

Studie

Netzausbaubedarf zur Sicherung des Wirtschaftsstandorts Bayern

Eine Studie von BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V., Bayerische Chemieverbände, Bayerische Papierverbände, Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

2. Auflage: Februar 2012



Vorwort

Die vbw beschäftigt sich intensiv mit der energiepolitischen Zukunft Deutschlands und Bayerns. Denn Energiepolitik ist Industriepolitik. Eine sichere Energieversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen ist die Basis für den Hightech-Standort Bayern.

Die Energiewende wird nicht nur die Stromerzeugung, sondern auch die Stromverteilung in Deutschland gravierend verändern. In Bayern entsteht durch die sukzessive Abschaltung der Kernkraftwerke ab 2015 eine Versorgungslücke. Hiesige Kapazitäten können die Stromnachfrage nicht decken. Der Freistaat wird längerfristig in erheblichem Umfang auf Stromimporte aus anderen Bundesländern oder dem Ausland angewiesen sein.

Während der Strom bislang hauptsächlich über mittlere Entfernungen von 50 bis 100 Kilometern geleitet wurde, muss er künftig über sehr viel längere Strecken transportiert werden. Für die großen Strommengen und Strecken benötigen wir spezielle neue Höchstspannungsleitungen, sogenannte Stromautobahnen.

Der bisher geplante konventionelle Netzausbau reicht nicht aus, um Engpässen innerhalb Deutschlands und vor allem in Bayern vorzubeugen. Notwendig ist ein Umdenken zu einem Overlay-Grid, das den weiträumigen Stromtransport in Deutschland ausgleicht und zugleich ein Baustein für ein europäisches Übertragungsnetz sein kann. Die im November 2011 veröffentlichte Studie zeigt, dass sich die besten Ergebnisse durch eine Kombination aus Overlay-Grid mit mehreren Transportleitungen in Nord-Süd-Richtung und konventionellem Netzausbau erzielen lassen. Mit dieser Aktualisierung erläutern wir, dass der Bau von Stromautobahnen mit Kosten von 0,04 – 0,1 ct/kWh pro Trasse im Vergleich zur EEG-Umlage mit 3,59 ct/kWh bezahlbar ist.

Vor allem der Freistaat Bayern als revier- und küstenfernes Land ist auf einen schnellen innerdeutschen Netzausbau und europäische Netzverbindungen angewiesen. Andernfalls könnte die Energiewende erhebliche Standortnachteile für Bayern nach sich ziehen. Das zeigt einmal mehr: Am Netzausbau dürfen wir nicht sparen.

Bertram Brossardt
16. Februar 2012

Inhalt

1	Zusammenfassung	1
2	Aufgabenstellung und Lösungsansatz.....	2
3	Modelle und Parameter.....	4
3.1	Modellrechnung des europäischen Strommarktes	4
3.1.1	Beschreibung des BET-Strommarktmodells	4
3.1.2	Parameter und Szenarien	6
3.1.3	Szenarien.....	13
3.1.4	Ergebnisse.....	14
3.2	Regionale Modellierung des Deutschen Strommarktes	22
3.2.1	Beschreibung BET-Regionalmodell	22
3.2.2	Betrachtungsvarianten innerhalb der Szenarien	24
4	Energiewirtschaftliche Bedeutung des „Engpass“	25
4.1	Engpässe innerhalb Deutschlands	25
4.2	Engpässe an deutschen Grenzen	26
5	Vergleich der Wirkung verschiedener Netzausbau-Varianten	27
5.1	Basisfall: „Netz heute“	27
5.2	Ausbaufall BET „Best Guess“	29
5.3	Ausbaufall Overlay-Grid	31
5.3.1	Dimensionierung eines Transportkanals.....	31
5.3.2	Overlay-Grid: Variante I.....	33
5.3.3	Overlay-Grid: Variante II.....	34
5.4	Lage der Transportkanäle	37
5.5	Weitere energiewirtschaftliche Szenarien.....	37
5.6	Fazit zu den Modellrechnungen.....	39
6	Technische Handlungsoptionen	42
6.1	Eigenschaften unterschiedlicher Stromübertragungstechnologien	43
6.1.1	Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ).....	44
6.1.2	Netzgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung (LCC-HVDC)	46
6.1.3	Voltage Source Converter Hochspannungs-Gleichstromübertragung (VSC-HGÜ).....	47

6.2	Kurzgegenüberstellung.....	48
6.2.1	Magnetische Felder	49
6.2.2	Störanfälligkeit	49
6.2.3	Möglichkeiten zur Lastflusssteuerung und Integrationsfähigkeit in das bestehende Höchstspannungsnetz	50
6.2.4	Trassenbedarf	50
6.2.5	Kosten	51
6.3	Mögliche Trassenverläufe	53
6.4	Fazit.....	53
	Anhang.....	54
	Ansprechpartner / Impressum.....	61

1 Zusammenfassung

Die Anforderungen an das Deutsche Übertragungsnetz ändern sich gravierend. Stand bisher der Transport mit mittleren Transportentfernungen von 50 – 100 km im Vordergrund, liegen die zukünftigen Aufgaben immer mehr bei einem bundesweiten Transport. Treiber dieser Änderung sind vorrangig der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Kernenergieausstieg bis 2022 sowie die räumliche Verteilung neuer konventioneller Kraftwerke.

Mit alten Mitteln ist diesen neuen Aufgaben nicht angemessen zu begegnen. Die geplanten Netzausbauten in 380 kV werden nicht ausreichen, um ein gehäuftes Auftreten von Engpässen innerhalb Deutschlands zu verhindern. Ohne Netzausbau drohen Deutschland im Allgemeinen und besonders Bayern und Süddeutschland Engpässe und Versorgungsprobleme.

Ein „weiter wie bisher“ wird nicht helfen, es bedarf eines Umdenkens in der Systemplanung in Richtung Overlay-Grid, also eines überlagerten Netzes, das für den weiträumigen Transport der auftretenden Energieströme ausgelegt ist. Die Kombination aus konventionellem Netzausbau und Overlay-Grid zeitigt die geringsten Engpasszahlen und damit die besten Modellergebnisse. Hierbei ist naheliegend, dass ein gut gestaltetes Overlay Grid einen Teil der Netzausbauten im 380 kV Netz überflüssig macht und damit die Belastung der Bevölkerung reduzieren helfen kann.

Zur Lösung stehen diverse Technologien zur Verfügung. Neben Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) als Freileitung oder Kabel kommt auch eine Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ) in Frage. Die Technologien unterscheiden sich bezüglich ihrer Kosten, ihrer Systemeigenschaften und ihres Raum- und Landschaftsbedarfs. Die Abwägung und Auswahl ist vorwiegend eine Frage des gesellschaftlichen Diskurses und nachrangig der technischen Machbarkeit.

Transport-Trassen sind realisierbar. Sowohl der finanzielle Aufwand als auch der Flächenverbrauch sind in einer Größenordnung die, verglichen mit anderen Gegebenheiten der Energiewirtschaft, tragbar sind. Zwei Trassen ab 2020 und eine weitere ab ca. 2025 wirken den genannten Engpass-Problemen wirksam entgegen. Sie bilden einen Einstieg in eine europäische Lösung.

Die so umrissene Aufgabenstellung umfasst den gesellschaftlichen Diskurs betreffend Akzeptanz der Maßnahmen, Ausbau der erneuerbaren Energien, Fragen der Energieautarkie, aber auch die technische Planung und die Umsetzungsplanung und Genehmigung. Um dem Wirtschaftsstandort Deutschland im Allgemeinen und Bayern im Besonderen auch in Zukunft eine sichere, zuverlässige und preisgünstige Energieversorgung garantieren zu können, sollte der sofortige Einstieg in diese Planung eines Overlay-Grid erfolgen.

2 Aufgabenstellung und Lösungsansatz

Bereits auf Grundlage des Energiekonzeptes der Deutschen Bundesregierung vom 26. September 2010 wurde ein massiver Umbau der Energieversorgung geplant. Bis 2020 soll der Anteil der erneuerbaren Energien von derzeit 17 Prozent auf über 35 Prozent der Stromerzeugung ansteigen, bis 2050 soll ein Anteil von mindestens 80 Prozent erreicht werden. Der beschlossene Kernenergieausstieg bedeutet eine gravierende Veränderung in der regionalen Verteilung von Last und Erzeugung in Deutschland.

Eine wesentliche Folge dieser veränderten energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen ist ein deutlich veränderter Lastfluss in den Übertragungsnetzen. Auf Grund der hohen Windenergiepotenziale in Norddeutschland (Repowering Onshore) sowie in der Nord- und Ostsee (Offshore) wird eine massive Zunahme der Lastflüsse in Nord-Süd- Richtung erwartet. Dieser wird überlagert durch die Effekte des beschleunigten Kernenergieausstiegs. Des Weiteren wird eine Zunahme insbesondere der Ost-West-Stromflüsse, der Handelsaktivitäten und daraus resultierender sich überlagernder Lastflüsse erwartet. Zu dieser Problematik wurden unter anderem in den "dena I" und „dena II“ - Netzstudien die Auswirkungen auf das Höchstspannungsverbundnetz untersucht. In diesen Studien zeigt sich, dass insbesondere ab 2015 erhebliche Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich sind. Des Weiteren ergeben sich durch den massiven Zubau der Windenergie auch Auswirkungen auf den Einsatz konventioneller thermischer Kraftwerksblöcke.

Wegen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG – Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien) haben EEG-Anlagen einen gesetzlich verbrieften Einspeise-Vorrang, in der 'merit order' als Erste vor allen anderen Kraftwerksblöcken eingesetzt zu werden.¹ Bei einem Überangebot von Einspeiseleistung und/oder bei Netzengpässen aufgrund hoher Windeinspeiseleistungen (z. B. Starkwind in Verbindung mit Schwachlast) ist daher davon auszugehen, dass der freizügige Einsatz konventioneller Kraftwerke zeitweise und zunehmend eingeschränkt werden wird. Negative Implikationen bezüglich der Einhaltung der einheitlichen Netzfrequenz von 50 Hz sind zu befürchten.

Wenn der notwendige, massive Netzausbau nicht zeitgerecht erfolgt, und darauf deuten die bisherigen Erfahrungen zunehmend hin, wird es immer häufiger zu Netzengpässen und Redispatch-Maßnahmen kommen. Vor diesem Hintergrund wurde für die vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. untersucht, wie sich die Netzengpasssituation vor dem Hintergrund des Energiekonzeptes und eines beschleunigten

¹ Da die variablen Kosten von Windkraftanlagen gering sind, würde auch ohne dieses Vorranggesetz nach Errichtung der Anlagen, Windkraftanlagen in Abhängigkeit des Winddargebots gemäß 'merit order' häufig vor konventionellen Kraftwerken eingesetzt.

Ausstieg aus der Kernenergie entwickeln wird. Dies erfolgte mit Hilfe modellgestützter Analysen, die eine Quantifizierung der im Strommarkt auftretenden Effekte und Lösungsansätze ermöglichen.

3 Modelle und Parameter

3.1 Modellrechnung des europäischen Strommarktes

3.1.1 Beschreibung des BET-Strommarktmodells

BET verfügt über ein langfristiges Kraftwerksinvestitions- und -einsatzmodell des europäischen Elektrizitätserzeugungsmarktes, das auf umfangreichen Datenbanken zu bestehenden und geplanten Kraftwerken, Lastverläufen und Übertragungsnetzen basiert. Dies ist Grundvoraussetzung, um die mittel- und insbesondere langfristigen Auswirkungen von politischen, technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen auf die Stromerzeugung und die Großhandelspreise für Elektrizität adäquat quantifizieren zu können.

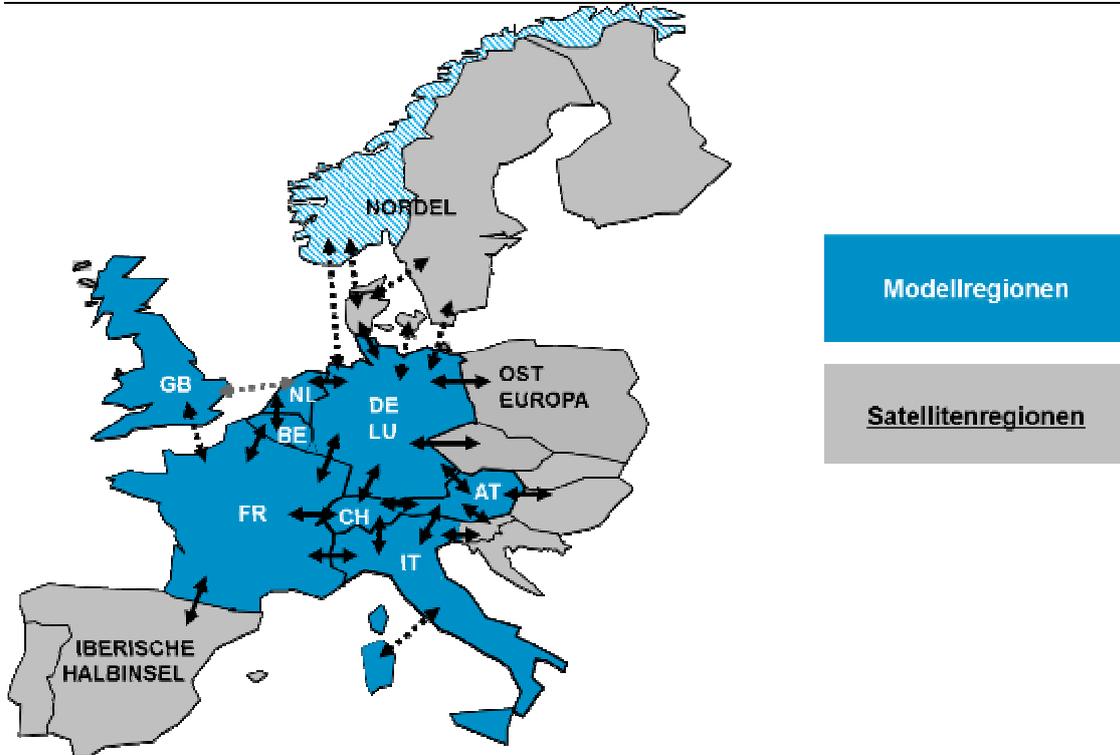
Das Strommarktmodell bildet zum einen den Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Randbedingungen, zum anderen notwendige Investitionen in Neu- und Ersatzanlagen ab, wobei unterstellt wird, dass die Einsatz- und die Investitionsentscheidungen grundsätzlich unter gesamtwirtschaftlichen Kostenaspekten getätigt werden. Hierdurch wird eine in Summe kostenoptimale Deckung des Bedarfs erzielt (volkswirtschaftlicher Ansatz).

Die Ergebnisse von Fundamentalmodellen spiegeln die Entwicklung unter Annahme von bestimmten Rahmenbedingungen wider. Technologische und politische Entwicklungen sowie die Entwicklung von Brennstoffpreisen lassen sich bei fundierten Analysen zu den einzelnen Themenbereichen eingrenzen und können im Rahmen von Szenarien- und Sensitivitätsanalysen untersucht werden. Die auf Basis von Fundamentalmodellen ermittelten Grenzkostenpreisschätzer² stellen in der Regel eine Untergrenze der Strompreise am Großhandelsmarkt dar.

Das Strommarktmodell von BET umfasst in seiner Grundversion den mitteleuropäischen Kernmarkt bestehend aus Deutschland, den Niederlanden, Belgien, Frankreich, Österreich, der Schweiz, Italien und Großbritannien (siehe Abbildung 1). Die Erzeugung in und der Austausch zwischen diesen Regionen werden modellendogen abgebildet. Die an diese Regionen angrenzenden Länder werden als Satellitenregionen modelliert, d. h. Stromimporte und -exporte aus bzw. in diese Länder werden über aggregierte Angebots- und Nachfragefunktionen berücksichtigt.

² Das Modell ermittelt die Grenzkosten des letzten eingesetzten Kraftwerks. Diese dienen als Schätzer, also als Abschätzungsbasis für den zu erwartenden Strompreis.

Abbildung 1
Modellregionen Strommarktmodell



Quelle: BET GmbH

Bei Verwendung des BET-Strommarktmodells wird davon ausgegangen, dass ein Teil der Entscheidungen über Kraftwerkszubaute und -stilllegungen der näheren Zukunft exogen, d. h. außerhalb des Modells, bestimmt wird (auf der Grundlage bekannter und wahrscheinlicher Unternehmensentscheidungen, z. B. bereits in Bau befindliche Kraftwerke). Darüber hinaus kann das Modell in vorgegebenen Grenzen eigenständig ("endogen") Kraftwerke stilllegen oder zubaute. Diese Zubauentscheidung wird durch ein gesamtwirtschaftliches Optimum (kostenminimale Deckung der Last) determiniert und basiert auf einer simultanen Optimierung über den gesamten Betrachtungszeitraum. In einem zweiten Modellschritt wird der so ermittelte Kraftwerkspark übernommen und jedes Jahr im Stundenraster berechnet. Dabei werden der konkrete Kraftwerkeinsatz feiner modelliert und weitere Aspekte, wie z. B. Startkosten, berücksichtigt.

Im vorliegenden Zusammenhang wurde das BET-Strommarktmodell genutzt, um die Entwicklung des Kraftwerksparks im europäischen Umfeld unter besonderer Berücksichtigung des deutschen Kernenergieausstiegs und des parallelen Ausbaus der erneuerbaren Energien zu bestimmen. Außerdem lieferte es die Flüsse über internationale Grenzkuppelstellen.

3.1.2 Parameter und Szenarien

3.1.2.1 Betrachtungszeitraum

Die vorliegende Untersuchung wurde für den Zeitraum 2012 bis 2030 angestellt. Eine Ausweitung auf Jahre, die weiter in der Zukunft liegen, macht die Nutzung weiterer Prognosen und Annahmen notwendig, die mit dem Zeitabstand naturgemäß immer unsicherer werden. Da außerdem die fundamentalen Parameter des Marktes (politische Entscheidungen über Marktdesign, EE etc.) auf lange Sicht unbekannt sind, wurde der Betrachtungshorizont nicht weiter ausgeweitet.

3.1.2.2 Preisentwicklung

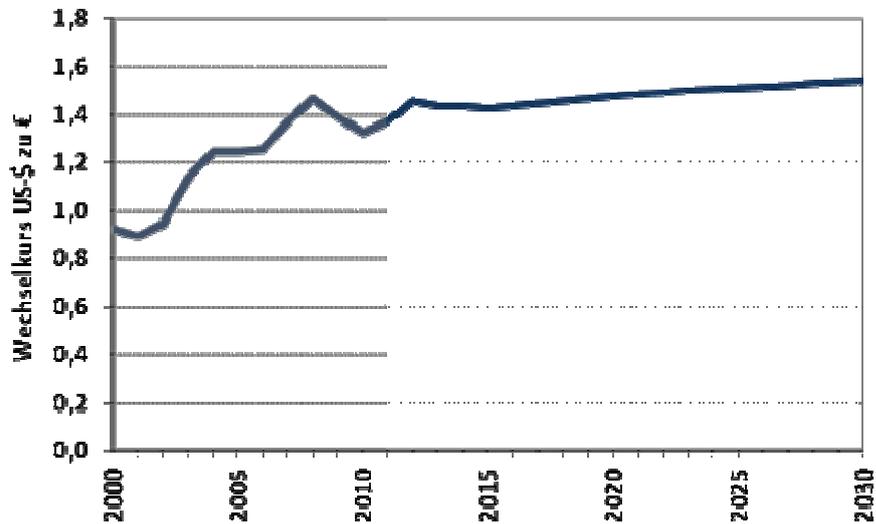
Die kurzfristige Entwicklung der Brennstoffpreise (bis 2015) orientiert sich an den Terminmarktpreisen. Langfristig (ab 2020) werden die Preisprognosen des World Energy Outlook 2010 der International Energy Agency (IEA, 2010) zugrunde gelegt. Mittelfristig (2016-2019) wird zwischen den Termin- und den Prognosepreisen interpoliert. Darüber hinaus werden für die verschiedenen Modellregionen spezifische Transportkostenaufschläge berücksichtigt.

3.1.2.2.1 Wechselkurs

Die zugrunde gelegten langfristigen Brennstoffpreisprognosen des World Energy Outlook 2010 sind in US-Dollar notiert, die Kosten des BET-Strommarktmodells werden aber in Euro angegeben. Der im Modell verwendeten Brennstoffpreisentwicklung liegt die Annahme zugrunde, dass der Wechselkurs von 1,46 Dollar / Euro moderat auf 1,55 Dollar / Euro in 2030 ansteigt, siehe Abbildung 2. Eine Inflation muss vorliegend nicht angenommen werden, da sowohl das BET-Strommarktmodell als auch die verwendeten Prognosen in realen Preisen rechnen.

Abbildung 2

Wechselkursentwicklung US-Dollar zu Euro



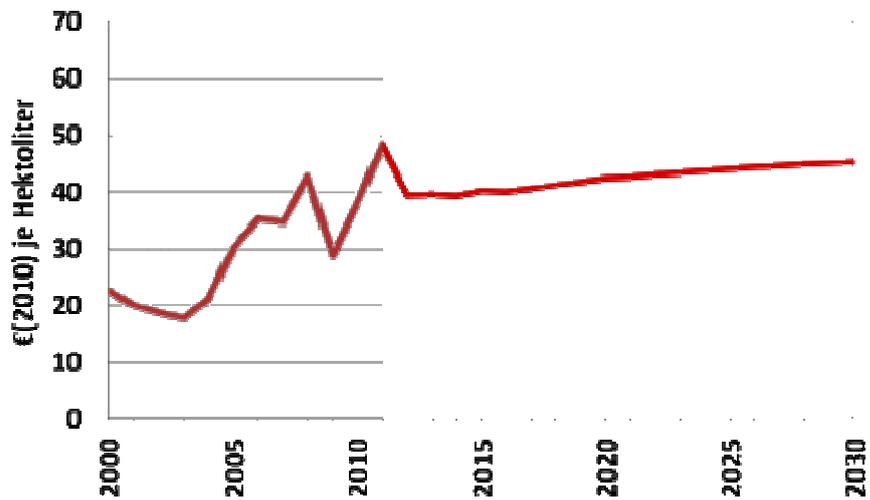
Quelle: Berechnungen auf Basis von Terminmarkt, BET GmbH

3.1.2.2.2 Rohöl

In Anlehnung an die Brennstoffpreisannahmen des World Energy Outlook 2010 wird ein Anstieg des Rohölpreises auf 42 Euro je Hektoliter bis zum Jahr 2020 und bis zum Jahr 2030 ein verhaltener kontinuierlicher Anstieg des Rohölpreises auf gut 45 Euro je Hektoliter angenommen, siehe Abbildung 3.

Abbildung 3

Entwicklung der Rohölpreise

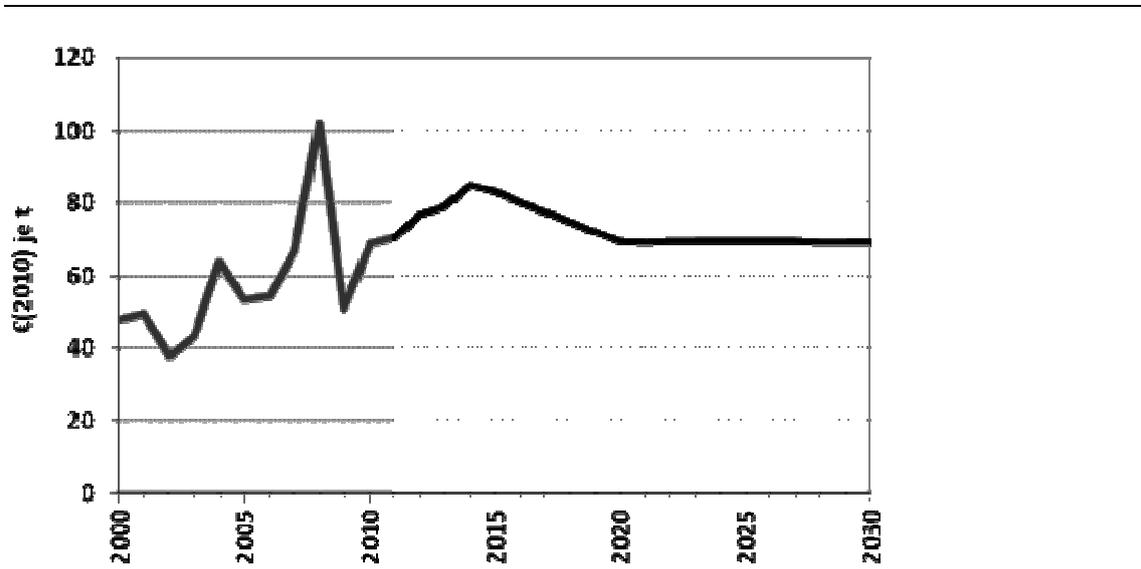


Quelle: Berechnungen auf Basis von Terminmarkt (IEA, 2010), BET GmbH

3.1.2.2.3 Steinkohle

Bis zum Jahr 2020 wird eine Stabilisierung des Steinkohlepreises auf ein – dann langfristig weitgehend konstantes – Niveau von 70 Euro je t angenommen, siehe Abbildung 4.

Abbildung 4
Entwicklung der Steinkohlepreise

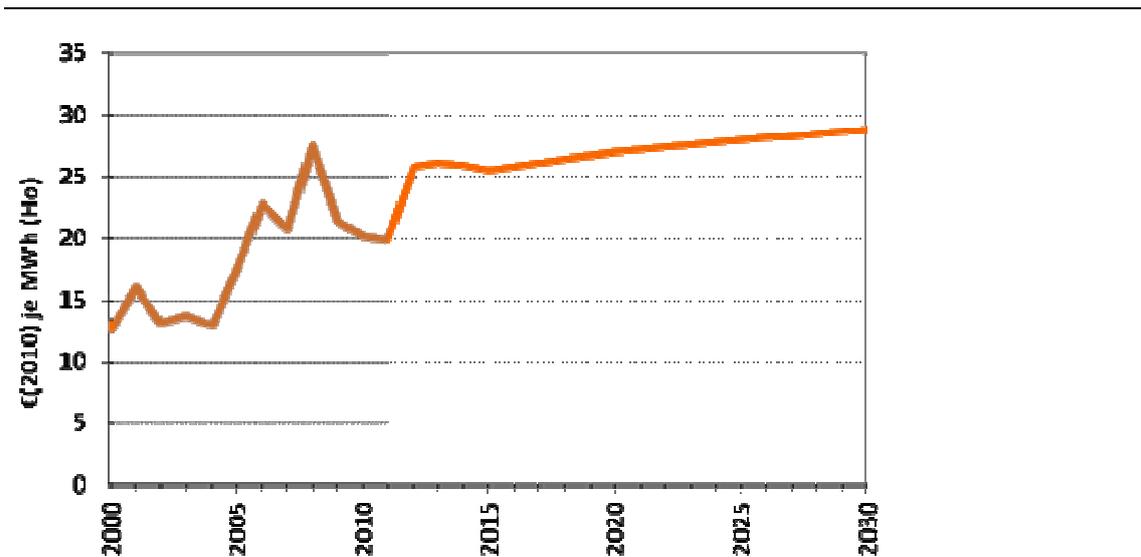


Quelle: Berechnungen auf Basis von Terminmarkt (IEA, 2010), BET GmbH

3.1.2.2.4 Erdgas

Angenommen wird ein Anstieg des Erdgaspreises auf 27 Euro je MWh_{Ho} bis zum Jahr 2020 und ein verhaltenes kontinuierliches Steigen auf knapp 29 Euro je MWh_{Ho} bis zum Jahr 2030, siehe Abbildung 5.

Abbildung 5
Entwicklung der Erdgaspreise



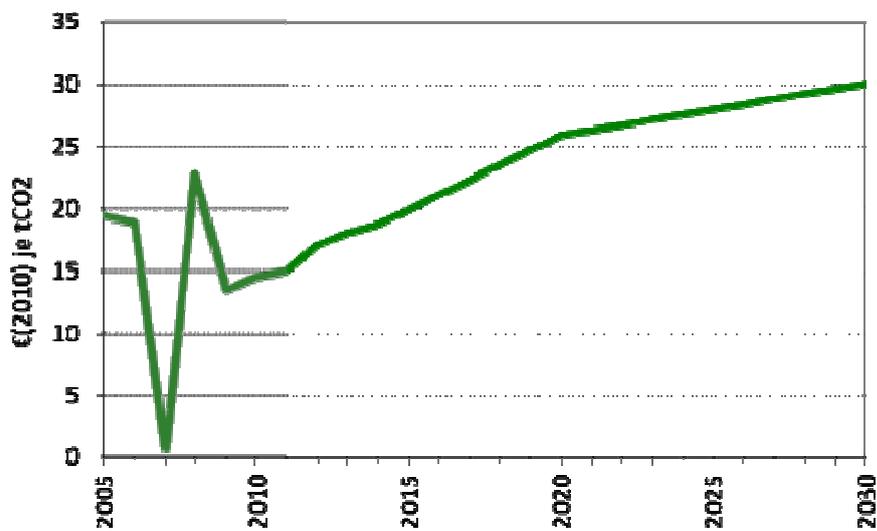
Quelle: Berechnungen auf Basis von Terminmarkt, (IEA, 2010), BET GmbH

3.1.2.2.5 CO₂-Zertifikate

Unter Berücksichtigung der Klimaschutzbemühungen steigt der CO₂-Zertifikatspreis bis zum Jahr 2020 kontinuierlich auf 26 Euro je tCO₂ und bis 2030 auf rund 30 Euro je tCO₂ an, siehe Abbildung 6.

Abbildung 6

Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise



Quelle: Berechnungen auf Basis von Terminmarkt, (IEA, 2010), BET GmbH

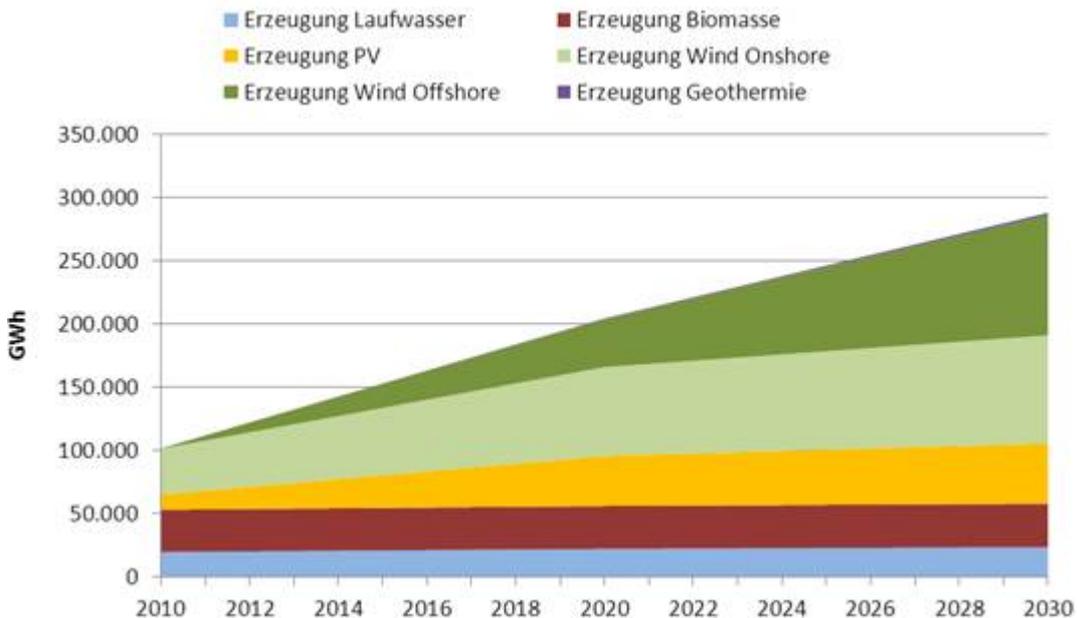
3.1.2.3 Ausbau erneuerbarer Energien

Die Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgten in Abstimmung mit und in Anlehnung an Prof. Erdmann, TU Berlin³. Auf Basis dieser Daten ist ein Anstieg des Betrags der erneuerbaren Energien auf 203 TWh/a in 2020 und bis auf 285 TWh/a im Jahr 2030 zu erwarten.

³ Vgl. Studie „Stromkosten in Bayern bis 2020 vor dem Hintergrund der Förderung Erneuerbarer Stromerzeugung“, Gutachten im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., TU Berlin, Fachgebiet Energiesysteme, Professor Dr. Georg Erdmann, April 2011

Abbildung 7

Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2030



Quelle: BET GmbH

Die dominierende Rolle hierbei spielt einerseits der Ausbau der Photovoltaik, andererseits der der Windenergie on- und offshore.

3.1.2.4 Kraftwerksneubau

Es werden nur die bereits in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte mit einer Gesamtkapazität von rund 10,5 GW als exogene Modellvorgabe berücksichtigt. Diese werden dem Modell vorgegeben. Im weiteren Zeitverlauf kann das Modell dann je nach Notwendigkeit Erzeugungskapazitäten zubauen (endogene Neubauten).

3.1.2.5 Kernenergie-Nutzung⁴

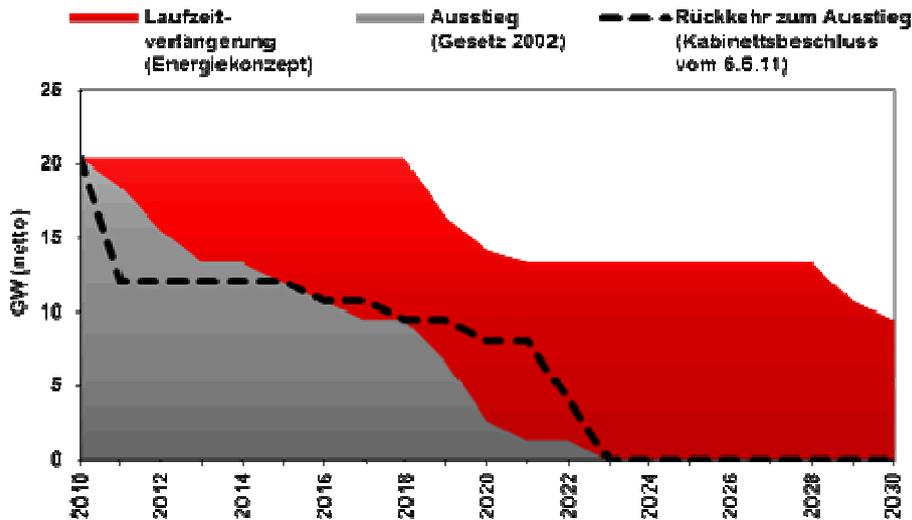
Für Deutschland wird eine Abkehr von der im Herbst 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung und stattdessen ein mittelfristiger Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie unterstellt. Auf Basis des Kabinettsbeschlusses vom 06. Juni 2011 erfolgt die (inzwi-

⁴ Für diesen Bereich gilt in besonderem Maße, dass die Sachlage im stetigen und raschen Wandel begriffen ist. Hier dokumentiert sind die Eingangsparameter der Modellrechnungen, in manchen Aspekten weicht die heutige Realität naturgemäß davon ab.

schen bestätigte) Annahme, dass die „7 + 1“ im Moratorium bereits abgeschalteten Kraftwerke dauerhaft abgeschaltet bleiben und alle weiteren Kernkraftwerke bis spätestens 31. Dezember 2022 vom Netz genommen werden (siehe Abbildung 8).

Abbildung 8

Angenommener Kernenergie-Ausstiegspfad im Basis-Szenario



Quelle: BET GmbH

Für Frankreich wurde eine Verlängerung der Laufzeiten auf 50 Jahre unterstellt, ebenso für die drei ältesten Meiler in Belgien. Für die Schweiz (Laufzeitende 2034) und die Niederlande wurde eine Laufzeit der Kernkraftwerke von 60 Jahren angenommen. Darüber hinaus ist grundsätzlich in den Modellregionen Frankreich, Belgien, Italien und der Schweiz ein Neubau von Kernkraftwerken möglich, weiterhin wurde die Umsetzung des geplanten Neubaus in Borssele (Niederlande) angenommen.

3.1.2.6 Entwicklung der Stromnachfrage

Für Deutschland wird angenommen, dass die Nachfrage mittel- und langfristig auf einem Niveau von etwa 570 TWh⁵ stagnieren wird, da die ambitionierten nationalen und europäischen Effizienzziele verfehlt und sich stattdessen Nachfrage erhöhende und senkende Effekte kompensieren werden. In den restlichen Modellregionen werden sin-

⁵ Orientierungswert hierfür ist die Veröffentlichung der AG Energiebilanzen [9], die für 2008, also das letzte von der Wirtschaftskrise unbeeinflussten Jahr, einen Nettostromverbrauch von 538,1 TWh sowie Netzverluste von 30,1 TWh angibt, also in Summe 568,2 TWh. Der Pumpstrom bleibt als Modellvariable hierbei unberücksichtigt.

kende Wachstumsraten des Stromverbrauchs, aber insgesamt trotzdem ein Anstieg des Verbrauchs unterstellt.

3.1.3 Szenarien

3.1.3.1 Szenario „Basis“

Das vbw Basis-Szenario basiert auf dem aktuellen Best-Guess-Szenario der BET sowie den in Kapitel 3.1.2.1 - 3.1.2.6 beschriebenen Randbedingungen. Soweit nicht abweichend beschrieben, werden grundsätzlich die geltenden politischen Rahmenbedingungen als Status Quo übernommen. Ferner wird aus Klimaschutzgründen ab 2020 die CCS-Technologie für neue Kohlekraftwerke verpflichtend vorgeschrieben.

3.1.3.2 Szenario „Prognos“

Die Entwicklung der Nachfrage hat einen entscheidenden Einfluss auf die Höhe der vorzuhaltenden Erzeugungskapazitäten und damit auf die langfristige Entwicklung von Kraftwerkspark, die Merit Order und folglich auf die resultierenden Strompreise. Diese wiederum beeinflussen signifikant die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Kraftwerkstypen.

Die Nachfrageentwicklung stellt damit eine wesentliche Einflussgröße dar, eine „realistische“ Prognose ist jedoch schwierig, da aus technischer Sicht ein großes Wachstumspotential neuer (zusätzlicher) Technologien einerseits einem erheblichen (absoluten) Einsparpotential durch Effizienzsteigerungen andererseits gegenübersteht. Dabei wirken Mengeneffekte, z. B. die steigende Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten und „neuen“ Anwendungen wie Klimaanlage steigend. Außerdem führen Substitutionseffekte mit Einfluss auf den Stromverbrauch, z. B. der Einsatz von Öl- und Gasheizungen durch Wärmepumpen und der Ersatz von fossilen Brennstoffen durch Elektromobilität tendenziell zu höherem Stromverbrauch. Nachfragesenkend wirkt hingegen, neben sinkenden Bevölkerungszahlen und einer Verlagerung der Wirtschaft zu weniger energieintensiven Industrien, vor allem die Erschließung bestehender Effizienzpotentiale, deren Umfang jedoch erheblich von der (zukünftigen) Ausgestaltung des Gesetzesrahmens abhängig ist.

Aus heutiger Sicht erscheint eine deutliche Senkung der Nachfrage in den nächsten Jahren, wie sie das Energiekonzept der Bundesregierung vorsieht, nicht realistisch, allerdings ist eine solche – aus Klimaschutzsicht sicherlich wünschenswerte Entwicklung aus den dargelegten Gründen zumindest theoretisch bzw. in Ansätzen möglich. In

einem zweiten Szenario sollen daher die Effekte einer sinkenden Nachfrage gemäß Prognos⁶ untersucht werden. Alle weiteren Parameter bleiben wie im Basis-Szenario erhalten.

3.1.3.3 Szenario „erneuerbare-Energien-Boom“

Die erneuerbaren Energien haben eine rasante Entwicklung genommen. Der politisch gewollte Weg zu einem Vorreiter hinsichtlich umweltfreundlicher Technologien und klimafreundlicher Erzeugung hat in Deutschland einen enormen Ausbau von erneuerbaren Energien verursacht. Die durch staatliche Förderung angereizten Ausbauten insbesondere von Windkraftanlagen und Photovoltaik haben den deutschen Strommarkt spürbar beeinflusst. Durch die Vorrangspeisung von erneuerbaren Energien sinken die Laufzeiten von thermischen Kraftwerken. Zudem hat dies tendenziell einen senkenden Einfluss auf die Großhandelspreise, da Kraftwerke die weiter rechts in der Merit Order stehen (mit höheren Geboten) seltener benötigt und damit nicht preissetzend werden. Diese beiden Effekte haben einen spürbaren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von thermischen Kraftwerken.

Der durch den beschlossenen, teilweise sofortigen Ausstieg aus der Kernenergie eingeschlagene Weg wird begleitet von einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien. Die erwarteten Ausbauziele könnten in diesem Zusammenhang durch äußerst ambitionierte Vorgaben übertroffen werden. Daher soll in einem dritten Szenario der Effekt von einem sehr starken Ausbau der erneuerbaren Energien betrachtet werden. Alle weiteren Parameter bleiben wie im Basis-Szenario erhalten. Die Zuwachs-Werte der erneuerbaren Energien werden um 30 Prozent angehoben.

3.1.4 Ergebnisse

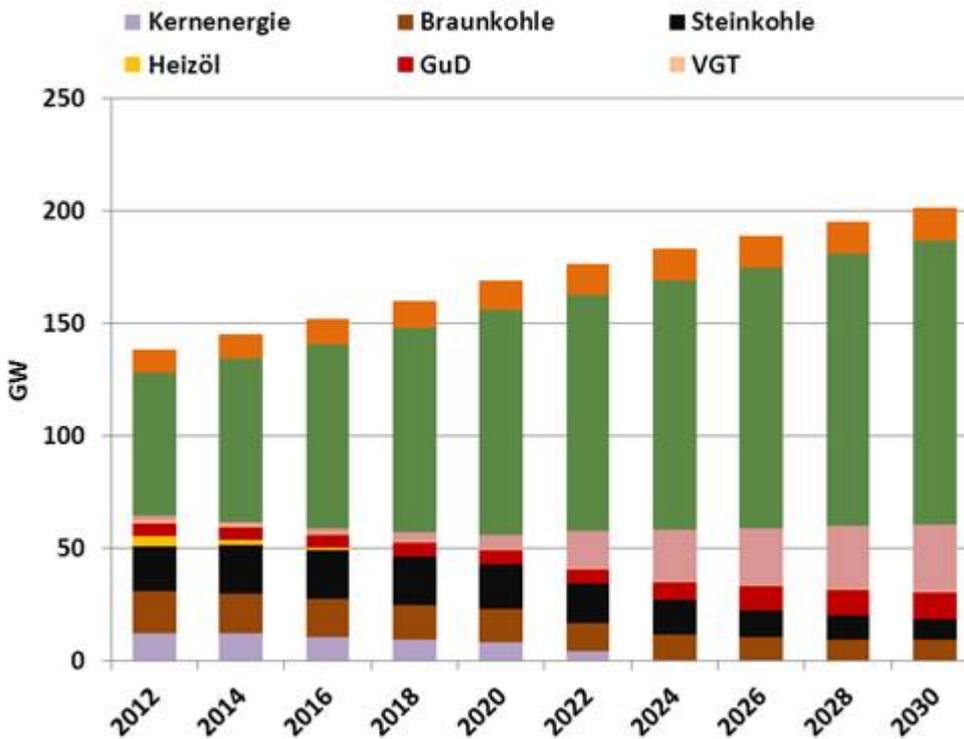
3.1.4.1 Szenario „Basis“

Die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten über den Betrachtungszeitraum (siehe Abbildung 9) zeigt einen mittel- bis langfristig nahezu konstanten Bedarf von etwa 55-58 GW an Kapazitäten mit hoher Verfügbarkeit (Summe der Kernenergie-, Kohle- und Gaskraftwerke). Kurzfristig (bis etwa 2020) können dagegen, Stilllegungen und Neubauten saldiert, noch etwa zehn GW an bestehenden Kapazitäten abgebaut werden. Hierbei handelt es sich neben den Kernkraftwerken im Wesentlichen um alte Kohle- und Ölkraftwerke (siehe Abbildung 10). Darüber hinaus ist ein erheblicher Leistungszuwachs bei den erneuerbaren Energien erkennbar (gemäß Vorgabe).

⁶ Vgl. Studie: „Das Energie wirtschaftliche Gesamtkonzept, Konsequenzen eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland“, Studie der Prognos AG im Auftrag des vbw, April 2011

Abbildung 9

Entwicklung der Kraftwerksleistung nach Erzeugungstechnologie im Basis-Szenario



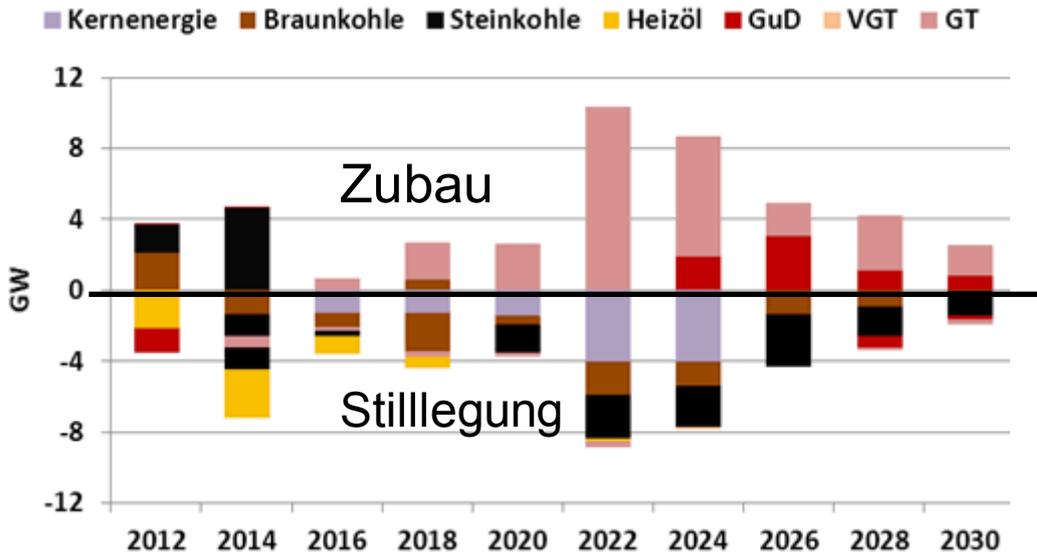
Quelle: BET GmbH

Stillgelegte Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie Kernkraftwerke werden im Basis-Szenario durch neue, flexible Kapazitäten ersetzt: Modellendogen werden ausnahmslos Gaskraftwerke – mittelfristig zunächst Gasturbinen und erst ab Mitte 2020 auch GuD⁷-Kraftwerke – zugebaut.

⁷ GuD: Gas- und Dampfkraftwerk; GT: Gasturbine; VGT: Vorschalt-Gasturbine

Abbildung 10

Kraftwerkszubau und -stilllegung im Basis-Szenario



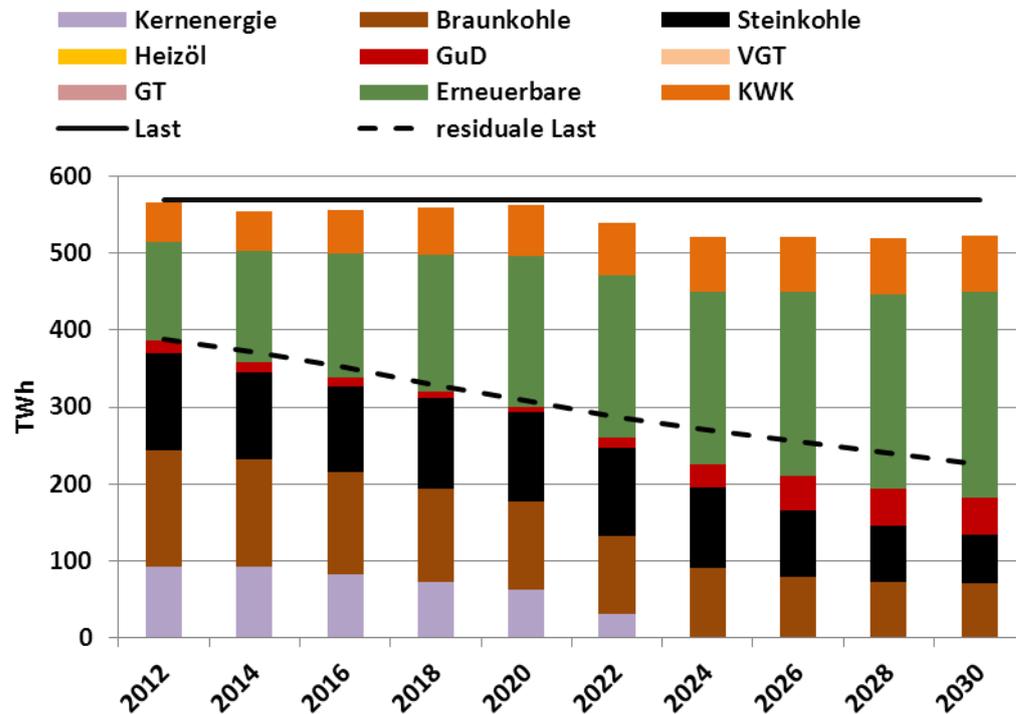
Quelle: BET GmbH

Der Zubau von Gasturbinen⁸ von in Summe rund 30 GW dient in diesem Fall überwiegend der Kapazitätsvorhaltung, da die Anlagen nur sehr geringe Volllaststunden aufweisen und keinen nennenswerten Beitrag zur Stromerzeugung leisten (siehe Abbildung 11). Zur Bereitstellung dieser Kapazitäten wählt das Modell folglich die Erzeugungstechnologie mit den günstigsten Investitionen. Die ab Mitte der 2020er Jahre benötigten Mittellast-Kapazitäten werden dagegen durch neue GuD-Kraftwerke abgedeckt. Insgesamt sinkt die residuale Last kontinuierlich, bedingt durch den steigenden Beitrag erneuerbarer Energien. Gleichzeitig sinkt der Bedarf an klassischen Grundlastkapazitäten, stattdessen werden flexible Mittel- und Spitzenlastkapazitäten benötigt, die vom Modell als Gasturbinen und GuD-Kraftwerke zugebaut werden. Über den Betrachtungszeitraum verändert sich aus diesem Grund auch der verbleibende fossil-nukleare Energiemix deutlich zugunsten von Erdgas.

⁸ Das Modell wählt für die Leistungsbereitstellung Gasturbinen aus, da diese aus den dem Modell zur Verfügung stehenden Technologien die mit den geringsten Investitionskosten sind. In der realen Welt werden auch andere Technologien einen Beitrag zu dieser Gesamtheit leisten, wie etwa Pumpspeicher oder auch lastseitige Maßnahmen.

Abbildung 11

Entwicklung der Stromerzeugung nach Erzeugungstechnologien im Basis-Szenario



Quelle: BET GmbH

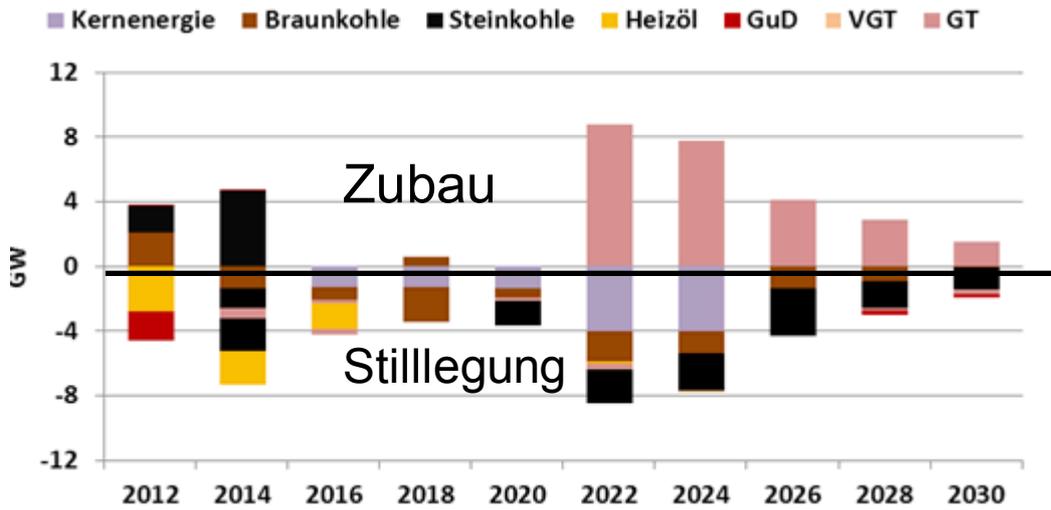
3.1.4.2 Szenario „Prognos“⁹

Im Vergleich mit dem Basis-Szenario werden hier, bedingt durch den Lastrückgang bis 2020, erst einige Jahre später und insgesamt deutlich weniger neue Kraftwerkskapazitäten benötigt. Auch im Szenario „Prognos“ werden stillgelegte Kohle- und Kernkraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt, allerdings ausschließlich durch Gasturbinen, die keinen nennenswerten Beitrag zur Stromerzeugung leisten, sondern, wie oben beschrieben, lediglich der Kapazitätsvorhaltung dienen. Der mittel- bis langfristige Bedarf an thermischer Kraftwerkskapazität reduziert sich auf gut 40 GW.

⁹ Beschreibung des Szenario siehe 3.1.3.2

Abbildung 12

Kraftwerkszubau und -stilllegungen im Prognos-Szenario

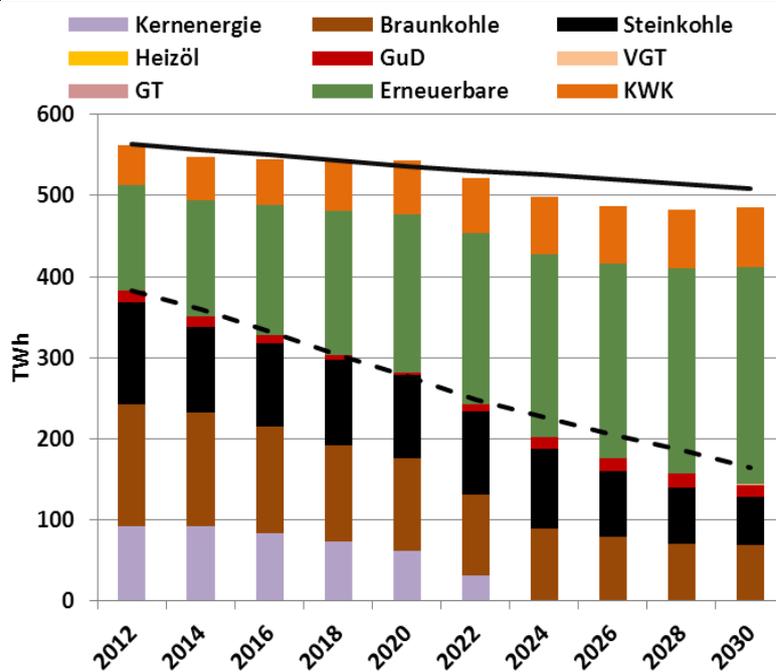


Quelle: BET GmbH

Die residuale Last sinkt entsprechend stärker als im Basis-Szenario, was die Absatzmöglichkeiten der thermischen Kraftwerke weiter einschränkt.

Abbildung 13

**Entwicklung der Stromerzeugung nach Erzeugungstechnologien im Prognose-
Szenario**



Quelle: BET GmbH

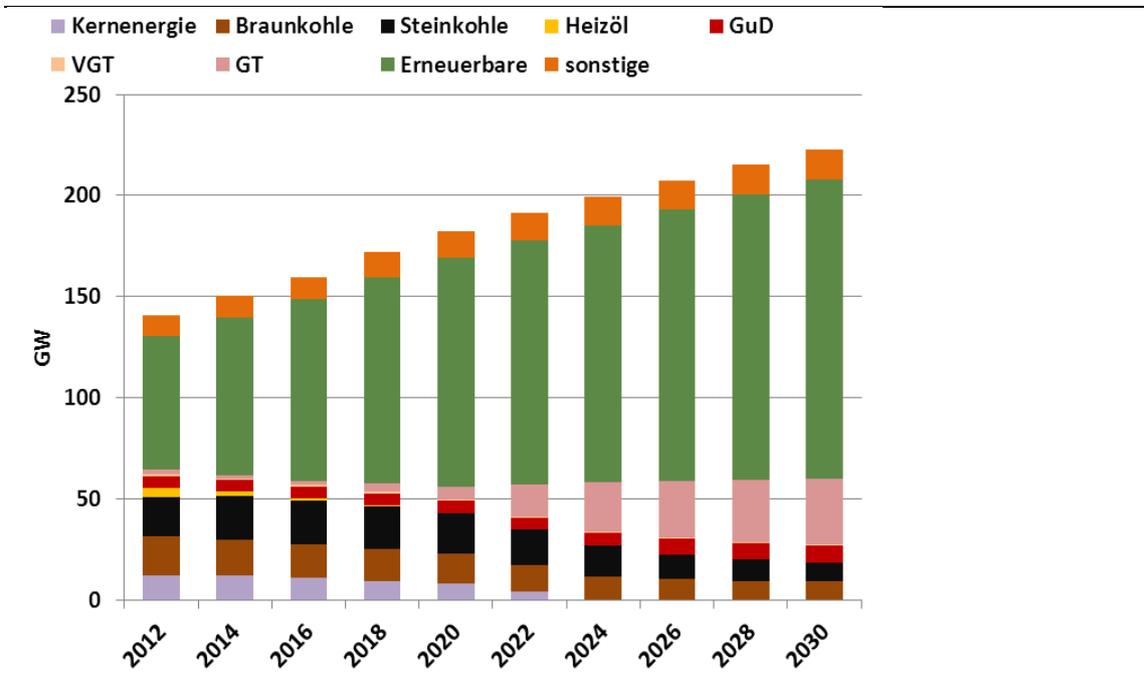
3.1.4.3 Szenario „erneuerbare-Energien-Boom“¹⁰

Im Vergleich mit dem Basis-Szenario ist hier ein um 30 Prozent stärkerer Zuwachs der erneuerbaren Energien angenommen. Da dies eine exogene Vorgabe an das Modell ist, wird der Anteil dieser deutlich größer.

¹⁰ Szenario-Beschreibung siehe 3.1.3.3

Abbildung 14

Entwicklung der Kraftwerksleistung nach Erzeugungstechnologien im „erneuerbare-Energien-Boom“-Szenario

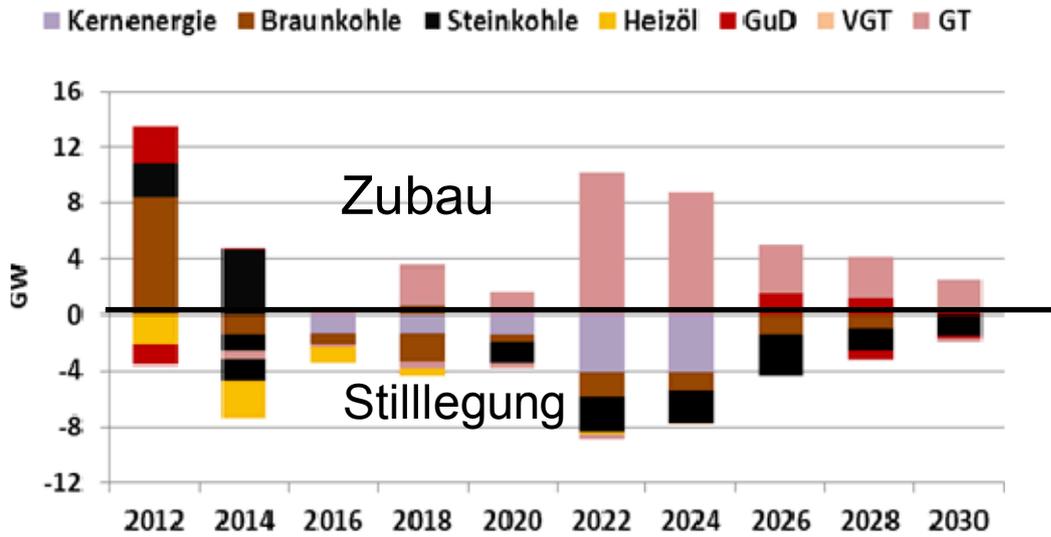


Quelle: BET GmbH

Durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien werden kurz- bis mittelfristig weniger thermische Kapazitäten benötigt. Der Zubau von thermischen Kraftwerken, die zur Lastdeckung beitragen (im Gegensatz zu Gasturbinen) verschiebt sich gegenüber dem Basis-Szenario nach hinten.

Abbildung 15

Kraftwerkszubau und -stilllegungen im „erneuerbare-Energien-Boom“-Szenario

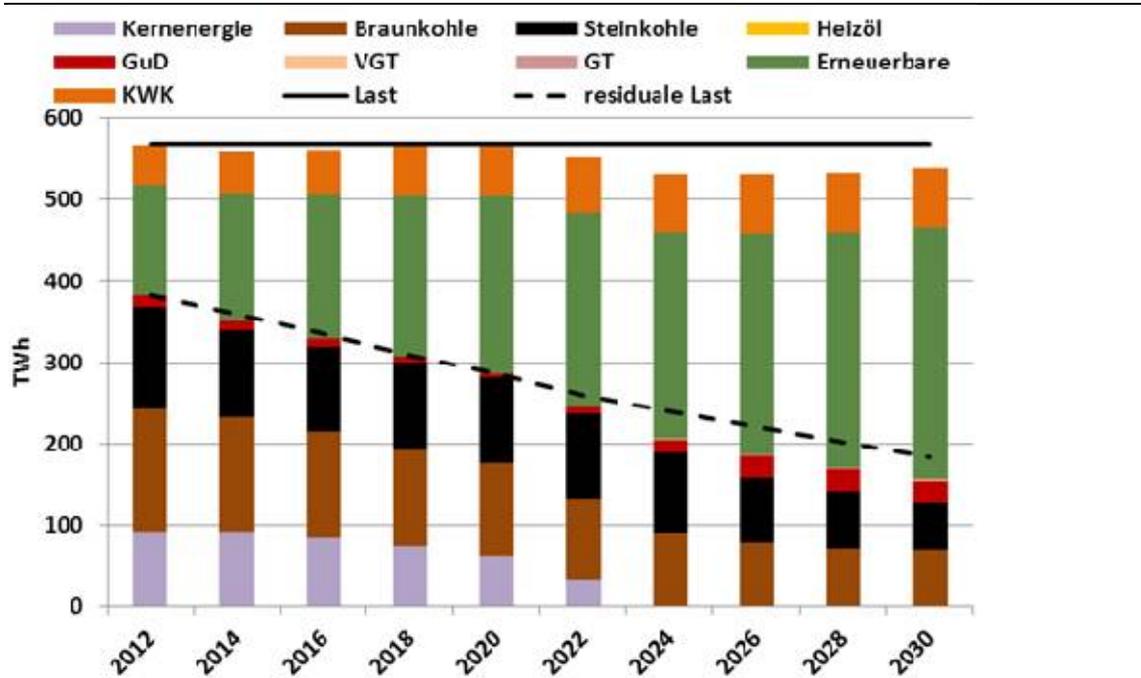


Quelle: BET GmbH

Die residuale Last sinkt auch in diesem Szenario, jedoch nicht so deutlich wie im „Prognos-Szenario“. Dennoch ist eine deutlich Reduzierung zu erkennen.

Abbildung 16

**Entwicklung der Stromerzeugung nach Erzeugungstechnologien im
„erneuerbare-Energien-Boom“-Szenario**



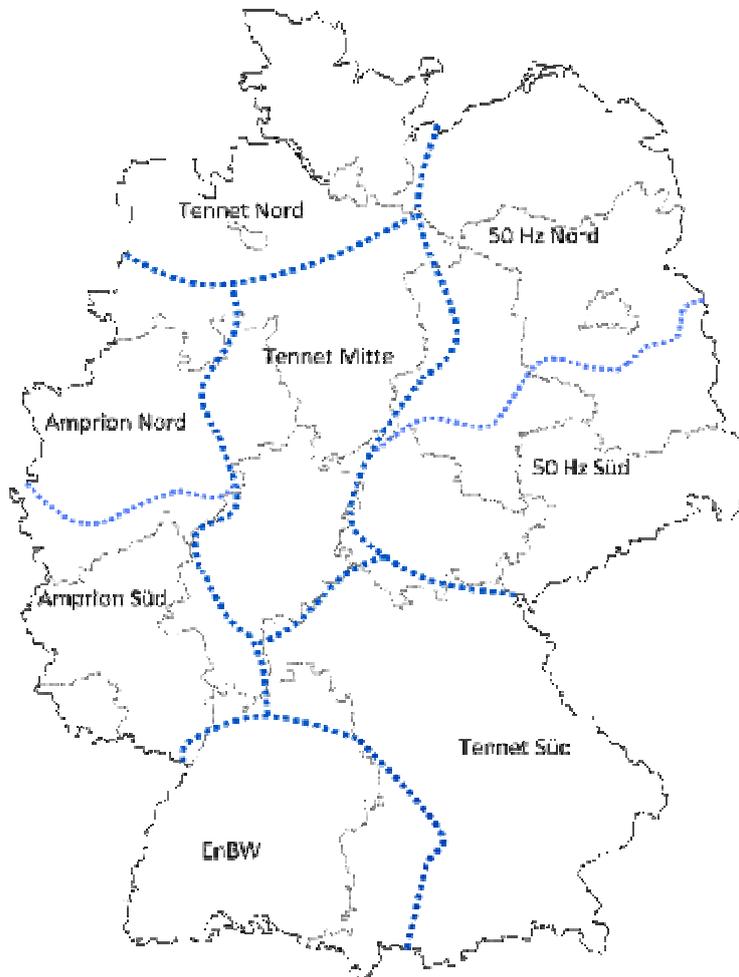
Quelle: BET GmbH

3.2 Regionale Modellierung des Deutschen Strommarktes

3.2.1 Beschreibung BET-Regionalmodell

Im europäischen Modellansatz wird Deutschland – wie alle Modellregionen – als eine „Kupferplatte“, also per Definition als engpassfrei angenommen. Diese Annahme ist für die Untersuchung innerdeutscher Transportnotwendigkeit ungeeignet, der Modellansatz selber hingegen nicht: Im BET Regionalmodell treten acht Regionen Deutschlands an die Stelle der acht europäischen Staaten. In diesem Zuge werden auch die Parameter, die zuvor für Deutschland galten, auf die Regionen aufgeteilt. Die Wahl dieser Regionen orientiert sich an der Netztopologie des Übertragungsnetzes.

Abbildung 17
Regionen des BET-Regionalmodells



Quelle: BET GmbH

Zonen, die ein eher eng vermaschtes Netz aufweisen, werden zusammengefasst und intern wiederum als engpassfrei angenommen, die Grenzen dieser Zonen werden behandelt wie zuvor die internationalen Grenzen. Das sich ergebende Bild stimmt in weiten Teilen mit den Demarkationsgebieten der früheren Übertragungsnetzbetreiber (z. B. Preussen-Elektra, Bayernwerk etc.) überein. Lediglich im Gebiet der 50 Hertz Transmission und der Amprion wurden weitere Unterteilungen an Grenzen vermeintlich schwachen Netzausbaus vorgenommen.

Das BET Regionalmodell liefert nun prinzipiell dieselben Ergebnisse wie zuvor das Europamodell. Insbesondere der Preis (Grenzkostenschätzer) der einzelnen innerdeutschen Zonen ist von Interesse, denn er dient als Indikator für Engpässe: Sind die Preise zweier benachbarter Zonen verschieden, so sind die verbindenden Leitungen ausgelastet. Wäre dem nicht so, würde das Modell den Transport über die Grenze hinweg steigern bis Preisgleichheit herrscht, da so billigere Kraftwerke stärker und teu-

rere geringer ausgelastet würden. Dies senkt die Gesamtkosten der Erzeugung – was Ziel der Optimierung ist.

Der Aspekt des Kraftwerkszubaus wurde im regionalen Modellansatz nicht betrachtet, da die Allokation von Erzeugungskapazitäten in Deutschland derzeit ungesteuert verläuft. Es gibt keine regionalen Anreize (etwa aus Netztarif, Förderprogrammen oder ähnlichem). Die Standortentscheidung eines Investors beruht auf individuellen und nicht regionalen Eigenheiten des Standortes wie z. B. Brennstofftransportkosten. Ein Zubau durch das Modell würde aber eine volkswirtschaftliche Optimierung antizipieren, die derzeit nicht erkennbar ist.

Hauptergebnis des regionalen Modelllaufes ist somit die Aussage, zu welcher Stunde eines Jahres welche Zonengrenzen innerhalb Deutschlands durch einen Stromtransport überlastet sind. Dies ist der Indikator für Engpässe, sodass die Häufigkeit derselben direkt aus den Preisdifferenzen hergeleitet werden kann.

3.2.2 Betrachtungsvarianten innerhalb der Szenarien

In jedem der energiewirtschaftlichen Szenarien wurden unterschiedliche Fälle untersucht. Diese unterscheiden sich jeweils durch den Zustand des angenommenen Übertragungsnetzes.

Im Basisfall wird das heute vorhandene Übertragungsnetz inklusive der Leitung Krümmel-Görries als gegeben angenommen („Netz heute“). Um die Dringlichkeit von Netzausbaumaßnahmen zu quantifizieren, wird diese erste Rechnung ohne weiteren Netzausbau durchgeführt.

Berücksichtigt man darüber hinaus heute geplante Netzausbauten, wie sie etwa im Rahmen der „dena 1-Studie“ aufgelistet wurden, sowie weitere Maßnahmen, die derzeit in Planung sind (unter Berufung auf den Netzausbaubericht der BNetzA), ist eine Steigerung der Vernetzung zwischen den Modellregionen zu verzeichnen. Dieses Netz-Setting bezeichnen wir als BET „Best Guess“.

In Kombination mit dem „Netz heute“ oder dem „Best Guess“ werden außerdem unterschiedliche Transportkanäle für elektrische Energie ins Modell integriert. Diese verbinden als Punkt-zu-Punkt-Verbindung bestimmte Regionen miteinander und entlasten so das unterlagerte Netz.

In jedem der betrachteten Fälle werden die auftretenden Engpass-Anzahlen ermittelt und gegenübergestellt.

4 Energiewirtschaftliche Bedeutung des „Engpass“

4.1 Engpässe innerhalb Deutschlands

Der „innerdeutsche Engpass“ ist eine historisch betrachtet unplanmäßige Situation. Die Netze der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind historisch dafür ausgelegt, gegenseitige Stützung (z. B. Regelenergie) und saisonale Ausgleichsströme (z. B. Verbindung des deutschen thermischen Kraftwerksparks mit dem hydraulischen, alpenländischen Park) sicher zu stellen. In der vergangenen Dekade wurden diese Aufgaben immer mehr erweitert, da internationaler Stromhandel und die Integration der erneuerbaren Energien an Bedeutung zunehmen. Eine weitere starke Zunahme der neuen Aufgaben im hier betrachteten Zeitraum kann als sicher gelten. Da dieser Wandel die Leistungsfähigkeit des Netzes immer öfter an seine Grenzen führt, treten immer häufiger auch innerhalb des deutschen Netzes Überlastungssituationen auf.

Strom wird in Deutschland an einem einheitlichen Handelspunkt, repräsentiert durch die Strombörse, gehandelt. Die Nutzung des Netzes ist hiervon entkoppelt und wird nicht über den Energiepreis, sondern über die Netzentgelte abgegolten. Dies hat zur Folge, dass ein Anbieter, der z. B. in Norddeutschland ein Kraftwerk betreibt, an diesem Handelspunkt Strom verkauft, während ein Kunde in Süddeutschland Strom dort bezieht. Der einheitliche Handelspunkt vereinfacht den Stromhandel erheblich, da sich weder Anbieter noch Kunde um die Transportfrage in technischer Hinsicht kümmern müssen – die Transportaufgabe wird in diesem Marktzugangsmodell als gelöst bzw. lösbar antizipiert. Folgerichtig ist die Funktionsweise der Strombörse so geartet, dass sie alle Netzanschlusspunkte, die nicht durch Netzengpässe voneinander getrennt sind, zu einem Handelsgebiet zusammenfassen kann. Wir sind gewohnt, dass diese Zusammenfassung sich über ganz Deutschland erstreckt mit der Folge einer einheitlichen deutschen Preiszone. Oftmals gilt diese Bedingung auch für Österreich, sodass auch hier ein einheitlicher Preis zu beobachten ist.

Auch heute schon treten lokal und temporär Engpässe im Übertragungsnetz auf. Hierauf reagiert der Übertragungsnetzbetreiber mit sogenannten „Marktbezogenen Maßnahmen“ nach § 13 (1) EnWG¹¹. Eine dieser Maßnahmen wird als „Redispatch“ bezeichnet. Hierunter versteht man, dass in der Zone mit zu großem Angebot ein Kraftwerk gedrosselt wird, während zugleich in der Zone mit zu geringem Angebot ein Kraftwerk zusätzlich angefahren wird. Dies stellt einen Abtausch von effizienterer gegen ineffizientere Energiebereitstellung, da die Maßnahme führt aber zu einer Verringerung des Transportbedarfs zwischen den beiden Zonen.

¹¹ Sog. Netzbezogene Maßnahmen nach § 13 (2) EnWG stellen die Notlösung und daher die Ausnahme dar.

Exkurs: Kalibrierung des BET Regionalmodells

Die Häufigkeit der skizzierten Eingriffe nach §13 EnWG wird durch die ÜNB veröffentlicht. Auf Grund dieser Veröffentlichungen liegt der Gedanke nahe, das BET Regionalmodell auf diese Eingriffszahlen der Gegenwart zu kalibrieren. Da diese Eingriffe aber in ihrer Art, ihrer Ursache sowie in der genauen Lokalisierung (innerhalb einer Regelzone oder an deren Rand) nicht ausreichend nachvollziehbar sind, um auf Engpasszahlen zwischen Regionen rückschließen zu können, würde diese Kalibrierung die heutige Engpasshäufigkeit systematisch überschätzen. Aus diesem Grund wurde von einer Kalibrierung abgesehen. Es ist aber festzuhalten, dass die BET-Modellberechnungen in diesem Punkt eher eine zu günstige Einschätzung der Lage abbilden.

Gegenwärtig werden also die theoretischen Folgen von Engpässen im Übertragungsnetz durch Eingriffe der ÜNB ausgeglichen. Dieses Verfahren erhält die Einheitlichkeit der deutschen Preiszone aufrecht. Für die vorliegende Untersuchung wird ein Festhalten an dieser Vorgehensweise unterstellt. Werden in Zukunft innerdeutsche Engpässe immer häufiger, führt dies ceteris paribus zu einer Ausweitung der Redispatchmaßnahmen. Voraussetzung für funktionierendes Redispatch ist allerdings das Vorhandensein von Kraftwerksleistung.

4.2 Engpässe an deutschen Grenzen

Eine andere Situation stellt sich im Verhältnis zu unseren Nachbarn dar. Von der Ausnahme Österreich abgesehen ist Deutschland umringt von Netzengpässen. Diesen wurde historisch mit der expliziten Auktion der vorher festgelegten Transportkapazität begegnet. Wer also z. B. Strom von Deutschland in die Niederlande handeln wollte, musste neben dem Geschäft des Energie-Ankaufes bzw. Verkaufes auch – ähnlich der Beauftragung eines Speditionsunternehmens – die Transportkapazität an der D-NL Grenze ersteigern.

Augenscheinliches Ergebnis dieser mangelnden Kapazität zwischen den Märkten ist der unterschiedliche Preis in benachbarten Staaten.

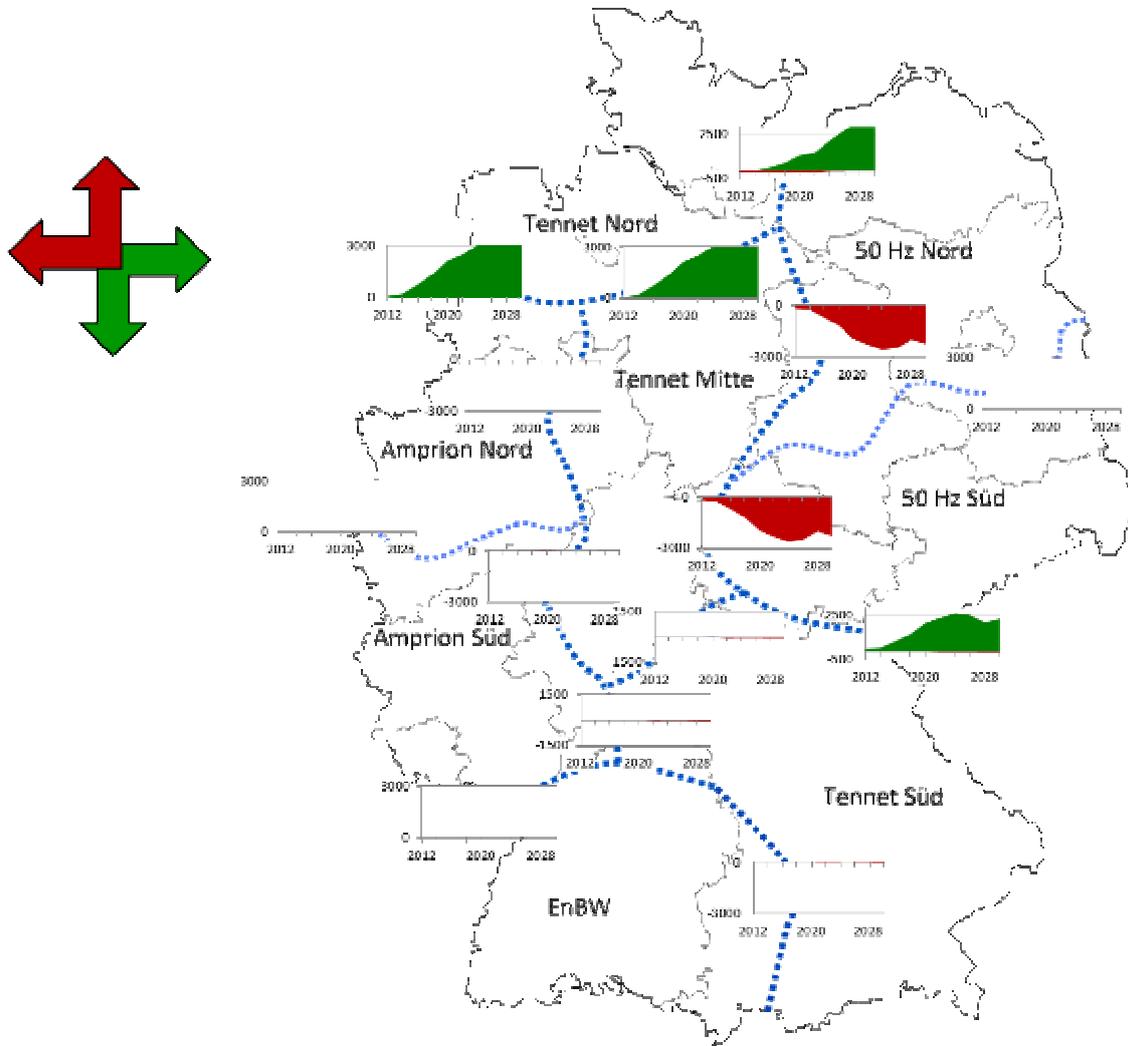
Auch neuere Bewirtschaftungsverfahren der Engpässe, die das explizite Ersteigern der Kapazität überflüssig machen, da ihr Wert sich in einem gesamthaft optimierten Energiepreis wieder spiegelt (CWE Market Coupling), ändern nicht den Grundbefund: Deutschland ist umgeben von Netzengpässen, die zwar optimal bewirtschaftet werden können, dennoch aber einen Effizienzverlust nach sich ziehen.

5 Vergleich der Wirkung verschiedener Netzausbau-Varianten

5.1 Basisfall: „Netz heute“

Als Ausgangspunkt der Betrachtung wurde das beschriebene heutige Netz analysiert. Im Basis-Szenario treten die in Abbildung 18 dargestellten Engpasszahlen auf. Hierbei ist die jährliche Anzahl der Engpässe über die Betrachtungsjahre aufgetragen. Eine grüne Fläche steht für Engpässe in Nord-Süd- oder West-Ost-Richtung, eine rote Fläche für Engpässe in Süd-Nord- oder Ost-West-Richtung. Wie in Kapitel 3.2.1 beschrieben, dienen die Differenzen der Grenzkosten zweier Regionen als Indikator für den Engpass. Das Vorzeichen der Differenz gibt ferner Auskunft über die Richtung des unerfüllten Transportbedarfs. Aus diesem Grund stellen die rot dargestellten Engpässe „negative“ grün dargestellte Engpässe dar und sind auch auf der negativen Achse abgetragen.

Abbildung 18
Engpasszahlen im Setting ‚Basis – Netz heute‘



Quelle: BET GmbH

Die Skalen aller Graphen sind zur besseren Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen der späteren Rechenläufe sowie untereinander auf 3.000 Ereignisse¹² pro Jahr skaliert. An engpassreichen Grenzen bzw. in engpassreichen Jahren wird diese Skala im Fall ohne Netzausbau überschritten. Besonders augenfällig sind die hohen Engpasszahlen um die Zone „Tennet Nord“, die den Windstromüberschuss nicht ausreichend nach Süden und Osten weiter geben kann. Das Gesamtbild wird aber durch mehrere sich überlagernde Effekte bestimmt:

¹² Das Modell rechnet in 8.760 Schritten pro Jahr. Ein Ereignis ist also einer Stunde gleich zu setzen.

- Abtransport des Nordsee-Offshore-Windes (wie besprochen) N => S
- Abtransport des Ostsee-Offshore-Windes NO => S und Mitte
- Abtransport des ostdeutschen onshore-Windes NO => S und Mitte
- Innerdeutsche Ringflüsse des Nordsee-Offshore-Windes O => W
- Grundlast-Transport O => W durch Rückgang der Kernenergie im Süden und Süd-Westen

Um Bayern herum erscheint die Engpasslage – mit Ausnahme der thüringischen Grenze – entspannt, was aber lediglich dem Umstand zu verdanken ist, dass schon früher im Transportweg des Stromes Hindernisse auftreten.

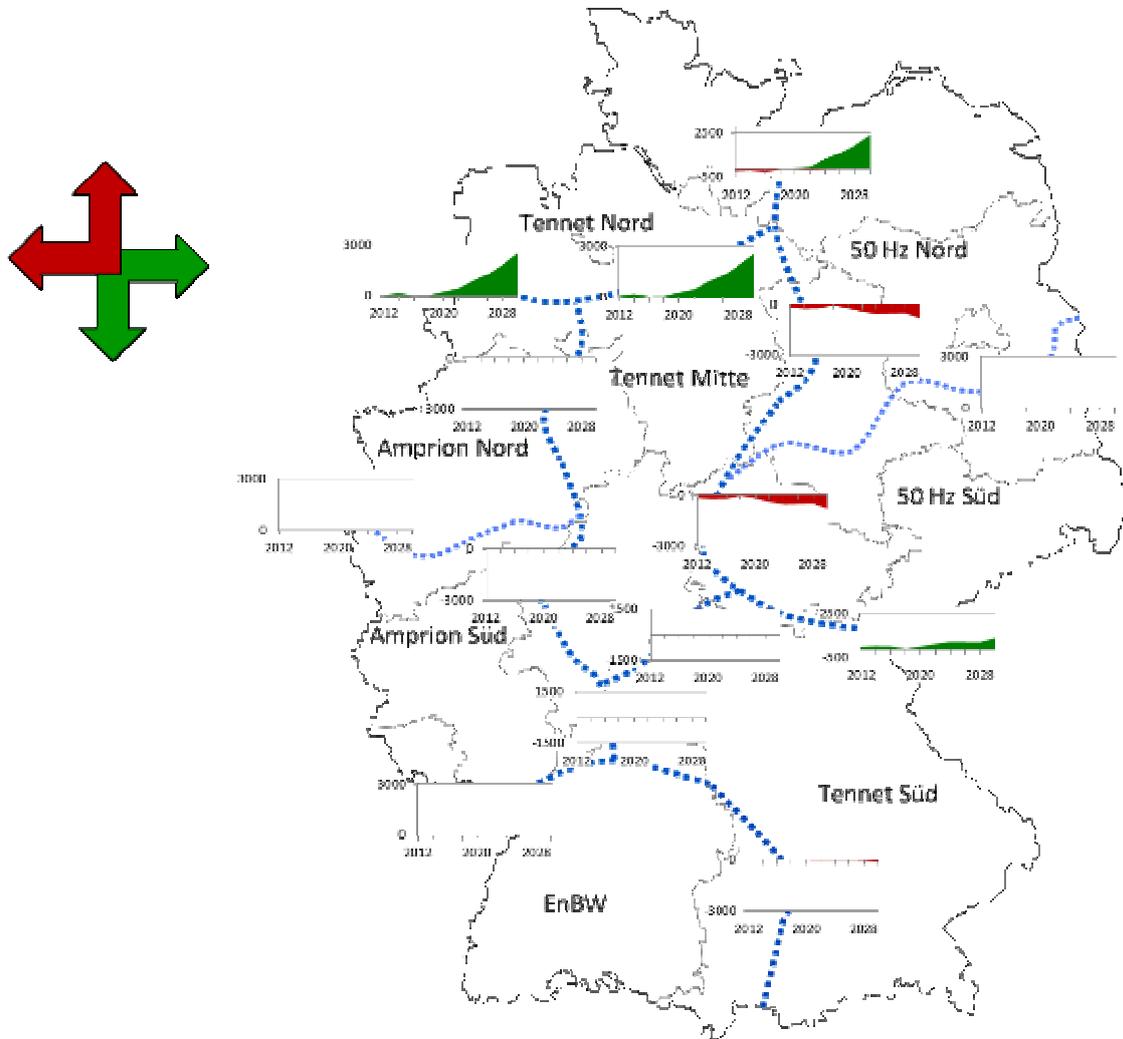
Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der heutige Netzausbau den Erfordernissen der Zukunft bei weitem nicht gewachsen ist. Der Zubau der Erneuerbaren würde im Beispielfall zur „Überflutung“ vor allem des Nord-Westens (Tennet Nord), teilweise aber außerdem des Nord-Ostens und Ostens (50 Hz) führen. Der Transport des billigen Windstroms in alle Teile Deutschlands wäre nicht gewährleistet. Redispatch-Maßnahmen wären folglich in großem Umfang erforderlich.

5.2 Ausbaufall BET „Best Guess“

Betrachtet man den Fall einer Umsetzung der heute geplanten Netzausbauten konventioneller Art (Netzausbau „Best Guess“), stellt sich ein anderes Bild ein:

Abbildung 19
Engpasszahlen im Setting „Basis – “Best Guess“



Quelle: BET GmbH

Insgesamt sinkt die Anzahl der zu beobachtenden Netzengpässe erheblich ab. Dies trifft besonders den Zeitraum bis 2015 / 2020, denn für diese Zeitspanne hat die dena 1 Studie sich mit dem Netzausbaubedarf befasst. Allerdings muss ebenfalls festgestellt werden, dass insbesondere die Integration der Windenergie nach 2020 nicht ausreichend gelingt, denn die grünen Engpass-Flächen südlich und östlich der Zone Tennet Nord wachsen nach 2015 / 2020 wieder rasch an. Ferner ist, um dieses Ergebnis zu generieren, angenommen worden, dass es zu keinen weiteren Verzögerungen im Netzausbau kommen wird und die diversen Projekte gemäß der heutigen Schätzung auch umgesetzt werden können. Vor dem Erfahrungshintergrund der letzten Jahre darf dies als optimistische Annahme bezeichnet werden.

Zusammenfassung

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass die heute geplanten, konventionellen Netzverstärkungen zwar sinnvoll und notwendig, keinesfalls aber hinreichend sind, um die Transportaufgaben der Zukunft, speziell nach dem Jahre 2020, adäquat zu lösen.

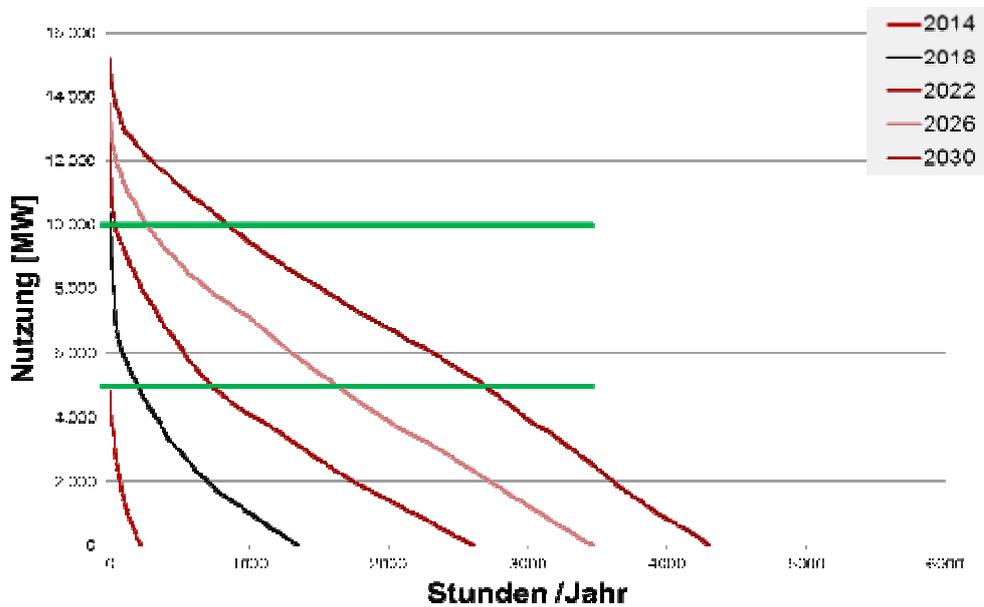
5.3 Ausbaufall Overlay-Grid

5.3.1 Dimensionierung eines Transportkanals

Im nächsten Schritt wird dargestellt, in wie weit die zusätzliche Etablierung eines weiträumigen Stromtransportes die gezeigten Probleme zu lösen vermag. Zunächst wurde hierfür eine sinnvolle Dimension des Transportbedarfes abgeschätzt. Da die Zone „Tennet Nord“ am ehesten als die Quelle des Stromüberschusses, der Süden Deutschlands am ehesten als Region mit Bedarf zu sehen sind, wird dem Modell eine zusätzliche, zunächst unbegrenzte Transportmöglichkeit von Nordwesten nach Süden eingeräumt, ein Interconnektor („IC“). Die Nutzung dieses Transportkanals, dargestellt als geordnete Dauerlinie (Abbildung 20), zeigt nun für einzelne Jahre sowohl die Anzahl der Nutzungsstunden als auch die korrespondierende transportierte Leistung.

Abbildung 20

Jahresdauerlinien der Nutzung eines „unbegrenzten“ Interconnectors



Quelle: BET GmbH

Die Nutzung der zusätzlichen Transportmöglichkeit nimmt von Jahr zu Jahr zu. Wollte man auch im letzten Betrachtungsjahr (2030) den vollen Transportbedarf decken, müsste der Transportkanal eine Tragfähigkeit von etwa 15.000 MW bzw. 15 GW aufweisen. Da eine relativ große Absenkung dieses Maximums mit nur relativ geringen Stundenzahlen der Vollauslastung des IC einhergeht, würde man in der Dimensionierung üblicherweise einen angemessenen Abschlag von der maximalen Leistung wählen.

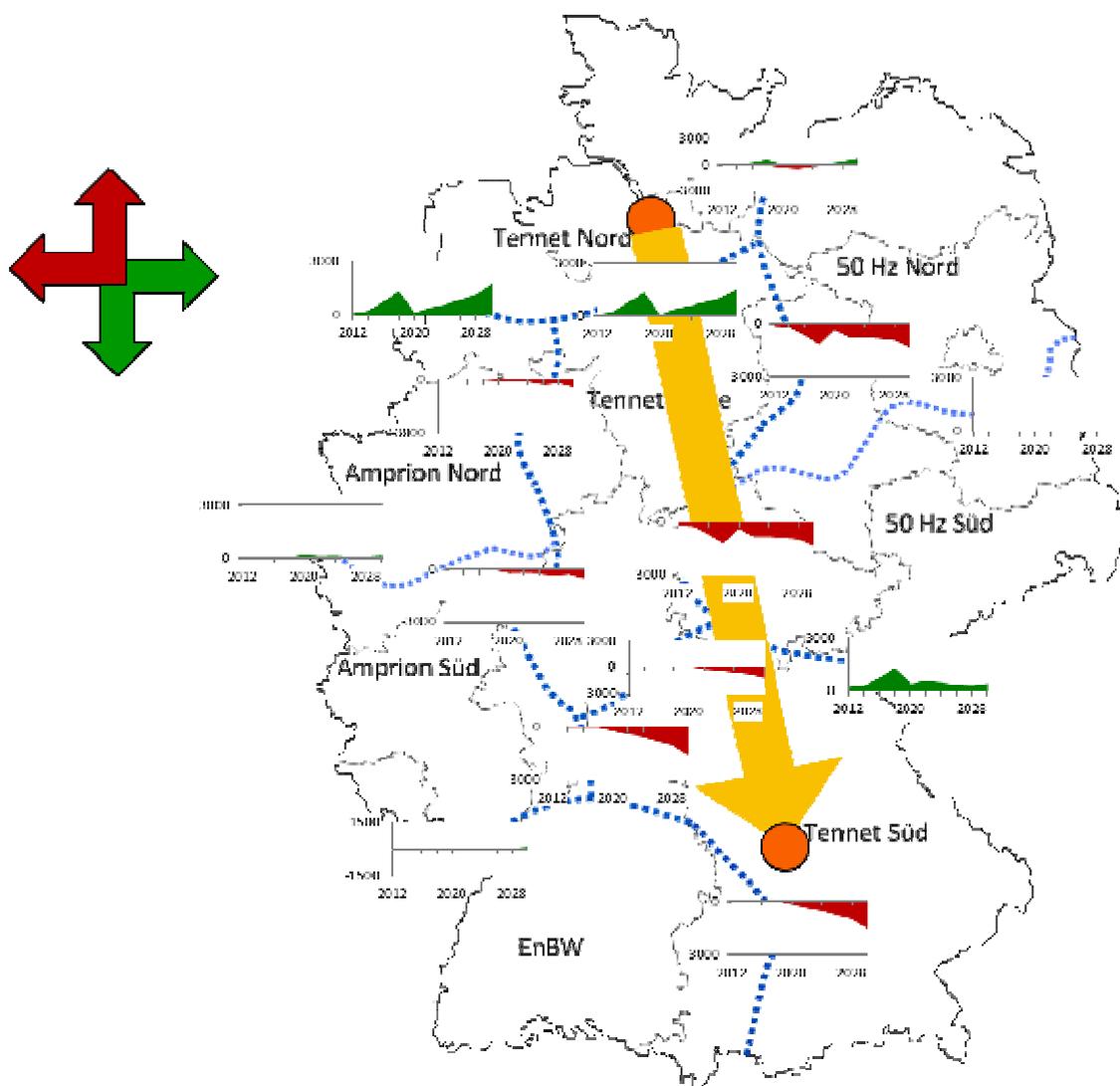
Grün markiert sind die Leistungswerte fünf GW und zehn GW. Diese wurden als sinnvolle Größenordnung für die beschriebenen Transportkanäle identifiziert. Ein Kanal mit zehn GW z. B. würde für das Jahr 2022 nur wenige, einzelne Stunden der Vollauslastung sehen. Selbst im Jahre 2030 würden nur etwa 1.000 h/a auftreten, in denen der IC voll ausgelastet wäre.

5.3.2 Overlay-Grid: Variante I

Nachdem im Schritt der Dimensionierung und Abgrenzung der Transportkanal von unendlicher Tragfähigkeit war, wird in dieser "Variante I" angenommen, es gebe eine Verbindung zwischen den Zonen „Tennet Nord“ und „Tennet Süd“, die eine maximale Kapazität von zehn GW aufweist. Diese steht dem Modell ab dem Jahr 2020 zur Verfügung (eine recht optimistische Annahme).

Abbildung 21

Engpasszahlen im Setting „Basis – 1 Transportkanal“



Quelle: BET GmbH

Die entlastende Wirkung des IC ab dem Jahre 2020 wird in einer Sägezahn-Form der Windengpässe um die Zone „Tennet Nord“ deutlich erkennbar. Mit Inbetriebnahme fallen die Engpasszahlen zusammen und bauen sich erst mit weiterer Zunahme der Windenergie-Einspeisungen wieder auf. Ein zweites Phänomen tritt um „Tennet Süd“ herum auf: Bayern kann in diversen Stunden nicht freizügig Strom nach Westen und Nord-Westen exportieren. Die aus „Tennet Nord“ bekannte Keilform der Engpass-Linie tritt hier wieder auf, allerdings mit umgekehrtem Vorzeichen. Bayern wird vom Windstrom „überflutet“. Das zugrunde liegende, nicht weiter ausgebaute 380 kV-Netz, kann die nachgelagerten Transportaufgaben nicht hinreichend erfüllen. An der Grenze nach Thüringen überlagern sich die Effekte des Transportes über das herkömmliche Netz (50 Hz Süd => Tennet Süd) mit dem aus dem IC resultierenden in anderer Richtung. Daher sind die Engpässe ab 2020 nur in geringerer Zahl vorhanden, zeigen aber nicht die erwähnte Keilform.

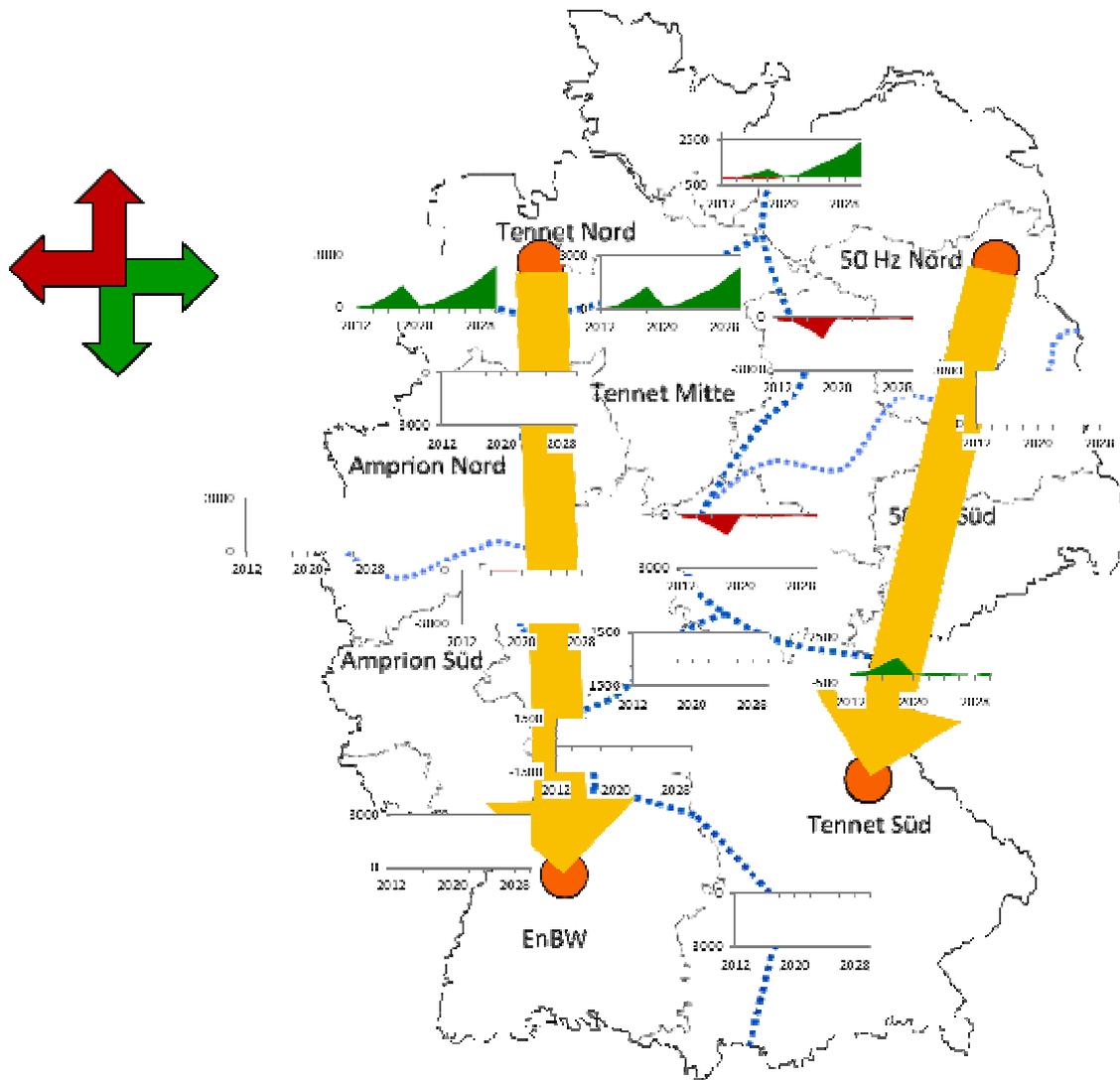
Der vorliegende Ansatz vermag die Situation vor allem bezüglich der Engpässe um die Nordwestregion zu verbessern. Insgesamt löst der Ansatz die Engpassprobleme Deutschlands aber nicht hinreichend.

5.3.3 Overlay-Grid: Variante II

Eine Variante des gezeigten Overlay-Grid-Ansatzes besteht darin, nicht einen IC mit zehn GW Tragfähigkeit, sondern stattdessen zwei Kanäle mit jeweils fünf GW zu errichten. Um eine bessere regionale Verteilung der Entlastungen zu erreichen, ist es dann sinnvoll, die Verknüpfungspunkte dieser ICs regional zu streuen. Vorliegend wurden zwei ICs geplant, einer führt aus „Tennet Nord“ nach „EnBW“ und bietet ab 2020 eine Transportkapazität von fünf GW, der andere führt bei gleichen zeitlichen und technischen Annahmen von „50 Hz Nord“ nach „Tennet Süd“.

Abbildung 22

Engpasszahlen im Setting „Basis – 2 Transportkanäle“



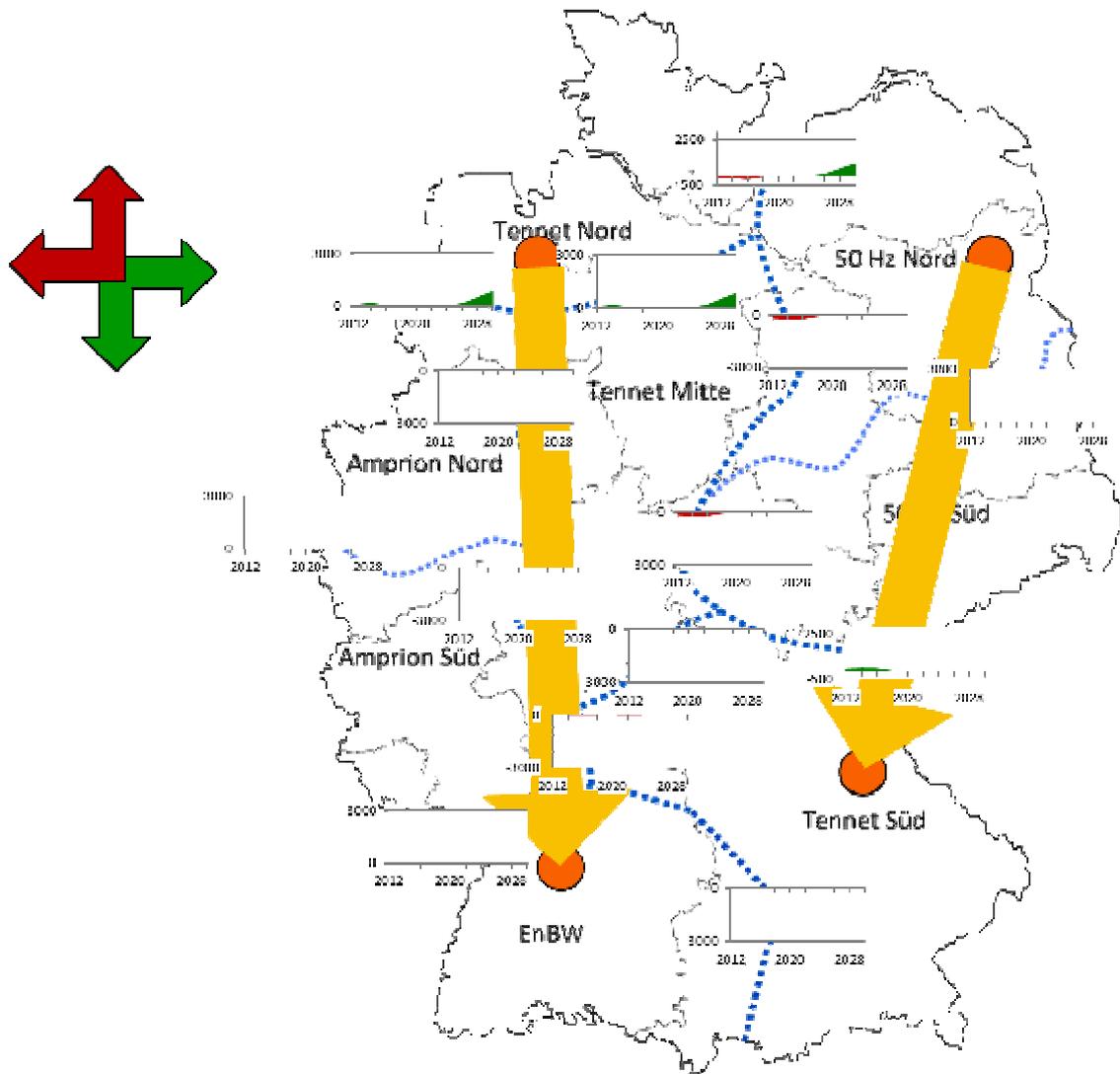
Quelle: BET GmbH

Die zuletzt genannte Konstellation führt zu einer besseren Lösung des Engpassproblems als die mit nur einem Transportkanal. Die Engpässe um Bayern herum, die vom Überschuss an Windstrom zeugten, sind nun nicht mehr vorhanden. Ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der ICs können die vom Modell gezeigten Engpässe als vernachlässigbar bezeichnet werden. Lediglich die Zone „Tennet Nord“ bildet hiervon eine Ausnahme: Der Abtransport des Windstroms nach Süden und Osten ist auch in diesem Setting nicht ausreichend gewährleistet.

Der Grund hierfür ist in der schwachen Ausgestaltung des unterlagerten 380 kV-Netzes zu suchen. Daher wurde als Sensitivität betrachtet, welchen Effekt die Kombination der zwei Transportkanäle mit den geplanten konventionellen Netzausbauten zeigen würde.

Abbildung 23

**Engpasszahlen im Setting „Basis – 2 Transportkanäle + Netzausbau
ähnlich dena 1“**



Quelle: BET GmbH

Die Kombination beider Ansätze liefert augenscheinlich das beste Potential, die geschilderte Netzengpassproblematik zu lösen. Im Zeitraum bis 2020 werden die Engpasszahlen aus Tennet Nord sowie von Ost nach West deutlich dezimiert. Ab 2020 ist die Graphik weitestgehend engpassfrei, gegen Ende des Betrachtungszeitraumes treten allerdings um Tennet Nord wieder erste Häufungen auf. Die Aufteilung des vormals gemeinsamen Transportkanals auf zwei räumlich getrennte Schienen ist ein vorteilhafter Schritt. Als im Vergleich ideal hat sich weiterhin die Kombination dieses Doppelkanals mit den konventionellen Ausbauten dargestellt.

5.4 Lage der Transportkanäle

Im Rahmen dieser Untersuchung wurden konkrete Trassenverläufe NICHT betrachtet. Aus der Funktion der hier besprochenen und im Modell hinterlegten Transportkanäle lässt sich allerdings qualitativ und exemplarisch ableiten, dass die nördlichen Punkte der Kanäle netztopologisch in der Nähe der Einspeisungen der Windenergie-Erzeugung liegen sollten, als südliche Stationen mit guter Anbindung zum unterlagerten Höchstspannungsnetz bieten sich z.B. die Standorte der heutigen Kernkraftwerke an, denn die vorhandene Netztopologie ist ja historisch bedingt auf die Aufnahme von Einspeisungen an diesen Punkten ausgelegt. Vgl. hierzu auch 6.3.

Eine Erweiterung der Verbindungen bzw. eine Ausweitung der Nutzung bestehender Verbindungen zu unseren östlichen und westlichen Nachbarn (besonders Frankreich, Tschechien) wurde ebenfalls nicht modellgestützt untersucht. Qualitativ ist hierzu zunächst festzustellen, dass eine bessere Anbindung der Nachbarn die Gefahr einer Unterdeckung Süddeutschlands tendenziell verringert. Einschränkend kann allerdings wirken, wenn die Nachbarn in einer Knappheitssituation (z.B. Kälte, Windstille, Nebel..) am selben Problem leiden, also selber einen Mangel an Erzeugungskapazität aufweisen. Insbesondere bezüglich Frankreich ist dieses Szenario vorstellbar.

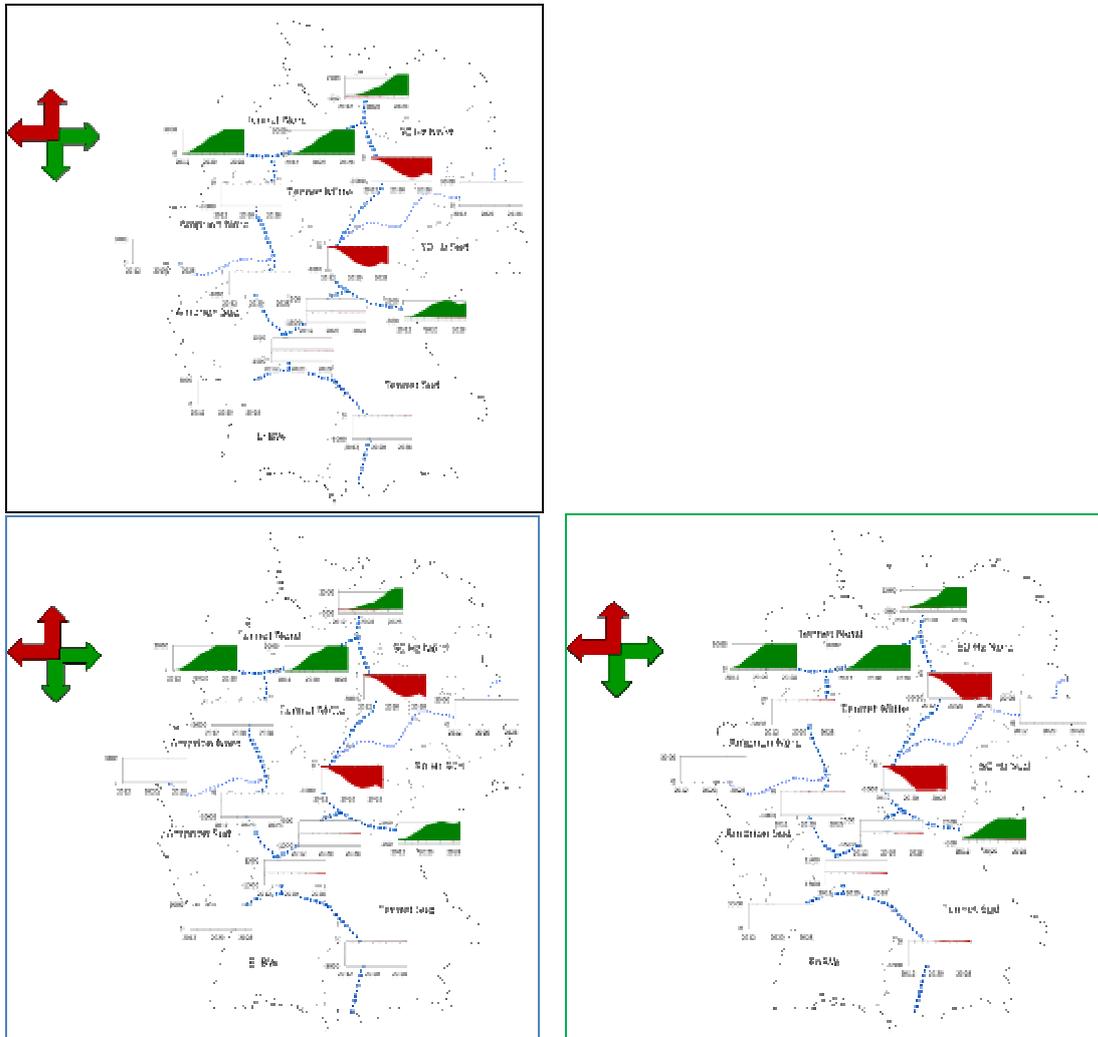
5.5 Weitere energiewirtschaftliche Szenarien

In Kap. 3.1.3 wurden drei energiewirtschaftliche Szenarien vorgestellt. Die bisher gezeigten Ergebnisse bezogen sich auf das Basis-Szenario. Daneben existieren das Szenario „Prognos“, was eine sinkende Last aufweist, sowie das Szenario „erneuerbare-Energien-Boom“, in welchem ein rascher Anstieg der erneuerbaren Energien angenommen wird.

Vergleicht man die Ergebnisgraphiken zur Ausgangslage, also zur Transportfähigkeit des heute installierten Netzes, innerhalb der drei Szenarien, stimmt der Grundbefund überein: Der heutige Netzzustand reicht nicht aus, um den Aufgaben gerecht zu werden. Im Detail sind allerdings Unterschiede erkennbar:

Abbildung 24

Engpasszahlen im Setting „Netz heute“ (Abbildungen größer im Anhang)



„Basis“ (oben, a), „Prognos“ (unten links, b), „erneuerbare-Energien-Boom“ (unten rechts, c)

Quelle: BET GmbH

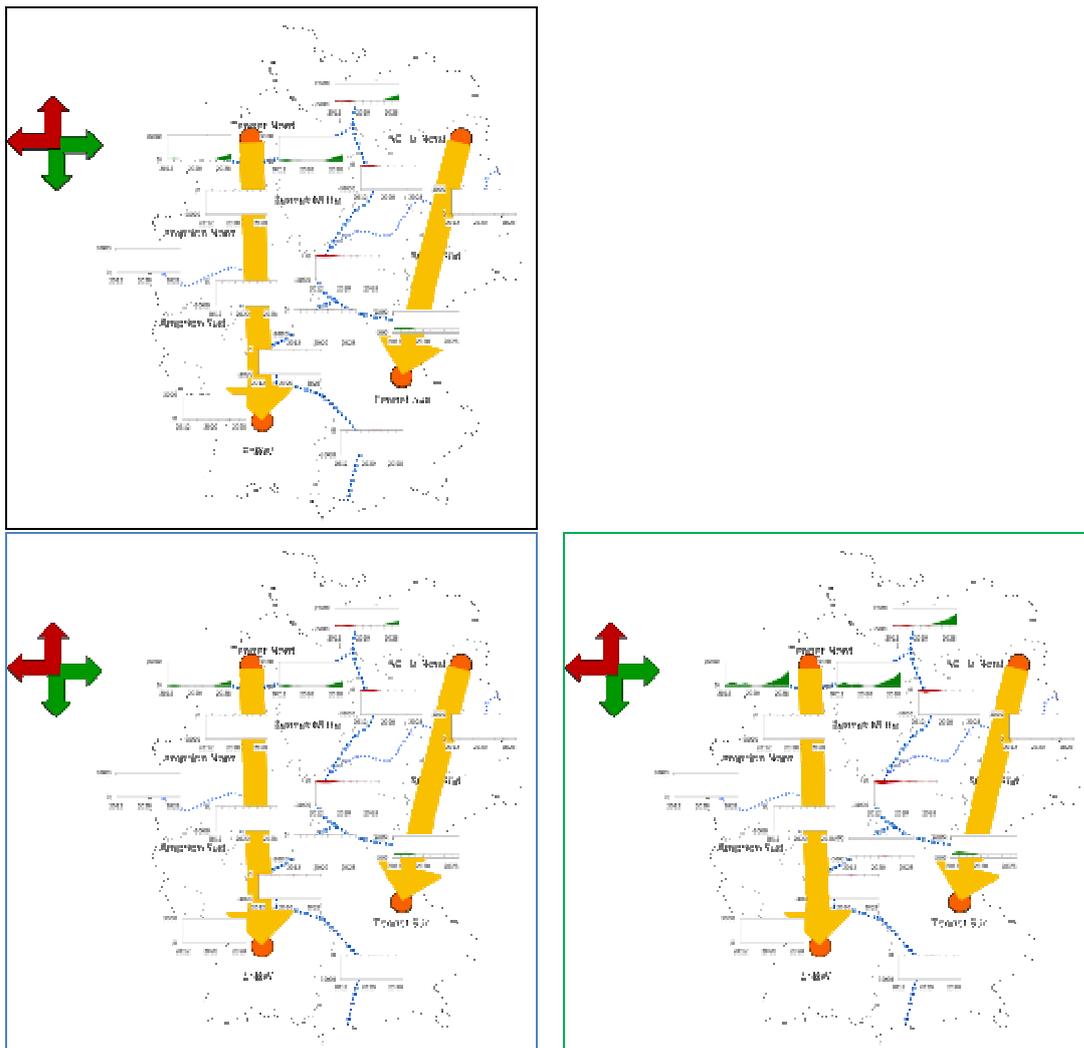
In beiden Alternativszenarien treten die Engpässe häufiger und früher auf als im Basis-Szenario. Im Falle der sinkenden Nachfrage (Szenario „Prognos“) ist dies dadurch erklärbar, dass in der Zone mit Überschuss ein geringerer Teil der erneuerbaren Energien Einspeisung verbraucht, daher ein größerer Teil exportiert wird. Dies führt zu höheren Engpasszahlen.

Im Szenario „erneuerbare-Energien-Boom“ ist intuitiv einsichtig, dass der raschere Ausbau – vor allem der Windenergie – zu früheren Transportproblemen führt. Ein zweiter wesentlicher Vergleich der Szenarien besteht in der Untersuchung, ob die im Basis-

fall als optimal erkannte Lösung auch in den energiewirtschaftlichen Szenarien trägt. Hierzu zeigt Abbildung 25 die Gegenüberstellung:

Abbildung 25

**Engpasszahlen im Setting „2 Transportkanäle + Netzausbau ähnlich dena 1“
(Abbildungen größer im Anhang)**



„Basis“ (oben, a), „Prognos“ (unten links, b), „erneuerbare-Energien-Boom“ (unten rechts, c)

Quelle: BET GmbH

5.6 Fazit zu den Modellrechnungen

Die vorliegenden Modellrechnungen machen deutlich, dass das heutige Übertragungsnetz den zukünftigen Anforderungen nicht genügen wird. Innerdeutsche Engpässe

werden gehäuft auftreten, Redispatch wird, unveränderte Vorgehensweise der ÜNB unterstellt, weit häufiger notwendig sein als in der Gegenwart.

Die derzeitigen Planungen zum Netzausbau basieren auf den Trassen, die bereits in der dena 1 Netzstudie gefordert, aber größtenteils nicht umgesetzt wurden (ca. 800 km, davon ca. 80 km gebaut). Über diesen Planungsstand hinaus gibt es weitere durch die ÜNB geplante Netzverstärkungen, die die Modellzonen stärker miteinander verknüpfen (ca. 150 km). Diese Maßnahmen in Summe, bezeichnet als „BET best guess“, stellen eine zu erwartende Verknüpfung der Modellregionen in konventioneller Technik (380 kV) dar. Auch dieser Ansatz ist nicht hinreichend, um die skizzierten Probleme zu lösen.

Notwendig ist vielmehr ein Umdenken zu einem Overlay-Grid, welches den weiträumigen Stromtransport innerhalb von Deutschland ermöglicht und zugleich ein Baustein eines europäischen Übertragungsnetzes sein kann.

Exemplarisch wurden hierzu verschiedene Varianten untersucht:

- A: Eine Verbindung mit zehn GW von Tennet Nord nach Tennet Süd (ab 2020)
- B: Zwei Verbindungen mit je fünf GW
 - Tennet Nord nach EnBW (ab 2020)
 - 50 Hz Nord nach TenneT Süd (ab 2020)
- C: wie B, jedoch zusätzlich
 - Eine zweite Trasse Tennet Nord nach EnBW (ab 2025)

Die Overlay-Grid-Exempel zeigen allgemein einen deutlich entlastenden Effekt. Während Variante A noch zu sehr Windstrom nach Bayern lenkt, verringert Variante B die im Modell auftretenden Engpässe schon deutlich. Besonders stark reduzierend auf die auftretende Engpasszahl wirkt Variante B in Kombination mit dem unterlagerten 380 kV Ausbau „Best Guess“. Ab einem Zeitpunkt um 2025 treten jedoch auch hier wieder Engpässe auf, was verdeutlicht, dass eine weitere Netzverstärkung (z. B. Variante C) auch in Zukunft noch bevor steht, wenn immer mehr erneuerbare Energien integriert werden sollen.

Auch die alternativen energiewirtschaftlichen Szenarien bestätigen den Befund. Eine sinkende Last ist aus Engpassicht eher unkritisch einzustufen. Ein erhöhter Ausbau der Erneuerbaren zieht die beschriebenen Effekte zeitlich vor, eine zusätzliche dritte Trasse würde also nicht erst 2025, sondern schon Anfang der 2020er Jahre sinnvoll.

Zusammenfassung

Zusammenfassend macht die Modellrechnung klar, dass über den geplanten konventionellen Netzausbau hinaus ein Overlay-Grid mit mehreren Transportkanälen in Nord-Süd-Richtung nicht nur sinnvoll, sondern auch notwendig ist, um die Engpassfreiheit in Deutschland zu sichern.

6 Technische Handlungsoptionen

In diesem Kapitel werden technische Handlungsoptionen aufgezeigt, die den Transport hoher Leistungen (5.000 MW) über etwa 700 km ermöglichen. Ziel ist die Anbindung von Südwestdeutschland und Bayern an Offshore-Wind und an bereits stark ausgebaute Onshore-Wind-Gebiete in Nord- und Ostdeutschland. Zusätzlich wird so die Anbindung an Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland verbessert.

Die durchgeführten Modellberechnungen legen, wie in den vorhergehenden Kapiteln beschrieben, nahe, dass (ab 2020) zwei, später (ab 2025) eine dritte Hochleistungsübertragung (5.000 MW) in Deutschland realisiert sein müssen, um die geänderten Anforderungen an das Übertragungsnetz zu bewältigen. Diese werden jeweils aus mehreren parallelen Systemen realisiert. Hierbei ist weder die genaue Bemessung, noch der Verlauf der Trassen Gegenstand der Untersuchung gewesen. Hierzu wären detaillierte Lastfluss- und Stabilitätsuntersuchungen notwendig. Vielmehr geht es um eine quantitative Abschätzung der Aufgabe sowie darauf aufbauend um die Frage, welche Technologie hierfür zur Verfügung steht. Bei der Auslegung der technischen Varianten wurde das (n-1)-Sicherheitskriterium zu Grunde gelegt.

Die heutige Netzplanung und der Netzbetrieb beruhen auf der Erfüllung des (n-1)-Kriteriums. Das bedeutet, dass das Netz den störungsbedingten Ausfall bspw. eines Stromkreises oder eines Netztransformators ohne unzulässige Einschränkungen seiner Übertragungsfunktion übersteht. Die festgelegten technischen Grenzen des Netzes und seiner Betriebsmittel dürfen dabei nicht verletzt werden, um eine Störungsausweitung zu vermeiden. Detailliert wird die Anwendung des (n-1)-Kriteriums im deutschen „Transmission Code“¹³ (Anhang C) und im „UCTE Operation Handbook“¹⁴ Policy 3: Operational Security“ beschrieben.

Im Folgenden werden zunächst verschiedene Technologien gegenübergestellt, die grundsätzlich für diese Aufgabe geeignet sind. Hierzu werden relevante Eigenschaften der Technologien aufgezeigt.

Anschließend werden begründet ausgewählte Technologien anhand ihres Flächenverbrauchs sowie anhand eines exemplarischen Vergleichs einer 700 km langen Trasse für 5.000 MW (n-1)-sicherer Übertragung gegenübergestellt. Schließlich wird die Auswahl möglicher Trassenvarianten kurz angesprochen.

¹³ Der Transmission Code ersetzt seit Juni 2003 den Grid Code. Das seither gültige Netz- und Systemregelwerk definiert die Mindeststandards zur Nutzung des Verbundnetzes für die Netzbetreiber und Netznutzer.
<http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/seiten/technrichtlinien.aspx>

¹⁴ Das UCTE Operation Handbook ist eine aktuelle Sammlung der Betriebsprinzipien und –Standards für europäische Übertragungsnetzbetreiber bzw. für das ENTSO-E RGCE Verbundnetz.
<https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-operations/operation-handbook/>

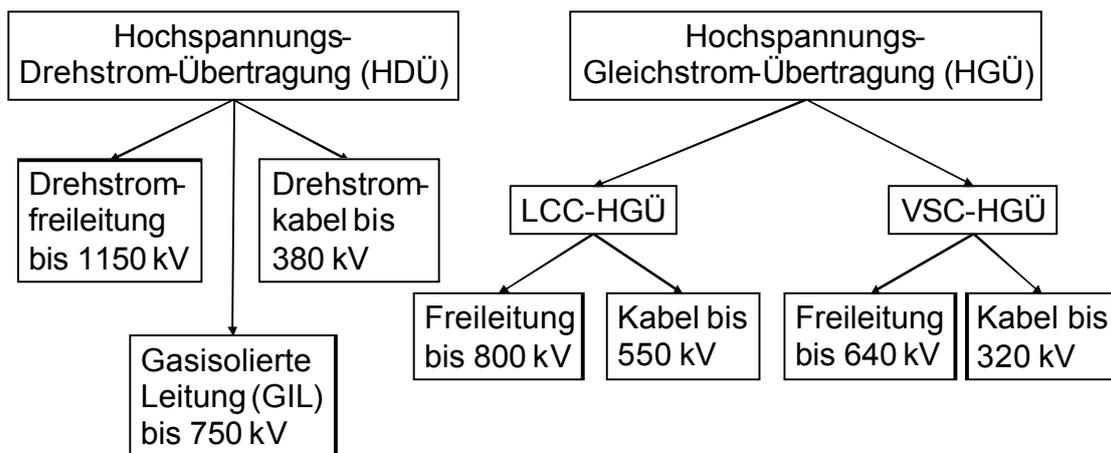
6.1 Eigenschaften unterschiedlicher Stromübertragungstechnologien

Das deutsche wie auch das europäische Höchstspannungs-Übertragungsnetz (HöS-Netz) basiert im Wesentlichen auf der Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ). Die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) dient bisher nur zur Kopplung asynchroner Netze (zum Beispiel die Kopplung Deutschland-Schweden) bzw. zur Anbindung von Inseln (z. B. Sardinien). Heute werden Neubauprojekte ausschließlich auf der 380-kV-Spannungsebene realisiert. Historisch bedingt existieren jedoch auch 220-kV-Höchstspannungstrassen.

Nahezu das gesamte deutsche HöS-Netz besteht aus Freileitungen. Kabel oder andere alternative Übertragungstechnologien wie Gas-isolierte Leiter (GIL) wurden bisher nur als Sonderlösung eingesetzt, wo der Einsatz einer Freileitung nicht möglich ist. Grundsätzlich kommt jedoch eine Reihe von Technologien für den Einsatz zur Leistungsübertragung im Höchstspannungsnetz in Frage (Abbildung 26).

Abbildung 26

Übertragungstechnologien im Höchst- und Extrahöchstspannungsnetz



Quelle: BET GmbH

Die Gas-isolierten Leiter stellen eine Ausnahmelösung dar. Sie werden nicht weitergehend beschrieben, da ihre Kosten um ein Vielfaches über denen der anderen Technologien liegen. Ihr Charakter als Sonderlösung wird auch dadurch deutlich, dass die bisher längste realisierte GIL eine Rohrlänge von 5,4 km hat. Die übrigen Technologien werden im Folgenden detaillierter beschrieben.

6.1.1 Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ)

Die elektrische Energieübertragung erfolgt in Deutschland heutzutage nahezu ausschließlich mit Freileitungen auf der 380-kV-Netzebene. Hierbei handelt es sich um eine bewährte, grundsätzlich leistungsfähige Technologie. 380-kV-HDÜ wird in Deutschland derzeit mit vierer-Bündelleitern mit Al/St-Leiterseilen¹⁵ mit mindestens zwei Stromkreisen je Trasse eingesetzt. Ein üblicher Leiterseil-Querschnitt ist 265/35 Al/St. Bei neuen Projekten sollen zum Erreichen höherer Übertragungskapazität Leiterseile mit Querschnitten bis zu 560/50 Al/St eingesetzt werden. Hieraus resultiert eine theoretische thermisch maximale Übertragungskapazität von ca. 2.700 MVA je System. In jedem Fall ist zu berücksichtigen, dass die derzeit am Markt verfügbaren Leistungsschalter den maximal zu übertragenden Strom auf 4.000 A beschränken. Abhängig von Sicherheitsabschlägen ist der maximale Strom nochmals geringer. Der maximal zugelassene Wert in Deutschland liegt bei der 50Hz-Transmission bei 3.600 A, also bei etwa 2.400 MVA. Die „natürliche Leistung“ liegt jedoch etwa nur bei 600 - 700 MW.

Der Zustand der Übertragung natürlicher Leistung ist ein Sonderzustand, bei dem in einem Drehstromsystem reine Wirkleistung übertragen werden kann. Bei der Drehstromübertragung wird entlang der Leitung ständig ein elektrisches und magnetisches Feld auf- und abgebaut. Der erforderliche Energietransport verursacht Blindleistung¹⁶. Liegt die übertragene Leistung über der natürlichen Leistung, nimmt die Leitung induktive Blindleistung auf (beispielsweise hoch ausgelastete Freileitungen). Der Extremfall wäre ein Kurzschluss. In diesem Fall wird die Freileitung wie eine Spule / Induktivität angesehen. Entsprechend nimmt eine Leitung kapazitive Blindleistung auf, wenn die übertragene Leistung unter der natürlichen Leistung liegt (bspw. bei Kabeln, aber auch bei Leitungen, die nicht hoch ausgelastet sind). Hier wäre der Extremfall der Leerlauf bei dem die Leitung als reine Kapazität (Kondensator) betrachtet wird.

Nur im Betriebspunkt der natürlichen Leistung ist die Blindleistungsbilanz einer elektrischen Leitung (ohne Kompensation) ausgeglichen. Die natürliche Leistung ist abhängig vom Wellenwiderstand einer Leitung, der vornehmlich geometrieabhängig ist. Daher haben Kabel eine hohe natürliche Leistung im Vergleich zur thermisch zulässigen Leistung. Freileitungen haben jedoch eine geringe natürliche Leistung im Vergleich zur thermisch zulässigen Leistung.

¹⁵ Das Kürzel gibt den technischen Aufbau des Leiterseils wieder.

¹⁶ Die übertragene Leistung (Scheinleistung) setzt sich aus Blindleistung und Wirkleistung zusammen.

Die natürliche Leistung und die Blindleistungsbilanz haben direkte Rückwirkung auf die Spannungsstabilität¹⁷ eines Übertragungssystems. Bei leerlaufender Leitung folgt eine Spannungserhöhung am Leitungsende. Wird eine Leitung mit natürlicher Leistung betrieben, herrschen gleiche Spannungen am Anfang und am Ende der Leitung. Die maximal thermisch übertragbare Wirkleistung wird erst bei sehr geringer Ausgangsspannung erreicht. Hierbei ist zum einen das zulässige Spannungsband eines ÜNB, also der Bereich, in dem sich der Wert für die Spannung bewegen darf, zu berücksichtigen. Zum anderen muss sichergestellt sein, dass keinesfalls (im (n-1)-Fall) diese Leistung überschritten wird, da ansonsten die Spannungsstabilität verloren ist und Folgefehler auftreten würden. Diesem Phänomen kann grundsätzlich mit Blindleistungskompensation¹⁸ entgegengetreten werden. Hierzu können beispielsweise Kraftwerke oder in zunehmendem Maße leistungselektronische Betriebsmittel, so genannte FACTS¹⁹ eingesetzt werden. Eine weitere wesentliche Größe der Systemstabilität ist der Spannungswinkel²⁰. Dieser hängt maßgeblich von der übertragenen Leistung bzw. der Stromstärke sowie von der Impedanz ab. Die Impedanz ist abhängig von der Leitungslänge. Der zulässige Spannungswinkel darf im (n-1)-Fall keinesfalls überschritten werden, ohne die Systemstabilität zu verlieren.

Als Resultat beider Zusammenhänge ergibt sich, dass 380-kV-HDÜ-Freileitungen in Deutschland zur Wahrung der transienten Stabilität²¹ im (n-1)-Fall beispielsweise maximal mit 3.150 A (TenneT) (etwa 2.100 MW) bzw. 3.600 A (50Hz Transmission) je System ausgelastet sein dürfen. Zusätzlich ergibt sich eine Grenze der maximalen Länge, bei der eine 380-kV-Freileitung noch wirtschaftlich und ohne Gefährdung der Systemstabilität betrieben werden kann. Diese liegt im Bereich von maximal 500 - 600 km. Daher wird die 380-kV-HDÜ für die Hochleistungsübertragung über weite Distanzen als suboptimal angesehen. Im Folgenden wird sie daher nicht mehr betrachtet.

Anders ist die Ausgangssituation bei höheren Spannungsebenen. Die 1.150-kV-Variante stellt weltweit bisher eher eine Ausnahme dar und wird vor allem eine Option für Flächenstaaten sein. 550-kV- und 750-kV-Hochspannungsdrehstromübertragungen werden demgegenüber häufiger eingesetzt. Exemplarisch wird hier die Drehstromübertragung mit 750 kV betrachtet: Die 750-kV-HDÜ ist ebenfalls eine bewährte Technik und kann in das bestehende HöS-Netz integriert werden. Aufgrund ihrer geometrischen

¹⁷ Ein Überschreiten der systembedingten Grenzwerte der maximal zu übertragenden Leistung kann zu einem Zusammenbruch der Spannung führen und damit zu einem Systemzustand, der ggf. nicht mehr beherrschbar ist.

¹⁸ Maßnahme zur gezielten Beeinflussung der Blindleistungsbilanz. Beispielsweise Einsatz von parallel geschalteten Kondensatoren am Leitungsende zur Stützung der Spannung am Leitungsende.

¹⁹ Flexible AC Transmission Systems.

²⁰ Phasenverschiebung zwischen der Spannung am Anfang und Ende der Leitung.

²¹ Gemäß DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE) E-Energy Glossar: „Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems im Falle von schnellen und/oder großen Zustandsänderungen. ANMERKUNG Der stationäre Betriebszustand nach der Störung kann mit dem vor der Störung identisch sein oder von ihm abweichen. Bei der Untersuchung der transienten Stabilität sind die nichtlinearen Gleichungen der Synchronmaschinen zu verwenden.“

[https://teamwork.dke.de/specials/7/Wiki-](https://teamwork.dke.de/specials/7/Wiki-Seiten/transiente%20Stabilit%C3%A4t%20(des%20Elektrizit%C3%A4tsversorgungssysteme).aspx)

[Seiten/transiente%20Stabilit%C3%A4t%20\(des%20Elektrizit%C3%A4tsversorgungssysteme\).aspx](https://teamwork.dke.de/specials/7/Wiki-Seiten/transiente%20Stabilit%C3%A4t%20(des%20Elektrizit%C3%A4tsversorgungssysteme).aspx)

Verhältnisse ist eine natürliche Leistung von etwa 2.200 MW zu übertragen. Die thermisch maximal zu übertragende Leistung liegt gemäß Dena Netzstudie II bei maximal 7.950 MVA je System. Dieser Wert ist alleine wegen der nicht verfügbaren Leistungsschalter nicht erreichbar. Der theoretische Maximalwert wird etwa bei 4.700 MVA erreicht werden.

Bei der Integration in das bestehende 380-kV-Höchstspannungsnetz ist zu beachten, dass vor allem der Ausfall eines 750-kV-Systems keinesfalls rückwirkungsfrei für das 380-kV-HöS-Netz ist. Ohne Lastflussrechnungen und eine Systemstabilitätsanalyse für das deutsche HöS-Netz durchgeführt zu haben, wird abgeschätzt, dass die Errichtung von 3.750-kV-HDÜ-Systemen erforderlich ist, um (n-1)-sicher 5.000 MVA zu übertragen.

6.1.2 Netzgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung (LCC-HVDC)

Die klassische netzgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung wird derzeit vor allem zur Übertragung hoher Leistung über große Distanzen (Punkt-zu-Punkt) eingesetzt. Von einem Einsatz auf kurzen Verbindungen wird in der Regel abgesehen, da bei der Umrichtung zu hohe Verluste entstehen, die im Vergleich zur Wechselstromübertragung erst durch eine Fernübertragung kompensiert werden können. Als Ausnahme gilt die Kopplung asynchroner Netze, die teilweise praktisch ohne Übertragungstrecke realisiert wird.

Die LCC-HGÜ ist immer bipolar aufgebaut. Beide Pole haben in der Regel einen identischen Betriebspunkt. Im Falle eines Fehlers auf einem Pol kann der Betrieb mit halber Gesamtleistung auf dem anderen Pol fortgesetzt werden.

Die Umrichtung erfolgt mit Hilfe von Thyristoren, die durch Regelungen der HGÜ gezielt gezündet und durch das Netz in einen stromlosen Arbeitspunkt geführt werden, in dem sie wieder erlöschen. Nachteilig ist hier, dass die klassische HGÜ zur Löschung der Thyristoren Kommutierungsblindleistung in Höhe von 50-60 Prozent der Bemessungsleistung aus zusätzlichen Kondensatoren oder aus dem Drehstromnetz benötigt. Der Umrichter selbst ist meist als 6-Puls-Brückenschaltung²² aufgebaut. Aufgrund der geringen Schaltfrequenz von 100 bzw. 300 Hz ist der Aufwand für die Filterung von Oberschwingungen auf Gleich- und Wechselstromseite erheblich und lässt sich auch durch Konzepte wie die Reihenschaltung zweier Umrichter auf der Gleichstromseite und Speisung des zweiten Umrichters mit einer um 30° verschobenen Wechselspannung (12-Puls-Konverter) nur teilweise reduzieren.

²² Bezeichnung für einen netz geführten Stromrichter. Bei der 6-Puls-Brückenschaltung B6C kommen 6 Thyristoren zum Einsatz.

Beispiele für die Punkt-zu-Punkt-Übertragung großer elektrischer Leistungen befinden sich insbesondere in Nordamerika sowie in Flächenstaaten wie Brasilien, Indien und China, wo derzeit eine 800-kV-Übertragung mit einer Übertragungsleistung von 6.400 MW realisiert wird. Beispiele für Kabel-Übertragung sind die Seekabel-Verbindungen zwischen den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich (BritNed - 1.000 MW; ± 450 kV) und die Seekabel-Verbindung zwischen den Niederlanden und Norwegen (NorNed – 700 MW; ± 450 kV).

Die Kabel-Übertragung erfolgt mit ölprägnierten-Kabeln (MI-Kabel). VPE-Kabel²³ sind wegen physikalischer Effekte nicht für die netzgeführte HGÜ geeignet. MI-Kabel sind derzeit auf etwa 550 kV beschränkt. Zudem sind diese nur bis 55°C einsetzbar. Daher ist eine Kühlung erforderlich, um hohe Leistungen zu übertragen. Eine Langstreckenverbindung ist mit diesen Kabeln besonders dann schwierig, wenn Anstiege oder Gefälle zu überwinden sind.

Wegen der Nachteile bei der Systemintegration von Overlay-Trassen in das bestehende 380-kV-Netz im Vergleich zur VSC-HGÜ (folgend beschrieben) wird die LCC-HGÜ im Folgenden nicht vertiefend betrachtet.

6.1.3 Voltage Source Converter Hochspannungs-Gleichstromübertragung (VSC-HGÜ)

Bei der selbstgeführten Hochspannungsgleichstromübertragung (auch bekannt unter den Markennamen HVDC Light oder HVDC Plus) werden anstelle der Thyristoren zur Umrichtung Leistungstransistoren auf IGBT²⁴-Basis die so genannten VSC-Umrichter mit Spannungszwischenkreis eingesetzt.

Die Leistungstransistoren können von der HGÜ-Regelung nicht nur aktiv ein – sondern auch aktiv ausgeschaltet werden, wodurch sich grundsätzlich von der Netzfrequenz unabhängige Schaltfrequenzen realisieren lassen.

Bei Einsatz der VSC-Technik kann die Gleichspannung konstant gehalten werden, so dass die Kabel weniger beansprucht werden und die Verwendung von VPE-Kabeln möglich ist, die widerstandsfähiger sind und eine weniger aufwändige Installation ermöglichen als Massekabel mit ölprägnierten Papier als Isoliermedium. Gegenwärtig sind die eingesetzten VPE-Kabel auf ± 320 kV²⁵ beschränkt.

Gemäß VDE-Studie „Stromübertragung für den Klimaschutz“ ist gegenwärtig ein maximaler Strom von 1,875 kA je Modul zulässig. Diese Beschränkung resultiert vornehm-

²³ Vernetztes Polyethylen

²⁴ Insulated Gate Bipolar Transistor

²⁵ Bipolare Anordnung. Ein Kabel ist auf dem Spannungsniveau +320 kV. Das andere ist auf -320 kV.

lich aus der maximalen Strombelastbarkeit der verfügbaren Kabel. Für Freileitungen ist eine Erhöhung der maximalen Ströme je Modul kurz- bis mittelfristig zu erwarten.

Die maximal übertragbare Leistung mit Kabeln liegt zurzeit bei 1.200 MW pro System. Gemäß der genannten VDE-Studie ist jedoch bis 2020 von einer Erhöhung auf ± 500 kV auszugehen. Daher ist eine Übertragungskapazität von 1.875 MW je System zu erwarten. Für eine (n-1)-sichere Übertragung von 5.000 MW ist daher die Realisierung von vier Systemen erforderlich.

Mit Freileitungen ist eine Übertragung bei ± 640 kV möglich. Unter Berücksichtigung des in der VDE-Studie genannten maximalen Stroms von 1,875 kA je Modul wäre eine Übertragungskapazität von 2.400 MW pro System zu erzielen. Dann wären auch hier vier Systeme für eine (n-1)-sichere Übertragung von 5.000 MW erforderlich. Eine Erhöhung der maximalen Ströme je Modul vorausgesetzt, werden ggf. drei Systeme für eine (n-1)-sichere Übertragung von 5.000 MW ausreichend sein.

Der wesentliche Nachteil gegenüber der Drehstromübertragung ist, dass bei der VSC-HGÜ bereits bei der Gleich- bzw. Wechselrichtung Verluste entstehen, die insgesamt bei etwa zwei Prozent der Übertragungsleistung liegen. Daher eignet sich die HGÜ bei der Übertragung an Land wesentlich schlechter für kurze Distanzen im Bereich von < 100 km bzw. bis zu einigen wenigen hundert Kilometern. Bei der Hochspannungsgleichstromübertragung treten im Gegensatz zur Drehstromübertragung jedoch ansonsten nur wirkleistungsabhängige Leitungsverluste auf. Daher wird bei gleicher Übertragungsleistung bei großen Distanzen (abhängig von der Leistung, Spannung und den konkreten Gegebenheiten > 600 - 800 km) eine Schwelle der Distanz vorliegen, ab der die HGÜ geringere Verluste aufweist.

Insgesamt überwiegen bei der Netzintegration von Overlay-Trassen die Vorteile der VSC-HGÜ gegenüber der klassischen HGÜ. Unter anderem ist die VSC-HGÜ vollumfänglich zur Lastflusssteuerung geeignet. Mit ihr ist ein induktiver Blindleistungsbezug oder eine -lieferung frei einstellbar. Im Gegensatz zur klassischen HGÜ ist die VSC-HGÜ nicht von einem externen Drehstromnetz abhängig. Die VSC-HGÜ ist schwarzstartfähig, was die Anbindung von Inselnetzen ohne Synchrongeneratoren ermöglicht. Daher folgen die vertiefenden Betrachtungen für diese Technologie.

6.2 Kurzgegenüberstellung

In diesem Abschnitt werden die ausgewählten Übertragungstechnologien hinsichtlich der Kriterien, magnetische Felder, Möglichkeiten zur Lastflusssteuerung und Integrationsfähigkeit in das bestehende Höchstspannungsnetz gegenübergestellt. Der Trassenbedarf und die Kosten werden gesondert in den nächsten beiden Abschnitten aufgeführt.

6.2.1 Magnetische Felder

Die von Freileitungen hervorgerufenen niederfrequenten magnetischen Felder üben auf den Menschen Kräfte aus. Das magnetische Wechselfeld bewirkt eine kreisförmige Bewegung der Ladungen (Induktion) um die magnetischen Feldlinien; d. h., es werden Wirbelströme im Körper induziert. Die Stärke dieser Ströme und damit die Auswirkung auf den Menschen hängen wesentlich von der Stärke des magnetischen Feldes sowie der Frequenz ab.

Gemäß der 26. Bundesimmissionsschutzverordnung sind für Orte, an denen sich Menschen dauerhaft aufhalten (z. B. in Wohngebäuden) maximale Belastungswerte von $100 \mu\text{T}$ für die magnetische Flussdichte vorgeschrieben. Die von Drehstrom-Freileitungen verursachten Felder liegen in Deutschland unterhalb dieser Grenzwerte.

Das magnetische Feld ist abhängig von der Stromstärke. Daher ist bei der 750-kV-Hochspannungsdrehstromübertragung nicht zu erwarten, dass höhere Flussdichten auftreten werden (Ziel der höheren Spannung ist ja eine Verringerung des Stroms).

Zur Beschränkung der Felder von Hochspannungsgleichstromübertragungen gibt es derzeit kein analoges Regelwerk. Es ist davon auszugehen, dass entsprechende Maximalwerte eingehalten werden.

Bei der VSC-Hochspannungs-Gleichstromübertragung sind die magnetischen Felder allerdings vernachlässigbar, bzw. sie löschen sich betriebsbedingt aus.

6.2.2 Störanfälligkeit

Höchstspannungsübertragung wird weit häufiger als Freileitung denn als Kabel realisiert. Aus diesem Grund liegen noch keine ebenso belastbaren Zahlen zur Störanfälligkeit vor wie z. B. diejenigen für Drehstrom-Höchstspannungsfreileitungen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die verlegten Kabel eine geringere Störanfälligkeit haben als Freileitungen, da sie vor bestimmten (z. B. mechanischen und witterungsbedingten) Einflüssen geschützt sind. Verbindungsmuffen sind allerdings - wie bei der Drehstrom-Kabelübertragung auch - ein potentieller Schwachpunkt, so dass insgesamt die Fehlerhäufigkeit ggf. nicht geringer ist als bei Freileitungslösungen (FL).

Die Ausfalldauer ist abhängig von mehreren Faktoren: Je nach der Zugänglichkeit der Fehlerursache, der Verfügbarkeit von Ersatzteilen und der Fehlerstelle kann der Fehler innerhalb einiger Tage bis hin zu einigen wenigen Wochen beseitigt werden. Zum Vergleich: Bei Freileitungen ist im Mittel gemäß VDN-Störungsstatistik von 2004 mit einer Reparaturdauer von drei Stunden zu rechnen. Wegen der besseren Zugänglichkeit ist eine Tunnellösung zur Kabelverlegung diesbezüglich der rein erdverlegten Lösung überlegen.

6.2.3 Möglichkeiten zur Lastflusssteuerung und Integrationsfähigkeit in das bestehende Höchstspannungsnetz

Der Lastfluss in einem vermaschten Netz richtet sich grundsätzlich nach der Leitungsimpedanz und dem Spannungswinkel aus. Die Auslastung einer neu integrierten Hochspannungsdrehstromfreileitung wird sich also nach den Netzverhältnissen ergeben. Gegebenenfalls sind daher Lastfluss steuernde Maßnahmen erforderlich, um die gewünschte Übertragung von 5.000 MW über die neuen Übertragungskorridore zu erzielen.

Wesentlich abhängig ist die Systemstabilität von der Blindleistungsbilanz des Systems. Daher ist nach Möglichkeit der Betrieb der 750-kV-Drehstromübertragung bei natürlicher Leistung anzustreben. Andernfalls ist ggf. eine Blindleistungskompensation erforderlich.

Die VSC-Hochspannungsgleichstromübertragung entkoppelt mit ihrer Leistungselektronik die DC-Trassen von dieser physikalischen Gesetzmäßigkeit. Daher kann der Lastfluss je nach Bedarf und abhängig von der zulässigen Belastbarkeit vorgegeben bzw. vollumfänglich gesteuert werden.

Der wesentliche Vorteil der VSC-HGÜ ist, dass mit ihr der Bezug oder die Abgabe von Blindleistung nach Bedarf eingestellt werden kann. Daher kann die VSC-HGÜ als System stabilisierendes Betriebsmittel eingesetzt werden.

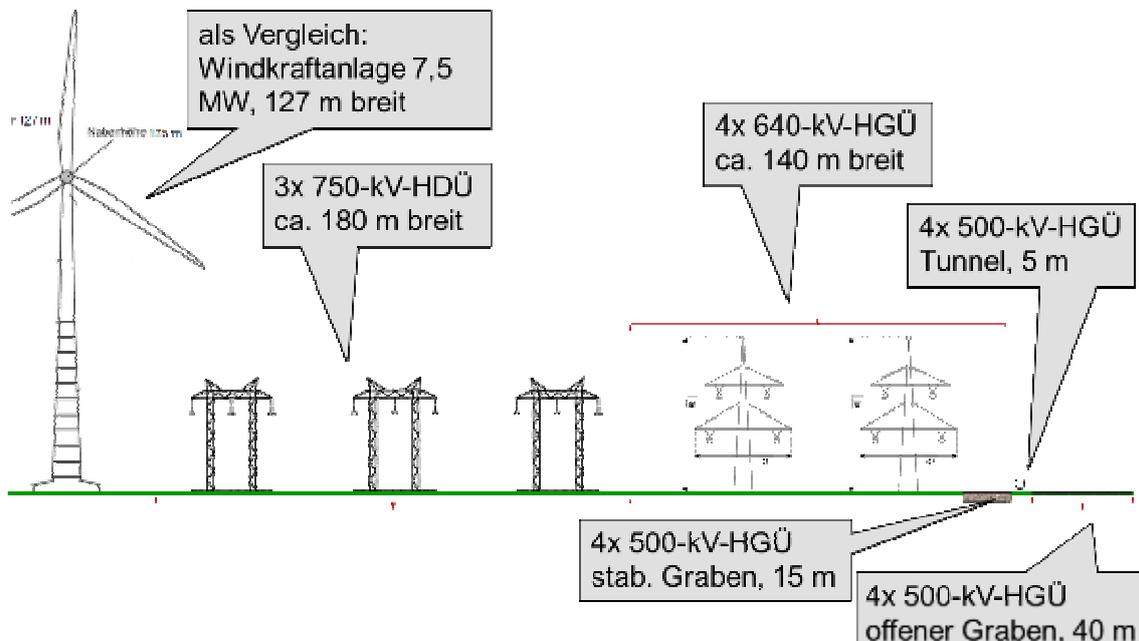
6.2.4 Trassenbedarf

Kabel- und Freileitungstrassen benötigen Raum und verursachen eine visuelle Beeinflussung. So beeinträchtigen das Mastbild und der Schutzstreifen einer Freileitungstrasse sowie notwendige Zugängigkeit für Reparaturmaßnahmen an Kabeltrassen das Landschaftsbild. Generell hat der Trassenbedarf Rückwirkungen auf Flora und Fauna.

Die möglichen Auswirkungen von neuen Kabel- und Freileitungstrassen reichen vom Schneisenschlag in einem Wald über das Fernhalten von Vögeln mit großen Flügelspannweiten von der Leitung bis hin zu Untersuchungen, ob durch die Freileitung das Brutverhalten diverser Vögel gestört wird sowie in welchem Maße durch verlegte, Strom durchflossene Kabel eine Austrocknung des Bodens erfolgt. Ein wesentlicher Aspekt liegt jedoch in jedem Fall in der visuellen Beeinflussung durch eine Trasse sowie im Flächenverbrauch, der maßgeblich von der Trassenbreite beeinflusst wird. Daher ist in Abbildung 27 der visuelle Vergleich der Trassenbreite der technischen Optionen zur (n-1)-sicheren Übertragung von fünf GW dargestellt. Als Referenz ist in der Darstellung eine 7,5-MW-Windenergieanlage enthalten.

Abbildung 27

Visueller Vergleich der Trassenbreite; (n-1)-sichere Übertragung fünf GW (größer im Anhang)



Quelle: BET GmbH

Die Abbildung macht deutlich, dass jedwede Technologie mit einem Eingriff in die Natur verbunden ist. Die optischen Auswirkungen und der Platzbedarf sind aber durchaus verschieden.

Eine besondere Stellung nimmt außerdem die Bauphase der Trasse ein. Bei den Kabeltrassen ist zu berücksichtigen, dass während der Bauphase ein gegebenenfalls erheblich größerer Trassenbedarf (30 Prozent – 50 Prozent Aufschlag) besteht. Ferner führt der notwendige Tiefbau bei Kabellösungen, gleich ob Wechsel- oder Gleichstromtechnik eingesetzt wird, zu erheblicher Materialbewegung und den damit verbundenen Folgen (Abtransport, Lagerung etc.).

6.2.5 Kosten

Im folgenden Abschnitt erfolgt ein exemplarischer Vergleich der Investitionskosten der möglichen Übertragungsvarianten für eine (n-1)-sicheren Übertragung von 5.000 MW bzw. MVA und eine Übertragungsdistanz von 700 km.

Zu berücksichtigen ist, dass diese wie auch die Betriebskosten nur Orientierungswerte darstellen. Die tatsächlichen projektspezifischen Kosten können zum Teil deutlich variieren und ggf. auch höher (Im Einzelfall gegebenenfalls auch geringer) sein. Weiterhin gilt, dass die Investitionskosten der VSC-HGÜ-Kabelvarianten signifikant abhängig von

der Verlegeart sind. Die Basisannahmen zu den Investitionskosten werden im Anhang aufgezeigt.

Der Transport elektrischer Energie ist mit Netzverlusten verbunden. Diese werden zur Bestimmung der jährlichen Betriebskosten ermittelt. Weitere jährliche Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung werden in der vorliegenden Betrachtung vernachlässigt.

Die Bestimmung der Jahresverlustenergie ist abhängig von der tatsächlichen Auslastung der Leitung. Diese kann ohne die Durchführung von Lastflussrechnungen mindestens des gesamten deutschen Übertragungsnetzes nicht ermittelt werden. Die angegebenen Werte stellen daher grundsätzlich einen möglichen Bereich dar.

Die Ermittlung der Annuität berücksichtigt einen Zinssatz von fünf Prozent und eine Dauer von 40 Jahren. Unter diesen Randbedingungen zeigt den exemplarischen Kostenvergleich der technischen Optionen.

Exemplarischer Kostenvergleich einer 700 km langen, (n-1)-sicheren Trasse für fünf GW. Zusätzlich ist beispielhaft der Flächenbedarf aufgeführt.

	Investitionskosten [Mrd. €]		Verlustkosten [Mio. €/a]		Annuität [Mio. €/a]		Flächen- verbrauch [km²]			
500-kV-VSC-HGÜ Kabel (4 Systeme)	4,3	-	6,9	70	-	113	320	-	514	ca. 30 (Graben) ca. 3,5 (Tunnel)
750-kV-HDÜ FL (3 Systeme)	2,5			76	-	157	294	-	375	ca. 130
640-kV-VSC-HGÜ Freileitung (3 Systeme)	2,1	-	3,5	82	-	163	207	-	365	ca. 60
640-kV-VSC-HGÜ Freileitung (4 Systeme)	2,9	-	4,6	75	-	136	242	-	405	ca. 100

Quelle: BET GmbH

Werden die jährlichen Kosten einer solchen Trasse zur Verdeutlichung der Größenordnung ins Verhältnis zum deutschen Nettostromverbrauch gesetzt, ergeben sich spezifischen jährliche Kosten von 0,04 – 0,1 ct/kWh. Zur Einordnung der Größenordnung dient der Vergleich zur EEG-Umlage: Diese liegt für das Jahr 2012 um den Faktor 36 – 90 höher (EEG-Umlage 2012 3,59 ct/kWh) als die hier ermittelten auf den deutschen Nettostromverbrauch bezogenen Annuitäten.

6.3 Mögliche Trassenverläufe

Die Festlegung auf bestimmte Trassenverläufe war nicht Gegenstand der Untersuchung. Dennoch ergeben sich aus den Eingangsparametern der vorherigen Kapitel sowie vor dem Hintergrund der technologischen Optionen aus diesem Kapitel Ansätze für mögliche Verknüpfungspunkte zum bestehenden Höchstspannungsnetz sowie für potentielle Übertragungskorridore.

Als Verknüpfungspunkte eignen sich vor allem Netzverknüpfungspunkte der Offshore Netzanbindungen, wie Diele und Dörpen West sowie stark ausgebaute Netzknoten, wie ehemalige Kernkraftwerksstandorte. In der nördlichen TenneT-Regelzone kommen daher beispielsweise der Großraum Hamburg sowie der Netzverknüpfungspunkt Krümmel in Frage. Görries und ggf. Greifswald in der 50-Hz-Regelzone sowie Neckarwestheim und Grafenrheinfeld, aber auch Philippsburg und Isar in Süddeutschland könnten geeignete Verknüpfungspunkte sein. In jedem Fall ist eine spezifische Voruntersuchung der Machbarkeit erforderlich.

6.4 Fazit

Im vorliegenden Kapitel wurden technische Handlungsoptionen identifiziert, die grundsätzlich für die Übertragung hoher Leistungen (5.000 MW) über lange Distanzen (hier beispielhaft 700 km) geeignet sind. Als Beispiele wurden die

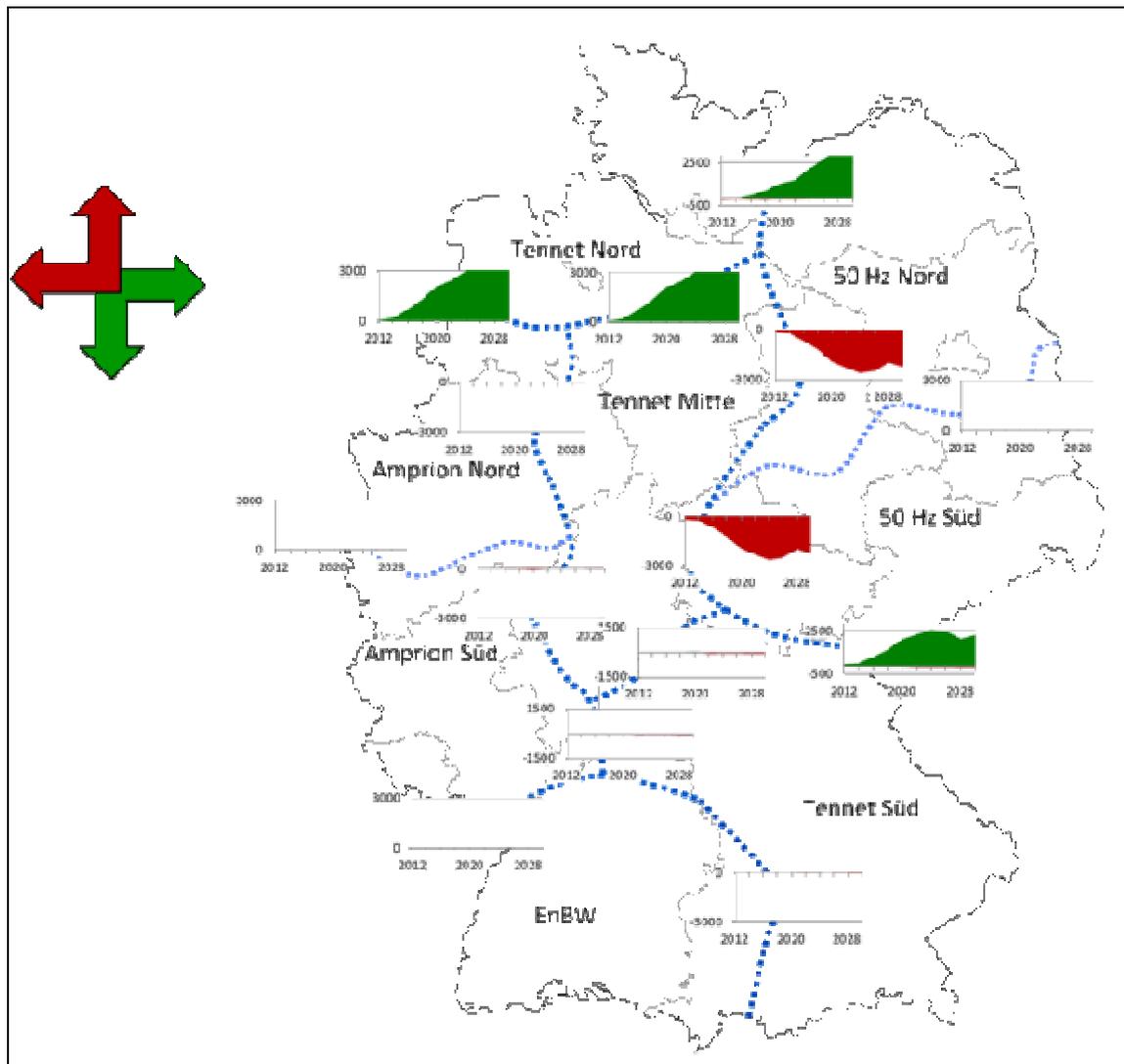
- VSC-HGÜ-Kabel-Lösung
- VSC-HGÜ-Freileitungs-Lösung und die
- 750-kV-AC-Freileitungslösungen

eingehender untersucht. Eine 380-kV-AC-Variante scheidet wegen der hohen Übertragungsdistanzen aus.

Mit den gezeigten technischen Handlungsoptionen ist eine Realisierung der Erhöhung der Übertragungskapazität gemäß der Darstellung der Modellergebnisse möglich. Damit bestehen mehrere technisch umsetzbare Optionen. Welche technische Variante letztlich gewählt wird, muss im Zuge des Weiteren Netzausbaus entschieden werden.

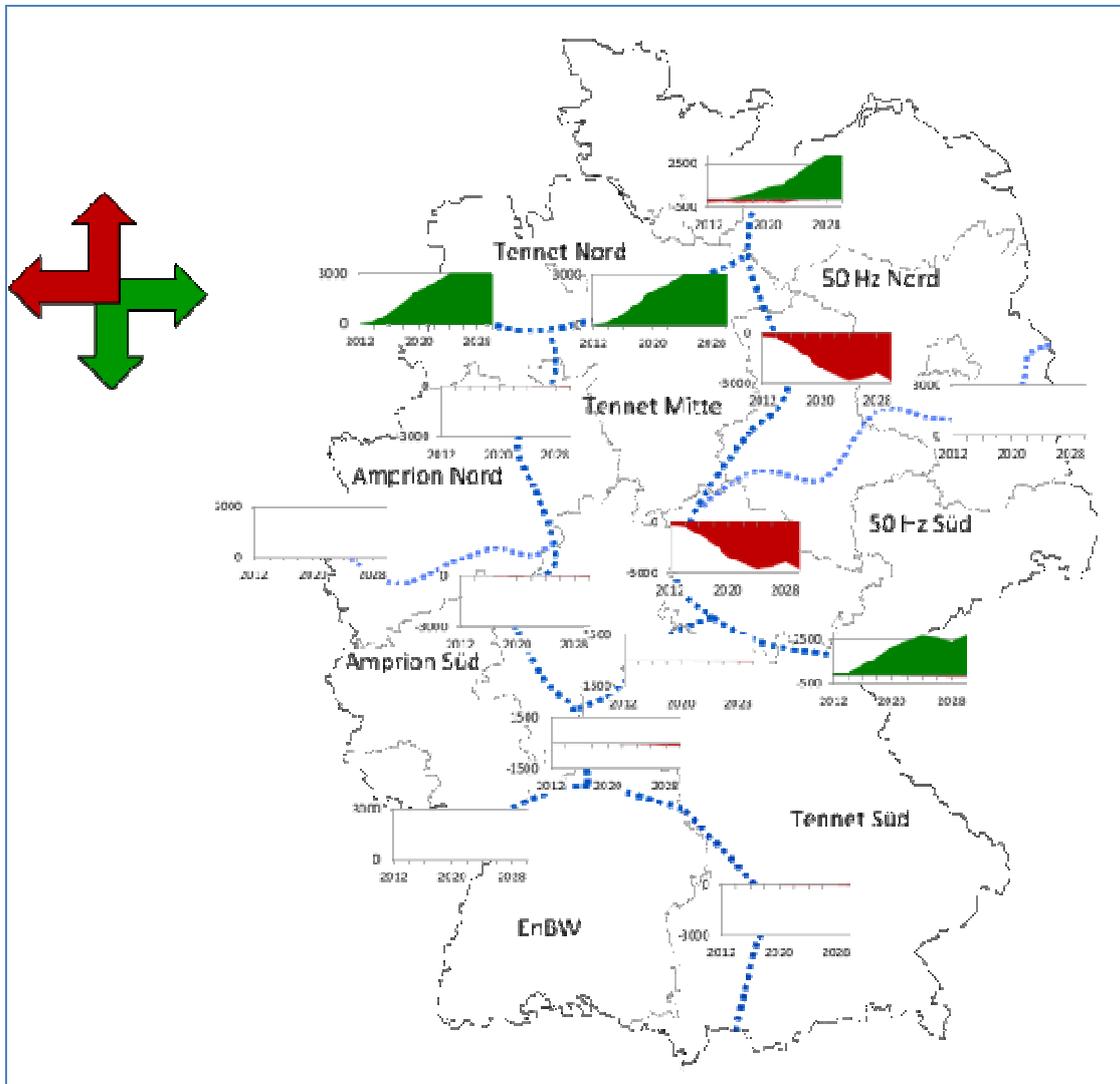
Anhang

Abbildung 24 a
Netz heute, Szenario „Basis“ (vergrößert)



Quelle: BET GmbH

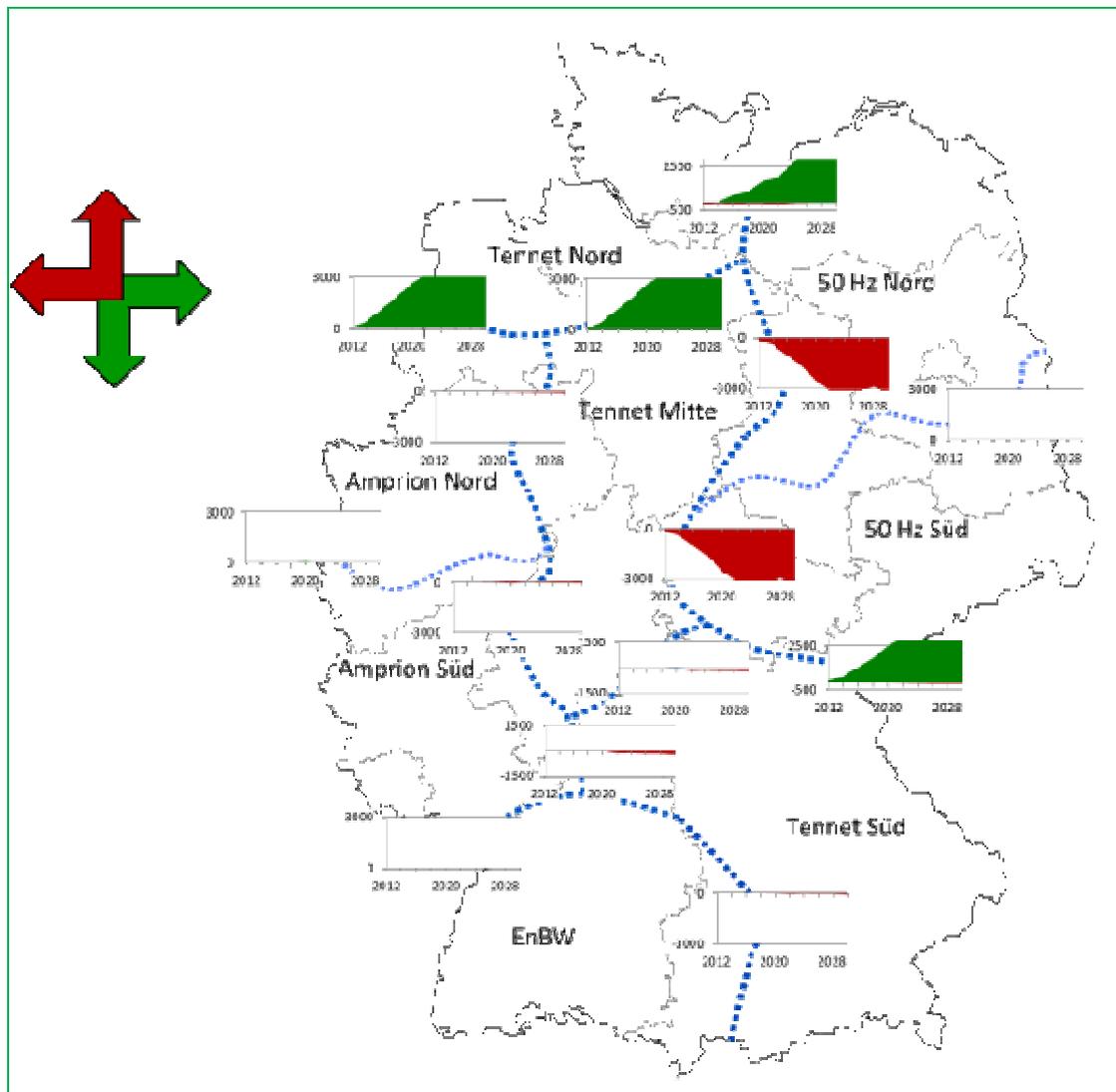
Abbildung 24 b
Netz heute, Szenario „Prognos“ (vergrößert)



Quelle: BET GmbH

Abbildung 24 c

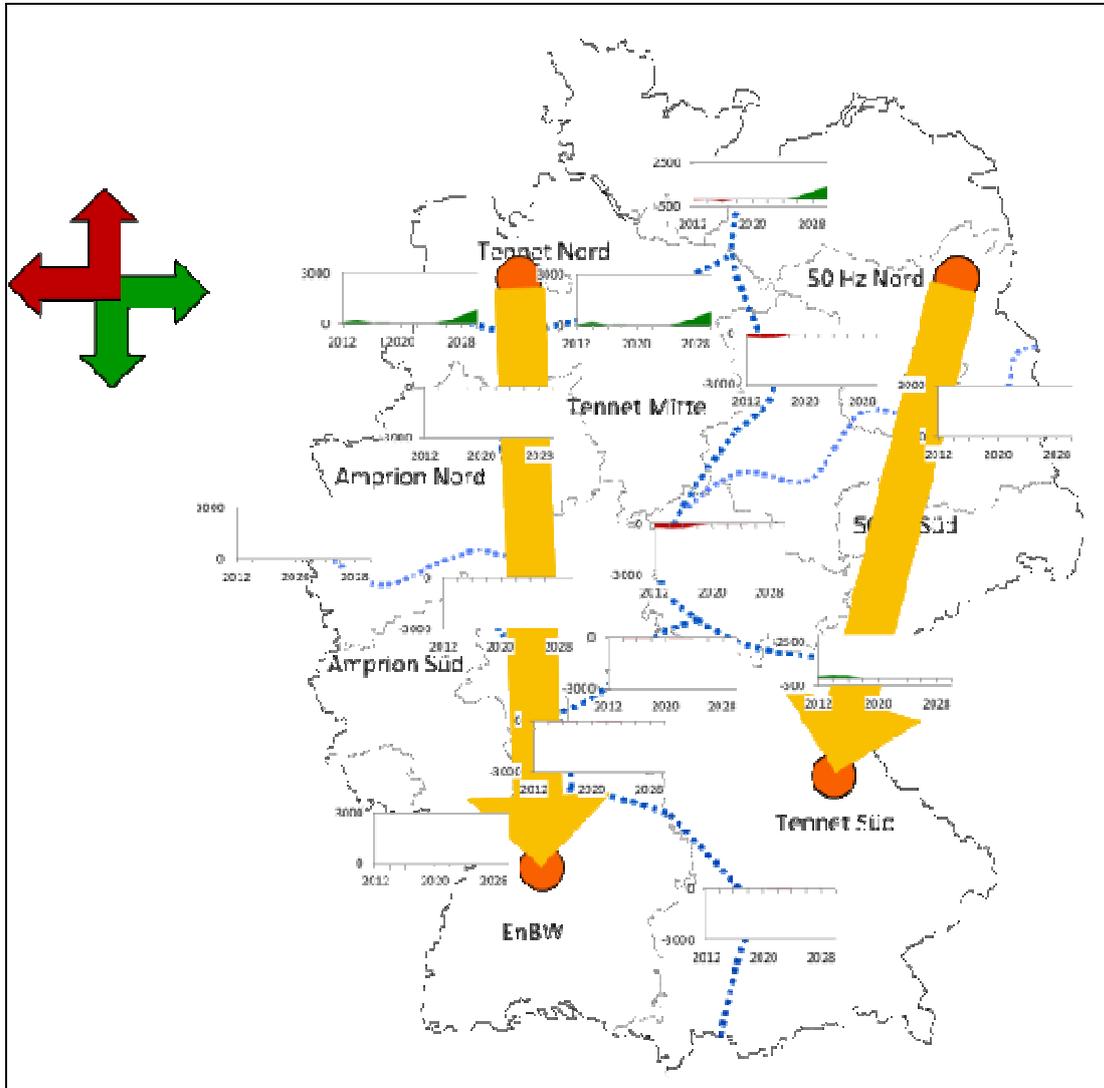
Netz heute, Szenario „erneuerbare Energie-Boom“ (vergrößert)



Quelle: BET GmbH

Abbildung 25 a

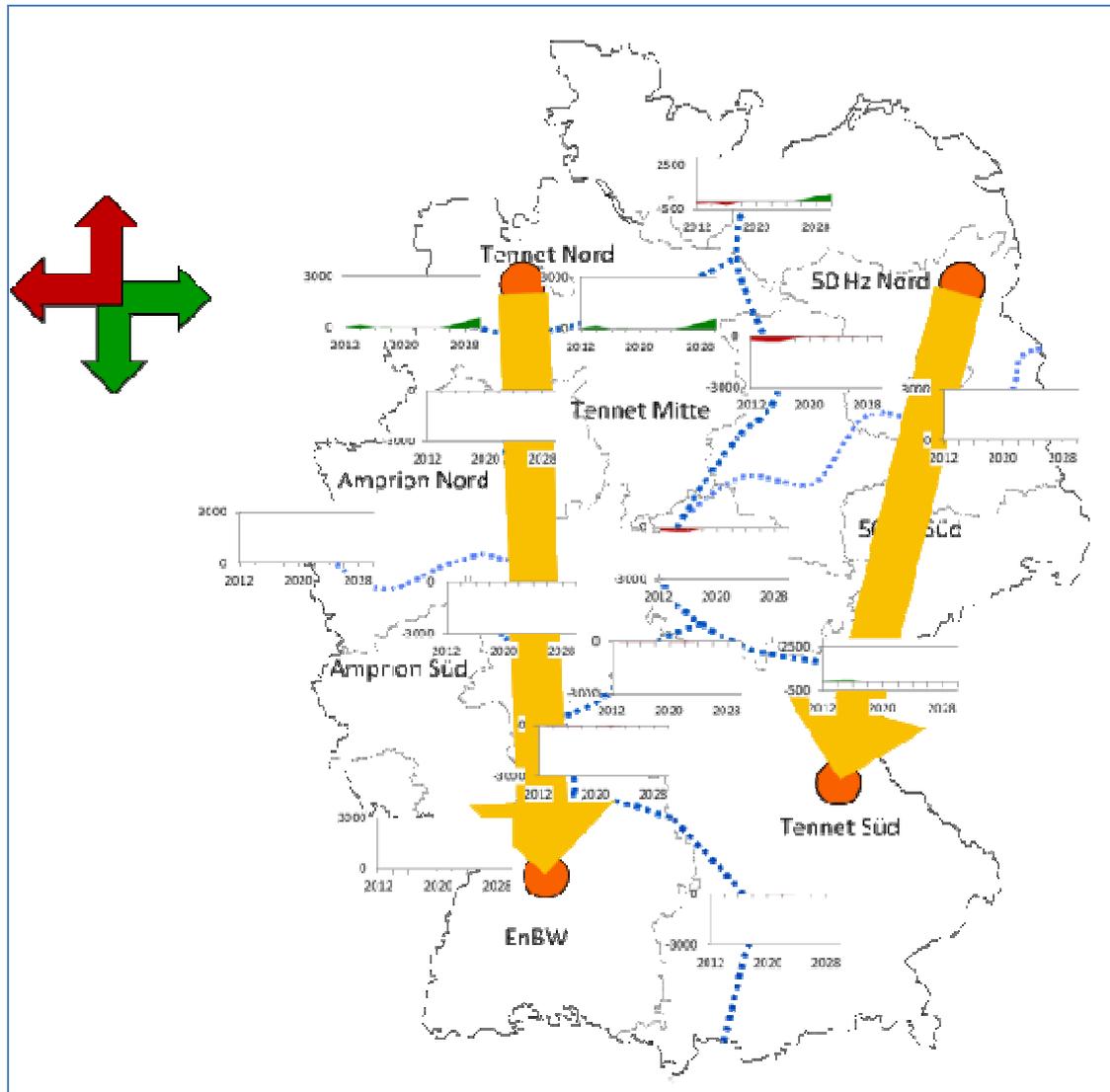
„Transportkanäle + Netzausbau ähnlich dena 1“, Szenario „Basis“ (vergrößert)



Quelle: BET GmbH

Abbildung 25 b

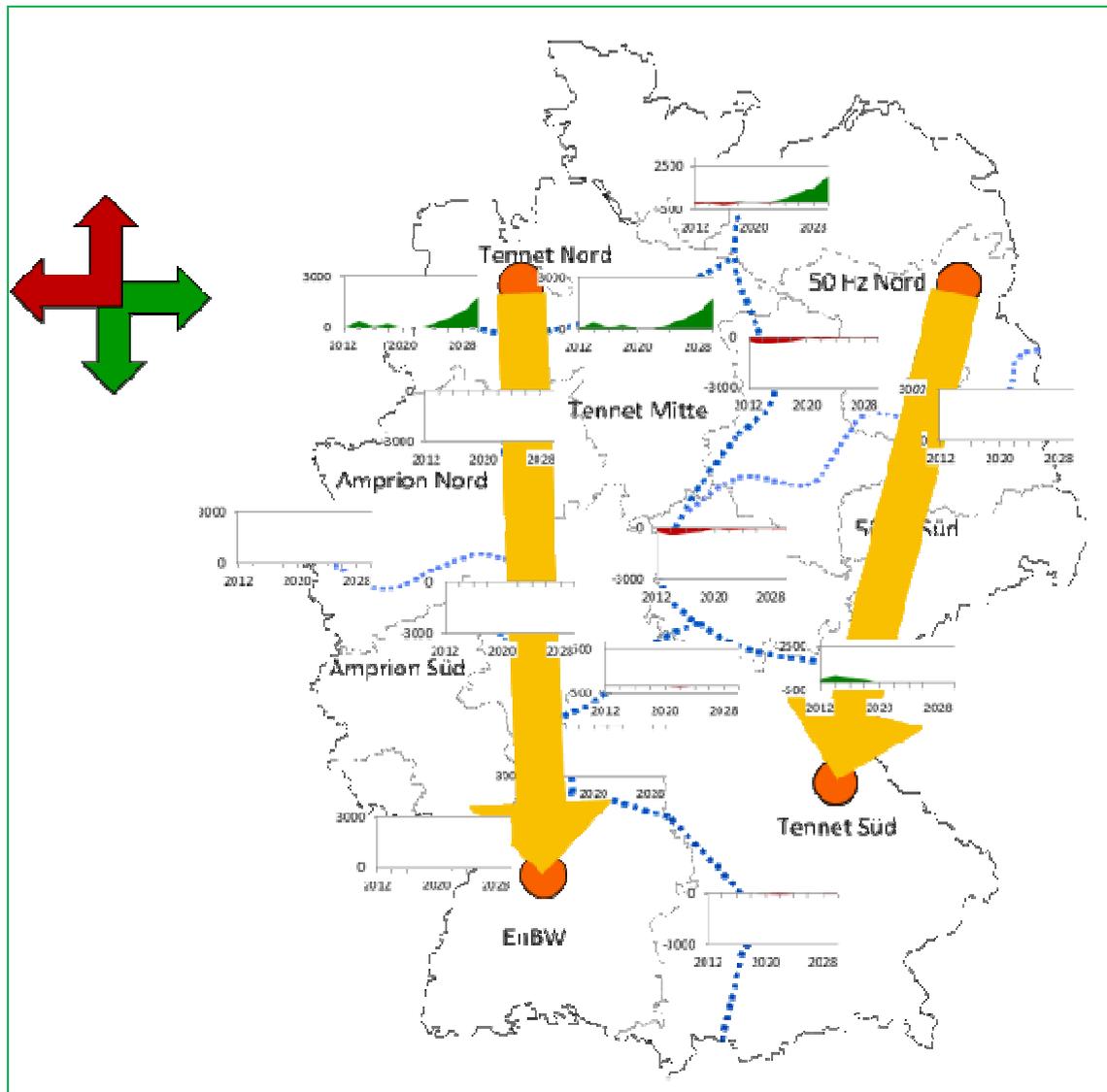
„Transportkanäle + Netzausbau ähnlich dena 1“
Szenario „Prognos“ (vergrößert)



Quelle: BET GmbH

Abbildung 25 c

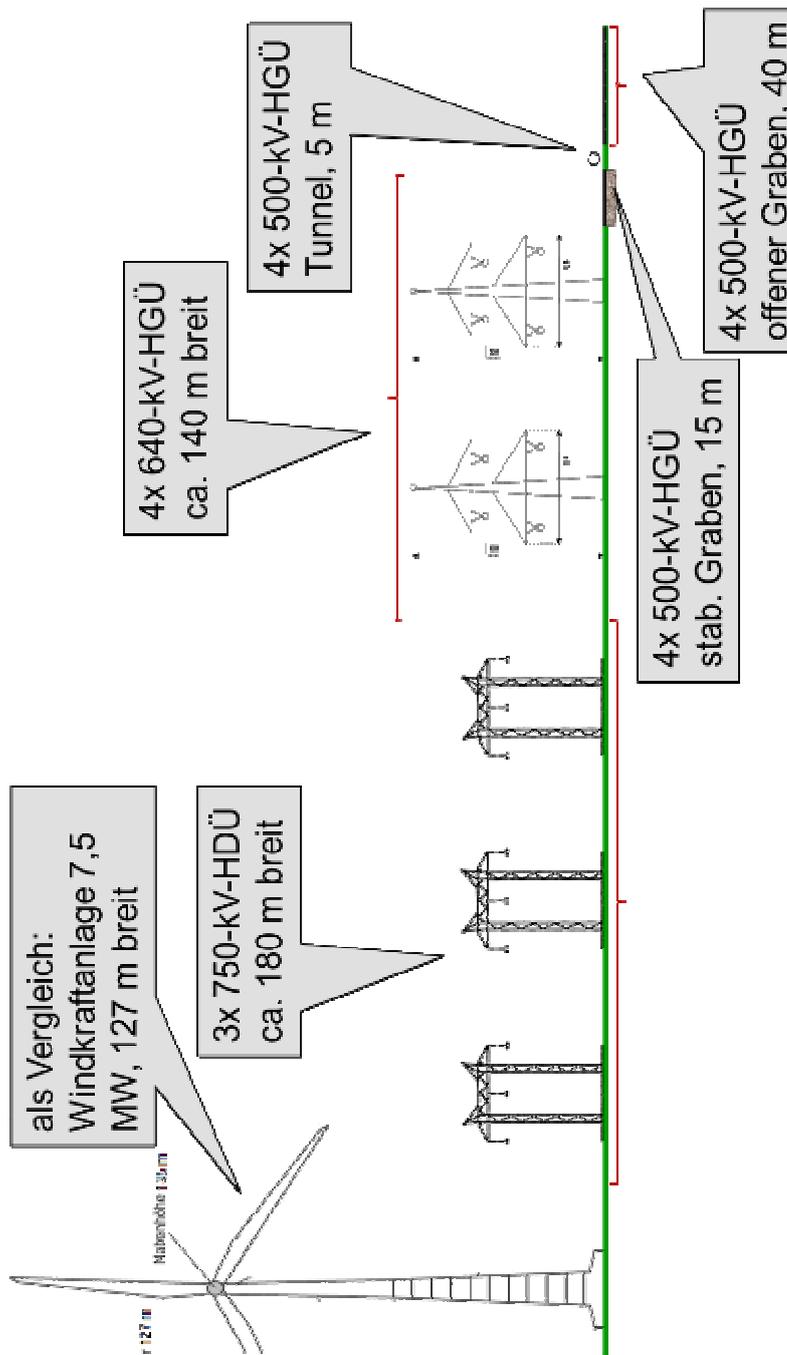
„Transportkanäle + Netzausbau ähnlich dena 1“, Szenario „erneuerbare Energie-Boom“ (vergrößert)



Quelle: BET GmbH

Abbildung 27

**Visueller Vergleich der Trassenbreite;
(n-1)-sichere Übertragung fünf GW (vergrößert)**



Quelle: BET GmbH

Ansprechpartner

Stefan Albat

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-251

Telefax 089-551 78-249

stefan.albat@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich grundsätzlich sowohl auf die weibliche als auch auf die männliche Form. Zur besseren Lesbarkeit wurde meist auf die zusätzliche Bezeichnung in weiblicher Form verzichtet.

Herausgeber:

vbw

Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw Februar 2012

Weiterer Beteiligter:

BET GmbH
Alfonsstr. 44
52070 Aachen