Kläranlagen für DSM geeignet und wurden somit in die Betrachtung einbezogen.

Neben der Einbeziehung von Querschnittstechnologien im Bereich GHD und Industrie wurden in den Szenarien folgende Änderungen vorgenommen:

- Während im Referenzszenario ausschließlich Potentiale für Minutenreserve erschlossen werden, wird in den weiterführenden Szenarien unterstellt, dass durch die Bündelung und zentrale Steuerung der Prozesse zukünftig Potentiale auch über die Minutenreserve hinaus für Sekundär- und Primärenergie erschlossen werden können. Es wird unterstellt, dass auf Seiten der Präqualifikationsanforderungen für Demand Side Management und insbesondere für das Anbieten gebündelter Prozesse adäquate Rahmenbedingungen geschaffen werden.²⁰⁹
- Im Roll-Out Szenario wird unterstellt, dass die Politik die Mindestvorgaben für Stromzähler verschärft. Die derzeit vorgeschriebenen Zähler in Deutschland sind nicht regelenergiefähig. Von Seiten der Wirtschaft wird mit einer Verschärfung der gesetzlichen Vorgaben in Deutschland (im Sinne der EU-Vorgaben) gerechnet. Um Regelenergie anbieten zu können, bedarf es Zähler mit einer bidirektionalen Anbindung und somit der Möglichkeit die Verbrauchseinheiten zentral zu steuern. Auch muss die zeitliche Auflösung der Messpunkte erhöht werden, um ein real-time Monitoring der Verbrauchsänderungen beim Endkunden zu ermöglichen.
- Zudem wird im Roll-Out Szenario davon ausgegangen, dass in den kommenden Jahren zusätzlich zu der in der EnWG 2008 vorgesehenen Installation von Smart-Metern bei Neubauten bzw. großen Renovierungsarbeiten der Einbau der Geräte weiter politisch forciert und ein Einbau eines Smart-Meter auch bei turnusmäßigem Wechsel der Geräte vorgeschrieben wird. Ab 2016 wird von einem forcierten Roll-Out von Smart-Metern in Deutschland in allen Sektoren ausgegangen.
- Im Haushaltsektor wurde eine differenzierte Betrachtung unterschiedlicher Haushaltstypen in Abhängigkeit der Größe und der installierten Heizungs- bzw. Warmwassersysteme im Modell implementiert.

Dem Referenzszenario liegen im Vergleich zu den weiterführenden Szenarien somit konservative Annahmen zugrunde. Im Referenzszenario im Hauptteil der Studie werden ausschließlich die unter den derzeitigen Vorgaben zu erwartenden Potentiale bestimmt. In den im folgenden Kapitel beschriebenen weiterführenden Szenarien werden vergleichsweise optimistische Szenarien bei der Erschließung der DSM-Potentiale zugrunde gelegt. Auch wird angenommen, dass eine Erschließung der DSM-Potentiale durch eine Anpassung der Präqualifikationsanforderungen und der politischen Rahmenbedingungen weiter forciert werden.

Die vorliegende Untersuchung gliedert sich wie folgt: In Kapitel B2 werden die Unterschiede der Potenzialbestimmung im Vergleich zur Analyse im Hauptteil dieser Studie im Bereich der

²⁰⁹ Hier stellt derzeit zum einen die Nachweisführung über die erbrachte Leistung ein Problem dar. Zum anderen gibt es noch offene Fragen zur Steuerung sowie rechtliche Probleme bei Nichterfüllung. Auch stellen die langen Vorlaufzeiten und auf einen Monat verpflichtenden Ausschreibungen noch ein Hindernis dar. Die Probleme durch die langen Vorlaufzeiten können zwar z.T. durch Bündelung verschiedener Prozesse abgeschwächt werden. Jedoch ist mittelfristig eine Anpassung der Präqualifikationsanforderungen nötig, um die DSM-Potentiale vollständig nutzen zu können.

Haushalte sowie im Bereich der energieintensiven Industrieprozesse herausgestellt. Des Weiteren wird die Vorgehensweise bei der (technischen) Potenzialbestimmung im GHD-Sektor, für die Querschnittstechnologien im Industriesektor und der Kläranlagen erläutert und es werden die jeweiligen Prozesse beschrieben. Die im Vergleich zum veränderte Vorgehensweise bei der Bestimmung der Kosten für DSM-Maßnahmen wird in B2.3.2 aufgezeigt. Daran anschließend folgt eine kurze Beschreibung der Implementierung des neuen Modells im Rahmen des Strommarktmodells DIME. Kapitel B5 beinhaltet die Beschreibung der untersuchten Szenarien. Anschließend werden die wesentlichen Ergebnisse der Szenarienanalyse vorgestellt.

Abbildung B-0-1: Übersicht der Annahmen im Referenzszenario und der ergänzenden Untersuchungen

		Referenzszenario der DENA-Netzstudie	Szenarien im Anhang
Industrie	Energieintensive Prozesse	Energieintensive Prozesse (Stand 2008)	Energieintensive Prozesse (Stand 2010)
	Querschnittstechnologien	können ökonomisch nicht erschlossen werden	Querschnittstechnologien in der Industrie können technisch und ökonomisch erschlossen
Haushalte	Querschnittstechnologien	Aggregierte Potentiale nach Haushaltsanwendungen	Differenziertere Aufgliederung der Haushaltspotentiale
GHD	Querschnittstechnologien	können ökonomisch nicht erschlossen werden	Querschnittstechnologien im GHD-Sektor können technisch und ökonomisch genutzt werden Kommunale Einrichtungen (Abwasseranlagen)

B2 Potenziale der Demand Side Management Prozesse

Im Vergleich zur Untersuchung im Hauptteil der Studie werden die einzelnen DSM-Prozesse im Rahmen dieses Exkurses detaillierter betrachtet. Hierzu wurde die Abbildung der bereits Hauptteil berücksichtigten Prozesse im Haushaltssektor und der energieintensiven Industrieprozesse verändert und es wurden neue Prozesse im Bereich des GHD-Sektors, des Industriesektors und der kommunalen Einrichtungen aufgenommen. Dies wird im Folgenden näher erläutert.

B2.1 Potenziale im Haushaltssektor

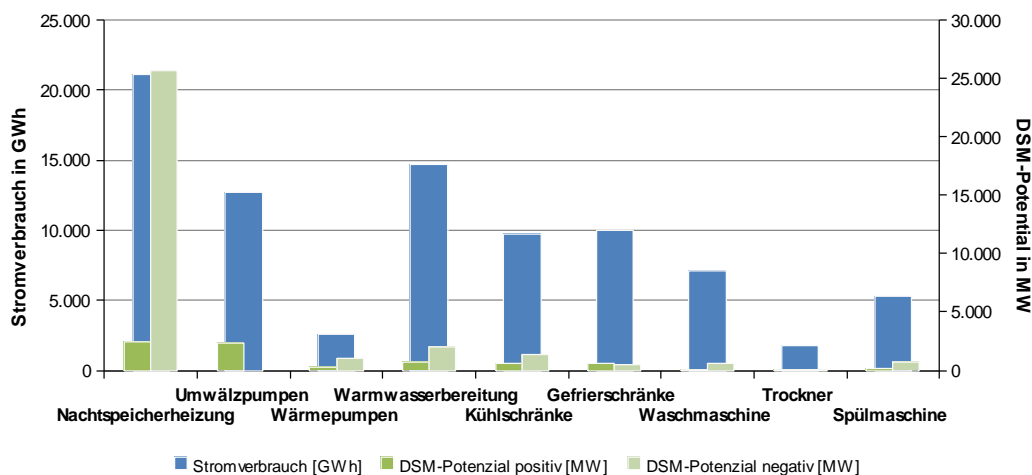
Während in der Untersuchung im Hauptteil dieser Studie alle Prozesse im Haushaltssektor in Lastverschiebe- und Lastabwurfprozesse zusammengefasst wurden, wird der Haushaltssektor in diesem Exkurs in einer größeren Detailtiefe abgebildet. Hierzu werden zwei Arten von Häusern, Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser (zwanzig Parteien) modelliert. Diese zwei Kategorien sind weiter anhand der installierten Heizungssysteme (Nachtspeicherheizung, Wärmepumpe, Umwälzpumpe und Sonstige) sowie anhand des Warmwassersystems

(elektrische und nicht-elektrische Warmwassererzeugung) unterteilt. Demzufolge sind sowohl für Einfamilienhäuser als auch für Mehrfamilienhäuser jeweils sieben typische Haushaltskategorien definiert, die durch ein spezifisches Profil bezüglich der jeweiligen Anwendungen (Anzahl Waschmaschinen, Spülmaschinen, etc.) charakterisiert sind. Der gesamte Wohnungsbestand in Deutschland wurde auf diese insgesamt vierzehn Haushaltstypen aufgeteilt.

Um die Potenziale von DSM im Haushaltsektor zu bestimmen, wurden Daten über die Speicherkapazität und verfügbaren Leistungen der verschiedenen Prozesse genutzt und den jeweiligen Hauskategorien zugeteilt. Zusätzlich wurden vereinfachte Zeitprofile, innerhalb denen die Leistungen zur Verfügung stehen, unterstellt. Als Datengrundlage wurden diverse Studien, insbesondere Stadler (2006) und EWI/Prognos (2007), herangezogen.²¹⁰

Aufgrund der neuen Vorgehensweise sowie der aktuelleren Datengrundlage werden im Vergleich zur Untersuchung im Hauptteil der Studie leicht veränderte technische Potenziale der diversen Anwendungen im Haushaltsektor unterstellt. Insgesamt lassen sich anhand oben beschriebener Vorgehensweise für den Haushaltsektor ein durchschnittliches positives Potenzial von 7.029 MW und ein negatives DSM-Potenzial von 32.049 MW für Regelleistung ermitteln.²¹¹ Hierbei handelt es sich jedoch lediglich um das technische Potenzial für Regelleistung, um Aussagen über die ökonomisch nutzbaren Potenziale treffen zu können müssen zusätzlich Informationen bezüglich der Kostenstruktur herangezogen werden.²¹²

Abbildung B-0-2: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale für Regelleistung im Haushaltsektor



Quelle: EWI (2010).²¹³

²¹⁰ Als Grundlage dienen u. a. Stadler, I. (2006), EWI/Prognos (2007) und BWP (2009).

²¹¹ Durchschnittlich bedeutet, dass die Potenziale anhand der durchschnittlichen Last ermittelt wurden. Saisonale Lastschwankungen und tägliche Lastverläufe, wie sie im Modell selber berücksichtigt werden, führen teilweise zu saisonal bzw. stündlich stark abweichenden Potenzialen.

²¹² DSM-Prozesse können zwar ein vergleichsweise großes Potential für Regelleistung aufweisen. Jedoch ist das Potential für tatsächlich abgerufene Regelleistung zumeist begrenzt. Dies ist bedingt durch technische und prozessbedingte Restriktionen z.B. über die Anzahl der Abrufe und die Größe nachgelagerter Speicher.

²¹³ Der Abbildung liegen eigenen Berechnungen zu Grunde, die auf Daten von Stadler, I. (2006), EWI/Prognos (2007), Großcurth (2008) und BWP (2009) basieren.

Um die Potenziale von DSM im Haushaltsektor zu bestimmen, wurden Daten über die Speicherkapazität und verfügbaren Leistungen in verschiedenen Prozessen gesammelt. Zusätzlich wurden vereinfachte Zeitprofile, innerhalb denen die Leistungen zur Verfügung stehen, erstellt.

Der jeweilige Gesamtenergieverbrauch für die berücksichtigten Technologien und Prozesse in Deutschland wurde den Energiestatistiken und existierenden Untersuchungen zu Querschnittstechnologien entnommen (z. B. DESTATIS). Hierbei wurden die aktuellen Trends und Prognosen fortgeschrieben, um die betrachteten Modelljahre zu kalibrieren. In Stadler (2006) werden zur Charakterisierung der Leistungs-Zeit-Abhängigkeiten einerseits Prozesse im Labor und in Versuchsobjekten vermessen, andererseits werden Prozesse in Modellbildungen überführt. Über Diffusionsquoten kann hieraus eine anteilige zeitliche Entwicklung der Integration der Gesamtpotenziale dargestellt werden. In Prior (1997) wird der deutsche Haushaltsstromverbrauch mit seinen Lastprofilen detailliert untersucht. Hierbei werden u. a. für sämtliche Elektrogeräte Nutzungsprofile erstellt, die sich sowohl nach dem Sommer- und Winterhalbjahr als auch nach den Tagesgruppen „Montag-Freitag“, „Samstag“ und „Sonntag“ unterscheiden.

Die im Folgenden dargestellten Parameter der einzelnen Technologien geben lediglich Auskunft über die technischen Potenziale der Anwendungen. Sie lassen noch keine Aussage über die ökonomisch nutzbaren Potenziale zu.

Abbildung B-0-2 gibt einen Überblick über die durchschnittlichen DSM-Potenziale der einzelnen Anwendungsbereiche im Haushaltssektor in Relation zum gesamten Stromverbrauch der jeweiligen Anwendung. Das größte positive DSM-Potenzial weisen hierbei die Umwälzpumpen auf, das mit Abstand größte durchschnittliche negative Potenzial ist im Bereich der Nachtspeicherheizungen vorhanden. Aufgrund der Abhängigkeit von technischen Restriktionen und typischen Lastverläufen führt ein hoher Stromverbrauch nicht automatisch zu einem großen durchschnittlichen Potenzial für DSM-Maßnahmen.

Für eine Beschreibung der einzelnen betrachteten Prozesse sowie des Stromverbrauchs, der installierte Leistung, der typischen Laststruktur und der technische Restriktionen sei auf die Untersuchung im Hauptteil dieser Studie verwiesen.

B2.2 Potenziale im GHD-Sektor

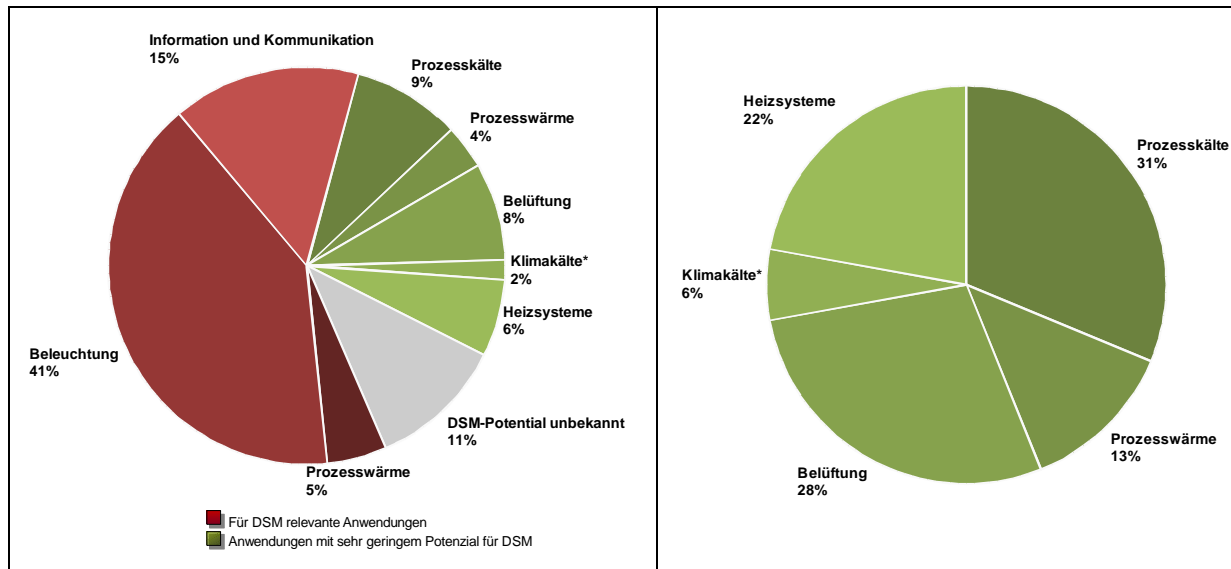
Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (hiernach GHD) besteht unter optimistischen Annahmen ebenso wie im Haushaltssektor Potenzial für DSM-Maßnahmen. Im Rahmen dieses Exkurses wird das GHD-Potenzial abgebildet, wohingegen das Potenzial in der konservativen Untersuchung im Hauptteil nicht betrachtet wurde.

Der vorliegende Abschnitt gliedert sich wie folgt: Zunächst wird die Bedeutung der DSM-fähigen Prozesse in gesamten GHD-Sektor dargestellt. Daran anschließend erfolgt eine Erläuterung der Vorgehensweise bei der Datenerhebung und der Potenzialbestimmung. Anschließend werden die einzelnen Prozesse beschrieben und deren Potenzial dargelegt.

B2.2.1 DSM-Prozesse im GHD-Sektor

Der Stromverbrauch im GHD-Sektor weist einen steigenden Verlauf auf und erhöhte sich von 136 TWh im Jahr 2004 auf 145 TWh im Jahr 2007.²¹⁴

Abbildung B-0-3: Übersicht der berücksichtigten Anwendungsbereiche im GHD-Sektor



Quelle: EWI (2010).²¹⁵

Ebenso wie im Haushaltssektor sind auch im GHD Sektor nicht alle stromintensiven Anwendungen für DSM-Maßnahmen nutzbar. Der Anteil der jeweiligen Einsatzbereiche am gesamten Stromverbrauch des GHD-Sektors ist in der Graphik links in Abbildung B-0-3 dargestellt. Lediglich 29 % des Stromverbrauchs werden durch Prozesse verursacht, die Potenzial für DSM aufweisen. Diese können in die Kategorien Prozesswärme, Klimakälte, Belüftung und Heizsysteme unterteilt werden. In der Graphik rechts ist der Anteil dargestellt, den die jeweilige Anwendung am gesamten Stromverbrauch aller Anwendungen mit DSM-Potenzial im GHD-Sektor hat. Der größte Anteil mit rund 31 % entfällt hierbei auf Prozesskälteanwendungen gefolgt von Belüftungssystemen (28 %) und Heizsystemen (23 %).

B2.2.2 Vorgehensweise

Zusätzlich zum Stromverbrauch müssen auch im GHD-Sektor die technischen Rahmenbedingungen und typische Lastverläufe der jeweiligen Anwendungsbereiche berücksichtigt werden, um das vorhandene DSM-Potenzial zu bestimmen. Die Vorgehensweise im GHD-Sektor ist ähnlich wie die Vorgehensweise im Haushaltssektor. Jede für DSM geeignete Anwendung ist in verschiedene Gewerbetypen (Büro, Gewerbe, Supermärkte, etc.) unterteilt. Auf diese Untertypen entfällt ein bestimmter Anteil an installierter Leistung und des Strombedarfs. Aus

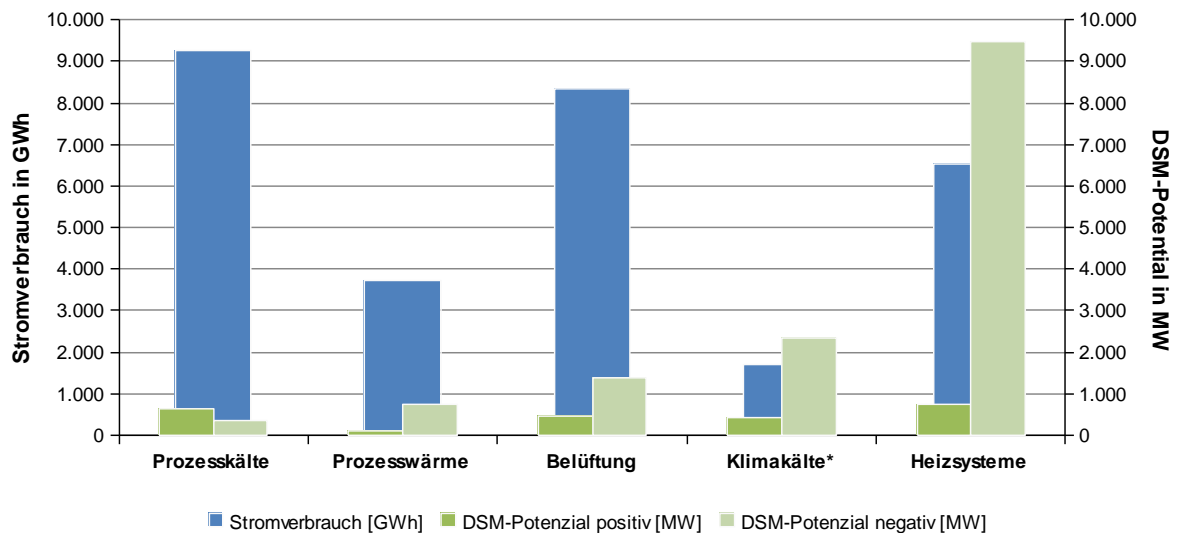
²¹⁴ Vgl. Tzscheutschler et al. (2009), S.10-11.

²¹⁵ Der Abbildung liegen eigenen Berechnungen zu Grunde, die auf Daten von ISI / IfE / GfK (2009), Steimle, F. et al. (2002), Stadler, I. (2006), De Almeida, A. et al. (2000), und Klobasa, M (2009) basieren.

den typischen Lastverläufen und technischen Restriktionen dieser Anwendung kann das Potenzial für DSM-Maßnahmen für jede Unterkategorie sowie für die Anwendung, aggregiert für den gesamten GHD-Sektor, ermittelt werden.

Die Potenzialbestimmung stützt sich hierbei hauptsächlich auf Analysen von Stadler (2006) und Daten einer Studie des Fraunhofer ISI.²¹⁶ In letztgenannter Studie wurden über 200 Interviews mit einer repräsentativen Auswahl von Unternehmen durchgeführt.

Abbildung B-0-4: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale GHD-Sektor



Quelle: EWI (2010).²¹⁷

Unter Anwendung der oben erläuterten Vorgehensweise ergeben sich insgesamt für den GHD-Sektor ein positives Potenzial von durchschnittlich 2.420 MW und ein negatives DSM-Potenzial von durchschnittlich 14.275 MW.²¹⁸ Die hierdurch bestimmten und im Folgenden dargestellten Potenziale der einzelnen Anwendungsbereiche stellen das rein technische Potenzial dar. Sie lassen noch keine Aussage über die ökonomisch nutzbaren Potenziale zu.

Zusammenfassend gibt Abbildung B-0-4 einen Überblick über die durchschnittlichen DSM-Potenziale der einzelnen Anwendungsbereiche im GHD-Sektor. Hier sind jeweils das durchschnittliche positive sowie das durchschnittliche negative Potenzial und der gesamte Stromverbrauch der jeweiligen Anwendung dargestellt. Sowohl das größte positive als auch das größte negative DSM-Potenzial besteht im Bereich der Heizsysteme, obwohl der Stromverbrauch in diesem Bereich nur der drittgrößte ist. Dies ist auf die jeweiligen technischen Restriktionen und Lastverläufe zurückzuführen.

²¹⁶ Vgl. ISI / IfE / GfK (2009).

²¹⁷ Der Abbildung liegen eigenen Berechnungen zu Grunde, die auf Daten von ISI / IfE / GfK (2009), Steimle, F. et al. (2002), Stadler, I. (2006), De Almeida, A. et al. (2000), und Klobasa, M (2009) basieren.

²¹⁸ Durchschnittlich bedeutet, dass die Potenziale anhand der durchschnittlichen Last ermittelt wurden. Saisonale Lastschwankungen und tägliche Lastverläufe, wie sie im Modell selber berücksichtigt werden, führen teilweise zu saisonal bzw. stündlich stark abweichenden Potenzialen.

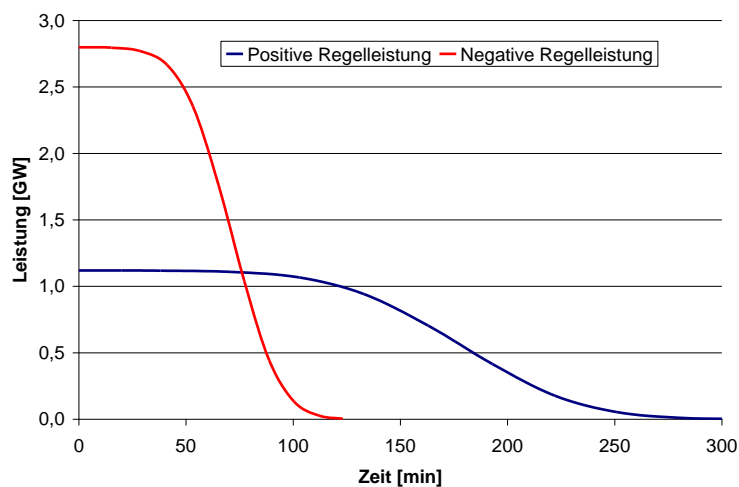
B2.2.3 Prozesskälte

Das größte Potenzial für Demand Side Management im GHD-Sektor besteht im Bereich der Prozesskälteanwendungen. Hauptanwendungsbereich ist hierbei die Lebensmittelkühlung im Einzelhandel, auf die fast drei Viertel des gesamten Strombedarfs der technischen Erzeugung von Kälte entfallen. Die Kühlgeräte, die hier zum Einsatz kommen reichen von kleinen steckerfertigen Kühlmöbeln, die vor allem bei kleinen Einzelhändlern eingesetzt werden, bis hin zu großen Verbundanlagen, bei denen in großen Warenhäusern eine Vielzahl von Kühlmöbeln über eine zentrale Anlage mit Kälte versorgt werden.

Auf den Bereich der Prozesskälte entfallen rund 8,8 % des gesamten Stromverbrauchs des GHD-Sektors. Dies entsprach im Jahr 1999 einem Stromverbrauch zur Kühlung von Lebensmitteln von 9,8 TWh, wobei hiervon etwa 64 % und damit der mit Abstand größte Anteil den Supermärkten zuzuschreiben ist.²¹⁹

Der Einsatz von Kühlgeräten für DSM-Maßnahmen im GHD-Sektor erfolgt analog zur Anwendung im Haushaltssektor. Es besteht somit sowohl positives als auch negatives DSM-Potenzial. Abhängig von Art, Isolation und Füllung der Kühlmöbel lässt sich der Einsatz der Kühlkompressoren täglich um eine halbe bis zwei Stunden verschieben, ohne dass sich die Lebensmittel auf kritische Temperaturen erwärmen.

Abbildung B-0-5: Positive und negative DSM-Leistung von Kühlmöbel in Lebensmittelmärkten im GHD-Sektor



Quelle: Stadler, I. (2006).

Die maximal verfügbare positive DSM-Leistung mit ca. 1,2 GW ist deutlich geringer, dafür aber für einen längeren Zeitraum verfügbar als die maximale negative DSM-Leistung mit 2,8 GW (vgl. Abbildung B-0-5). Im Durchschnitt entspricht dies einem positiven Potenzial von rund 656 MW und einem negativen Potenzial von rund 367 MW.

²¹⁹ Vgl. Steimle, F. et al. (2002), zitiert nach Stadler, I. (2006), S.101-102.

B2.2.4 Prozesswärme

Der Einsatz von Prozesswärme für DSM-Maßnahmen beschränkt sich auf die elektrische Warmwasserbereitung, da sonstige wärmetechnische Anwendungen in der Regel essentiell für die Produktion sind und somit nicht unterbrochen werden können. Die Bereitstellung von DSM-Leistung im GHD-Sektor durch Prozesswärme erfolgt auf die gleiche Art und Weise wie die der elektrischen Wärmebereitstellung im Haushaltssektor.

Der Stromverbrauch für Prozesswärme in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen betrug im Jahr 2003 rund 32,5 TWh. Hiervon wurden 40 % und somit rund 13 TWh für die Bereitstellung von Warmwasser eingesetzt.²²⁰

Aus technischen und verwendungszweckbedingten Gründen kann lediglich 25 % der installierten Leistung für DSM genutzt werden.²²¹ Insgesamt ergibt sich so ein durchschnittliches Potenzial von 107 MW positiver sowie 730 MW negativer DSM-Leistung.

B2.2.5 Belüftungssysteme

In Kombination mit einem mit Luft gefüllte Raum oder Gebäude kann eine Lüftungsanlage wie ein elektrischer Speicher genutzt werden. Das eigentliche Speichermedium ist die Luft, wobei der Ladezustand des Speichers durch die Luftqualität bestimmt wird. Die Lüftungsanlage kann so lange ausgeschaltet oder mit geringerer Leistung betrieben werden, bis die Luftqualität auf einen Grenzwert sinkt. Wird dieser Grenzwert erreicht, ist der Speicher „entladen“ und die Lüftungsanlage muss wieder eingeschaltet werden, um die Raumluftqualität zu erhöhen. Die Lüftungsanlage kann somit analog zu Heizungssystemen zur Lastverschiebung eingesetzt werden.

Im Jahr 1997 betrug der Stromverbrauch von Ventilatoren mit einer Leistung zwischen 1 kW und 500 kW in Deutschland rund 43,2 TWh. Hiervon entfielen rund 52 % bzw. 22,5 TWh auf den GHD-Sektor.²²² Bis zum Jahre 2020 ist allerdings von einem (realistischen) Einsparpotenzial von 3,5 % bis 8,3 % und somit, bei konstanter Ventilatorenanzahl, von einem sinkenden Stromverbrauch in diesem Bereich auszugehen.

Für Belüftungssysteme werden im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von 476 MW und ein durchschnittliches negatives Potenzial von 1.372 MW angenommen.

B2.2.6 Klimakälte

Klimaanlagen funktionieren als Energiespeicher ähnlich wie die oben beschriebenen Prozesskälteanwendungen, wobei die Kälte in Form von kühler Raumluft gespeichert wird. Solange die Raumtemperatur unterhalb der als Grenzwert definierten Temperatur liegt, ist es möglich, die Kühlkompressoren kurzfristig abzuschalten oder herunterzuregulieren. Sobald jedoch die Temperaturobergrenze erreicht ist, müssen die Kühlkompressoren überdurchschnittlich arbei-

²²⁰ Vgl. Enquete Kommission Nachhaltige Energieversorgung (), zitiert nach Stadler, I. (2006), S.62.

²²¹ Vgl. Stadler, I. (2006), S.63.

²²² Vgl. Radgen, P. (2001), zitiert nach Stadler, I. (2006), S.88.

ten, um die gewünschte Raumtemperatur wiederherzustellen. Die Dauer der Speicherung ist abhängig von Außentemperatur und Isolation des Gebäudes, beträgt aber maximal eine Stunde. Prinzipiell sind vor allem große Zentralanlagen und dezentrale Anlagen mit fernregelbaren Thermostaten für DSM-Maßnahmen geeignet.²²³

Im GHD-Sektor werden die installierte Gesamtleistung auf 2,7 GW und der Stromverbrauch auf 1,7 TWh im Jahre 2009 geschätzt.²²⁴ Langfristig ist von einem Zuwachs der klimatisierte Fläche im deutschen GHD-Sektor und somit einer Verdopplung der installierten Leistung sowie des Stromverbrauchs bis zum Jahre 2030 auszugehen.²²⁵

Unter der Annahme, dass 75 % der installierten Leistung für Demand Side Management einsetzbar sind,²²⁶ ergibt sich durchschnittlich ein DSM-Potenzial von 436 MW positiver Leistung und 2.330 MW negativer Leistung. Da der Einsatz von Klimageräten naturgemäß nur an den heißesten Tagen im Sommer erfolgt, steht das identifizierte Potential nur im Sommer zur Verfügung.

B2.2.7 Heizungssysteme – Nachtspeicherheizungen

Ähnlich wie im Haushaltssektor bieten Nachtspeicherheizungen auch im GHD-Sektor ein enormes DSM-Potenzial. Technisch ist die Funktionsweise identisch mit der im Haushaltssektor. Für eine genauere Erläuterung sei daher an dieser Stelle auf die Untersuchung im Hauptteil dieser Studie verwiesen. Im Jahr 2006 wurde im GHD-Sektor insgesamt 6,5 TWh Strom für Raumheizungen mit elektrischen Nachtspeicherheizungen verbraucht.²²⁷

Ebenso wie im Haushaltssektor folgen Nachtspeicherheizungen auch im GHD-Sektor spezifischen tageszeitlichen und saisonalen Lastschwankungen. Das durchschnittlich zur Verfügung stehende positive DSM-Potenzial beträgt 747 MW, das durchschnittlich negative DSM-Potenzial ist mit 9.475 MW hingegen deutlich höher.

B2.3 Potenziale im Industriesektor

Neben den in der Untersuchung im Hauptteil dieser Studie im Detail betrachteten energieintensiven Einzelprozessen weisen auch bestimmte Querschnittstechnologien in den verbleibenden Industrien Potenzial für DSM auf. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wird unterstellt, dass eine Einbindung von Querschnittstechnologien in den Strommarkt auch im Industriesektor forciert wird. Durch Bündelung dieser Prozesse können hier Potentiale im Bereich der Druckluftanwendungen, Prozesskälte und Belüftung erschlossen werden. Neben den Querschnittstechnologien wird in den hier betrachteten Szenarien die Abbildung der Einzelprozesse verfeinert und anhand neuester Statistiken gegenüber dem Referenzlauf aus dem Jahr 2008 angepasst.

²²³ Vgl. Klobasa, M. (2009), S.77.

²²⁴ Berechnung basierend auf ISI / IfE / GfK (2009), S.20.

²²⁵ Vgl. Klobasa, M. (2009), S.76-77.

²²⁶ Vgl. Klobasa, M. (2009), S.77.

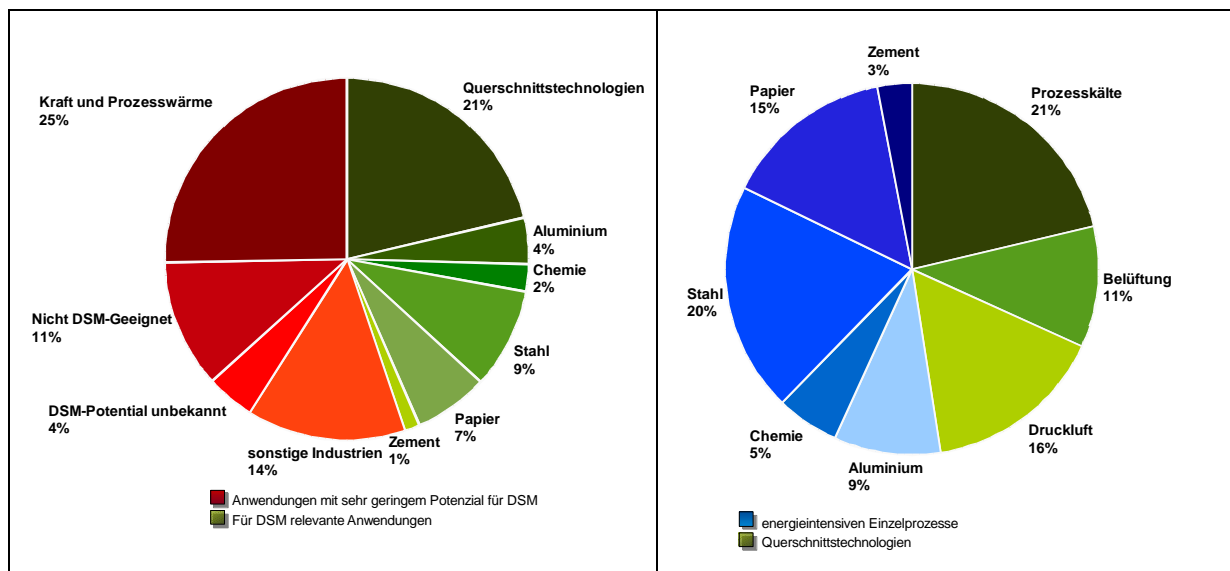
²²⁷ Berechnung basierend auf ISI / IfE / GfK (2009), S.20.

Im Folgenden wird zu Beginn die Bedeutung der DSM-Prozesse sowohl bei Prozessen in energieintensiven Industrien als auch bei Querschnittstechnologien im Industriesektor aufgezeigt. Hierauf folgt eine Erläuterung der Vorgehensweise zur Potenzialbestimmung. Daran anschließend werden die neu bestimmten Potenziale der energieintensiven Einzelprozesse dargestellt. Abschließend werden die Prozesse und Potenziale der Querschnittstechnologien erläutert.

B2.3.1 DSM-Prozesse im Industriesektor

Im Industriesektor wurden im Jahr 2007 rund 227 TWh Strom verbraucht, was einem moderaten Anstieg gegenüber dem Jahr 2003 mit 210 TWh Verbrauch entspricht.²²⁸

Abbildung B-0-6: Übersicht der berücksichtigten Anwendungsbereiche im Industriesektor



Quelle: *EWI (2010)*.²²⁹

Ebenso wie im Haushalts- und GHD-Sektor können auch im Industriesektor nicht alle Prozesse und Technologien für DSM genutzt werden. In der Graphik links in Abbildung B-0-6 ist die prozentuale Verteilung des gesamten Stromverbrauchs auf die jeweiligen Technologien und Industrieprozesse dargestellt. Insgesamt kommen Anwendungen, die rund 45 % des Stromverbrauchs im Industriesektor ausmachen, für DSM in Betracht. Diese können entweder Querschnittstechnologien oder bestimmten Industriezweigen zugeordnet werden. Die Graphik rechts zeigt den Anteil, den die jeweilige Querschnittstechnologie bzw. der jeweilige Industrieprozess am gesamten Stromverbrauch der Anwendungen mit DSM-Potenzial im Industriesektor hat. Die energieintensiven Industrien machen hierbei einen Anteil von 53 %, die Querschnittstechnologien die restlichen 47 % aus.

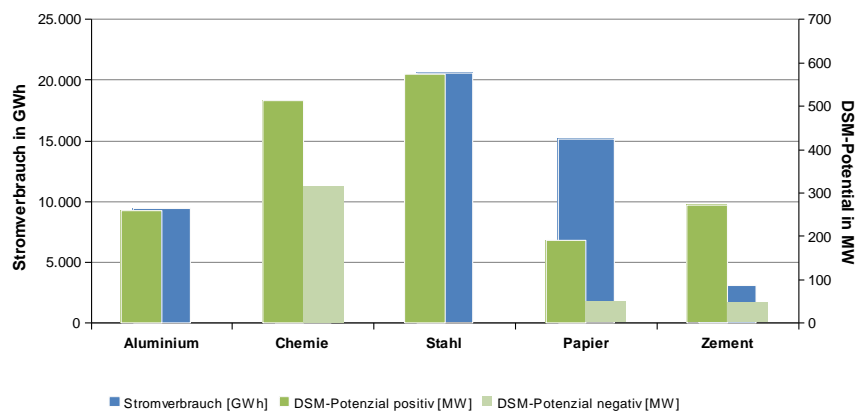
²²⁸ Vgl. Tzscheuschler et al. (2009), S.10-11 und Geiger, B. et al. (2005), S.54.

²²⁹ Der Abbildung liegen eigenen Berechnungen zu Grunde, die auf Daten von Tzscheuschler et al. (2009), Radgen, P. (2001), Steimle, F. et al. (2002), Stadler, I. (2006), De Almeida, A. et al. (2000), und Klobasa, M (2009) basieren.

B2.3.2 Vorgehensweise

Ebenso wie in den anderen beiden Sektoren ist auch im Industriesektor nicht nur der Stromverbrauch, sondern sind auch typische Lastverläufe und technische Restriktionen für die Bestimmung des DSM-Potenzials für DSM-Maßnahmen relevant. Im Industriesektor wurden zwei unterschiedlichen Methoden angewandt, um Prozesse und Technologien zu identifiziert, die sich zur Bereitstellung von Demand Side Management eignen.

Abbildung B-0-7: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale der energieintensiven Einzelprozesse im Industriesektor



Quelle: *EWI (2010)*.²³⁰

Zunächst wurden in Analogie zur Vorgehensweise in der Untersuchung im Hauptteil dieser Studie in einem Bottom-Up Ansatz die energieintensivsten industriellen Einzelprozesse mit besonders hohem Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung erfasst.²³¹ Hierunter fallen Prozesse in der Papierindustrie, der chemischen Industrie, der Aluminiumindustrie, der Stahlindustrie sowie der Zementindustrie. Der Bestimmung des technisch mögliche Potentials liegen Unternehmensbefragungen sowie Daten über produzierte Mengen, die Stromintensität im jeweiligen Produktionsprozess, die Vollbenutzungsstunden sowie den flexibel nutzbaren Anteil zu Grunde. Diese Daten wurden durch Mittelwertbildung anhand der Produktionsmengen auf das gesamte Potenzial in Deutschland skaliert.

Insgesamt ergeben sich aus dieser Vorgehensweise ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von 1.811 MW und ein durchschnittliches negatives DSM-Potenzial von 410 MW im Bereich der energieintensiver industriellen Einzelprozesse.²³²

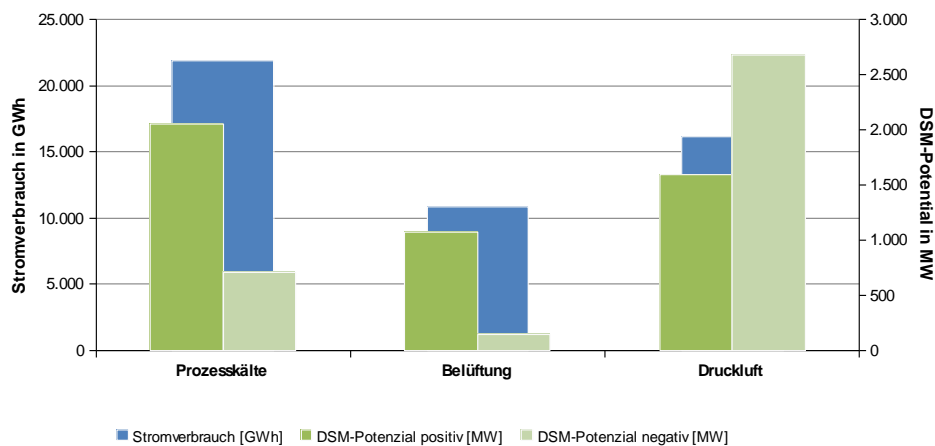
²³⁰ Der Abbildung liegen eigenen Berechnungen zu Grunde, die auf Daten von Tzschentschler et al. (2009), Radgen, P. (2001), Steimle, F. et al. (2002), Stadler, I. (2006), De Almeida, A. et al. (2000), und Klobasa, M (2009) basieren.

²³¹ Ein Teil dieser Prozesse ist derart flexibel, dass sie bereits heute für die Nutzung als Minutenreserve präqualifiziert sind.

²³² Durchschnittlich bedeutet, dass die Potenziale anhand der durchschnittlichen Last ermittelt wurden. Saisonale Lastschwankungen und tägliche Lastverläufe, wie sie im Modell selber berücksichtigt werden, führen teilweise zu saisonal bzw. stündlich stark abweichenden Potenzialen.

Abbildung B-0-8 stellt die Potenziale der Einzelprozesse in Relation zum Stromverbrauch der gesamten Industrie dar. Hierbei ist zu erkennen, dass der größte Teil des positiven Potenzials auf die chemische Industrie entfällt, wohingegen die Stahlindustrie das größte negative Potenzial aufweist. Die folgende Darstellung zeigt das technische und nicht notwendigerweise das ökonomische Potenzial des jeweiligen Prozesses.

Abbildung B-0-8: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale der Querschnittstechnologien im Industriesektor



Quelle: *EWI (2010)*.²³³

Zusätzlich wurden darüber hinaus wichtige Querschnittstechnologien identifiziert, die in nahezu allen Industriezweigen Anwendung finden. Zu diesen Technologien zählen Prozesskälte, Druckluft und Belüftungssysteme die je Industriezweig klassifiziert wurden. Der Gesamtstromverbrauch der jeweiligen Technologie wurde den relevanten Industriezweigen zugeordnet und es wurden typische Lastverläufe und technische Rahmenbedingungen unterstellt. Zur Berechnung des Stromverbrauchs der einzelnen Prozesse wurden aktuellen Studien herangezogen und die Trends und Entwicklungen fortgeschrieben.²³⁴

Für die Querschnittstechnologien im Industriesektor ergeben sich insgesamt ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von 4.722 MW und ein durchschnittliches negatives DSM-Potenzial von 3.523 MW. In Abbildung B-0-8 ist das durchschnittliche positive und negative Potenzial der einzelnen Technologien sowie der jeweilige Stromverbrauch dargestellt. Das größte positive Potenzial besteht im Bereich der Prozesskälte, wohingegen das größte negative Potenzial dem Bereich Druckluft zuzuordnen ist.

²³³ Der Abbildung liegen eigenen Berechnungen zu Grunde, die auf Daten von Tzscheutschler et al. (2009), Radgen, P. (2001), Steimle, F. et al. (2002), Stadler, I. (2006), De Almeida, A. et al. (2000), und Klobasa, M (2009) basieren.

²³⁴ Die Berechnungen basieren auf Tzscheutschler et al. (2009), Radgen, P. (2001), Steimle, F. et al. (2002), Stadler, I. (2006), De Almeida, A. et al. (2000), und Klobasa, M (2009).

B2.2.3 Veränderte Annahmen im Bereich der energieintensiven Einzelprozesse

Im Bereich der energieintensiven Einzelprozesse wird die grundsätzliche Vorgehensweise zur Bestimmung der Potenziale beibehalten. Aufgrund der Tatsache, dass auf neueste Statistiken bezüglich der Produktionsmengen zurückgegriffen wird, stellen sich die technischen Potenziale jedoch leicht verändert dar.²³⁵

Tabelle B-0-1: Berechnung des technischen DSM-Potenzials der stromintensiven Industrieprozesse

Bereich	Stromintensität [kWh/t]	Produktionsmengen [Mio. t]	Vollbenutzungsstunden	Flexibel nutzbarer Anteil	Potential [TWh]	DSM Leistung [MW]	Speichergröße [MWh]
Zementherstellung: Roh- und Zementmühlen	Rohmühlen: 26 kWh/t Zementmühle: 45 kWh/t	33,58 Mio. t	7.500 h	100,00%	2,38 TWh	318 MW	-
Chloralkali- elektrolyse	Membranverfahren	2,38 Mio. t	7.400 h	30,00%	2,04 TWh	275 MW	138 MWh
	Diaphragmaverfahren	1,10 Mio. t	7.400 h	30,00%	1,16 TWh	156 MW	78 MWh
	Amalgamverfahren	1,29 Mio. t	7.400 h	30,00%	1,32 TWh	178 MW	89 MWh
Aluminiumelektrolyse	15.000 kWh/t Al	0,61 Mio. t	8.760 h	25,00%	2,27 TWh	295 MW	-
Elektrolichtbogenofen	525 kWh/t	13,70 Mio. t	6.500 h	70,00%	5,03 TWh	775 MW	-
Papierherstellung: Holzstoffaufbereitung	1.850 kWh/t	1,38 Mio. t	7.500 h	65,00%	1,66 TWh	222 MW	333 MWh
SUMME					15,86 TWh	2.183 MW	638 MWh

Quelle: EWI (2010).

Zusätzlich werden aufgrund neuerer Erkenntnisse einzelne Anpassungen bezüglich des flexibel nutzbaren Anteils und der Vollbenutzungsstunden vorgenommen. So wird im Bereich der Elektrolichtbogenöfen von einem geringeren flexibel nutzbaren Anteil (70 % anstatt 100 %), im Bereich der Holzstoffaufbereitung sowohl von einem geringeren flexibel nutzbaren Anteil (65 % anstatt 100 %) als auch von einer höheren Anzahl von Vollbenutzungsstunden (7.500 h anstatt 6.100) ausgegangen.

In Tabelle B-0-1 sind zusammenfassend die Annahmen und die hieraus resultierende Berechnung der Potenziale für DSM-Maßnahmen in energieintensiven Industrieprozessen dargestellt.

²³⁵ Die Berechnungen basieren auf BDZ (2010a) für die Zementindustrie, auf VCI (2009) und für die prozentuale Verteilung auf VCI (2005) für die chemische Industrie, auf GDA (2010) für die Aluminiumindustrie, auf VDEW (2007) für die Stahlindustrie und auf VDP (2010) für die Papierindustrie.

B2.3.4 Querschnittstechnologien

B2.3.4.1 Druckluft

In Deutschland werden im Industriesektor rund 62.000 Druckluftanlagen mit einer installierten Leistung von 4.278 MW betrieben, die einen Stromverbrauch von ca. 14 TWh jährlich aufweisen.²³⁶

Das Druckluftsystem wird in der Regel nicht durchgehend betrieben. Es können vier Betriebszustände unterschieden werden: Stillstand, Leerlauf ohne Druckluftproduktion (30 % Strombedarf), Teillastbetrieb und Lastlauf bei maximaler Druckluft (maximaler Strombedarf). Die Druckbehälter werden hierbei als Speicher genutzt, um Stromschwankungen und Unterschiede zwischen Drucklufterzeugung und Entnahme auszugleichen. Sie können einen Kompressorstillstand jedoch nur im Minutenbereich überbrücken. Das Potenzial für DSM-Maßnahmen ist dabei von der Speichergröße abhängig. Hieraus ergibt sich ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von 1.598 MW und ein durchschnittliches negatives DSM-Potenzial von 2.680 MW.²³⁷

B2.3.4.2 Belüftungsanlagen

Die Nutzung von Belüftungsanlagen für DSM-Maßnahmen im Industriesektor erfolgt analog zum Betrieb im GHD-Sektor. Im Industriesektor sind Belüftungsanlagen mit einer Leistung von rund 1.215 MW installiert. Diese verbrauchen jährlich etwa 10,8 TWh Strom.²³⁸ Aus der bereits in Abschnitt 0 beschriebenen typischen Betriebsweise lässt sich ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von 1.075 MW und ein durchschnittliches negatives DSM-Potenzial von 141 MW ermitteln.

B2.3.4.3 Prozesskälte

Prozesskälte im Industriesektor kann ebenso wie Prozesskälte im GHD-Sektor oder Kühlungssysteme im Haushaltssektor für Demand Side Management genutzt werden. Der mit Abstand größte Teil des Stromverbrauchs für Prozesskälte im Industriesektor fällt in der Lebensmittelindustrie an. Hier können drei Bereiche unterschieden werden. Normalkälte (NK) beschreibt Anwendungen mit einer Temperatur zwischen +10° und -1°C, der Tiefkühlbereich (TK) Anwendungen im Bereich -20° bis -30°C, Gefrierprozesse weisen typischerweise Temperaturen um -40°C auf.²³⁹ Für DSM-Maßnahmen kommen lediglich die Bereiche NK und TK in Betracht, da bei Gefrierprozessen keine nennenswerten Speicherleistungen ohne direkte

²³⁶ Vgl. Industrie Energieeffizienz (2010) und VDI (2002), zitiert nach Stadler, I. (2006), S.142, sowie eigene Berechnungen basierend auf Tzscheutschler, P. (2009), De Almeida, A. (2000), Radgen, P. (2001), Stadler, I. (2006) und Klobasa, M. (2009).

²³⁷ Vgl. Stadler, I. (2006), S.162.

²³⁸ Eigene Berechnungen basierend auf Tzscheutschler, P. (2009), De Almeida, A. (2000), Radgen, P. (2001), Stadler, I. (2006) und Klobasa, M. (2009).

²³⁹ Vgl. Steimle, F. et al. (2002).

Auswirkungen auf die Produktion erbracht werden können. Auch im Bereich NK gibt es einzelne Anwendungen, die für DSM ungeeignet sind, da ein rasches Abkühlen der Produkte kritisch ist. Im Jahre 1998 belief sich der Gesamtstromverbrauch in den Bereichen NK und TK auf 12,94 TWh bei einer geschätzten installierten Leistung von 2.180 MW. Somit bestehen ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von 1.478 MW sowie ein negatives Potential von 703 MW.²⁴⁰

Ein weiterer großer Anteil des Stromverbrauchs durch Prozesskälte entfällt auf die chemische Industrie. Im Jahr 1998 wurden bei einer geschätzten installierten Leistung von 572 MW rund 5 TWh Strom verbraucht.²⁴¹ Als DSM-Maßnahme durch Prozesskälte in der chemischen Industrie kann ähnlich wie bei Elektrostahlprozessen nur ein Lastabwurf erfolgen, da keine Speichermöglichkeiten bestehen. Folglich weist dieser Bereich lediglich ein positives DSM-Potenzial von durchschnittlich 572 MW auf.

Insgesamt bestehen im Bereich der Prozesskälte im Industriesektor somit ein durchschnittliches positives Gesamtpotenzial von 2.049 MW und ein durchschnittliches negatives Gesamtpotenzial von 703 MW.

B2.4 Potenziale in kommunalen Einrichtungen

Im Bereich der kommunalen Einrichtungen ist die Abwasserbehandlung für durchschnittlich fast 20% des Stromverbrauchs verantwortlich. Bedingt durch den hohen spezifischen Energieverbrauch pro Anlage und den gegebenen technischen Voraussetzungen bestimmter Prozesse innerhalb der Anlage weisen insbesondere Kläranlagen im kommunalen Sektor hohe technische Potenziale für Demand Side Management auf und werden somit in der vorliegenden Analyse berücksichtigt. Da die zugrunde liegenden Prozesse sich deutlich von der zuvor getroffenen Klassifizierungen für DSM im GHD-Sektor unterscheiden, werden sie an dieser Stelle separat ausgewiesen.²⁴² Entsprechend der Einteilung der Abwasserverordnung werden hierbei drei verschiedene Größenklassen von Kläranlagen unterschieden. Per Definition sind kleine Anlagen für eine Einwohnerzahl bis zu 10.000 Einwohnern, mittlere Anlagen für 10.000 – 100.000 Einwohner und große Anlagen für mehr als 100.000 Einwohner zuständig. Der jährliche Strombedarf der etwa 10.000 kommunalen Kläranlagen in Deutschland beträgt rund 4,4 TWh. Hierbei entfallen etwa 0,6 TWh auf die rund 7.700 kleinen Anlagen, etwa 1,6 TWh auf die 1.960 mittlere Anlagen und etwa 2,2 TWh auf die 268 großen Kläranlagen.

²⁴⁰ Basierend auf Steimle, F. et al. (2002), Lebensmittelindustrie ohne Gefrierprozesse.

²⁴¹ Vgl. Steimle, F. et al. (2002), S. 27, chemische Industrie.

²⁴² Bei der Ermittlung der Potentiale im GHD-Bereich und den kommunalen Einrichtungen wird von den in Fraunhofer (2009) ermittelten Stromverbräuchen für Querschnittstechnologien ausgegangen. In Fraunhofer (2009) werden die Querschnittstechnologien der kommunalen Einrichtungen zum größten Teil dem GHD-Sektor zugeordnet. Die Abwasseranlagen (Schlüssel 90 nach WZ 2003) wird jedoch in Fraunhofer (2009) explizit aus der Betrachtung ausgeschlossen. Während andere kommunale Einrichtungen somit bereits in der Berechnung der Querschnittstechnologien im zuvor dargestellten GHD-Sektor enthalten sind, werden die technischen Potentiale der Kläranlagen an dieser Stelle separat ermittelt und ausgewiesen.

Insgesamt sind kommunale Kläranlagen somit für rund 20 % des Stromverbrauchs kommunaler Einrichtungen verantwortlich.²⁴³

Bereits heute sind viele Kläranlagen mit elektronischen Steuer- und Messsystemen ausgestattet, die eine individuelle Steuerung der einzelnen Prozessabschnitte erlauben. Der mit Abstand größte Strombedarf der einzelnen Verfahrensschritte entsteht durch Belüftungssysteme (rund 1,7 TWh). Eine Nutzbarmachung dieses Potenzials ist jedoch schwierig da strikte Grenzwerte und rechtliche Vorgaben für diesen Prozess bestehen. Eine Abschaltung der unterschiedlichen Belüftungsprozesse kann je nach Anlage für eine halbe bis maximal zwei Stunden pro Tag erfolgen. Weiteres DSM-Potenzial ist im Bereich der Schlammwässerung (rund 0,2 TWh) und der Einlaufhebwerke (rund 0,4 TWh) vorhanden. Der Zeitpunkt der mechanischen Schlammwässerung kann innerhalb eines Tages vorschoben werden. Bei den Einlaufhebwerken kann, in Abhängigkeit des Lastprofils der Anlage, in bestimmten Stunden die Leistung halbiert werden.

Insgesamt können rund 48 % bis 51 % der Last der oben beschriebenen Prozesse für DSM genutzt werden, so dass von einem durchschnittlichen positiven DSM-Potenzial von 131 MW für ganz Deutschland ausgegangen werden kann.²⁴⁴

B3 Kosten des Demand Side Managements

Im vorangegangenen Abschnitt wurden die technischen Potenziale für Demand Side Management der einzelnen Prozesse bestimmt. Ebenso wie in der Untersuchung im Hauptteil dieser Studie müssen auch in dieser Studie die DSM-Prozesse in das Modell der deutschen Stromversorgung entsprechend der Merit-Order integriert werden. Hierzu ist es notwendig zusätzlich zum Potenzial die Kosten der Integration der Lastseite in das Energiemanagement zu ermitteln.

Die grundsätzlichen Kostenkategorien variable Kosten, fixe Betriebskosten und Investitionskosten entsprechen den Kategorien der Untersuchung im Hauptteil. Für eine genauere Definition der Kategorien sei demnach auf die vorangegangene Studie verwiesen. Die Bestimmung der jeweiligen DSM-Kosten unterscheidet sich jedoch von der Vorgehensweise im Rahmen der Untersuchung im Hauptteil und wird im Folgenden erläutert. Hierbei wurde für die vier betrachteten Bereiche – d.h. den Haushaltssektor, den Industriesektor, den GHD-Sektor und in kommunalen Einrichtungen – eine jeweils unterschiedliche Herangehensweise zu Kostenbestimmung gewählt.

B3.1 Kosten für Demand Side Management im Haushaltssektor

Um einen Haushalt für DSM-Maßnahmen nutzen zu können fallen zwei Arten von **Investitionskosten** an. Zum einen muss der Haushalt als Grundvoraussetzung zentral mit einem Smart-Meter ausgestattet werden. Die Kosten des Smart Meters sind hierbei für alle Haus-

²⁴³ Vgl. Haberkern, B. et al. (2006).

²⁴⁴ Die Ermittlung der Potenziale für DSM basiert auf Expertengesprächen.

haltstypen²⁴⁵ identisch und betragen 1.200 € für das Jahr 2008 (Prototypen-Kosten).²⁴⁶ Des Weiteren wird angenommen, dass die Produktion der Zähler bis zum Jahr 2020 in Massenproduktion erfolgt, so dass von einer entsprechenden Kostendegression ausgegangen wird. Es wird unterstellt, dass eine Degression der Kosten für Smart Meter von rund 7 % pro Jahr erzielt werden kann.

Um eine bestimmte Anwendung im Haushalt für DSM nutzen zu können, ist allerdings die Installation eines Smart Meters alleine noch nicht ausreichend. Zusätzlich muss die jeweilige Anwendung – beispielsweise der Kühlschrank – noch mit einer Steuerungsbox versehen werden. Erst dann ist die Nutzung der spezifischen Anwendung in einem Haushalt als DSM-Maßnahme möglich. Die Kosten je Steuerungsbox betragen unabhängig der Art der Haushaltsanwendung 300 €. Diese Boxen können jeweils zwei Geräte dezentral ansteuern und mit Ihnen kommunizieren. Für das Jahr 2020 wird auch hier Massenproduktion angenommen und davon ausgegangen, dass beispielsweise die Hersteller von weißer Ware den Funkchip in ihre Geräte integrieren, so dass auch bei den Schaltboxen eine Kostendegression von 7 % pro Jahr unterstellt wird.

Die Investitionskosten im Haushaltssektor setzen sich somit aus Kosten für den zentralen Smart Meter und den Kosten für die Steuerungsboxen der einzelnen Anwendungen zusammen. Innerhalb des Modells sind die Installationskosten als Kosten pro kW definiert. Da die jeweiligen Geräte verschiedene durchschnittliche installierte Leistungen aufweisen, fallen die spezifischen Kosten je kW sehr unterschiedlich aus, obwohl die Kosten für Smart Meter und Steuerungsbox identisch sind. Die spezifischen Kosten der Schaltboxen sind hierbei von der Anzahl der Geräte die angeschlossen werden können und vom Stromverbrauch abhängig. Bei Mehrfamilienhäusern mit zentralem Heizungssystem ist für einen Anschluss eine einzelne Schaltbox ausreichend, gegenüber einem Einfamilienhaus sinken somit die spezifischen Stromkosten pro angeschlossener MW. Generell sind die spezifischen Investitionskosten in Mehrfamilienhäusern geringer als in Einfamilienhäusern, da ein Smart-Meter pro Haus genutzt werden kann.²⁴⁷ Bei Mehrfamilienhäusern lassen sich somit pro investierten Euro deutlich mehr kW erschließen (vgl. Tabelle 20-3).

Die Annahmen über die Investitionskosten für DSM in Haushalten basieren auf Interviews mit Experten von Versorgungsunternehmen und Energiesystemanbietern. Bis 2020 wurden in Anlehnung an die historische Entwicklung der Mobilfunkbranche Lernkurveneffekte mit einer Lernrate von 7 % angenommen (bei einer Verdoppelung der kumulierten Ausbringungsmenge verringern sich die Investitionskosten um 7 %). Ab 2015 können auch „intelligente“ Anwen-

²⁴⁵ Wie bereits in Abschnitt 0 erläutert, wird der gesamte deutsche Wohnungsbestand in 14 Haushaltstypen (unterschieden nach Ein- und Mehrparteienhäusern, sowie nach Heizungssystem und Warmwasserbereitung) aufgeteilt. Diese 14 „typischen“ Haushalte sind durch jeweils spezifischen Kennzahlen (z. B. Anzahl der Waschmaschinen, etc.) charakterisiert.

²⁴⁶ Hierbei handelt sich um Kleinstrechner mit entsprechenden Schnittstellen und bidirektionaler Anbindung. Diese Geräte werden durch einen zentralen Operator betrieben, der die Nachfragepotenziale steuert und bündelt und erlauben eine sekundengenaue Abrechnung.

²⁴⁷ Dies ist zurzeit technisch noch nicht möglich, so dass für jeden Haushalt ein Smart Meter installiert werden muss. In Zukunft ist allerdings davon auszugehen, dass lediglich ein Smart Meter je Haus ausreichend ist.

dungen auf den Markt kommen, die nicht auf zusätzliche Energiemanagement Systeme angewiesen sind und zu einer weiteren Verringerung der Investitionskosten führen.²⁴⁸

Aufgrund der allgemein weiträumigen Verfügbarkeit und Kosteneffizienz kabelgebundener Internetverbindungen wurden im Haushaltssektor keine jährlich anfallenden **fixen Betriebskosten** für DSM-Maßnahmen unterstellt. Dies ist im Vergleich zur Untersuchung im Hauptteil der Studie eine optimistische Annahme. Es wird dabei unterstellt, dass bevorzugt die Haushalte erschlossen werden, in denen bereits eine kabelgebundene Internetverbindung besteht.

Grundsätzlich müssen Haushaltskunden Anreize erhalten bzw. für entgangenen Nutzen (beispielsweise der Verlust an Flexibilität bei der Nutzung der Waschmaschinen, Spülmaschinen und Trockner) entschädigt werden. Aufgrund der unzureichenden Datenlage bezüglich der Höhe der notwendigen Kompensation wird hiervon im Rahmen der Analyse abstrahiert, so dass im Haushaltssektor lediglich **variable Kosten** in Höhe von 1 €/MWh anfallen. Zudem werden für die unterschiedlichen Haushaltsanwendungen Wirkungsgradverluste unterstellt, die je nach zugrunde liegendem Prozess in unterschiedlicher Höhe ausfallen. Bei Kühlanwendungen entstehen beispielsweise durch die Nutzung des Temperaturbandes innerhalb des Kühlschranks Wirkungsgradverluste. Im Vergleich zu einer kontinuierlichen Kühlung bedingt dies einen erhöhten Kühlaufwand.

B3.2 Kosten für Demand Side Management im GHD-Sektor

Im GHD-Sektor fallen ebenso wie im Haushaltssektor zwei Arten von **Investitionskosten** – die Kosten für einen Smart Meter (1.200 €) und die Kosten für eine Steuerungsbox (300 €) – an, um einen Prozess als DSM-Maßnahme nutzen zu können. Auch hier handelt es sich um Kosten für Prototypen mit hoher jährlicher Kostendegression bis zum Jahr 2020. Im Gegensatz zu Haushalten werden im GHD-Sektor keine Interdependenzen zwischen den einzelnen Anwendungen innerhalb eines Betriebes berücksichtigt. Für jede DSM-Anwendung muss sowohl ein eigener Smart Meter als auch eine Steuerungsbox installiert werden. Wird in einem Betrieb beispielsweise ein Kühlprozess bereits für DSM genutzt und ist dementsprechend schon ein Smart Meter installiert, so muss zusätzlich ein zweiter Smart Meter installiert werden, wenn das Lüftungssystem ebenfalls für DSM genutzt werden soll. Die Anzahl der Steuerungsboxen unterscheiden sich hierbei für die jeweiligen DSM-Prozesse. Im Bereich der Kühlanwendungen ist die Anzahl der Boxen beispielsweise von der Anzahl der Kühlaggregate und der spezifischen Anschlussleistung abhängig.

Analog zum Haushaltssektor wird auch im GHD-Sektor von **fixen Betriebskosten** abstrahiert. Des Weiteren werden auch in diesem Sektor prozessübergreifend **variable Kosten** von 1 €/MWh angenommen.

²⁴⁸ Für eine detaillierte Betrachtung der Investitionskosten von DSM in Haushalten siehe von Wissel, A. (2008). Diese Studie dient auch als Kostenbasis für die Investitionskostenannahmen im Bereich Haushalte.

B3.3 Kosten für Demand Side Management im Industriesektor

Auch die **Investitionskosten** im Industriesektor setzen sich aus den Kosten für den Smart Meter (1.200 €) und den Kosten für die Steuerungsbox (300 €) zusammen. Analog zur Vorgehensweise im GHD-Sektor erfordert jeder DSM-Prozess im Industriesektor zusätzlich zur Steuerungsbox einen eigenen Smart Meter. Da die meisten Industrieunternehmen bereits ein Energiemanagement System besitzen, fallen im industriellen Sektor sehr geringer Investitionskosten von meist unter einem Euro per Kilowatt Leistung an. Die installierten Kapazitäten sind so groß, dass zusätzliche Kosten, beispielsweise für die Präqualifikation, vernachlässigbar sind.

Des Weiteren verfügen Industrieunternehmen häufig bereits über eine Anbindung zu einer Leitstelle, so dass die **fixen Betriebskosten** für den Datenaustausch sehr gering sind. Die sektorspezifischen Kosten wurden hierbei durch Interviews mit Experten ermittelt. Im Bereich der Zement- und Rohmühlen sowie Papierherstellung wird hingegen von vergleichsweise hohen Kosten mit rund 90 €/kWh ausgegangen.

Im Industriesektor bestehen die **variablen Kosten** eines Lastabwurfs aus den Opportunitätskosten entgangener Produktion, dem so genannten „Value of Lost Load“. Variable Kosten bzw. Opportunitätskosten fallen daher insbesondere bei allen energieintensiven Industrieprozessen an. Prozesse, die ihre Last verschieben, holen ihre Produktion später nach und verursachen somit nur Opportunitätskosten für die zeitliche Verschiebung. Hierbei müssen die Abhängigkeiten zu vor- und nachgelagerten Prozessen berücksichtigt werden. Des Weiteren fallen bei der Nutzung von Speichern zur Lastverschiebung ggf. Speicherverluste an, die kompensiert werden müssen. Dies bedeutet, dass weniger Last abgeworfen wird als nachgeholt werden muss. Lastabwürfe hingegen sind durch die Opportunitätskosten für die entgangene Produktion gekennzeichnet, so dass die variablen Kosten dieser Prozesse im Vergleich zu Prozessen mit Speicherpotenzial vergleichsweise hoch sind.

B3.4 Kosten für Demand Side Management in kommunalen Einrichtungen

Im Bereich der Kläranlagen fallen zum einen **Investitionskosten** für die Anbindung und Ausstattung der Schaltzentrale an. Zusätzlich müssen die Belüftungsbecken mit Ammoniakmesssonden ausgestattet werden, was Kosten in Höhe von 5.000 € pro Becken verursacht.

Bei Kläranlagen entstehen **fixe Betriebskosten** durch die Kommunikation zwischen Netzbetreiber und der Schaltzentrale. Der technische Aufwand hierfür ist gering. Bereits heute lassen sich viele Kläranlagen über das Internet überwachen und teilweise steuern. Eine ständig besetzte Schaltwarte erlaubt eine präzise Steuerung der Kläranlage für DSM-Zwecke durch das Fachpersonal. Hierbei muss das gesamte Personal der Schaltzentrale regelmäßig in der Steuerung der Anlage für Demand Side Management geschult werden. Umgelegt auf die spezifischen Anschlusswerte der unterschiedlichen Kläranlagen wird von jährliche Kosten von 7 bis 415 € pro angeschlossener KW der DSM-Prozesse ausgegangen.

In Analogie zum GHD- und Haushaltssektor werden auch im Bereich der Kläranlagen **variable Kosten** von 1 €/MWh unterstellt.

Tabelle B-0-2: Investitionskosten für die untersuchten DSM-Prozesse je Sektor

Stromintensive Prozesse	Investitionskosten [€/kW] (Lernrate 7% pro Jahr)	
	2010	2020
Haushaltssektor		
Nachtspeicherheizung	2 – 42	< 1
Umwälzpumpen	779 – 3.850	16 – 77
Wärmepumpen	8 – 153	< 1 – 4
Elektrische Warmwasserbereitung	24 – 475	< 1 – 10
Kühleschränke, Gefrierschränke	3.000	600
Wasch-, Spülmaschinen, Trockner	150	3
GHD-Sektor		
Prozesskälte	3 – 886	< 1 - 55
Prozesswärme	28 – 179	2 - 13
Klimakälte	15 – 592	1 - 37
Nachtspeicherheizungen	8 – 46	< 1 - 3
Belüftungssysteme	349 – 1.227	25 - 87
Industriesektor		
Chloralkalielektrolyse	~ 1	~ 1
Aluminiumelektrolyse	~ 1	~ 2
Elektrolichtbogenofen	< 1	< 1
Roh- und Zementmühlen	7.071	14.141
Papierherstellung	7.071	14.141
Druckluft	22	< 2
Belüftungssysteme	389	28
Prozesskälte	4	< 1
Kommunale Einrichtungen		
Klärwerke	14 – 746	14- 746

Quelle: EWI (2010).

B4 Implementierung der DSM-Prozesse in das Strommarktmodell DIME

Bei der Beschreibung der verschiedenen Prozesse im Hauptteil der Studie wurde bereits deutlich, welche technischen Restriktionen innerhalb des Modells berücksichtigt wurden. Dennoch wird der Modellierungsansatz an dieser Stelle noch einmal einzeln dargestellt. Im Unterschied zu der Untersuchung im Hauptteil wird nun jede Prozessklasse einzeln modelliert, es kommt also zu einer deutlich geringeren Aggregation.²⁴⁹

²⁴⁹ Innerhalb des Modells sind die Installationskosten als Kosten pro kW definiert. Betrachtet man die Darstellung der Investitionskosten in Tabelle B-2, so zeichnet sich diese durch zum Teil sehr große Bandbreiten im GHD- und Haushaltssektor aus. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Kostendaten für die jeweiligen Haus- bzw. Gewerbetypen (z.B. Büro, Hotel, Gaststätten) und Größenkategorien (z.B. kleine und mittlere Supermärkte sowie Einkaufszentren), die durch unterschiedliche durchschnittliche installierte Leistungen charakterisiert sind, einzeln erfasst wurden. Diese verschiedenen Kategorien sind im Modell einzeln hinterlegt, wurden im Rahmen dieser Studie teilweise aggregiert betrachtet.

Jeder Prozess ist in seiner allgemeinsten Form im Modell durch folgende Parameter gekennzeichnet:

- positives und negatives DSM-Potenzial,
- durchschnittliche Netzlast des DSM-Prozesses,
- Saisonalität der durchschnittlichen Netzlast des DSM-Prozesses auf Basis von Jahreszeiten,
- täglicher Verlauf der Netzlast des Prozesses,
- Kosten der Erschließung und der Durchführung und
- Spezifikation der Lastnachholung und der Speicherverluste.

Nicht für jeden betrachteten Prozess sind sämtliche obigen Parameter relevant und somit nicht spezifiziert. Beispielsweise weisen manche Prozesse keine jahreszeitlichen Saisonalitäten auf, andere Prozesse wiederum bedürfen keiner Lastnachholung.

Im Rahmen der durch diese Parameter definierten Nebenbedingungen ergibt sich für jeden Prozess ein Verhaltensspielraum, der im Modell eingesetzt werden kann, um

- die residuale Last zu verringern (Lastabwurf/Verschiebung),
- die residuale Last zu erhöhen (Lastnachholung),
- positive Regelleistung anzubieten („Abwurfbereitschaft“) und
- negative Regelleistung anzubieten („Nachholbereitschaft“).

Das Modell minimiert die Gesamtsystemkosten der Stromerzeugung auf Spot- und Regelmärkten. DSM-Potenziale werden demnach erschlossen und genutzt, wenn hierdurch Kosteneinsparungen erzielt werden können.

B5 Szenariendefinition

Im Rahmen dieser ergänzenden Untersuchungen werden zwei Szenarien zur Entwicklung und Auswirkung von Demand Side Management auf das europäische Stromsystem analysiert. Vergleichsbasis ist das Referenzszenario. Für eine detaillierte Erläuterung der jeweiligen Annahmen sei auf den Hauptteil verwiesen.

Den beiden untersuchten Szenarien liegen bezüglich der Brennstoffpreisentwicklung und der Entwicklung der erneuerbaren Energien die gleichen Annahmen wie dem Referenzszenario zu Grunde. Zusätzlich wird allerdings die Möglichkeit eines Zubaus und Einsatzes von DSM-Maßnahmen abgebildet, wobei die unterstellten technischen DSM-Potenziale in beiden Fällen identisch sind. Die Szenarien unterscheiden sich lediglich hinsichtlich der politischen Förderung von DSM.

Abbildung B-0-9: Aufbau der Szenarien

	Referenzszenario im Hauptteil der Studie	Status Quo	Anhang Roll-out
Querschnittstechnologien	Können nur im Haushaltsbereich kosteneffizient erschlossen werden	Geringe Kosten für zentrale Steuerung und Anbindung der Querschnittstechnologien	
Kostendegression	Moderate Kostendegression	Starke Kostendegression für Smart Meter und Technologien zur Anbindung der einzelnen Prozesse	
Politische Förderung	Keine	Keine	2010 bis 2016 installation der SM bei turnusmäßigem Wechsel, sowie bei Neubauten und großen Renovierungsarbeiten (30% der Endkunden bis 2016) 2016 bis 2020 forcierter Roll-out

Im ersten Szenario, dem *Roll-out Szenario*, wird eine politische Förderung von DSM in Haushalten, dem GHD-Sektor sowie den Querschnittstechnologien im Industriesektor unterstellt. Hierbei kommt es zu einem vollständigen Roll-out – d.h. einer vollständigen Ausnutzung der vorhandenen technischen Potenziale – der betreffenden Anwendungen bis zum Jahr 2020. Das unterstellte Szenario lehnt sich dabei an das Gutachter-Szenario der Bundesnetzagentur (BNetzA 2009) an.

In dem Szenario wird zusätzlich zu der in der EnWG 2008 vorgesehenen Installation von Smart-Metern bei Neubauten, bzw. großen Renovierungsarbeiten, der Einbau der Geräte weiter politisch forciert. Dabei wird davon ausgegangen, dass ein Einbau eines Smart-Meter auch bei turnusmäßigem Wechsel der Geräte vorgeschrieben wird. Bis 2016 können auf diese Weise rund 30% der Haushalte und anderen Verbraucher mit Smart-Metern ausgestattet werden. Das Szenario unterstellt weiter, dass ab 2016 ein Roll-out forciert wird und bis 2020 alle Stromverbraucher zur Nutzung von Smart Metern verpflichtet sind.

Die Entwicklung der DSM-Anwendungen im Industriesektor erfolgt ohne Förderungsmechanismus gemäß des Kalküls der Minimierung der Systemgesamtkosten.

Im zweiten Szenario, dem *Status Quo Szenario*, entfällt die politische Förderung. Somit werden in diesem Szenario die Erschließung und der Einsatz von DSM-Maßnahmen in allen drei Sektoren allein durch das Gesamtkosten-Minimierungskalkül getrieben.

B6 Modellbasierte Analyse der ökonomisch nutzbaren DSM-Potenziale

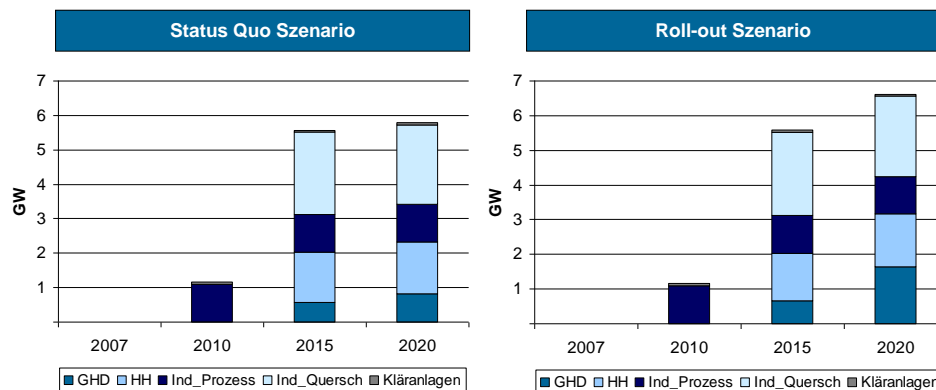
Zentrale Frage der hier vorliegenden modellbasierten Untersuchung ist, welches DSM-Potenzial bis zum Jahr 2020 wirtschaftlich erschlossen werden kann und welchen Einfluss dies auf den Strommarkt und den Regelenergiemarkt hat.

Im folgenden Kapitel wird insbesondere auf das durchschnittlich verfügbare DSM-Potenzial, die Lastverschiebung insgesamt und innerhalb der einzelnen Sektoren, Vorhaltung von Reservekapazität durch DSM-Prozesse, die Anpassungen im konventionellen Kraftwerkspark sowie die Veränderung der Gesamtkosten der Elektrizitätserzeugung in Europa durch DSM bis zum Jahr 2020 eingegangen. Hierbei werden die beiden Szenarien verglichen um die Auswirkung der politischen Förderung durch DSM zu analysieren. Des Weiteren werden die Ergebnisse in Relation zum Referenzszenario gesetzt, um die Effekte von Demand Side Management auf den Stromsektor insgesamt aufzuzeigen.

B6.1 Durchschnittlich verfügbares DSM-Potenzial bis zum Jahr 2020

Durch Investitionen in Smart-Meter und Steuerungsboxen kann das technische Potenzial für Demand Side Management erschlossen werden. Das tatsächlich für Lastverschiebungen nutzbare DSM-Potenzial je Stunde ist hierbei vom jeweiligen Stromverbrauch der erschlossenen Anwendung in der betreffenden Stunde abhängig und schwankt demzufolge sowohl im Tages- als auch Saisonverlauf.

Abbildung B-0-10: Durchschnittlich verfügbares DSM-Potenzial in Summe über alle Sektoren in Deutschland bis zum Jahr 2020



Quelle: EWI (2010).

In Abbildung B-0-10 ist das durchschnittlich verfügbare DSM-Potenzial für beide Szenarien bis zum Jahr 2020 dargestellt. Das größte verfügbare Potenzial im Jahr 2015 in beiden Szenarien ist dem Industriesektor zuzuschreiben der durchschnittlich ein Potenzial von 3,5 GW (1,1 GW im Bereich der energieintensiven industriellen Einzelprozesse und 2,4 GW im Bereich der Querschnittstechnologien) aufweist. Auf den Haushaltssektor entfällt mit 1,4 GW und den GHD-Sektor mit 0,6 GW ein deutlich geringeres durchschnittliches Potenzial.

Erst im Jahr 2020 steht im *Roll-out Szenario* mit durchschnittlich 6,6 GW insgesamt ein höheres Potenzial für DSM zu Verfügung als im *Status Quo Szenario* in dem lediglich 5,7 GW durchschnittlich verfügbar sind. Durch die politische Förderung von DSM kommt es insbesondere zu einer stärkeren Erschließung der Potenziale im GHD-Sektor, so dass das durchschnittlich verfügbare DSM-Potenzial in diesem Sektor im *Status Quo Szenario* um rund 0,8 GW höher ist als im *Roll-out Szenario*.

B6.2 Lastverschiebung durch DSM-Prozesse bis zum Jahr 2020

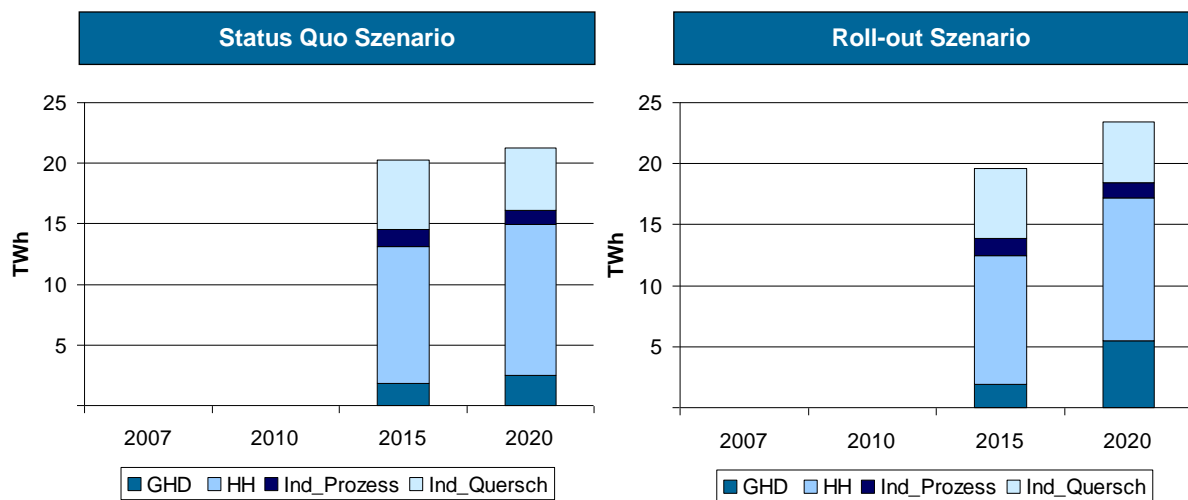
In Abbildung B-0-11 sind die modellendogen ermittelten Lastverschiebungen beider Szenarien bis zum Jahr 2020 in Summe über alle Sektoren dargestellt. Sowohl im *Roll-out Szenario* als auch im *Status Quo Szenario* werden im Jahr 2015 rund 20 TWh an Last und somit lediglich etwa 4 % der gesamten Nachfrage in Deutschland durch DSM verschoben. Die Verteilung der Lastverschiebung auf die betrachteten Sektoren ist dabei für beide Szenarien ähnlich. Rund 11 TWh (55 %) der Lastverschiebung im Jahr 2015 entfallen auf den Bereich der Haushalte, rund 1,8 TWh (10 %) auf den GHD-Sektor und rund 7,1 TWh (36 %) auf den Industriesektor. Die im *Roll-out Szenario* unterstellte politische Förderung von DSM hat folglich mittelfristig nur geringe Auswirkungen auf die Höhe der verschobenen Last.

Die für die Haushalte ermittelten 11 TWh bestehen zum einen Teil aus neuem, zusätzlichem Potenzial, das insbesondere durch die Nutzung von Umwälz- und Wärmepumpen sowie der Warmwasseraufbereitung für das Lastmanagement erschlossen wird. Der größere Teil besteht aus einer angepassten Nutzung von Nachtspeicheröfen. Diese Technologie stellt bereits heute eine Art Lastmanagement dar. Das Aufladen kann sich zukünftig verstärkt an Zeiten mit hoher Windeinspeisung orientieren.²⁵⁰

Im Jahr 2020 werden im *Roll-out Szenario* etwa 2 TWh mehr an Last verschoben als im *Status Quo Szenario*. Die Förderung von DSM wirkt sich hierbei insbesondere auf den GHD-Sektor aus, der den größten Anteil an der zusätzlichen Lastverschiebung im Vergleich zum *Status Quo Szenario* hat. Die Lastverschiebung im Haushaltssektor hingegen ist etwas geringer, die im Industriesektor nahezu für beide Szenarien identisch. Insgesamt hat die politische Förderung somit auch bis zum Jahr 2020 lediglich moderate Auswirkungen auf die Höhe der Lastverschiebung in Summe über alle Sektoren.

²⁵⁰ In Abbildung B-0-11 wird die Lastverschiebung bei Nachtspeicheröfen als Abweichung von der heutigen Stromganglinie bilanziert. Somit bestehen die genutzten Haushaltspotenziale sowohl aus dieser Verschiebung der Lastnutzung als auch aus den tatsächlich neu hinzukommenden Optionen.

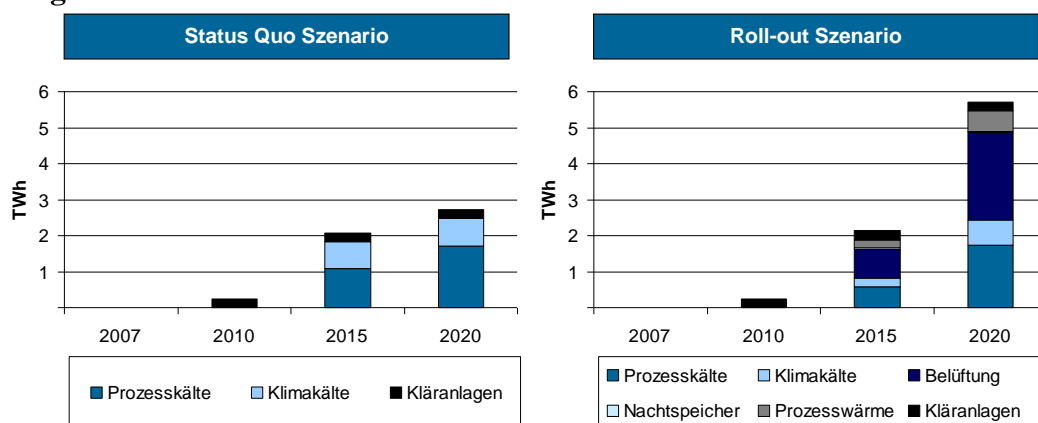
Abbildung B-0-11: Durch DSM verschobene Last in Summe über alle Sektoren in Deutschland bis zum Jahr 2020



Quelle: EWI (2010).

Die größten Veränderungen durch die politische Förderung von DSM ergeben im GHD-Sektor (vgl. Abbildung B-0-12). Während im *Status Quo Szenario* nur Prozesskälte, Klimakälte sowie Kläranlagen für Lastverschiebungen in einer Höhe von rund 2,7 TWh im Jahr 2020 genutzt werden, kommen im *Roll-out Szenario* ebenfalls Belüftungssysteme und Prozesswärmeprozesse für Lastverschiebungen zum Einsatz. Insgesamt kommt es durch die politische Förderung von DSM zu einer Zunahme der verschobenen Lasten auf rund 5,7 TWh im Jahr 2020. Die Nutzung von Klimakälte wird im Jahr 2015 durch die Nutzung von Belüftungssystemen verdrängt und kommt erst im Jahr 2020 wieder stärker zur Verschiebung von Lasten zum Einsatz.

Abbildung B-0-12: Durch DSM verschobene Last im GHD-Sektor bis zum Jahr 2020

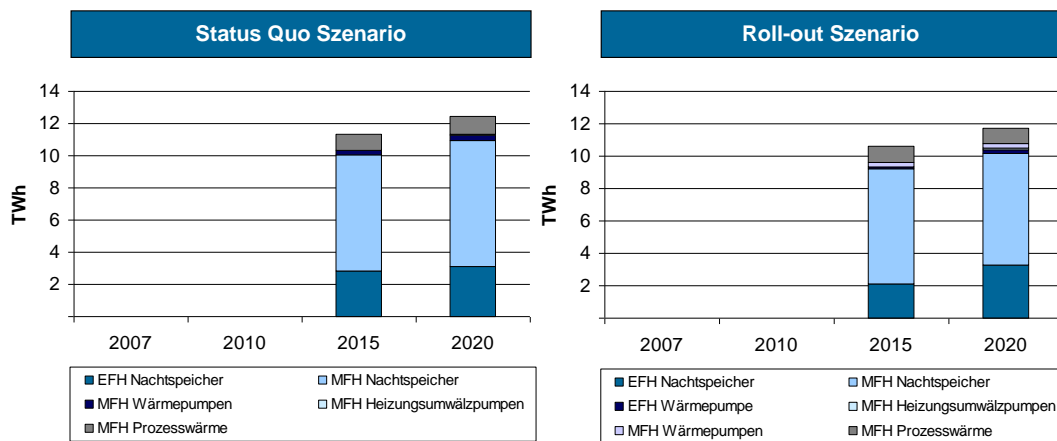


Quelle: EWI (2010).

Die Veränderung der genutzten Technologien und der Höhe der Lastverschiebungen durch die politische Förderung ist auf die spezifischen Investitionskosten der jeweiligen Technologien zurückzuführen. Belüftungssysteme und Prozesswärme haben im Vergleich zu Klimakälte und Prozesskälte hohe spezifische Investitionskosten (€/kW) für DSM. Ohne die Förderung sind diese Investitionskosten zu hoch bzw. können durch die zu erwarteten Erlöse nicht gerechtfertigt werden. Da durch die Förderung die Investitionskosten für Smart Meter nicht

mehr durch die Anbieter von DSM selber zu tragen sind, werden sie im *Roll-out Szenario* nicht berücksichtigt. Als Folge sinken die spezifischen Investitionskosten und es werden in diesem Szenario auch Belüftungssysteme und Prozesswärmeprozesse erschlossen und genutzt. Des Weiteren sind die variablen Kosten der Lastverschiebung bei Klimakälteprozessen im Vergleich zu den anderen DSM-Prozessen – u.a. aufgrund von Speicherverlusten – relativ hoch. Somit kommen Klimakälteprozesse im *Roll-out Szenario* deutlich weniger für Lastverschiebungen zum Einsatz.

Abbildung B-0-13: Durch DSM verschobene Last im Haushaltssektor bis zum Jahr 2020

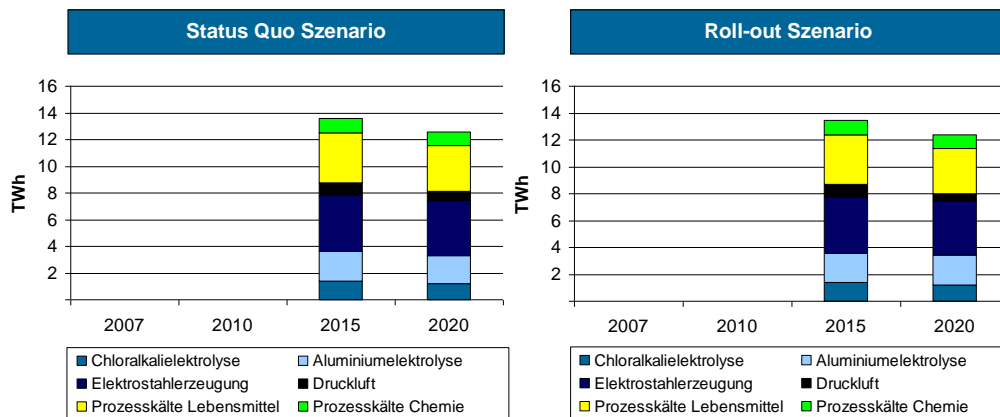


Quelle: EWI (2010).

Im Haushaltssektor werden sowohl im *Status Quo Szenario* als auch im *Roll-out Szenario* hauptsächlich Heizungssysteme und elektrische Warmwassersysteme für Lastverschiebungen eingesetzt (vgl. Abbildung B-0-13). Den größten Anteil an der Lastverschiebung des Haushaltssektors haben hierbei die Nachtspeicherheizungen. Ohne politische Förderung kommen Nachtspeicherheizungen etwas stärker zum Einsatz als mit politischer Förderung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Nachtspeicherheizungen im Vergleich zu anderen DSM-Prozessen durch die Förderung an Konkurrenzfähigkeit verlieren. Durch das Wegfallen der Investitionskosten für Smart Meter verliert der Vorteil geringer spezifischer Investitionskosten an Bedeutung. Im Gegensatz hierzu werden durch die Förderung von DSM Anwendungen mit hohen spezifischen Investitionskosten, insbesondere im GHD-Sektor, begünstigt. Somit ist die Nutzung von Nachtspeicherheizungen für Lastverschiebungen und die Nutzung von Prozessen im Haushaltssektor insgesamt im *Roll-out Szenario* geringer als im *Status Quo Szenario*.

Die Lastverschiebungen im Industriesektor sind in beiden Szenarien, sowohl mit politischer Förderung als auch ohne politische Förderung, nahezu identisch, wobei der größte Anteil auf die Prozesskälteanwendungen und die Elektrostahlerzeugung entfällt (vgl. Abbildung B-0-14). Annahmegemäß hat die Förderung von DSM keine direkte Auswirkung auf die Nutzung von DSM-Prozessen im Industriesektor, da die Förderung von Smart Meter hier nicht zur Anwendung kommt. Zusätzlich entstehen aber auch keine (oder nur marginale) indirekte Effekte, da die Wettbewerbsfähigkeit der DSM-Industrieprozesse durch die Förderung in anderen Sektoren nicht beeinträchtigt wird.

Abbildung B-0-14: Durch DSM verschobene Last im Industriesektor bis zum Jahr 2020



Quelle: EWI (2010).

Die Nutzung von Industrieprozessen zur Lastverschiebung ist in beiden Szenarien von 2015 bis 2020 leicht rückläufig. Dies betrifft insbesondere die verschobene Last durch Druckluftprozesse, Elektrostahlprozesse und Prozesskälte in der Lebensmittelindustrie. Diese Prozesse sind durch vergleichsweise hohe Wirkungsgradverluste bzw. hohe variable Kosten charakterisiert und somit gegenüber anderen Technologien bei der Nutzung für Lastverschiebungen benachteiligt. Mit fortschreitender Erschließung des technischen DSM-Potenzials in allen Sektoren gewinnt diese Benachteiligung zunehmend an Bedeutung, so dass die betreffenden Prozesse vermehrt für die Vorhaltung von Reservekapazität eingesetzt werden, für die die variablen Kosten eine geringere Gewichtung haben.

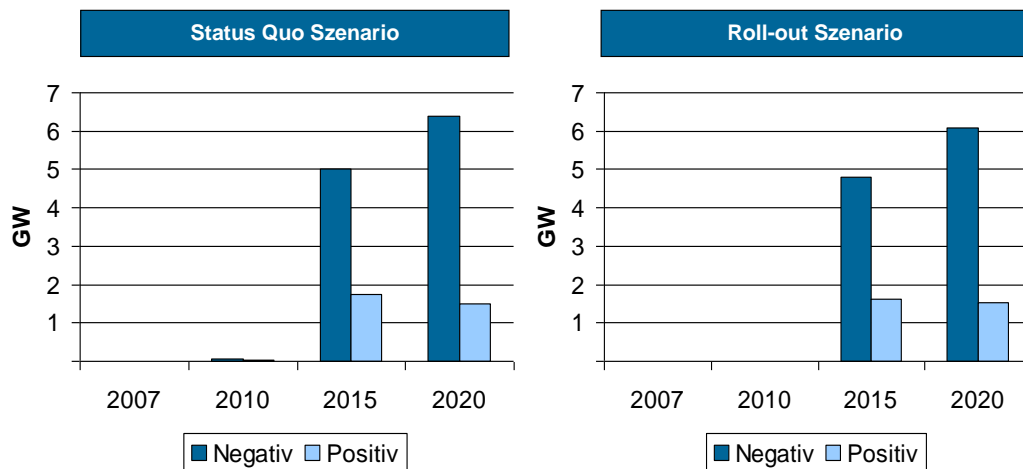
B6.3 Reserveleistung und Absicherungen von Spitzenlast durch DSM-Prozesse bis zum Jahr 2020

DSM kann ebenfalls einen Beitrag zur Systemsicherheit leisten, indem sowohl Kapazität für Reserveleistungen²⁵¹ als auch Kapazitäten zu Absicherung der Spitzenlast vorgehalten werden. In Abbildung B-0-15 sind die durchschnittliche positive und negative Kapazitätsvorhaltung durch DSM-Prozesse bis zum Jahr 2020 dargestellt. Hierbei stellt sich in Summe über alle Sektoren für beide Szenarien ein relativ ähnliches Bild dar.

Im Jahr 2015 werden in beiden Szenarien bereits rund 5 GW und im Jahr 2020 rund 6 GW an negativen Reservekapazität durch DSM-Prozesse, insbesondere durch Speichertechnologien, bereitgestellt. DSM-Prozesse weisen im Vergleich zu Spitzenlastkraftwerken, die alternativ als Reserveleistung und Spitzenlastabsicherung genutzt werden können, relativ geringe Vorhaltungs- und Abrufkosten auf, so dass konventionelle Kraftwerkskapazitäten eingespart werden können. Die politische Förderung von DSM hat in dieser Hinsicht lediglich geringe Auswirkungen und erhöht die Vorhaltung negativer Reservekapazität durch DSM nur leicht.

²⁵¹ Hierunter fallen sowohl die Minutenreserve als auch längerfristige Reservekapazitäten.

Abbildung B-0-15: Durchschnittliche positive und negative Leistungsabsicherung durch DSM-Prozesse bis zum Jahr 2020



Quelle: EWI (2010).

Auch bei der positiven Kapazitätsvorhaltung decken die DSM-Prozesse in beiden Szenarien einen beträchtlichen Anteil des gesamten Bedarfs, wenn auch in geringerem Maße als bei der negativen Reserveleistung. Nichtsdestotrotz leistet DSM auch in diesem Fall einen Beitrag zur Reduktion des Bedarfs an Spitzenlastkraftwerken. Die politische Förderung von DSM hat auch auf die positive Kapazitätsvorhaltung nur eine sehr geringe Auswirkung.

Durch den Beitrag zur positiven sowie negativen Reserveleistung trägt DSM insgesamt zur Absicherung des Systems und zur Reduktion der Spitzenlastkapazität bei.

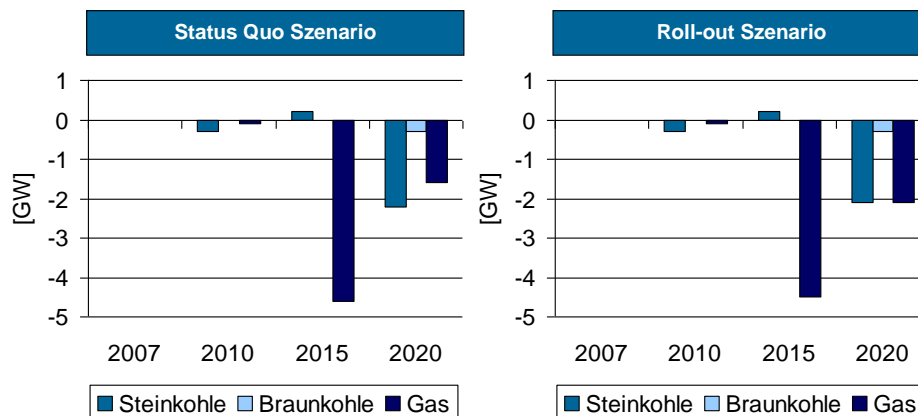
B6.4 Auswirkungen von DSM auf den konventionellen Kraftwerkspark

Durch die Integration von DSM in das deutsche Stromsystem kommt es zu Anpassungen des konventionellen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2020 (vgl. Abbildung B-0-16). Hierbei wird insbesondere Spitzenlast- aber teilweise auch Mittellastkapazität reduziert. Die Auswirkung der Förderung von DSM auf die Anpassung des Kraftwerkpark ist hierbei gering.

Im Jahr 2015 werden im Vergleich zum Referenzszenario rund 4,5 GW und im Jahr 2020 zusätzlich etwa 1,5 GW bzw. 2 GW an Gaskraftwerkskapazität eingespart. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass es durch DSM zu Lastverschiebungen am Sportmarkt zu Spitzenlastzeiten, dem so genannten „Peak-Shaving“, kommt.²⁵² Des Weiteren trägt DSM zur Vorhaltung von Reserveleistung bei. Da das Abfahren von Lastspitzen sowie die Bereitstellung von Regelleistung die primären Verwendungszwecke für Spitzenlastkapazitäten darstellen, werden diese somit durch DSM substituiert.

²⁵² Für eine genauere Erläuterung von „Peak-Shaving“ sei auf die Erläuterung im Hauptteil der Studie verwiesen.

Abbildung B-0-16: Veränderung des konventionellen Kraftwerkparks durch DSM im Vergleich zum Referenzszenario bis zum Jahr 2020



Quelle: EWI (2010).

Zusätzlich wird durch DSM der Bedarf an Mittellastkraftwerken verringert, so dass es zu einer Abnahme der Steinkohlekapazitäten in Höhe von rund 2 GW im Jahr 2020 kommt. Steinkohlekraftwerken stellen oftmals positive Regelernergie durch Teillastbetrieb bereit, so dass es durch die Nutzung von DSM für die Reservevorhaltung folglich auch hier zu einer Substitution der Kraftwerkskapazitäten kommt.

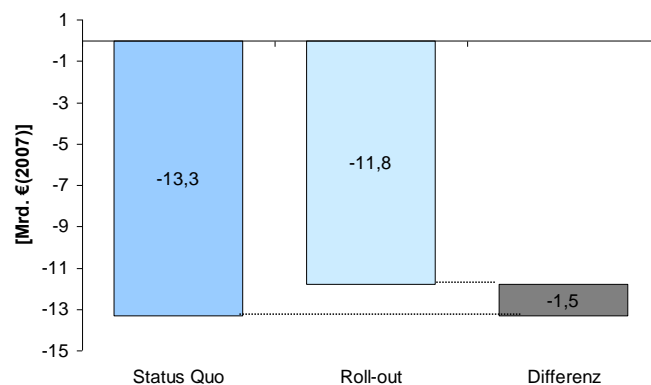
B6.5 Auswirkungen von DSM in Deutschland auf die kumulierten Systemkosten

In Abbildung B-0-17 ist die Veränderung der kumulierten Systemkosten bis zum Jahr 2020 im europäischen Strommarkt im Vergleich zum Referenzszenario dargestellt.²⁵³ Es ist zu erkennen, dass die Nutzung von DSM in Deutschland in beiden Szenarien die gesamten Systemkosten bis zum Jahr 2020 um 13,3 Mrd. €₂₀₀₇ bzw. 11,8 Mrd. €₂₀₀₇ reduziert. Somit kommt es im *Status Quo Szenario* – d.h. ohne die Förderung von DSM – zu höheren Kosteneinsparungen als im *Roll-out Szenario*, im Rahmen dieser Untersuchung ist der marktgetriebene Ausbau von DSM folglich kosteneffizienter.²⁵⁴ Diese Kosteneinsparungen entstehen hierbei im gesamten europäischen Stromsystem und nicht nur in Deutschland. Die Nutzung von DSM in Deutschland hat demzufolge auch Auswirkungen auf die Strommärkte der anderen europäischen Länder.

²⁵³ Hierbei wurde folgendermaßen vorgegangen. Es wurde zunächst die prozentuale kumulierte Differenz der Systemkosten über den gesamten Optimierungszeitraums bestimmt. Unter der Annahme, dass der Prozentsatz der Kosteneinsparungen für jedes Jahr gleich ist, wurde nun aus Prozentsatz und kumulierten Systemkosten für das Jahr 2020 des Referenzlaufes die jeweilige Differenz ermittelt. Somit wird von temporalen Effekten bezüglich der Einsparungen abstrahiert.

²⁵⁴ Das der Untersuchung zugrunde liegende Optimierungsmodell unterstellt u.a. einen omnipotenten zentralen Planer mit perfekter Voraussicht. Die Ergebnisse der Kostenminimierung dieses zentralen Planers entsprechen in der Theorie dem marktgetriebenen Ergebnis (unter der Annahme perfekten Wettbewerbs und perfekter Voraussicht aller Marktteilnehmer) und werden entsprechend interpretiert.

Abbildung B-0-17: Veränderung der kumulierten Systemkosten im europäischen Strommarkt durch DSM im Vergleich zum Referenzszenario bis zum Jahr 2020



Quelle: EWI (2010).

Hierbei muss allerdings berücksichtigt werden, dass in der vorliegenden Studie weder spillover Effekte bezüglich des Stromverbrauchsverhalten der Endkunden, die durch die Teilnahme an DSM sensibilisiert werden und ihr Konsumverhalten allgemein anpassen, noch endogene Lernkurveneffekte berücksichtigt wurde. Insbesondere Letztgenanntes ist ein primärer Treiber für politische Fördermaßnahmen, da erhofft wird durch den frühzeitigen und massiven Zubau neuer Technologien hohe Lernkurveneffekte zu erzielen und somit die Kosten zu senken. Dies würde wiederum zur Wettbewerbsfähigkeit der neuen Technologien beitragen, so dass es zu einer früheren und stärkeren Penetration der neuen Technologie kommt. Folglich ist in der Tendenz davon auszugehen, dass die Förderung von DSM bei einer Berücksichtigung von endogenen Lernkurveneffekten eine starke Auswirkung auf die Erschließung der DSM-Potenziale hat.

B7 Zusammenfassung

In allen im Rahmen dieser Studie untersuchten Sektoren, dem Haushaltssektor – dem GHD-Sektor, dem Industriesektor sowie im Bereich kommunaler Einrichtungen – werden technische Potenziale für Demand Side Management bis zum Jahr 2020 erschlossen. Durch den massiven Einsatz von DSM im Bereich der Vorhaltung von Reserveleistung und Absicherung von Spitzenkapazitäten trägt DSM weit reichend zur Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen Strommarkt bei. Dies wird zusätzlich, wenn auch moderat, durch Lastverschiebungen auf dem Großhandelsmarkt („Peak-Shaving“ und „Valley-Filling“) verstärkt.

Die Nutzung von DSM im deutschen Strommarkt ermöglicht insgesamt Einsparungen von Spitzenlast- und Mittellastkapazität von rund 8,5 GW bis zum Jahr 2020. Hierdurch können kumulierte Kostenreduktionen von mehr als 10 Mrd. €₂₀₀₇ realisiert werden, die insbesondere auf die Reduktion der Investitionskosten im konventionellen Kraftwerkspark zurückzuführen sind.

Die zusätzliche politische Förderung von DSM hat im Rahmen dieser Untersuchung lediglich moderate Auswirkungen auf die Entwicklung von Demand Side Management in Deutschland. Der größte Effekt ist hierbei im Bereich des GHD-Sektors zu verzeichnen, in dem die Er-

schließung und Nutzung der DSM-Prozesse durch die Reduktion der spezifischen Investitionskosten stark zunimmt. Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass von endogenen Lernkurveneffekten abstrahiert wurde. Es ist davon auszugehen, dass eine endogene Berücksichtigung dieser Lernkurveneffekten zu einer deutlich stärkeren Effektivität der politischen Förderung von DSM führen würde.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die Auswirkungen von Demand Side Management auf das Stromsystem im Rahmen der vorliegenden Analyse im Vergleich zur Untersuchung im Hauptteil deutlich stärker ausgeprägt sind. Die Trends und Tendenzen hingegen sind in beiden Untersuchungen identisch. Hierbei muss beachtet werden, dass in dieser ergänzenden Untersuchung sowohl optimistischere Kosten unterstellt wurden, als auch von einem höheren technischen Potenzial im Vergleich zum Hauptteil der Studie ausgegangen wurde. Während es in der vorangegangenen Untersuchung lediglich zu sehr geringen Lastverschiebungen kommt, werden in der vorliegenden Analyse im Jahr 2015 rund 20 TWh an Last verschoben. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass durch die Einbeziehung des GHD-Sektors das Lastverschiebepotenzial stark zunimmt. Der Industriesektor weist im Vergleich zum GHD-Sektor beispielsweise hauptsächlich Lastabwurfpotenzial auf. Des Weiteren sind auch die eingesparten Kraftwerkskapazitäten (rund 8,5 GW gegenüber 0,8 GW), sowie die realisierte kumulierte Kostenreduktion (etwa 12 Mrd. €₂₀₀₇ gegenüber 0,5 Mrd. €₂₀₀₇) in der vorliegenden Untersuchung stärker ausgeprägt. Dies ist wiederum auf die Einbeziehung des GHD-Sektors und der Querschnittstechnologien im Industriesektor, und damit die Erweiterung des technischen Potenzials zurückzuführen. Das zusätzliche technische Potenzial, insbesondere im GHD-Sektor, wird in der vorliegenden Untersuchung erschlossen und für DSM genutzt, wodurch die bereits in der Untersuchung im Hauptteil beobachtbare Tendenzen stärker ausgeprägt sind.

B8 Literaturverzeichnis

- BDZ (2010a).** *Statistik, Zahlen und Daten, Klinker- und Zementproduktion, Klinkerfaktor.* Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V.
Online: <http://www.bdzement.de>
- BDZ (2010b).** *Statistik, Zahlen und Daten, Absoluter und spezifischer Energieeinsatz.* Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V.
Online: <http://www.bdzement.de>
- BNetzA (2006).** *Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve.* Beschluss BK6-06-012, Bundesnetzagentur, Bundesrepublik Deutschland. Bonn, 29.08.2006.
- BNetzA (2007a).** *Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelleistung.* Beschluss BK6-06-065, Bundesnetzagentur, Bundesrepublik Deutschland. Bonn, 31.08.2007.
- BNetzA (2007b).** *Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelleistung.* Beschluss BK6-06-066, Bundesnetzagentur, Bundesrepublik Deutschland. Bonn, 31.08.2007.
- Brandt, G. (1998).** *Stromsparende Heizungsumwälzungspumpen.* Seminar-Dokumentation, Impuls Programm Hessen. Darmstadt 1998
- Bukvic-Schäfer, A. S. (2007).** *Lastmanagement – Nutzung der Thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrischer Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen,* Dissertation, Universität Kassel, 2007.
- BWP (2009).** *Absatzzahlen Wärmepumpen.* Bundesverband der Wärmepumpen e.V.
Online: http://www.waermepumpe.de/fileadmin/grafik/pdf/PIs_ab-11-2009/2010-01-26_PI-Absatzzahlen2009.pdf.
- De Almeida, A. et al. (2000).** *Improving the penetration of energy-efficient motors and drives.* Coimbra, Portugal. ISR – University of Coimbra.
- Edison Electric Institute (1988).** *Demand-Side Management Volume 5: Industrial Markets and Programs.* Anhang: B-47.
- Enquete Kommission Nachhaltige Energieversorgung (2002).** *Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung.* Schlussbericht.
- EWI / Prognos (2007).** *Energieszenarien für den Energiegipfel 2007.* Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Prognos AG. Basel/Köln November 2007.

-
- GDA (2010).** Statistiken, Primär- und Sekundäraluminiumproduktion in Deutschland. Gesamtverband der Aluminiumindustrie e.V. (GDA).
Online: <http://www.aluinfo.de>.
- Geiger, B., Nickel, M. und Wittke, F. (2005).** Energieverbrauch in Deutschland: Daten, Fakten, Kommentare. In BWK – Das Energiefachmagazin, Band 57, ½ 2005.
- Gloor, R. (2000).** Energieeinsparungen bei Druckluftanlagen in der Schweiz. Schlussbericht im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Juli 2000.
- Großcurth, H. (2008).** Potenziale und Grenzen – das virtuelle Kraftwerk. Vortrag in Fachgespräche „Smart Grids“, Bonn, 5. November 2008.
- Fraunhofer / DIW / GfK / IfE (2004).** Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Projektnummer 17/02, Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. März 2004.
- Fraunhofer / IfE / GfK (2009).** Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006. Projektnummer 54/05, Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und an das Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Kurzfassung. Mai 2009.
- Industrie Energieeffizienz (2010).** Energieeffizienz in Druckluftsystemen. Initiative Energieeffizienz. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
Online: <http://www.industrie-energieeffizienz.de>.
- Klobasa, M. (2009).** Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. ISI-Schriftreihe „Innovationspotenziale“, Fraunhofer IRB Verlag. 2009.
- Lechner, H. et. al. (1998).** Analysis of Energy Efficiency of Domestic Storage Water Heaters. Study for the Directorate General for Energy (DG XVII) of the Commission of the European Communities, Contract No. SAVE-4.1031/E/95-013, Final Report, ISBN 3-901381-59-7. March, 1998.
- Paulus, M. und Borggreffe, F. (2009).** Economic Potential of Demand Side Management in an Industrialized Country - the Case of Germany. Conference Paper presented at 10th IAEE European Conference. Wien, 2009.
- Prior, D. (1997).** Nachbildung der Energiebedarfsstrukturen der privaten Haushalte - Werkzeug zur Bewertung von Energiesparmaßnahmen. VDI-Verlag, VDI Fortschrittsberichte, Reihe 6, Nr. 379. Düsseldorf, 1997.
- Radgen, P. (2001).** Market Study for Improving Energy Efficiency for Fans. SAVE Programme. Project XVII/4.1031/Z/99-313. Final Report. ISBN 3-8167-6137-2. Juli 2001.
- Stadler, I. (2006).** Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation. 2006.

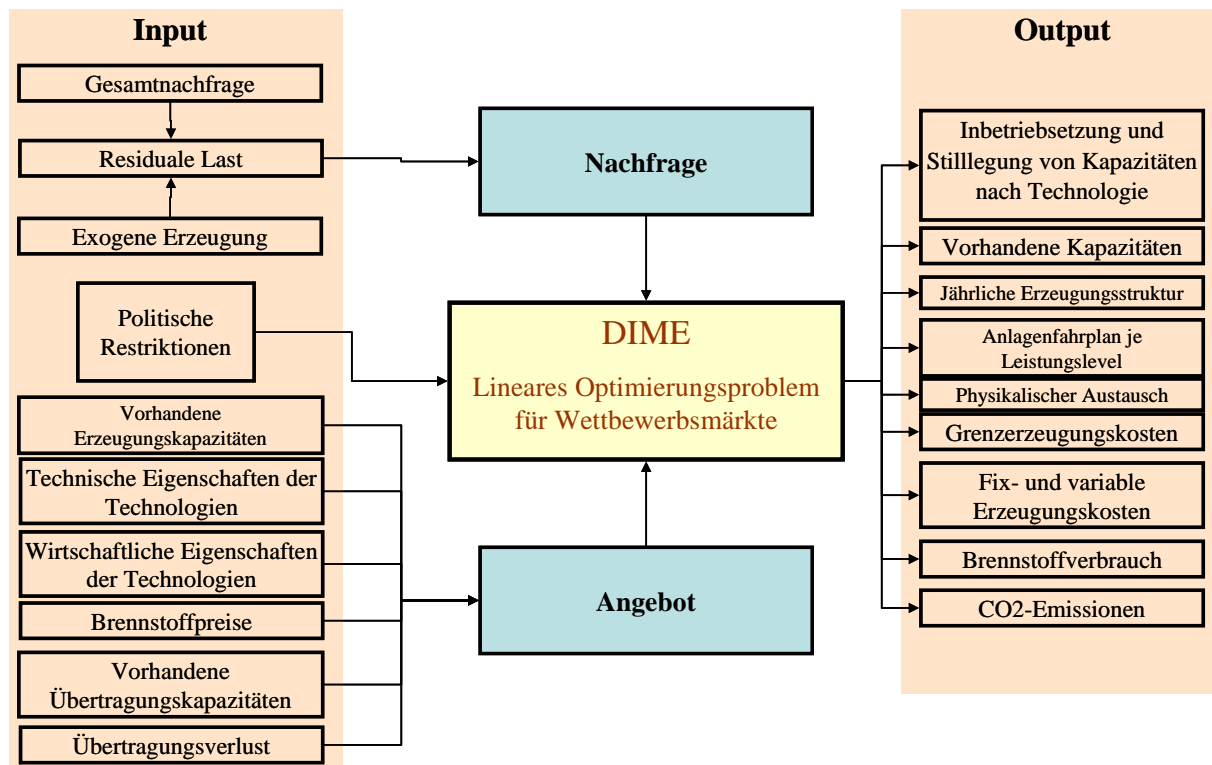
-
- Steimle, F., Bruckmann, O., Mai, M., Elsenheimer, F., Schikora, H., Schrey, R., Jahn, K., Kruse, H., Heidelck, R., Benda, U., Blömer, M., Bobst, E., Vollmer, D., Sussek, W. (2002)** Energiebedarf bei der technischen Erzeugung von Kälte in der Bundesrepublik Deutschland. Statusbericht des deutschen Kälte- und Klimatechnischen Vereins, Nr.22. Juni, 2002.
- Tzscheuschler, P., Nickel, M., Wenicke, I. und Buttermann, H.G. (2009).** Energieverbrauch in Deutschland. Stand 2007. Daten, Fakten, Kommentare. In BWK– Das Energiefachmagazin, Band 64, Nr. 6, 2009.
- VCI (2005).** Positionen zur Chemie mit Chlor. Verband der chemischen Industrie (VCI). Online: http://www.vci.de/Klimaschutz_Energie.
- VCI (2009).** Chemiewirtschaft in Zahlen 2009. Verband der chemischen Industrie. Online: http://www.vci.de/Klimaschutz_Energie.
- VDEW (1998).** Raumwärmemarkt – Strategie-Optionen deutscher Stromversorger. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H. (VWEW). Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW e. V.). 1. Ausgabe, 1998.
- VDEW (2004).** Endenergieverbrauch in Deutschland 2002. VDEW Projektgruppe Nutzenergiebilanzen, 2004.
- VDEW (2007).** Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2005. Umweltbundesamt. Dessau, 2007.
- VDI-Gesellschaft (2002).** Druckluft: Erzeugung, Aufbereitung, Verteilung, Anwendung und Planung. VDI Bericht 1681, VDI Verlag GmbH. Düsseldorf, 2002.
- VDN (2003a).** Transmission Code 2003, Anhang D1: Unterlagen zu Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelung für die ÜNB. Verband der Netzbetreiber e.V.
- VDN (2003b).** Transmission Code 2003, Anhang D21: Unterlagen zu Präqualifikation für die Erbringung von Sekundärregelung für die ÜNB. Verband der Netzbetreiber e.V.
- VDN (2007a).** Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Verband der Netzbetreiber e.V.
- VDN (2007b).** Transmission Code 2007, Anhang D3: Unterlagen zu Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung für die ÜNB. Verband der Netzbetreiber e.V.
- VDP (2010).** Kennzahlen deutscher Zellstoff- und Papierfabriken 2008. Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (VDP).
- VDZ (2005).** Siebte aktualisierte Erklärung zur Klimavorsorge, Monitoring-Bericht 2000 – 2003, Verminderung der CO₂-Emissionen, Beitrag der deutschen Zementindustrie. Verein Deutscher Zementwerke e.V., Forschungsinstitut der Zementindustrie. 2005.
- Von Wissel, A. (2008).** Der Einfluss von Demand Side Management-Kosten in Haushalten auf den Regelleistungsmarkt sowie den Kraftwerkspark. Diplomarbeit, Köln 2008.

Anhang C:

Struktur des DIME Modells

Abbildung C-0-1 veranschaulicht die grundlegende Struktur des DIME Modells und stellt die wesentlichen Input- sowie Outputdaten dar.

Abbildung C-0-1: Input-Output-Struktur



Quelle: EWI

Die Eingangsparameter der Angebotsseite basieren auf detaillierten Datenbanken, die Informationen bezüglich der installierten Kapazität in den verschiedenen Regionen des Modells enthalten, sowie Informationen bezüglich der technischen und ökonomischen Parameter. Die Inputdaten der Nachfrageseite enthalten die verbleibende Last und die jährlichen Nachfrage. Darüber hinaus werden Annahmen bezüglich der Bewertung zukünftiger Faktoren getroffen und politischer Restriktionen, wie beispielsweise der Einsatz von Kernenergie oder Klimaschutzziele im Modell definiert.

Für jeden Prognosezeitraum bis zum Jahr 2030 ergeben sich Resultate für die Stilllegung und Inbetriebnahme von Kapazität gemäß der entsprechenden Technologie, dem Brennstoffverbrauch, der Kohlendioxidemissionen sowie der Produktionskosten. Ebenso können Ergebnisse für jeden Lastpunkt innerhalb der einzelnen Prognosezeiträume für den optimalen Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der entsprechenden Technologie, von Speicherkraftwerken, der Grenzkosten der Stromerzeugung und der Stromübertragung erzeugt werden. Die

gewichteten Grenzkosten der Stromerzeugung können dabei als ein nützlicher Preisindikator in Wettbewerbsmärkten angesehen werden.

In den folgenden beiden Abschnitten werden die Eingangsparameter und Ausgangsgrößen des Modells näher beleuchtet.

C1 Eingangsparameter des Modells

C1.1 Eingangsparameter der Angebotsseite

Das DIME Modell berechnet etwa 75 % der bestehenden Nettostromerzeugung in den betrachteten Regionen endogen aus. In Abbildung C-0-2 werden alle betrachteten Technologien aufgelistet, wobei hier unterschieden wird zwischen endogen und exogen behandelten Technologien.

Abbildung C-0-2: Endogen und exogen behandelte Technologien

Endogene Technologien des DIME Modells	Exogen behandelte Technologien
Kernkraftwerk	Laufwasserkraftwerke
Braunkohlekraftwerk	Andere erneuerbare Energien
Steinkohlekraftwerk	Müll
Ölkraftwerk	Groß-BHKW (außerhalb Deutschlands)
Gas-Kombikraftwerk (GuD)	Klein/Mini-BHKW
Gaskraftwerk (OCGT)	
Kohlekraftwerk mit CO ₂ -Abscheidung	
GuD mit CO ₂ -Abscheidung	
Pumpspeicherkraftwerke	
Hydro storage power stations	
CAES-Kraftwerke	
Groß-BHKW in Deutschland	

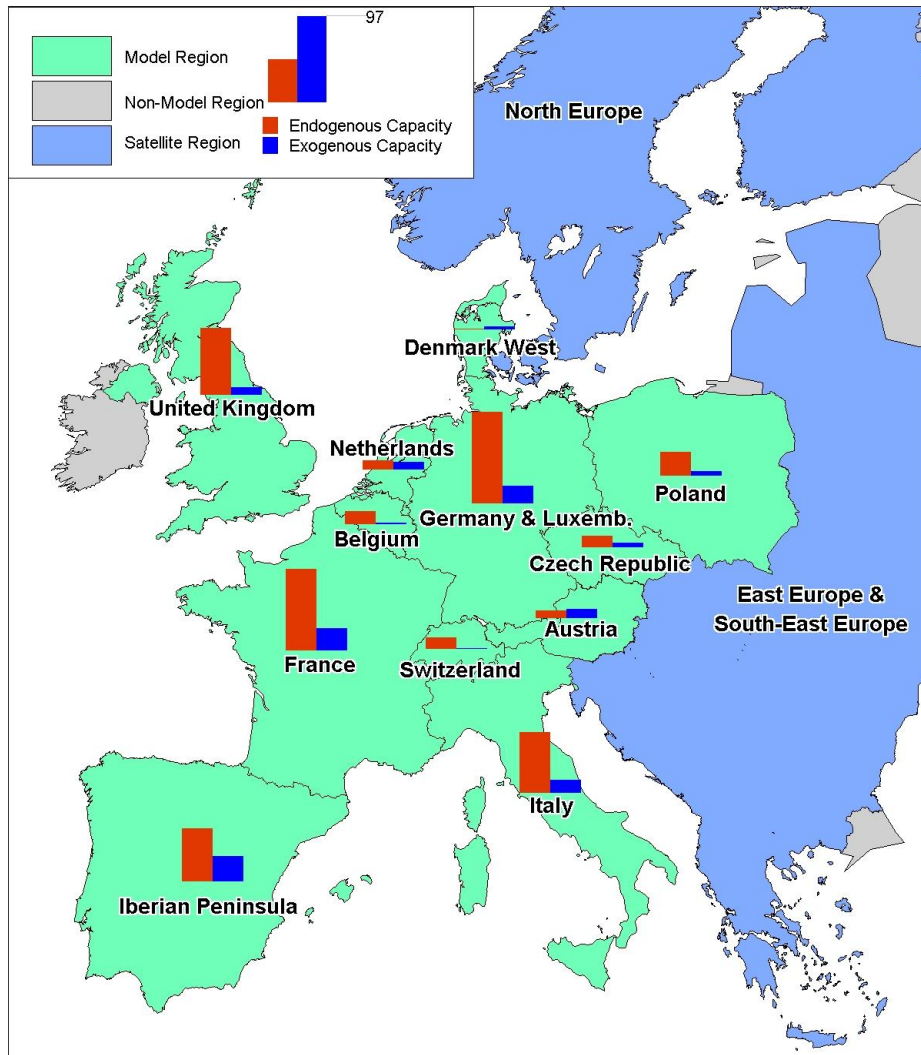
Quelle: EWI

Abbildung C-0-3 enthält detaillierte Informationen für jede der im Modell betrachteten Regionen. Bei den grün gefärbten Regionen handelt es sich um explizit modellierte Regionen. Die blau gefärbten Regionen dagegen stellen Satellitenregionen dar, mit denen es lediglich zu Stromaustausch kommt. Die roten Balken zeigen endogene Kapazität an, während die blauen Balken exogene Kapazität darstellen.

Die Informationen bezüglich der installierten Kapazität werden der Kraftwerksdatenbank des EWI entnommen. Die Netto-Kapazität für jede Anlage wird pro Technologie verschiedenen Zeit-Klassen zugeordnet, sodass altersspezifische Eigenschaften wie beispielsweise die Energieeffizienz ausgewiesen werden. Bestehende Anlagen werden dann stillgelegt, wenn deren technische Lebensdauer endet. Somit kann ein sicherer Zeitpunkt für eine Stilllegung festge-

legt werden. Ebenso werden Anlagen stillgelegt, falls deren Produktionskosten die aus dem Verkauf erzielten Erlöse übersteigen. Bei dieser Kalkulation werden jedoch nicht die Investitionskosten berücksichtigt, da diese als bereits versunkene Kosten (sunk Costs) qualifiziert werden.

Abbildung C-0-3: Darstellung der europäischen Staaten im DIME-Modell



Quelle: EWI

In Tabelle C-0-1 werden die ökonomischen sowie technischen Eigenschaften der einzelnen Technologien dargestellt.

Tabelle C-0-1: Eigenschaften der Erzeugungstechnologien

Kostenkomponenten	Technische Eigenschaften
Investitionskosten	Installierte Kapazität
Abschreibungsdauer	Verfügbarkeit
Effektivzins	Nettoeffizienz
Fixkosten	Mindestlastbedingung
Brennstoffkosten	Abkühlfunktion des Kraftwerks
Andere variable Kosten	Anlaufzeit
Anlaufkosten	Durchschnittliche saisonale Verfügbarkeit
Opportunitätskosten der CO ₂ Emissionen	Technische Lebensdauer
	Maximales Fassungsvermögen von Stauseen
	Natürlicher Wasserzufluss in Stauseen

Quelle: EWI

Die *Investitionskosten* werden gemäß einer ex ante festgelegten Abschreibungsdauer und einem Zinssatz auf das Jahr umgerechnet. Die *Fixkosten* setzen sich zusammen aus Instandhaltungs-/Wartungskosten sowie Personalkosten, wobei diese Kosten jährlich anfallen und grundsätzlich unabhängig von der Entscheidung sind, ob produziert wird oder nicht. Demgegenüber wird die Höhe der *Brennstoffkosten*, der *Anderen Variablen Kosten*, der *Anlaufkosten* sowie der *Opportunitätskosten der CO₂-Emissionen* maßgeblich durch die Produktionsentscheidung beeinflusst. Die Brennstoffkosten hängen dabei von den Brennstoffpreisen und der Energieeffizienz einer Anlage ab. Die Anlaufkosten werden ebenfalls durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Dies sind zum einen die spezifischen Kosten für zusätzlichen Verschleiß durch einen Kaltstart sowie die Dauer eines Kaltstarts. Über die Abkühlfunktion und die Kosten eines Kaltstarts werden die Kosten approximiert, die bei einem nicht komplett abgekühlten Kraftwerk während des Anfahrprozesses anfallen

Darüber hinaus sind Steinkohlekraftwerke an lokale Lagerstätten in Deutschland, Polen, der Tschechischen Republik, Spanien und Österreich gebunden. Der Einsatz von Kernkraftwerken wird stark durch politische Restriktionen beeinflusst. Bei solchen Restriktionen kann es sich um länderspezifische Beschränkungen, einem stufenweisen Abbau oder einem vollständigen Verbot handeln.

Das DIME-Modell unterscheidet zwischen zwei unterschiedlichen Wasserkraftwerken: Einem Speicherkraftwerk und einem Pumpspeicherkraftwerk. Speicherkraftwerke nutzen Wasser aus einem Stausee zur Stromproduktion. Dazu wird der natürlich Wasserzufluss in einem Becken gestaut, wobei die Menge des gestauten Wassers abhängig ist von dem ursprünglichen Wasserpegels sowie der maximalen Größe des Stausees. Der natürliche Wasserzufluss wiederum hängt von der Jahreszeit und der entsprechenden Region ab. Die Dauer eines Speicherzyklus kann bei Wasserkraftwerken bis zu einem Jahr betragen. Im Gegensatz dazu ist der Speicherzyklus eines Pumpspeicherkraftwerkes auf eine Woche begrenzt. Dies gilt ebenfalls für CAES-Kraftwerke. Die Stilllegung von Wasserkraftwerken ist aufgrund ihrer langen Lebensdauer und günstigen Umrüstung nicht erlaubt.

C.1.2 Eingangsparmeter der Nachfrageseite

Der grundsätzliche Ansatz zur Erlangung von Inputdaten der Nachfrageseite besteht aus zwei Schritten: Zunächst wird die jährliche Gesamtnachfrage und deren Struktur definiert. In einem zweiten Schritt wird die residuale Last des Modells berechnet, indem die jährliche Last sowie die jährliche Stromerzeugung der exogenen Technologien (Erneuerbare Energien) voneinander abgezogen werden.

C1.2.1 Gesamtnachfrage

Hierbei wird der jährliche Strombedarf für jede Region und zukünftige Periode spezifiziert. Dies beinhaltet den Endverbrauch von Strom sowie Übertragungsverluste. Im Gegensatz zu den exogenen Technologien wird der Bedarf für Speicheroperationen endogen behandelt. Wie bereits oben beschrieben, besteht ein Betrachtungszeitraum aus vier Jahreszeiten. Für jede dieser Jahreszeiten wiederum werden drei repräsentative Tage mit bis zu 24 Stunden pro Tag betrachtet. In mehreren Schritten wird also die jährliche Nachfrage in stündliche Lastpunkte heruntergebrochen. Diese Berechnung basiert auf historischen Daten, die vom UCTE sowie nationalen Quellen veröffentlicht wurden. Die Jahreszeiten werden wie folgt definiert.

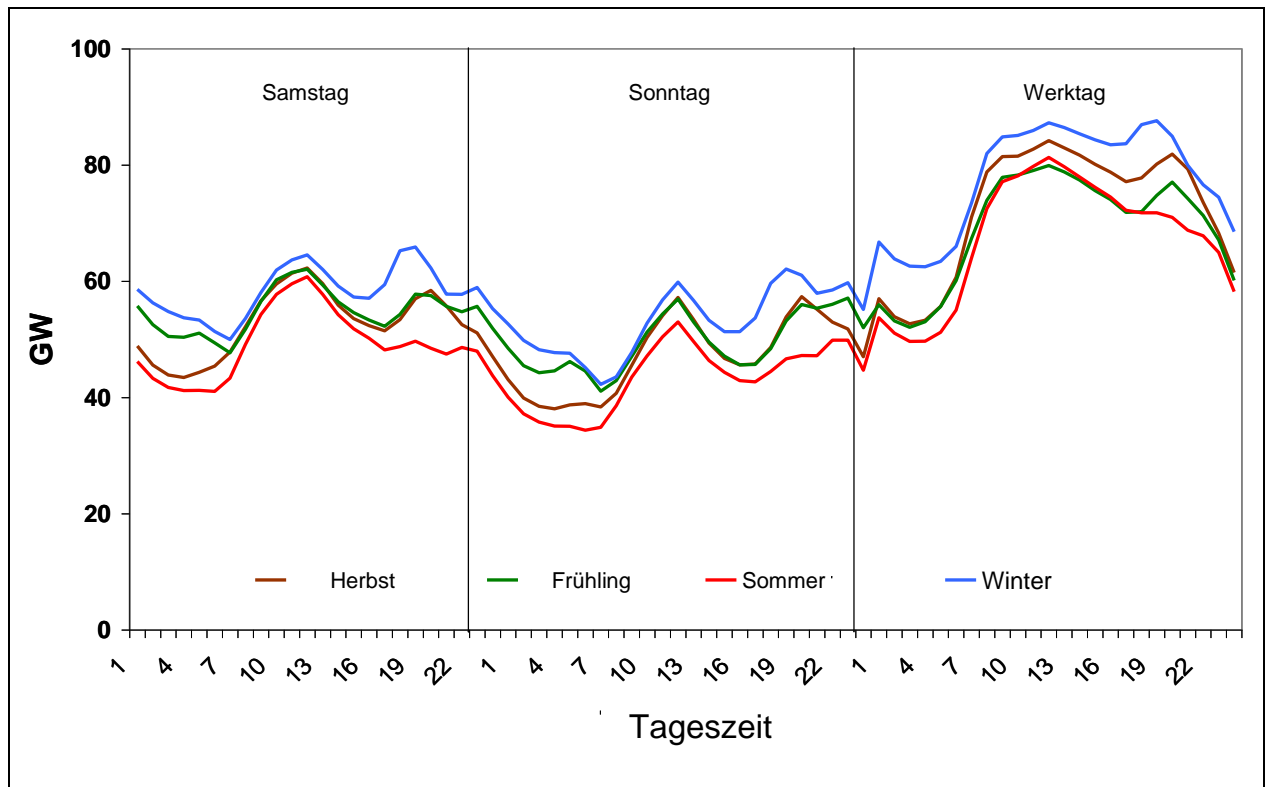
- Winter bestehend aus November, Dezember, Januar und Februar
- Frühling bestehend aus März und April
- Sommer bestehend aus Mai, Juni, Juli und August
- Herbst bestehend September und Oktober

Jede Jahreszeit wird durch eine typische Woche repräsentiert, die sich mehrere Male wiederholt, anhängig von der Dauer der Jahreszeit. Jede Woche wiederum besteht aus einem Samstag, 1,2 Sonn- und Feiertagen sowie 4,8 Arbeitstagen. Tabelle C-0-2 stellt die Gesamthäufigkeit für jede Tagesart und Jahreszeit dar. Abbildung C-0-4 zeigt ein Beispiel für eine Laststruktur im Modell.

Tabelle C-0-2: Gesamthäufigkeit der Tagesarten pro Jahreszeit

Tagesart	Frühling	Sommer	Herbst	Winter
Arbeitstage	41,8	84,3	41,8	82,3
Samstage	8,7	17,6	8,7	17,1
Sonntage	10,5	21,1	10,5	20,6
Gesamttag	61	123	61	120

Abbildung C-0-4: Beispiel für stündliche, tägliche, und saisonale Lastschwankungen



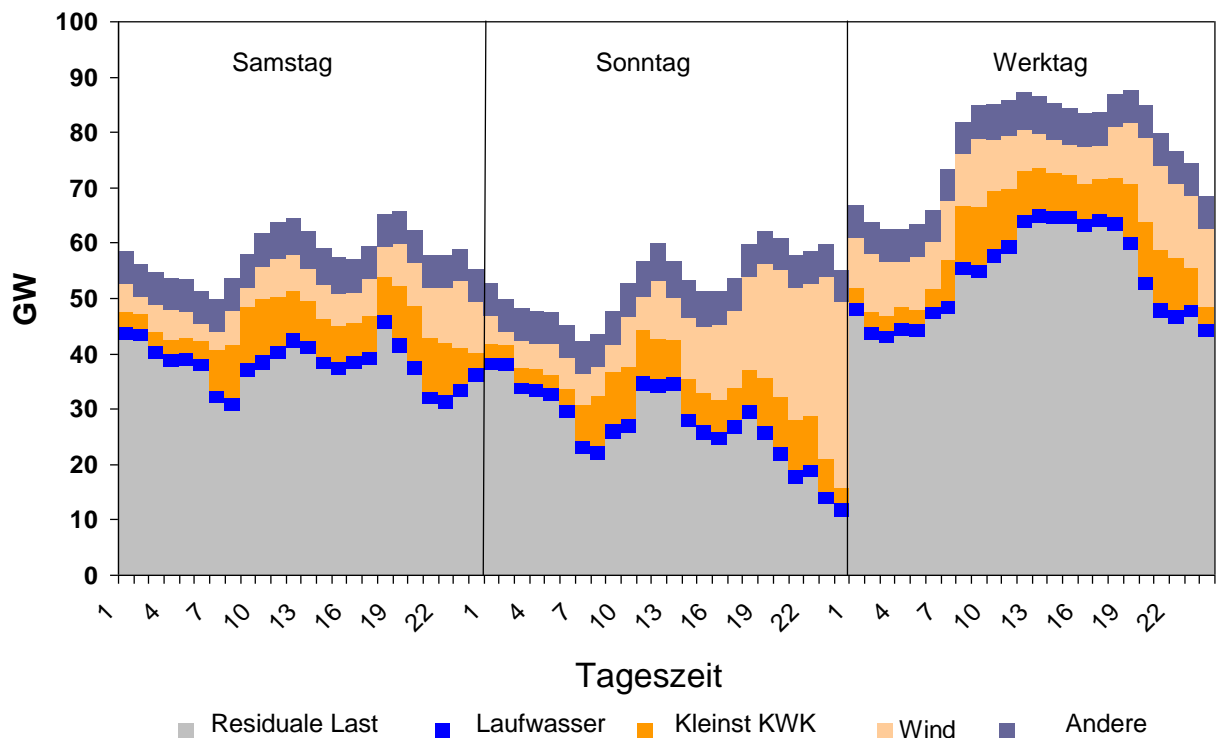
Jedes Jahr beginnt mit der Jahreszeit Frühling und endet mit der Jahreszeit Winter. Jede Woche beginnt mit einem Samstag, der von einem Sonntag und den Arbeitstagen gefolgt wird. Lastsequenzen stellen eine äußerst wichtige Information dar, insbesondere für Anfahrtsentscheidungen und Einsatzentscheidungen von Speicherkraftwerken.

C1.2.2 Restnachfrage

Zur Ermittlung der Restnachfrage werden Annahmen bezüglich der Erzeugung exogen behandelter Technologien getroffen (Rechte Spalte der Abbildung C-0-2). Wieder werden für jede Technologie jährliche Werte mit einer stündlichen Erzeugungsstruktur kombiniert. Diese Strukturen basieren auf historischen Daten. Für Windenergie wird ein detaillierterer Ansatz gewählt um dem fluktuierenden Charakter gerecht zu werden. Die Erzeugung wird durch die durchschnittliche historische Netzeinspeisung sowie einer Zufallsvariablen weiterverarbeitet, die zu einer Abweichung von den erwarteten Werten führt. Dies führt zu einer zufälligen Fluktuation der Netzeinspeisung während des Jahres. Je mehr Lastpunkte innerhalb eines Jahres benutzt werden, desto eher wird eine realistische Kombination möglicher Windgegebenheiten gewährleistet. Aus diesem Grund erscheint es sinnvoll, einen Tag in mindestens drei Perioden zu unterteilen.

Zuletzt wird die Erzeugung der gesamten exogenen Erzeugung von der Gesamtnachfrage abgezogen. Im Ergebnis erhält man die Rest nachfrage des Modells, was in Abbildung C-0-5 dargestellt ist.

Abbildung C-0-5: Beispiel der ermittelten Restnachfrage



C1.2.3 Restriktionen für den Stromhandel

Übertragungskapazitäten zwischen den unterschiedlichen betrachteten Regionen beschränken den physikalischen Austausch. Standardmäßig werden daher die vom ETSO bereitgestellten Nettotransferkapazitäten spezifiziert. Zudem wird ein zukünftiger Netzausbau ebenfalls berücksichtigt. Annahmengenmäßig bestehen innerhalb einer Region keine Engpässe. Der Stromhandel zwischen unterschiedlichen Regionen unterliegt einem Übertragungsverlust von 10 % je 1000 Kilometer. So werden im Modell die durchschnittlichen Entfernungen zwischen den wichtigsten Produktions- und Verbrauchsknoten der Regionen bestimmt.

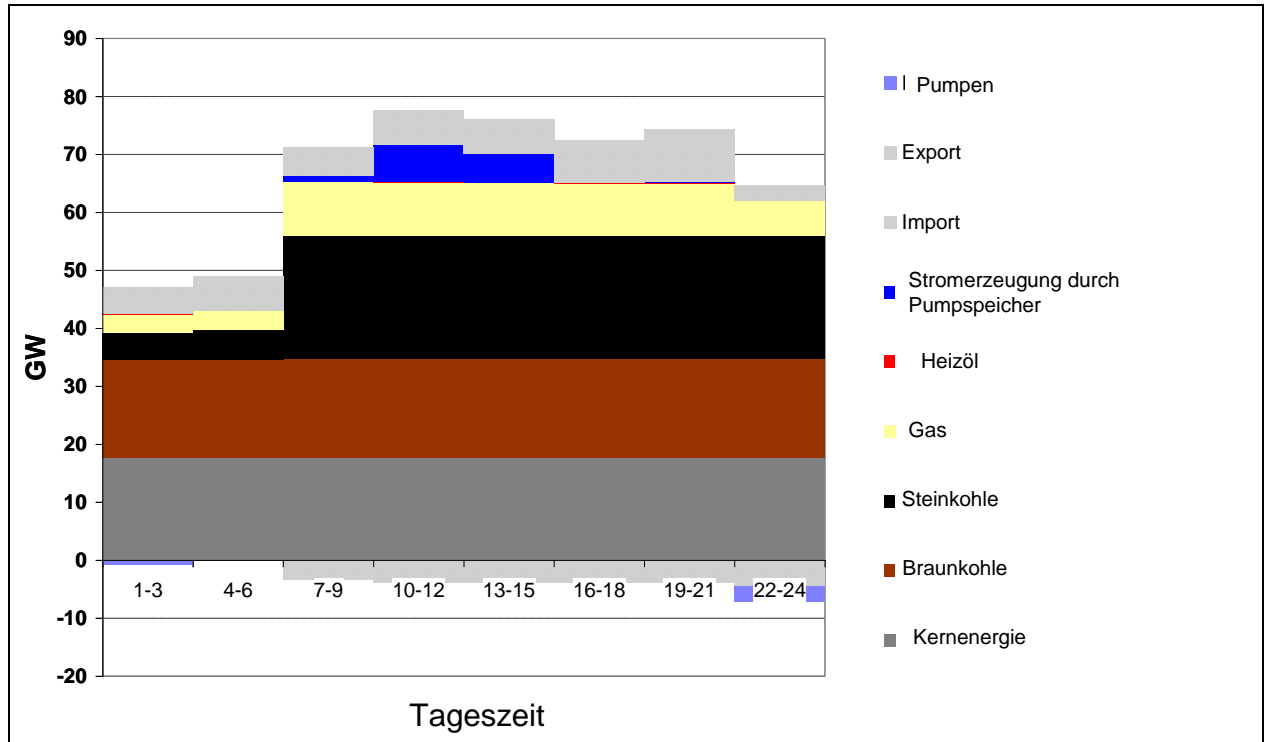
C1.3 Outputdaten des Modells

Die im Modell erzielten Ergebnisse berücksichtigen die Kapazitäten, die Erzeugung, den physikalischen Austausch, den Brennstoffverbrauch sowie Kohlendioxidemissionen. Für jeden Prognosezeitraum wird die installierte Kapazität, geordnet nach entsprechender Region und Technologie, sowohl aus der installierten Kapazität der Vorperiode als auch aus der Stilllegung und Inbetriebnahme von Kapazität in dem betrachteten Zeitraum ermittelt. Ein geringer Anteil der installierten Leistung ist dabei, bedingt durch geplante und ungeplante Stromausfälle, saisonal nicht abrufbar.

Zu keinem Zeitpunkt darf die Stromproduktion die verfügbare Kapazität übersteigen. Ferner müssen thermische Kraftwerke angefahren sein, um betriebsbereit zu sein. In Abbildung C-0-6 ist der optimale Kraftwerkseinsatz für einen Arbeitstag im Herbst dargestellt. In diesem Beispiel wurde die Tageszeit in acht Intervalle eingeteilt, die jeweils aus drei Stunden bestehen. Die Werte für Importe und Exporte wurden für alle Übertragungsleitungen zu benachbarten Staaten aggregiert. Es ist denkbar, dass eine Region als Ganzes Strom zur selben Zeit So-

wohl importiert als auch exportiert, obgleich Elektrizität zwischen zwei unterschiedlichen Regionen lediglich in eine Richtung fließen kann.

Abbildung C-0-6: Beispiel eines stündlichen Kraftwerkseinsatzes an einem Arbeitstag im Herbst.

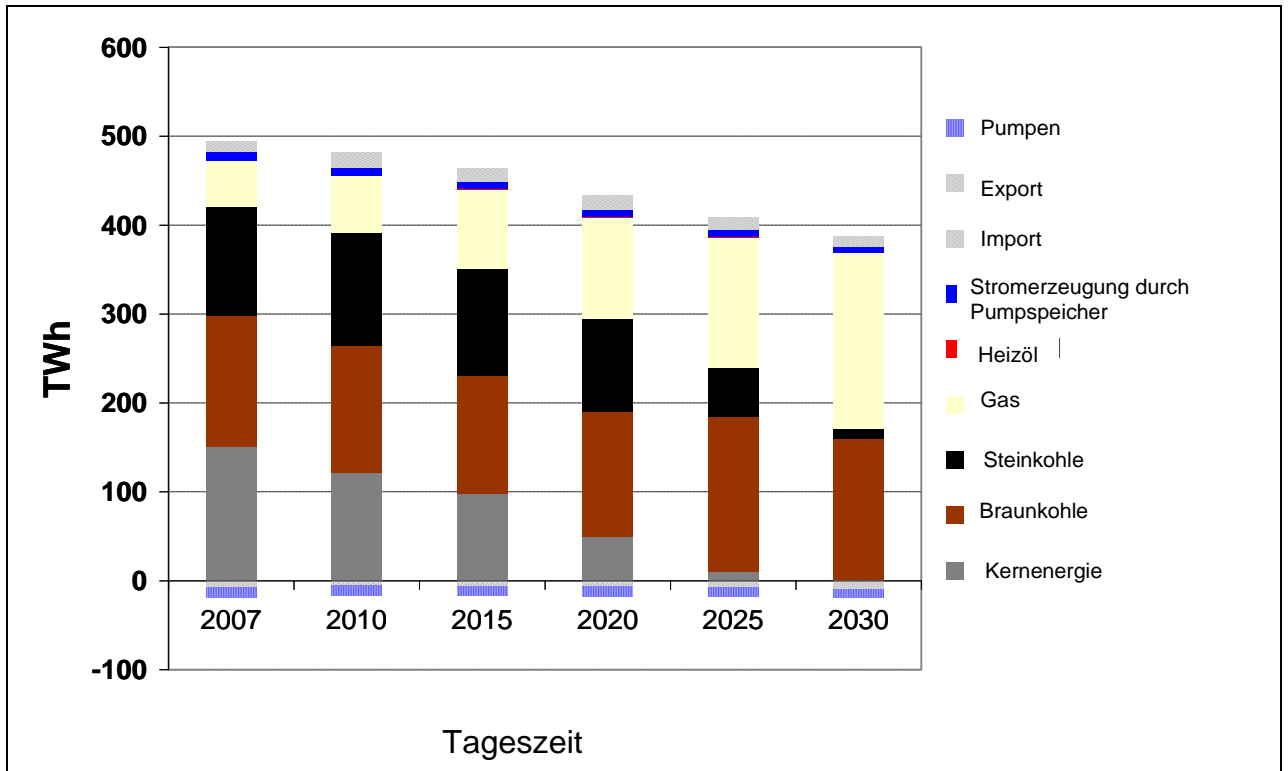


Neben dem optimalen Kraftwerkseinsatz lassen sich zudem die jährliche Stromproduktion und der jährliche Stromhandel bestimmen. So geht das in Abbildung C-0-7 dargestellte Beispiel von einem zukünftigen Anstieg der Erzeugung durch erneuerbare Energien (erneuerbare Energien werden in der Graphik nicht explizit dargestellt), einem Anstieg der Preise für Kohlendioxidemissionen, sowie von einem stufenweisen Atomausstieg in Deutschland aus.

Der Brennstoffverbrauch und die Kohlendioxidemissionen werden anhand der Stromproduktion, der unterschiedlichen Struktur der Brennstoffarten sowie der Energieeffizienz bestehender und zukünftiger Anlagen bestimmt. Folglich bestehen zwei Möglichkeiten zur Emissionsreduktion: Zum einen können alte Kraftwerke durch neue des gleichen Brennstofftyps ersetzt werden oder die Struktur der Brennstoffarten kann zugunsten von Technologien mit niedrigem Kohlendioxidausstoß angepasst werden.

Die Grenzkosten der Stromproduktion können als ein sinnvoller Indikator für die Preise von regionaler Grundlast genutzt werden. Sie reflektieren Preise einer zukunftsfähigen Industrie, da sowohl kurzfristige als auch langfristige Kosten berücksichtigt werden. Kommt es dagegen zu einer Bereitstellung von Spitzenlast, werden durch diese Preise lediglich die kurzfristigen Kosten gedeckt.

Abbildung C-0-7: Beispiel für Stromerzeugung und physikalischen Austausch in Deutschland



Anhang D:

Das DIANA Modell

Das DIANA Modell ist eine im hohen Maße detaillierte Abbildung des europäischen Deutschlands inkl. Nachbarländern, da es sowohl detaillierte technologische und wirtschaftliche Systeme beinhaltet, als auch Kraftwerksparemeter und dynamische Aspekte wie Speicherkapazität und Anfahrkosten. Das Modell kategorisiert wie DIME die betrachteten Staaten in Regionen. Hinzu kommen zwei so genannte Satellit Regionen, welche über Kuppelkapazitäten mit den Modellregionen verbunden sind. Stromaustausch zwischen diesen Regionen wird optimiert, wobei die durch die begrenzte Infrastruktur gegebenen Restriktionen beachtet werden.

Abbildung D-0-1: Im DIANA modellierte Regionen



Quelle: EWI

Ein stündliches Stromnachfrage-Profil, sowie die gegenwärtig verfügbaren Erzeugerressourcen werden jeder Region zugeordnet. Ein bestimmter Teil der regionalen Last ist durch Erzeugung abgedeckt, die nicht Teil des wettbewerblichen Strommarktes und somit nicht preis-

getrieben ist. Für die Berechnungen wird die nur so genannte verbleibende Last abgeleitet. Dazu wird die gesamte stündliche Stromnachfrage von Datenbanken und Statistiken der UCTE, der nationalen ÜNB oder der nationalen Regulierungsbehörden entnommen. Abgezogen davon wird die Erzeugung der Betreiber, die nicht am wettbewerblichen Großhandelsmarkt teilnehmen und somit den wettbewerblichen Preis nicht betrachten, wenn sie ihre Dispatch Entscheidungen treffen.

Die verbleibende Last wird „Residuallast“ genannt:

$$RL_h = TD_h - EE_h - CHP_{hd_h} - MR_{grid_h}$$

mit

RL_h : Residual Last in h

TD_h : Gesamtnachfrage in h

EE_h : Erzeugung von EE

CHP_{hd} : Erzeugung von wärmegeführten KWK-Anlagen

MR_{grid} : Zusätzliche Erzeugung wegen lokaler Spannungshaltungs-Anforderungen

Die installierten Kapazitäten werden aus der DIME Modellierung für ein Stichjahr bereitgestellt. Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen werden identisch zum DIME gewählt. Die KWK-Einspeisung wird ebenfalls in der DIME-Modellierung endogen bestimmt und geht als exogene Erzeugung in die DIANA Modellierung ein..

Die Windenergieeinspeisung und die Einspeisung aus anderen erneuerbaren Energien geht als Input für 8760 h ein. Für alle Stunden des Jahres 2020 von den Prognosen des Arbeitsteils 1 in die Modellierung implementiert. Die Lastlinien werden entsprechend der vorgegebenen Nachfrage skaliert. DIANA bestimmt sodann den Einsatz des deutschen Kraftwerksparks für 8760 h eines Stichjahres.

Anhang E:

Betrachtung der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken (KKW) auf die Ergebnisse der dena-Netzstudie II

Die dena-Netzstudie II untersuchte die Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum bis 2020/2025. Die Studie wurde im Herbst 2007 begonnen, und unterstellte den Ausstieg aus der Kernenergienutzung gemäß dem Kernenergiekonsens (aus dem Jahr 2000) bis zum Jahr 2023. Im Einzelnen untersuchte die Studie den zukünftigen Ausbaubedarf der Übertragungsnetze sowie die Flexibilisierung des Elektrizitätssystems hinsichtlich Stromangebot, Stromtransport und Stromnachfrage.

Der Bundestag hat im Herbst 2010 die Gesetzeslage geändert und die verbleibenden Elektrizitätsmengen der jeweiligen KKW durch Zuteilung weiterer Reststrommengen erhöht. Gemäß den Regelungen des Förderfondsvertrags hat der Bundestag eine Verlängerung der Laufzeiten um acht Jahre für KKW, die bis einschließlich 1980 ihren kommerziellen Leistungsbetrieb aufgenommen haben, sowie um 14 Jahre für KKW, die nach 1980 ihren kommerziellen Leistungsbetrieb aufgenommen haben, beschlossen.

Kurz vor der finalen Abstimmung des vorliegenden Berichtes hat das Bearbeiterkonsortium deshalb in Abstimmung mit der dena die Ergebnisse der Studie auf Basis des o. g. Beschlusses des Deutschen Bundestages überprüft.

Aufgrund der kurzfristigen Anforderung konnte die der Studie zugrunde liegende Systematik zur Bestimmung des erforderlichen Netzausbaubedarfes nicht mehr vollständig auf die geänderte Situation angewendet werden. Im Folgenden wird daher eine auf energiewirtschaftlichen Fundamentaldaten aufbauende quantitative Abschätzung anhand regionaler Leistungsbilanzierungen vorgenommen.

Bei der Diskussion über die Laufzeitverlängerung (LZV) muss zwischen folgenden Bereichen unterschieden werden:

- Auswirkungen auf die Entwicklung erneuerbarer Energien,
- Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark und
- Auswirkungen auf den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz.

In der dena-Netzstudie II und der jetzt vorgenommenen zusätzlichen Betrachtung wird der Vorrang der Einspeisung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (nachfolgend EE-Stromerzeugung genannt) nach derzeitig geltendem EEG unterstellt. Eine Laufzeitverlängerung der KKW hat deshalb keine Auswirkungen auf den zukünftigen EE-Zubau. Im Vergleich mit den aktuellen Prognosen sind die erwarteten Zubauleistungen für erneuerbare Energien in dieser Studie bereits als konservativ anzusehen.

In Deutschland sind derzeit 17 Kernkraftwerke (KKW) an 12 Standorten mit einer Leistung von rund 21 GW in Betrieb. Davon sind etwa 2/3 der Kapazität in Hessen und im Süden sowie 1/3 im Norden Deutschlands installiert. Im Osten Deutschlands sind keine KKW in Betrieb.

Die Ergebnisse des energiewirtschaftlichen Modells lassen erwarten, dass sich die Veränderung des in der Studie dargestellten Kraftwerksparks aufgrund der Laufzeitverlängerung gegenüber den bisherigen Erwartungen zeitlich dementsprechend verzögert.

Nach dem bisher vorgesehenen Kernenergieausstiegsplan würden bis 2015 im Norden etwa 2,8 GW und im Süden etwa 6,5 GW KKW-Leistung stillgelegt werden. Durch die Laufzeitverlängerung dürfen diese Kraftwerke bis zum Ende dieses Jahrzehnts weiter einspeisen, teilweise noch über das Jahr 2020 hinaus.

Im Ausstiegsszenario der dena-Netzstudie II sind im Jahr 2020 noch 6,7 GW KKW-Leistung in Betrieb (1/3 der heutigen KKW-Leistung). Der vollständige KKW-Ausstieg wurde daher auch im bisherigen Szenario der dena-Netzstudie II bis 2020 nicht angenommen. Durch die Laufzeitverlängerung erhöht sich dieser Wert auf 13,3 GW. Die im Szenario der Studie erwarteten Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark sind in folgenden Abbildungen dargestellt.

Abbildung E- 1: Kraftwerkentwicklung (in GW) bis zum Jahr 2020 im Basisszenario ohne Laufzeitverlängerung

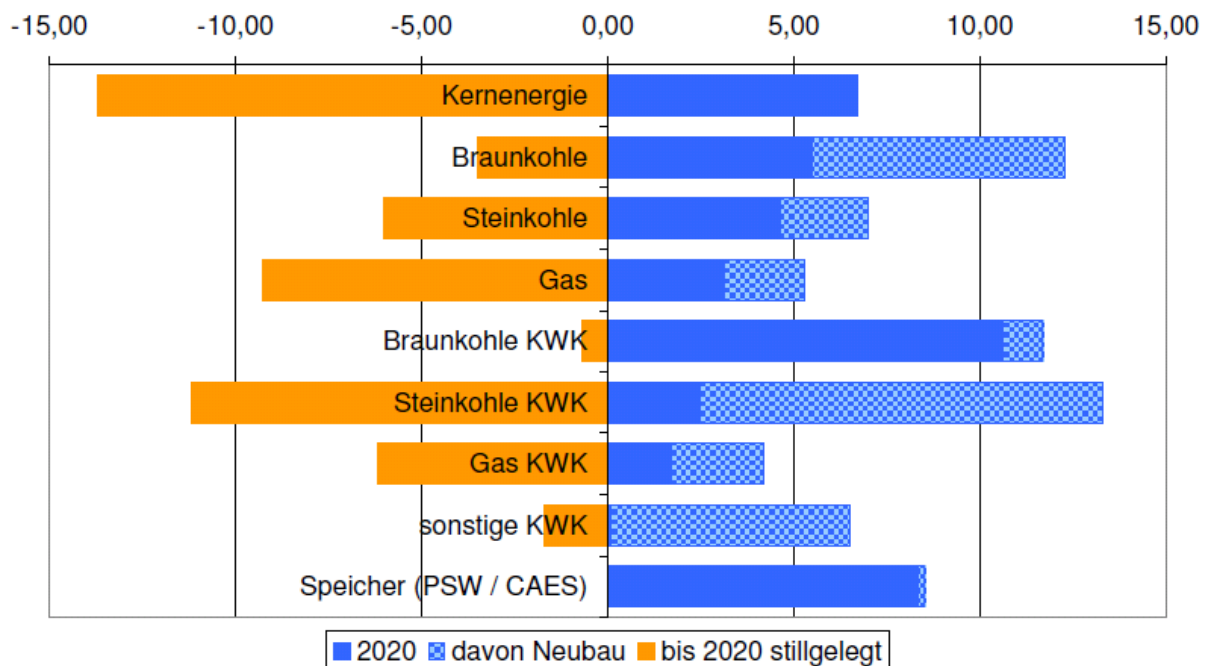
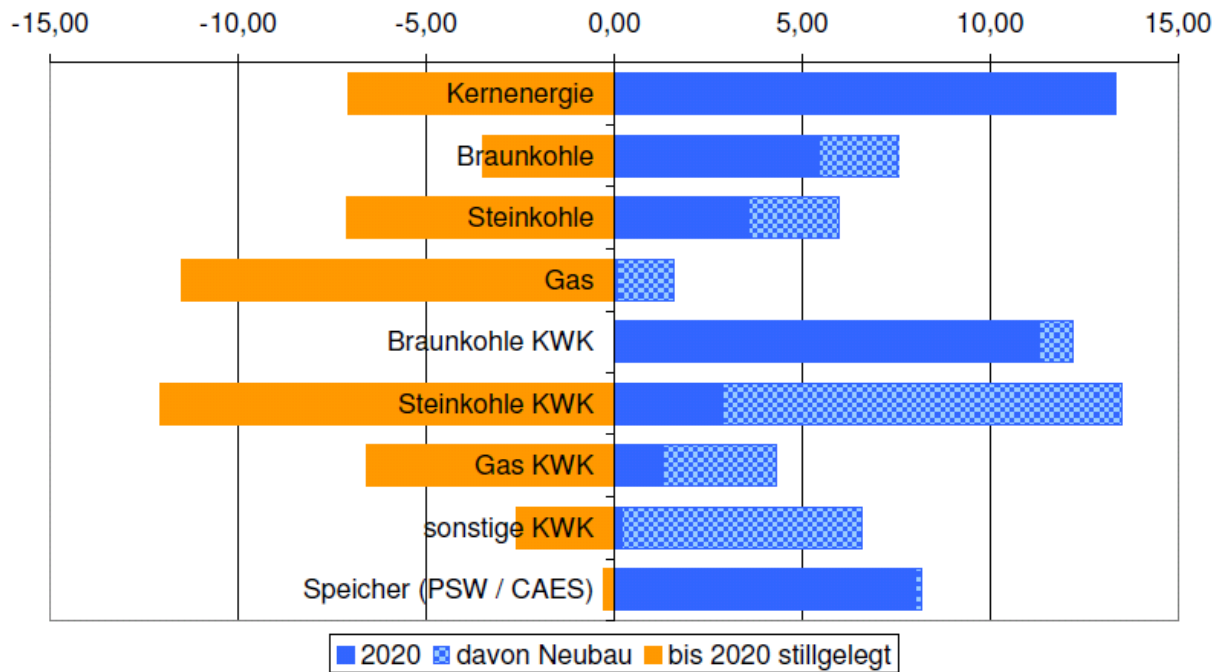


Abbildung E- 2: Kraftwerkentwicklung (in GW) bis zum Jahr 2020 im Basisszenario mit Laufzeitverlängerung



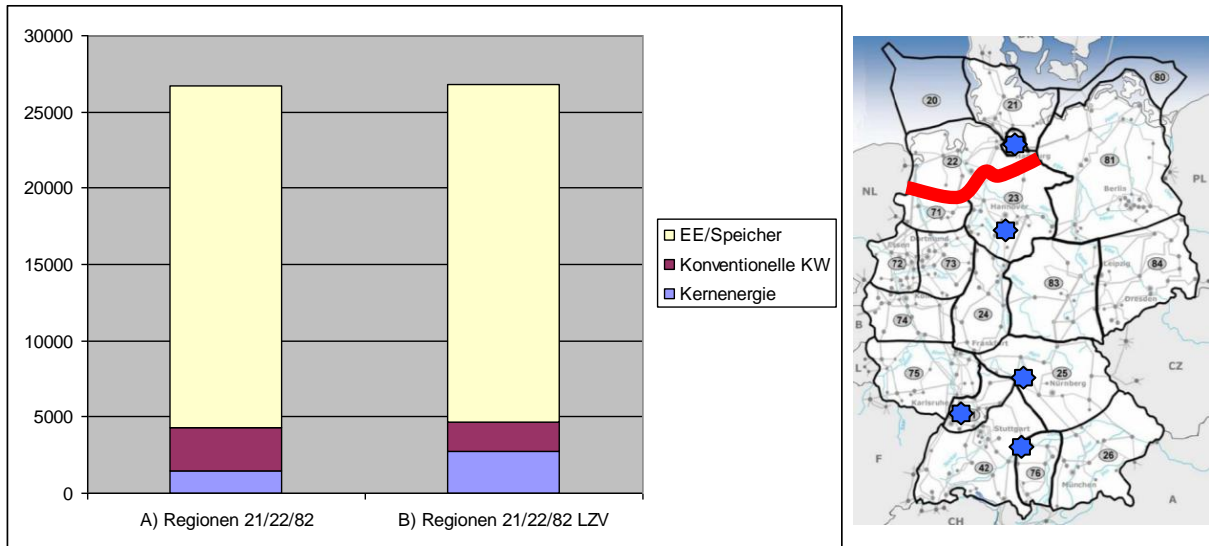
Die Abbildungen zeigen die höhere Leistung der Kernkraftwerke bei gleichzeitig geringerer Leistung der Braunkohlekraftwerke im Szenario mit Laufzeitverlängerung (LZV).

Zur Abschätzung der Effekte auf den Netzausbaubedarf wurden die sich nun ergebenden installierten Leistungen im Kraftwerkspark in gleicher Systematik wie im Hauptteil der Studie neu regionalisiert. Dabei waren die fünf Kernkraftwerke mit verlängertem Betrieb über das Jahr 2020 hinaus in den Regionen 82 (Hamburg), 23 (Mitte), 25 (Südost), 41 (Südwest) und 76 (Süd) zu berücksichtigen.

Die sich hieraus ergebenden regionalen Leistungen wurden mit dem bisherigen Kraftwerkspark verglichen. Im Folgenden werden die Auswirkungen auf die Regionengrenzen mit dem größten Übertragungsbedarf abgeschätzt.

Regionen 21/22/82 mit Übertragungsbedarf Richtung Süden

Abbildung E- 3: Gegenüberstellung installierter Leistungen in den Regionen 21/22/82 der dena Netzstudie II, Szenario A) ohne und B) mit LZV

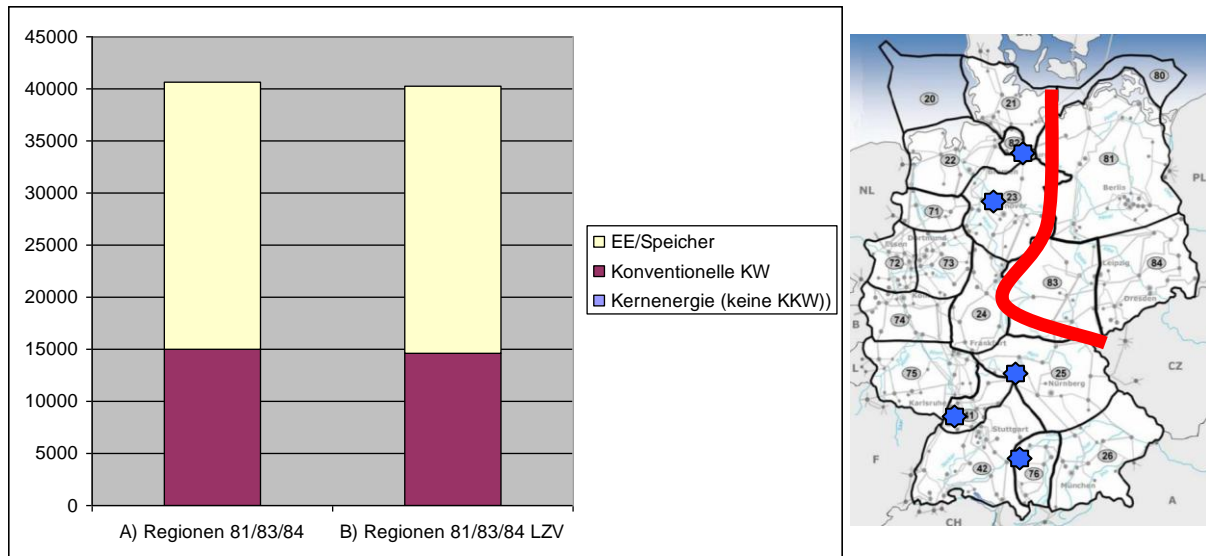


Es zeigt sich, dass das Volumen an installierter Leistung insgesamt gleich bleibt, es findet im Szenario mit LZV eine Substitution konventioneller Kraftwerke durch einen Kernkraftwerksblock statt.

Es ist daher zu erwarten, dass die erforderliche Übertragungskapazität von der Region 22 nach Süden von 9600 MW durch die LZV nicht wesentlich beeinflusst wird.

Regionen 81/83/84 mit Übertragungsbedarf nach Süden/Südwesten

Abbildung E- 4: Gegenüberstellung installierter Leistungen in den Regionen 81/83/84 der dena-Netzstudie II, Szenario A) ohne und B) mit LZV



Die Windenergie und ihre räumliche Verteilung ist im Jahr 2020 mit 51 GW die dominierende Größe bezüglich der Frage des Netzausbaubedarfes auf der Übertragungsnetzebene in Deutschland. Ein sehr großer Teil der Onshore-Windenergieleistung wird in den nördlichen und östlichen Bundesländern installiert, wobei durch diese Bundesländer zusätzlich der durch Offshore-Windkraftwerke erzeugte Strom transportiert werden muss. So findet z.B. ein sehr starker Ausbau der Windenergie im Onshore-Bereich in Ostdeutschland statt. Dort steht kein KKW, zusätzlich sinkt der Stromverbrauch in den neuen Bundesländern stärker als im übrigen Deutschland, weshalb zu erwarten ist, dass in diesem Fall der damit verbundene erhöhte Transportbedarf nahezu unabhängig von der LZV erforderlich ist.

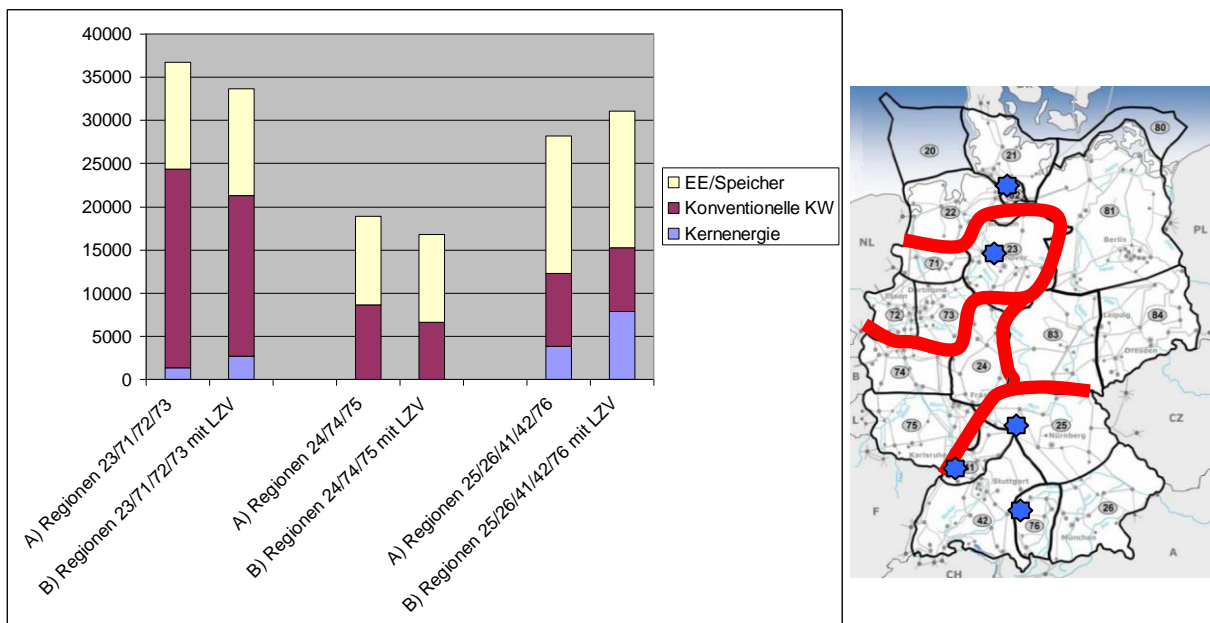
Im Vergleich zum Basisszenario ohne LZV findet in den nordöstlichen Regionen nur eine geringfügige Verringerung der installierten Leistung im Bereich weniger hundert MW statt. Einerseits wird durch das verwendete energiewirtschaftliche Modell ermittelt, dass geplante Braunkohlekraftwerke nicht realisiert werden, andererseits findet eine Kompensation der wegfallenden Leistung im KWK-Bereich statt. In den ostdeutschen Regionen 81,83 und 84 ändert sich durch die Laufzeitverlängerung kaum etwas. Hier fanden im Bereich der konventionellen Erzeugung bereits nach 1990 umfangreiche Stilllegungen, Modernisierungen und Neubauten statt. Zudem bestehen im betrachteten Gebiet große Fernwärmenetze, wodurch ein erhöhter KWK-Anteil zu erwarten ist.

Unter Berücksichtigung des bereits in der Studie ermittelten zusätzlichen Übertragungsbedarfes von über 7000 MW in Richtung Südwesten hat dies keine signifikanten Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf zwischen den Regionen 83 und 25.

Wie vorstehende Abbildungen zeigen, ist das Ausbauszenario für die EE-Stromerzeugung besonders im Norden und Osten Deutschlands das bestimmende Element für den Netzausbaubedarf.

Inwieweit sich die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf den in der Studie ausgewiesenen Netzausbaubedarf an den übrigen Regionengrenzen im Süden und Westen Deutschlands auswirkt, kann ohne weitergehende Untersuchungen nicht belastbar abgeschätzt werden. Die Änderungen der zusammengefassten installierten Kraftwerksleistungen sind nachfolgender Darstellung zu entnehmen.

Abbildung E- 5: Gegenüberstellung installierter Kraftwerksleistungen in den übrigen Gebieten ohne und mit Laufzeitverlängerung



Mit den verzögerten Veränderungen im Kraftwerkspark können sich regional Veränderungen in Umfang und Abfolge des Netzausbaubedarfs während der Übergangsphase von heute bis zum Jahre 2020 ergeben. Nach Ablauf der geplanten KKW-Laufzeitverlängerung nähert sich das LZV-Szenario hinsichtlich der KKW-Leistung dem in der dena-Netzstudie II zugrunde gelegten Ausstiegsszenario an.

Konsortialführer

**Energiewirtschaftliches Institut
An der Universität zu Köln**

Alte Wagenfabrik 321
50827 Köln

Tel.: 0049 (0)221 27729-100
Fax: 0049 (0)221 27729-400

www.ewi.uni-koeln.de