

Herangehensweise an die Netzplanung im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsprozesses 2012 am Energie Zentrum Graz*

Gernot NISCHLER^{**}(1), Herwig RENNER⁽²⁾, Udo BACHHIESL⁽¹⁾,
Werner BRANDAUER⁽²⁾, Lothar FICKERT⁽²⁾, Heinz STIGLER⁽¹⁾

⁽¹⁾Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Inffeldgasse 18 in A-8010 Graz, Telefon: 0316 873 7907

E-Mail: gernot.nischler@tugraz.at, Web: www.iee.tugraz.at

⁽²⁾Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Kurzfassung:

Der bevorstehende Strukturwandel auf der Aufbringungsseite in der deutschen Elektrizitätswirtschaft erfordert einen Um- und Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes. Im Auftrag der Bundesnetzagentur wurde am *Energie Zentrum Graz* unter Anwendung des Simulationsmodells ATLANTIS und der Lastflussberechnungssoftware NEPLAN der Netzentwicklungsprozess 2012 wissenschaftlich begleitet. Fragestellungen über die Notwendigkeit und die Wirkungsweise von Overlaynetzstrukturen sowie der notwendige Umfang an Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau wurden in dem Gutachten untersucht. Unterschiedliche Netzausbaustrategien zur Bewältigung der bis 2022 bzw. 2032 stark zunehmenden Transportaufgabe werden hinsichtlich Integration erneuerbarer Energien, Redispatchvolumen, Wechselwirkungen mit dem Ausland, Netzauslastung und Trassenkilometerbedarf miteinander verglichen. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass auf Basis der vorgegebenen Rahmenbedingungen bereits für das Szenariojahr 2022 insbesondere bei Starkwind ein entsprechend hoher Transportbedarf erwächst. Aufgrund des geringeren Trassenbedarfs und der höheren Nachhaltigkeit stellt die Netzausbaustrategie mit HGÜ-Overlaystrukturen die zukunftsorientierteste Lösung für die Bewältigung der Transportaufgabe dar.

Keywords: Netzausbauplanung, Netzentwicklungsprozess, NEP, Energiewende, Übertragungsnetz, Verbundnetz, Overlaynetz, HGÜ, NOVA-Prinzip, ATLANTIS

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Die drei wesentlichen Säulen der europäischen Energie- und Klimapolitik sind die *Versorgungssicherheit*, die *Integration der erneuerbaren Energien* sowie die *Förderung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes*. Daraus erwachsen neue Anforderungen an das Höchstspannungsnetz, welches neben der Aufgabe des *Netzverbundes* zukünftig vermehrt auch für *Übertragungsfunktionen* entwickelt werden muss. Die zunehmende Marktintegration hin zu einem Elektrizitätsbinnenmarkt führte in den letzten Jahren zu verstärktem Stromhandel und höherer Belastung der Übertragungsnetze im Verbundsystem.

Der durch die Energiewende stark forcierte Ausbau fluktuierender dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien bringt einen bedeutenden Strukturbruch auf der Aufbringungsseite

* Gutachten der Bundesnetzagentur an Univ.-Prof. Heinz Stigler in Kooperation mit Univ.-Prof. Lothar Fickert und o.Univ.-Prof. Michael Muhr, unter besonderer Mitwirkung von Ao. Univ.-Prof. Herwig Renner, DI Gernot Nischler und Assoc.Prof. Udo Bachhiesl.

** „Jungautor“

mit sich. Hinzu kommen die politischen Vorgaben zum Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kernkraft in Deutschland und anderen europäischen Staaten (z.B. Schweiz, Belgien). Ein ursprünglich vorwiegend bedarfsgerechtes, verbrauchsnahe Erzeugungssystem wird zunehmend durch ein *örtlich lastfernes* und *zeitlich volatiles* dargebotsabhängiges Aufbringungssystem ersetzt. Damit einhergehend vollzieht sich netzseitig der Wandel von einem *Verbundsystem* zu einem *Übertragungssystem*. Dieser Wandel bedeutet einen massiven Anstieg des Transportbedarfs (höhere Energiemengen werden über zunehmend höhere Entfernungen übertragen), welcher in Deutschland eine deutliche Nord-Süd-Ausprägung annehmen wird. Um diesen neuartigen Ansprüchen gerecht zu werden, sind funktionale Systemelemente erforderlich, deren Charakteristik einen *gerichteten Stromtransport* ermöglichen.

In diesem Beitrag wird die Herangehensweise des *Energie Zentrum Graz* (EZG) an die Netzplanung des zukünftigen deutschen Höchstspannungsnetzes im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsprozesses 2012 (NEP 2012) dargestellt. Gemeinsam mit einer Kurzdarstellung der Ausgangssituation für die Berechnungen am EZG werden Methodik und grundlegende Erkenntnisse dargestellt und diskutiert.

2 Ausgangslage der Berechnungen am EZG

Mit der Umsetzung der dritten EU-Binnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG in nationales Recht (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) wurde die Verpflichtung zur jährlichen Erstellung eines Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verankert. Die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland sind laut dem aktuellen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, 2011) verpflichtet, im Rahmen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit das Netz sicher, zuverlässig, leistungsfähig, diskriminierungsfrei und bedarfsgerecht zu betreiben, zu warten, bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Mit dem konsultierten Szenariorahmen zum NEP 2012 (Bundesnetzagentur, 2012) werden wesentliche Parameter wie Bedarfsentwicklung, der Ausstieg aus der Kernenergie, die Entwicklung der fossilen Kraftwerkskapazitäten sowie die Entwicklung der Energieerzeugung aus regenerativen Energiequellen vorgegeben. Im Rahmen des Gutachtens „*Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*“ (Consentec/IAEW, 2012) im Auftrag der Bundesnetzagentur wurde für den Szenariorahmen 2012 eine hinsichtlich des Übertragungsnetzes knotenscharfe Regionalisierung der Einspeise- und Lastdaten vorgenommen. In weiterer Folge wurden in NEMO aus 8760 Marktmodellrechnungen acht sogenannte *auslegungsrelevante Netznutzungsfälle* durch Kombination von Stark-/Schwach-Wind, Stark-/Schwach-PV und Stark-/Schwach-Last ermittelt.

Das *Energie Zentrum Graz* der Technischen Universität Graz wurde nach der Fertigstellung des Gutachtens NEMO durch die Bundesnetzagentur beauftragt, ein Gutachten (EZG, 2012) zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz zu erstellen. Die Ausführung erfolgte federführend durch das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation in Kooperation mit dem Institut für Elektrische Anlagen und dem Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement. Der vorliegende Beitrag baut im Wesentlichen auf den Ergebnissen dieses Gutachtens auf. Ziel der im Rahmen des Gutachtens durchgeführten Netzausbauplanung ist eine prinzipielle Quantifizierung des notwendigen Netzausbaubedarfs und nicht die Empfehlung einzelner Teilprojekte.

Die drei wesentlichen Bezugsquellen für die Eingangsgrößen der am Energie Zentrum Graz (EZG) durchgeführten Berechnungen und Simulationen sind

1. *der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2012 der Bundesnetzagentur* (Bundesnetzagentur, 2012),
2. *das Gutachten NEMO* (Consentec/IAEW, 2012) *und die darin bereitgestellten regionalisierten, knotenscharfen Lasten und Einspeisungen für die einzelnen Szenarien sowie Ergebnisse aus den Marktsimulationen (acht Netznutzungsfälle) und*
3. *der von den Übertragungsnetzbetreibern über die Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellte Datensatz des 220/380-kV-Höchstspannungsnetzes (Startnetz³) für Deutschland* (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b).

Sofern die oben genannten Eingangsgrößen keine ausreichend genaue Datengrundlage für die Berechnungen am EZG bieten konnten, wurden für die zeitliche Entwicklung relevanter Einflussgrößen auf den Netzausbau konsistente Annahmen getroffen. Dazu gehören Annahmen bzgl. des Kraftwerksparks in ENTSO-E CE, des Höchstspannungsnetzes und dessen zukünftige Entwicklung in ENTSO-E CE, des Verbrauchs, der Stromhandelskapazitäten an den Grenzen (NTC) sowie der Entwicklungspfade der Brennstoff- und CO₂-Preise bis 2022 bzw. 2032.

3 Herangehensweise an die Netzentwicklungsplanung am EZG

In diesem Kapitel werden die am Energie Zentrum Graz angewendeten Instrumente zur Netzplanung vorgestellt. Prinzipiell werden die Berechnungen für den Netzentwicklungsplan mit zwei Werkzeugen, ATLANTIS (Stigler, et al., 2012) und NEPLAN, durchgeführt. Es wird ein Gesamtüberblick über die Berechnungspfade der beiden Instrumente ATLANTIS und NEPLAN gegeben. Die Nutzung der beiden Werkzeuge erfolgt parallel, wobei Zwischenergebnisse zwischen den Programmen ausgetauscht werden und als Eingangsgrößen im jeweils anderen Programm genutzt werden (*Abbildung 1*).

Eine ATLANTIS-Simulation besteht im Kern aus Marktmodellrechnungen und einem darauf aufbauenden vereinfachten Lastflussmodell (DC-OPF) mit kostenoptimalem Kraftwerkeinsatz unter Berücksichtigung des Marktergebnisses. Dabei wird modellimmanent das gesamte synchrone Netzgebiet Kontinentaleuropas berücksichtigt. Im Rahmen von *Szenariorechnungen* werden über einen Zeitraum von 10 bzw. 20 Jahren jährlich 48 repräsentative Lastfälle mit durchschnittlicher⁴ RES-Erzeugungsscharakteristik berechnet. Darüber hinaus werden *Extremfälle* behandelt, welche sich hinsichtlich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien (allen voran aus Windkraft und Photovoltaik) sowie hinsichtlich der Lastsituation in Deutschland an den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) orientieren. Das Modell ATLANTIS wird zur Bewertung von *strukturellen Maßnahmen* im deutschen Höchstspannungsnetz (z.B. Wirkungsweise und Auslastung von HGÜ-Korridoren) herangezogen. Wesentliche Indikatoren über die Wirkungsweise von Maßnahmen im Höchstspannungsnetz sind dabei die Integration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, die Redispatchmenge oder auch die Wirkung auf Ringflüsse über das benachbarte Ausland. Neben den Energiemengen (z.B. Redispatchbedarf in TWh/a, oder nicht integrierbare RES-Erzeugung in GWh/a) sind für den Netzausbau insbesondere zu erwartende Leistungsbandbreiten (z.B. theoretischer Redispatchumfang im MW) von Interesse. Daher werden neben den Energiebetrachtungen zusätzlich

³ Dieses enthält neben dem aktuellen 220/380-kV-Bestandsnetz die Maßnahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) sowie bereits im Bau befindliche oder planfestgestellte Vorhaben.

⁴ Basierend auf langjährigen monatlichen Mittelwerten (z.B. monatliche Erzeugungsscharakteristik der Wasserkraft lt. (Huber, 2010) bzw. der Windkraft lt. (Schüppel, 2010)) und geografisch aufgelöst auf NUTS-2 Ebene.

vier repräsentative Zeitpunkte (Snapshots) für den Vergleich unterschiedlicher Netzvarianten herangezogen. Dazu gehören jeweils ein Wert für *Winter-Höchstlast*, *Winter-Schwachlast*, *Sommer-Höchstlast* und *Sommer-Schwachlast*. Sowohl für die Szenariorechnungen als auch für die Extremfallrechnungen werden neben der Startnetzvariante unterschiedliche Netzvarianten mit Overlaykorridoren (HGÜ) analysiert und miteinander verglichen. Neben einer Ein-Korridor-Variante wird auch eine Zwei-Korridor-Variante untersucht (*Abbildung 8*). Die Wirkungsweise unterschiedlicher Kombinationen von Teilkorridoren (z.B. nördlicher Teilkorridor von der Nordsee ins verbrauchstarke Bundesland Nordrhein-Westfalen) wird tiefergehenden Analysen unterzogen.

Nach Feststellung zweckdienlicher Overlaykorridore mit ATLANTIS wird mit dem Lastflussberechnungsprogramm NEPLAN die weiterführende notwendige Netzausbauplanung vollzogen. Dabei werden international anerkannte Planungsgrundsätze für die Netzplanung herangezogen. Der Ausbau erfolgt nach dem NOVA-Prinzip⁵, mit dem Ziel, die Leitungsbelastungen in einem ersten Schritt unter 70 % (näherungsweise (n-1)-Kriterium) zu bringen. Dies wird iterativ für alle (je Szenario acht) knotenscharfen, regionalisierten Netznutzungsfälle aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) vollzogen. Benachbarte Netze werden durch Ersatzspeisungen und -lasten entsprechend NEMO an den Grenzkuppelleitungen berücksichtigt. Mit NEPLAN und ATLANTIS erarbeitete Netzausbaukonzepte werden auf die Eignung für die vorgegebenen Netznutzungsfälle überprüft. Gegenstand der Analysen sind dabei die *Lastflussaufteilung*, die *Betriebsmittelauslastung*, das *Spannungsniveau*, der *Blindleistungshaushalt*⁶ und die *Netzicherheit* ((n-1)-Sicherheit, Common-Mode-Fehler) (Sillaber & Renner, 2007) im deutschen Höchstspannungsnetz. Bei der Netzausbauplanung mit NEPLAN werden unterschiedliche Varianten hinsichtlich der Übertragungstechnologie untersucht. Die 220/380-kV-Drehstromtechnologie stellt die Referenztechnologie dar. Dabei wird ohne Berücksichtigung von HGÜ-Korridoren ausgehend vom Startnetz der reine Ausbau des 220/380-kV-Netzes zur Erfüllung der Transportaufgabe in B-2022 bzw. B-2032⁷ vollzogen. Alternativ dazu werden die in ATLANTIS ermittelten HGÜ-Korridore im Startnetz modelliert und der zusätzliche Drehstromnetzausbau (NOVA) realisiert. Als Backup-Lösung⁸ wird alternativ zur HGÜ-Lösungen in Kombination mit AC-Ausbau auch noch die 550-kV-Korridor-Variante in Kombination mit NOVA-Maßnahmen in 220/380-kV-Technologie analysiert. Umfassende Erklärungen sowie weiterführende Berechnungen können dem Gesamtgutachten (EZG, 2012) entnommen werden.

Die in der Folge am *Energie Zentrum Graz* erarbeiteten Netzausbauvarianten stellen jeweils die Ergebnisse einer von mehreren unterschiedlichen Lösungsvarianten innerhalb der gegebenen technisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dar. Die Ermittlung einer "optimalen" Lösungsvariante ist nicht zu erwarten, da die Ziele einer derartigen „Optimierung“ – z.B. maximale Einbindung erneuerbarer Energien, minimaler Landschaftsverbrauch, minimale Gesamtkosten, maximale Zuverlässigkeit etc. – gegeneinander nicht abwägbar sind.

⁵ Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau (entsprechend (EnWG, 2011))

⁶ sinnvollen Aufteilung der benötigten Blindleistung zwischen Kraftwerken und neu zu installierenden Kompensationsanlagen

⁷ Szenario B (mit den Zeithorizonten 2022 und 2032) ist das Leitszenario zum NEP 2012. Es weist einen fokussierten Zubau erneuerbarer Energien auf. Die exakten Rahmenbedingungen dieses Szenarios (Kraftwerkspark, Verbrauch und Höchstlast) können dem Szenariorahmen (Bundesnetzagentur, 2012) bzw. dem Gutachten (EZG, 2012) entnommen werden.

⁸ Der Berechnungsansatz mit einer 550-kV-Overlaystruktur stellt nach dem heutigen Stand der Technik eine robuste „Backup“-Lösung dar, falls es nicht vorhersehbare Problemen bei HGÜ-Lösungen gäbe.

Im folgenden Abschnitt werden wesentliche Ergebnisse dargestellt. Angesichts der umfangreichen Untersuchungen (siehe Abbildung 1) sei an dieser Stelle auf das Gutachten (EZG, 2012) verwiesen.

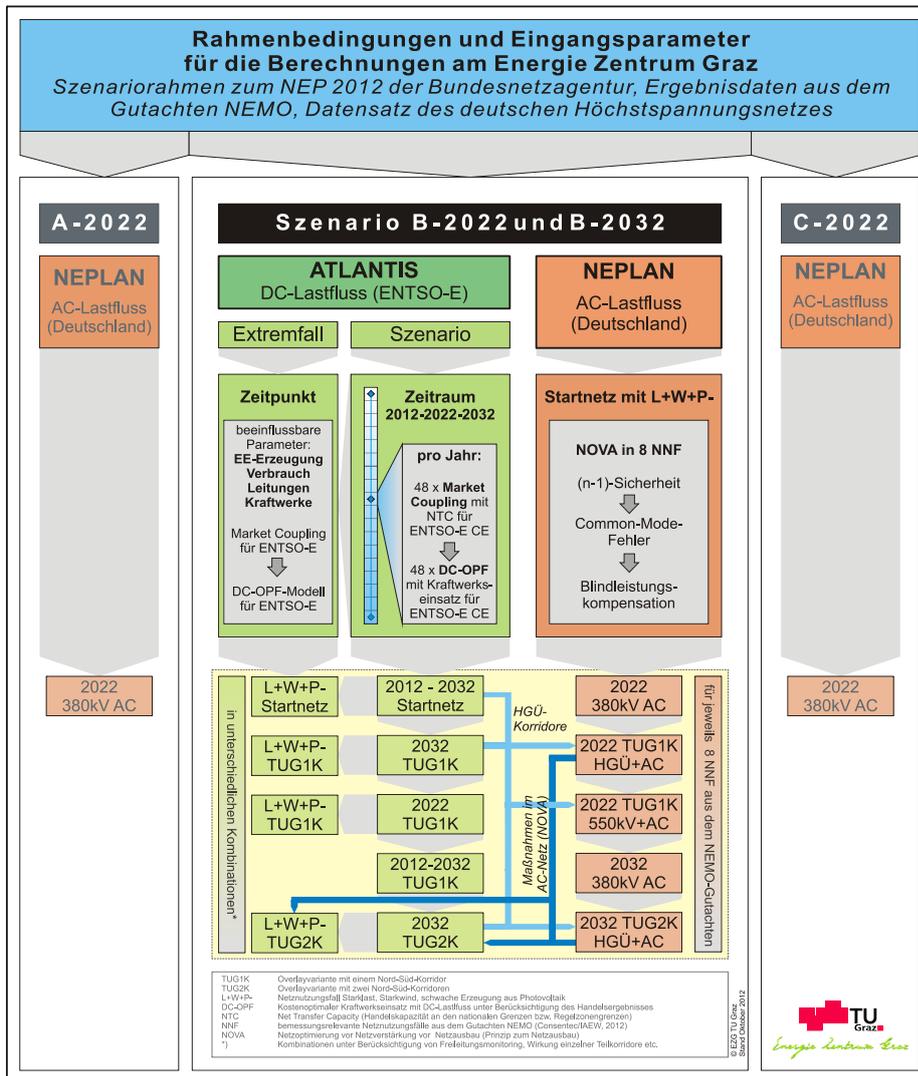


Abbildung 1: Übersichtsschema über die Berechnungspfade von ATLANTIS und NEPLAN⁹.

3.1 Zukünftiger Transportbedarf in Deutschland

Wie bereits einleitend erläutert, verändern sich durch den bevorstehenden Strukturbruch auf der Aufbringungsseite elektrischer Energie die zukünftigen Anforderungen an das deutsche Höchstspannungsnetz. Die örtliche Distanz und zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen und dem Bedarf an elektrischer Energie sowie Energiespeicherung erfordern einen gerichteten¹⁰ Stromtransport. Das kontinentaleuropäische 380/200-kV-Höchstspannungsnetz ist für die bedarfsgerechte, lastnahe und vorwiegend thermische und fossile Erzeugungsstruktur geplant (worden) und entsprechend

⁹ Der Netznutzungsfall L+W+P- (Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung) erweist sich hinsichtlich der Netzauslastung im Startnetz als besonders schwierig und wird daher als primärer Netznutzungsfall für die Berechnungen herangezogen.

¹⁰ Unter dem Begriff „gerichteter Stromtransport“ ist der Einsatz eines Netzelements gemeint, welches in Höhe und Richtung des Lastflusses über das Maß herkömmlicher Netzelemente hinausgehend beeinflussbar ist.

historisch gewachsen. Nur in beschränktem Ausmaß ist das Höchstspannungsnetz derzeit für Leistungstransporte über große Entfernungen geeignet, weshalb es neuer funktionaler Komponenten bedarf, welche in Reaktion auf die qualitativen Änderungen der Aufbringungsseite die Systemfunktion des Höchstspannungsnetzes entsprechend anpassen. Ein zuverlässiges, flexibles und entsprechend starkes Höchstspannungsnetz ist von hoher Bedeutung.

In Deutschland drängt sich daher zunehmend die Frage nach der Notwendigkeit eines Einstiegs in Overlay-Netzstrukturen wie bspw. Hochspannungsgleichstromleitungen (HGÜ) auf. Vergleicht man die derzeitige geografische Verteilung der Aufbringungsstruktur in Deutschland mit jener des Szenariorahmens für das Jahr B-2022 bzw. B-2032 (Bundesnetzagentur, 2012), erkennt man deutlich die zunehmende räumliche Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch. Dies gilt insbesondere auch unter dem Gesichtspunkt der Abnahmeverpflichtung der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Es gilt, lastferne Erzeugung vor allem aus Windkraft im Norden Deutschlands (On- und Off-shore) mit den verbrauchsintensiven südlicheren Bundesländern zu verbinden. Dabei darf das umliegende Ausland bei den zu erwartenden großen Nord-Süd-Transportmengen keinesfalls außer Acht gelassen werden. Zusätzlich gewinnt der Gedanke einer Energiewende hin zu einer klimafreundlichen Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien auch in anderen Staaten zunehmend an politischer Bedeutung. Wesentliche Fragestellungen ergeben sich dabei hinsichtlich der Systemeinbindung von Netzkorridoren, welche im bestehenden Netz einen gerichteten und steuerbaren Stromtransport ermöglichen, sowie die Untersuchung deren Wirkung im Gesamtsystem.

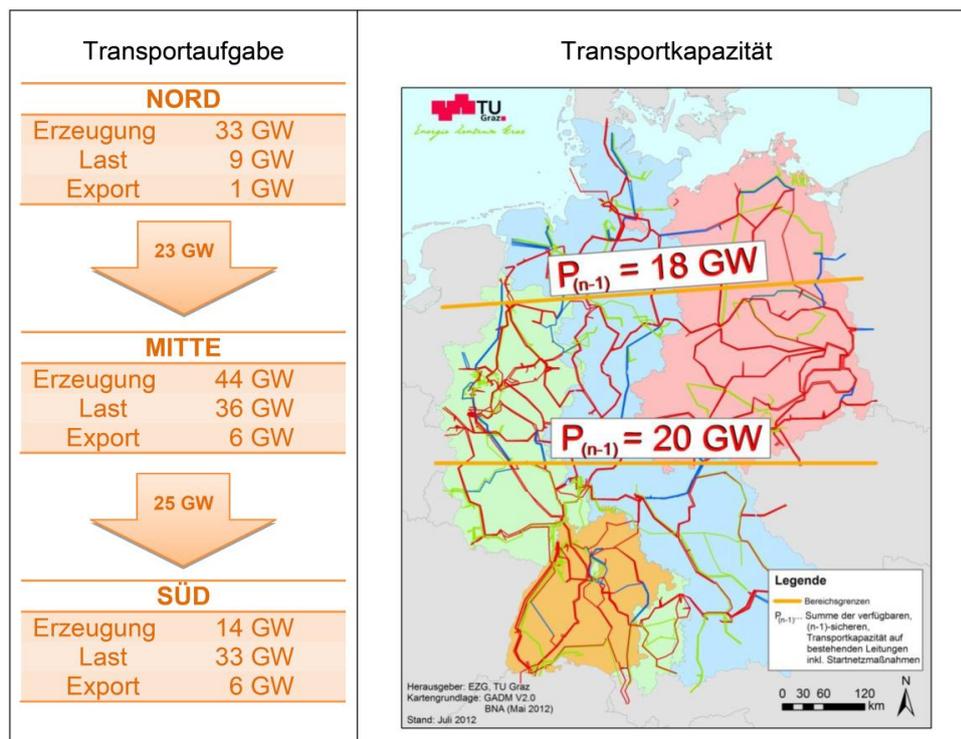


Abbildung 2: Darstellung der prinzipiellen Transportaufgabe (links) und der derzeit zur Verfügung stehenden, (n-1)-sicheren Transportkapazitäten unter Berücksichtigung der Startnetzmaßnahmen (rechts) im Szenario B-2022 (L+W+P-).

Aus der Regionalisierung des genehmigten Szenariorahmens zum NEP 2012 zeigt sich eine prinzipielle Transportaufgabe mit Nord-Süd-Ausprägung. Für das Szenariojahr B-2022 ergibt

sich unter der vereinfachenden Annahme einer gleichmäßigen Lastflussverteilung auf parallele Nord-Süd-Leitungszüge im deutschen Höchstspannungsnetz eine zusätzlich zum Startnetz notwendige (n-1)-sichere Transportkapazität von mindestens 5 GW, welche unter realen Bedingungen noch deutlich höher liegen kann (*Abbildung 2*). Für die Weiterführung des Leitszenarios B-2022 um weitere 10 Jahre (B-2032) ergibt sich für den Netznutzungsfall L+W+P- (Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung) ein Transportbedarf deutlich über 30 GW für die Schnittlinie *Emsland-Hannover-Berlin* (entspricht der nördlichen Schnittlinie in *Abbildung 2*) bzw. knapp weniger als 30 GW für die südlichere Schnittlinie *Frankfurt-Bayreuth*. Der Netznutzungsfall L+W+P- führt im Startnetz zu (n-1)-Verletzungen (*Abbildung 3*), woraus sich die Notwendigkeit von Netzausbau ableiten lässt. Bei Betrachtung des Planungshorizontes „2012+20 Jahre“ (Szenario B-2032) nimmt die Tendenz eines wachsenden Transportbedarfs in Nord-Süd-Richtung deutlich zu. In unterschiedlichen Herangehensweisen wird der Starkwindfall L+W+P- B-2032 in ATLANTIS simuliert¹¹.

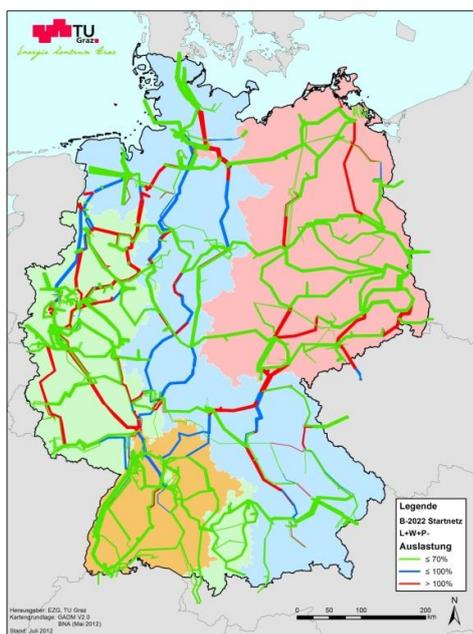


Abbildung 3: Netzauslastung im Startnetz für den Netznutzungsfall L+W+P- im Szenariojahr B-2022. Im Lastflussergebnis aus NEPLAN sind auch Leitungen mit einer Auslastung über 70 % markiert. Diese Auslastung ist näherungsweise ein Indikator für Verletzungen des (n-1)-Sicherheitsprinzips.

Für den Extremfall L+W+P- im Szenario B-2032 wird unter der Annahme, dass weder in Deutschland noch im restlichen synchronen Höchstspannungsnetz Netzrestriktionen den Kraftwerkseinsatz laut Markt verhindern können, eine Lastflussrechnung durchgeführt. Dabei wird ersichtlich, dass sich innerhalb Deutschlands deutliche Leitungszüge in Nord-Süd-Ausrichtung (gekennzeichnet durch gelbe Pfeile in *Abbildung 4*) mit Auslastungen über 100% bezogen auf das thermische Limit der einzelnen Leitungen abzeichnen. Der kumulierte Transportbedarf entlang der in *Abbildung 4* gekennzeichneten Schnittlinie liegt bei rund 29 GW¹².

¹¹ Im Rahmen dieses Konferenzbeitrags wird nachfolgend eine ATLANTIS-Analyse zur Darstellung des zukünftigen Transportbedarfs beschrieben. Für weitere Analysen wird auf das Gutachten (EZG, 2012) verwiesen.

¹² Die installierte thermische Kapazität im Startnetz entlang der Schnittlinie beträgt rd. 27 GW. Unter Berücksichtigung eines (n-1)-sicheren Betriebes ist selbst bei gleichmäßiger Lastflussaufteilung auf alle Leitungszüge eine thermische Kapazität von ca. 40 GW notwendig. Diese Ergebnisse der DC-Lastflussrechnung gelten unter der Annahme, dass alle Leitungen theoretisch unbegrenzt belastbar sind und auch Ringflüsse über das Ausland im Rahmen des Marktergebnisses unbegrenzt möglich sind.

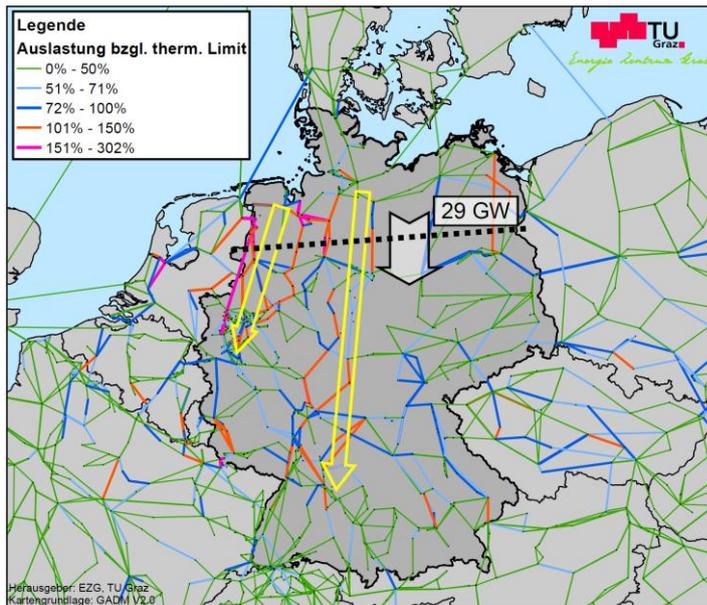


Abbildung 4: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS-Extremfallrechnung B-2032 angelehnt an den besonders schwierigen Netznutzungsfall L+W+P- bei unlimitiertem ENTSO-E CE Höchstspannungsnetz.

3.2 Wirkungsweise von steuerbaren Transportkorridoren

Die in Abschnitt 3.1 dargestellten Ergebnisse für Szenario B geben einen Hinweis auf die Notwendigkeit einer Netzinfrastruktur, welche hinsichtlich des Netzbetriebs ein hohes Maß an Steuerbarkeit ermöglicht. In einer weiteren ATLANTIS-Simulation wird daher die Wirkung von Transportkorridoren innerhalb Deutschlands auf das restliche 220/380-kV-Höchstspannungsnetz analysiert.

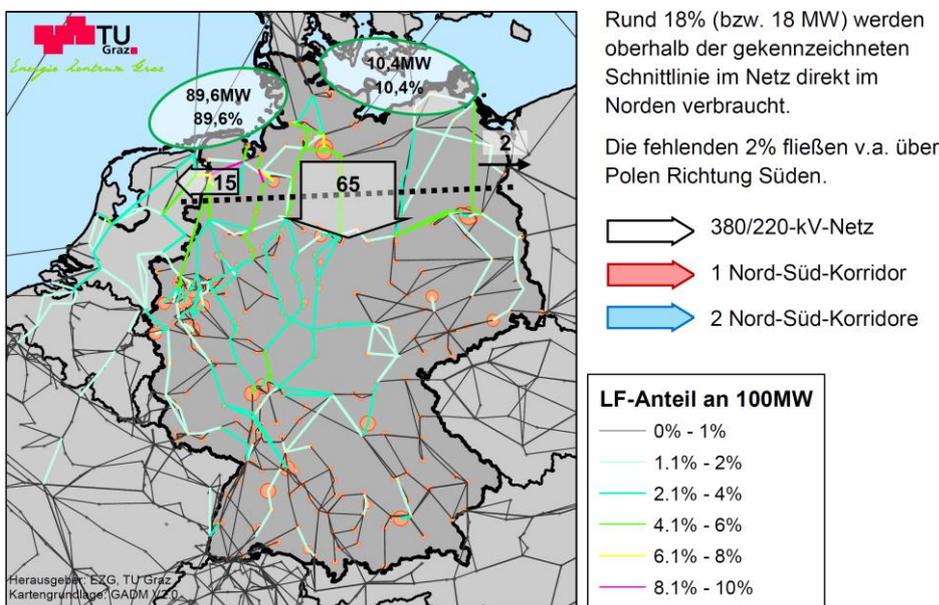


Abbildung 5: Verteilung des DC-Lastflusses im Startnetz (Zahlenangaben in Prozent, Fläche der orangenen Kreise proportional zum Verbrauch). Die Fläche der orangenen Kreise sind proportional zum zugrunde gelegten Verbrauchsgewicht im jeweiligen Knoten.

Dazu wird die Leistungsbilanz in Deutschland (Last und Einspeisung aus Offshore-Windkraftanlagen) entsprechend der Regionalisierung laut dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) auf 100 MW normiert und unterschiedliche Netzvarianten (ohne und mit steuerbaren

Netzelementen) hinsichtlich Leistungsflussverteilung miteinander verglichen. *Abbildung 5* zeigt die Aufteilung des Lastflusses im Startnetz bzw. im ENTSO-E Höchstspannungsnetz. Rund 18% der Last werden nördlich der Schnittlinie verbraucht. Die restlichen 82% teilen sich in einen innerdeutschen Lastfluss (65%) und in Ringflüsse über das Ausland (17%, mit 15% vorwiegend über die Niederlande) auf. Unter Berücksichtigung von zwei steuerbaren Nord-Süd-Transportkorridoren¹³ verändert sich die Aufteilung des Leistungsflusses entsprechend der in *Abbildung 6* dargestellten Situation. In Summe fließen in etwa 72% (von 100%) Einspeisung in Norddeutschland über das deutsche Höchstspannungsnetz, wovon mit 34% knapp weniger als die Hälfte von den steuerbaren Nord-Süd-Leitungen transportiert wird. Dementsprechend reduzieren sich die Ringflüsse über das Ausland von ursprünglich 17% im Startnetz auf 10% im Netz inkl. steuerbarer Korridore. Neben dem Effekt der Entlastung ausländischer Netzkapazitäten kann auch die Entlastung weitere Kapazitäten im deutschen 380/220-kV-Höchstspannungsnetz als positiver Effekt steuerbarer Netzelemente angesehen werden. Vergleicht man die Leistungsflussergebnisse beider Netzvarianten, ergibt sich ein sinkender Ringflussanteil¹⁴ von rund 21% im Startnetz auf rund 12% in der Netzvariante mit zwei Korridoren. Der *Ringflussanteil am Leistungsfluss im 220/380-kV-Drehstromnetz*¹⁵ hingegen liegt in beiden Netzvarianten in etwa konstant bei einem Fünftel (20%) gemessen am Leistungsfluss im 220/380-kV-Netz. Die positive Wirkung steuerbarer Korridore sowohl auf das umliegende ausländische Höchstspannungsnetz¹⁶ sowie auf das innerdeutsche Drehstromnetz kann somit nachgewiesen werden.

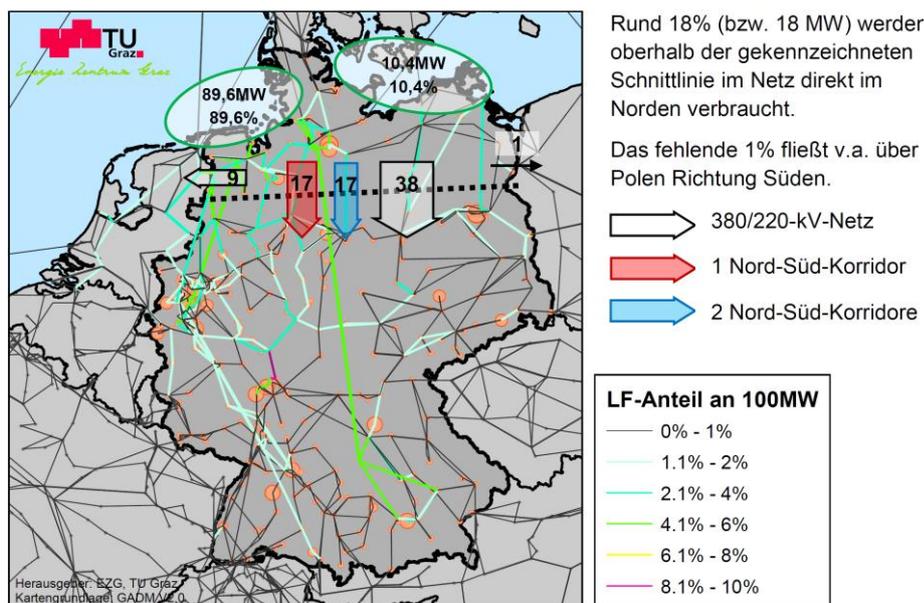


Abbildung 6: Verteilung des DC-Lastflusses in Variante mit zwei Nord-Süd-Korridoren (Zahlenangaben in Prozent, Fläche der orangenen Kreise proportional zum Verbrauch).

¹³ Aus der im Zuge der Entwicklung des Modells ATLANTIS entworfenen Methodik, Overlaykorridore in einem DC-OPF-Modell systemoptimal einzusetzen, ergibt sich immanent die Steuerbarkeit derartiger Netzelemente.

¹⁴ Verhältnis zwischen Exportleistung (Ringfluss) und gesamten Nord-Süd-Leistungsfluss (82%).

¹⁵ Verhältnis zwischen Exportleistung (Ringfluss) und innerdeutschem Leistungsfluss im 220/380-kV-Netz.

¹⁶ Die ATLANTIS-Berechnungen im Rahmen des Gutachtens zeigten eine mögliche negative Beeinträchtigung der Netzintegration regenerativer Stromerzeugung auch aufgrund von Engpässen im ausländischen Höchstspannungsnetz.

4 Zusammenfassung wesentlicher Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden wesentliche Ergebnisse des Gutachtens dargestellt. Zunächst werden wesentliche Erkenntnisse aus ATLANTIS-Simulationen erläutert und daran anschließend Ergebnisse aus den AC-Lastflussrechnungen (NEPLAN) diskutiert. Aufgrund der Vielzahl der im Gutachten untersuchten Netzvarianten wird für die zusammenhängende Nachvollziehbarkeit von Ergebnissen (und zugrunde gelegter Rahmenbedingungen) auf das Gutachten (EZG, 2012) verwiesen.

4.1 Zusammenfassung wesentlicher Ergebnisse aus den ATLANTIS-Simulationen

Als Referenzergebnis für die untersuchten Netzvarianten (Overlaykorridore) dient das ATLANTIS-Ergebnis über die Entwicklung des Redispatchbedarfs (in GWh/a) im Startnetz (ohne steuerbare Netzelemente wie z.B. HGÜ) beginnend im Jahr 2012 bis zum Szenariojahr B-2032 (*Abbildung 7*).

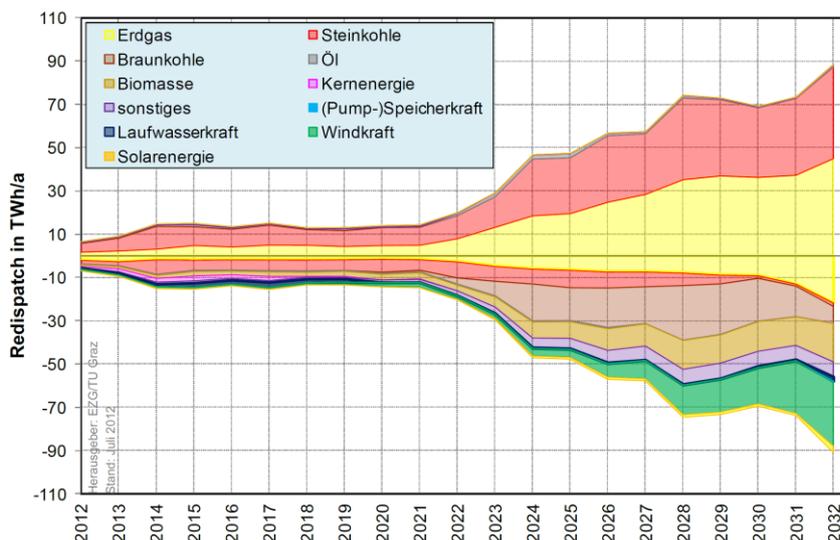


Abbildung 7: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchenergie je Kraftwerkstyp zwischen 2012 und B-2032 basierend auf der ATLANTIS-Szenariorechnung für die Netzvariante „Startnetz“.

Aufgrund von sicherheitsrelevanten Netzengpässen, welche im DC-Lastfluss von ATLANTIS durch die 70%-Grenze modellhaft abgebildet werden, ist es zeitweise notwendig, Kraftwerke in ihrer Produktion einzuschränken (negativer Redispatch) und im gleichen Umfang nicht marktfähige Kraftwerke anzufahren (positiver Redispatch), um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb¹⁷ (in ATLANTIS) gewährleisten zu können. Unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen, der Betriebsparameter einzelner Kraftwerke (must-run Kraftwerke, KWK, Mindestleistungen usw.) sowie des Marktergebnisses (Regelzonensaldo) wird in ATLANTIS der kostenminimale Redispatch ermittelt. Aufgrund der geringen variablen Stromgestehungskosten regenerativer Erzeugung (Windkraft, Wasserkraft oder Photovoltaik) wird ein netzbedingtes Abschalten (negativer Redispatch) derartiger Anlagen als einer der letzten Schritte zur Netzentlastung vollzogen. Wie in *Abbildung 7* dargestellt steigt der Redispatchumfang von $\pm 6,7$ TWh/a im Jahr 2012 bis 2014 bereits auf ± 15 TWh/a an. Diese Zunahme deutet auf

¹⁷ Die Bezeichnung „sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb“ bezieht sich hierbei auf die Modellintegration im DC-Lastfluss in ATLANTIS. Tatsächlich spielen im Netzbetrieb in der Praxis wesentlich mehr Faktoren (z.B. statische und dynamische Stabilität) eine entscheidende Rolle für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb.

zunehmende Schwierigkeiten im Netzbetrieb hin. Strukturelle Maßnahmen (NOVA) sind daher bereits im kurzfristigen Zeitraum zu treffen. Ab dem Szenariojahr B-2022 ist ein massiver Anstieg an netzsicherheitsrelevanten Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz beobachtbar. Die Außerbetriebnahme von verbrauchsnahe Grundlastenergie durch Kernenergie in Kombination mit den Ausbauvorhaben lastferner regenerativer Erzeugung aus Windkraft im Norden Deutschlands führt zunehmend zu Netzengpässen, welche die Integration der RES-Erzeugung maßgeblich hemmen. Die Redispatchmengen in B-2022 (± 20 TWh/a) bzw. in B-2032 (± 89 TWh/a) sind in der Praxis des Netzbetriebs nicht zu bewerkstelligen und aufgrund hoher Kosten wirtschaftlich nicht vertretbar. Damit stellt Redispatch keine Alternative zum Netzausbau gemäß dem NOVA-Prinzip dar. Insbesondere der zunehmende Anteil an negativem Redispatch erneuerbarer Energieerzeugung (*Abbildung 7*) ist ein deutliches Signal für die Notwendigkeit des Netzausbaus in Deutschland.

Aufgrund der in Abschnitt 3.1 gezeigten zukünftigen Anforderungen an das deutsche Höchstspannungsnetz hinsichtlich Transportbedarf und der in Abschnitt 3.2 dargestellten Wirkungsweise steuerbarer Korridore und obwohl die langfristige Netzplanung ein iterativer Prozess ist, sind grundsätzliche strategische Entscheidungen für oder gegen ein Overlaynetz bereits in nächster Zukunft zu treffen. Dazu zeigen nachfolgende Abschnitte die Ergebnisse aus den ATLANTIS-Berechnungen für eine Netzvariante mit zwei Nord-Süd-Overlaykorridoren im Jahr B-2032. Die Übertragungskapazität beträgt für Korridor A in Summe 9 GW, für Korridor B in Summe 6 GW. Damit stehen mit 15 GW ca. zwei Drittel bis die Hälfte des ermittelten Nord-Süd-Transportbedarfs in Form steuerbarer Netzelemente zur Verfügung. Der Verlauf beider Korridore ist in *Abbildung 8* dargestellt und beruht auf ATLANTIS-Berechnungen, welche im Rahmen des Gutachtens für die Bundesnetzagentur (EZG, 2012) gemacht wurden.

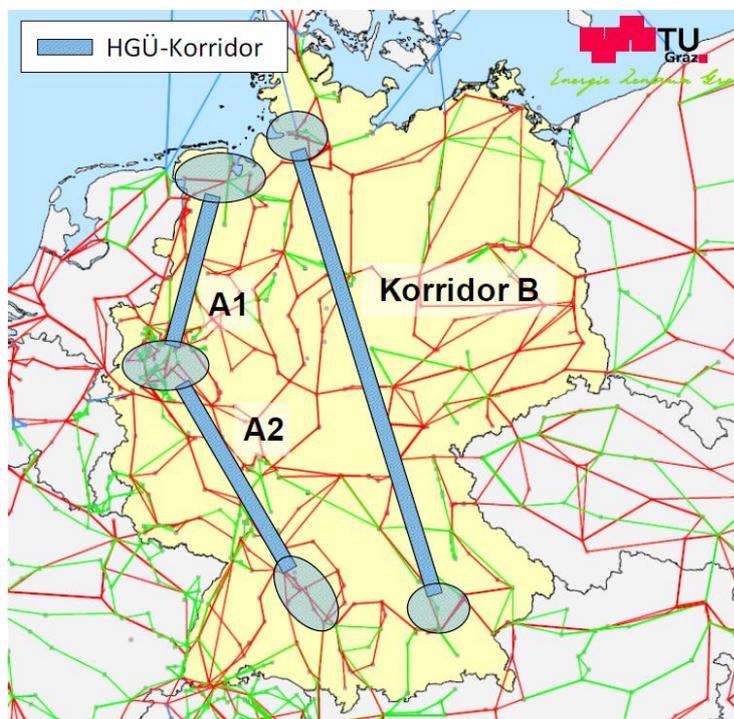


Abbildung 8: Overlayvariante mit zwei Nord-Süd-Korridoren.

Die energiewirtschaftliche Sinnhaftigkeit für eine „Unterbrechung“ des Nord-Süd-Korridors A in Nordrhein-Westfalen bzw. die Aufteilung des Korridors in einen nördlichen (A1) und einen südlichen Teilkorridor (A2) liegt darin begründet, dass damit eine der verbrauchsintensivsten¹⁸ Regionen Deutschlands in das System eines Overlaynetzes eingebunden wird. Die Versorgung dieser Region ist damit sowohl aus Windkrafterzeugung im Norden als auch durch Photovoltaik im Süden möglich. Weiters sind in dieser Region in größerem Umfang Gaskraftwerke (Szenarioannahme) vorhanden, deren Systemfunktion im Zusammenhang mit der Volatilität regenerativer Erzeugung zukünftig zunehmend von Bedeutung ist. Zudem gilt es die zeitliche Lücke zwischen Verbrauch und Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu schließen. Die wirtschaftliche und großtechnische Speicherung von Strom wird auch zukünftig maßgeblich durch Pumpspeicherkraftwerke erfolgen (BMW, BMWFI, UVEK, 2012), wodurch die südliche Anbindung Nordrhein-Westfalens, insbesondere auch hinsichtlich Vorstellungen eines europäischen Supergrids, langfristig energiewirtschaftlich zielführend erscheint.

Abbildung 9 zeigt den Vergleich der Redispatchmengen für das Szenariojahr B-2032 für Deutschland in den Netzvarianten „Startnetz“ und „Startnetz inkl. der zwei HGÜ-Overlaykorridore“. Dabei wird die deutliche Reduktion der netzsicherheitsbedingten Eingriffe (in Form von Redispatchmaßnahmen) in den Kraftwerkseinsatz entgegen des Marktpreises, welche durch den Einsatz steuerbarer Transportkorridore herbeigeführt werden kann, sichtbar. Der jährliche Redispatchumfang sinkt von rd. ± 89 TWh/a auf rd. ± 54 TWh/a ab. Bei näherer Betrachtung der zeitlichen Verteilung erkennt man, dass insgesamt 84% der gesamten Redispatchenergie in Zeiten geringer Last zu erwarten sind, wobei der Schwerpunkt in den Wintermonaten liegt. Verantwortlich dafür ist die örtliche Distanz zwischen Aufbringung und dem geringen Verbrauch in Schwachlastzeiten. Dies führt zu einer, verglichen mit Starklastzeiten, höheren Belastung des Übertragungsnetzes. Daraus entstehen strukturelle Engpässe im Höchstspannungsnetz, welche in Verbindung mit hohen Exporten im Winter insbesondere in Richtung Alpen (Pumpspeicherkraftwerke) zusätzlich verstärkt auftreten.

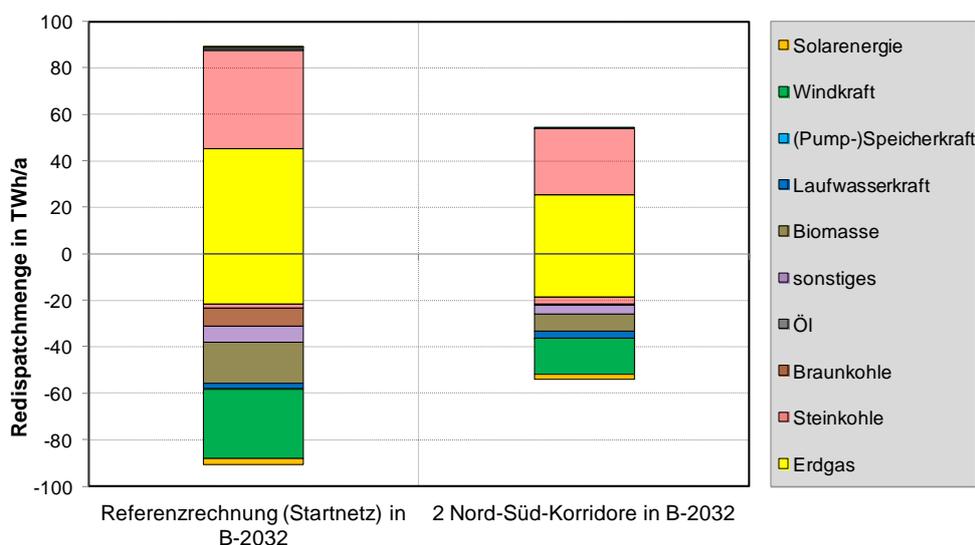


Abbildung 9: Gegenüberstellung Redispatchenergie in TWh/a für das Szenario B-2032 in der Netzvariante „Startnetz“ und der Netzvariante „Startnetz inkl. zwei Nord-Süd-Overlaykorridore“.

¹⁸ Die Anbindung der Overlaykorridore an verbrauchsstarke Netzknoten ist zweifelsohne mit Unsicherheiten behaftet, da eine zuverlässige Prognose über zukünftige netzknotengenaue Lastverteilung zum derzeitigen Zeitpunkt nicht möglich ist.

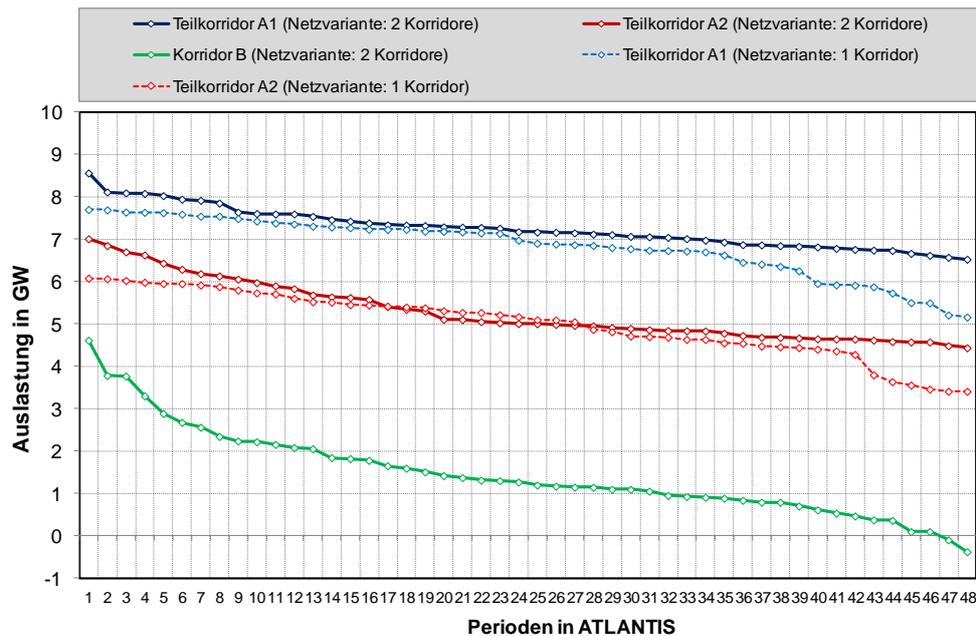


Abbildung 10: Auslastungsdauerlinien (positive Auslastung entspricht einer Auslastung in Nord-Süd-Richtung) der Overlaykorridore in B-2032 (durchgezogene Linien entsprechen der Netzvariante mit zwei Overlaykorridoren, die unterbrochenen Linien entsprechen der Netzvariante, welche nur Korridor A1 und A2, nicht jedoch Korridor B berücksichtigt).

Die Auslastungsdauerlinien (Abbildung 10) der HGÜ-Korridore A1, A2 und B (Abbildung 8) zeigen eine über das Jahr betrachtet stabile Auslastung der Teilkorridore A1 und A2, während Korridor B einen sensitiveren Verlauf über die 48 DC-Lastflussrechnungen aufweist. Auch in einer weiteren im Rahmen des Gutachtens durchgeführten Variantenrechnung, in welcher ausschließlich Korridor B (ohne A1 und ohne A2) berücksichtigt wird, zeigt sich nur eine unwesentlich höhere Auslastung des 6 GW starken Korridors B. Dies lässt sich teilweise auf Engpässe im Nahbereich der südlichen Anknüpfungsknoten von Korridor B zurückführen. Korridor A (A1 und A2) hingegen zeigen auch in der Variante ohne Korridor B (unterbrochene Linien in Abbildung 10) einen stabilen hohen Auslastungsgrad.

Nach Darstellung der Ergebnisse aus den Szenariorechnungen folgen nun Ergebnisse aus den Extremfallrechnungen. Diese sind, wie bereits erwähnt, hinsichtlich Lastsituation, sowie Einspeisesituation der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (insbesondere aus Windkraft und Photovoltaik) angepasst an die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012). Der Einsatz des restlichen europäischen Kraftwerksparks ergibt sich ebenso wie Import-Export-Verhalten (Marktergebnisse und physikalische Lastflüsse) aus dem Marktmodell und dem DC-OPF-Modell in ATLANTIS. Dabei zeigen sich nur geringe modellbedingte Unterschiede (EZG, 2012, S. 72ff.) im Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks (z.B. KWK-Modellierung, Must-Run-Kapazitäten usw.) sowie im Import-Export-Saldo Deutschlands zwischen den Ergebnissen aus ATLANTIS und jenen aus dem Gutachten NEMO. Im Extremfall L+W+P- im Szenario B-2032 beträgt die Einspeisung aus Windkraft 87,8 GW bei einer gesamtdeutschen Last von 81,5 GW. Durch die Abnahmeverpflichtung erneuerbarer Energieerzeugung kommt es in diesem Extremfall zu einem physikalischen Nettoexport von nahezu 29 GW und damit einhergehend zu einer hohen Auslastung grenzüberschreitender Leitungen. Vergleicht man die grenzüberschreitenden Lastflüsse in der Netzvariante „Startnetz“ mit der Situation in der Netzvariante mit einem Nord-Süd-Korridor (Korridor A) ergibt sich die in Abbildung 11 dargestellte Situation.

Insbesondere zeigt sich eine deutliche Reduktion der Ringflüsse über die Niederlande und über Polen.

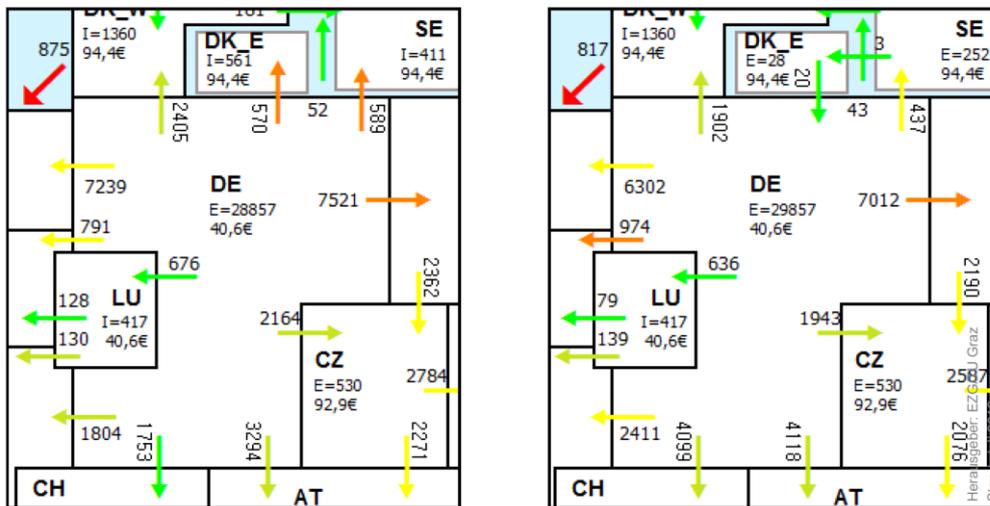


Abbildung 11: ATLANTIS-Snapshots für B-2032 laut physikalischem DC-Lastflussmodell im Startnetz (Netzvariante „Startnetz“) (links) und im Startnetz mit Korridor A und ohne Netzoptimierungsmaßnahmen¹⁹ (rechts) für den Extremfall L+W+P-²⁰.

Der um 1 GW höhere *physikalische* Export (*Export laut DC-OPF-Modell*) in der Netzvariante mit HGÜ-Korridor A (29,8 GW Export) verglichen mit der Netzvariante „Startnetz“ (28,8 GW Export) beruht auf der Gegebenheit, dass die Einhaltung des Marktergebnisses (*Export laut Marktmodell* liegt in beiden Fälle bei 29,8 GW) nur unter Anwendung eines HGÜ-Korridors gewährleistet werden kann. In der Netzvariante ohne HGÜ-Korridor („Startnetz“) hingegen kann erst durch *grenzüberschreitenden Redispatch* im Umfang von 1 GW die Einhaltung der Netzrestriktionen im DC-Lastflussmodell gewährleistet werden.

Abbildung 12 stellt den Umfang an Redispatchmaßnahmen in unterschiedlichen, mit ATLANTIS analysierten Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- im Szenariojahr B-2032 dar. Als Referenzgröße dient, wie bereits in den Szenariorechnungen, die Netzvariante „Startnetz“. In dieser Variante liegt der Umfang an netzsicherheitsrelevanten Eingriffen in den Kraftwerkeinsatz entgegen dem Marktpreis bei rund ± 36 GW, wobei ersichtlich wird, dass knapp 98% des negativen Redispatches (netzbedingtes Zurückfahren oder Abschalten von Kraftwerken) Windkraft ist. Bemessen an der gesamten am Markt angebotenen RES-Erzeugung im Extremfall L+W+P- in B-2032 können rund 37% nicht in das Startnetz integriert werden. Durch verschiedene NOVA-Maßnahmen kann der Umfang an Redispatchmaßnahmen deutlich verringert werden. In der Netzvariante mit HGÜ-Korridor A (und ohne FLM) sinkt der Redispatchumfang auf ± 28 GW, die Quote der nicht integrierbaren RES-Erzeugung sinkt auf knapp 28%. In weiterer Folge wurden im Gutachten unter anderem Netzvarianten mit zwei HGÜ-Korridoren (Korridor A und B) unter Berücksichtigung einer mit NEPLAN²¹ ermittelten Teilmenge an NOVA-Maßnahmen im deutschen Höchstspannungsnetz (*AC-Maßnahmen*) in ATLANTIS untersucht. Auszugsweise sind in *Abbildung 12* die Netzvarianten „mit Korridor A

¹⁹ Darunter wird in Zusammenhang mit einer Starkwindsituation (W+) insbesondere die Möglichkeit des Freileitungsmonitoring (FLM) entsprechend den Planungsgrundsätzen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012a) verstanden.

²⁰ Die Großhandelspreise sind als nominelle Angaben in €/MWh zu interpretieren. Die Farbgebung der Pfeile spiegelt die Auslastung des thermischen Limits der grenzüberschreitenden Leistung (Summe aller Leitungen) wieder, wobei rot der maximal zulässigen Auslastung entspricht.

²¹ (n-1)-sichere Netzausbauplanung mit NEPLAN (AC-Lastflussrechnung)

und B, mit AC-Maßnahmen, *ohne* FLM (thermisches Freileitungsmonitoring)“ und „mit Korridor A und B, *mit* AC-Maßnahmen, mit FLM“ dargestellt. Durch den zweiten Nord-Süd-HGÜ-Korridor sowie durch die AC-Maßnahmen kann eine weitere Reduktion des Redispatchumfangs erreicht werden.

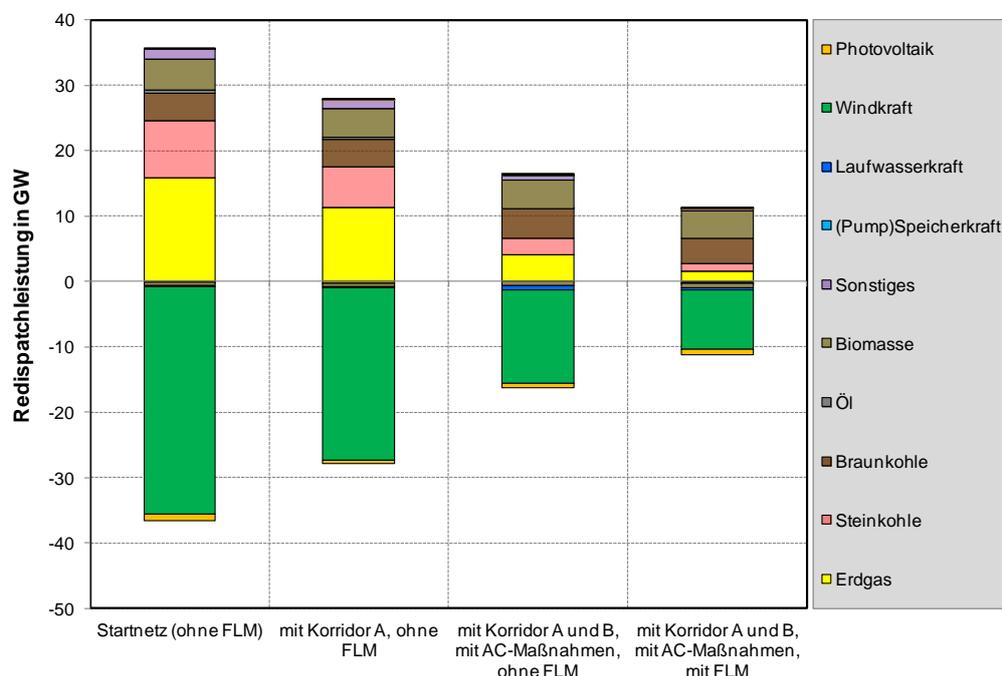


Abbildung 12: Gegenüberstellung des Leistungsumfangs an Redispatch aus ATLANTIS in unterschiedlichen Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- im Szenariojahr B-2032.

Unter Anwendung von thermischem Freileitungsmonitoring (FLM) für Starkwindsituationen (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012a) kann eine weitere Reduktion erreicht werden. Von den ursprünglichen ± 37 GW im Startnetz kann das Ausmaß an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz in der Netzvariante mit zwei HGÜ-Korridoren, AC-Maßnahmen und FLM auf rd. ± 11 GW reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion um nahezu zwei Drittel und zeigt insbesondere bei der Integration der Windkraft die größte Wirkung. Von den rund 11 GW an negativem Redispatch (Produktionseinschränkungen) sind im Ausmaß von 10 GW dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen, vorwiegend Windkraft, betroffen. Damit können knapp 11% des Angebots erneuerbarer Energieerzeugung am Markt nicht in das Netz integriert werden. Verglichen mit der Quote im Startnetz ergibt sich somit eine Verbesserung um 70%. Dadurch nimmt auch der Anteil der Erzeugung aus thermischen Kraftwerken ab, welche entgegen dem Marktpreis netzentlastend Leistung einspeisen. Daraus folgend lässt sich durch die Integration erneuerbarer Energien und dem damit einhergehenden geringeren Einsatz ineffizienter thermischer Kraftwerke ein positiver Effekt auf die CO₂-Emissionen im Sektor der Elektrizitätserzeugung ableiten. Redispatch im gezeigten Ausmaß ist in der Netzbetriebsführung nur schwer bewältigbar und mit sehr hohen Kosten verbunden und stellt daher keine wirtschaftliche Alternative für begleitenden AC-Netzausbau dar.

Abbildung 13 zeigt das Ergebnis der DC-OPF-Rechnung für die Extremfallberechnung L+W+P- in B-2032 in der Netzvariante mit zwei HGÜ-Korridoren, mit AC-NOVA-Maßnahmen und mit FLM. Ebenso dargestellt ist die pro Netz-knoten aggregierte Differenz zwischen Einsatz von Windkraftwerken laut Markt und jenem laut DC-OPF-Modell (negativer Redispatch). Dabei ist schwerpunktmäßig im Nordwesten der höchste Anteil der Redispatchmaßnahmen bei Windkraftanlagen zu erkennen.

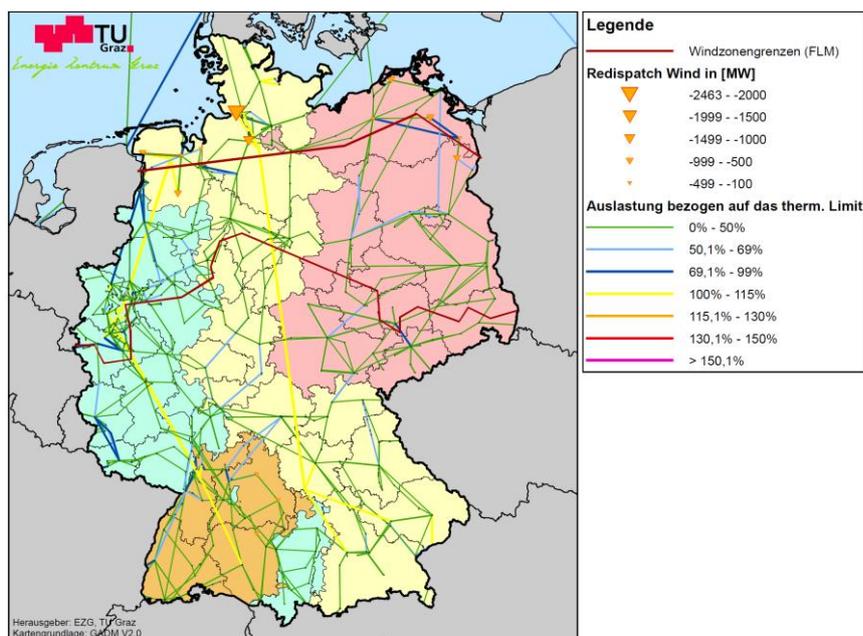


Abbildung 13: DC-Lastflussergebnis und negativer Redispatch von Windanlagen in der Netzvariante mit zwei HGÜ-Korridoren, mit AC-Maßnahmen und mit FLM im Extremfall L+W+P- in B-2032 ermittelt mit ATLANTIS.

Die Auslastung der HGÜ-Korridore liegt dabei bei 100% bzw. 9 GW im Teilkorridor A1 (nördlicher Teil von Korridor A), bei 63% (5,7 GW) für Teilkorridor A2 (südlicher Teil von Korridor A) und bei ebenso 100% (6 GW) für Korridor B. Auch in den anderen im Gutachten (EZG, 2012) analysierten Netzvarianten zeigen die steuerbaren Netzkorridore stets hohe Auslastungen, die zweckmäßige Anzahl von Korridoren und deren Dimensionierung ist jedoch maßgeblich von den Eingangsparametern wie z.B. der Verbrauchsentwicklung und –verteilung und der installierten Windkraftleistung (v.a. Offshore) und deren geografischen Verteilung (z.B. auf Ost- und Nordsee) abhängig. Auch Aspekte der Versorgungssicherheit spielen eine entscheidende Rolle. Der für die im Szenario B-2032 ermittelten bemessungsrelevanten Netznutzungsfälle (Consentec/IAEW, 2012) notwendige *Gesamtumfang* an AC-Maßnahmen in der Overlayvariante mit zwei Korridoren wird in NEPLAN ermittelt und die wesentlichen Ergebnisse nachfolgend dargestellt.

4.2 Zusammenfassung wesentlicher Ergebnisse aus NEPLAN-Analysen

Wie bereits einleitend erwähnt werden mittels NEPLAN neben einem *konventionellen reinen 380-kV-Drehstromnetzausbau* mehrere *Varianten von Overlayssystemen mit jeweils zugehörigem, erforderlichem 380-kV-Netzausbau* untersucht. Die Untersuchung erfolgt für Ausführungen mit HGÜ-Systemen bzw. 550-kV-Wechselstromübertragung mit Phasenschiebertransformatoren, die neben zusätzlichen Übertragungskapazitäten auch die Möglichkeit der gezielten Lastflussregelung bieten. Als Ausgangsnetz (Startnetz) wird wie für die Berechnungen mit ATLANTIS der über die Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellte Integral-Netzdatensatz (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b) der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen. Für die definierten Technologievarianten (380kV, HGÜ, 550kV) werden entsprechende Zielnetze erarbeitet, wobei ein für alle acht auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle laut Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) (n-1)-sicheres Netz erarbeitet wird. Begonnen wird mit jenem Netznutzungsfall, welcher zu den meisten überlasteten Netzelementen im Startnetz führt. Dies ist für Szenario B der Netznutzungsfall L+W+P-. Bei

Netzausbauvarianten mit Overlay-Strukturen werden diese zu Beginn in das Startnetz eingearbeitet, wobei Ergebnisse der Voruntersuchungen mit ATLANTIS einfließen. Nach einem Verlustabgleich erfolgt ein Ausbau nach dem NOVA-Prinzip, vorerst mit dem Ziel, die Leitungsbelastungen unter 70 % (näherungsweise (n-1)-Kriterium) zu bringen. Dies erfolgt iterativ für alle acht Netznutzungsfälle (je Szenario). Anschließend wird eine exakte (n-1)-Berechnung unter Berücksichtigung von Common-Mode-Ausfällen und anschließendem Blindleistungsmanagement zur Aufteilung der benötigten Blindleistung auf Kraftwerke und Kompensationsanlagen durchgeführt. Tatsächlich liegen die unterschiedlichen Lösungsvarianten, welche die geforderte Transportaufgabe erfüllen, bei Verwendung vergleichbarer Technologie in einer ähnlichen Größenordnung hinsichtlich des Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarfs, ausgedrückt in Trassenkilometern.

Referenzausbau mit 380-kV-Drehstromtechnologie für B-2032 (Referenznetz)

Der Ausbau mit 380-kV-Drehstromtechnologie für B-2032 basiert auf den NOVA-Maßnahmen für B-2022. Konsequenterweise wird auch für B-2032 die Ausbaustrategie mit konventioneller Drehstromtechnologie (220/380-kV) fortgesetzt. Das Ergebnis umfasst, ausgedrückt in Trassenkilometern²²,

- 600 km Leitungsverstärkungen auf bestehenden Masten im 220/380-kV-Netz,
- 10.900 km Neubau auf bestehenden Leitungstrassen und
- 4.100 km Neubau in neuen Trassen.

Zusätzlich sind ca. 80 Kuppeltransformatoren und Blindleistungskompensation im Umfang von rund 40 GVAR notwendig. *Abbildung 14* zeigt links die Leitungsbelastungen im Netznutzungsfall L+W+P- B-2032 im ausgebauten Referenznetz.

Netzausbau mit zwei HGÜ-Korridoren und mit begleitendem Drehstromnetzausbau

Basierend auf den ATLANTIS-Simulationen mit zwei leistungsstarken Nord-Süd-HGÜ-Korridoren (Korridor A und B aus *Abbildung 8*) wird in NEPLAN wiederum eine Netzausbauplanung mit (n-1)-sicherem Zielnetz durchgeführt und anschließend mit dem Referenznetz (basierend auf reinem 380-kV-Drehstromausbau) hinsichtlich Trassenbedarf verglichen. Neben den beiden HGÜ-Korridoren ist ein begleitender Drehstromnetzausbau nach dem NOVA-Prinzip notwendig um lokale/regionale Netzengpässe zu beheben und die optimale Einbindung der HGÜ-Leitungen gewährleisten zu können. Letzteres gilt speziell im Nahbereich der nördlichen und südlichen Anknüpfungspunkte der HGÜ-Leitungen.

Ausgedrückt in Trassenkilometer ergibt sich ein Netzausbaubedarf von

- 800 km Leitungsverstärkungen auf bestehenden Masten im 220/380-kV-Netz,
- 8.700 km Neubau auf bestehenden Leitungstrassen,
- 1.900 km Neubau vom 380-kV-Drehstromleitungen in neuen Trassen und
- 3.000 km Neubau der DC-Korridorstrassen.

Hinzu kommen ca. 40 Kuppeltransformatoren und Blindleistungskompensationsanlagen mit insgesamt rund 30 GVAR. *Abbildung 14* zeigt rechts eine qualitative Zusammenfassung über den möglichen Umfang an 380-kV-Leitungsausbau für die festgelegten Netznutzungsfälle.

²² *Trassenkilometer Drehstromleitung*: Mehrere Stromkreise, die auf einem gemeinsamen Mastgestänge geführt werden, werden als Drehstromtrasse definiert. Einer Trasse können bis zu vier Stromkreise zugeordnet sein, die maximale Übertragungsleistung einer Drehstromtrasse wurde mit 6000 MW festgelegt.
Trassenkilometer DC-Trasse (HGÜ): Mehrere parallel laufende Gleichstromkreise mit einer Übertragungsleistung von max. 6 GW werden als DC-Trasse definiert. Die DC-Trasse besteht demnach aus mehreren HGÜ-Systemen.

Aus diesen Plausibilitätskonzepten können einzelne Ausbauten jedoch nicht abgeleitet werden.

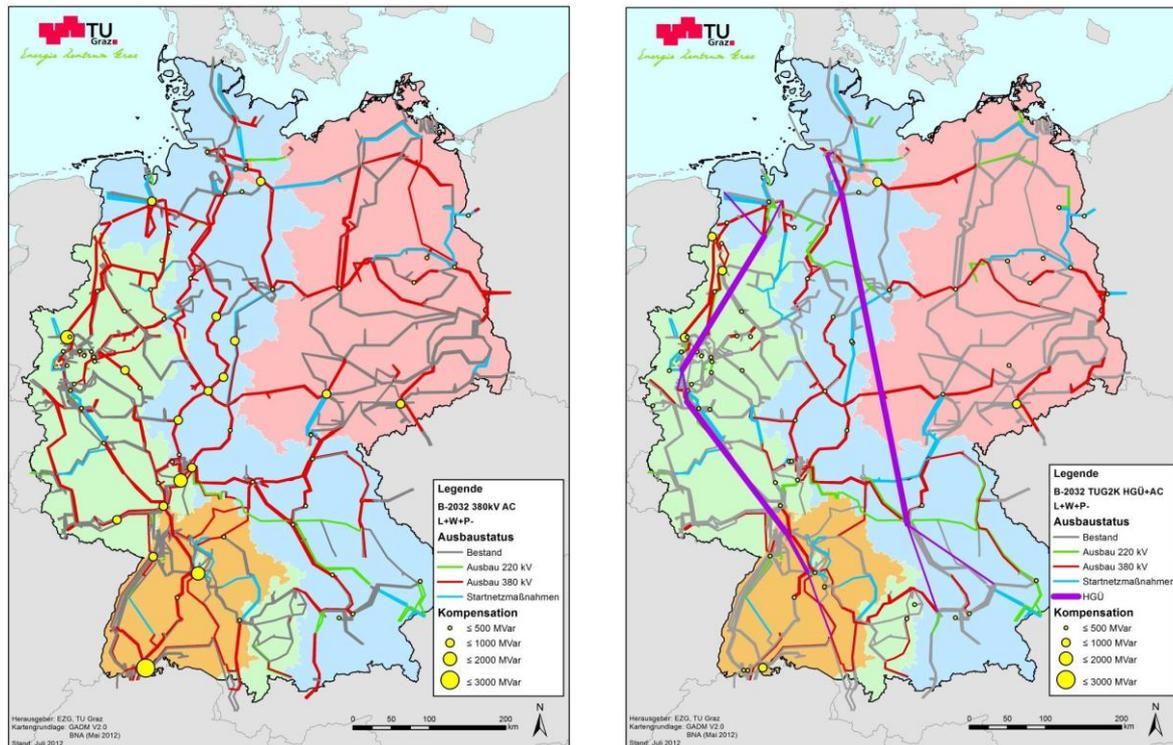


Abbildung 14: Netzausbau in 380kV-Drehstromtechnologie (links) und mit zwei HGÜ-Korridoren (rechts) im Extremfall L+W+P- für B-2032

Die Transportaufgabe für B-2032 kann *theoretisch* in bewährter Drehstromtechnik (380 kV) bewältigt werden. Der Trassenbedarf liegt dabei bei rund 15.600 km. Verglichen dazu ist der Trassenbedarf von 14.400 km in der HGÜ-Variante mit zwei Korridoren nicht maßgeblich geringer. Die reine AC-Netzausbaubedarf (ohne die HGÜ-Trassen zu berücksichtigen) kann jedoch um ca. 5.000 km oder einem Drittel im Vergleich zum Referenznetz verringert werden. Weitere Argumente für die HGÜ-Variante sind zudem die geringeren Verluste, sowie die mittlere Auslastung der Freileitungen. Zieht man diese Kennziffer als Parameter für die Reserve eines Netzes heran, dann erweist sich die HGÜ-Korridorlösung mit einer durchschnittlichen Leitungsauslastung der Drehstromleitungen²³ von 30% als deutlich robuster und zukunftsorientierter als die Referenzlösung mit 380-kV-Drehstromnetzausbau mit 54% durchschnittlicher Netzauslastung.

5 Zusammenfassung und Ausblick

In der deutschen Elektrizitätswirtschaft wird ein ursprünglich vorwiegend auf verbrauchsnahe Großanlagen und deren wechselseitige Absicherung ausgerichtetes System zunehmend durch ein lastfernes und zeitlich volatiles, dargebotsabhängiges Erzeugungssystem ersetzt. Damit einhergehend vollzieht sich netzseitig der Wandel von einem „Verbundsystem“ zu einem „Übertragungssystem“, also einem Netz mit gerichtetem Stromtransport mit neuen funktionellen Systemelementen.

²³ Längengewichteter Durchschnitt basierend auf dem Netznutzungsfall L+W+P- in B-2032.

Auf Basis der vorgegebenen Rahmenbedingungen – das sind im Wesentlichen die konsultierten Szenarien aus dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen (Bundesnetzagentur, 2012) sowie deren Regionalisierung (Consentec/IAEW, 2012)– kann zusammenfassend festgestellt werden, dass

- bereits für das Szenario B im Jahr 2022 insbesondere bei Starkwindfällen ein Transportbedarf erwächst, der deutlich über der bestehenden Transportkapazität des Bestandsnetzes, der Maßnahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und den bereits im Bau oder planfestgestellten Vorhaben liegt und
- die sich aus den genehmigten Szenarien ergebende Transportaufgabe durch einen entsprechenden Netzausbau bewältigt werden kann, wobei einem Ausbau mit Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ-Overlay-Strukturen) aufgrund des geringeren Trassenbedarfs und einer höheren Nachhaltigkeit der Vorzug gegenüber einem Ausbau in 380-kV-(bzw. 550-kV)-Drehstromtechnik zu geben ist.

Durch die qualitativen Untersuchungen mit dem Simulationsmodell ATLANTIS konnte die positive Wirkung steuerbarer Netzelemente gezeigt werden. Diese zeichnen sich durch ein reduziertes Redispatchvolumen, die bessere Integration erneuerbarer Energieträger und die Reduktion von Ringflüssen aus. Ergebnisse aus den ATLANTIS-Berechnungen fließen anschließend als weitere Vorgaben in die knotengenauen AC-Netzberechnungen ein.

Eine detailliertere Netzplanung der bereits mit ATLANTIS untersuchten unterschiedlichen Ausbaustrategien wurde mit der Lastflussberechnungssoftware NEPLAN durchgeführt. Die untersuchten Netznutzungsfälle stellen die aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht wesentlichen Belastungssituationen des Netzes dar. Bei der Bestimmung des Ausbaubedarfs für ein (n-1)-sicheres Netz wurde nach dem NOVA-Prinzip die Netzoptimierung (Freileitungsmonitoring, Topologiemassnahmen bzw. Leistungsflusssteuerung) der Netzverstärkung (Zu- oder Umbeseilung, Erhöhung der Betriebsspannung bzw. Austausch von Betriebsmitteln) und diese dem Netzausbau (Neubau von Leitungen, Schaltanlagen, Kompensationsanlagen) vorgezogen.

Abschließend wird darauf hingewiesen, dass auch in der Elektrizitätswirtschaftsplanung die These „*Structure Follows Strategy*“ ihre Gültigkeit hat. Unterschiedliche Strategien erfordern unterschiedliche (Infra-)Strukturen. Dabei werden zukünftig insbesondere folgende Strategien die Netzplanung maßgeblich beeinflussen²⁴:

- zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks (Kapitalstockentwicklung und -erhalt)
- zukünftige Marktorganisation (Kapazitätsmärkte, -mechanismen)
- zukünftige Einbindung von Speichern (Energie- und Leistungsspeicher)
- zukünftige Systemintegration erneuerbarer Energien
- zukünftiges Engpassmanagement (lastflussbasiertes Methoden)

²⁴ Diese Themen werden derzeit in Form von Dissertationen am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (TU Graz) erforscht.

6 Literaturverzeichnis

- 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW. (2012a). *Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes*. Von www.50hertz.com:
http://www.50hertz.com/de/file/2012.03.30_Planungsgrundsaeetze.pdf abgerufen
- 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW. (2012b). *Integral-Datensatz Höchstspannungsnetz - Startnetz für Deutschland*. nicht öffentlich zugänglicher Detaildatensatz für das Gutachten NEMO 2: von den Übertragungsnetzbetreibern über die Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt.
- BMWi, BMWFI, UVEK. (2012). *Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken (02.05.2012)*. Berlin, Wien, Bern:
<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/26737.pdf> (Zugriff am 14.11.2012).
- Bundesnetzagentur. (2012). *Az.: 8121-12/Szenariorahmen 2011*. Bonn.
- Consentec/IAEW. (2012). *Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*. IAEW und Consentec GmbH - Aachen: Die dem TU Graz-Gutachten zu Grunde gelegte Fassung von NEMO wurde der TU Graz von der Bundesnetzagentur anlässlich des Arbeitsgruppenmeetings am 3./4. April 2012 in Graz übergeben.
- EnWG. (2011). *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*. Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 2 Absatz 66 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044) geändert worden ist.
- EZG. (2012). *Energie Zentrum Graz: Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz*. Zugriff am 25.01.2013:
http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Gutachten_NEMO_II.pdf.
- Huber, C. (2010). *Zukünftige Rahmenbedingungen der europäischen Wasserkraftwirtschaft*. Graz: Dissertation TU Graz - IEE.
- Schüppel, A. (2010). *Modellierungsansätze zur Beschreibung dargebotsabhängiger Stromerzeugung*. Graz: Diplomarbeit erstellt und eingereicht am IEE der TU Graz.
- Sillaber, A., & Renner, H. (2007). Sicherheitsorientierte Betriebsführung in Elektroenergiesystemen. *Elektrizitätswirtschaft EW, Heft 8*, S. 50-57.
- Stigler, Gutschi, Nischler, Bachhiesl, Huber, Schüppel, Nacht, Hütter und Feichtinger (2012). *Aktuelle Weiterentwicklung des Simulationsmodells ATLANTIS*. TU Graz: EnInnov 2012.