

# Leistungsflüsse und Netzauslastung im europäischen Übertragungsnetz bis 2050

*Eine Studie im Auftrag des  
Bundesministeriums für Umwelt,  
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit*



## Abschlussbericht



# Kontakt

**RWTH Aachen University**  
**Institut für Hochspannungstechnik (IFHT)**

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Schinkelstr. 2  
52062 Aachen  
Germany

Phone: +49 241 80 94931

Fax: +49 241 80 92135

[www.ifht.rwth-aachen.de](http://www.ifht.rwth-aachen.de)

Autoren:

Hans Barrios Büchel, M.Sc

Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Dipl.-Ing. Sebastian Winter

Wir danken unsern Partnern, der ABB AG und der Amprion GmbH, für die tatkräftige Unterstützung bei der Anfertigung dieser Studie, insbesondere Frau Leyla Asgarieh (ABB) und Herrn Martin Finkelmann (Amprion)



## Executive Summary (english)

This study investigates the impact of different energy scenarios on the European infrastructure for the transmission of electrical energy up to the year 2050. A special focus is set on the analysis of the potential benefits of a so called “overlay grid” in support of the 380 kV network and on the discussion of current barriers regarding network expansion measures.

Its fundament are five different scenarios regarding the potential development of the European energy supply system (EU 27+CH+NO) which have been designed by the Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research in the cause of two separate studies and which has been elaborated in close cooperation with the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety. They take into account established national and European standards and are distinguished by their high share of electrical energy generation from renewable resources which accounts for at least 80 % of the consumption in all scenarios. All data are available as country and annual specific aggregates for the EU27 countries, Norway and Switzerland, further separated by generation technology.

In the course of the analysis a so-called “toolchain” is used which has been specifically developed by the Institute for High Voltage Technology of RWTH Aachen University. Aside from a regionalization methodology for the country specific input data it comprises a market model to determine the power plant dispatch as well as methodologies and algorithms for the calculation of the resulting power flows in the transmission network. Input data are weather time series and load profiles in addition to the transmission model which has been expanded for the starting year 2020 with a series of scheduled expansion projects. For the overlay network a new exemplary network topology has been designed and made plausible with regards to its functionality in close cooperation with transmission system operators. To enable a detailed analysis of any occurring effects, all simulations are conducted in an hourly resolution.

The analysis of the future changes’ impact on the transmission system up to the year 2050 shows a significant increase of network congestions and overload situations in all scenarios. Two different effects are determined to be primarily responsible for that. On the one hand, the changes of the power plant infrastructure are causing a major spatial reallocation of the electrical power in generation units in Europe at which especially power generation units based on renewable energy resources are allocated to remote areas due to their favourable resource potential. This leads to an increased need for power transmission over longer distances and usually an associated increased network utilization. On the other hand, market developments are causing a rise of the cross-border energy trades, resulting in situations where, based on an economical decision process, the need for electrical energy is regularly satisfied on a transnational level in contrast to a regional or national one.

The analyses regarding the impact of an overlay grid show a significant improvement of the infrastructural utilization rate over all scenarios. In particular in simulations with a high demand for electrical energy transits the overlay grid is able to reduce the stress of the underlying

transmission network to a greater degree. Nonetheless, all scenarios show that the infrastructural challenges resulting for the year 2050 cannot be addressed without the expansion of the 380 kV network. This is founded in the in the high local infeed of the overlay's HVDC lines in the connected areas of the power transmission network which are usually not designed for the transport of that scale of electrical energy.

Regarding current barriers for network expansion, a dialog with transmission system operators has been conducted in the course of this project which revealed a further need for the unification of regulations and frameworks on a European level. Judging from their perspective especially transnational procedures should undergo further harmonization in order to minimize coordination and communication overheads on as many administrative levels as possible. In addition, a lack of temporal consistency of processes and procedures are a frequently mentioned negative impact factor on the investment climate. According to that, it can occur that procedures and guidelines are changed in the course of an ongoing process which can in turn result in significant delays due to these changes' effects on the foundations of previous plans. In order to address that issue, this study suggest to further investigate on the potential benefits as well as adverse effects of a provision made to safeguard existing standards for ongoing processes which might be a suitable option to improve upon the infrastructural investment climate in that regard.

## Executive Summary (deutsch)

Die vorliegende Studie untersucht die Auswirkungen unterschiedlicher energietechnischer Zukunftsszenarien bis ins Jahr 2050 auf die europäische Übertragungsinfrastruktur für elektrische Energie. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Betrachtung des potenziellen Nutzens einer der heutigen 380 kV Ebene überlagerten Netzstruktur, eines sogenannten Overlay-Grid, und dem Aufzeigen von aktuellen Hemmnissen im Bereich des Netzausbaus.

Eingangsbasis sind dabei fünf verschiedene Szenarien über die mögliche Entwicklung der europäischen Energieversorgung (EU27 zzgl. Norwegen und der Schweiz), die vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung im Rahmen zweier separater Studien entworfen und in enger Abstimmung mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit ausgearbeitet wurden. Diese berücksichtigen gängige nationale und europäische Vorgaben und zeichnen sich insbesondere durch einen hohen Anteil elektrischer Energie auf Basis regenerativer Quellen aus, der für alle Szenarien bei mindestens 80 % des Bruttostromverbrauchs liegt. Alle Daten stehen dabei, aufgeschlüsselt nach Erzeugungstechnologien, für die Länder der EU 27 zzgl. Norwegen und Schweiz als jahres- und länderspezifische Mantelzahlen zur Verfügung.

Zur Durchführung der Untersuchungen wird ferner eine eigens am Institut für Hochspannungstechnik entwickelte „Toolchain“ verwendet. Diese umfasst eine Methodik zur Regionalisierung der länderspezifischen Eingangsdaten, das für die Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes verwendete Marktmodell sowie die Methoden und Algorithmen zur Berechnung des daraus resultierenden Leistungsflusses im Übertragungsnetz. Eingangsdaten der Toolchain stellen repräsentative Wetterzeitreihen und Lastprofile, sowie das europäischen Netzmodell dar, das im Rahmen dieses Projekts für das Startjahr 2020 um eine Reihe von geplanten Ausbauprojekten erweitert wurde. Für das Overlay-Grid wurde zudem eine eigene, exemplarische Netztopologie entwickelt, die in Zusammenarbeit mit Netzbetreibern hinsichtlich ihrer Tauglichkeit plausibilisiert wurde. Alle Simulationen werden je in stundenscharfer Auflösung durchgeführt, was eine detaillierte Analyse der auftretenden Effekte ermöglicht.

Bei der Untersuchung der Auswirkungen der zukünftigen Veränderungen auf die Übertragungsnetzinfrastruktur bis ins Jahr 2050, zeigt sich in allen Szenarien eine deutliche Zunahme von Netzengpässen und Überlastsituationen. Maßgeblich verantwortlich sind hierfür im Wesentlichen zwei Effekte. Zum einen führt die sich ändernde Zusammensetzung des Kraftwerksparks zu einer räumlichen Umverteilung der Erzeugungsleistung in Europa, bei der wegen der insbesondere Einheiten auf Basis erneuerbarer Energieträger überproportional an lastfernen, aber vom Ressourcenpotenzial her günstigen, Standorten errichtet werden. Dies führt zu einer Zunahme des Transportbedarfs elektrischer Energie über weite Strecken und damit in der Regel zu höheren Leitungsauslastungen. Der zweite Faktor ist die generelle, marktbedingte Zunahme des Energieaustausches zwischen den Ländern, bei der eine Bedarfsdeckung mit elektrischer Energie nicht auf lokaler oder nationaler Ebene erfolgt,

sondern, volkswirtschaftlich optimiert, auf supranationaler Ebene durchgeführt wird. Dies führt abermals zu einer Zunahme des überregionalen Energietransits.

Die Analysen der Auswirkungen eines Overlay-Grid zeigen eine signifikante Verbesserung der infrastrukturellen Auslastung über alle Szenarien. Insbesondere in Szenarien mit einem hohen Transitbedarf elektrischer Energie ist die überlagerte Netzstruktur in der Lage, das unterlagerte Übertragungsnetz maßgeblich zu entlasten. Es zeigt sich jedoch auch hier, dass die für das Jahr 2050 resultierenden, infrastrukturellen Herausforderungen im Rahmen der simulierten Szenarien nicht ohne einen Ausbau der 380 KV-Netze bewältigt werden können. Dies liegt an der hohen punktuellen Ein- und Ausspeisung der HGÜ-Verbindungen in die lokal angeschlossenen Übertragungsnetzabschnitte, die für den (Ab-)Transport dieser Energiemengen in vielen Fällen nicht ausgelegt sind.

Bezüglich der Hemmnisse des Netzausbaus zeigen die im Rahmen des Projekts durchgeführten Dialoge mit Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) einen weiteren Bedarf an Vereinheitlichung von Prozessen und Regelungen auf europäischer Ebene. Dabei sollten aus der Sicht der ÜNB insbesondere transnationale Verfahren weiter harmonisiert werden, um so einen zeitraubenden Koordinations- und Abstimmungsaufwand auf möglichst vielen administrativen Ebenen zu minimieren. Darüber hinaus stellt die zeitliche Konsistenz von Prozessen und Verfahren einen oft genannten, negativen Faktor für das Investitionsklima dar. Hierbei kann es vorkommen, dass Prozesse und Vorgaben während laufender Verfahren angepasst werden, was mitunter zu erheblichen Verzögerungen durch die Änderung wesentlicher Planungsgrundlagen führen kann. Hier empfiehlt die vorliegende Studie, sowohl positive als auch mögliche adverse Effekte eines prozessualen Bestandsschutzes für begonnene Verfahren zu untersuchen, was eine mögliche Option für eine Verbesserung des diesbezüglichen Investitionsklimas wäre.



# Inhaltsverzeichnis

<b>EXECUTIVE SUMMARY (ENGLISH)</b> .....	<b>III</b>
<b>EXECUTIVE SUMMARY (DEUTSCH)</b> .....	<b>V</b>
<b>1. EINLEITUNG</b> .....	<b>1</b>
1.1 Einordnung .....	1
1.2 Ziele und Struktur .....	2
<b>2. METHODEN UND WERKZEUGE</b> .....	<b>4</b>
2.1 Grundlagen.....	4
2.2 Regionalisierung und EE-Einspeisezeitreihen .....	5
2.3 Marktsimulation .....	7
2.4 Netzberechnung .....	8
2.5 Netzmodell .....	10
2.6 Indikatoren.....	11
<b>3. SZENARIORAHMEN</b> .....	<b>14</b>
3.1 EU Langfristszenarien 2050 .....	14
3.2 Aufbereitung der Szenariodaten .....	18
3.3 Technologische Entwicklung .....	20
<b>4. NETZANALYSE UND -BEWERTUNG</b> .....	<b>22</b>
4.1 Entwicklung der zukünftigen Netzbelastung.....	22
4.1.1 Szenario A .....	22
4.1.2 Szenario B .....	30
4.1.3 Szenario C.....	35
4.1.4 Szenario D.....	41
4.1.5 Szenario E .....	44
4.1.6 Übergreifende Bewertung .....	46
4.1.7 Fazit .....	57
4.2 Auswirkungen eines übergelagerten HGÜ-Netzes .....	58
4.2.1 Struktur des Overlay-Netzes .....	58
4.2.2 Szenario A .....	61
4.2.3 Szenario B .....	63

4.2.4	Szenario C.....	65
4.2.5	Szenario D.....	66
4.2.6	Szenario E.....	68
4.2.7	Übergreifende Bewertung.....	69
4.2.8	Fazit.....	73
<b>5.</b>	<b>ANALYSE EUROPÄISCHER RAHMENBEDINGUNGEN.....</b>	<b>75</b>
5.1	Analyse heutiger Rahmenbedingungen national und europäisch.....	75
5.1.1	Netzplanung in Deutschland und Europa.....	75
5.1.2	Allgemeiner gesetzlicher, verfahrensrechtlicher und regulatorischer Rahmen in Deutschland.....	76
5.1.3	Weitere rechtliche Vorgaben für Projekte auf europäischer Ebene.....	79
5.2	Maßnahmen und Anreize zur Beschleunigung von Infrastrukturentwicklung.....	81
5.2.1	Weiterentwicklung bestehender Instrumente.....	83
5.3	Transnationale Regulierungsbehörde und Kooperationen der Netzbetreiber.....	84
5.3.1	Rolle von ACER.....	84
5.3.2	Rolle von ENTSO-E.....	84
<b>6.</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN.....</b>	<b>86</b>
<b>7.</b>	<b>QUELLENVERZEICHNIS.....</b>	<b>91</b>
<b>8.</b>	<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....</b>	<b>93</b>
<b>9.</b>	<b>ANHANG.....</b>	<b>95</b>

# 1. Einleitung

## 1.1 Einordnung

Betrachtet man den gegenwärtigen Zustand der europäischen Energieversorgungslandschaft, so stellt man fest, dass sich diese zurzeit in einem historischen Umgestaltungsprozess befindet, dessen weitreichende, infrastrukturelle Herausforderungen im Detail nur schwer abzuschätzen sind.

Vorangetrieben durch zahlreiche nationale und internationale, klimapolitische Richtungsentscheidungen in den letzten Jahren, findet in vielen Teilen Europas eine Transformation der Stromerzeugung, weg von fossilen Brennstoffen, hin zu einer auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Versorgung statt. Prägnantestes Beispiel für diese Entwicklung ist die deutsche Energiewende, mit dem erheblichen Ausbau erneuerbare Energieträger, insbesondere dem Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, was deren gemeinsamen Anteil an der deutschen Bruttostromerzeugung allein in den letzten 5 Jahren von ca. 7% im Jahr 2008 auf über 13% im Jahr 2013 steigen ließ [1].

Ein wesentliches Merkmal dieser Erzeugungstechnologien ist dabei deren Dargebotsabhängigkeit. Diese führt vor allem auf höheren Leistungsebenen nicht nur zu einer zeitlichen, sondern vielfach auch zu einer räumlichen Entkopplung der Erzeugung und des Verbrauchs elektrischer Energie. So liegen nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa, die für Windenergie geeignetsten Standorte in Küstennähe und damit häufig in deutlichem Abstand zu den Last- und Bevölkerungszentren. Dies bedingt einen erheblichen elektrischen Energietransport über große Distanzen, der die existierende europäische Infrastruktur über Landesgrenzen hinweg beansprucht. Verstärkt wird dieser Trend eines stetig ansteigenden Energietransits durch die Bestrebungen der Europäischen Kommission, das Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte weiter zu fördern, mit dem abschließenden Ziel eines einheitlichen europäischen Energiebinnenmarktes [2].

Die sich hieraus ergebende, neue, transnationale Versorgungsaufgabe der elektrischen Energieversorgung führt zu zahlreichen neuen Herausforderungen für die zukünftige Entwicklung der zugrundeliegenden europäischen Transportnetzinfrastruktur.

Die erste Herausforderung ist dabei eine möglichst gute Antizipation der zukünftigen räumlichen Verteilung der europäischen Last- und Verbrauchsstrukturen, um sich bei der langfristigen Netzplanung neuen Gegebenheiten optimal anpassen zu können. Die nächste Herausforderung ist die geeignete Wahl der Übertragungstechnologie. Basiert die heutige Übertragungsnetzinfrastruktur vornehmlich auf Wechselspannung mit einer Spannungsebene von 380 kV, hat sich aufgrund technologischer Fortschritten in den letzten Jahren zunehmend die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) als vielversprechende Alternativtechnologie etabliert. Aufgrund ihrer geringeren Netzverluste bietet diese insbesondere bei großen Distanzen und großen Transportleistungen Vorteile gegenüber der bisherigen Wechselstromtechnik und ermöglicht im Gegensatz zu dieser eine aktive Beeinflussung von Leistungsflüssen auf einzelnen

Übertragungsleitungen. Eine hierbei noch offene Frage ist auch die Wahl der topologischen Einbettung neuer Technologien in die existierende Übertragungsnetzinfrastruktur. Während in der Vergangenheit bei der Einbettung von HGÜ-Systemen unter anderem aus technischen Gründen insbesondere auf die Verstärkung einzelner Übertragungstrecken mittels Punkt-zu-Punkt Verbindungen gesetzt wurde, ermöglichen moderne HGÜ-Systeme eine Vermaschung mehrerer Übertragungstrecken zu einem geschlossenen Netzsystem. Hierdurch ergeben sich neue Möglichkeiten, wie beispielsweise der Aufbau einer überlagerten Transportnetzinfrastruktur, einem sogenannten „Overlay-Grid“, die gezielt die europäischen Last- und Verbrauchszentren elektrischer Energie verbindet und so die unterlagerte 380 kV Netzebene bezüglich ihrer Transitbeanspruchung im gesamteuropäischen Raum maßgeblich entlastet.

Einhergehend mit den technologischen und topologischen Fragestellungen einer optimalen Ausgestaltung der zukünftigen europäischen Übertragungsinfrastruktur für elektrische Energie, ist die Fragestellung der praktischen Umsetzung von in diesem Zusammenhang erforderlichen Aus- und Umbaumaßnahmen.

Vergleicht man dabei das rasante Voranschreiten des erzeugungsseitigen Transformationsprozesses mit der Umsetzungsdauer heutiger Netzausbaumaßnahmen vom Maßnahmenbeschluss bis zur Inbetriebnahme, so stellt man eine signifikante Disparität der Geschwindigkeiten fest. Um die Übertragungsnetzinfrastruktur in Folge dessen nicht zum Flaschenhals der europäischen Energiewende werden zu lassen, wurden dabei in den letzten Jahren eine Reihe von nationalen und internationalen regulatorischen Maßnahmen ergriffen, um Ausbauprozesse zu beschleunigen. Prägnantestes Beispiel auf europäischer Ebene sind dabei die sogenannten „Projects of common interest“, für die vereinfachte und beschleunigte Genehmigungs- und Planungsverfahren gelten [3]. Nichtsdestotrotz verbleibt in der Praxis insbesondere bei grenzüberschreitenden Ausbauprojekten eine Vielzahl von Herausforderungen bei der Umsetzung, von uneinheitlichen Prozessen bis hin zu unterschiedlich verteilten Zuständigkeiten, deren Beseitigung einen maßgeblichen Schub für eine effizientere und wirtschaftlichere Gestaltung des Umbauprozesses geben könnte.

Zur Beherrschung all dieser Herausforderungen und zur Sicherstellung der gesellschaftlichen Akzeptanz der europäischen Energiewende hin zu einer nachhaltigeren elektrischen Energieversorgung, ist eine wissenschaftliche Aufarbeitung der hier aufgezeigten Fragestellungen unerlässlich.

## 1.2 Ziele und Struktur

Die vorliegende Studie, beauftragt durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), hat das Ziel, die genannten Herausforderungen des Transformationsprozesses mit Blick auf die Entwicklung des europäischen Übertragungsnetzes systematisch aufzugreifen und Lösungsansätze zu analysieren. Damit soll die wissenschaftliche Basis für nachfolgende politische Entscheidungen geschaffen und der dorthin führende Willensbildungsprozess unterstützt werden.

Besonders berücksichtigt werden die Analyse des generellen Nutzens eines Overlay-Grid im Zusammenspiel mit der unterlagerten 380 kV-Übertragungsebene und die Analyse bestehender Hemmnisse bei Ausbauprozessen aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers.

Dazu wird zunächst in Kapitel 2 eine Übersicht über die Grundlagen der Untersuchungen gegeben, um ein allgemeines Verständnis für die später folgenden Analysen zu schaffen. Insbesondere wird dabei auf die verwendeten Werkzeuge und Methoden eingegangen, was neben der Vorstellung der verwendeten Netzmodelle und Marktsimulation auch eine kurze Erläuterung und Einordnung der Netzberechnungsmethoden umfasst.

Im Anschluss daran erfolgt in Kapitel 3 die allgemeine Darstellung des diesem Projekt zugrundeliegenden Szenariorahmens. Dieser wurde, im Rahmen zweier separater Studien, vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung entworfen und in enger Abstimmung mit dem Bundesministerium ausgearbeitet.

In Kapitel 4 erfolgt die Analyse und Simulation der Szenarien im Zusammenspiel mit dem europäischen Übertragungsnetz. Im Rahmen der beiden Unterkapitel wird dabei zwischen der Darstellung der generellen Auswirkungen einer europäischen Energiewende auf die Übertragungsinfrastruktur für elektrische Energie und den darauf folgenden Auswirkungen des Einbringens einer exemplarischen Overlay-Struktur getrennt. Dabei erfolgt nicht nur die reine Darstellung der Ergebnisse, sondern auch eine eingehende Bewertung hinsichtlich deren Aussagen über die jeweilige Versorgungssituation.

Kapitel 5 befasst sich im Anschluss daran mit den aktuellen Rahmendbedingungen des europäischen Netzausbaus und stellt sowohl Hemmnisse als auch mögliche Verbesserungspotenziale dar. Dabei erfolgt eine bewusste Darstellung der Situation aus der Perspektive des Übertragungsnetzbetreibers, um mit den Ergebnissen eine umfassende Grundlage für eine gezielte Verbesserung des Investitionsklimas zu schaffen und so gegebenenfalls erforderliche Ausbauprozesse insgesamt zu beschleunigen.

In Kapitel 6 werden die vorherigen Ergebnisse und Erörterungen abschließend zusammengefasst. Auf dieser Basis werden allgemeine Handlungsempfehlungen für mögliche infrastrukturelle Maßnahmen, Schwerpunktsetzungen und Ansatzpunkte für eine Verbesserung des Investitionsklimas formuliert. Eine kurze Erläuterung empfehlenswerter, wissenschaftlicher Anschlussfragestellungen schließt diese Studie ab.

## 2. Methoden und Werkzeuge

### 2.1 Grundlagen

#### Allgemeines

Im Rahmen dieser Studie werden auf Basis unterschiedlicher Szenarien und unter variierenden Rahmenbedingungen umfangreiche Netzanalysen für verschiedene Netztopologien durchgeführt. Hierzu wird eine am Institut für Hochspannungstechnik eigens entwickelte „Tool-Chain“ durchlaufen (siehe Abbildung 2.1), die aufgrund ihrer grundlegenden Bedeutung nachfolgend kurz dargestellt wird.

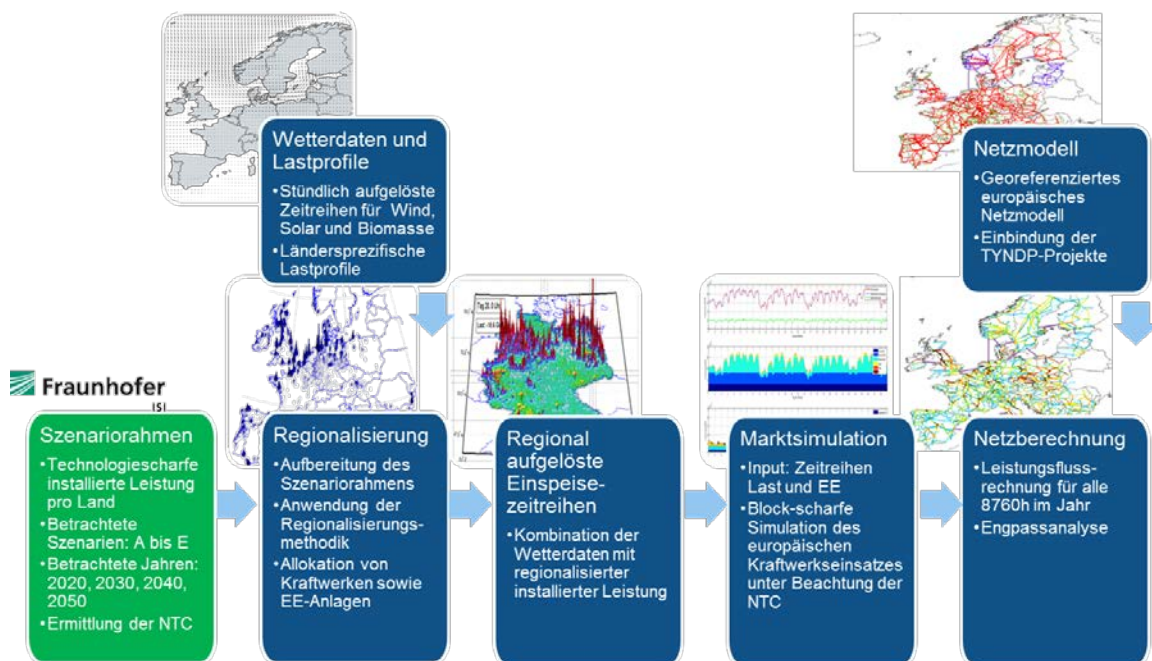


Abbildung 2.1: Verwendete „Tool-Chain“

Ausgangspunkt bildet der vom Fraunhofer ISI entworfene Szenariorahmen [4][5], der für jedes betrachtete Jahr (2020, 2030, 2040, 2050) und für jedes untersuchte Szenario (A, B, C, D, E) technologiescharf die installierte Leistung elektrischer Erzeugungseinheiten für alle Länder vorgibt. Im ersten Schritt wird dieser sogenannte Kraftwerkspark, bestehend aus konventionellen Kraftwerkeinheiten und EE-basierten Erzeugern, mittels realer Standortdaten und eines multikriteriellen Allokationsprozesses gemäß der Ausführungen in Kapitel 2.2 regionalisiert. Im Anschluss daran wird die Einspeisung der Erzeuger aus erneuerbaren Energien mithilfe stündlich aufgelöster Wetterzeitreihen bestimmt, wobei insbesondere die Windgeschwindigkeit und solare Einstrahlung als die maßgeblichen Größen betrachtet werden. Zusammen mit den länderspezifischen Lastprofilen und den von den Szenarien vorgegebenen NTC-Werten, stellen die derart erzeugten Einspeiseprofile ihrerseits den Input der nachfolgenden Strommarktsimulation dar. Hier werden die Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke sowie der Austausch zwischen den verschiedenen Marktgebieten ermittelt. Die Ergebnisse bilden die Basis

der Netzberechnung eines betrachteten Jahres, welches zeitlich in stundenscharfer Auflösung simuliert wird und somit 8760 einzelne Leistungsflussrechnungen umfasst.

Eine wesentliche Eingangsgröße in diesem Prozess sind die vorab erwähnten „Net Transfer Capacities“ (NTC). Die „Net Transfer Capacities“ (NTC) sind die tatsächlich verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen zwei Marktgebieten und begrenzen somit den Stromhandel zwischen diesen beiden Gebieten. Sie werden von den Übertragungsnetzbetreibern der beiden Marktgebiete ermittelt, sodass stets ein zuverlässiger Netzbetrieb sichergestellt ist. Die ermittelte maximale Austauschleistung (NTC-Wert) entspricht nicht der maximalen Übertragungskapazität der Grenzleitung, sondern einer Sicherheitsgrenze, die nicht überschritten werden darf, da sonst ein zuverlässiger Betrieb des Netzes (vor allem der grenznahen Leitungen) beim Ausfall einzelner Komponenten nicht mehr sichergestellt werden kann. Hohe NTC Werte ermöglichen somit einen höheren Austausch zwischen den betrachteten Marktgebieten, was wiederum zu einer höheren Auslastung der Kuppelleitungen und den grenznahen Leitungen führen kann. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden die NTC Werte für alle Szenarien vom Fraunhofer ISI bestimmt und für die Strommarktsimulation als statisch und somit für alle Stunden im Jahr konstant angenommen.

## 2.2 Regionalisierung und EE-Einspeisezeitreihen

Von besonderer Bedeutung für eine aussagekräftige Abbildung zukünftiger Entwicklungen ist die räumliche Verteilung von Last und Erzeugung, deren Veränderung einen erheblichen Einfluss auf die zukünftige Ausgestaltung der nationalen und internationalen Übertragungsnetze haben kann und die somit selber einen wesentlichen Treiber des anstehenden Ausbaubedarfs darstellt.

Das primäre Ziel dieses Unterkapitels ist die Darstellung der Allokationsmethodik für aggregierte Erzeugungsdaten elektrischer Energie, die innerhalb des gesetzten Szenariorahmens eine möglichst plausible Prognose von deren zukünftiger räumlicher Verteilung ermöglicht. Dazu wird auf einen multikriteriellen Ansatz zurückgegriffen, der die Möglichkeit zur Berücksichtigung verschiedenartiger Einflussfaktoren bietet.

Aus Informationen über die Altersstruktur des aktuellen europäischen Kraftwerksparks kann sowohl der Neubaubedarf in Folge von Kraftwerksabschaltungen, als auch der genaue Ort, an dem diese Kraftwerke außer Dienst gestellt werden, ermittelt werden. Im Zusammenspiel mit den exogen definierten Rahmendaten des Szenarios kann somit der allgemeine, zeitlich<sup>1</sup> und typologisch aufgelöste Neubaubedarf an elektrischer Erzeugungsleistung ermittelt werden.

Zentraler Baustein der Methodik ist die Standortbewertung<sup>2</sup>, die die in der Realität komplexen Entscheidungsprozesse anhand wesentlicher Einflussfaktoren auf die Bauentscheidung einzelner Kraftwerke bzw. Erzeugungseinheiten hinreichend robust abbildet. Da nicht alle

<sup>1</sup> Wie bereits im ersten Zwischenbericht beschrieben wurde im Rahmen dieser Studie eine zeitliche Auflösung von 10 Jahren für die Betrachtung der Szenarien gewählt

<sup>2</sup> Der Zubau der Erzeugungseinheiten wird auf ein europäisches Raster von Quadraten mit 5 km Seitenlänge abgebildet, was eine hinreichende Detaillierung bei vertretbarer Rechenzeit erlaubt



Faktoren für jede Erzeugungstechnologie von Bedeutung sind muss hierbei eine individuelle Betrachtung erfolgen.

Darüber hinaus verfügen diese Faktoren vielfach über unterschiedliche Einheiten oder sogar Skalenniveaus und können nicht trivial miteinander verknüpft werden, da es hierzu einer einheitlichen Bezugsbasis bedarf. Um diese Bezugsbasis zu schaffen werden die unterschiedlichen Einflussfaktoren monetarisiert, sprich bezüglich ihrer monetären Wirkung auf den Entscheidungsprozess abgebildet. Dabei kann teilweise eine direkte Monetarisierung stattfinden, beispielsweise die entfernungsabhängigen Anschlusskosten eines Kohlekraftwerks ans Schienennetz, oder eine indirekte über deren Konsequenzen, wie die Kosten einer aufwendigen Kühlung bei Kraftwerken im Falle einer nicht vorhandenen Kühlwasseranbindung über einen Fluss. Faktoren, die sich nur schwer oder mit nicht vertretbarem Aufwand präzise monetarisieren lassen (beispielsweise lokale Akzeptanz), werden vereinfachend mittels prozentualer Strafterme abgebildet. So kann bei der Analyse vergangener Kraftwerksprojekte festgestellt werden, dass tendenziell eine erhöhte Akzeptanz gegenüber Neubauprojekten an alten Kraftwerksstandorten besteht, wohingegen diese an bisher nicht erschlossenen Standorten geringer ausfällt. Die betrachteten Faktoren sind in Abbildung 2.2 dargestellt.

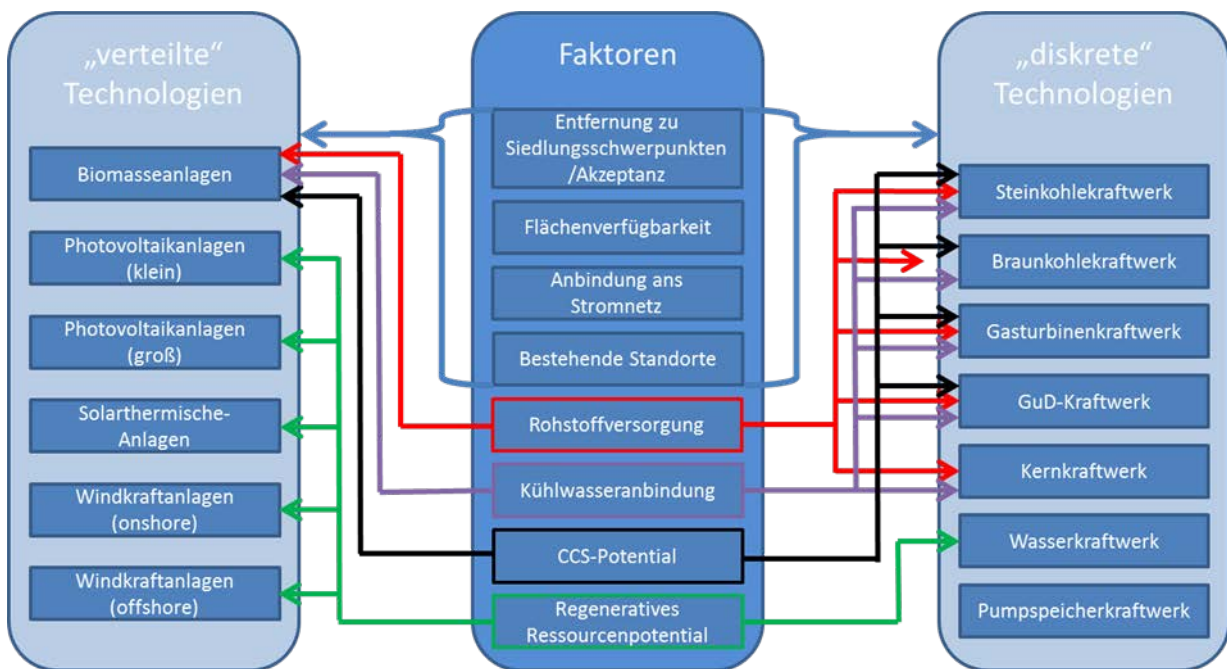


Abbildung 2.2: Faktoren für den multikriteriellen Regionalisierungsansatz

Durch Überlagerung der monetarisierten, räumlich aufgelösten Faktoren erhält man eine technologieindividuelles Kostengebirge, das für die jeweils nächste Erzeugungseinheit für jeden Punkt des Betrachtungsrasters die jeweiligen Kosten angibt, aus denen auf die lokale Rentabilität der Anlagen geschlossen werden kann.

Anhand dieser Informationen werden jeweils unter Annahme typischer Blockgrößen für thermische Kraftwerkstechnologien (Kernkraft 1000MW, Steinkohle 900MW, Gas 500MW etc.)



und geeigneter Äquivalente für Erneuerbare die Allokationsentscheidungen getroffen. Damit liegt am Ende dieses Prozesses ein räumlich aufgelöster Kraftwerkspark für die jeweiligen Betrachtungszeitpunkte vor.

Für die ermittelten Standorte der EE-Anlagen werden Einspeisezeitreihen für Wind onshore, Wind offshore sowie Photovoltaik benötigt. Hierzu werden die Wetterzeitreihen aus dem Wettermodell des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts verwendet, welche eine vergleichsweise gute räumliche Auflösung und Abdeckung aufweisen. Um von Wetterzeitreihen zu Einspeisezeitreihen zu gelangen, muss für jeden Standort eine technologiespezifische Leistungskennlinie angewendet werden. Aus einem umfangreichen historischen Datenbestand wurden hierzu technologiespezifischen Leistungskennlinien zur Abbildung des gesamtdeutschen technologiespezifischen Anlagenparks abgeleitet. Bei Photovoltaikanlagen wird zusätzlich der temperaturabhängige Wirkungsgradverlust der PV-Module in den Sommermonaten berücksichtigt.

Die so generierten Einspeisezeitreihen weisen demnach Verlauf und Volllaststunden des gewählten Referenzjahres auf. In vielen Studien wird von einer Wirkungsgradverbesserung im Laufe der Zeit ausgegangen (zum Beispiel wegen höherer Windenergieanlagen, effizienteren PV-Modulen oder besseren Standorten). Dies macht es notwendig, geeignete Annahmen für die Volllaststunden je Technologie und Land zu treffen, und die generierten Zeitreihen an diese Volllaststunden anzupassen.

Es existieren prinzipiell mehrere Möglichkeiten eine solche Anpassung durchzuführen. Sollen auch Netzanalysen durchgeführt werden, sind im besonderen Maße die Extremsituationen, also Zeiten mit besonders hoher und besonders niedriger Einspeisung aus erneuerbaren Energien, relevant. Es wird daher eine Anpassung angewendet, welche die Zeitreihen im mittleren Leistungsbereich transformiert, so dass der untere und obere Leistungsbereich erhalten bleibt.

## 2.3 Marktsimulation

Aufgabe der Strommarktsimulation ist die Modellierung marktbasierter Erzeugungszeitreihen für alle thermischen Kraftwerke und Speichereinheiten in Europa. Die Marktmodellierung erfolgt dabei unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden europäischen Stromhandels und durch die Verwendung europaweit konsistenter Wetterdaten unter Berücksichtigung der raum-zeitlichen Korrelation der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in den verschiedenen Ländern.

Als Resultat liefert die Marktsimulation neben den für jeden Kraftwerksblock und Speicher in Europa stündlich aufgelösten Einspeisefahrplänen auch die Austauschmengen im internationalen Stromhandel sowie die Entwicklung der Strompreise in den einzelnen europäischen Ländern (unter Berücksichtigung der Entwicklungen der Brennstoffpreise, CO<sub>2</sub>-Preise, etc.).

Im Rahmen der Modellierung wird unter anderem der grenzüberschreitende Stromhandel im europäischen Verbundsystem (Strom-Import und Export zwischen den Ländern) berechnet. Hierzu wird der europäische Kraftwerkspark unter Berücksichtigung der wichtigsten technischen

und wirtschaftlichen Anlageneigenschaften (variable Betriebskosten, Maximalleistung, Leistungsgradienten) inkl. Must-Run-Bedingungen einzelner Anlagen sowie die internationalen Übertragungskapazitäten (NTC) in einem linearen Netzwerkflussmodell abgebildet. Das Modell liefert als Ergebnis den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz zur Deckung der gesamteuropäischen Last unter Einhaltung der maximal möglichen Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern und unter Berücksichtigung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Neben Kraftwerks- und Speicherfahrplänen können somit Stromimport- und Stromexportzeitreihen für jedes Land ermittelt werden.

Kraftwerksausfälle werden, unterteilt in Revisionen, Totalausfälle und Teilausfälle, im Rahmen der Strommarktsimulation berücksichtigt. Für jeden Kraftwerkstyp werden dabei abhängig von dessen Alter verschiedene Ausfallhäufigkeiten berücksichtigt. Auch die Dauer der Revisionen und Ausfälle ist abhängig von Typ und Baujahr. Revisionen fallen im Modell (wie auch in Realität) mit höherer Wahrscheinlichkeit auf einen Sommermonat, da hier die Strompreise i.A. aufgrund der verminderten Stromnachfrage niedriger sind.

Das Modell der Strommarktsimulation wurde zuvor bereits im Rahmen einer Vielzahl von Gutachten und Studien verwendet, insbesondere im Kontext des Netzentwicklungsplans Strom 2013, 2014 sowie für Untersuchungen für die Bundesnetzagentur [6][7].

## 2.4 Netzberechnung

Für die Netzberechnung erfolgt zunächst eine Zuordnung der Lasten und Erzeuger zu den Netzknoten. Aus den regional aufgelösten Einspeisezeitreihen für Last und Erneuerbare Energien werden für jede Stunde netzknotenscharfe Bilanzen erstellt und dem Netzmodell als Last bzw. Einspeisung vorgegeben. Für die Netzsimulationen werden im Rahmen dieses Projektes zwei Ansätze verfolgt, um die Netzauslastung in den zukünftigen Szenarien zu bewerten. Diese werden hier als „marktkonforme“ und als „netzkonforme“ Leistungsflussberechnung bezeichnet und im Folgenden genauer beschrieben.

Die Berechnung der Leistungsflüsse erfolgt mithilfe erweiterter *DC Optimal Power Flow* (DCOPF) Ansätze. Der Optimal Power Flow ist ein Optimierungsmodell zur Bestimmung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes der im Netz vorhandenen Kraftwerke unter Einhaltung von Netzrestriktionen. Die Erweiterung des OPF geschieht dahingehend, dass Stellgrößen von leistungsflusssteuernden Netzkomponenten, wie HGÜ-Verbindungen und Phasenschiebertransformatoren (PST), in die Optimierung integriert werden und folglich deren Betriebsführung durch den OPF modelliert wird. Zum anderen wird dieser Ansatz zur Abschätzung der notwendigen netzbedingten Erzeugungsanpassungen in der netzkonformen Leistungsflussberechnung verwendet. „DC“ steht für eine mathematische Vereinfachung des Leistungsflussproblems. Hierbei werden Leitungen lediglich durch ihre Längsreaktanz modelliert. Netzverluste, Blindleistung und Spannungsabweichungen werden nicht berücksichtigt. Angesichts des räumlich und zeitlich sehr großen Untersuchungsraums sind dies angemessene Vereinfachungen.

Alle Leistungsflussrechnungen werden parallelisiert im Rechenzentrum der RWTH Aachen gerechnet. Im Anschluss daran wird mithilfe einer geeigneten Visualisierung und ausgewählten Indikatoren eine Engpassanalyse durchgeführt.

### Marktkonforme Leistungsflussberechnung

Für diese Art der Netzsimulation werden die Arbeitspunkte der Kraftwerke inkl. Pumpspeicherkraftwerke von der Strommarktsimulation fest vorgegeben und die grenzüberschreitenden HGÜ entsprechend dem Handelsfluss zwischen den beiden Marktgebieten eingestellt. Somit verbleiben die Einstellung der PST und der nicht marktgetriebenen HGÜ als einzige Freiheitsgrade der Optimierung. Leitungsüberlastungen werden nicht durch harte Grenzwerten ausgeschlossen, sondern durch eine Anpassung der Zielfunktion bestraft. Dies geschieht, indem die Leitungsauslastungen in der Zielfunktion mit einem quadratisch ansteigenden Strafterm versehen werden, sodass die Optimierung die Vermeidung hoher Leitungsauslastungen zum Ziel hat. Hierdurch werden die nicht marktgetriebenen HGÜ und PST in einem gesamtsystemischen Kontext optimiert, sodass das gesamte Netz durch die Wahl ihrer Arbeitspunkte entlastet wird. In dieser Modellierung treten demzufolge Überlastungen an Leitungen auf, sofern sie nicht durch einen gezielten Einsatz der HGÜ und PST, sprich der netzbezogenen Maßnahmen, vermieden werden können.

Ziel dieser Art der Netzberechnung ist eine möglichst genaue Abbildung der Leistungsflüsse unter Berücksichtigung der von Strommarktsimulation und Szenariorahmen vorgegebenen Eingangsdaten sowie der Möglichkeiten netzbezogener, betrieblicher Maßnahmen. Überlastungen sind bewusst erlaubt, um die Engpässe in den betrachteten Szenarien identifizieren, darstellen und quantifizieren zu können.

### Netzkonforme Leistungsflussberechnung

Eine zweite Netzberechnungsmethode, die sogenannte netzkonforme Leistungsflussberechnung, soll vereinfacht Auskunft darüber geben, inwiefern das Netz den Markt beschränkt, d.h. inwiefern Anpassungen an den Kraftwerksfahrplänen notwendig sind, um Überlastungen des Netzes zu verhindern. In Realität haben die Übertragungsnetzbetreiber das Recht, Änderungen der Einspeisungen und schlimmstenfalls sogar der Lasten („Lastabwurf“) anzuweisen, falls der sichere Systembetrieb ansonsten gefährdet wäre. Wie stark der Kraftwerkseinsatz angepasst werden muss, ist daher ein geeigneter Indikator für die technische Eignung eines Netzes für die entsprechende Versorgungsaufgabe.

In der netzkonformen Netzberechnung wird der Kraftwerkseinsatz daher nicht starr vorgegeben, sondern den Kapazitäten des Netzes entsprechend eingestellt. Dabei wird der DCOPF verwendet, um den Kraftwerkseinsatz unter Einhaltung der Netznebenbedingungen zu bestimmen, d.h. den kostengünstigsten Kraftwerkseinsatz zu identifizieren, bei dem keine Leitungsüberlastungen auftreten. Hierfür werden die Arbeitspunkte der Kraftwerke von der Optimierung bestimmt und nicht wie zuvor von der Strommarktsimulation vorgegeben. Lediglich die Arbeitspunkte der Pumpspeicherkraftwerke werden aus der Strommarktsimulation übernommen, da die zeitkoppelnden Bedingungen des Speicherfüllstands in der Netzberechnung

nicht abgebildet werden können. Die übrigen Erzeugungseinheiten werden auf Basis ihrer Grenzkosten sowie der in der betrachteten Stunde zur Verfügung stehenden Leistung abgebildet. Bei erneuerbaren Energien stimmt diese zur Verfügung stehende Leistung mit den o.g. Einspeisezeitreihen überein. Das Verfahren hat jedoch die Möglichkeit, weniger als diese Leistung zu nutzen, was einem Erzeugungsmanagement bzw. einer Abregelung entspricht. Die EE-Anlagen haben Grenzkosten von Null und werden daher präferiert eingesetzt, sofern die Netzbelastung es erlaubt.

Das Verfahren bildet darüber hinaus den netzbedingten Lastabwurf als „ultima ratio“ zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen ab, indem es jede Last beliebig stark reduzieren kann. Diese Lastreduktion wird jedoch mit hohen Grenzkosten (deutlich höher als die Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke) bestraft.

Weiterhin wird die maximal übertragbare Leistung der Leitungen auf 70% des ursprünglichen Wertes gesetzt. Dies ist eine gängige Methode zur vereinfachten Abbildung des (n-1) Kriteriums<sup>3</sup> und soll die Einhaltung eines sicheren Netzbetriebs gewährleisten. Im Gegensatz zur marktkonformen Leistungsflussberechnung werden die Leitungsauslastungen nicht in die Zielfunktion integriert. Die PST sowie alle HGÜ werden von der Optimierung derart eingestellt, dass ein möglichst kostengünstiger Kraftwerkseinsatz unter Einhaltung der Netznebenbedingungen erreicht wird.

## 2.5 Netzmodell

Als Grundlage für die Netzanalysen wird ein am IFHT entwickeltes, georeferenziertes europäisches Netzmodell verwendet, in das die Daten der deutschen Netzbetreiber gemäß EnWG §12f(2) eingeflossen sind und welches um die Projekte des ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) erweitert wurde. Für die Auswahl der integrierten Projekte wurden lediglich die Projekte ausgewählt, die im TYNDP mit einer hohen Wahrscheinlichkeit eingestuft sind. Das bedeutet, dass für die Berechnung des Jahres 2020 das Netzmodell für 2013 inklusive aller bis zum Jahr 2020 absehbar realisierten TYNDP-Projekte verwendet wird. Die Netzmodelle für die Jahre 2030, 2040 und 2050 beinhalten alle betrachteten Projekte, wie sie in Abbildung 2.3 veranschaulicht sind, und sind somit identisch. Bedingt durch den Modellierungszeitpunkt sind die Maßnahmen des aktuellen deutschen Netzentwicklungsplans 2013 nicht vollständig erhalten.

Ebenfalls berücksichtigt wurden die *Projects of Common Interest* (PCI). Diese beschreiben Schlüssel-Projekte, die von der europäischen Kommission als besonders wichtig für den Ausbau der Energieversorgungsinfrastruktur in Europa eingestuft werden. Die PCI-Projekte sollen von einem schnelleren und effizienteren Genehmigungsprozess sowie von finanzieller Unterstützung genießen. Im Rahmen dieser Studie wurden die im PCI enthaltenen Netzausbauprojekte identifiziert und genauer analysiert. Um hier mit der restlichen Methodik der Netzmodellierung

---

<sup>3</sup> Im Transmission Code der deutschen Übertragungsnetzbetreiber wird festgelegt, dass beim Betrieb des Übertragungsnetzes ein Betriebspunkt eingehalten werden soll, der es erlaubt auch bei Ausfall eines Betriebsmittels die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies wird als (n-1)-Kriterium bezeichnet. Ein Netz wird als (n-1)-sicher, wenn bei Ausfall eines Betriebsmittels die Transportaufgabe von den restlichen Betriebsmitteln übernommen werden kann, ohne eine Überlastung hervorzurufen [8].

konsistent zu bleiben, wurden dabei diejenigen PCI berücksichtigt, deren Realisierung gemäß des TYNDP als wahrscheinlich angesehen wurde. Vorteil dieser Methode ist darüber hinaus die Möglichkeit einer ceteris paribus Analyse hinsichtlich der Veränderung des Kraftwerksparks und damit die klare kausale Zuordnung der sich ergebenden Leistungsflussänderungen auf die veränderten Last- und Erzeugungsmuster, ohne dass hier der kausale Zusammenhang durch ein variables Netz verfälscht würde.

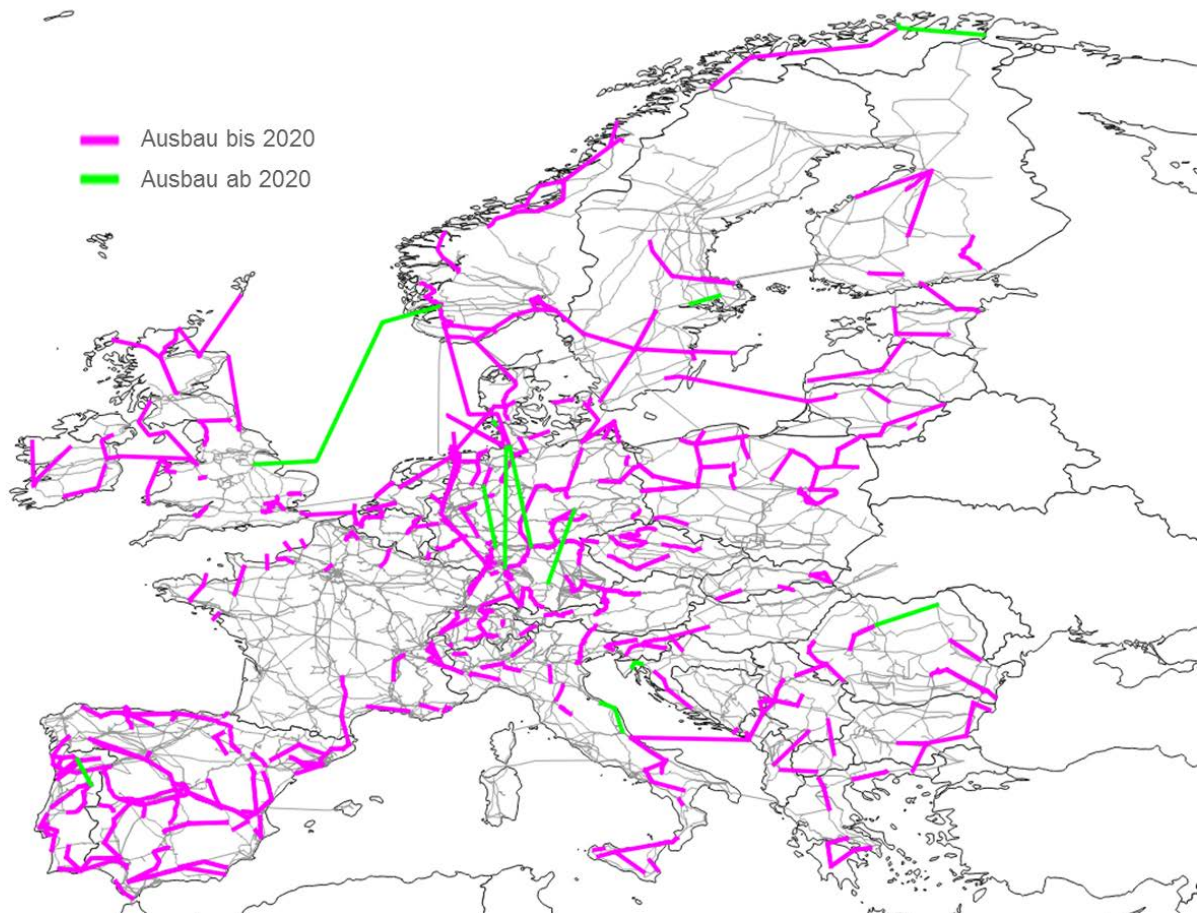


Abbildung 2.3: Darstellung aller berücksichtigten TYNDP Projekte

## 2.6 Indikatoren

Nachfolgend wird das im Rahmen dieser Studie verwendete Bewertungsmaß der „kritischen Stunden“ erläutert, das zur Darstellung der Netzauslastung herangezogen wird.

Ziel bei der Suche nach einem geeigneten Indikator war es, eine Größe zu finden, die eine hinreichend gute, komprimierte Aussage über den Belastungszustand des jeweiligen simulierten Netzes ermöglicht, ohne dabei die Kausalitäten für dessen Belastung zu sehr zu verschleiern oder technische Zusammenhänge zu vernachlässigen. Der primäre Fokus bei der Auswahl lag dabei sowohl auf einer hinreichenden Genauigkeit bezüglich des abgebildeten Sachverhalts, als auch auf der intuitiven Verständlichkeit der gewählten Größe.



Um diese Verständlichkeit zu gewährleisten, wurde eine Darstellung der Belastung mittels des Verhältnisses von tatsächlicher Leitungsbelastung zur Nennleistung der Leitung gewählt (nachfolgend als Leitungsauslastung bezeichnet). Bei der weiteren Spezifikation des Indikators ist zu beachten, dass die gewählte Ausgestaltung eine realistische Abbildung der Netzauslastung im Rahmen der Szenariovorgaben ermöglichen muss, ohne diese zu unter- oder überschätzen. So würde beispielsweise die Angabe des Mittelwerts der prozentualen Leitungsauslastung pro Land im Regelfall dazu führen, dass kritische Auslastungen einzelner Leitungen bei sonst vergleichsweise niedrigen Netzbelastungen „verschwimmen“ – z.B. bei Offshore-Anbindungen, starkem Wind und Schwachlast - und keine zuverlässige Identifikation des kritischen Zustands möglich wäre. Andererseits würde die Aufzählung bereits einmaliger Überlastungen<sup>4</sup> statistische Ausreißer und Extremsituationen überbewerten und damit die Gefahr bergen, Aussagen auf Basis wenig praxisrelevanter oder sogar modelbedingter Anomalien zu tätigen.

Nach ausführlicher Abwägung dieser und weiterer Kriterien wurde im Rahmen der im Projekt durchgeführten Untersuchungen deswegen das Kriterium der „kritischen Stunden“ gewählt. Dabei werden in der marktkonformen Simulation die Stunden gezählt, in der die Auslastung einer einzelnen Leitung über einem bestimmten Schwellwert liegt. Dieser Schwellwert wurde auf 70% festgelegt, wobei die entsprechenden Stunden als kritische Stunden bezeichnet werden.

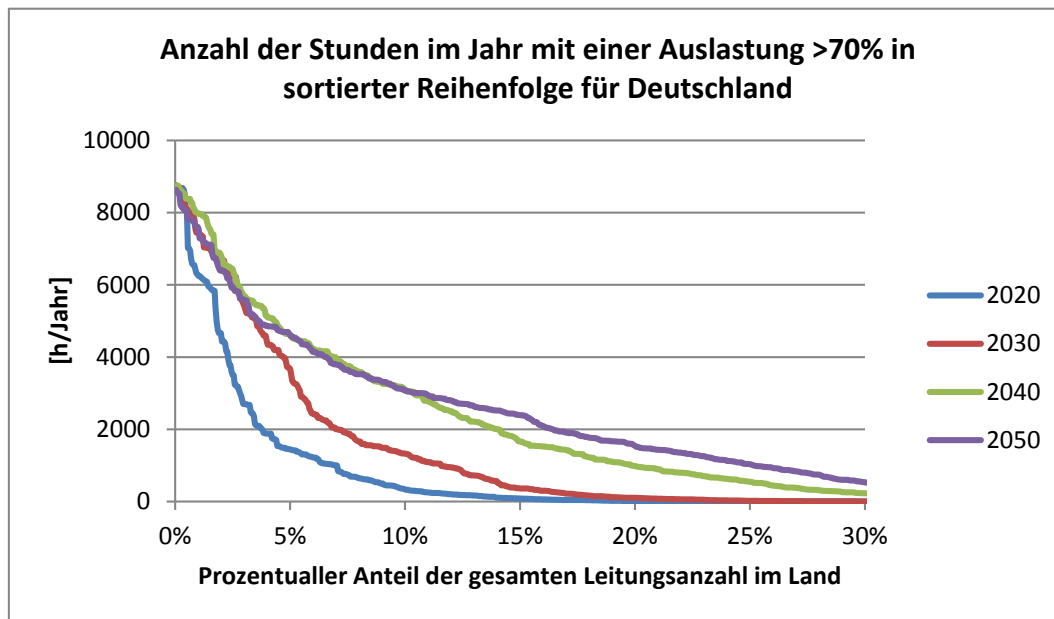


Abbildung 2.4: Beispiel der Dauerlinie für das 70 %-Kriterium in Deutschland (Szenario B)

Diese Wahl substituiert die sonst notwendige, sehr rechen- und zeitintensive (n-1)-Prüfung jeder einzelnen Leitung. In Fachkreisen hat sich hier die 70%-Auslastungsmarke als Schwellwert etabliert, unter dem mit hinreichender Sicherheit von einem (n-1)-sicheren Betrieb ausgegangen werden kann (im Rahmen der heute existenten Netztopologie). Dieses Sicherheits-Kriterium gilt für alle Leitungen im AC-Netz, jedoch nicht für HGÜ-Verbindungen. Bei diesen kann aufgrund ihrer technischen Eigenschaften die übertragene Leistung vom Betreiber fest vorgegeben

<sup>4</sup> Als Überlastung wird das Überschreiten eines definierten Grenzwertes der Leitungsauslastung bezeichnet

werden, weswegen sie nicht durch den Ausfall anderer Leitungen im AC-Netz beeinflusst wird. Dadurch bedarf es keiner Sicherheitsmargen in Bezug auf die Auslastung der DC-Leitungen und/oder Converter, da deren Übertragungsleistung stets kontrollierbar bleibt. HGÜ-Verbindungen sind demnach nicht Bestandteil des 70%-Kriteriums und weisen somit per Definition auch keine „kritischen Stunden“ auf.

Das Ergebnis dieser Auswertung ist in Abbildung 2.4 exemplarisch für Deutschland dargestellt, in der alle Leitungen aufgetragen sind, die mindestens einmal die kritische Grenze einer Auslastung von 70% überschreiten. Um für die Aufbereitung der Auswertungen einen einzelnen, einfach darstellbaren Indikator für jedes Land zu erhalten, wurde in einem nächsten Schritt eine Mittelwertbildung über alle diese Leitungen durchgeführt.

Damit ist der in dieser Arbeit verwendete Indikator definiert als der:

*„Mittelwert der Anzahl kritischer Stunden<sup>5</sup> aller Leitungen eines Landes“*

Um eine Indikation für die Größenordnung des notwendigen Netzausbaus in den einzelnen Ländern geben zu können, wird die Summe der Länge aller Leitungen herangezogen, die im betrachteten Jahr mindestens einmal eine Leitungsauslastung größer 70% aufweisen. Es ist zu erwähnen, dass aus diesem Wert keine direkte Angabe über den zu tätigen Netzausbau abgeleitet werden kann und der resultierende Wert den tatsächlichen Bedarf tendenziell stark überschätzt. Dieser Wert ermöglicht jedoch eine erste qualitative Abschätzung der zu tätigen Netzverstärkungsmaßnahmen im Vergleich zwischen den Ländern über alle Szenarien.

---

<sup>5</sup> Leitungsauslastung größer 70 %, s.o.

### 3. Szenariorahmen

#### 3.1 EU Langfristszenarien 2050

Die den durchgeführten Simulationen zugrundeliegenden Szenarien wurden im Rahmen separater Studien vom Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI) entwickelt. Die Szenarien A und B basieren dabei auf der dem Projekt vorangegangenen Studie „EU Long-term Scenarios 2050 - Tangible ways towards climate protection in the European Union“ [1], die Szenarien C, D und E auf der parallel zum Projekt durchgeführten Studie „EU Long-term Scenarios 2050 II – Least cost pathways towards ambitious climate protection in the European electricity system“ [5], die auf Basis der Vorgaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit und des Instituts für Hochspannungstechnik durchgeführt wurde.

In beiden Studien werden dabei unter leicht verschiedenen Annahmen die Entwicklungen des Energiesektors in der EU27 zuzüglich Norwegen und der Schweiz bis in das Jahr 2050 betrachtet. Dabei soll das Ziel, die globale Erderwärmung auf 2°C zu begrenzen, eingehalten werden. Hierzu wird angenommen, dass der Energiesektor im Jahr 2050 nur 75 Mt CO<sub>2</sub> Emissionen ausstößt. Verglichen mit 1990 beutet dies eine 95% Reduktion des CO<sub>2</sub> Levels. Eine Übersicht der unterschiedlichen Annahmen ist in Tabelle 3.1 dargestellt.

	Szenario A „Ambitioniert“	Szenario B „Grün“	Szenario C „Efficiency“	Szenario D „High demand“	Szenario E „Wind“
<b>CO<sub>2</sub> Reduktion 2050</b>	-95% <sub>1990</sub>				
<b>Elektrischer Energiebedarf 2050 [TWh]</b>	circa 2570	circa 3110	circa 3420	circa 4250	circa 3420
<b>Min. nationale Selbstversorgung</b>	circa 100 %	circa 85%			
<b>CCS</b>	Keine CCS		Freie Optimierung		
<b>Kernenergie</b>	Keine Kernenergie		Fest vorgegebene Entwicklung		
<b>Netzrestriktionen</b>	-		TYNDP als minimale Bedingung		
<b>EE-Anteil am Stromverbrauch</b>	93 %	94 %	National NREAP 2020		NREAP 2020 + Wind Offshore DE
<b>Land Nutzung für EE-Ausbau</b>	Standard				Erweitert für Wind Onshore

Tabelle 3.1: Übersicht der Basisparameter des Szenariorahmens



In der ersten Studie lag der Focus der Untersuchung auf der Analyse des Einflusses der Steigerung der Energieeffizienz im Elektrizitätssektor. Aus diesem Grund werden für Szenario A und B unterschiedliche Entwicklungen des Energiebedarfs angenommen. In Szenario A wird davon ausgegangen, dass der Energiebedarf bis 2050, basierend auf der ADAM Studie (Jochem & Schade 2009) [9], durch sehr ambitionierte Energieeffizienzmaßnahmen stark sinken wird. Im Gegensatz dazu bezieht sich Szenario B auf die TRANS-CSP Studie (DLR 2006) [10], in der von einer „moderaten Energieeffizienz“ ausgegangen wird. Die Ergebnisse zeigen einen sehr hohen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Höhe von 93% für Szenario A und 94% für Szenario B und somit eine Quasi-Vollversorgung.

Zusätzlich wird für die Szenarien C, D und E angenommen, dass jedes Land circa 85% des Stromverbrauchs durch Eigenerzeugung abdeckt. Diese drei Szenarien berücksichtigen zudem die Möglichkeit des Einsatzes von CCS (engl. *Carbon Dioxide Capture and Storage*) und Kernenergie. Der Ausbau der CCS Technologie wird dabei im Model des Fraunhofer ISI endogen bestimmt. Der Ausbau der Kernenergie wird exogen vorgegeben, sodass im Jahr 2050 eine installiert Kapazität von 55 GW erreicht wird (dies begründet sich durch politische Entscheidungen europäischer Staaten, entweder aus der Kernenergie auszusteigen oder weitere Anlagen bauen zu lassen). Szenario C und D unterscheiden sich lediglich in der angenommenen Entwicklung des Stromverbrauchs. Während für Szenario C ein ähnlicher Verlauf der Last wie für Szenario B angenommen wird, wird in Szenario D von einem geringeren Effizienz-Fortschritt und einem daraus resultierenden Energiebedarf von circa 4250 TWh in 2050 ausgegangen. Szenario E soll die Auswirkungen von Änderungen in der Nutzung von Landflächen für den Ausbau erneuerbaren Energien abbilden. Dieses Szenario basiert auf den gleichen Annahmen für den Energiebedarf wie Szenario C, wobei die freie Fläche für den Ausbau von Wind Onshore erhöht und die Wind Offshore Energie für Deutschland auf ein Maximum von 15 GW festgesetzt wird.

In Abbildung 3.1 sind die Entwicklung des gesamten jährlichen elektrischen Energiebedarfs (rechts) sowie der erzeugten elektrischen Energie aus regenerativen Quellen (links) für die Länder EU27 plus Norwegen und die Schweiz dargestellt. Hierdurch lässt sich der zunehmende Anteil der erneuerbaren Energie an der Stromversorgung hin zum Jahr 2050 erkennen. Speziell im Fall von Szenario A und B übersteigt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien den Strombedarf in 2050. Dadurch ist eine vergleichsweise hohe Abregelung überschüssiger elektrischer Energie für diese Szenarien vorhanden. Weiterhin ist der gleiche Verlauf der Last für die Szenarien B, C und E zu erkennen.

In Abbildung 3.2 ist die Aufteilung der elektrischen Erzeugungskapazitäten für alle Szenarien dargestellt. Hierdurch werden der ambitionierte Zubau der Erzeugerkapazitäten auf Basis erneuerbaren Energien und der einhergehende Rückgang der Kapazitäten aus konventionellen Kraftwerken deutlich, wobei unter konventionellen Kraftwerken im Rahmen dieser Studie Gas-, Braunkohle-, Steinkohle-, Öl-, CCGT-, Kern-, sowie CCS-Kraftwerke zusammengefasst werden.

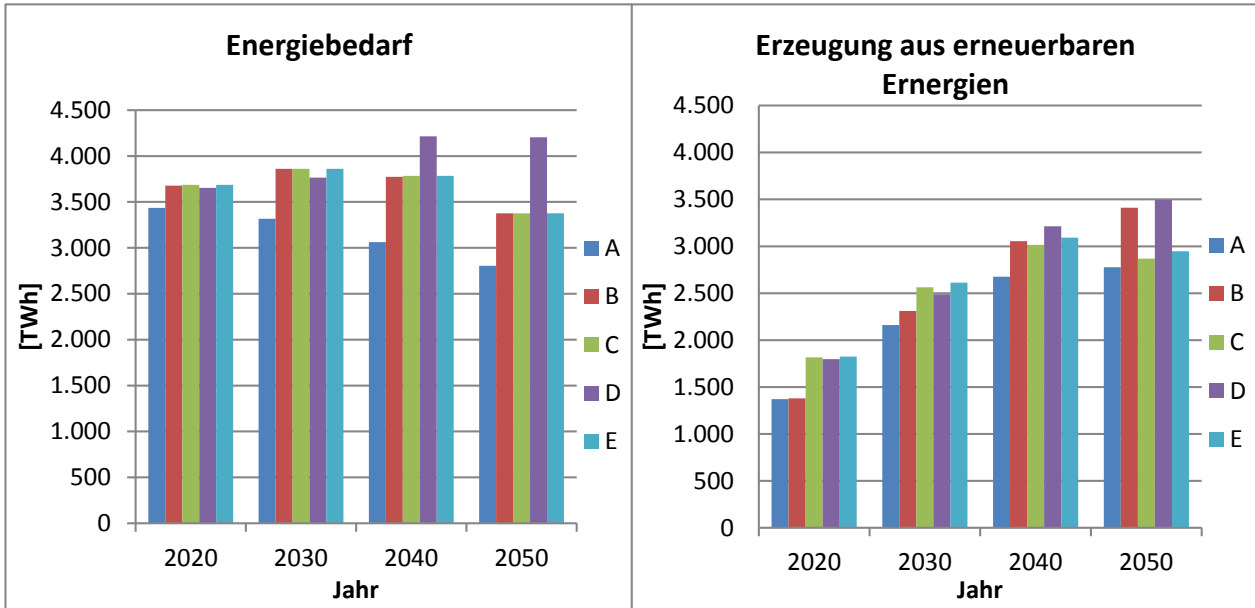


Abbildung 3.1: Gesamter jährlicher elektrischer Energiebedarf (links) und gesamte erzeugte elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen (rechts) der betrachteten Länder (EU27+NO+CH)

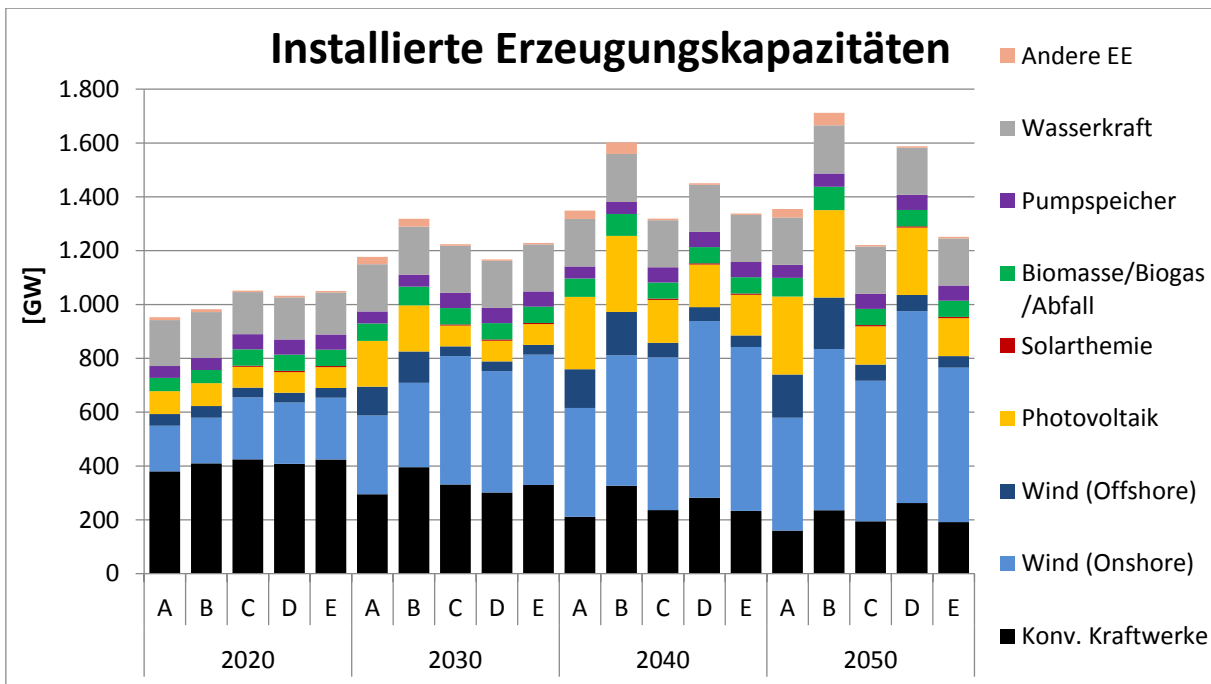


Abbildung 3.2: Summe der technologiespezifischen installierten Erzeugungskapazität für die betrachteten Länder (EU27+NO+CH)

Abbildung 3.3 zeigt die Entwicklung des gesamten jährlichen Energiebedarfs (rechts) sowie der Erzeugung von elektrischer Energie aus regenerativen Quellen (links) für Deutschland. In Szenario B ist der EE-Anteil in Deutschland mit 76% deutlich geringer als im europäischen Mittel (94%). In Szenario A beträgt dieses Verhältnis 96% und in den Szenarien C, D und E 81%.

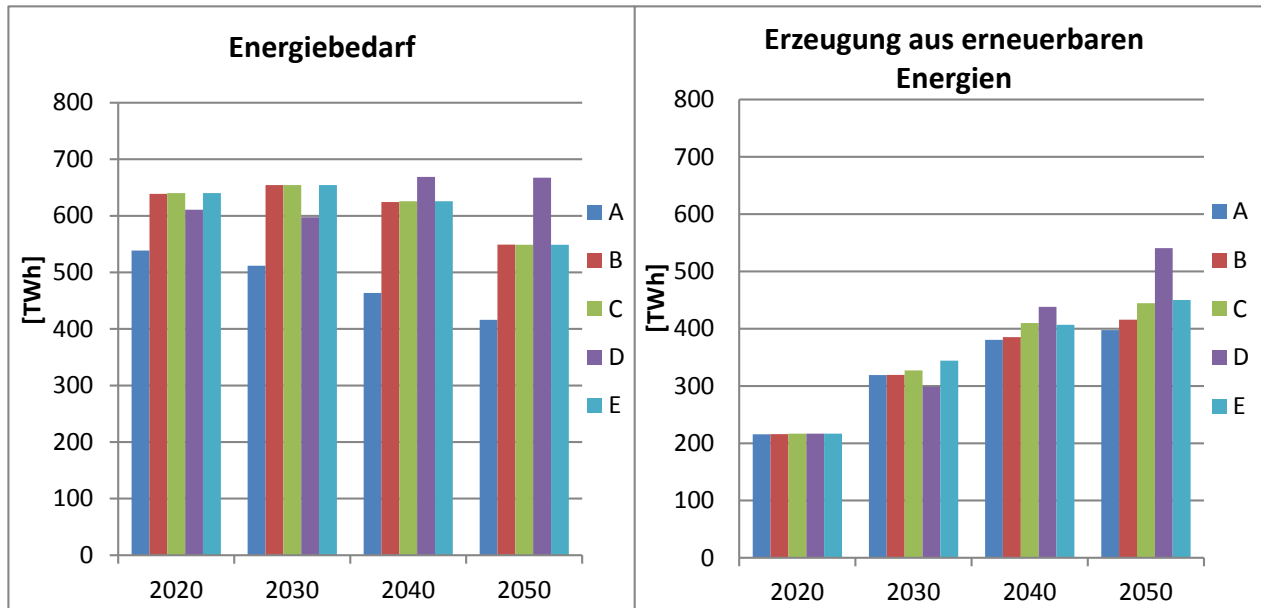


Abbildung 3.3: Jährlicher Energiebedarf (links) und erzeugte elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen (rechts) für Deutschland

Abbildung 3.4 zeigt die Aufteilung der Erzeugungskapazitäten für Deutschland. Ein Vergleich mit Abbildung 3.2 zeigt, dass Deutschland bereits im Jahr 2020 einen verhältnismäßigen hohen Anteil der erneuerbaren Energien an der insgesamt installierten Leistung besitzt. Weiterhin wird der Unterschied des Ausbaus von Wind Onshore und Offshore für die Szenarien C und E ersichtlich.

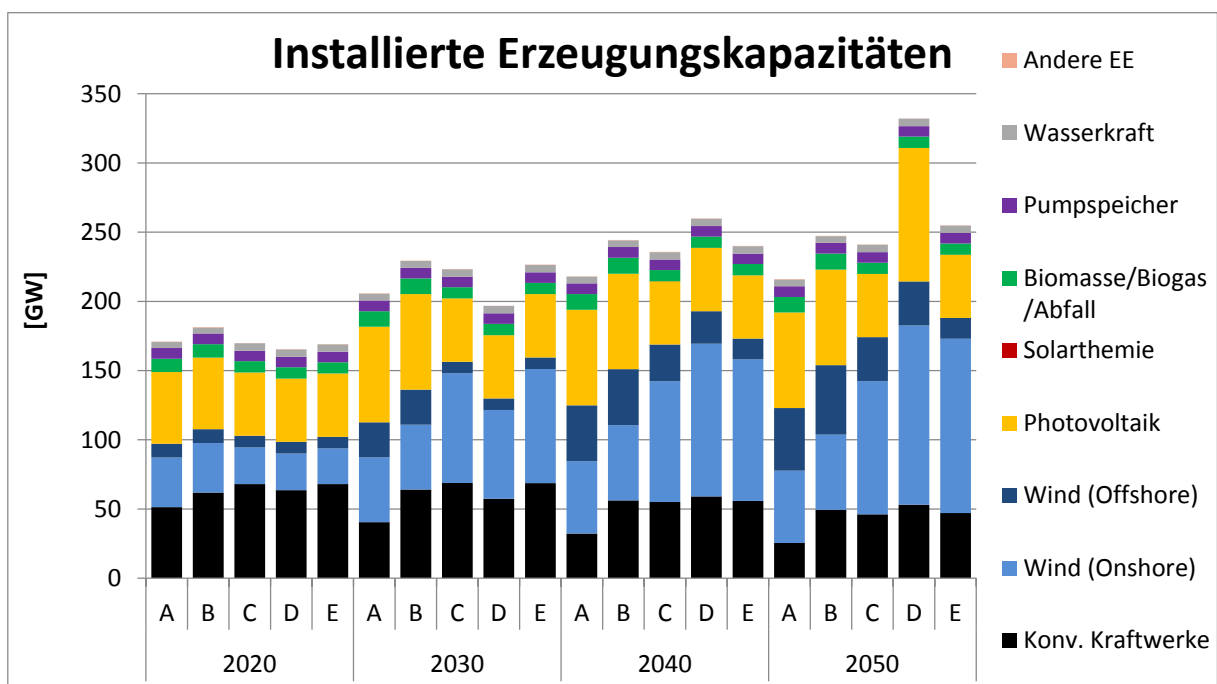


Abbildung 3.4: Summe der technologiespezifischen installierten Erzeugungskapazität für Deutschland

Die vorgestellten Szenarien geben einen Ausblick auf die potenzielle Entwicklung der Zusammensetzung der elektrischen Energieversorgung in Europa unter verschiedenen Vorgaben und Rahmenbedingungen. Sie zeigen insofern mögliche Entwicklungen auf, ohne deren Eintrittswahrscheinlichkeit zu bewerten und verstehen sich ergänzend zu anderen Entwicklungen in gängig diskutierten Szenarien.

### 3.2 Aufbereitung der Szenariodaten

Die Szenariodaten geben die installierte Kapazität jeder Erzeugungstechnologie für jedes Land (im Folgenden als *Mantelzahlen* bezeichnet) der Regionalisierungsmethode vor. Hierbei wird die installierte Kapazität der Mantelzahlen auf einzelne, mit Geokoordinaten versehene Erzeugungsanlagen disaggregiert. Weiterhin werden die Szenariodaten zur Erstellung der Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien verwendet. Anhand der vorgegebenen Volllaststunden für jede EE-Erzeugungstechnologie in jedem Land folgt eine Anpassung der am IFHT verwendeten Einspeisezeitreihen. Die ursprünglichen Einspeisezeitreihen werden dabei derart angepasst, dass die erreichten Volllaststunden der Erzeugeranlagen den Vorgaben der Szenariodaten entsprechen. Analog dazu werden die Lastprofile der Länder an den Energiebedarf der Szenarien angepasst. Hierdurch ist ein kohärenter Einsatz der Szenariodaten für die Bewertung des europäischen Übertragungsnetzes anhand der Marktsimulation und anschließender Netzsimulationen gewährleistet.

Für die Länder, die nicht in den Studien vom Fraunhofer ISI enthalten sind, jedoch Teil vom ENTSO-E Netzverbund sind, wurden die SO&AF-Szenarien der ENTSO-E [11] für das Jahr 2020 verwendet. Hierzu gehören die Länder Kroatien, Bosnien und Herzegowina, Serbien, Montenegro, FYROM und Albanien. Für die weiteren Jahre in der Zukunft wurde die Entwicklung dieser Länder als unverändert angenommen, da keine weiteren Informationen zu Entwicklungen identifiziert wurden.

Im weiteren Verlauf werden sich im Rahmen der Netzanalysen netzbedingte Abregelungen von erneuerbaren Energien sowie (netzbedingte) Lastunterdeckungen aufzeigen. Diese sind nicht nur durch die Netzrestriktionen, sondern auch durch den Szenariorahmen begründet. Daher werden an dieser Stelle einige Ergebnisse der auf Basis der vom Fraunhofer ISI bereitgestellten Daten durchgeführten Marktsimulationen aufgezeigt. Hierbei zeigt sich ein zunehmender Überschuss der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 (siehe Abbildung 3.5). Dieser Überschuss beschreibt die vom Markt ungenutzte Energie, die abgeregelt werden muss. Dies kann z.B. in einer Situation vorkommen, in der die EE-Einspeisung eines Landes seine Last überschreitet. Reichen zudem die Handelskapazitäten zu den anderen Ländern nicht aus, um die überschüssige Energie zu exportieren, bleibt dem Marktmodell lediglich die Möglichkeit der Abregelung.

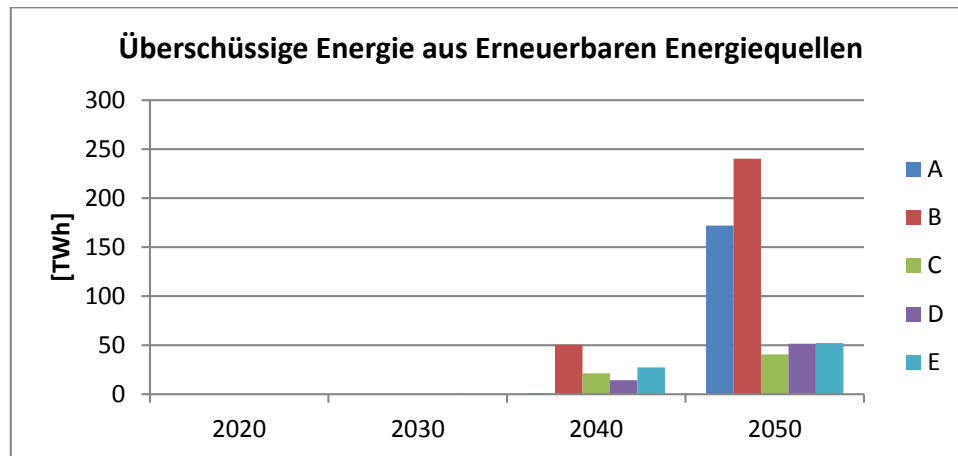


Abbildung 3.5: Summe der überschüssigen Energie aus erneuerbaren Energiequellen für alle Länder auf Basis der Marktsimulation

Die Ergebnisse der Strommarktsimulation haben außerdem gezeigt, dass es in einigen Einzelfällen zu einer Unterdeckung des Energiebedarfes eines Landes kommt. Diese Situationen treten dann auf, wenn ein Land seinen Energiebedarf nicht selber decken kann und gleichzeitig die Nachbarländer nicht die notwendigen Erzeugungskapazitäten haben oder die Handelskapazitäten bereits ausgeschöpft sind, sodass kein Import mehr möglich ist. Solche Einzelfälle treten von allem in Länder mit einem hohen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energien kann es vor allem in Winter zu Stunden mit einem hohen Energiebedarf und witterungsbedingt niedriger Einspeisung kommen. In solchen Fällen bleibt dem Marktmodell lediglich die Möglichkeit der Reduktion der Last, was einen kritischen Eingriff in das Energieversorgungssystem darstellt und in der netzbetrieblichen Praxis eines der letzten Mittel zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität darstellt. Abbildung 3.6 zeigt die Summe der marktbedingten Lastunterdeckung aller Länder für alle Szenarien. Der Grund für das Auftreten dieses Phänomens ist die teils sehr knappe Dimensionierung der Kapazitäten konventioneller elektrischer Erzeugungseinheiten, was keine Sicherheitsreserven für den Einsatz in den beschriebenen kritischen Situationen bietet. Dies zeigt sich auch darin, dass das Verhältnis des Gesamtenergiebedarfs zur absolut installierten Erzeugungskapazität (erneuerbare und konventionelle Kraftwerke) einen guten Indikator für die marktseitige Lastunterdeckung darstellt. So weisen die Szenarien A und B im Jahr 2020 das geringste Verhältnis auf, was in einer höheren Lastunterdeckung resultiert. Hin zum Jahr 2050 steigt dieses Verhältnis für diese beiden Szenarien deutlich, während es in den Szenarien C, D und E lediglich moderat wächst bei gleichzeitiger starker Zunahme der erneuerbaren Energien. Dadurch werden für diese Szenarien in den späteren Jahrzehnten höhere Werte registriert.

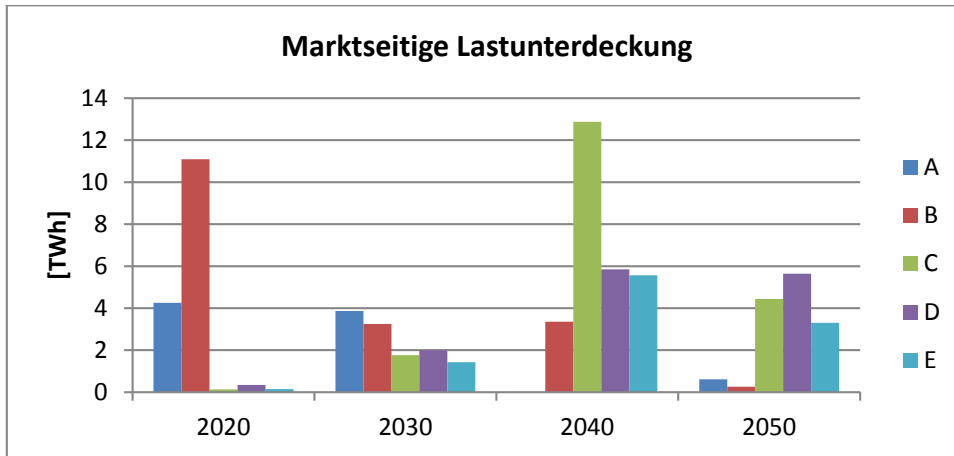


Abbildung 3.6: Summe der marktseitigen Lastunterdeckung in der Strommarktsimulation für alle Länder

### 3.3 Technologische Entwicklung

Drehstrom-Freileitungen sind heutzutage jenseits städtischer Gebiete vielfach im europäischen Übertragungsnetz zu finden. Die Spannungsebenen betragen üblicherweise 150 kV bis 380 kV. Ein radial aufgebautes 750 kV Freileitungsnetz findet sich historisch bedingt in einzelnen osteuropäischen Staaten. Drehstrom-Freileitungen werden aufgrund ihrer geringen Investitionskosten, der ausgereiften Technologie und ihrer Zugänglichkeit, welche kurze Reparatur- und Wiederversorgungszeiten ermöglicht, bisher am häufigsten zur Bewältigung einer Übertragungsaufgabe herangezogen.

Die klassische HGÜ wurde vor ca. 60 Jahren zur Übertragung einer hohen elektrischen Leistung über größere Entfernungen entwickelt [12]. Abbildung 3.7 stellt die Übertragungsverluste von Wechselstrom- (AC) und von Gleichstrom- (DC) Freileitungen über verschiedene Entfernungen gegenüber. Hieraus wird ersichtlich, dass mit steigender Übertragungsstrecke die Übertragungsverluste in AC Netzen im Vergleich zur DC Technologie wesentlich höher sind, so dass die Ausweitung der DC Netze in Zukunft eine wesentliche Rolle spielen wird. Neben bereits zahlreichen Installationen in China oder Indien existieren auch heute schon in Europa mehrere Verbindungen und laufende Projekte, in denen die HGÜ-Technologie eingesetzt wird. Zusätzlich stellt sie eine Möglichkeit zur Kopplung asynchroner Netze dar.

Die zu übertragene Leistung wird an den Enden einer HGÜ in den Umrichterstationen von dreiphasiger Wechselspannung in eine Gleichspannung umgewandelt. Mittels Gleichstrom kann dann die Leistung über eine Gleichstromfreileitung oder Gleichstromkabel über weite Strecken übertragen werden. Die bei den Drehstromsystemen genannten limitierenden Faktoren wie Induktivitäten und Kapazitäten bei langen Drehstromleitungen können so umgangen werden.

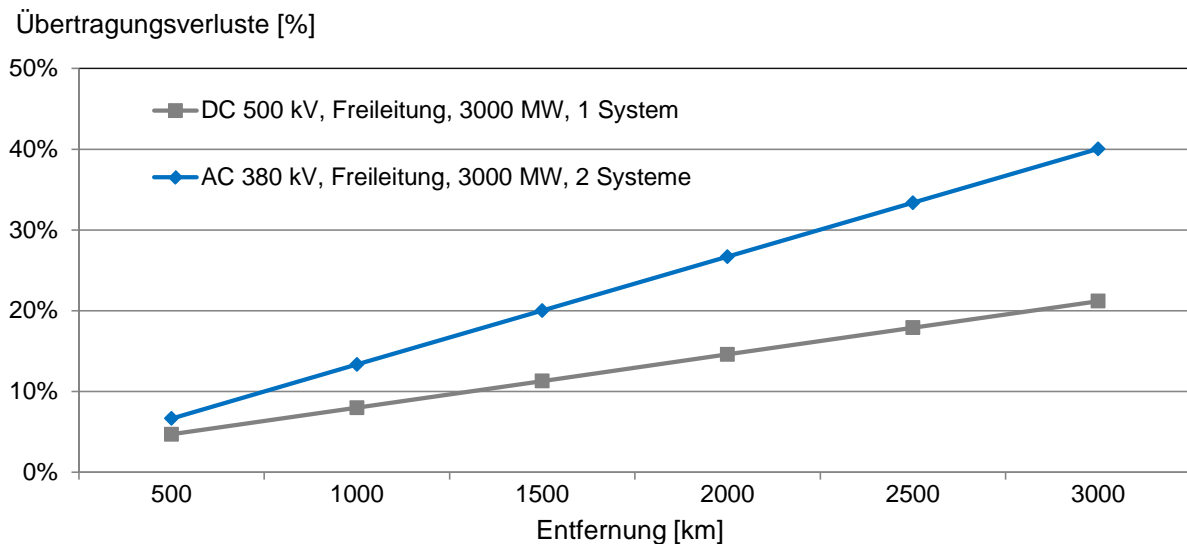


Abbildung 3.7: Vergleich der Übertragungsverluste von AC und DC Freileitungen.

Aktuell lässt sich die HGÜ-Technologie in die klassische, thyristorbasierte und in die VSC- (Voltage Source Converters, auf IGBT-basierende) Technologie unterteilen. Die in den letzten Jahren stark weiterentwickelte VSC-Technologie verfügt gegenüber der klassischen HGÜ Technologie über signifikante Vorteile, wie beispielsweise weit mehr Steuerungs- und Regelmöglichkeiten, den Einsatz in Gleichstrom-Netzen und Unabhängigkeit zum Drehstromnetz. Die die VSC HGÜ ist in der Lage, den Netzwiederaufbau durch die Schwarzstartfähigkeit zu unterstützen.

Der Nachteil der VSC HGÜ liegt in den höheren Verlusten der Stromrichter. Außerdem muss bei einem Fehler auf der Gleichspannungsseite muss die komplette Übertragungsstrecke abgeschaltet werden.



## 4. Netzanalyse und -Bewertung

### 4.1 Entwicklung der zukünftigen Netzbelastung

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Netzanalyse präsentiert. Dazu wird zunächst jedes Szenario einzeln analysiert um anschließend die Ergebnisse in einer übergreifenden Bewertung zusammenzufassen. Für den Vergleich der von den Szenarien vorgegeben Mantelzahlen für die technologiespezifischen installierten Erzeugungskapazitäten mit dem heutigen Stand, wurden die Daten der ENTSO-E [11] herangezogen. Alle relevanten Grafiken und Tabellen der Netzanalysen sind im Anhang zu finden.

#### 4.1.1 Szenario A

##### Ergebnisse der marktkonformen Leistungsflussberechnung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der marktkonformen Leistungsflussberechnung für Szenario A präsentiert. Für die Bewertung von Engpässen wird als Indikator die Anzahl der kritischen Stunden (mit einer Auslastung >70%) je Leitung herangezogen, wobei HGÜ-Verbindungen aufgrund ihrer technischen Eigenschaften keine kritischen Stunden aufweisen (siehe Kapitel 2.6). In Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2 ist dieser Indikator für alle Leitungen des europäischen Übertragungsnetzes in den Jahren 2020 und 2050 dargestellt. Abbildung 4.3 zeigt die Verläufe der gemittelten Werte für ausgewählte Länder über den betrachteten Zeithorizont.

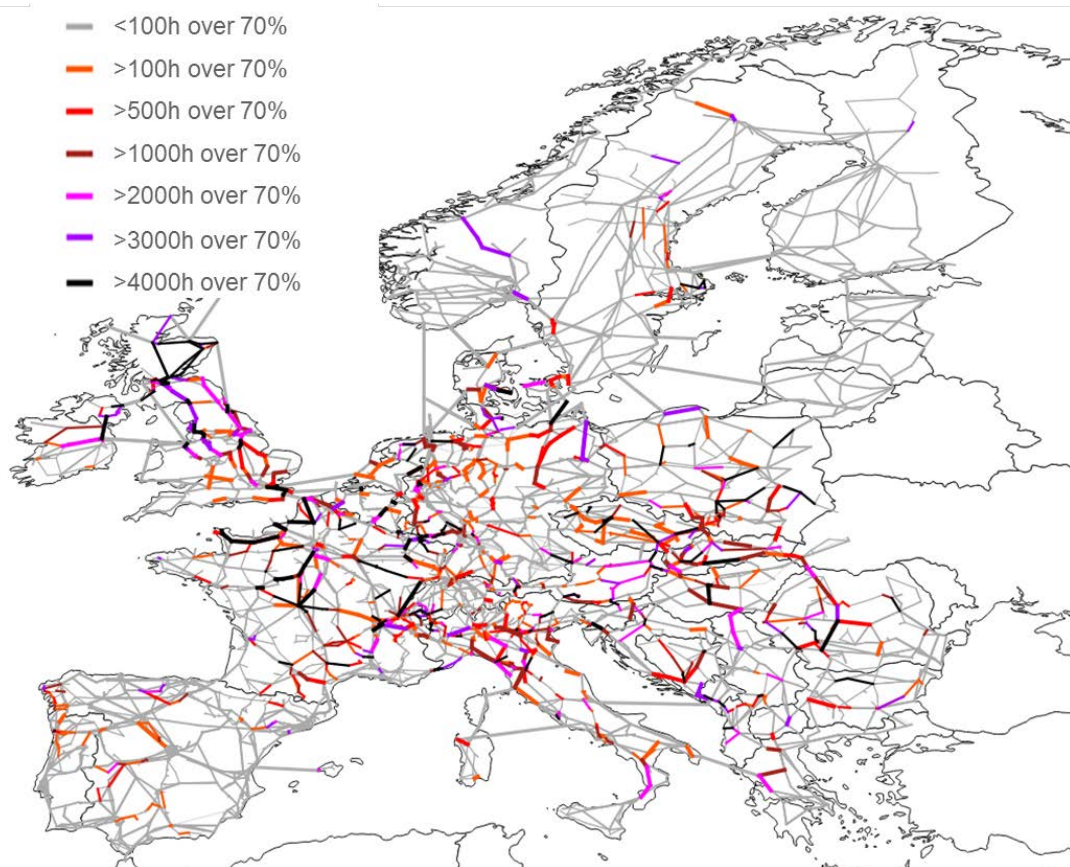


Abbildung 4.1: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung für A2020



Allgemein lässt sich feststellen, dass durch die Transformation des Energiesektors bis zum Jahr 2050 eine deutliche Zunahme der Auslastung des Übertragungsnetzes erkennbar ist. Dafür gibt es zwei maßgebliche Einflussfaktoren: Zum einen verändert sich die Erzeugung hin zu räumlich stärker verteilten Strukturen auf Basis erneuerbarer Energien. Des Weiteren erhöht sich der Leistungsaustausch zwischen den Ländern durch höhere NTC. Die NTC nehmen mit zunehmender Jahreszahl zu, sodass höhere Austauschleistungen ermöglicht werden, die zum Teil nicht im Einklang mit der restlichen Netzbelastbarkeit stehen. Beide Faktoren verursachen eine Erhöhung des Transportbedarfs im Übertragungsnetz und damit einhergehend eine Zunahme der Häufigkeit von Grenzwertverletzungen.

Aus der Strommarktsimulation ergeben sich aufgrund der steigenden NTC hohe Austauschleistungen, die – falls vorhanden – von den zwischen den Marktgebieten vorhandenen HGÜ-Verbindungen abgebildet werden. Dies ist beispielsweise im Fall der HGÜ-Verbindungen zwischen Polen und Schweden, Norwegen und den Niederlanden sowie zwischen Großbritannien und den Niederlanden gut erkennbar (Abbildung 4.2). Die Leitungen in der Nähe der Anschlussstationen der HGÜ-Verbindungen weisen eine hohe Auslastung auf, weil diese zum Abtransport der hohen Austauschleistungen nicht ausgelegt sind.

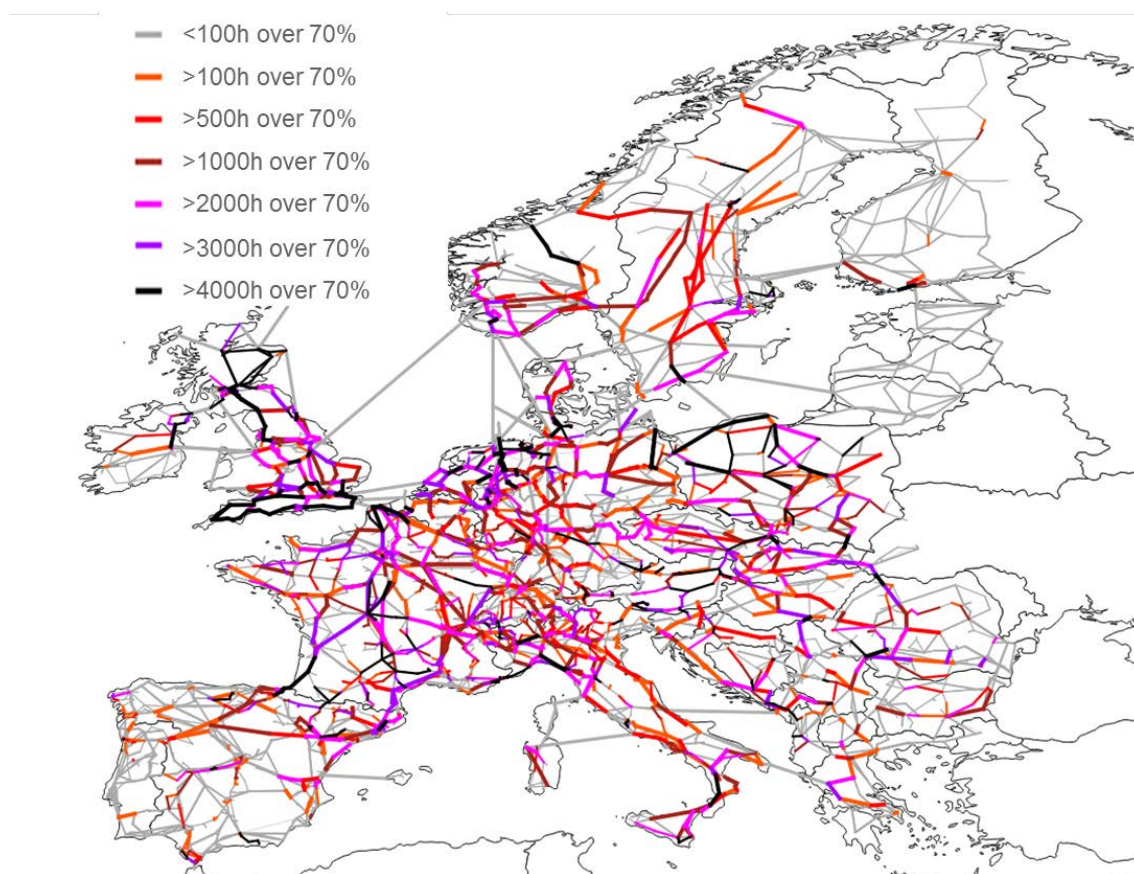


Abbildung 4.2: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung für **A2050**

Auch im skandinavischen Raum ist eine zunehmende Belastung des Übertragungsnetzes erkennbar. Grund hierfür ist die Steigerung des Nettoexports an elektrischer Energie von Norwegen und Schweden. Während in 2020 der Nettoexport 25,7 TWh für Norwegen und

3,1 TWh für Schweden beträgt, ergibt sich für das Jahr 2050 ein Nettoexport von 54 TWh respektive 21,9 TWh. In Fall von Norwegen begründet sich der steigende Nettoexport aus der Reduktion der Last bei nahezu gleichbleibender Erzeugung (vornehmlich aus regenerativer Wasserkraft). In Schweden sind der Zubau der Onshore Windenergie und die gleichzeitige Reduktion der Last für die Steigerung des Exports ursächlich. Finnland weist zwar eine Veränderung des Erzeugerparcs auf (Abbau der konventionellen Kraftwerke, Zubau erneuerbarer Energien), dies geschieht jedoch ohne größere Veränderung der Auslastung des Übertragungsnetzes. Ebenso ist für die baltischen Staaten keine relevante Erhöhung der Auslastung erkennbar. Für alle betrachteten Jahre treten nur wenige Überlastungen auf.

Demgegenüber ist in Großbritannien eine starke Erhöhung der Auslastung des Übertragungsnetzes festzustellen. Grund hierfür ist der starke Zubau der Offshore Windenergie. Szenario A weist im Vergleich zu Szenario C, D und E eine hohe installierte Offshore-Leistung in Großbritannien auf (41 GW für 2050). Bereits für das Jahr 2020 ist eine starke Auslastung der Nord-Süd Trassen, die Schottland mit dem Raum Liverpool-Leeds verbinden, zu erkennen. Selbst die in Planung befindlichen DC-Seekabelverbindungen in der Irischen See und in der Nordsee können diese Überlastungen nicht beheben. Aufgrund der sehr guten Windpotenziale im Raum Schottland werden primär in dieser Zone viele Offshore Windparks platziert. Die hohen Vollaststunden (3539h) führen zu einer deutlichen Beteiligung der Offshore Technologie an der gesamten Lastdeckung Großbritanniens. Der Transport dieser Energie zu den Lastzentren im südlichen Bereich der Insel verursacht häufige Überlastung im Schottischen Raum und der bereits erwähnten Nord-Süd Trassen. Der ambitionierte Zubau von Onshore-Windanlagen auf 14,9 GW (Stand heute: 3,7 GW) trägt ebenfalls zu den häufigen Überlastungen bei. Für das Jahr 2030 erhöhen sich die Onshore- und Offshore-Kapazitäten auf 280% bzw. 315% der in 2020 installierten Leistung. In den darauf folgenden Dekaden (2040 und 2050) fällt das Wachstum der Windenergiekapazitäten moderater aus. Dies bewirkt in Zusammenhang mit der für Szenario A angenommenen sinkenden Last für diese Jahre eine Stabilisierung der Anzahl der Überlastungen im Vergleich zu 2030 (siehe Abbildung 4.3).

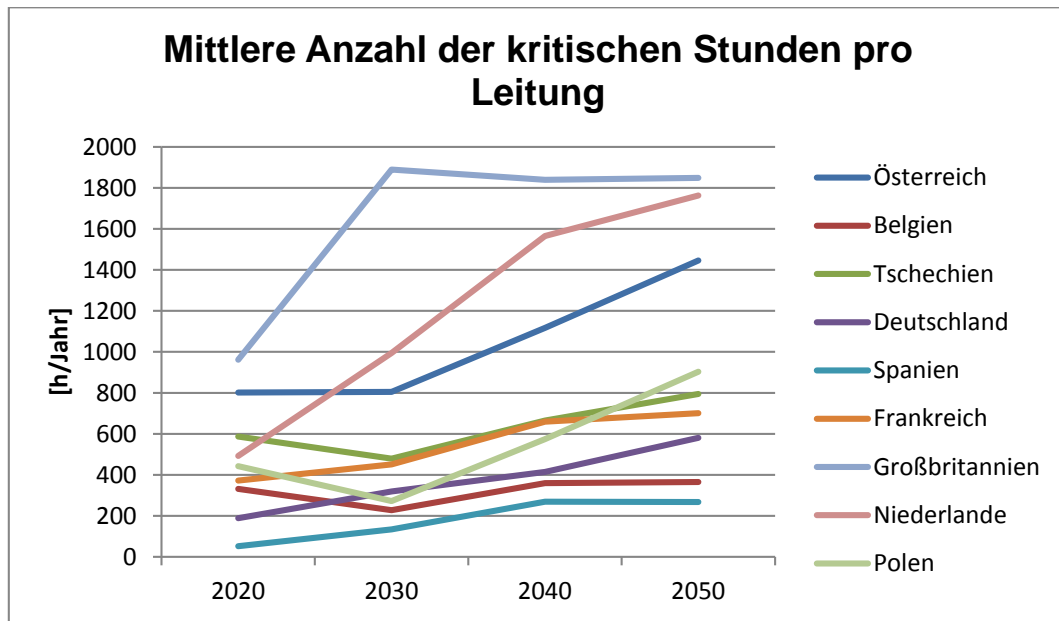


Abbildung 4.3: **Szenario A.** Verlauf der mittleren Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung.

Deutschland weist dagegen einen stetig steigenden Verlauf der Netzauslastung im Zeitverlauf auf. Bereits in 2020 sind Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz erkennbar. Grund dafür ist unter anderem die späte Realisierung einiger Projekte des Netzentwicklungsplans, deren Inbetriebnahme erst nach 2020 erfolgen wird. Beispielsweise ist in 2020 lediglich einer der drei bereits von der Bundesnetzagentur genehmigten innerdeutschen HGÜ-Korridore integriert. Aus diesem Grund treten vermehrt Überlastungen im norddeutschen Raum auf. Des Weiteren wurden in das zugrunde liegende Netzmodell lediglich diejenigen Projekte integriert, die im Rahmen des Netzentwicklungsplans genehmigt wurden. Außerdem ist ein sehr starker Rückbau der Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken zu erkennen. Die Erzeugungskapazitäten konventioneller Kraftwerke in Deutschland entsprechen im Szenario A 59,5 GW. Dies ist eine deutliche Reduktion im Vergleich zu dem vom Netzentwicklungsplan [15] vorgegebenen Szenario B2024 (93,3 GW) sowie zum Referenzjahr 2012 (100,2 GW). Durch den Abbau konventioneller, größtenteils lastnaher Kraftwerke entsteht ein hoher Transportbedarf, wodurch Überlastungen hervorgerufen werden. Im internationalen Vergleich der mittleren Anzahl kritischer Stunden je Leitung (Abbildung 4.3) sind für Deutschland geringe Werte für den gesamten Zeithorizont ausgewiesen. Dies lässt sich mit der hohen Anzahl Leitungen in Deutschland erklären.

In 2050 sind in Deutschland und Frankreich sehr viele, auch weiträumige Überlastungen erkennbar. Die zentrale Lage beider Länder führt zu vergleichsweise hohen Transiten im internationalen Stromhandel. Deutschland ist nach Frankreich das Land mit dem höchsten Transit (durchschnittlich 5,5 GW, maximal 21,2 GW für 2050) in Europa. Abbildung 4.4 zeigt den steigenden Verlauf des für das gesamte Jahr gemittelten Transits beider Länder. Für Deutschland ergeben sich vornehmlich ein Import aus den skandinavischen Ländern sowie ein Export in die südlichen Länder. Ebenso wird in vielen Situationen Energie aus Frankreich importiert und nach Polen und Tschechien exportiert. Die heute geplanten HGÜ Korridore sind im Durchschnitt stark

ausgelastet (z.B. sind im Jahr 2050 der Durchschnitt der mittleren Auslastung aller HGÜ Korridore in Deutschland gleich 85 %) und tragen zum Transport großer Energiemengen bei.

Die Auswirkungen des hohen marktbedingten Leistungsaustausches auf die Netzauslastung ist im Fall von Frankreich und Spanien in Abbildung 4.2 gut erkennbar. Die Austauschleistung zwischen den beiden Ländern von bis zu 11 GW (2050) bewirkt häufige Überlastungen der Kuppelleitungen sowie der grenznahen Leitungen. In Frankreich sind bereits 2020 hohe Überlastungen im Norden des Landes erkennbar. Grund hierfür ist insbesondere die Verbindung zu Großbritannien, über die (dem NTC entsprechend) bis zu 6,6 GW Leistung transportiert werden. Das Netz im Umkreis der Anschlussstation wird hierdurch stark beansprucht.

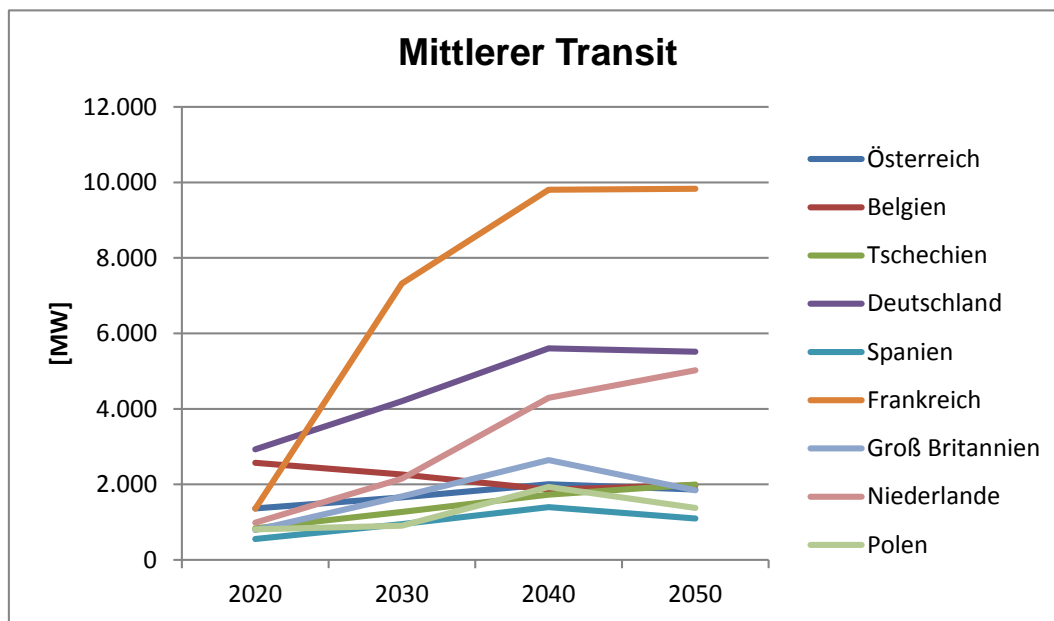


Abbildung 4.4: **Szenario A.** Verlauf des für das gesamte Jahr gemittelten Transits.

Im Falle der Niederlande führen zwei Faktoren zu einer starken Zunahme der mittleren Anzahl kritischer Stunden pro Leitung. Zum einen werden durch die HGÜ-Verbindungen nach Großbritannien und Norwegen im Jahr 2050 große Energiemengen übertragen, die zu den Nachbarländern in Kontinentaleuropa weitergeführt werden (siehe Transit in Abbildung 4.4). Dies führt zu Überlastungen der den HGÜ-Stationen nahe gelegenen Leitungen. Weiterhin werden in den Niederlanden circa 5 GW Offshore-Kapazitäten ausgebaut. Hierdurch erhöht sich die Auslastung der küstennahen Leitungen, die zu den Anschlusspunkten der Offshore Windparks führen.

Für Polen sind ebenfalls zwei Faktoren für die Zunahme der Überlastungen ursächlich: Die Erhöhung der NTC-Werte für 2050 (circa das 4-fache von 2020) verursacht hohe Austauschleistungen zu den Nachbarländern, die wiederum Überlastungen nahe der Kuppelstellen bewirken. Außerdem erlebt Polen eine starke Transformation des Kraftwerksparks. Die installierte Windenergieleistung erhöht sich von circa 5,6 GW in 2020 auf 43,1 GW in 2050. Weiterhin werden circa 15 GW Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke bis 2050 vom Netz



genommen. Der durch die Regionalisierung der Windkapazitäten entstehende Transportbedarf verursacht zunehmende Überlastungen im Landesinneren.

In diesem Zusammenhang ist weiterhin festzustellen, dass im Raum Slowakei-Österreich-Tschechien-Polen-Ungarn bereits 2020 hohe Auslastungen auftreten. Einer der Faktoren, der zu diesen Überlastungen beiträgt, ist der starke Abbau von Erzeugungskapazität (insbesondere von konventionellen Kraftwerken) in Tschechien. Während in 2014 Kapazitäten in Höhe von 14,1 GW an konventionellen Kraftwerken und 5,4 GW an erneuerbaren Energien bereitstehen, sind im Jahr 2020 durch den Szenariorahmen 5,8 GW respektive 4 GW bei nahezu gleicher Last vorgegeben. Dadurch wird Tschechien zum Nettoimporteur elektrischer Energie. Die benötigte Energie wird unter anderem durch günstige Kraftwerke in Südosteuropa bereitgestellt. Vor allem in der Slowakei und Ungarn führt der Transit in Richtung Tschechien zu häufigeren Überlastungen. Die Stunden mit den meisten Überlastungen in beiden Ländern korrelieren stark mit den Stunden, in denen sich ein hoher Transit von Ungarn über die Slowakei nach Tschechien und Polen einstellt. Außerdem wird für die Slowakei ein besonders hoher Anstieg der Last unterstellt (2013: circa 27 TWh; 2020: circa 50 TWh), wobei die Erzeugungskapazitäten nur in geringem Umfang steigen. Im speziellen Fall Österreichs ist festzustellen, dass die meisten Überlastungen im Osten des Landes auftreten und mit dem starken Export nach Tschechien und über Ungarn in die Slowakei zusammenhängen. Hierdurch ergibt sich für Österreich eine vergleichsweise hohe Anzahl an Überlastungen bereits in 2020 (vgl. Abbildung 4.3).

### Ergebnisse der netzkonformen Leistungsflussberechnung

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der netzkonformen Leistungsflussberechnung dargestellt. Um den Unterschied der beiden Leistungsflussberechnungsmethoden zu veranschaulichen, ist in Abbildung 4.5 die maximale Leitungsauslastung im Jahr 2050 dargestellt. Hier ist zu erkennen, dass die netzkonforme Leistungsflussberechnung (links) eine Auslastung der AC Leitungen von maximal 70% garantiert. Die schwarz eingefärbten Verbindungen sind HGÜ Leitungen.

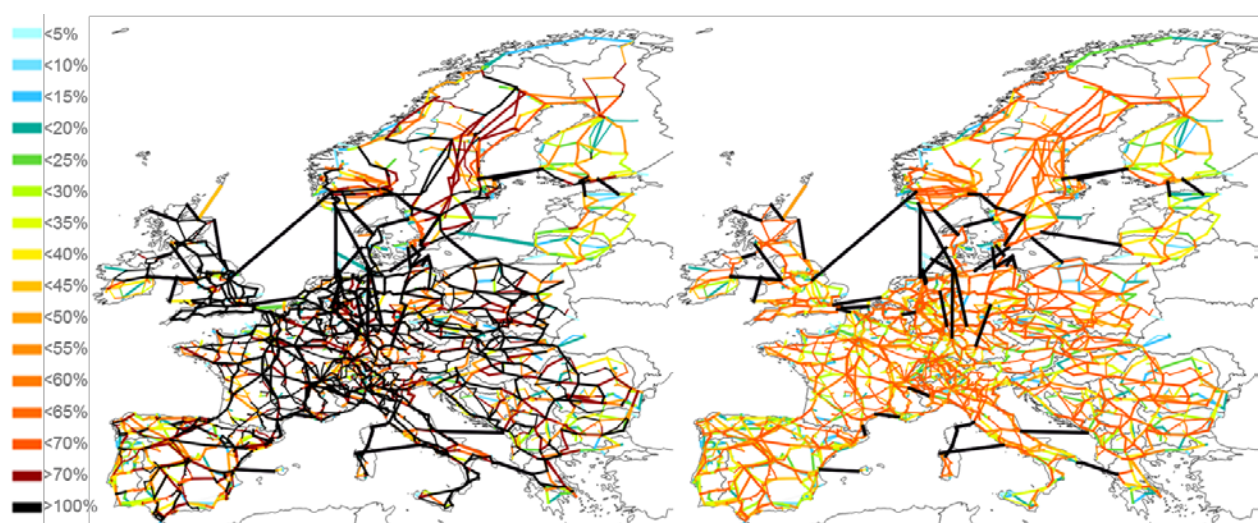


Abbildung 4.5: Vergleich der maximalen Leitungsauslastung für die netzkonforme (links) und die marktkonforme Leistungsflussberechnung (rechts) für **A2050**

Diese können bis zur maximalen Leistung (100%) betrieben werden. In der marktkonformen Leistungsflussberechnung (rechts) sind hingegen Überlastungen erlaubt. Die im Rahmen der netzkonformen Leistungsflussberechnung vorgenommenen Netzbetriebsführungsmaßnahmen zur Einhaltung der vorgegeben Leistungsgrenze von 70% sind in Abbildung 4.6 dargestellt. Hier ist das notwendige über das Jahr gemittelte EE-Erzeugungsmanagement dargestellt (Farbraum Grün bis Rot). Ebenso wird die über das Jahr gemittelte Lastunterdeckung visualisiert (Farbraum Blau). Allgemein lässt sich eine deutliche Zunahme des EE-Erzeugungsmanagements bis zum Jahr 2050 erkennen. Besonders stark wird in die Erzeugung aus Offshore Windenergie eingegriffen. Dies lässt sich z.B. im Jahr 2050 (unten rechts) für Deutschland und Großbritannien gut erkennen. Hier sind starke Ausprägungen des EE-Erzeugungsmanagements in den Regionen der Anschlussstationen der Offshore Windparks ersichtlich. Durch die Regionalisierung der Offshore Kapazitäten anhand der vorhandenen Windpotenziale ergibt sich eine starke und konzentrierte Einspeisung an relativ wenigen Netzanschlusspunkten. Andere EE Technologien verteilen sich dagegen homogener über die Landesfläche und verursachen dadurch weniger Überlastungen bzw. Erzeugungsmanagement. Des Weiteren befindet sich die Offshore Energie am Rand der Netzgebiete und teils in lastfernen Zonen, weswegen die hier erzeugte elektrische Energie über weite Strecken bis zu den Lastzentren transportiert werden muss.

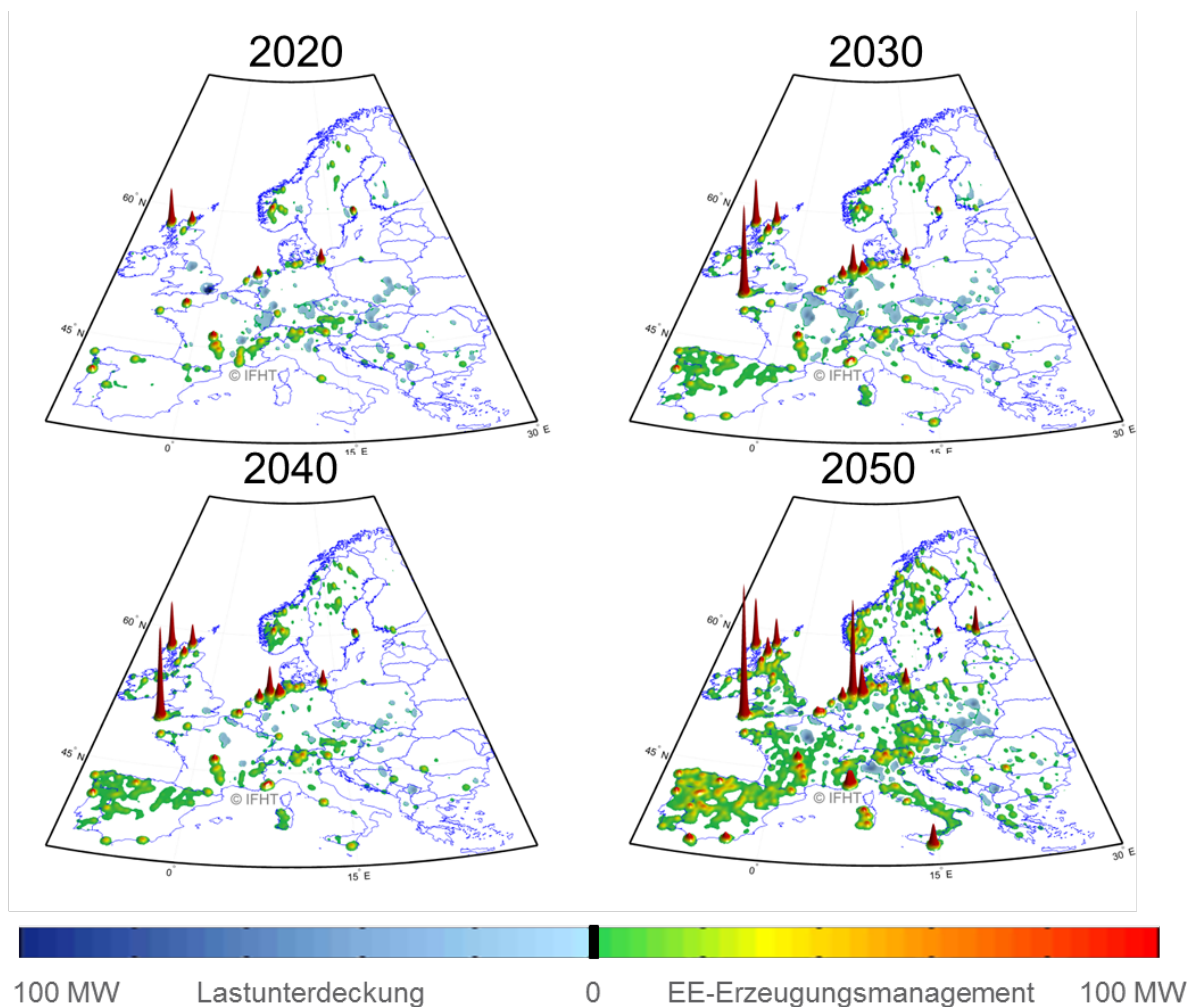


Abbildung 4.6: Visualisierung der mittleren Lastunterdeckung und des mittleren EE-Erzeugungsmanagements für A2050

Die deutliche Zunahme des EE-Erzeugungsmanagements ist ebenso in Abbildung 4.7 für ausgewählte Länder dargestellt. Besonders auffällig ist, dass Großbritannien unter der angenommenen Netzinfrastruktur bereits im Jahr 2020 auf circa 28% der Energie aus erneuerbaren Quellen verzichten müsste und über alle betrachteten Jahre das meiste EE-Erzeugungsmanagement verursacht. Hierbei wird hauptsächlich Offshore Windenergie abgeregelt. Das EE-Erzeugungsmanagement beträgt in Deutschland im Jahr 2050 128 TWh.

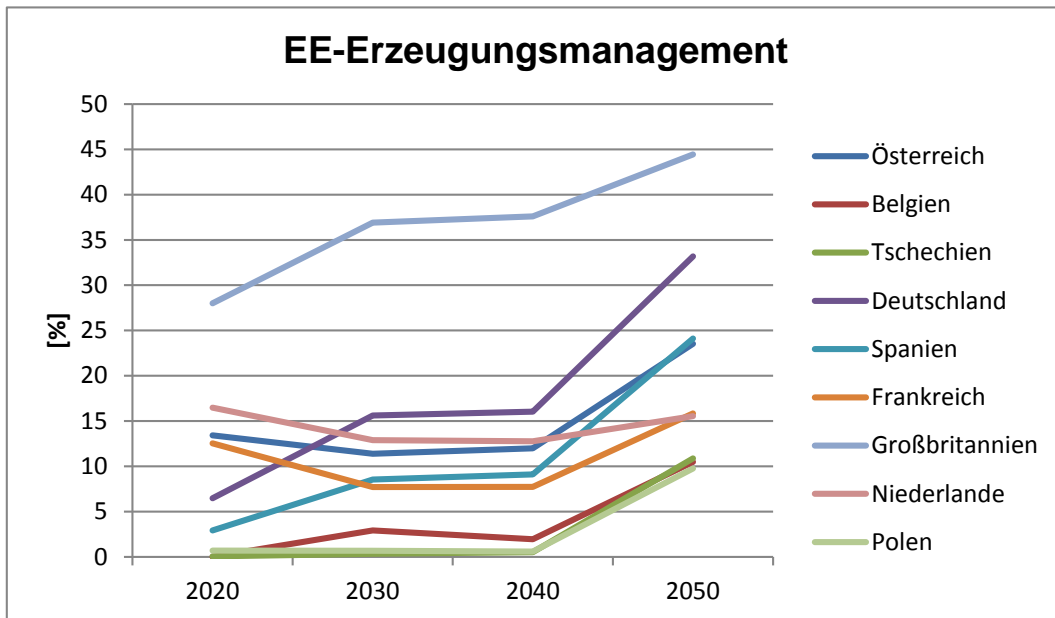


Abbildung 4.7: **Szenario A.** Verlauf des notwendigen Erzeugungsmanagement aus erneuerbaren Energien.

In Abbildung 4.8 ist der Verlauf der Energiemenge der notwendigen Lastunterdeckung als Anteil der gesamten Verbraucherlast des betrachteten Jahres dargestellt. Bereits in 2020 ist bei der angenommenen Netzinfrastruktur und dem Szenariorahmen aufgrund der Veränderung des Erzeugerparcs keine (n-1)-sichere Versorgung der Last möglich. Zum einem ist dies durch den zunehmenden Bau von lastfernen Erzeugern abhängig, die einem Transport über weiten Strecken und damit einhergehend hohe Auslastung des Netzes hervorrufen. Aufgrund fehlender lastnaher Erzeuger ist ein Lastabwurf die einzig mögliche Netzbetriebsführungsmaßnahme zur Einhaltung der Sicherheitsgrenzen. Ein weiterer Grund für die vorhandene Lastunterdeckung ist die bereits in Kapitel 3.1 dargestellte Unterversorgung einiger Länder, die in einigen Stunden des Jahres die Last weder durch die vorhandenen Erzeugungskapazitäten noch durch Import decken können. Für den betrachteten Zeitraum ist lediglich ein leichter Anstieg der netzbedingten Lastunterdeckung (als Anteil der gesamten Last) für den größten Teil der Länder zu erkennen. Im Jahr 2050 beträgt die durchschnittliche Lastunterdeckung aller betrachteten Länder 1,4% der Verbraucherlast. Im Jahr 2020 beträgt diese 0,9%. Auffällig ist vor allem der starke Anstieg für Polen im Jahr 2050. Dies lässt sich durch die starke Zunahme der Importabhängigkeit im Vergleich zu den Vorjahren erklären. Während in den Jahren vor 2050 Polen auf circa 4 TWh Energie aus dem Ausland angewiesen ist, steigt dieser Wert auf über 15 TWh im Jahr 2050 an. Die starke Zunahme verursacht eine erheblich stärkere Netzbelastung durch den höheren Import

aus dem Ausland und dadurch eine engpassbedingte Zunahme der resultierenden Lastunterdeckung, welche für Deutschland zwischen 0,8% und 1,5% variiert.

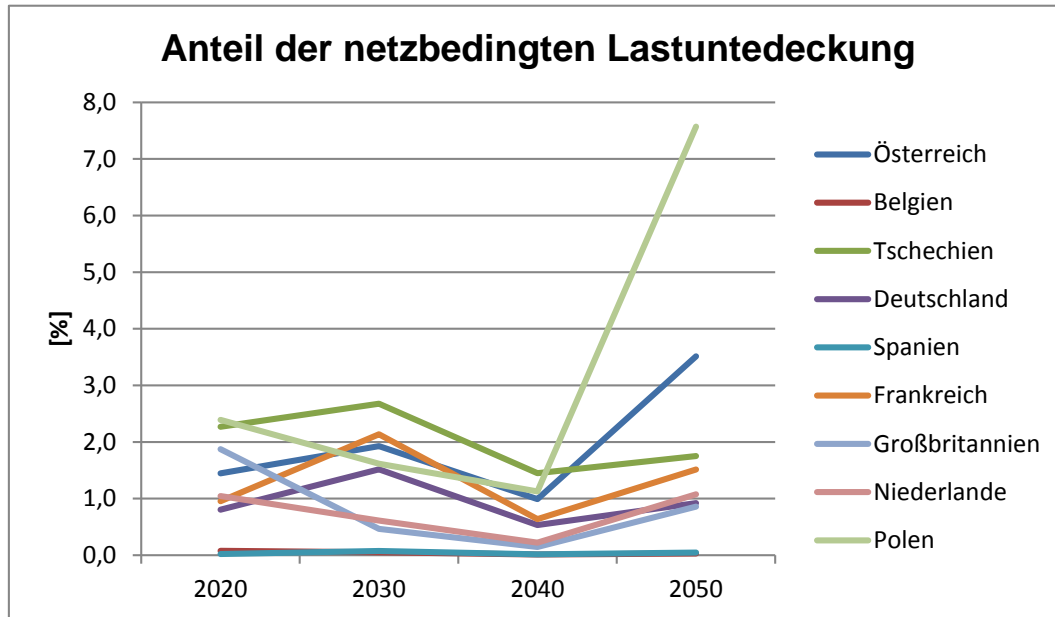


Abbildung 4.8: **Szenario A.** Verlauf der netzbedingten Lastunterdeckung (als Anteil des gesamten Energiebedarfs)

#### 4.1.2 Szenario B

##### Ergebnisse der marktconformen Leistungsflussberechnung

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Berechnungen für Szenario B diskutiert. Die Visualisierung der Netzgrafik für 2020 zeigt ähnliche Ergebnisse wie für das gleiche Jahr im Szenario A. Aus diesem Grund wird hier auf diese Darstellung verzichtet und auf Abbildung 4.1 verwiesen. Abbildung 4.9 und Abbildung 4.10 zeigen die Darstellung der Anzahl der kritischen Stunden je Leitung sowie den Verlauf der jährlichen Mittelwerte für ausgewählte Länder. Insgesamt lässt sich feststellen, dass aus gesamteuropäischer Sicht in Szenario B (insbesondere für das Jahr 2050) die höchste Netzauslastung hervorgerufen wird. 22 der 33 betrachteten Länder weisen für Szenario B im Jahr 2050 den höchsten Wert der mittleren Anzahl der kritischen Stunden über alle Szenarien auf. Zum einen wird dies durch den höchsten Ausbau der erneuerbaren Energien für ganz Europa hervorgerufen. Außerdem werden vergleichsweise hohe NTC-Werte vorgegeben, welche einen erhöhten Austausch im mitteleuropäischen Raum begründen.



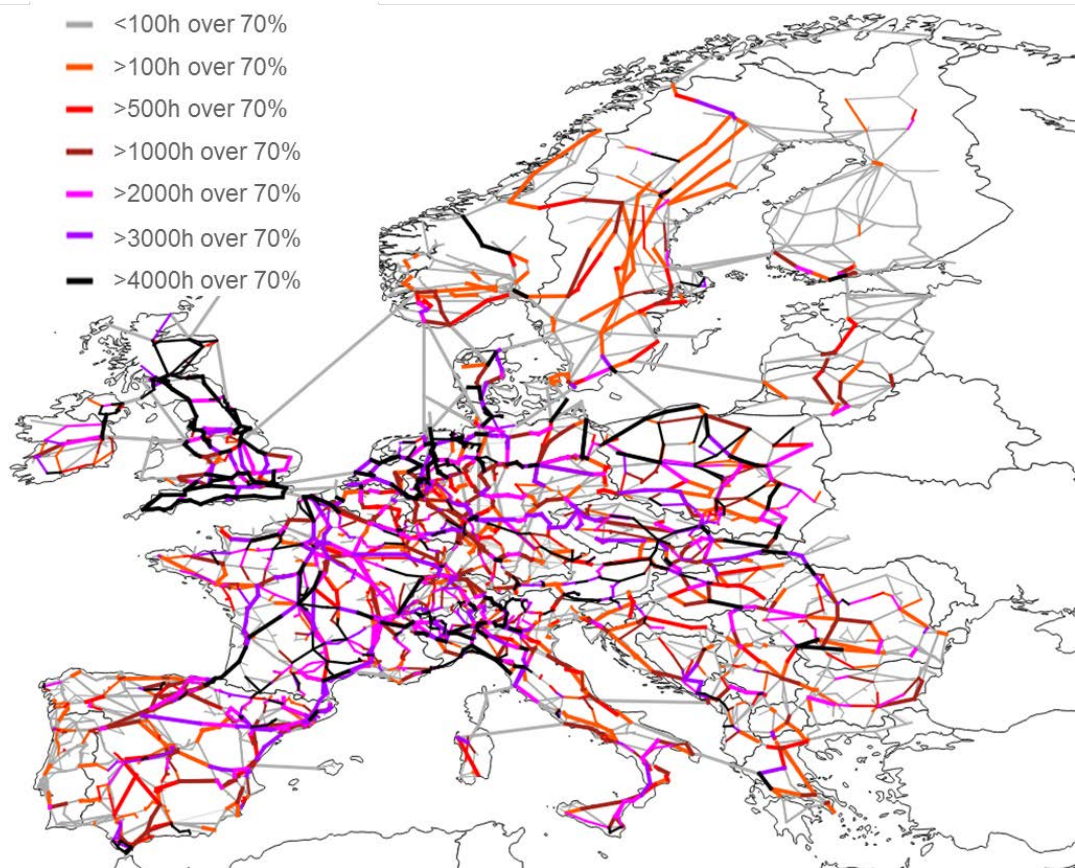


Abbildung 4.9: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung für **B2050**

Besonders im Fall von Großbritannien ist Szenario B im Vergleich zu den anderen Szenarien besonders kritisch. Der starke Ausbau über die Jahre von bis zu 121 GW Onshore- und 47 GW Offshore-Kapazitäten (2050) verursacht eine flächendeckende Überlastung des Übertragungsnetzes bereits in 2030. Die überschüssige Windenergie wird durch die Verbindungen zu Frankreich und den Niederlanden exportiert, was insbesondere eine starke Auslastung des niederländischen Übertragungsnetzes hervorruft. Die zwischen 2040 und 2050 entstehende Reduktion der gesamteuropäischen vertikalen Netzlast um 10% verursacht jedoch eine Abnahme des Mittelwertes der Anzahl an kritischen Stunden je Leitung für Großbritannien und den Niederlanden (siehe Abbildung 4.10). Die Strommarktsimulation berechnet einen niedrigeren Austausch zu dem europäischen Festland. Während im Jahr 2040 im Durchschnitt 7,1 GW von Großbritannien in die Niederlande exportiert wurden, werden in 2050 durchschnittlich 6,1 GW übertragen. Durch die Reduktion der Netzlast sowie durch den starken Zubau weiterer Erzeugerkapazitäten der Nachbarländer wird die überschüssige Windenergie des Inselstaates nicht exportiert sondern abgeregelt.

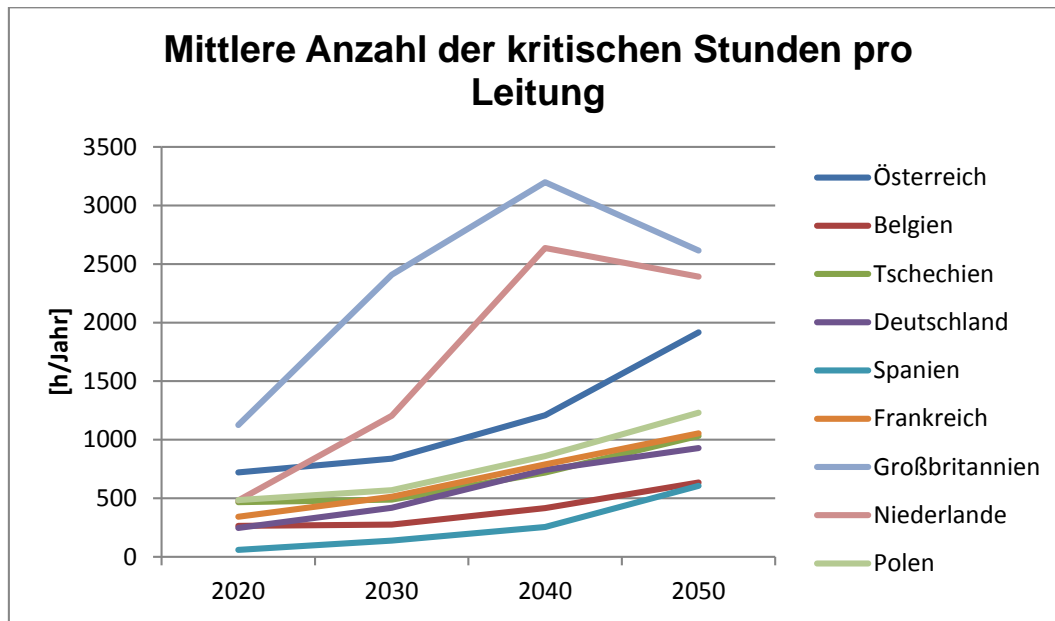


Abbildung 4.10: **Szenario B.** Verlauf der mittleren Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung

Ebenso treten in Szenario B für Frankreich und Spanien vor allem in Jahr 2050 die meisten Überlastungen auf. Zum einen wird dies durch den Austausch zwischen den Ländern, der durch vergleichsweise hohe NTC-Werte (25,4 GW in 2050) hervorgerufen wird, verursacht. Außerdem weisen beide Länder den höchsten Ausbau den erneuerbaren Energien im Szenariovergleich auf. Die skandinavischen Länder zeigen dagegen durch relativ gleichbleibende NTC-Werte keine größere Abweichung im Vergleich zu Szenario A.

Im Fall Deutschlands treten keine größeren Unterschiede für das Jahr 2020 im Vergleich zu Szenario A auf. Für das Jahr 2050 ist wiederum Szenario B das Szenario mit den meisten Überlastungen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist im Vergleich zu den anderen Szenarien moderat. Der Grund für die Mehrauslastung ist der hohe Transit durch das Land. Durch die bereits erwähnten hohen NTC-Werte ergeben sich hohe Transitflüsse. Im Durchschnitt fließen durch Deutschland im Jahr 2050 7,9 GW und maximal 27,2 GW. Im Vergleich dazu tritt im Jahr 2050 des Szenarios C der zweithöchste Transit mit 5,9 GW im Durchschnitt und maximal 21,7 GW auf.

### Ergebnisse der netzkonformen Leistungsflussberechnung

Die Ergebnisse der netzkonformen Leistungsflussberechnungen sind in Abbildung 4.11 visualisiert. Hier zeigt sich vor allem im Jahr 2050 ein sehr starkes und weiträumig verteiltes EE-Erzeugungsmanagement. Besonders die Iberischen Halbinsel weist in der letzten Dekade einen deutlichen Anstieg des Zubaus und damit einhergehend der Einspeisung erneuerbaren Energien. Hauptbestandteil dieses Zuwachses liefert die Wind Onshore Technologie. Während im Jahr 2040 65 TWh Wind Onshore-Energie ins Netz eingespeist wird, steigt dieser Wert für 2050 auf 139 TWh. Spanien wandelt sich somit vom Nettoimporteur zum Nettoexporteur.

Aufgrund der im europäischen Kontext relativ abgelegenen Lage Spaniens erfordert der Transport der exportierten Energie einen weiten Transport hin zu den weiteren europäischen Ländern, wodurch hohen Überlastungen in Frankreich entstehen würden. Aus diesem Grund ist eine Abregelung dieser Energie für die Einhaltung der Netzsicherheitsgrenzen erforderlich. Außerdem kann hier, wie bereits in der Beschreibung von Szenario A erwähnt, festgestellt werden, dass primär ein Erzeugungsmanagement der Offshore-Energie stattfindet. Dies lässt sich erneut besonders in Fall Großbritanniens und Deutschlands erkennen. Hierdurch lassen sich die relativ hohe Werte des EE-Erzeugungsmanagements für die Länder Deutschland, Spanien und Großbritannien in Abbildung 4.12 erklären. Allgemein zeigt sich erneut einen stetig steigenden Verlauf des EE-Erzeugungsmanagements hin zum Jahr 2050 für die meisten Länder.

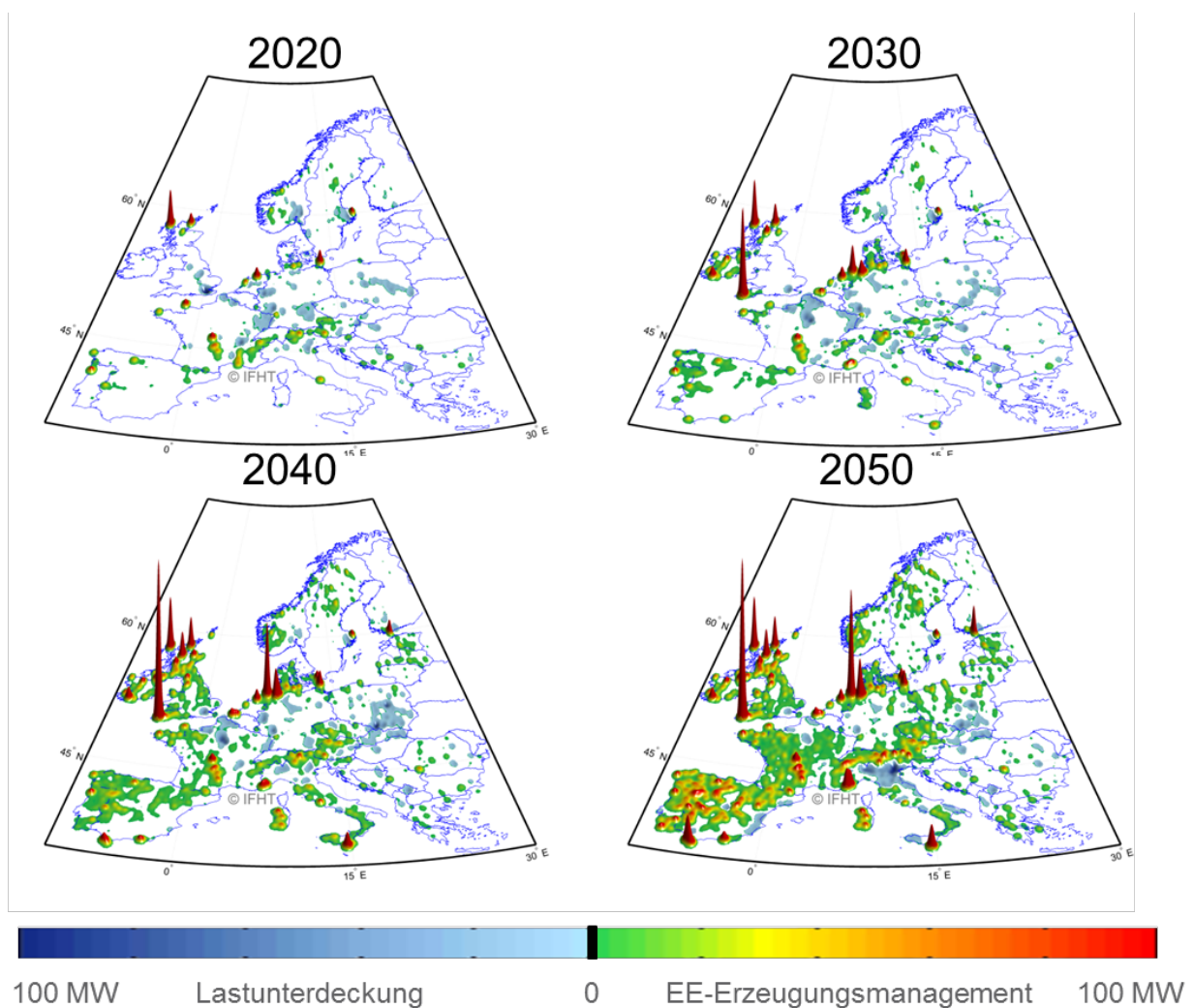


Abbildung 4.11: Visualisierung der mittleren Lastunterdeckung und des mittleren EE-Erzeugungsmanagements für **B2050**

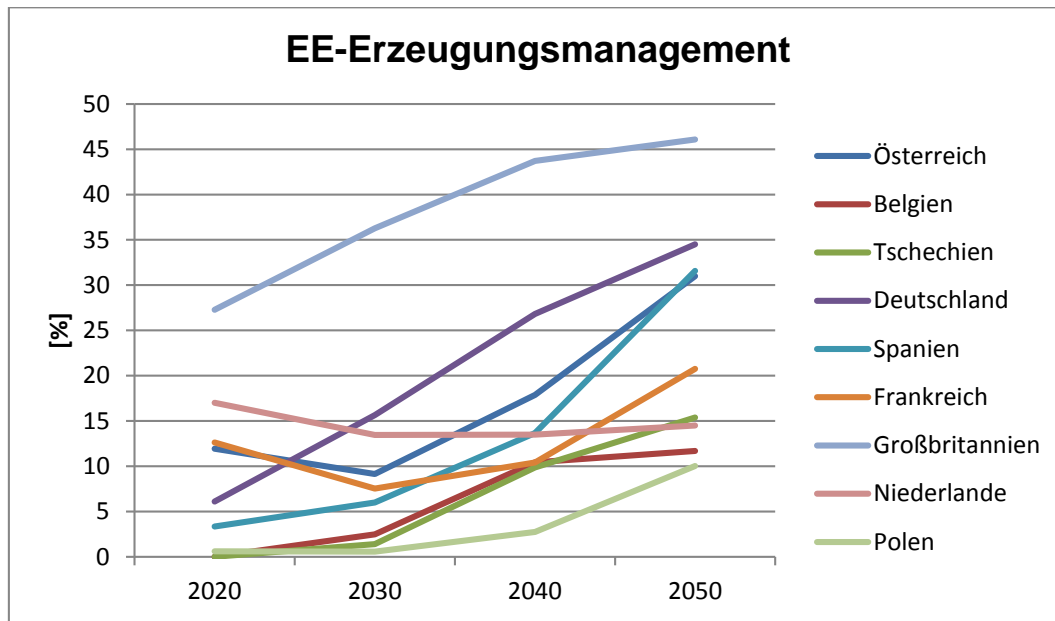


Abbildung 4.12: **Szenario B.** Verlauf des notwendigen Erzeugungsmanagement aus erneuerbaren Energien

Der zeitliche Verlauf der nicht gedeckten Last ist in Abbildung 4.13 dargestellt. Für die meisten Länder ist, ähnlich wie bei Szenario A, ein näherungsweise konstanter Verlauf der netzbedingten Lastunterdeckung (als Anteil der gesamten Last) für den größten Teil der Länder zu erkennen. In den Jahren 2020 und 2050 beträgt die durchschnittlich nicht gedeckte Last aller betrachteten Länder 1% bzw. 1,6%. Für Deutschland variiert die Lastunterdeckung zwischen 0,7% und 1,4% und zeigt daher geringe Unterschiede zu Szenario A. Auffällig ist hierbei erneut der Verlauf für Polen. Grund für den starken Anstieg für das Jahr 2040 ist der starke Abbau der Steinkohlekraftwerke von insgesamt 8,6 GW in 2030 auf 1,6 GW in 2040. Die abgebauten Steinkohlekraftwerke befinden sich hauptsächlich im Last-Gebiet um Warschau. Der Ersatz dieser Kraftwerke mit weiträumig verteilten Wind- und Biomasseanlagen verursacht einen hohen Transport über weite Strecken hin zu diesem Lastzentrum. Die dadurch entstehenden Überlastsituationen bedingen eine räumlich konzentrierte Unterdeckung der Last in diesem Bereich (siehe Abbildung 4.11).

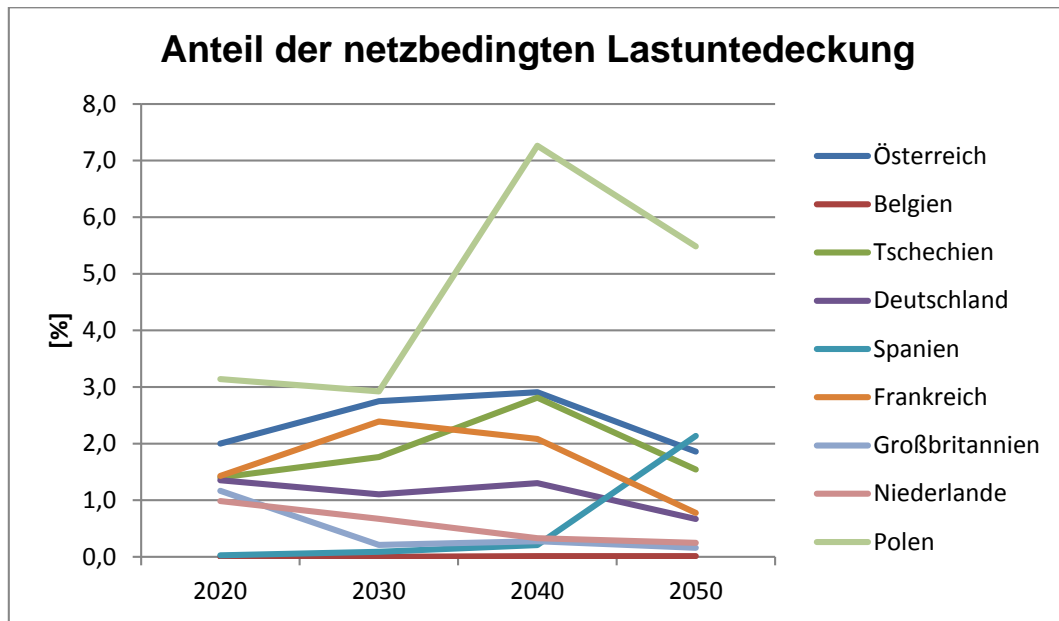


Abbildung 4.13: **Szenario B.** Verlauf der netzbedingten Lastunterdeckung (als Anteil des gesamten Energiebedarfs)

#### 4.1.3 Szenario C

##### Ergebnisse der marktkonformen Leistungsflussberechnung

Für die Auswertung der Berechnungen für Szenario C sind in Abbildung 4.14 und Abbildung 4.15 erneut die Anzahl der kritischen Stunden je Leitung für 2020 und 2050 visualisiert. Es kann festgestellt werden, dass im Szenario C für das Jahr 2020 höhere Auslastungen als in den Szenarien A und B auftreten. Grund hierfür sind vor allem unterschiedliche NTC-Werte, die einen höheren Austausch zwischen den Ländern ermöglichen. Im Jahr 2050 treten insgesamt mehr Überlastungen als in Szenario A und weniger als in B auf.

Im Jahr 2020 ist eine verstärkte Auslastung des Netzes für Deutschland und insbesondere für Dänemark im Vergleich zu den Szenarien A und B erkennbar. Die NTC von Deutschland zu seinen Nachbarländern bis auf Dänemark sind geringer als in den Szenarien A und B. Außerdem sind die NTC zwischen Deutschland und Dänemark genauso wie von Dänemark nach Norwegen und Schweden höher als in A und B. Dies verursacht einen erhöhten Austausch von Deutschland mit dem skandinavischen Raum. Dänemark und der Norden Deutschlands sind hierdurch stark ausgelastet.



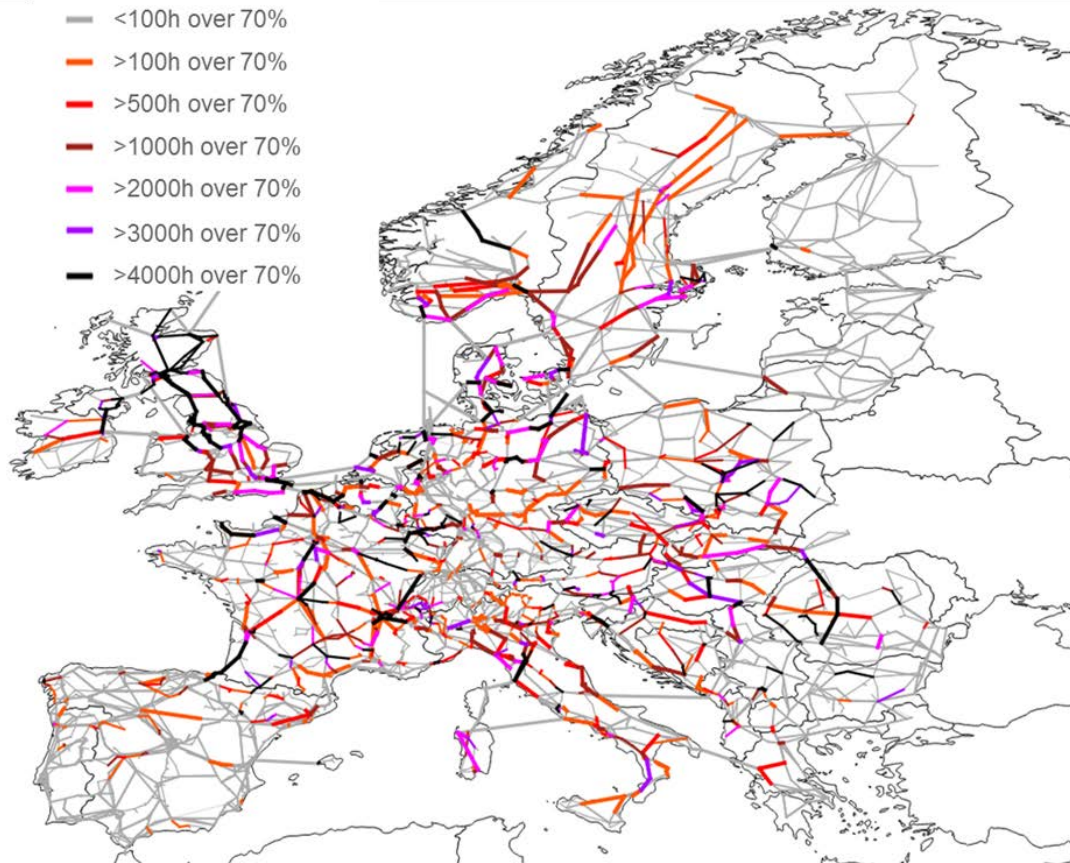


Abbildung 4.14: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung für **G2020**

Außerdem ist festzustellen, dass von Szenariorahmen NTC-Werte zwischen Dänemark und Polen (2,44 GW) sowie zwischen Norwegen und Belgien (1,4 GW) vorgegeben werden, obwohl keine direkte Netzverbindung zwischen den Ländern besteht. Der sich aus der Strommarktsimulation ergebende Austausch muss somit über Norddeutschland (und Dänemark für den Fall Norwegen-Belgien) fließen. Für die Betrachtung des Jahres 2050 ist dieses Szenario hinsichtlich der Netzauslastung in Deutschland zwischen den Szenarien A und B einzuordnen. Es ist sowohl eine höhere vertikale Last als auch ein höherer Transit als in Szenario A zu erkennen. Im Vergleich zu Szenario B ist zwar die vertikale Last nahezu gleich, der Transit bei B ist dennoch deutlich höher.

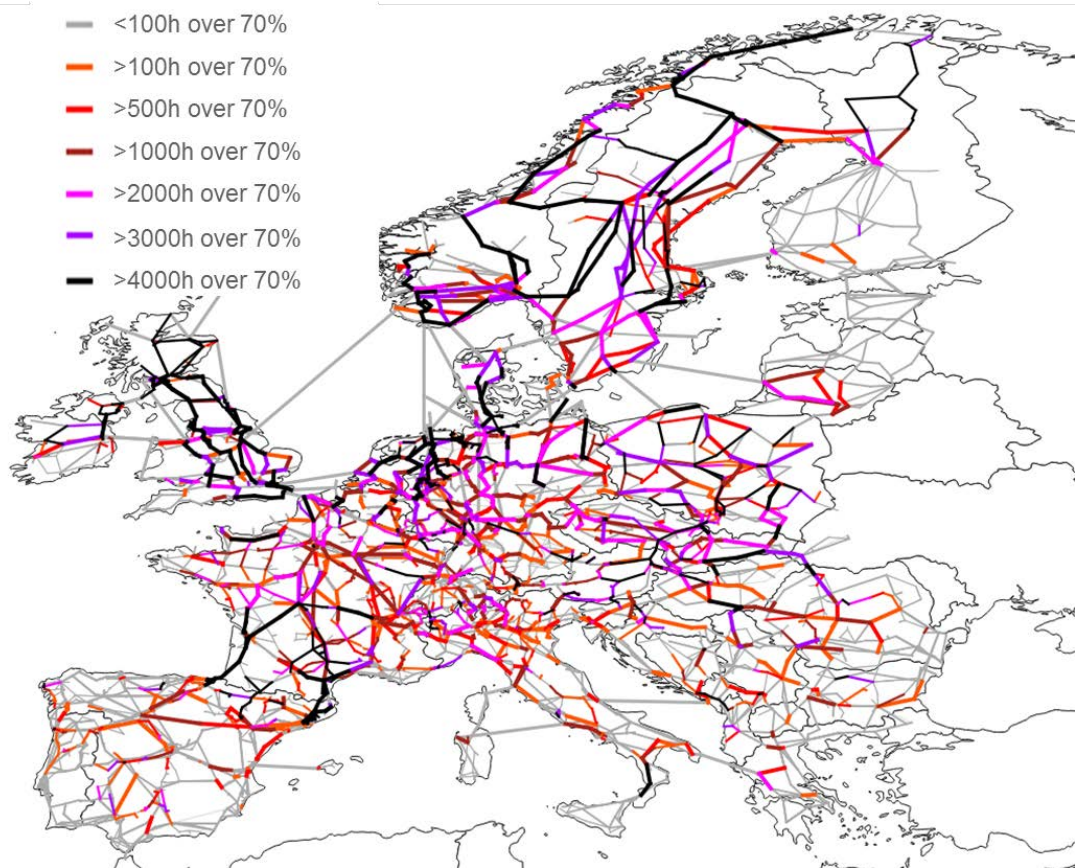


Abbildung 4.15: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung für **C2050**

Im Fall von Großbritannien ist für die Jahre nach 2030 eine Entlastung des Netzes gegenüber Szenario B erkennbar. Die vergleichsweise niedrigeren NTC-Werte zu den Niederlanden und zu Frankreich sowie der moderate Ausbau von Onshore- und Offshore-Kapazitäten verursachen diese relative Entlastung. Es zeigen sich dennoch weiterhin häufige Überlastungen der Nord-Süd Trassen, die die Offshore-Energie aus dem Norden hin zu den Lastzentren im südlichen Bereich des Landes transportieren. Außerdem ist es auffällig, dass Schweden und Norwegen eine deutliche Erhöhung der Auslastung im Vergleich zu Szenario B im Jahr 2050 (Abbildung 4.9) erfahren. Grund für die häufigen Überlastsituationen in beiden Ländern ist der ambitionierte Ausbau der Onshore Wind-Energie in Norwegen. Während dort in Szenario B im Jahr 2050 keine Erzeugungskapazitäten vorhanden sind, werden im Szenario C circa 26 GW installierte Kapazität vorgesehen, die eine Erzeugung von 99 TWh verursachen. Die für beide Szenarien sehr ähnlichen Vorgaben für die installierte Kapazität von Wasserkraftwerken ermöglichen eine Selbstversorgung auf Basis dieser Technologie. Das bedeutet, dass die zusätzliche Energie aus Onshore Wind-Anlagen in Norwegen im Szenario C vollständig über HGÜ-Verbindungen exportiert wird. Der Transport der Energie aus den in Norwegen verteilten Erzeugungsanlagen hin zu den HGÜ-Anschlusspunkten verursacht weiträumige Überlastungen.

Für Frankreich und Spanien ist in Szenario C ebenso eine Entlastung im Vergleich zum Szenario B, in dem die meisten Überlastungen auftreten, erkennbar. Hauptursache sind die deutlich geringeren NTC-Werte zwischen den beiden Ländern. Der NTC im Jahr 2050 in Szenario C beträgt circa die Hälfte vom NTC in Szenario B im selben Jahr.



Die Niederlande zeigen sich in diesem Szenario erneut als Transit-Land. Der Export der überschüssigen Wind-Energie aus Großbritannien und Norwegen zum mitteleuropäischen Raum wird zum Teil über die HGÜ-Verbindungen beider Länder zu den Niederlanden realisiert. Der Transport der hohen Leistungen über das vergleichsweise gering ausgedehnte Übertragungsnetz verursacht einen relativ hohen Wert an Überlastungen im Ländervergleich (siehe Abbildung 4.16).

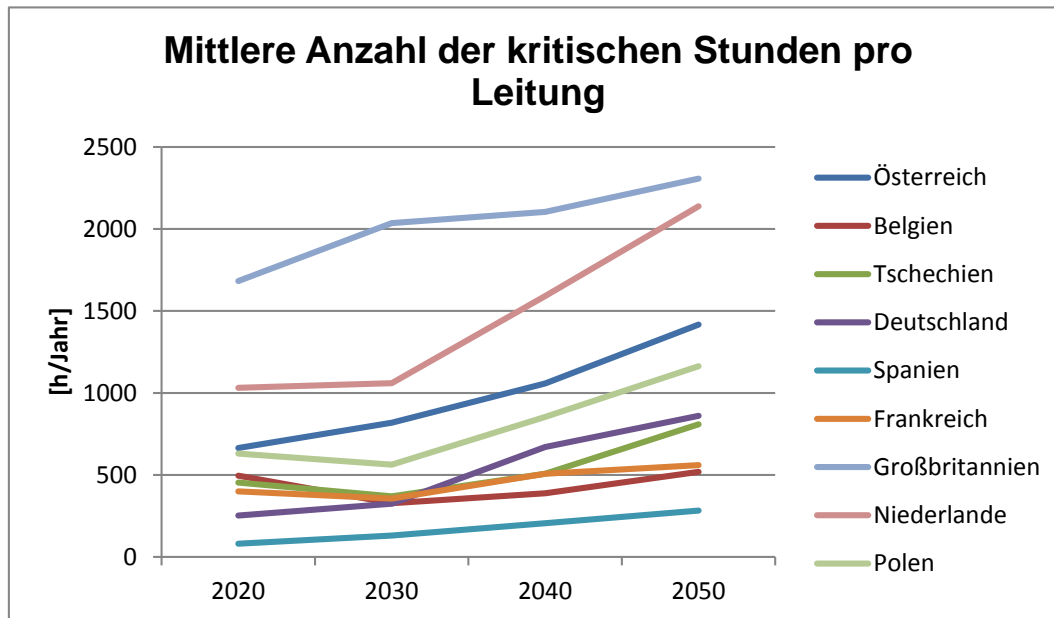


Abbildung 4.16: **Szenario C.** Verlauf der mittleren Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung

### Ergebnisse der netzkonformen Leistungsflussberechnung

In Abbildung 4.17 sind die Ergebnisse der netzkonformen Leistungsflussberechnungen für alle Jahre in Szenario C visualisiert. Es zeigt sich eine deutliche Reduktion des EE-Erzeugungsmanagements im Vergleich zu Szenario B. Erneut ist die Abregelung der Offshore-Anlagen für Deutschland und Großbritannien erkennbar, wobei für letzteres eine deutliche Reduktion im Vergleich zu den Szenarien A und B ersichtlich ist. Grund hierfür sind die deutlich geringeren Erzeugungskapazitäten von Wind Offshore für Szenario C. Außerdem lässt sich im Fall Norwegens der im vorherigen Abschnitt der marktkonformen Leistungsflussberechnung erwähnte starke Ausbau der Onshore Wind-Energie anhand eines Vergleichs des EE-Erzeugungsmanagements der entsprechenden Abbildungen für die Szenarien A und B gut erkennen. Besonders auffällig ist die netzbedingte Lastunterdeckung im Süden und Westen Spaniens in 2050. Spanien weist im Szenario C deutlich niedrigere Werte der installierten Kapazität von erneuerbaren Energien als in Szenario B. Während im Jahr 2050 des Szenario B 396 TWh aus erneuerbaren Energien produziert werden, entspricht dieser Wert für Szenario C 256 TWh bei gleichem Energiebedarf. Dadurch wird Spanien im Szenario C zu einem Nettoimporteure. Der Transport der benötigten Energie aus dem Ausland würde starke Überlastungen in Frankreich und Spanien hervorrufen. Aus diesem Grund müssen die vergleichsweise weit entfernten Lasten, insbesondere im Süden Spaniens, abgeregelt werden.

Dieses Phänomen verursacht den in Abbildung 4.18 dargestellten hohen Verlauf der Anteil der nicht gedeckten Last für Spanien.

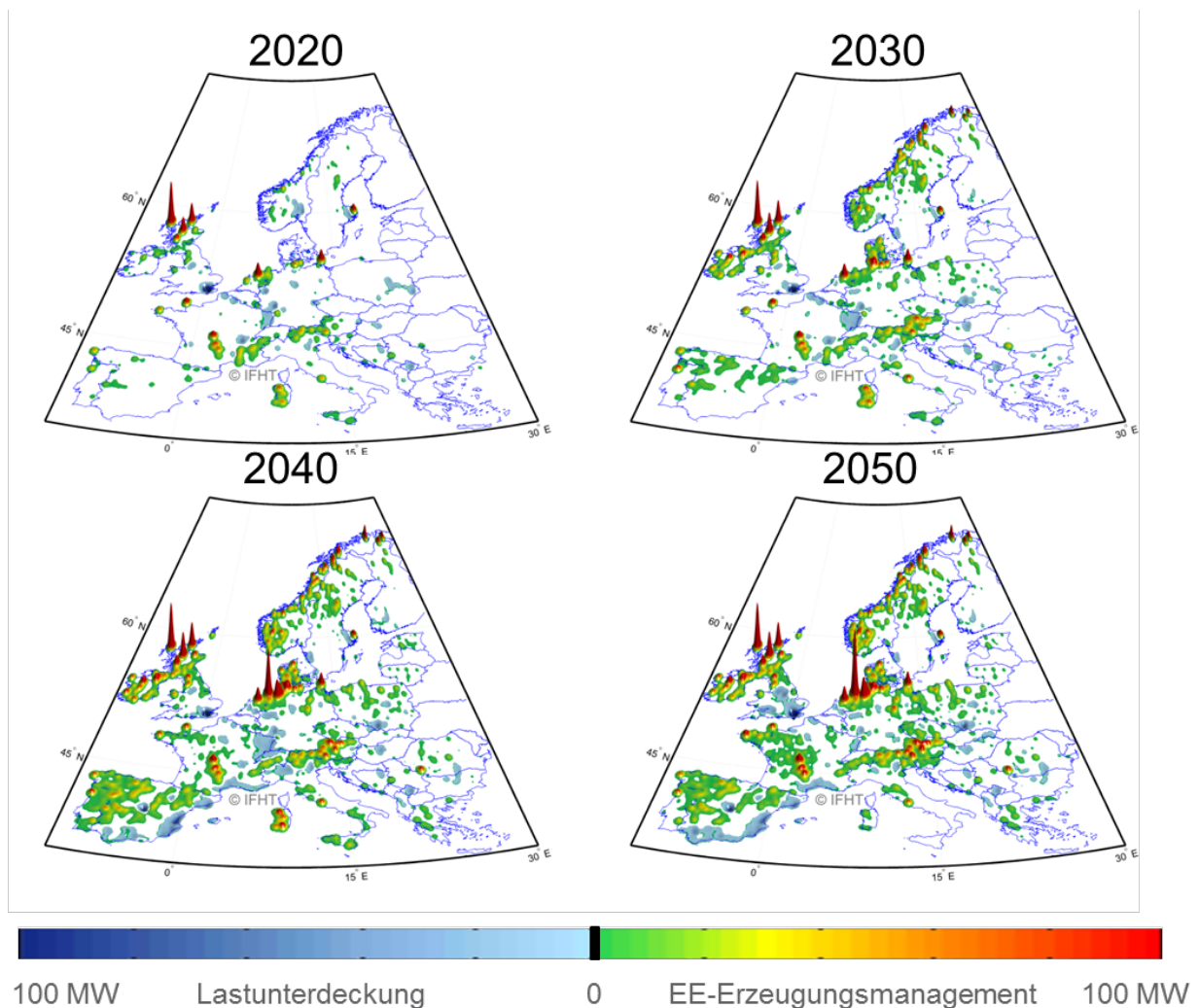


Abbildung 4.17: Visualisierung der mittleren Lastunterdeckung und des mittleren EE-Erzeugungsmanagements für **C2050**

In Abbildung 4.19 lässt sich ebenso wie bei Szenario A und B ein tendenziell steigender Verlauf des EE-Erzeugungsmanagements für die Mehrheit der Länder erkennen. Es zeigt sich, dass Großbritannien aufgrund des geringeren Ausbaus der Offshore Energie deutlich niedrigere Werte als in den Szenarien A und B aufweist. Im Fall Österreichs zeigt sich ein besonders hohes EE-Erzeugungsmanagement. Ein Vergleich mit Szenario B im Jahr 2050 ergibt nahezu gleiche installierte Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien. In Szenario C werden jedoch mehr Onshore Wind-Anlagen und weniger Photovoltaik-Anlagen ausgebaut. Aufgrund der deutlich höheren Volllaststunden der Windenergie (2922 h) im Vergleich zur Photovoltaik (1335 h) ergeben sich höhere EE-Überschüsse im Szenario C, was wiederum zur Zunahme des notwendigen EE-Erzeugungsmanagements zur Einhaltung der Sicherheitsgrenzen führt.

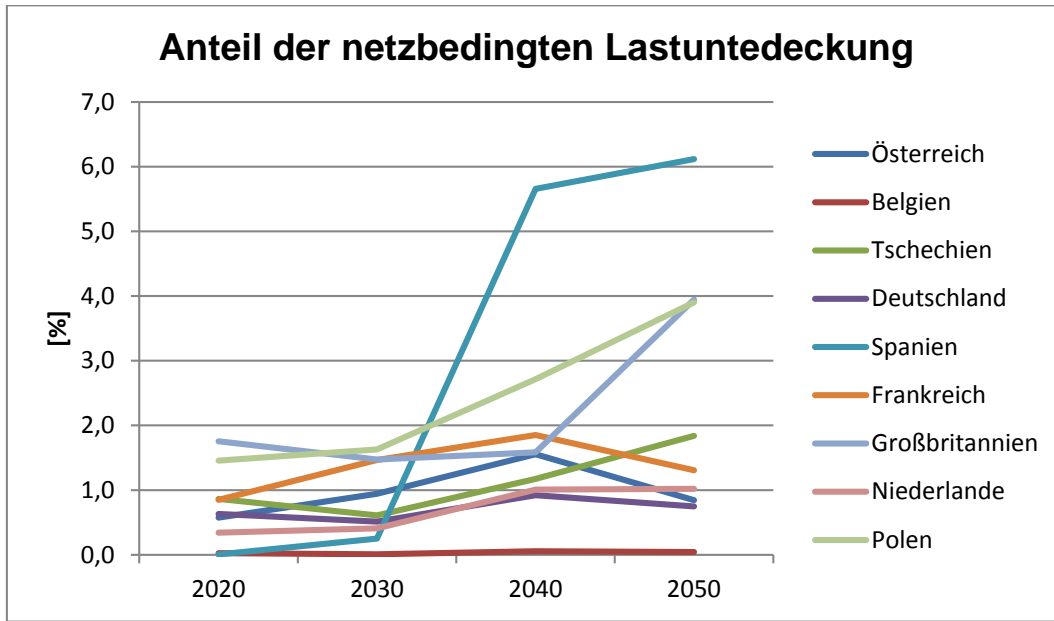


Abbildung 4.18: **Szenario C.** Verlauf der netzbedingten Lastunterdeckung (als Anteil des gesamten Energiebedarfs)

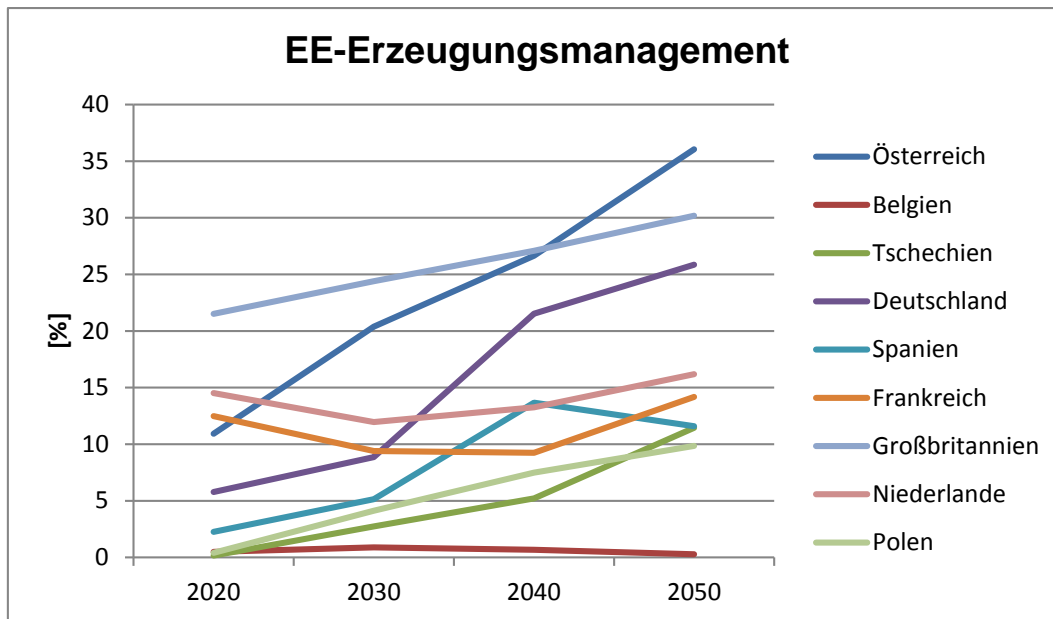


Abbildung 4.19: **Szenario C.** Verlauf des notwendigen Erzeugungsmanagement aus erneuerbaren Energien

#### 4.1.4 Szenario D

##### Ergebnisse der marktkonformen Leistungsflussberechnung

Szenario D ist hinsichtlich der gesamten Auslastung des europäischen Übertragungsnetzes hinter Szenario B und vor den Szenarien A und C einzuordnen. Für das Jahr 2020 ergeben sich keine großen Unterschiede zu Szenario C. Daher wird an dieser Stelle auf die Visualisierung von 2020 verzichtet und auf Abbildung 4.14 verwiesen. Abbildung 4.20 zeigt die Visualisierung der Ergebnisse für 2050. Dieses Szenario weist den höchsten Energiebedarf für ganz Europa auf.

In Deutschland ist dieses Szenario im Jahr 2050 zusammen mit Szenario B durch die stärkste Netzauslastung und damit einhergehend durch die meisten Überlastungen geprägt. Grund ist hier vor allen der höchste Ausbau der erneuerbaren Energien im Szenariovergleich. Während im Jahr 2050 des Szenarios D insgesamt 270 GW installierter Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland vorhanden sind, weist das Szenario mit dem zweithöchsten Wert (Szenario E) im selben Jahr 200 GW auf.

Im Fall von Großbritannien ist kein größerer Unterschied im Vergleich zu Szenario C zu erkennen. Die vertikale Last, die installierte Kapazität der erneuerbaren Energien sowie die NTC-Werte sind in beiden Szenarien sehr ähnlich. Dadurch ergeben kaum Abweichungen der Ergebnisse der Netzsimulationen. Das gleiche Phänomen lässt sich in Polen feststellen.

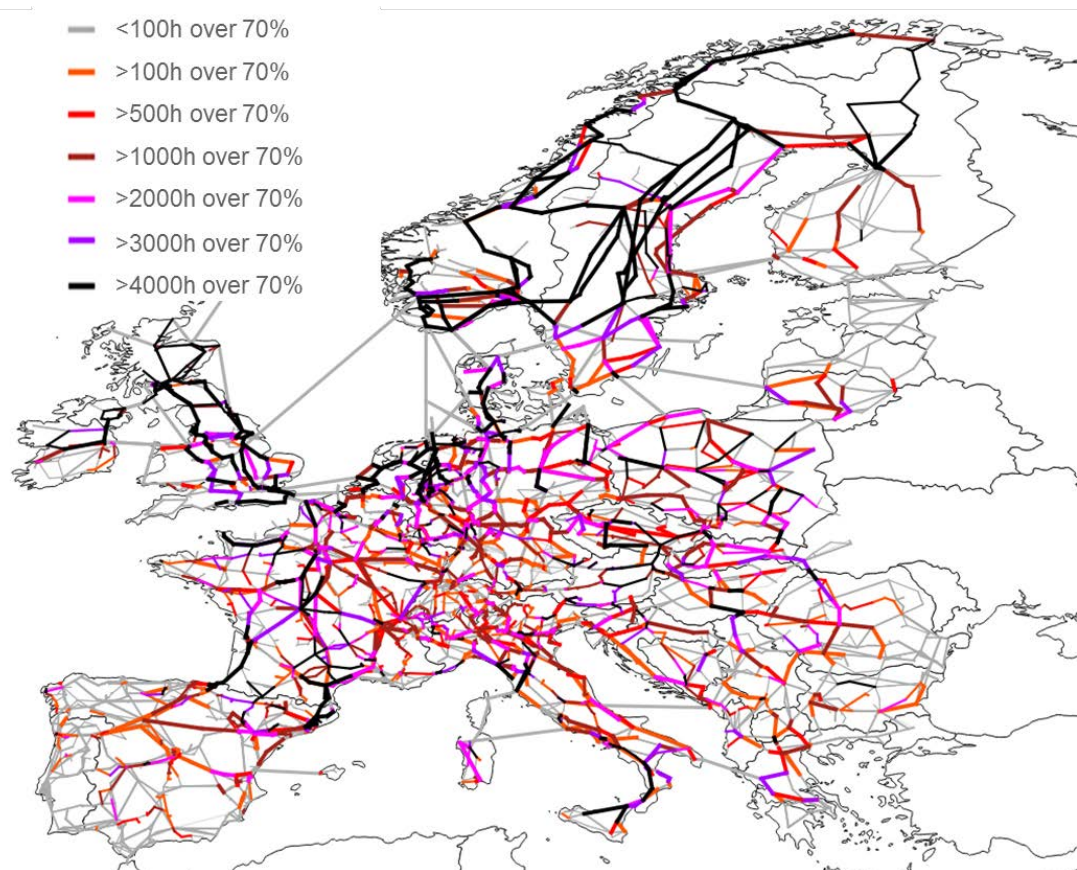


Abbildung 4.20: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung für **D2050**

Für Frankreich und Spanien ist eine Mehrbelastung gegenüber Szenario C festzustellen. Hierfür sind die Zunahme der Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der damit einhergehende höhere Austausch zwischen den beiden Ländern ursächlich. Im Vergleich zu Szenario B, das die meisten Überlastungen aufweist, ist das Netz beider Länder trotz höherer vertikaler Last weniger ausgelastet. Die deutlich geringeren NTC-Werte zwischen den Ländern bewirken eine niedrigere Auslastung der Grenzleitungen. Der NTC zwischen Spanien und Frankreich beträgt im Jahr 2050 in Szenario D circa die Hälfte vom NTC in Szenario B im selben Jahr.

In Abbildung 4.21 ist erneut die relativ hohe Auslastung des niederländischen Übertragungsnetzes erkennbar. Grund hierfür ist erneut der vorhin erwähnte hohe Transit der Energie aus Großbritannien und Norwegen. Aufgrund des zweithöchsten Transits für 2050 treten für die Niederlande in Szenario D die meisten Überlastungen nach Szenario B.

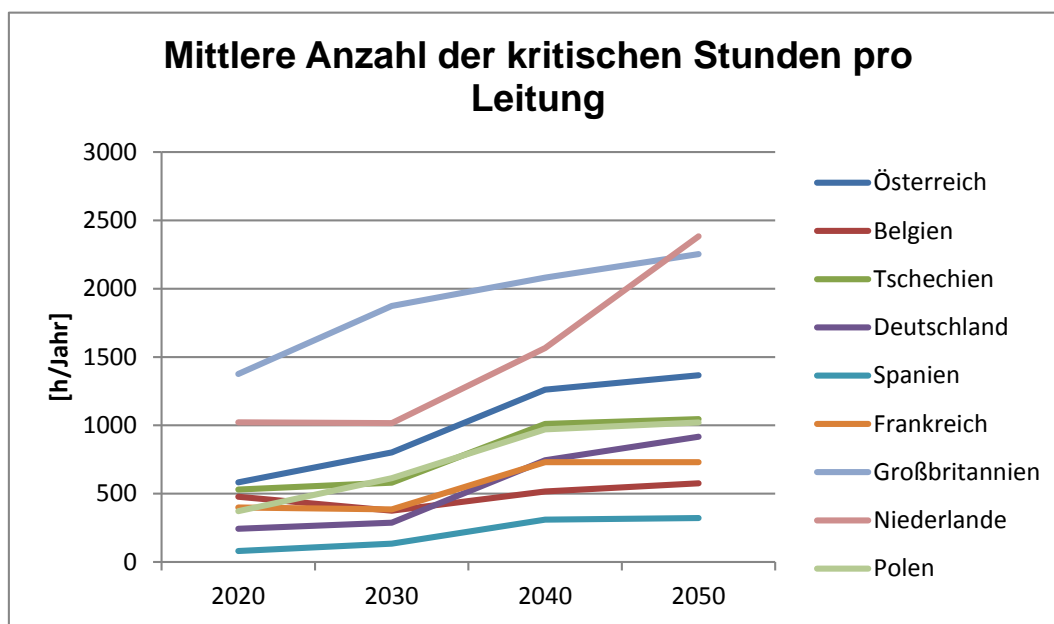


Abbildung 4.21: **Szenario D.** Verlauf der mittleren Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung.

### Ergebnisse der netzkonformen Leistungsflussberechnung

Die Visualisierung der Ergebnisse ist in Abbildung 4.22 dargestellt. Ähnlich wie in Szenario C ist für Norwegen ein EE-Erzeugungsmanagement der über das Land verteilten Energie aus Onshore Wind-Anlagen erkennbar. Ebenso lässt sich die bereits in den anderen Szenarien beobachtete Abregelung der Offshore Energie erkennen. Der steigende Energiebedarf hin zum Jahr 2050 verursacht eine Steigung der nicht gedeckten Last in den meisten Ländern (vgl. Abbildung 4.23). Insbesondere in den Lastzentren, wie z.B. Paris oder London, verursacht die Zunahme der Last eine verstärkte Auslastung des Netzes in diesen Gebieten. Aufgrund der hierfür nicht ausgelegten Netzinfrastruktur ist eine Deckung dieses Energiebedarfs nicht möglich ohne Überlastungen zu verursachen und bedingt dadurch eine Lastunterdeckung.



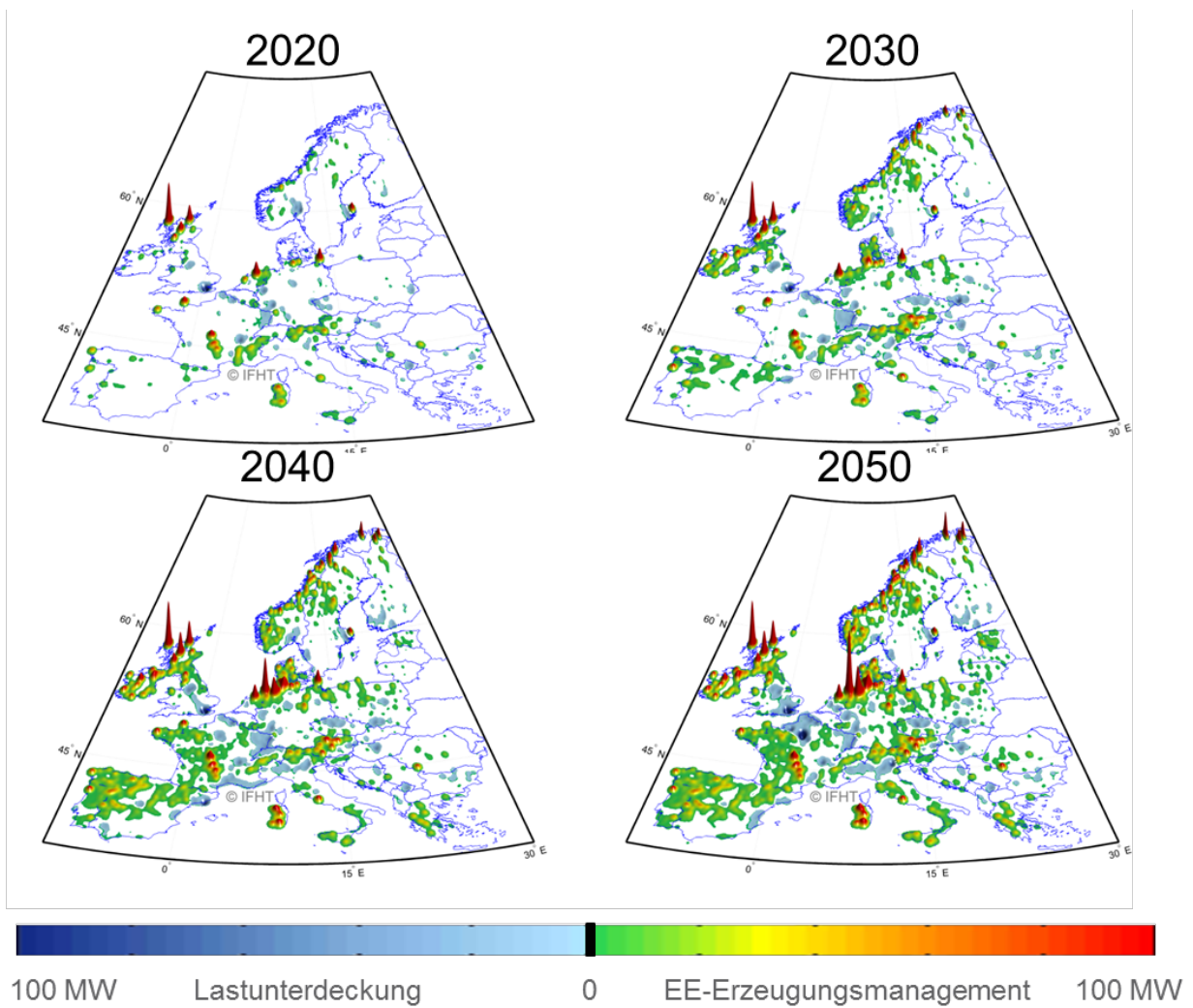


Abbildung 4.22: Visualisierung der mittleren Lastunterdeckung und des mittleren EE-Erzeugungsmanagements für **D2050**

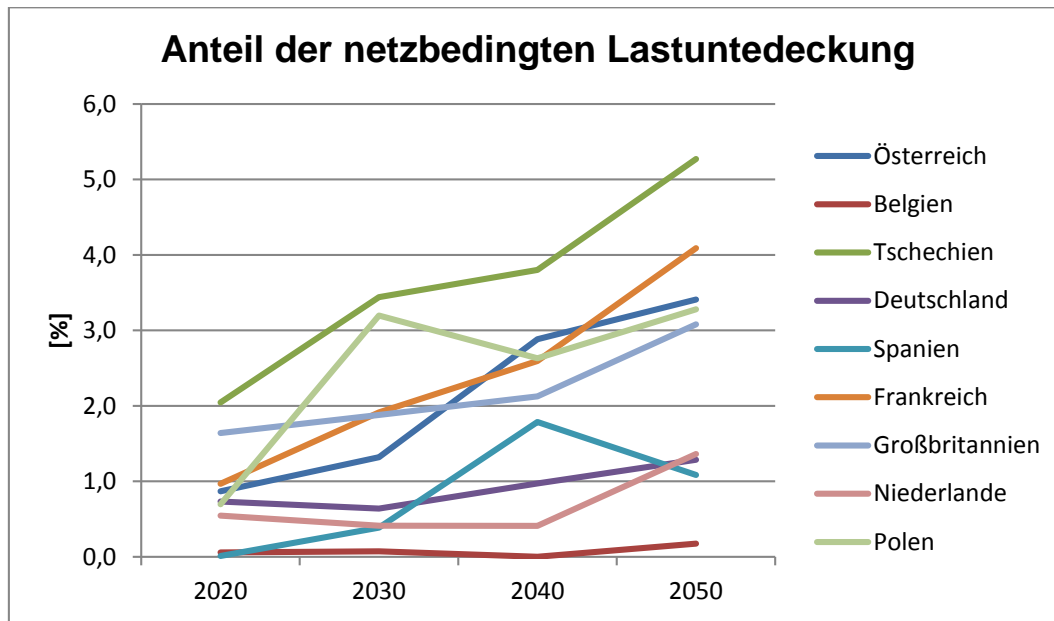


Abbildung 4.23: **Szenario D**. Verlauf der netzbedingten Lastunterdeckung (als Anteil des gesamten Energiebedarfs)

#### 4.1.5 Szenario E

##### Ergebnisse der marktkonformen Leistungsflussberechnung

Szenario E ist hinsichtlich der gesamten Auslastung des europäischen Übertragungsnetzes hinter Szenario B, C, D und vor A einzuordnen. Für das Jahr 2020 ergeben sich keine großen Unterschiede zu Szenario C und D. Daher wird an dieser Stelle auf die Visualisierung von 2020 verzichtet und auf Abbildung 4.14 verwiesen. Abbildung 4.24 zeigt die Visualisierung der Ergebnisse für 2050. Dieses Szenario entspricht einer Variation von Szenario C, in der die verfügbare Fläche für den Zubau von Onshore-Kapazitäten sowie der maximal mögliche Offshore-Zubau für Deutschland variiert wurden. Dadurch entsteht eine durchschnittliche Zunahme von 3,4% der installierten Kapazitäten von erneuerbaren Energien pro Land. In Summe sind in Szenario E in 2050 dadurch lediglich 33,3 GW mehr Erneuerbare im Vergleich zu Szenario C installiert. Die Analyse der Netzberechnungen beider Szenarien weist folglich einen geringen Unterschied der Netzauslastung auf. Ein Vergleich der Abbildung 4.15 und Abbildung 4.24 zeigt sehr ähnliche Überlastungsmuster. Bei dem Vergleich der mittleren Anzahl der kritischen Stunde je Leitung zeigt sich bei den meisten Ländern ein nicht signifikanter Unterschied zwischen den beiden Szenarien und für alle Jahre.

Lediglich in Deutschland treten im Jahr 2050 Differenzen zwischen den Szenarien auf. Der wesentliche Unterschied zwischen den Szenarien D und E ist der Ausbau der Windenergie. Während im Jahr 2050 im Szenario C 96,2GW Onshore- und 31,8 GW Offshore-Kapazitäten installiert sind, werden in Szenario E 125,9 GW für die Onshore- und 15 GW für die Offshore-Technologie vorgegeben. Durch den höheren Offshore-Ausbau entstehen mehr Überlastungen nahe den Anschlusspunkten der Offshore-Parks. Dadurch wird das Netz in Szenario E im Vergleich zu Szenario C für das Jahr 2050 insgesamt entlastet.



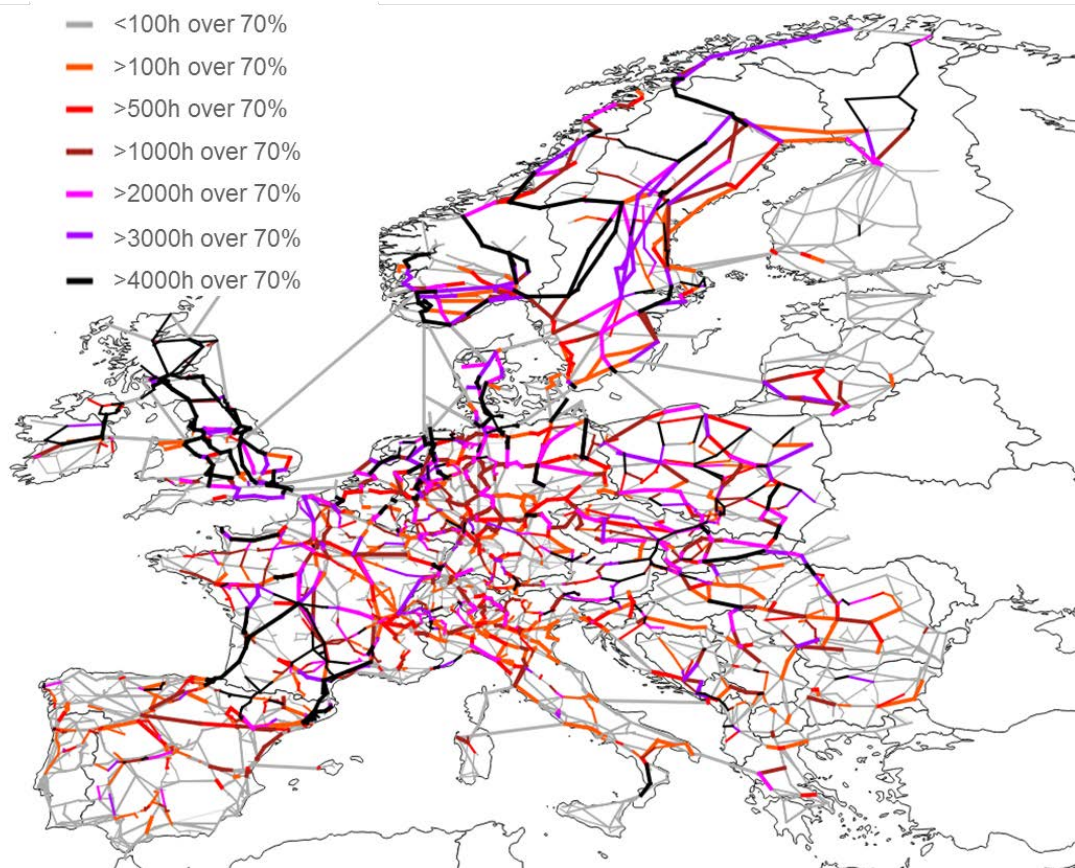


Abbildung 4.24: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung für E2050

### Ergebnisse der netzkonformen Leistungsflussberechnung

Die Ergebnisse der netzkonformen Leistungsflussberechnung sind in Abbildung 4.25 dargestellt. Diese zeigen geringe Veränderungen zum Szenario C. Ein Vergleich mit Abbildung 4.17 zeigt marginale Unterschiede des EE-Erzeugungsmanagement und der Lastunterdeckung. Der einzig bemerkenswerte Unterschied ist das in diesem Szenario durch die Mantelzahlen bedingte geringere Erzeugungsmanagement der Offshore Energie in Deutschland.

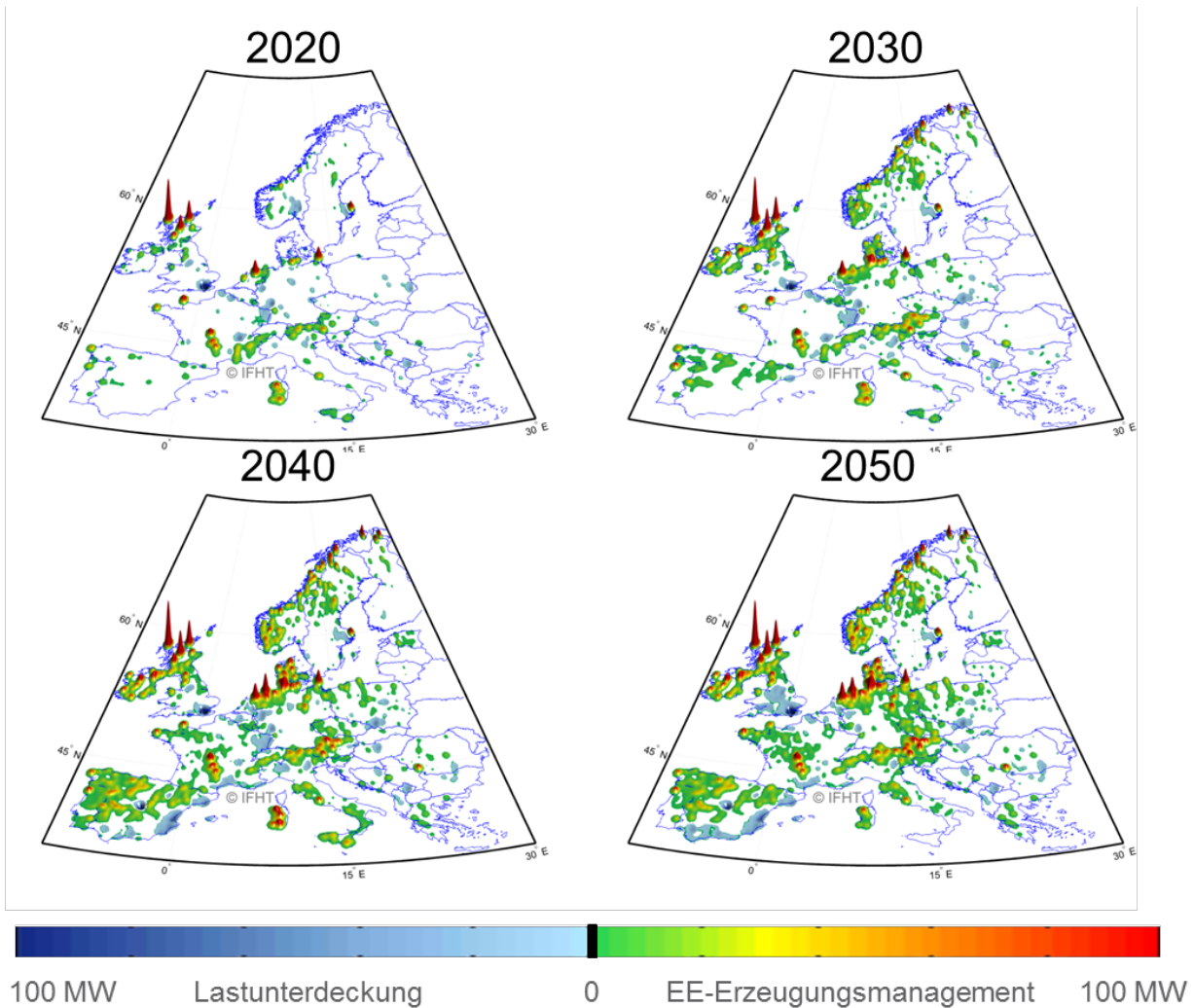


Abbildung 4.25: Visualisierung der mittleren Lastunterdeckung und des mittleren EE-Erzeugungsmanagements für E2050

#### 4.1.6 Übergreifende Bewertung

Im folgenden Abschnitt werden übergreifende Entwicklungen für alle Szenarien aufgezeigt. Dazu wird erneut die Darstellung und Analyse der Ergebnisse für beide Netzberechnungsmethoden zunächst getrennt vorgestellt. Daraufhin wird eine Bewertung der Szenarien anhand ökonomischer und ökologischer Faktoren durchgeführt. In einem abschließenden Fazit werden die erlangenden Erkenntnisse zusammengeführt.

#### Ergebnisse der marktkonformen Leistungsflussberechnung

Die Analyse der marktkonformen Leistungsflussberechnung zeigt, dass in den letzten zwei betrachteten Jahren Szenario B und D die meisten Überlastungen aufweisen. Speziell im Jahr 2050 treten in Szenario B die meisten Überlastungen auf. Grund hierfür sind vor allem die hohen NTC-Werte. Diese ermöglichen einen hohen Austausch zwischen den Ländern (sowie einen hohen Transit durch die Länder), was wiederum zu hohen Netzbelastungen führt. An zweiter Stelle steht Szenario D, welches dem Szenario mit der höchsten vertikalen Last entspricht. Die durch hohe Energieeffizienz deutlich geringere Last im Szenario A bewirkt – auch bei teilweise

höherem Ausbau der erneuerbaren Energien im Vergleich zu anderen Szenarien – die geringste Auslastung im Szenarienvergleich. Abbildung 4.26 zeigt den Verlauf der für das gesamteuropäische Netz gemittelten Anzahl der kritischen Stunden für den betrachteten Zeitraum sowie einen Vergleich für das Jahr 2050. Hierdurch wird ersichtlich, dass in den ersten zwei betrachteten Jahren ähnliche Werte für alle Szenarien auftreten. Vor allem für die Jahre 2040 und 2050 lassen sich größere Abweichungen zwischen den Szenarien erkennen. Weiterhin existiert ein geringer Unterschied zwischen Szenario C und E, die lediglich im Jahr 2050 gering voneinander abweichen.

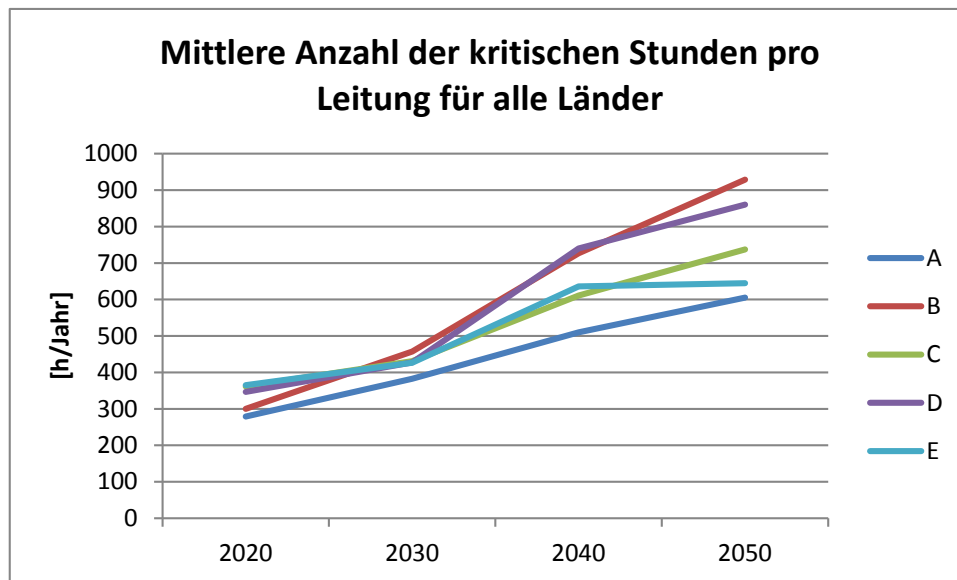


Abbildung 4.26: Vergleich der mittleren Anzahl der kritische Stunden (Auslastung >70%) für das gesamte europäische Übertragungsnetz

Die Analyse der Netzberechnungen hat einige szenarioübergreifende Problemstellen („Hotspots“) identifiziert. Das Übertragungsnetz in Großbritannien ist durch den sehr ambitionierten Zubau der Onshore-Windenergie bereits in den ersten Betrachtungsjahren sehr stark ausgelastet. Ebenso ist das polnische Netz durch den bereits in 2020 einsetzenden starken Abbau der Stein- und Braunkohlekraftwerke in allen Szenarien stark ausgelastet. Zudem ist der vom TYNDP vorgegebene Netzausbau in Polen hier bereits in 2020 nicht ausreichend für die von den Szenarien vorgegebene Umwandlung des Kraftwerkparcs. Belgien und die Niederlande weisen aufgrund des starken Austausches mit den Nachbarländern einen hohen Transit und damit einhergehend häufige Netzüberlastungen auf. In Ländern am äußeren Rand Europas (z.B. Portugal) tritt über die Zeit eine geringere Zunahme der Überlastungen auf als in zentraleuropäischen Ländern, die viele Nachbarländer haben und hohe Transite aufweisen.

Deutschland weist aufgrund seiner zentralen Position in Europa einen hohen Transit und damit einhergehend auch einen hohen Anzahl an Netzüberlastungen auf. Dadurch ergibt sich eine hohe Anzahl kritischer Leitungen. Wird jedoch der über alle Leitungen im Netz gemittelte Wert der kritischen Stunden pro Leitung betrachtet, ist Deutschland im Mittelfeld der betrachteten Länder einzustufen. Die im Rahmen des Netzentwicklungsplans zugebauten HGÜ Korridore haben für

alle Szenarien eine hohe Auslastung gezeigt. Dies reicht jedoch nicht aus, um die Überlastungen im Landesinneren zu beheben.

Weiterhin kann für alle Szenarien beobachtet werden, dass Leitungen nahe den Anschlussstationen von länderübergreifenden HGÜ-Verbindungen, wie z.B. zwischen Großbritannien und den Niederlanden, häufig stark überlastet sind, weil diese für die Weiterführung der vom Marktmodell vorgegebenen Austauschleistungen nicht ausgelegt sind.

4

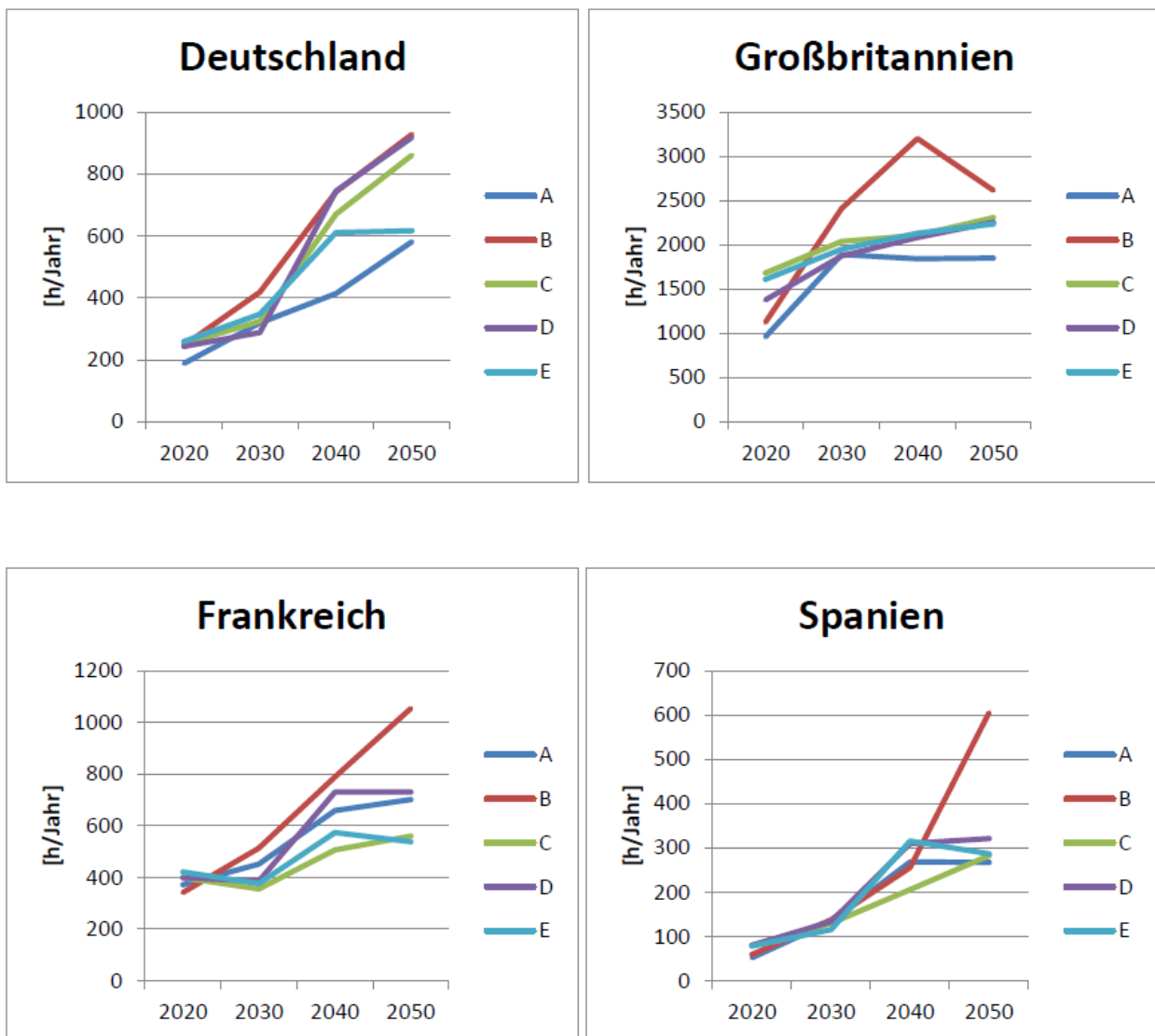


Abbildung 4.27: Mittlere Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung für alle Szenarien

Die länderspezifische Analyse der Szenarien zeigt keinen eindeutigen Trend der Auswirkung der Szenarien. Die zeitliche Entwicklung sowie die Reihenfolge der Szenarien hinsichtlich der Anzahl der kritischen Stunden ist für jedes Land unterschiedlich, sodass keine eindeutige Dominanz eines Szenarios für einen gegebenen Zeitpunkt erkennbar ist. In Abbildung 4.27 ist der zeitliche Verlauf der mittleren Anzahl der kritischen Stunden für alle Szenarien dargestellt. Im Fall von Großbritannien wird die Dominanz von Szenario B für die letzten drei Dekaden deutlich. Für

Deutschland ist beispielsweise die bereits in Kapitel 4.1.3 erwähnte höhere Auslastung des Netzes in 2020 in den Szenarien C, D und E erkennbar.

Um eine Abschätzung für die Größenordnung des notwendigen Netzausbaus geben zu können, wird der Indikator der die Summe der Länge aller Leitungen, die im Betrachtungszeitraum mindestens einmal überlastet sind, herangezogen (vgl. Kapitel 2.6).

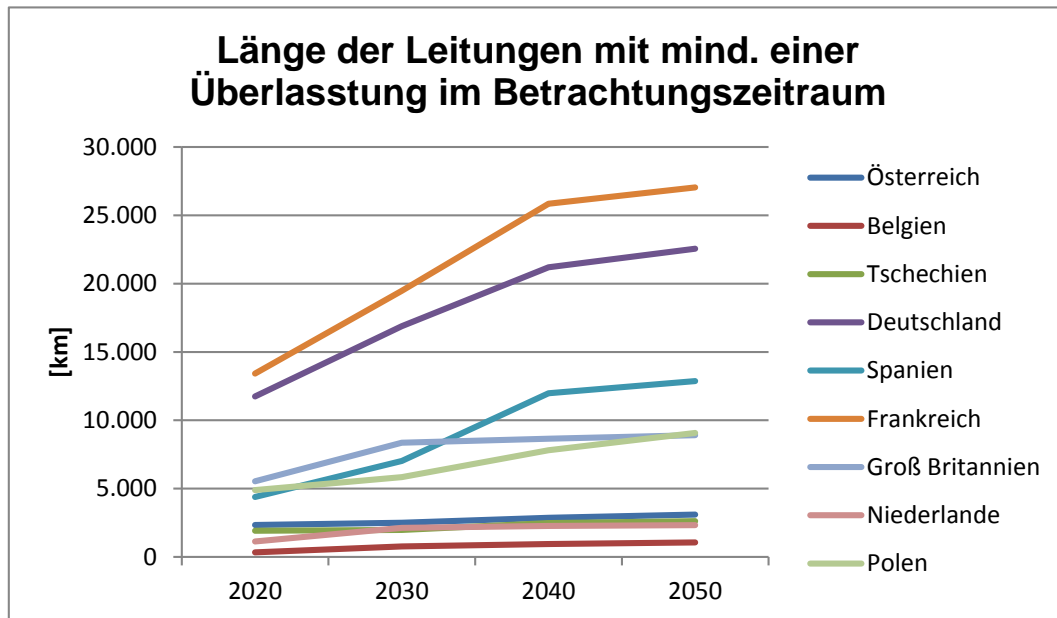


Abbildung 4.28: Summe der Länge der Leitungen je Land, die mindestens in einer Stunde des Jahres eine Auslastung >70% aufweisen, **Szenario A**

Abbildung 4.28 zeigt die gesamte Länge der Überlastungsleitungen ausgewählter Länder am Beispiel von Szenario A (die Grafiken für alle anderen Szenarien sind im Anhang zu finden). Hier ist zu erkennen, dass Frankreich die höchste Gesamtlänge der Überlastungsleitungen aufweist, gefolgt von Deutschland und Spanien. Länder wie die Niederlande weisen dagegen einen geringeren absoluten Ausbaubedarf als beispielweise Deutschland oder Spanien auf, haben aber bezogen auf die Gesamtlänge ihres heutigen Übertragungsnetzes (vgl. Abbildung 4.29) einen verhältnismäßig hohen Anteil an ausbaubedürftigen Leitungen.

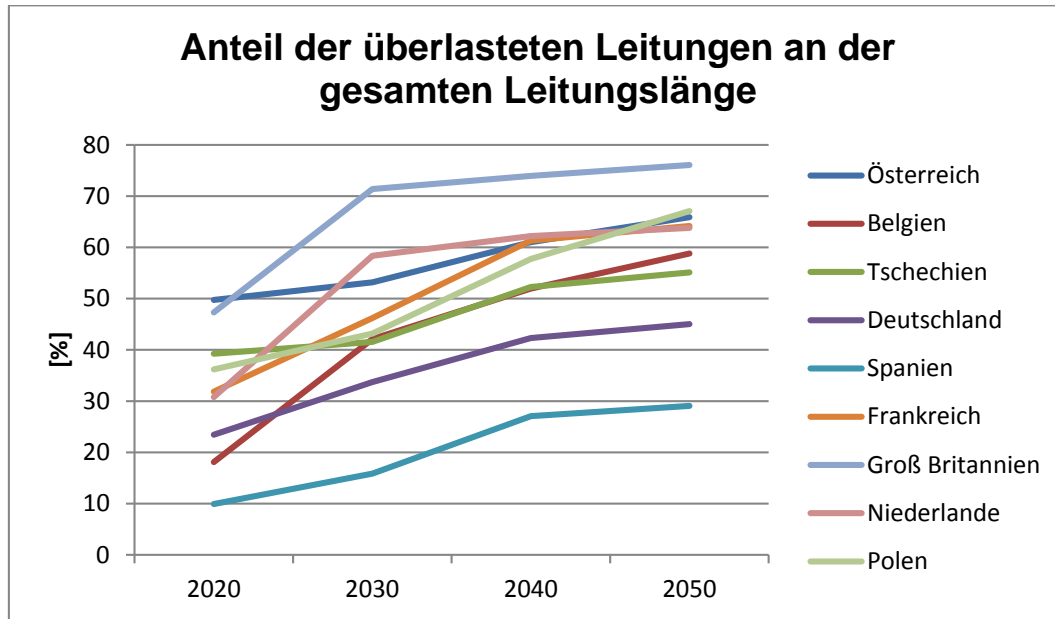


Abbildung 4.29: Prozentualer Anteil der Länge der überlasteten Leitungen je Land (Leitungen, die in mindestens einer Stunde des Jahres eine Auslastung >70% aufweisen) an der gesamten Länge aller Leitungen im Land, **Szenario A**

In Abbildung 4.30 sind die maximalen und minimalen Werte der Summe der Länge der überlasteten Leitungen der 5 betrachteten Szenarien für das Jahr 2050 dargestellt. Die Länder sind in absteigender Reihenfolge bezüglich des minimalen Wertes sortiert. Diese Darstellung ermöglicht einen Vergleich des minimal abgeschätzten Ausbaubedarfs für die Länder sowie eine Abschätzung der Robustheit (Szenariounabhängigkeit) der Ausbaubedarfsprognose. Es wird ersichtlich, dass Frankreich und Deutschland den höchsten Investitionsbedarf aufweisen. Dies lässt sich mit dem hohen Transit durch beide Länder erklären (siehe Abbildung 4.31). Aufgrund der zentralen Lage beider Netzgebiete fließt ein großer Teil der zwischen den verschiedenen Marktgebieten gehandelten Energie durch das französische und deutsche Übertragungsnetz. Es ist weiterhin zu erkennen, dass die Bandbreite zwischen den Ländern deutlich variiert. Während beispielsweise Polen, Großbritannien und Österreich eine geringe Abweichung zwischen den Szenarien aufzeigen, fällt die Differenz von maximalen und minimalen Werten für Länder wie Spanien, Italien und Frankreich deutlich höher aus.



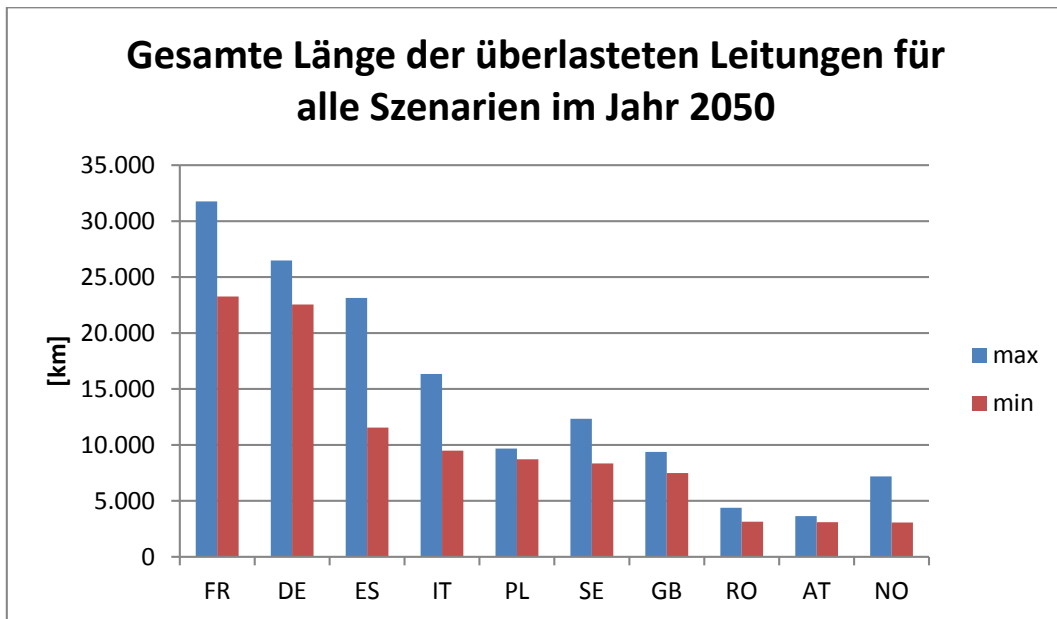


Abbildung 4.30: Maximale und minimale Werte der Summe der Länge der Leitungen, die mindestens in einer Stunde des Jahres eine Auslastung >70% aufweisen, für alle Szenarien, Jahr 2050

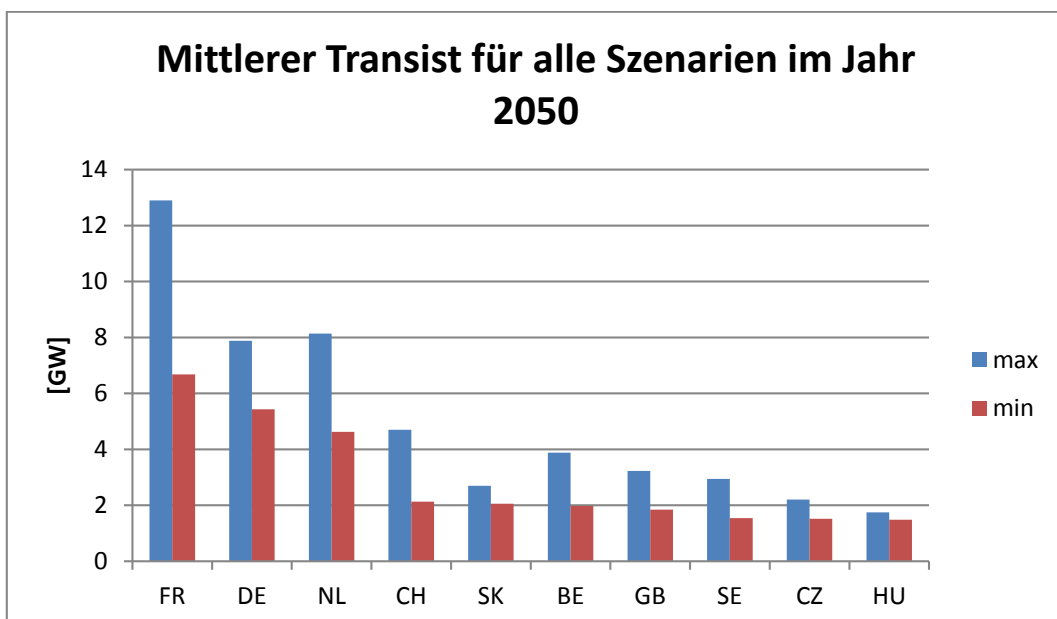


Abbildung 4.31: Maximaler und minimaler Werte des mittleren Transits im Jahr 2050 für alle Szenarien

## Ergebnisse der netzkonformen Leistungsflussberechnung

Im Folgenden werden die Ergebnisse anhand der netzkonformen Leistungsflussberechnung dargestellt. Dazu ist in Abbildung 4.32 der Verlauf des EE-Erzeugungsmanagements für Gesamteuropa abgebildet. Hier lässt sich –ähnlich wie bei den Ergebnissen der marktkonformen Leistungsflussberechnung – feststellen, dass das EE-Erzeugungsmanagements für die Jahre 2020 und 2030 für alle Szenarien geringe Abweichungen zeigt. Starke Unterschiede sind erneut für die letzten zwei Jahrzehnte zu erkennen. Die zuvor festgestellte geringe Abweichung zwischen Szenario C und E kann hier ebenfalls bestätigt werden. Die Ergebnisse für das Jahr



2050 zeigen, dass mindestens 486 TWh Energie aus EE-Quellen abgeregelt werden muss. Hierbei weist Szenario B das höchste EE-Erzeugungsmanagement auf. Dieses Szenario entspricht dem mit den höchsten NTC-Werten und somit auch dem höchsten Energieaustausch zwischen den Ländern. Die Verflechtung der europäischen Märkte verursacht eine hohe Importabhängigkeit einiger Länder. Dies bedeutet, dass einige Länder häufiger auf Import von Energie, die größtenteils aus weit entfernten EE-Erzeugern bereitgestellt wird, angewiesen sind, um deren Energiebedarf zu decken. Um die Sicherheitsgrenzen des Übertragungsnetzes einzuhalten, ist jedoch ein Verzicht auf diese im Ausland in Überschuss vorhandenen EE-Energie und den Einsatz lokaler, konventioneller Erzeuger notwendig.

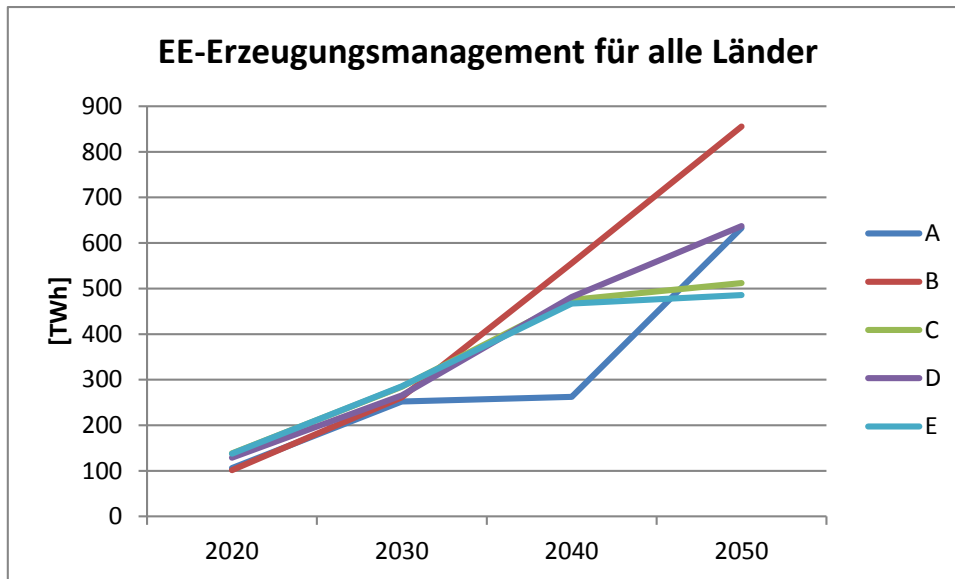


Abbildung 4.32: Vergleich des notwendigen Erzeugungsmanagements aus erneuerbaren Energien.

Ein Vergleich zwischen den Szenarien hinsichtlich der nicht gedeckten Last ist in Abbildung 4.33 dargestellt. Die Ähnlichkeit der Szenarien für die Jahre 2020 und 2030 sowie die starken Abweichungen für 2040 und 2050 lassen sich erneut erkennen. Hierbei ist insbesondere der hohe Wert für Szenario D im Jahr 2050 auffällig, der deutlich über dem Wert des Szenario B liegt. Grund für die hohe netzbedingten Lastunterdeckung ist der hohe Energiebedarf in Szenario D. Vor allem für die Jahre 2040 und 2050 ist eine starke Korrelation zwischen dem gesamten Energiebedarf (siehe Abbildung 3.1) und der hier dargestellten Lastunterdeckung zu erkennen. Aufgrund des szenarioübergreifenden Abbaus lastnaher, konventioneller Erzeuger ist die lokale Deckung der Last ohne einen Transport der benötigten Energie aus weit entfernten Gebieten nicht mehr möglich. In dieser Studie wird die regional verteilte Last proportional zu den vorgegebenen Mantelzahlen des Szenariorahmens skaliert, sodass das Verteilungsmuster für alle Szenarien gleich ist. Es ergibt sich somit ein nahezu direkter Zusammenhang zwischen dem gesamten Energiebedarf und der Lastunterdeckung, da letzterer vielmehr von der Höhe der Last an den Netzknoten als von der Positionierung der größtenteils weit entfernten Erzeuger abhängt.

Das durch ein hohes Energieeffizienzlevel gekennzeichnete Szenario A weist die geringste Lastunterdeckung auf.

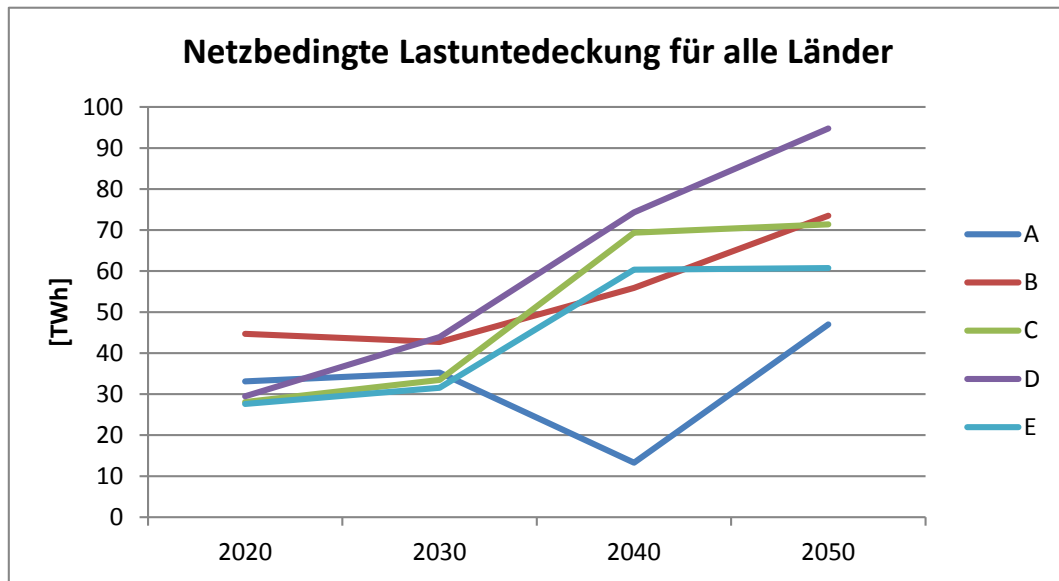


Abbildung 4.33: Vergleich der netzbedingten Lastunterdeckung.

## Ökonomische und ökologische Bewertung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Netzanalysen einer ökonomischen und ökologischen Bewertung unterzogen. Für die ökonomische Bewertung werden die entstandenen Erzeugungskosten für die Deckung des Bedarfs an elektrischer Energie eines betrachteten Jahres herangezogen. Die ökologische Bewertung wird anhand der entstandenen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Kraftwerkseinsatz vorgenommen.

Für die Berechnung der Erzeugungskosten werden die durch den Einsatz der Kraftwerke in einem Jahr entstandenen Kosten betrachtet. Diese berechnen sich aus den kraftwerksspezifischen Kostenkoeffizienten für den benötigten Brennstoff (in €/MWh) zuzüglich den Kosten für den CO<sub>2</sub> Ausstoß. Hierbei werden keine Investitions-, Instandhaltungs- oder Kapitalkosten betrachtet. Weiterhin werden Erzeugungskosten einer statischen Berechnung unterzogen (das heißt keine Anwendung der Barwert- oder Annuitätsmethode). Dies ermöglicht einen direkten Vergleich der Erzeugungskosten zwischen den betrachteten Jahren, wodurch die Entwicklung hin zum Jahr 2050 besser veranschaulicht wird. Für die Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen werden Kosten von Null angenommen. Ebenso werden keine Kosten für den Betrieb von Speichern betrachtet. Des Weiteren ist eine Berücksichtigung der auftretenden marktbedingten sowie netzbedingten Lastunterdeckung erforderlich. Würde diese nicht berücksichtigt werden, so würde sich eine Zunahme der Lastunterdeckung reduzierend auf die entstehenden Erzeugungskosten auswirken, da insgesamt ein niedriger Energiebedarf zu decken wäre. Hierbei ist zu beachten, dass eine Unterdeckung der Last aus netzplanerischer Sicht eine äußerst kritische Situation darstellt und somit beim Kostenvergleich mit entsprechender Gewichtung einbezogen werden muss. Eine sehr hohe Bestrafung – in der Literatur finden sich Werte für den ökonomischen Schaden durch Lastunterdeckung in Höhe von >1000 €/MWh –

würde die ökonomische Bewertung der Netzengpässe jedoch verzerren und zu einem reinen Vergleich der Lastunterdeckung werden lassen. Um einen Mittelweg zwischen einer hinreichende Gewichtung des volkswirtschaftlichen Schadens durch die Nichtdeckung der Last und einer Verzerrung der Ergebnisse durch zu hoch angenommene Lastunterdeckungskosten zu wählen, wird hier der Kostenkoeffizient des teuersten Kraftwerks in allen Jahren und Szenarien angewendet. In diesem Fall entspricht dies einem Öl-Kraftwerk mit variablen Kosten von 148,56 €/MWh. Durch diese Annahme wird sichergestellt, dass das Auftreten einer Lastunterdeckung in einer Netzsituation immer zu teureren Kosten führt, als wenn kein Engpass vorhanden sein würde. Ein Vergleich der nicht gedeckten Stromnachfrage ist im Anhang, in Abbildung 9.11 dargestellt.

In Abbildung 4.34 sind die gesamten jährlichen Erzeugungskosten für alle Jahre und Szenarien dargestellt. Die „Merit Order“ entspricht dem kostenoptimalen Einsatz der vorhandenen Kraftwerke, wenn alle betrachteten Länder einen zusammenhängenden Markt ohne Netzrestriktionen, d.h. ohne begrenzte Transferkapazitäten (NTC) zwischen den Ländern beziehungsweise Marktgebieten, bildeten. Dieser Wert entspricht somit, bei gegebener Erzeugungsstruktur, dem theoretisch möglichen volkswirtschaftlichen Optimum für das gesamte Betrachtungsgebiet. Es ist zu erkennen, dass die Ergebnisse der Marktsimulation nur im geringen Maße von denen der Merit Order abweichen. Daraus kann geschlossen werden, dass die Märkte in Europa bereits 2020 stark verflochten sind. Ein Vergleich der Erzeugungskosten aus der Marktsimulation und der netzkonformen Leistungsflussrechnung gibt Auskunft über die netzbedingten Mehrkosten. Die Differenz beider Simulationsmethoden ist in Abbildung 4.35 abgebildet. Hierdurch wird ersichtlich, dass die netzbedingten Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz, unter Berücksichtigung von Lastunterdeckung, mindestens 14,8 Mrd. € Mehrkosten im Jahr verursachen.

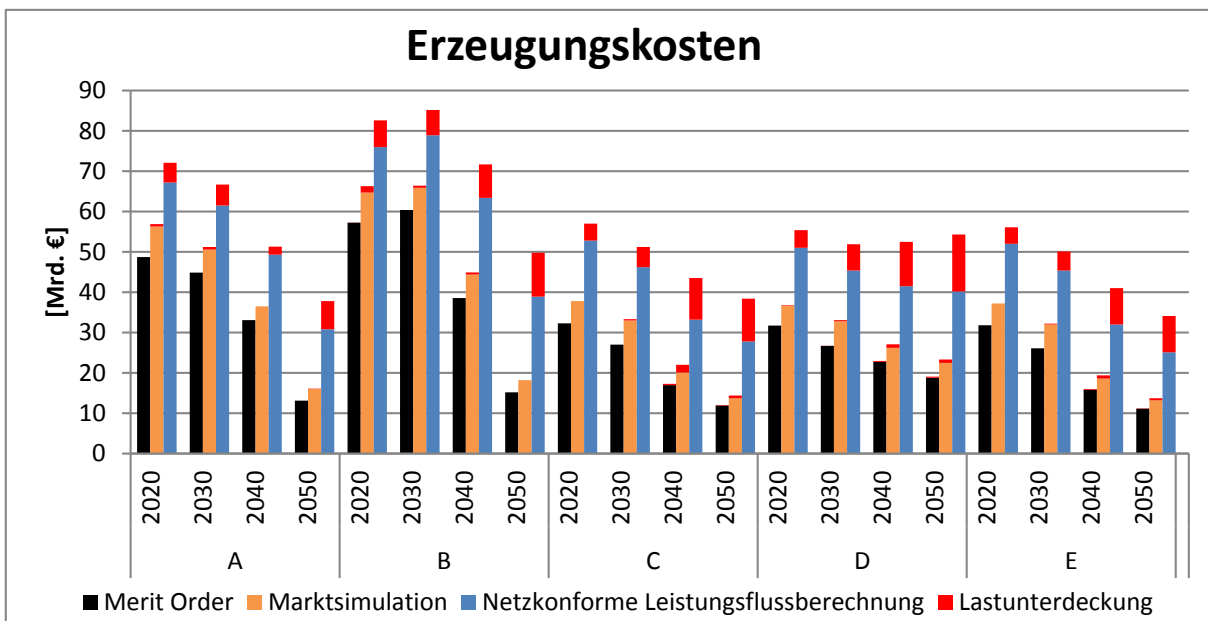


Abbildung 4.34: Erzeugungskosten der Merit Order, der Marktsimulation und der netzkonformen Leistungsflussberechnung

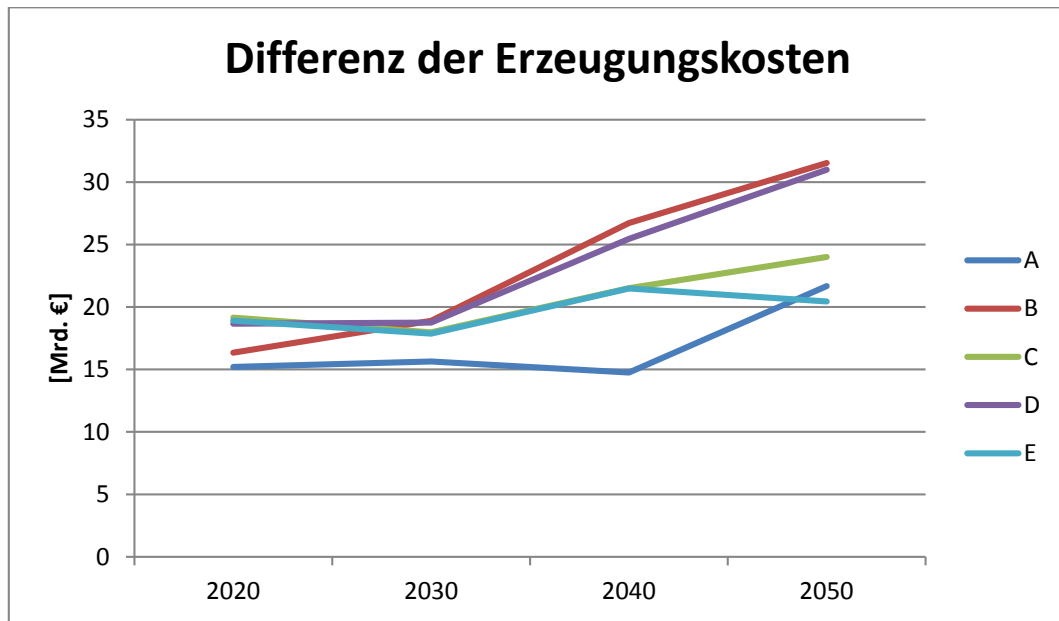


Abbildung 4.35: Differenz der Erzeugungskosten der Marktsimulation und der netzkonformen Leistungsflussberechnung

Analog zum Vergleich der Erzeugungskosten ist in Abbildung 4.36 ein Vergleich des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes dargestellt<sup>6</sup>. Für die Betrachtung der Lastunterdeckung wird hier der Konsistenz halber der CO<sub>2</sub>-Koeffizient des teuersten Kraftwerks angenommen. Es ist zu erkennen, dass der kostengünstigste Einsatz der Kraftwerke (Merit Order) nicht zwingend zum niedrigsten CO<sub>2</sub>-Ausstoß führt. Dies ist dadurch begründet, dass die kostengünstigsten Kraftwerke nicht den Kraftwerken mit den geringsten CO<sub>2</sub>-Emissionen entsprechen. Ein Vergleich des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes aus der Marktsimulation und der netzkonformen Leistungsflussrechnung (Abbildung 4.37) zeigt, dass der netzbedingte Eingriff in die Kraftwerkseinsatzplanung zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um mindestens 73,6 Mio. t führt. Außerdem ist in den meisten Szenarien eine stetige Zunahme der durch das Netz hervorgerufenen CO<sub>2</sub>-Emissionen hin zum Jahr 2050 zu erkennen.

<sup>6</sup> Abweichungen der Absolutwerte zwischen den Ergebnissen der Marktsimulationen und den vom Fraunhofer ISI sind modellbedingt und unter anderem in unterschiedlichen Implementierungen der technischen Fähigkeiten und Potenziale der Kraftwerke begründet. Eine wesentliche Beeinflussung der Ergebnisse hinsichtlich der Differenz der CO<sub>2</sub>-Emissionen von der netzkonformen Leistungsflussrechnung und der Marktsimulation ist dadurch nicht gegeben.

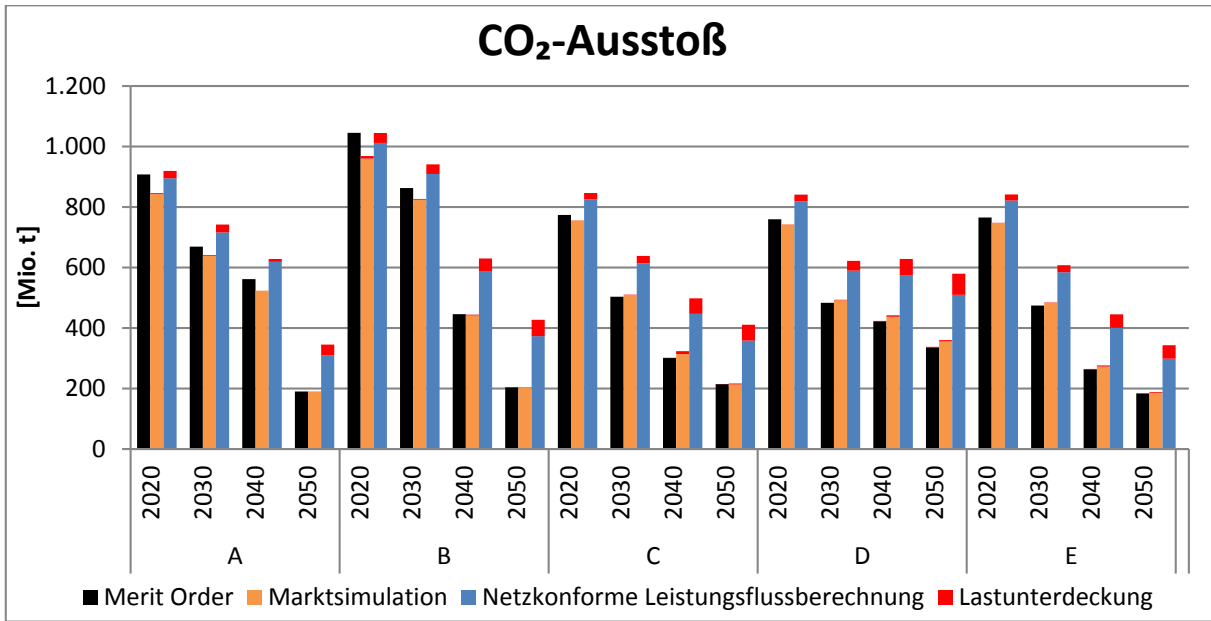


Abbildung 4.36: CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Merit Order, der Marktsimulation und der netzkonformen Leistungsflussberechnung

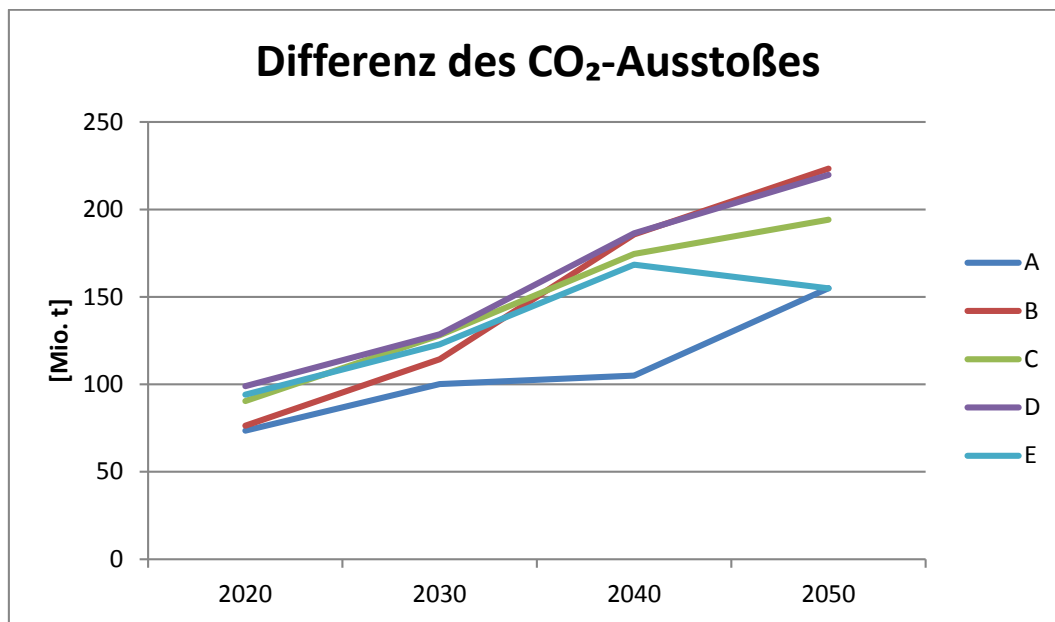


Abbildung 4.37: Differenz des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes der Marktsimulation und der netzkonformen Leistungsflussberechnung

Nachfolgend wird kurz auf den Einfluss von Speichertechnologien sowie von Demand Side Management (DSM) auf die Netzauslastung eingegangen.

Der wesentliche Vorteil beider Technologien liegt in der generellen Möglichkeit einer zeitlichen Verschiebung der Energieeinspeisung bzw. des Energiebedarfs im System. Durch diese zusätzliche Flexibilität kann, im Idealfall, günstiger Strom aus Stunden mit einem Überschuss an regenerativ erzeugter, elektrischer Energie in Stunden mit einer niedrigen Einspeisung aus erneuerbaren Energien verschoben werden. Dies hat, bei einer gesamtsystemischen

Betrachtung, einen tendenziell positiven Effekt auf die aus dem Markt resultierenden Erzeugungskosten und den CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Energieversorgungssystems, ungeachtet der dem entgegenstehenden Kosten, die für die Systemintegration von Speichern und DSM anfallen.

Inwieweit die Integration dieser Technologien jedoch geeignet ist, spezifische Netzausbaumaßnahmen zu ersetzen, lässt sich nicht ohne eine detaillierte Betrachtung des Einzelfalls bewerten. Hierbei sind die jeweilige Platzierung, Dimensionierung und Betriebsführung entscheidende Faktoren, die nur im Zusammenspiel eine entsprechende Entlastung einer bestimmten Leitung bewirken können, jedoch nicht pauschal positiv zu bewerten sind. Beispielsweise würde der Ausbau von Speichern im Norden Norwegens, wo hohe natürliche Kapazitäten vorhanden sind, zur Aufnahme von in Spanien erzeugter elektrischer Energie, eher zu einer Mehrbelastung des Netzes führen (wenn auch gleichzeitig zu einer tendenziellen Verbesserung des Marktergebnisses wegen der gestiegenen Systemflexibilität). Auch ist keineswegs sichergestellt, dass Speicher, selbst bei geeigneter Platzierung mit Blick auf die Entlastung einer bestimmten Leitung, auch tatsächlich „netzgeführt“, d.h. sich an den Bedürfnissen des Netzes orientierend, betrieben würden. Tatsächlich werden Speicher heutzutage häufig „marktgeführt“ betrieben und orientieren sich zur Optimierung der eigenen Wirtschaftlichkeit an den Preissignalen des Energieversorgungssystems, was die Netzauslastung zusätzlich negativ beeinflussen kann.

Somit kann zusammenfassend lediglich ein tendenziell positiver Effekt von Speichern und DSM auf das Marktergebnis des betrachteten Energieversorgungssystems attestiert werden, wobei beide Technologien situationsabhängig sowohl positive als auch negative Effekte auf die Netzauslastung haben können. Um das spezifische Netzentlastungspotential dieser Technologien zu untersuchen, müsste im Rahmen einer Einzelfallbetrachtung eine optimierte Technologieeinsatzplanung entwickelt werden, die diese Technologie netzentlastend platziert, dimensioniert und betreibt.

#### 4.1.7 Fazit

Aus der Analyse der Ergebnisse der beiden Netzberechnungsmethoden können einige szenarioübergreifende Entwicklungen abgeleitet werden. Es wird festgestellt, dass in den beiden ersten betrachteten Jahren (2020 und 2030) die Abweichungen zwischen den Szenarien gering sind. In den Jahren 2040 und 2050 zeigen sich hingegen deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien. Hierbei sind B und D die kritischsten Szenarien im gesamteuropäischen Kontext. Grund hierfür sind für Szenario B der vergleichsweise hohe internationale Stromhandel zwischen den Ländern (bedingt durch die NTC Werte, vgl. Kap. 4.1.2) und für Szenario D der Anstieg der Verbraucherlast. Szenario C und E zeigen für die meisten Länder sehr ähnliche Verläufe der Netzauslastung. Vor allem für Deutschland ist im Jahr 2050 kaum ein Unterschied zwischen den beiden Szenarien zu erkennen. Der für Szenario C höhere Zubau der Offshore Windenergie verursacht eine höhere Beanspruchung des Netzes. Szenario A erweist sich als das Szenario mit der geringsten Zunahme der Netzauslastung. Der Grund hierfür liegt hauptsächlich in der niedrigsten Last im Szenarienvergleich.



Die meisten Engpässe lassen sich im zentraleuropäischen Raum feststellen. Vor allem Deutschland und Frankreich weisen aufgrund deren zentraler Lage und den damit einhergehenden höchsten Transiten die meisten Engpässe auf. Beide Länder bilden die zentrale Handelsachse zwischen den Gebieten Skandinavien, Großbritannien, Iberische Halbinsel und Osteuropa. Darüber hinaus konnten einige gesonderte Problemstellen identifiziert werden. Im Fall Großbritanniens wird aufgrund des szenarioübergreifenden optimistischen Zubaus der Windenergie (Onshore und Offshore) eine sehr hohe Auslastung des Netzes bereits in 2020 erkannt. Auffällig ist ebenso, dass für Tschechien und Polen bereits 2020 hohe Netzauslastungen aufgrund des starken Abbaus der konventionellen Erzeugungskapazitäten auftreten. Im Fall Deutschlands stellt sich vor allem anhand der gesamten Länge der überlasteten Leitungen (Abbildung 4.30) heraus, dass die Abweichungen zwischen den Szenarien für 2050 relativ gering sind. Spanien und die Länder im skandinavischen Raum weisen dagegen ein stark abweichendes Auslastungsmuster abhängig von den Szenarien für 2050 auf.

Anhand der netzkonformen Leistungsflussberechnung kann gezeigt werden, dass vor allem die Offshore Windenergie für die Engpassbildung im europäischen Übertragungsnetz verantwortlich ist. Außerdem kann gezeigt werden, dass das zur sicheren Netzbetriebsführung notwendige EE-Erzeugungsmanagement für alle Szenarien bis zum Jahr 2050 stetig ansteigt. Es stellte sich des Weiteren heraus, dass bereits in 2020 eine netzbedingte Lastunterdeckung (vor allem in den Lastzentren) unumgänglich ist.

Die ökologische und ökonomische Bewertung verdeutlicht die Einschränkung des Marktes durch das Netz. Durch den Vergleich der netzkonformen Leistungsflussberechnung und der Marktsimulation werden die entstehenden Mehrkosten für den Kraftwerkseinsatz sowie die Zunahme des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes quantifiziert. Es wird gezeigt, dass für alle Jahre der betrachteten Szenarien eine Zunahme der Erzeugungskosten von mindestens 14,8 Mrd. € sowie eine Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes um mindestens 73,6 Mio. t CO<sub>2</sub> entsteht.

## 4.2 Auswirkungen eines übergelagerten HGÜ-Netzes

Im Folgenden werden die Auswirkungen eines möglichen Ausbaus des Übertragungsnetzes untersucht. Hierfür wurde eine Overlay-Netzstruktur entworfen, die zur Bewerkstelligung der in Zukunft auftretenden Anforderungen an das Übertragungsnetz beitragen soll. Zunächst wird die entworfene Struktur des Overlay-Netzes vorgestellt. Daraufhin folgt eine Bewertung für alle Szenarien. Abschließend wird eine Analyse der übergreifenden Entwicklung durchgeführt.

### 4.2.1 Struktur des Overlay-Netzes

Für den Ausbau des Übertragungsnetzes wird im Rahmen dieser Studie eine separate, überlagerte Netzebene – eine sogenanntes Overlay-Netz – betrachtet, deren Auslegung das bestehende Übertragungsnetz (inkl. TYNDP Projekte) für den Transport zukünftig erwartbarer Leistungsflüsse hinreichend ertüchtigen soll.

Anhand der Netzanalysen der betrachteten Szenarien wird ein stark zunehmender internationaler Stromaustausch zwischen den Ländern identifiziert. Dieser ergibt sich insbesondere aus der vom Szenariorahmen vorgegebenen Verflechtung der europäischen Marktgebiete. Der zunehmende Handel zwischen den Ländern geht mit einem hohen Energietransport über weite Strecken einher, was durch den signifikanten Ausbau der erneuerbaren Energien in den Szenarien noch verstärkt wird. Dazu trägt auch die teils weiträumige Verteilung der erneuerbaren Energien bei, die ebenso einen höheren und weiteren Transport der elektrischen Energie bis zu den Lastzentren bedingt. Aus diesem Grund wird beim Ausbau eine Netzstruktur und mit der Hochspannungsgleichstromübertragung eine Technologie gewählt, die für den Transport von hohen Leistungen über lange Strecken geeignet ist. Wie in Kapitel 3.3 beschrieben, ermöglicht letztere eine verlustarme Übertragung hoher elektrischer Energiemengen über lange Strecken und ist somit aus technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine geeignete Wahl für eine derartige Übertragungsaufgabe. Speziell wird hier die VSC HGÜ Technologie verwendet, da diese für die Steuerung des Flusses sowohl im Overlay-Netz als auch im unterlagerten AC-Netz besser geeignet als die CSC Technologie ist.

Die Topologie für das Overlay-Netz wird in Anlehnung an die des IRENE-40 Projekt (Infrastructure Roadmap for Energy Networks in Europe) [16] gewählt, deren dort vorgeschlagene Struktur als Grundlage für hier entwickelte Ausgestaltung genutzt wurde. Dabei wurden die Georeferenzierung der Standorte der HGÜ-Stationen sowie die Verbindungstrassen zwischen den Standorten übernommen. Eine der Erweiterungen gegenüber der IRENE-40-Netzstruktur ist beispielsweise die Einbindung der baltischen Staaten sowie die Erweiterung mit einer Verbindung nach Nord-Norwegen und Schweden. Des Weiteren wurden Verbindungen hinzugefügt, um der vom Szenariorahmen vorgegebenen Marktkopplung (NTC) gerecht werden zu können. Ein Beispiel hierfür sind die Verbindungen Spanien-Irland und Frankreich-Irland. Einige Verbindungstrassen wurden derart gewählt, dass bestehende DC-Verbindungen genutzt und in das Overlay-Netz integriert werden (z.B. die DC-Verbindung zwischen Spanien und Frankreich sowie die HGÜ-Korridore in Deutschland). Die angewendete Struktur ist in Abbildung 4.38 dargestellt.

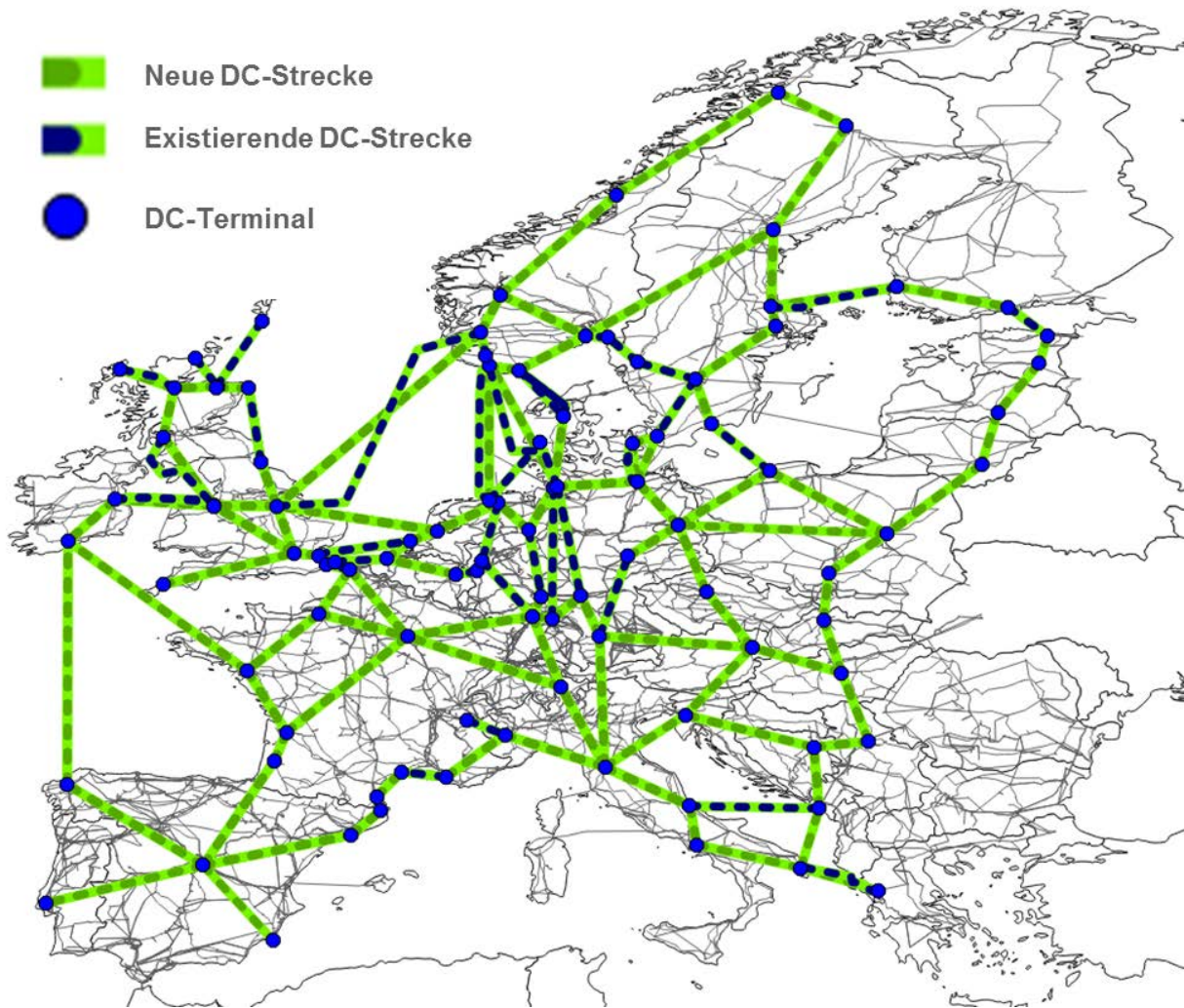


Abbildung 4.38: Struktur des Overlay-Netzes

Für den Anschluss der HGÜ-Stationen werden AC-Netzknoten gewählt, die eine möglichst hohe Abgabe-/Entnahmeleistung in das AC-Netz ermöglichen. Hierfür wird die Summe der Kapazität der angeschlossenen Leitungen betrachtet. Die Ermittlung der Übertragungskapazität jeder DC-Verbindung und somit die Anzahl der DC-Systeme pro Trasse erfolgt iterativ gemäß der identifizierten Übertragungsbedarfe.

Für die DC-Systeme wurden in Anlehnung an die IRENE-40 Studie einzelne Kabel- oder Freileitungsverbindungen mit einer Spannung von 500 kV und eine Übertragungsleistung von 2000 MW betrachtet. In einzelnen Trassen können somit mehrere dieser DC-Systeme parallel vorhanden sein. Die Topologie der Umrichterstationen entspricht der eines DC multiterminal Systems.

Aufgrund der sehr langen Planungs-, Genehmigungs-, und Konstruktionsprozesse wird eine Fertigstellung einer solchen Overlay-Netzstruktur vor dem Jahr 2050 als sehr unwahrscheinlich eingestuft. Aus diesem Grund werden die folgenden Netzanalysen ausschließlich für das Jahr 2050 durchgeführt. Des Weiteren wird darauf hingewiesen, dass der Bau einer solchen Overlay-Netzstruktur nicht ohne eine Verstärkung des AC-Netzes zu einem überlastungsfreien

Übertragungsnetzbetrieb führen kann. Die notwendigen Verstärkungsmaßnahmen auf Seiten des bestehenden AC-Netzes sind dabei abhängig von der vorgegebenen Erzeugungs- und Lastsituation und somit von Szenario zu Szenario unterschiedlich. Die folgenden Untersuchungen fokussieren auf das entworfene Overlay-Netz und sollen den Beitrag einer solchen Netzstruktur zur Bewerkstelligung der in der Zukunft auftretenden Herausforderungen des europäischen Energiesektors quantifizieren.

#### 4.2.2 Szenario A

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Netzberechnungen für das Übertragungsnetz, welches mit der Overlay-Netzstruktur erweitert wurde, präsentiert. Hierzu sind in Abbildung 4.39 die Ergebnisse der marktkonformen Leistungsflussrechnung dargestellt. Ein Vergleich mit Abbildung 4.2 (Seite 23) macht die deutliche Reduktion der Überlastungen für das Jahr 2050 im Szenario A sichtbar. Vor allem im mittleren europäischen Raum sind flächendeckend Engpässe beseitigt. Ebenso treten aufgrund des Netzausbaus kaum Überlastungen im skandinavischen Raum sowie im mittleren und nördlichen Bereich Großbritanniens auf. Ein weiteres Beispiel ist die Entlastung der zuvor stark ausgelasteten Leitungen in der Nähe der Grenze Frankreich-Spanien. Es sind dennoch weiterhin einige Engpässe vorhanden. Vor allen in Gebieten, die nicht von der Overlay-Struktur abgedeckt werden (beispielsweise Süd-Frankreich oder Süd-Spanien), treten weiterhin vereinzelt Überlastungssituationen auf. Dies unterstützt die zuvor genannte These, dass der Ausbau einer derartigen Overlay-Struktur mit einer lokalen Verstärkung des AC-Netzes einhergehen muss, um seine entlastende Wirkung in vollem Umfang entfalten zu können. Insbesondere ist eine gezielte Verstärkung des AC-Netzes in der Umgebung der HGÜ Anschlusspunkten notwendig.



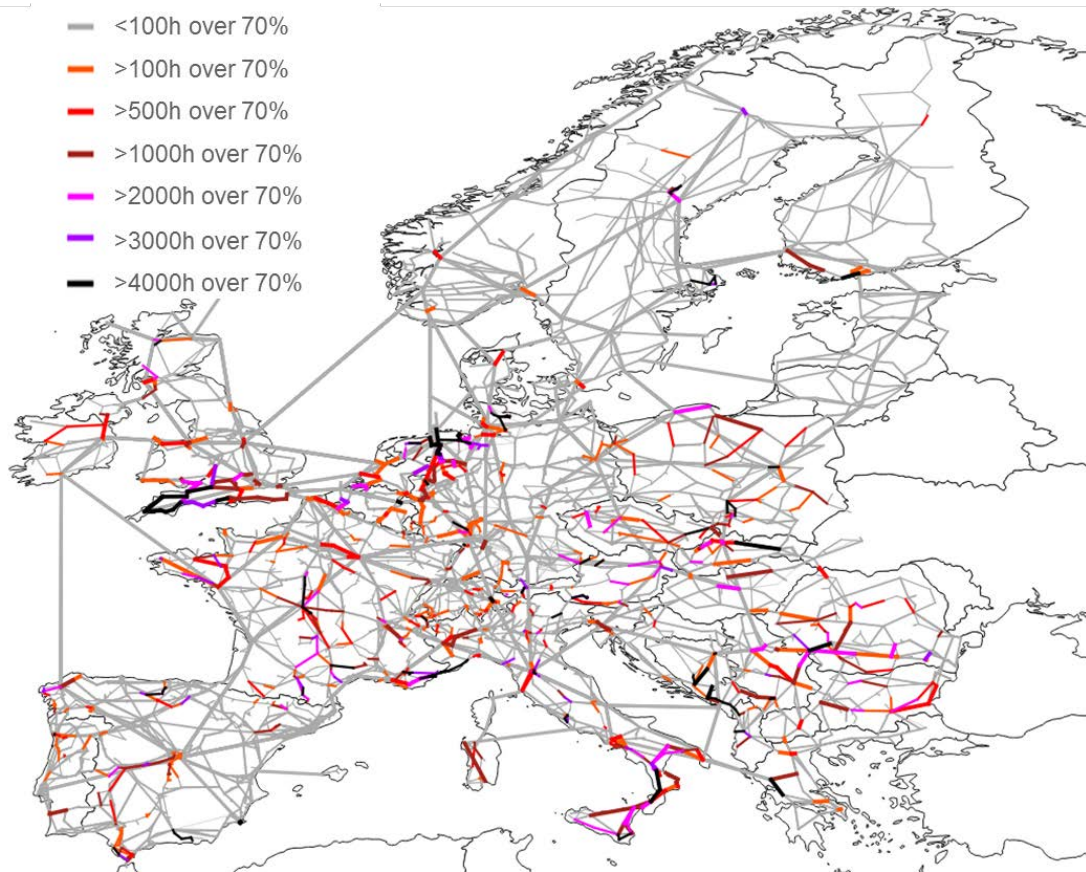


Abbildung 4.39: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung des mit der Overlay-Struktur erweiterten Übertragungsnetzes für **A2050**

Ein Vergleich der Ergebnisse der netzkonformen Leistungsflussrechnungen mit und ohne Overlay-Netz ist in Abbildung 4.40 dargestellt. Die Erweiterung des Übertragungsnetzes mit der Overlay-Struktur verursacht eine Reduktion des EE-Erzeugungsmanagements sowie der Lastunterdeckung. Dies lässt sich vor allem in Spanien, Skandinavien und Großbritannien erkennen. Das weiterhin vorhandene EE-Erzeugungsmanagement für das ausgebaute Netz lässt sich durch den Überschuss der Energie aus erneuerbaren Energien erklären. In 2885 Stunden des Jahres ist ein Erzeugungsüberschuss im gesamten europäischen Raum von insgesamt 172 TWh zu verzeichnen, der unabhängig von der Auslastung des Übertragungsnetzes abgeregelt werden muss. Es zeigt sich außerdem, dass erneut die Offshore Energie für die Abregelung aufgrund der bereits in Kapitel 4.1.1 erwähnten Kausalitäten priorisiert wird.

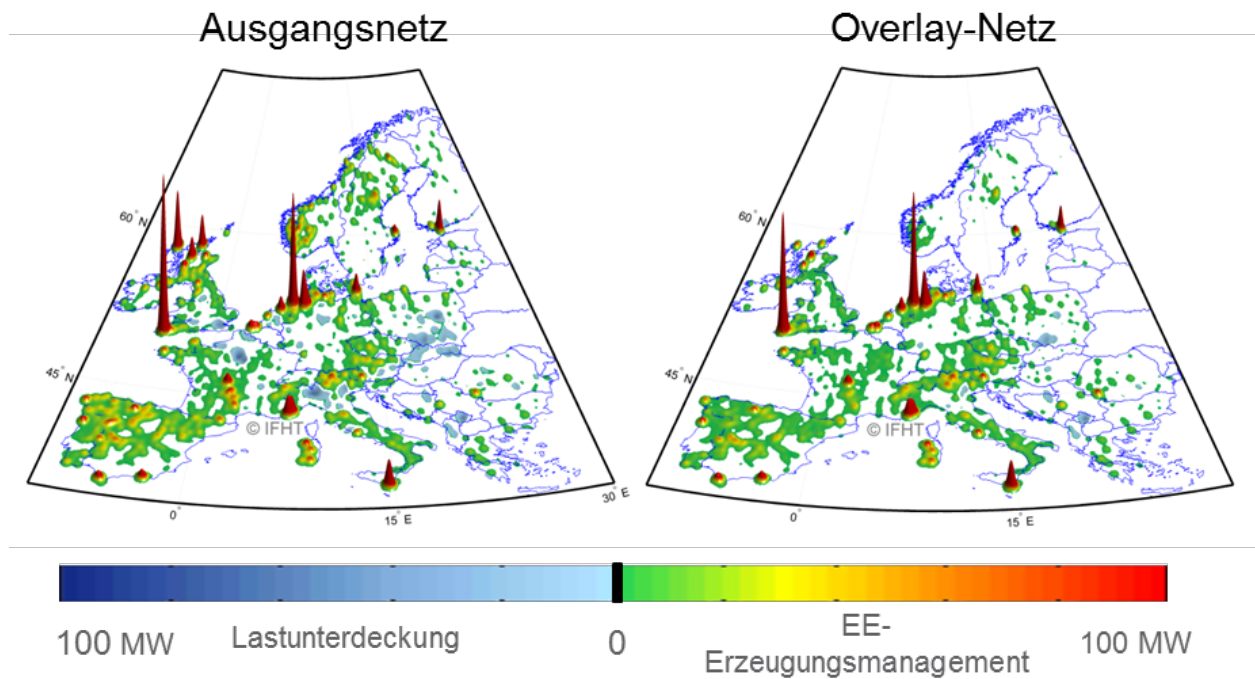


Abbildung 4.40: Vergleich der mittleren Lastunterdeckung und des mittleren EE-Erzeugungsmanagements für A2050

#### 4.2.3 Szenario B

Die Ergebnisse der Analysen des ausgebauten Netzes im Szenario B sind in Abbildung 4.41 für die marktkonforme und in Abbildung 4.42 für die netzkonforme Leistungsflussberechnung dargestellt. Flächendeckende Engpässe im mittleren europäischen Raum werden, wie auch in Szenario A, durch den Ausbau des Overlay-Netzes beseitigt. Dies lässt sich am Beispiel Deutschlands gut erkennen. Spanien, Frankreich und Großbritannien zeigen weiterhin häufige Überlastsituationen, die eine Verstärkung des AC Netzes erfordern. Ein Vergleich mit Abbildung 4.39 zeigt, dass das ausgebauten Übertragungsnetz stärker ausgelastet ist als in Szenario A. Anhand Abbildung 4.42 ist die deutliche Reduktion der nicht gedeckten Last vor allem im Raum Warschau, in Norditalien und Westspanien erkennbar. Weiterhin zeigt sich in Deutschland und Großbritannien ein hohes Erzeugungsmanagement der Offshore Energie.



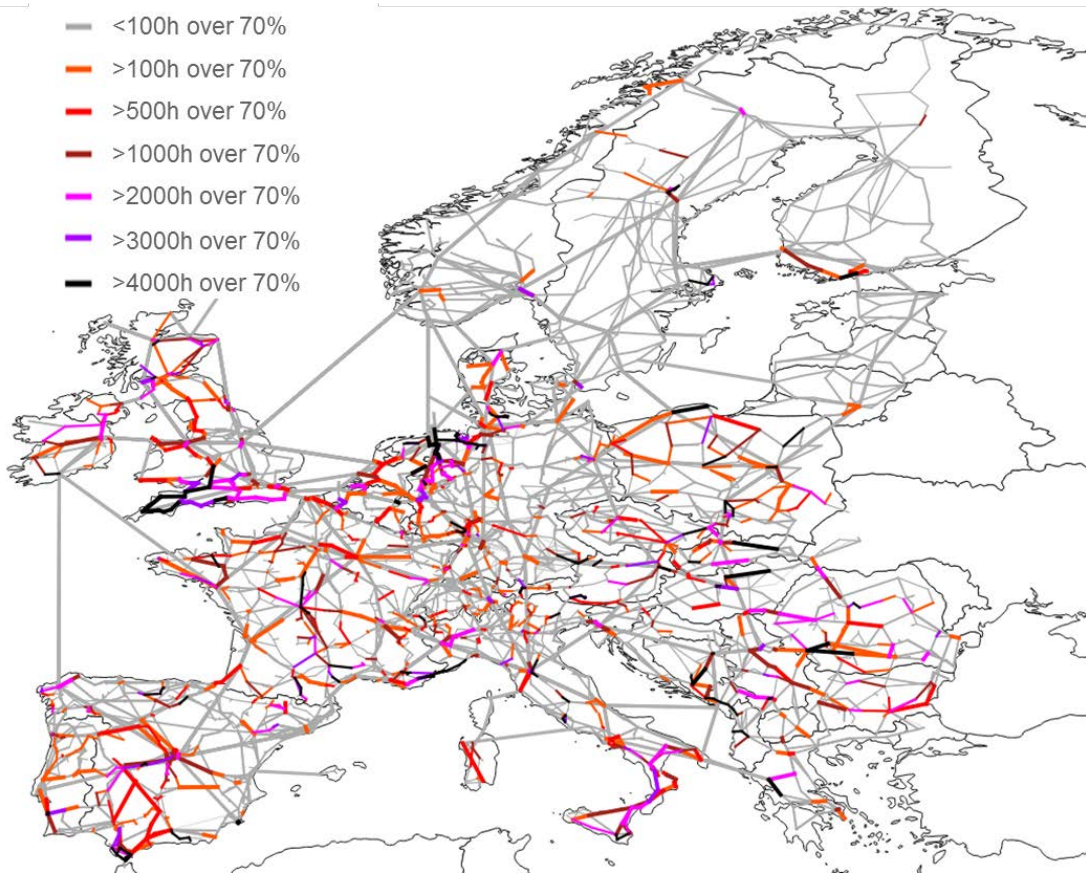


Abbildung 4.41: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung des mit der Overlay-Struktur erweiterten Übertragungsnetzes für **B2050**

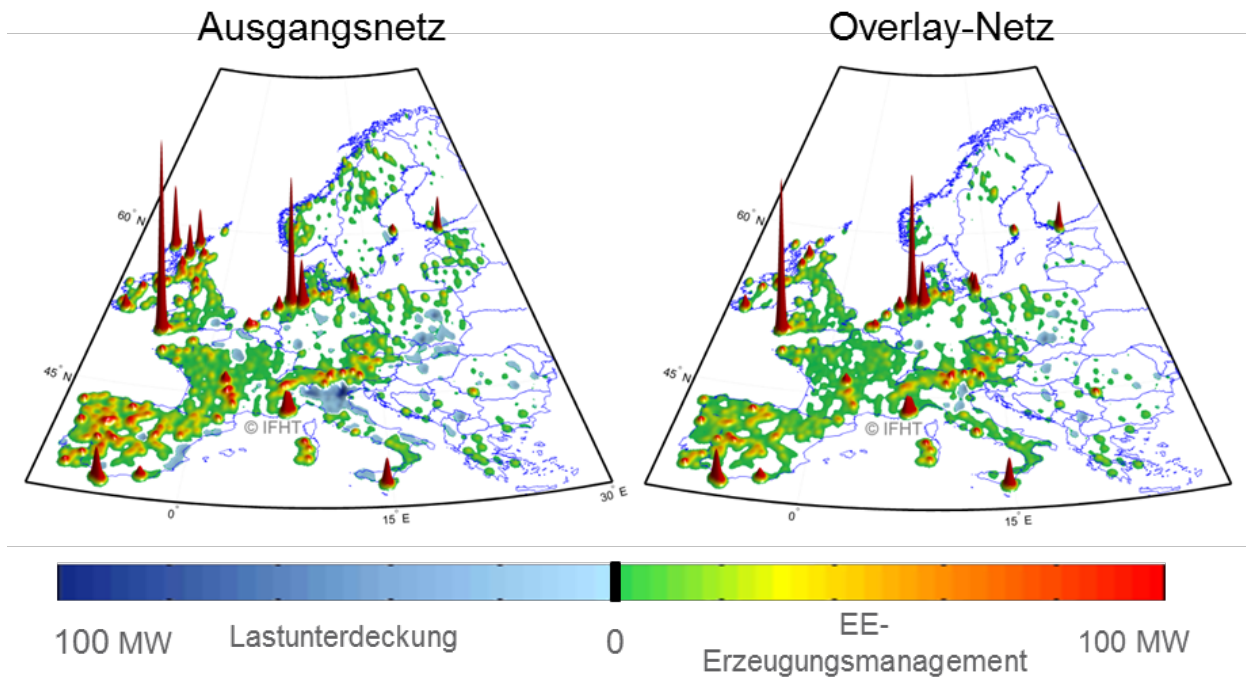


Abbildung 4.42: Vergleich der mittleren Lastunterdeckung und des mittleren EE-Erzeugungsmanagements für **B2050**

#### 4.2.4 Szenario C

Die Netzsimulationen zeigen erneut eine Entlastung des AC-Netzes durch den Overlay-Netzausbau. Abbildung 4.43 zeigt wenige Engpässe im Vergleich zur nicht ausgebauten Netzstruktur (siehe Abbildung 4.15). Anhand der mittleren Anzahl der kritischen Stunden pro Leitung weist Szenario C nahezu gleiche Werte wie Szenario A und geringere Werte im Vergleich zu Szenario B auf. In Abbildung 4.44 ist die Reduktion des EE-Erzeugungsmanagements und der Lastunterdeckung dargelegt. In Großbritannien wird das Erzeugungsmanagement der Offshore Wind-Energie deutlich reduziert, während in Deutschland keine Veränderung zu erkennen ist. Die in Kapitel 4.1.3 erwähnte nicht gedeckten Last im Süden und Westen Spaniens ist bei der ausgebauten Netzstruktur nicht vorhanden (siehe Abbildung 4.44).

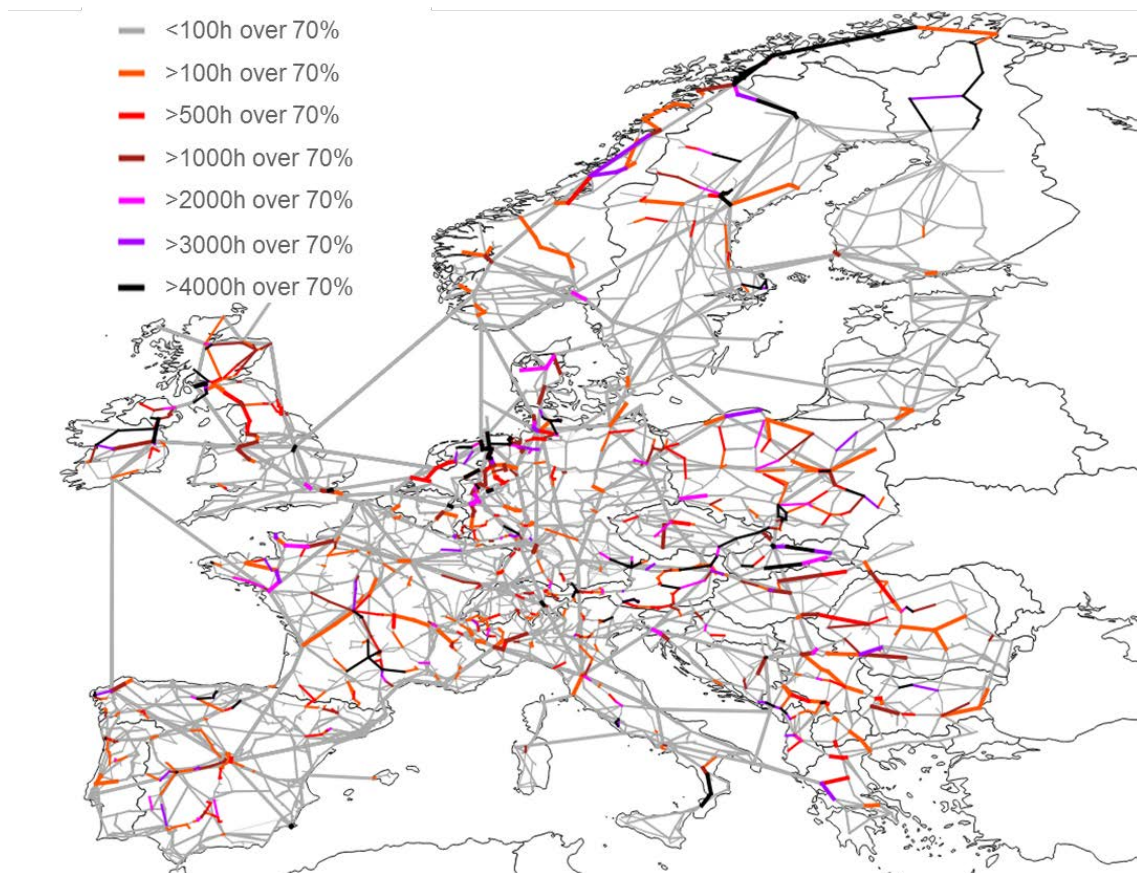


Abbildung 4.43: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung des mit der Overlay-Struktur erweiterten Übertragungsnetzes für **C2050**

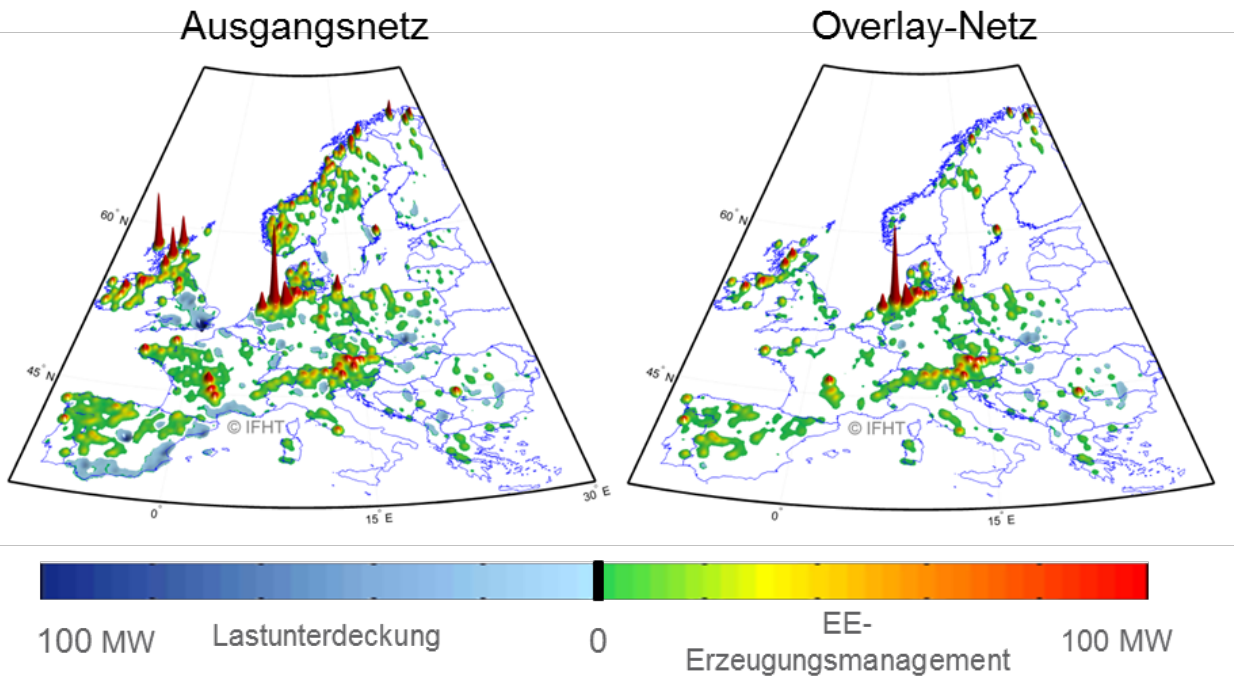


Abbildung 4.44: Vergleich der mittleren Lastunterdeckung und des mittleren EE-Erzeugungsmanagements für C2050

#### 4.2.5 Szenario D

Die Ergebnisse beider Netzberechnungsmethoden sind in Abbildung 4.45 und Abbildung 4.46 visualisiert. Hinsichtlich der gesamten Auslastung des (ausgebauten) europäischen Übertragungsnetzes ist Szenario D hinter Szenario B und vor A und C einzuordnen. Die in Kapitel 4.1.4 erwähnte Zunahme der netzbedingten Lastunterdeckung insbesondere in den Gebieten um Paris und London, verursacht durch den zunehmenden Energiebedarf bis 2050, wird durch den Ausbau des Overlay-Netzes vollständig beseitigt.



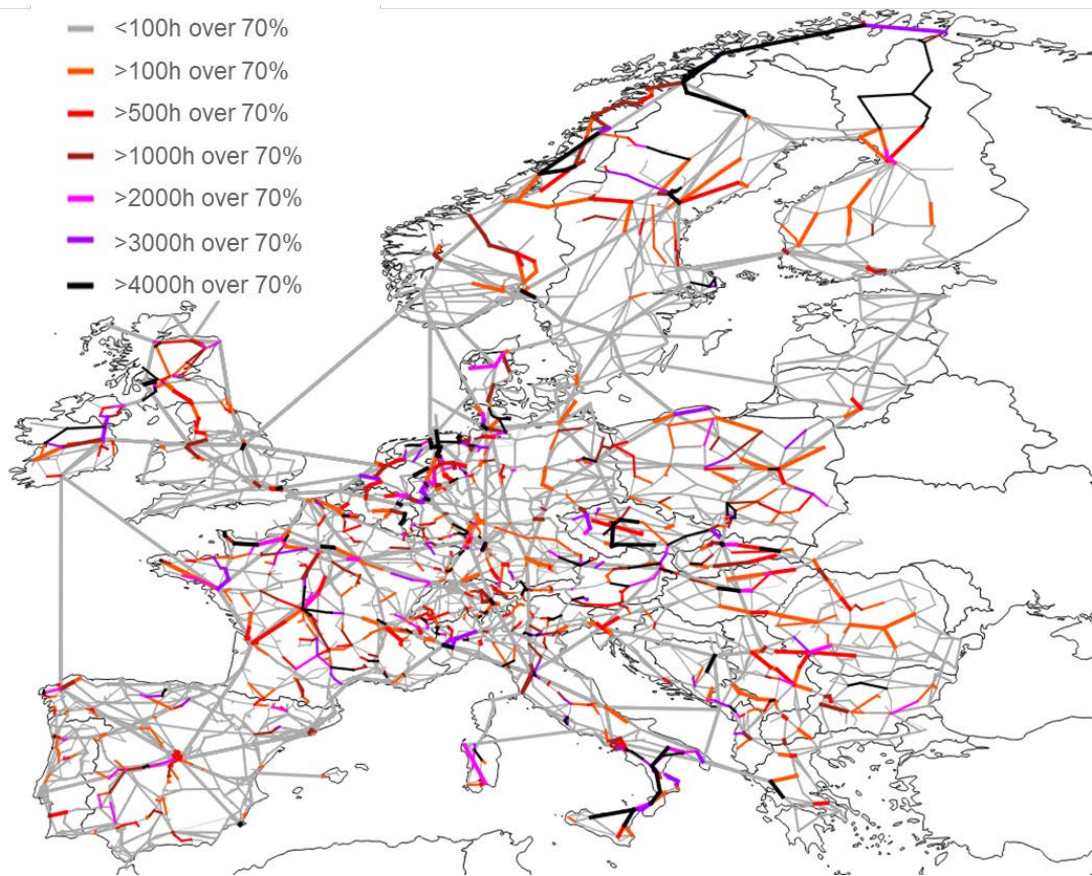


Abbildung 4.45: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung des mit der Overlay-Struktur erweiterten Übertragungsnetzes für D2050

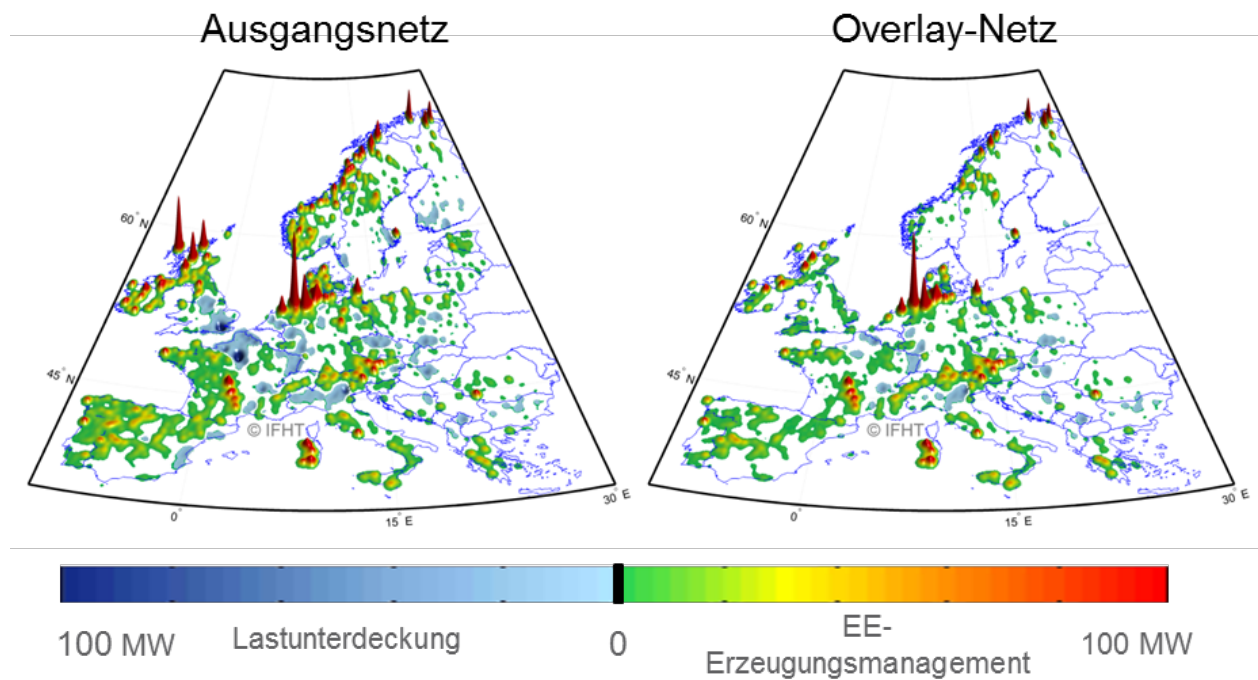


Abbildung 4.46: Vergleich der mittleren Lastunterdeckung und des mittleren EE-Erzeugungsmanagements für D2050

#### 4.2.6 Szenario E

In Abbildung 4.47 und Abbildung 4.48 sind die Ergebnisse beider Netzberechnungsmethoden visualisiert. Die Analyse der Überlastungen anhand der marktkonformen Leistungsflussberechnung ergeben, ebenso wie beim Vergleich im nicht ausgebauten Übertragungsnetz, sehr geringe Unterschiede zu Szenario C. Analog zur Analyse in Kapitel 4.1.5 zeigt der Vergleich der netzkonformen Leistungsflussberechnungen der Szenarien C und E ein geringeres Erzeugungsmanagement der Offshore Energie in Deutschland in Szenario E als einzig bemerkenswerten Unterschied.

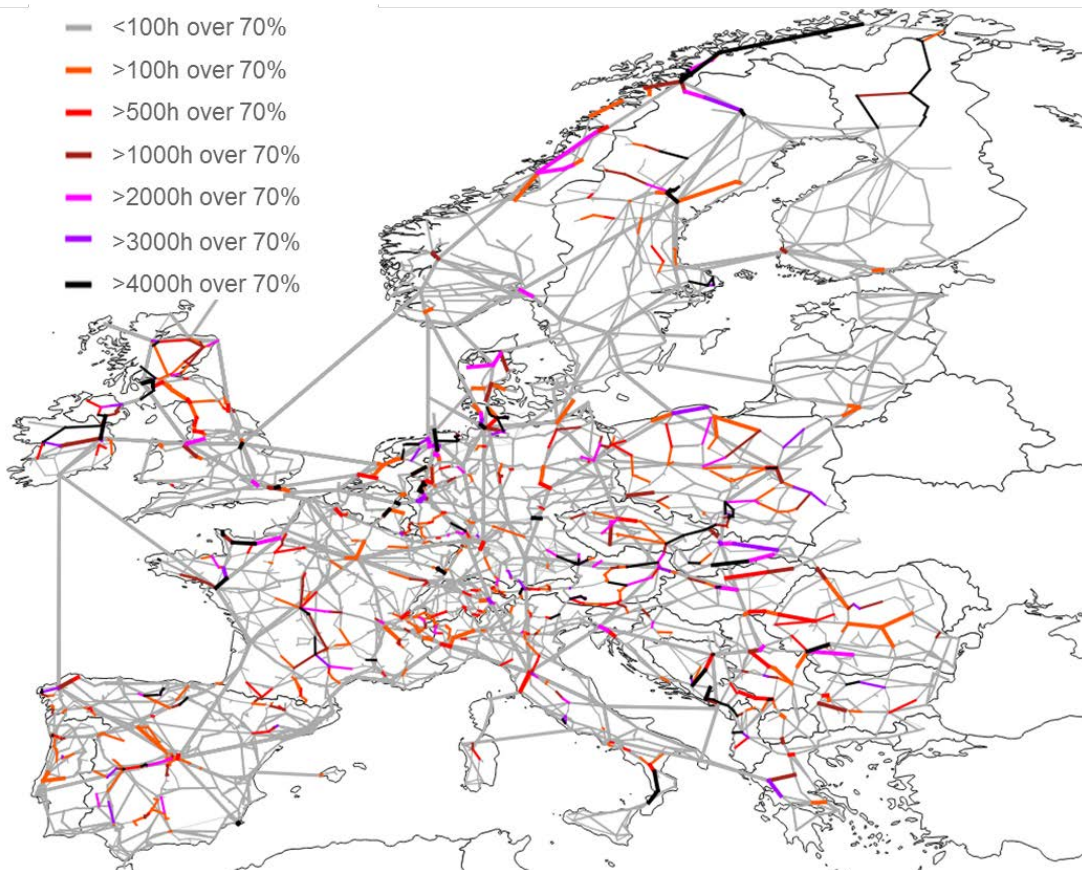


Abbildung 4.47: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung des mit der Overlay-Struktur erweiterten Übertragungsnetzes für **E2050**

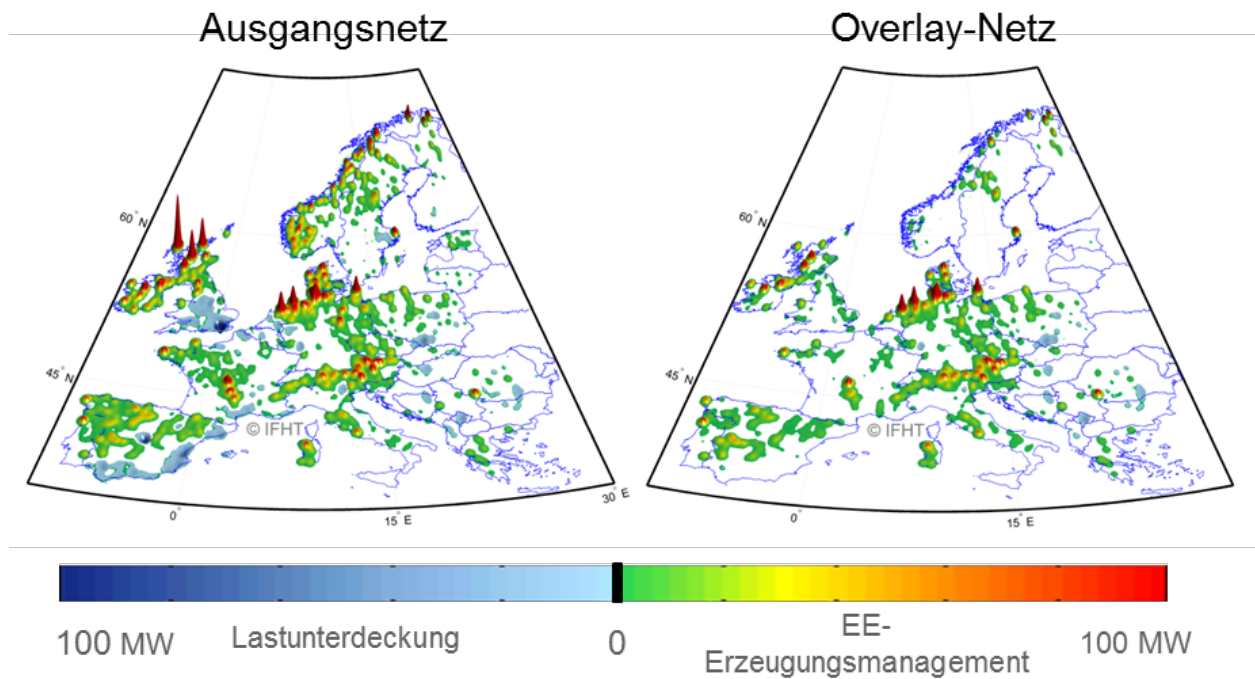


Abbildung 4.48: Vergleich der mittleren Lastunterdeckung und des mittleren EE-Erzeugungsmanagements für E2050

#### 4.2.7 Übergreifende Bewertung

##### Ergebnisse der Netzanalysen

Die Entlastung des Übertragungsnetzes durch den Ausbau der Overlay-Struktur wird für die marktkonforme Leistungsflussberechnung in Abbildung 4.49 dargestellt. Dazu werden die Indikatoren der mittleren Anzahl der kritischen Stunden pro Leitung (vgl. Kapitel 2.6) sowie der Gesamtlänge aller mindestens einmalig überlasteten Leitungen (vgl. Kap 4.1.6) herangezogen. Hierdurch wird die Entlastung des Übertragungsnetzes durch die Erweiterung mit dem Overlay-Netz deutlich.

Die mittlere Anzahl der kritischen Stunden pro Leitung verringert sich im Durchschnitt über alle Szenarien auf 29% des ursprünglichen Wertes. Die Länge der überlasteten Leitungen verringert sich auf durchschnittlich 47%.



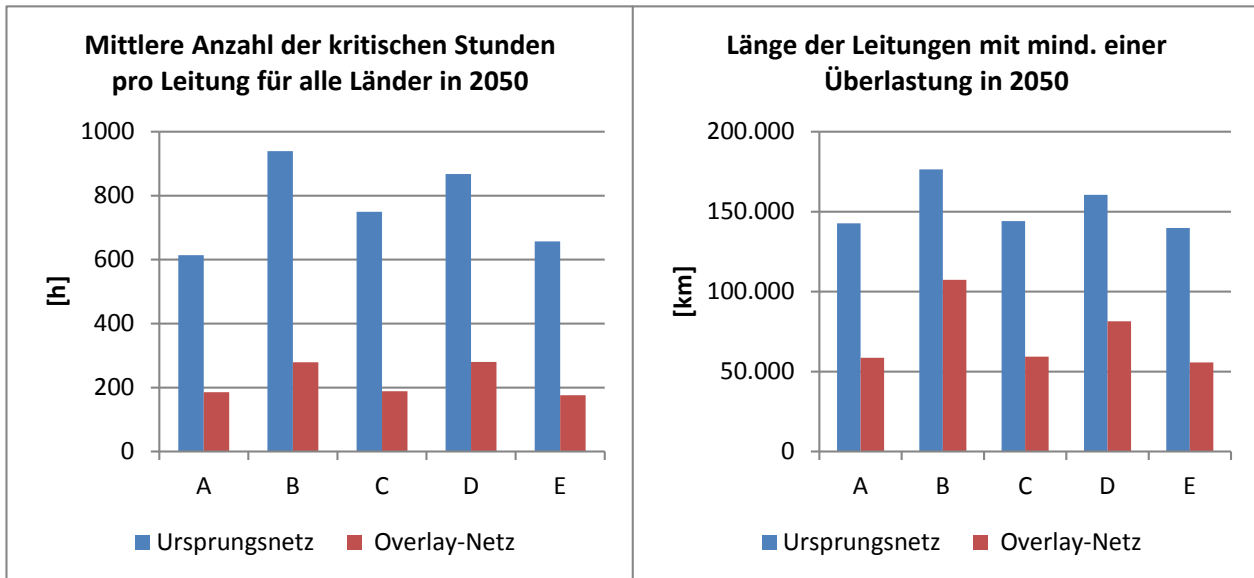


Abbildung 4.49: Verlauf der mittleren Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) je Leitung (links). Summe der Länge der Leitungen, die mindestens eine Stunde im Jahr eine Auslastung >70% aufweisen (rechts)

Ein Vergleich der Entlastung durch den Ausbau der Overlay-Struktur anhand der netzkonformen Leistungsflussberechnung ist in Abbildung 4.50 dargestellt. Hierzu wird das EE-Erzeugungsmanagement (linke Grafik) für das Ursprungsnetz und das Overlay-Netz dargestellt. Gleichzeitig wird die bereits marktseitig überschüssige Energie aus regenerativen Quellen abgebildet, die auch bei unbegrenzter Netzkapazität abgeregelt werden müsste. Durch die Darstellung wird ersichtlich, dass der Ausbau des Übertragungsnetzes mit der Overlay-Struktur einen deutlichen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien in allen Szenarien leistet. Es zeigt sich jedoch weiterhin der Bedarf eines signifikanten, netzbedingten EE-Erzeugungsmanagements. Dadurch wird ersichtlich, dass mit einer Overlay-Netzstruktur vertretbaren Vermaschungsgrades eine flächendeckende Beseitigung der Engpässe für alle Szenarien prinzipbedingt nicht möglich ist. Der ambitionierte Zubau der erneuerbaren Energien bedingt vielfach eine Verteilung der Erzeugungskapazitäten auf mehreren Netzknoten innerhalb einer Region. Beim Transport der erzeugten elektrischen Energie aus regenerativen Quellen hin zu den HGÜ Anschlussstationen führt dies auf den Transitstrecken in Spitzenzeiten zu Überlastungen, wodurch ein Teil dieser Energie zur Gewährleistung eines zuverlässigen Netzbetriebs abgeregelt werden muss. Darüber hinaus ist zu beachten, dass sich unterschiedliche Verteilungen der Erzeugungskapazitäten für unterschiedliche Szenarien ergeben, sodass eine Anpassung der Overlay-Struktur auf die Gegebenheiten eines bestimmten Szenarios oft mit einer schlechteren Anpassung für ein anderes Szenario einhergeht.

Anhand der Darstellung der netzbedingten Lastunterdeckung (rechte Grafik) wird der Beitrag des Overlay-Netzes zur Netzentlastung ebenso verdeutlicht. Es zeigt sich insgesamt eine deutliche Reduktion der abgeworfenen Last durch den Ausbau der Overlay-Struktur.

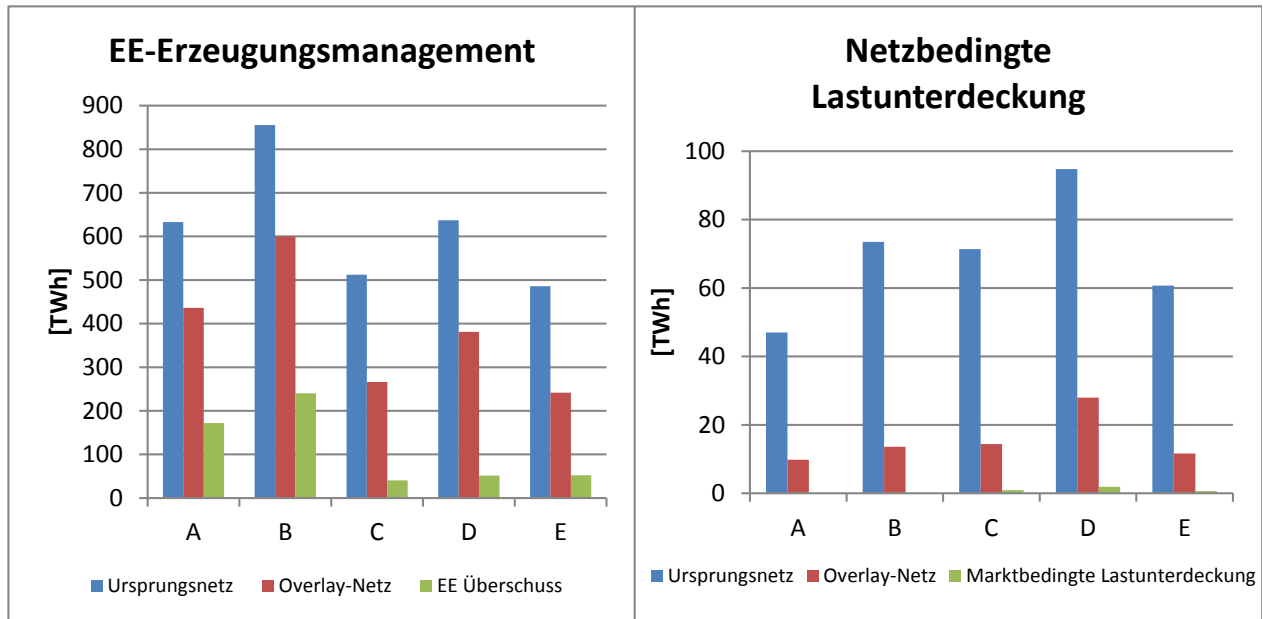


Abbildung 4.50: Vergleich des notwendigen Erzeugungsmanagements aus erneuerbaren Energien (links). Vergleich der netzbedingten Lastunterdeckung (rechts).

## Ökonomische und ökologische Bewertung

Die Ergebnisse der Netzanalysen werden im Folgenden einer ökologischen und ökonomischen Bewertung unterzogen. Analog zur Auswertung der Szenarien in Kapitel 4.1.6 werden hier die Erzeugungskosten für die ökonomische und der CO<sub>2</sub>-Ausstoß für die ökologische Bewertung herangezogen.

Die Erzeugungskosten sind für alle Szenarien in Abbildung 4.51 dargestellt. Die Werte der Merit Order, der Marktsimulation und der netzkonformen Leistungsflussberechnung für die nichtausgebaute Netzstruktur (hier als „ohne Overlay“ bezeichnet) entsprechen denen aus der Szenariobewertung (Abbildung 4.34, Kapitel 4.1.6) für das Jahr 2050. Weiterhin sind die Erzeugungskosten der netzkonformen Leistungsflussberechnung für das mit der Overlay-Struktur ausgebaute Netz, hier als „mit Overlay“ bezeichnet, abgebildet. Hierdurch kann festgestellt werden, dass durch den Ausbau der Overlay-Struktur eine szenarioübergreifende Reduktion der netzbedingten Erzeugungskosten und somit eine Annäherung an die Marktsimulationsergebnisse erreicht wird. In Abbildung 4.52, in der die Differenz der netzkonformen Leistungsflussberechnung beider Netzstrukturen dargestellt ist, wird deutlich, dass die Erzeugungkosteneinsparungen durch den Netzausbau mindestens 14,5 Mrd. € beträgt. Ein Vergleich der nicht gedeckten Stromnachfrage ist im Anhang, in Abbildung 9.12 dargestellt.

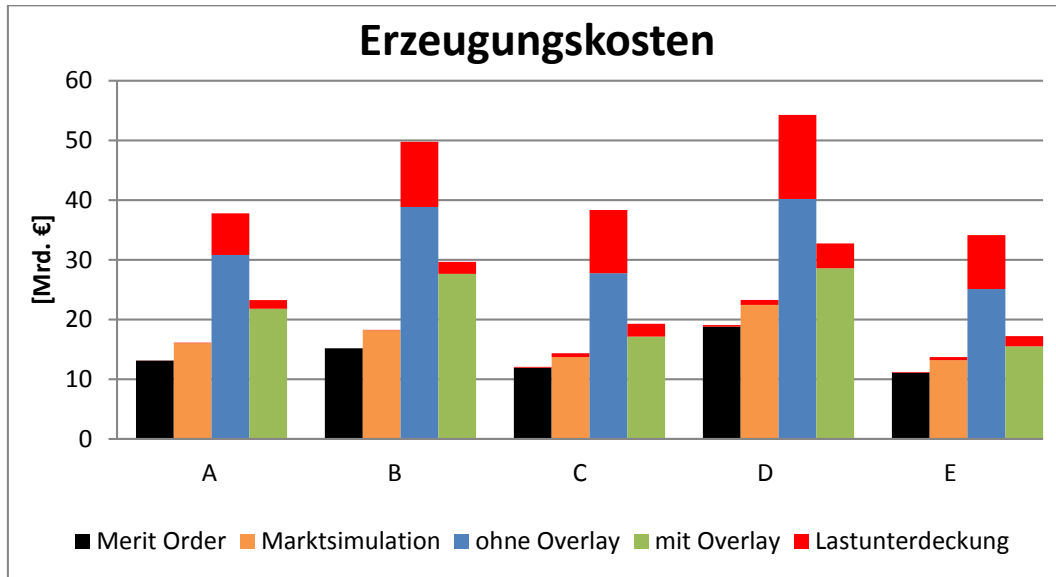


Abbildung 4.51: Erzeugungskosten der Merit Order, der Marktsimulation und der netzkonformen Leistungsflussberechnung für das Netz mit und ohne Overlay-Struktur

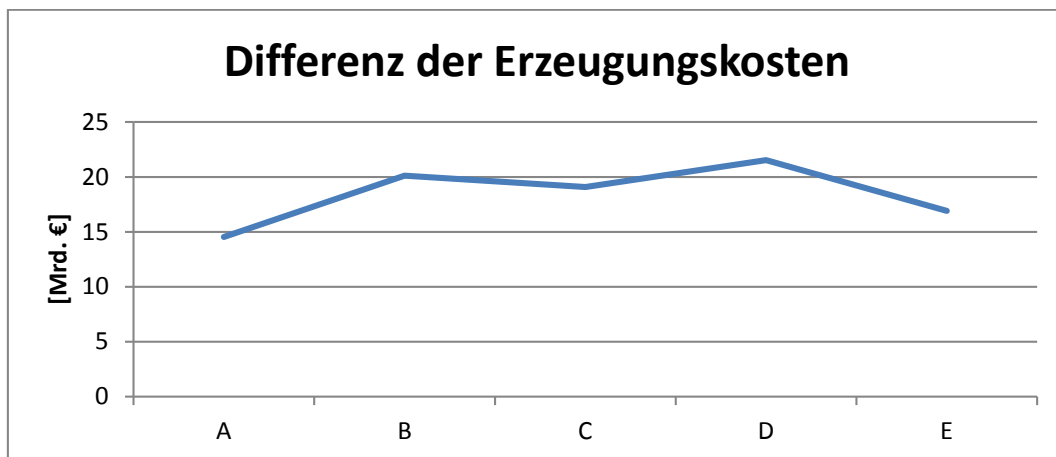


Abbildung 4.52: Differenz der Erzeugungskosten der netzkonformen Leistungsflussberechnung für das Netz mit und ohne Overlay-Struktur

Um eine Wirtschaftlichkeitsabschätzung des Netzausbaus zu ermöglichen, ist in Tabelle 4.1 eine Abschätzung der Kosten für den Ausbau der Overlay-Struktur enthalten. Die Kostenkoeffizienten werden in Anlehnung an das IRENE-40 Projekt [16] gewählt. Daraus ergeben sich Gesamtkosten in Höhe von circa 200 Mrd. € für den Bau des Overlay-Netzes. Eine Gegenüberstellung der Einsparung in den Erzeugungskosten und den Ausbaurkosten ergibt, dass eine Refinanzierung des Ausbaus in maximal circa 14 Jahre erfolgen könnte. Dieser Zeitraum liegt signifikant unter der praxisüblichen Lebensdauer von den für den Ausbau notwendigen Betriebsmitteln, die im Bereich von 40 bis 50 Jahren liegt [16]. Es ist weiterhin zu erwähnen, dass das Overlay-Netz für eine erste Abschätzung der Auswirkungen eines solchen Netzes ausgelegt wurde und sicherlich weitere Optimierungspotentiale bietet. Der lokale Ausbau der vorhandenen AC-Strukturen, der im Rahmen dieser Abschätzung ebenfalls nicht über die heute bekannten Projekte hinaus berücksichtigt wurde, bietet ebenfalls weiteres Potential zur Aufhebung von Netzengpässen.

	Kostenkoeffizienten	Gesamtkosten
Freileitungen	740 k€/ km	91 Mrd. €
Kabel	1347 k€/ km	55 Mrd. €
Umrichter	83 k€/ MVA	55 Mrd. €
<b>Gesamt</b>		<b>201 Mrd. €</b>

Tabelle 4.1: Kosten für den Ausbau der Overlay-Struktur

Ein Vergleich des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes (Abbildung 4.53) zeigt ebenso eine szenarioübergreifende Reduktion durch den Ausbau des Overlay-Netzes. Ein Vergleich der netzkonformen Leistungsflussberechnungen beider Netzstrukturen ergibt eine Reduktion zwischen 86 und 156 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2050.

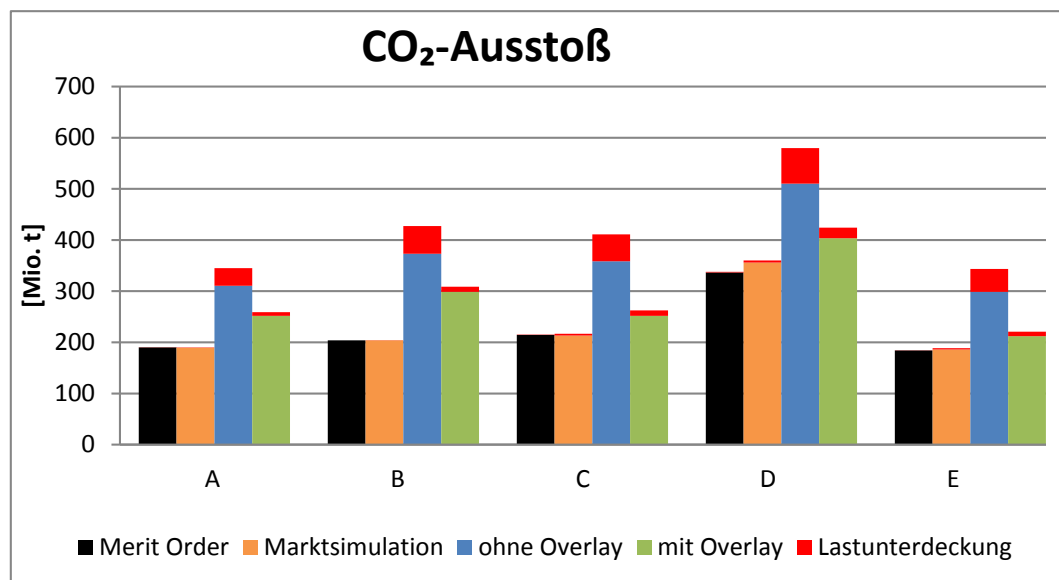


Abbildung 4.53: CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Merit Order, der Marktsimulation und der netzkonformen Leistungsflussrechnung für das Netz mit und ohne Overlay-Struktur

#### 4.2.8 Fazit

Resümierend zeigt die Analyse des Ausbaus des Übertragungsnetzes mit der Overlay-Struktur anhand beider Netzberechnungsmethoden eine deutliche Entlastung des Netzes. In allen Szenarien bedingt der vorgegebene Szenariorahmen einen hohen Transport der elektrischen Energie über langen Strecken, sowohl aufgrund des Zubaus lastferner Erzeuger, als auch des hohen Austauschs zwischen den Ländern. Hierfür erweist sich die Overlay-Struktur als geeignet, um einen Großteil des Energietransports zu übernehmen. Es treten jedoch weiterhin vereinzelt Überlastungen im unterlagerten AC-Netz auf. Um ein engpassfreies Netz gewährleisten zu können, ist eine gezielte Verstärkung des AC-Netzes unumgänglich. Aufgrund der veränderten

regionalen Verteilung der Erzeugungskapazitäten, muss das historisch gewachsene Übertragungsnetz vor allem an Stelle der neu auftretenden Erzeugungsschwerpunkte verstärkt werden. Für Szenario D, das durch einen steigenden Energiebedarf charakterisiert ist, entspricht, sollte ebenso eine Verstärkung der Lastschwerpunkte in Betracht gezogen werden.

4

Die Gegenüberstellung der Einsparungen der Erzeugungskosten und der für den Ausbau notwendigen Investitionskosten zeigt, dass der Ausbau sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen wahrscheinlich in einem Zeitraum von 14 Jahren refinanzieren würde. Weiterhin kann festgestellt werden, dass das Overlay-Netz eine szenarioübergreifende Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes von bis zu 156 Mio. t verursacht.

Um ein klares, positives Votum für die tatsächliche Umsetzung eines Overlay-Netzes geben zu können, müssen auf Basis dieser Ergebnisse weiter Untersuchung durchgeführt werden, die insbesondere technische, wirtschaftliche und politische Unsicherheiten detaillierter berücksichtigen, als es Aufgabe dieser Studie war. Dazu kann im Rahmen der hier betrachteten Szenarien und Annahmen zum Overlay-Grid allerdings festgestellt werden, dass die generellen Grundvoraussetzungen des technischen und wirtschaftlichen Nutzens zur Realisierung einer Overlay-Struktur prinzipiell gegeben sind und die Einleitung weitergehender Untersuchungen auf Basis der Ergebnisse somit zu empfehlen ist.

## 5. Analyse europäischer Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel werden die regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland und Europa näher untersucht, um auf dieser Basis aktuelle Hemmnisse im Bereich des Netzausbaus zu identifizieren und mögliche Anreizmaßnahmen abzuleiten. Dazu wurde an den Stellen, die über eine reine Darstellung der Sach- und Gesetzeslage hinaus gehen, auf einen Dialog mit Übertragungsnetzbetreibern zurückgegriffen, um die gegenwärtige Situation gezielt aus der Perspektive des maßgeblichen ausführenden Akteurs des Netzausbaus zu beleuchten.

### 5.1 Analyse heutiger Rahmenbedingungen national und europäisch

#### 5.1.1 Netzplanung in Deutschland und Europa

##### Deutschland

In Deutschland sind die vier Übertragungsnetzbetreiber Amprion, 50Hertz, TenneT und TransnetBW dafür zuständig, das Übertragungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Hierbei gewährleisten sie die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in enger Zusammenarbeit mit den anderen europäischen Netzbetreibern.

Die EU-Verordnung 714/2009 sowie § 12b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verpflichten die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) dazu, Netzentwicklungspläne zu erstellen. In diesen Plänen wird von einem öffentlich konsultierten Szenariorahmen für die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch ausgegangen. Auf dieser Basis ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber den erforderlichen Ausbau der Übertragungsnetze. Eines der wesentlichen Kriterien für die Planung ist die Aufnahme und der Transport von elektrischer Energie aus zentralen, sowie dezentralen – zumeist lastfernen – Erzeugungsanlagen.

Die Bundesnetzagentur genehmigt den energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan (NEP). Der Netzentwicklungsplan „muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“ Der gemeinsame Prozess bei der Erstellung und jährlichen Fortschreibung des Netzentwicklungsplans ist Grundlage für die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes der Zukunft. Entsprechend der gesetzlich festgelegten Verantwortung planen die Übertragungsnetzbetreiber ihre Netze so, dass sie jederzeit sicher und zuverlässig zu betreiben sind. Aufgabe der Bundesnetzagentur ist es, diese Planungen zu prüfen und unter Berücksichtigung des Ergebnisses der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung freizugeben. Mindestens alle drei Jahre schlägt die Bundesnetzagentur der Bundesregierung basierend auf dem Netzentwicklungsplan die vordringlichen Ausbaumaßnahmen für den Bundesbedarfsplan vor.

Aufgabe der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ist es somit



- in ihrem Netzentwicklungsplan den Netzausbaubedarf auf Basis von anerkannten Grundsätzen der Netzplanung zu entwickeln,
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen zu verwenden und diese dazu kontinuierlich weiter zu entwickeln,
- mit dem Netzentwicklungsplan einen Vorschlag für ein möglichst sicheres und bedarfsgerechtes Zielnetz für Deutschland für die folgenden zehn Jahre vorzulegen.

## Europäische Union

Das Europäische Parlament hat mit Verabschiedung der EU-Verordnung 714/2009 einen einheitlichen Rahmen für die Ausbauplanung des europäischen Stromübertragungsnetzes geschaffen. Die im März 2011 in Kraft getretene Verordnung regelt neben der Gründung eines gemeinsamen Verbandes der Übertragungsnetzbetreiber (siehe zu ENTSO-E auch Kapitel 5.3.2) u.a. auch die koordinierte Planung des Netzausbaus auf europäischer Ebene. Hierzu haben die Übertragungsnetzbetreiber alle zwei Jahre einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen (den sogenannten Ten-Year Network Development Plan - TYNDP), der alle wichtigen Strominfrastrukturprojekte der nächsten Jahre enthält. Dieser soll auf den nationalen Netzentwicklungsplänen aufbauen und wird der europäischen Regulierungsbehörde ACER zur Prüfung vorgelegt. Neben dem TYNDP erstellt ENTSO-E mehrere jährliche Berichte zur Leistungsbilanz und Prognosen zur System Adequacy<sup>7</sup>.

Der TYNDP ist eine wichtige Grundlage für die Auswahl von sogenannten Projekten von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI<sup>8</sup>) gemäß Energieinfrastruktur-Verordnung 347/2013, die im April 2013 in Kraft getreten ist. Durch diesen Rahmen soll die Realisierung von PCI beschleunigt werden. Hierzu werden neben finanziellen Werkzeugen auch Beschleunigungselemente in den öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren vorgesehen, die im Folgenden noch weiter erläutert werden.

### 5.1.2 Allgemeiner gesetzlicher, verfahrensrechtlicher und regulatorischer Rahmen in Deutschland

#### Derzeitiger Rahmen in Deutschland

Auf Grund mehrerer Anpassungen des Rechtsrahmens in Bezug auf die Planung des Netzes und die Genehmigung der Ausbautvorhaben in den vergangenen Jahren (Novellen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), letztmals 2014; Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) 2009 sowie Novelle 2011; Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) 2011, Bundesbedarfsplangesetz 2013 sowie Novelle 2014) haben sich die Ausgestaltungen der Genehmigungsverfahren und die behördlichen Zuständigkeiten in Deutschland geändert.

<sup>7</sup> Durch die so genannte System Adequacy wird bestimmt, ob zu definierten Zeitpunkten ausreichend elektrische Energie in einem Land erzeugt wird, um den Bedarf in dem jeweiligen Land zu decken. Im Falle einer Unterdeckung muss die fehlende Energie importiert werden, um einen Ausfall der Elektrizitätsversorgung zu verhindern.

<sup>8</sup> PCI sind Projekte, die für mehrere Mitgliedstaaten erhebliche positive Effekte haben, insbesondere auf die Steigerung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten sowie auf die Systemsicherheit.

Demnach stellen sich die Genehmigungsverfahren für Höchstspannungsleitungen heute wie folgt dar:

Die Planungs- und Genehmigungsprozesse für Höchstspannungsleitungen durchlaufen grundsätzlich zwei aufeinanderfolgende Stufen. In der ersten Stufe ist zur Identifizierung von Grobtrassenkorridoren ein Verfahren zur Bundesfachplanung (nach NABEG) in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur) entsprechend BBPIG oder ein Raumordnungsverfahren in der Zuständigkeit der Landesplanungsbehörden vorgesehen. In der zweiten Stufe erfolgt die eigentliche Zulassung der Detailplanung im Rahmen eines Planfeststellungsverfahrens. Auch hier ist zwischen dem Verfahren nach NABEG in Verbindung mit der Planfeststellungszuweisungsverordnung (PlfZV) unter der Federführung der Bundesnetzagentur und dem Verfahren nach dem EnWG in der Zuständigkeit der jeweiligen Landesbehörden zu unterscheiden. Ein Überblick über den Rechtsrahmen ist Abbildung 5.1 zu entnehmen.

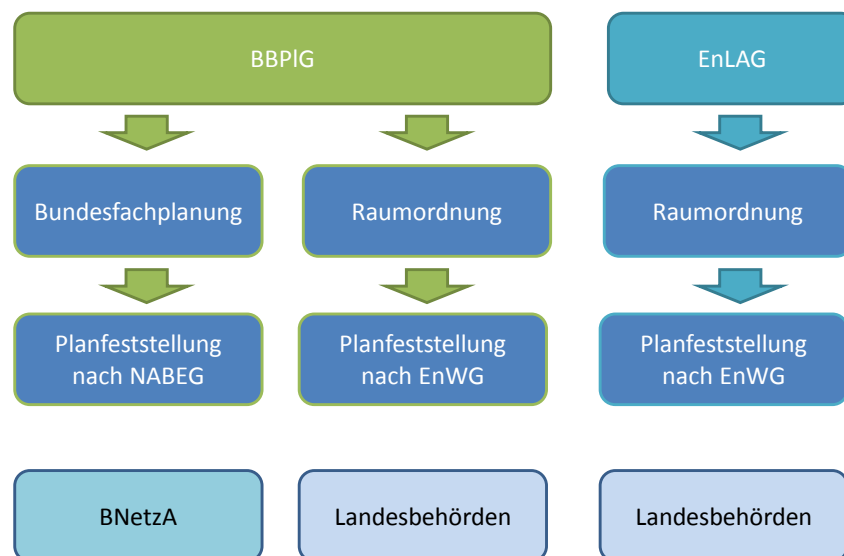


Abbildung 5.1: Genehmigungsverfahren für Höchstspannungsleitungen in Deutschland

### Hemmnisse und verzögernde Faktoren aus der Praxis beim Netzausbau in Deutschland

Wie bereits vorab erwähnt, wurde für die Identifikation der praktischen Hemmnisse beim deutschen Netzausbau, wurde bewusst versucht, die Sicht des Übertragungsnetzbetreibers, als maßgeblichen ausführenden Akteure des Netzausbaus zu ermitteln. Im Rahmen von mehreren bilateralen Gesprächen wurde dabei anhand zahlreicher Einzelbeispiele eine Reihe unterschiedlicher Hemmnisse identifiziert, die sich verschiedenen Arten, jedoch stets entweder negativ oder zumindest verzögernd, auf Ausbaivorhaben ausgewirkt haben. Diese lassen sich unter den nachfolgenden Punkten zusammenfassen:

- **Gesetzliche Grundlagen des Netzausbaus ändern sich häufig**

Die gesetzlichen Grundlagen des Netzausbaus ändern sich oft mehrfach während der

Planungs- und Genehmigungsphase eines Projektes. Diese Veränderungen führen dazu, dass Planungen geändert oder neu begonnen und Verfahren neu gestartet werden müssen. Beispielhaft hierfür ist die Ausweisung von Erdverkabelungsoptionen auf Teilstrecken bei bestimmten Vorhaben wie im EnLAG und im jüngst reformierten Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG). Werden diese Festlegungen während laufender Verfahren geändert, kann dies zu erheblichen zeitlichen Verzögerungen führen.

- **Ressourcen bei den verantwortlichen Landesbehörden**  
Bei den Verfahren werden in mehreren Behörden Ressourcenengpässe bemängelt, die verzögernd auf den Netzausbau wirken. Um die erforderlichen öffentlich rechtlichen Genehmigungen für den Netzausbau termingerecht zu erhalten, müssen die verantwortlichen Planfeststellungsbehörden daher mit einer sachgerechten Personalausstattung versehen sein.
- **Formulierungen in Gesetzen sind zum Teil unklar**  
Formulierungen in Gesetzen sind für Vorhabenträger und Behörden zum Teil unklar. Sie müssen dann durch die Behörden im Verfahren konkretisiert werden. Dies kann zum einen zu Verzögerungen führen und zum anderen Anknüpfungspunkte für verfahrensverzögernde Gerichtsverfahren bieten.
- **Unterstützung der Politik**  
Mitunter werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für ein Vorhaben von der Politik erst festgestellt, später aber wieder hinterfragt werden, wodurch erhebliche Verzögerungen entstehen könnten.
- **Dialog mit der Öffentlichkeit**  
Zeitlicher Bedarf für den Dialog mit der Öffentlichkeit im Rahmen der vom Gesetzgeber eingeführten deutlich umfassenderen Öffentlichkeitsbeteiligung verlängert die Genehmigungsverfahren
- **Behördenabstimmungen**  
Unterschiedliche Verfahrensgrundlagen insbesondere bei der Raumordnung sowie zeitaufwendige Behördenabstimmungen für länderübergreifende Vorhaben
- **Verfahrensabläufe und Rechtsrahmen**  
Unterschiedliche, schwer synchronisierbare Verfahrensabläufe und Rechtsrahmen bei grenzüberschreitenden Vorhaben
- **Private Akzeptanz**  
Verzögerungen außerhalb der Verfahren durch mangelnde private Akzeptanz (z.B. durch Entschädigungsfragen)
- **Übertragungstechnologien**  
Je nach anzuwendendem Gesetz (EnLAG, BBPIG) besteht eine unterschiedliche Wertigkeit bei den seitens des Gesetzgebers vorgesehenen Übertragungstechnologien. Diese Inkonsistenz ist für die Bürgerinnen und Bürger oft nicht nachvollziehbar (Beispiel Erdkabel).

Für die Verfahren nach dem NABEG (Bundesfachplanung und Planfeststellung), die in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur sind, konnten keine praktischen Erfahrungen angeführt werden, da die ersten Bundesfachplanungsverfahren erst in der Vorbereitung sind. Es ist aber festzustellen, dass allein die Erarbeitung und Abstimmung der Methodik zur Bundesfachplanung bereits einen Zeitraum von zwei Jahren in Anspruch genommen hat.

### 5.1.3 Weitere rechtliche Vorgaben für Projekte auf europäischer Ebene

#### Derzeitiger Rahmen in Europa

Die TEN-E-Verordnung (EU 347/2013) regelt auf europäischer Ebene grundsätzliche Rahmenbedingungen für das Genehmigungsverfahren eines *Project of Common Interest* in Bezug auf:

- Die maximale Dauer eines Genehmigungsverfahrens
- Vorgaben hinsichtlich der Einreichung relevanter Unterlagen
- Vorgaben hinsichtlich der Beteiligung der Öffentlichkeit
- Zuständigkeiten von Behörden im Rahmen des Genehmigungsverfahrens

#### Projects of Common Interest (PCI)

Mit dem Ziel die Entwicklung der Energieinfrastruktur wirksamer zu unterstützen, hat die Europäische Kommission wesentliche Hindernisse für den Netzausbau identifiziert und im Rahmen der TEN-E Verordnung Förderinstrumente für transnationale Netzausbauprojekte entwickelt.

Folgende Förderinstrumente sind zur Unterstützung von Infrastrukturvorhaben von europäischem Interesse in der TEN-E Verordnung vorgesehen:

- Finanzierung: es werden EU-Haushaltsmittel in Höhe von 5,85 Mrd. Euro von 2014 bis 2020 zur Verfügung gestellt, die in Form von EU-Beteiligungen an ansonsten nicht refinanzierbaren Netzinfrasturkturprojekten oder direkten Zuschüssen zur finanziellen Unterstützung dienen.
- Regulierung: auf nationaler Ebene sollen Anreize geschaffen werden, die außerordentliche Projektrisiken kompensieren.
- Kostenteilung: es ist eine länderspezifische Kostenteilung proportional zu dem Nutzen durch die Netzinfrasturkturerweiterung vorgesehen.
- Genehmigungen: Verkürzung des Genehmigungsverfahrens, indem die Projekte einen Prioritätsstatus erhalten.

Hinsichtlich der von der EU bereitgestellten Fördergelder ist es für Projekte in zentralen Lagen des europäischen Übertragungsnetzes unwahrscheinlich eine Förderung zu erhalten, da die Projekte im Regelfall einen größeren positiven Nutzen haben. Für die Förderung müssen Projektvorhabenträger nachweisen, dass das Projekt „kommerziell nicht tragfähig“ ist. Für Infrastrukturprojekte im deutschen Netzgebiet kommt die Anwendung dieses Förderinstruments aufgrund der zentralen Lage in der Regel nicht in Frage.

Weiterhin sieht die Verordnung vor, dass auf Europäischer Ebene Investitionsanreize geschaffen werden können, falls die auf nationaler Ebene getroffenen Maßnahmen nicht genügen, um Investitionen zu incentivieren. ENTSO-E hat sich dazu bereits mehrmals positioniert und gegenüber der Europäischen Kommission verdeutlicht, dass Investitionsanreize (bspw. in Form von Aufschlägen auf die Eigenkapitalrendite) hier das geeignete Instrument sein können. ACER vertritt dagegen die Position, dass es keinen Regelungsbedarf für Anreize zur Kompensation von Projektrisiken gibt, und lehnt, wie auch die nationalen Regulierungsbehörden, etwaige Zuschläge ab.

Die TEN-E Verordnung sieht vor, dass für jedes PCI eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen ist. Auf dieser Basis können Vorhabenträger Kostenteilungsanträge stellen. Die generelle Anwendung des „Territorialprinzips“ ist somit nicht mehr ohne weiteres möglich. Einen Anspruch auf die Kostentragung durch dritte Mitgliedsstaaten haben des Weiteren auch lediglich Projektvorhabenträger, die nachweisen können, dass das jeweilige Projekt „nicht kommerziell tragfähig ist“. Dementsprechend kommt auch hier eine Anwendung des Förderinstruments auf Netzausbauprojekte im deutschen Netzgebiet nicht in Frage.

Die Übertragungsnetzbetreiber schließen hieraus, dass keines der von der Kommission entwickelten Förderinstrumente – besonders die finanzielle Förderung der Projektvorhaben – für deutsche Investitionen in Netzausbauprojekte anwendbar sei bzw. auf einen konkreten Nutzen für die Projekte und deren Umsetzung schließen lasse.

Es wird weiterhin kritisiert, dass durch die TEN-E Verordnung andererseits jedoch signifikante Aufwände bei der Umsetzung – insbesondere im Rahmen diverser Monitoring- und Berichtspflichten – entstünden. Demgegenüber stünde jedoch nur ein geringer Nutzen für deutsche Netzausbauprojekte, so dass insgesamt das übergeordnete Ziel der Verordnung – Projekte vom europäischen Interesse zu fördern und zu beschleunigen – in Frage gestellt werden müsse.

Für die Auswahl der PCI Projekte wurden vier sog. „vorrangige Energieinfrastrukturkorridore und -gebiete“ definiert, die jeweils durch eine „Regionale Gruppe“ repräsentiert werden.<sup>9</sup> Innerhalb dieser regionalen Gruppen sollen dann die vorgeschlagenen Projekte evaluiert und diskutiert werden. Die Gruppe entscheidet schlussendlich, ob ein Projekt der Kommission für die Aufnahme in die unionsweite PCI Liste vorgeschlagen werden soll.

---

<sup>9</sup> vgl. Anhang 1 EU-Verordnung 347/2013

## Hemmnisse beim Netzausbau durch europäische Regelungen

Analog zum Verfahren der Betrachtung der Hemmnisse für den Netzausbau in Deutschland, wurde auch bei der Behandlung der europäischen Ebene ein Dialog mit Netzbetreibern geführt, dessen Ergebnisse nachfolgend dargestellt werden.

Die Herausforderung besteht hiernach darin, die Verfahrensschritte des jeweiligen Genehmigungsverfahrens auf nationaler Ebene mit den Rahmenbedingungen der TEN-E Verordnung in Einklang zu bringen – Hemmnisse ergeben sich somit sowohl auf Seiten der ÜNB, als auch Seiten der zuständigen Regulierungs- und Genehmigungsbehörden.

Aus Sicht der ÜNB ergeben sich Hemmnisse insbesondere aufgrund der Vorgabe, dass der Beginn des Genehmigungsverfahrens erst mit der Feststellung der vollständigen Einreichung der Antragsunterlagen durch alle Vorhabenträger bei den Genehmigungsbehörden der beteiligten Länder erfolgt ist.<sup>10</sup> Das verursache hohen Koordinationsaufwand zwischen den Vorhabenträgern und den Genehmigungsbehörden. Weiterhin gäbe es oft Inkonsistenzen hinsichtlich der einzelnen Prozessschritte der Genehmigungsverfahren in den jeweiligen Mitgliedsstaaten. Durch die Anforderung, dass Unterlagen gemeinsam eingereicht werden müssen, können sich die Einreichung relevanter Antragsunterlagen und somit die nationalen Genehmigungsverfahren insgesamt verzögern.

Zusammenfassend lassen sich die genannten Hemmnisse wie folgt gliedern:

- Anwendung nationaler Gesetzgebung bei gleichzeitiger Gültigkeit des europäischen Rechtsrahmens
- Hoher Koordinationsaufwand und Abhängigkeiten hinsichtlich der Einreichung von Antragsunterlagen – Gefahr das Genehmigungsverfahren insgesamt zu verzögern
- Mangelnder Nutzen der Förderinstrumente der TEN-E VO für deutsche Netzausbauprojekte
- Hoher Ressourcenaufwand – Prozesse werden weiter formalisiert (Berichtspflichten, etc.)

## 5.2 Maßnahmen und Anreize zur Beschleunigung von Infrastrukturentwicklung

Der Gesetzgeber hat mit dem Energieleitungsausbaugesetz, dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz und dem Bundesbedarfsplan wichtige Voraussetzungen für beschleunigte Genehmigungsverfahren geschaffen. EnLAG und Bundesbedarfsplan legen für wichtige Netzausbauvorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf fest, der somit nicht mehr im Genehmigungsverfahren nachgewiesen werden muss.

<sup>10</sup> vgl. Artikel 10 Abs. 1a) EU-Verordnung 347/2013



Das NABEG soll, wie in Abschnitt 0 dargelegt, bei bundesländerübergreifenden Vorhaben das Verfahren dadurch beschleunigen, dass für diese nicht mehr unterschiedliche Länderbehörden, sondern länderübergreifend die Bundesnetzagentur als Genehmigungsbehörde zuständig ist und damit auch den unter 0 genannten Hemmnissen entgegenwirken. Außerdem wurden die Beteiligungsmöglichkeit der Öffentlichkeit gestärkt und die Zeiträume für die verschiedenen Schritte im Verfahren vorgegeben. So sind von der jährlichen Entwicklung eines Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber bis zur planfestgestellten Leitung sieben öffentliche Konsultationen vorgesehen.

Die ÜNB kritisieren, dass die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für ein Vorhaben von der Politik mitunter erst festgestellt, später aber wieder hinterfragt werden, wodurch erhebliche Verzögerungen entstehen könnten.

Ebenso verhält es sich mit der Ausweisung von Erdverkabelungsoptionen auf Teilstrecken bei bestimmten Vorhaben, wie im EnLAG und im jüngst reformierten erneuerbaren Energien Gesetz (EEG). Werden diese Festlegungen während laufender Verfahren geändert, kann dies zu Verzögerungen führen, da die Planungen angepasst werden müssen.

Die Unterstützung durch wichtige Stakeholdergruppen ist für die zeitgerechte Realisierung von Netzausbauvorhaben entscheidend. Daher ist es für das Gelingen wichtig, dass der Gesetzgeber im NABEG die Mitwirkungsmöglichkeiten der Öffentlichkeit gestärkt hat. Die Vorhabenträger setzen bereits vor den rechtsförmlichen Verfahren auf einen offenen und transparenten Dialog mit der Öffentlichkeit, um dem in den letzten Jahren stark gewachsenen Anspruch auf Information und Beteiligung gerecht zu werden (vgl. § 25 VwVfG). Auch in den weiteren Verfahrensstufen sind der Dialog und die Beteiligung der Öffentlichkeit durch die Netzbetreiber nicht auf das rechtlich Gebotene beschränkt. Gerade in informellen Phasen wird die Möglichkeit genutzt, Stakeholder intensiv einzubinden.

Damit Investitionen in Netze attraktiv bleiben, muss sichergestellt werden, dass die regulatorisch anerkannte Eigenkapitalverzinsung langfristig in geeigneter Höhe gewährleistet wird. Investitionsentscheidungen erfordern eine stabile Grundlage für die Prognose der wirtschaftlichen, regulatorischen und technischen Konsequenzen bis weit in die Zukunft. Regulierungsperioden von fünf Jahren spiegeln dahingegen nicht die langen Geschäftsbeziehungen und notwendigen Betrachtungshorizonte wieder, die Investoren bei Netzausbauprojekten eingehen. Projektvorhabenträger und Geldgeber streben daher eine langfristige stabile Rendite ohne unwägbare technische und regulatorische Risiken an. Insbesondere bei der Verwendung von neuen Technologien ergeben sich hohe wirtschaftliche Risiken die geeignet kompensiert werden müssen, um Investitionen in neue Technologien anzustoßen. Im europäischen Kontext werden in dem Zusammenhang die Einführung sogenannter „priority premiums“ – Risikoaufschläge auf die Eigenkapitalrendite - diskutiert. Sie setzen direkte Anreize, indem sie die zulässigen Erlöse unmittelbar erhöhen und damit Risiken kompensieren.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Mehr dazu hier: <https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/How-to-Foster-Investments-in-the-Electricity-Transmission-System-to-Achieve-EU-Energy-Goals.aspx>

### 5.2.1 Weiterentwicklung bestehender Instrumente

Gerade das Instrument der Öffentlichkeitsbeteiligung muss stetig weiterentwickelt und dem jeweiligen Vorhaben angepasst werden. Die Erwartungshaltung der Öffentlichkeit entwickelt sich dynamisch und muss seitens des Vorhabenträgers wie auch der Genehmigungsbehörden durch entsprechende Instrumente flankiert werden. Hierzu zählt unter anderem eine Auseinandersetzung mit den Interessen und Erwartungen der Stakeholder. Davon hängt ab, mit welchen Maßnahmen und mit welchem Kommunikationsansatz die Stakeholder am besten informiert und zu einem konstruktiven Dialog eingeladen werden können. Der Einsatz von Internet und *Social Media* ist dabei heute neben traditionellen Medien unabdingbar. Klassische Formen des Dialogs wie *Runde Tische* und *Informations- und Diskussionsveranstaltungen* müssen durch flexible, direkte Angebote an die Bürger wie *Infomärkte* und *planungsbegleitende Arbeitskreise* ergänzt werden.

Hierbei ist die Zusammenarbeit mit zivilgesellschaftlichen Akteuren wie NGOs<sup>12</sup> wichtig, die ihrerseits gesellschaftliche Interessen formulieren. Beispielhaft sind hier Umweltverbände zu nennen.

Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber haben die Erfahrungen gezeigt, dass ein offener Dialog unbedingt die Rahmenbedingungen und konkreten Mitwirkungsmöglichkeiten klar benennen muss. Er muss möglichst frühzeitig einsetzen und kontinuierlich gepflegt werden. Hierbei ist Präsenz und Ansprechbarkeit vor Ort ein entscheidender Faktor. Der Dialog darf sich nicht auf bestimmte Formen beschränken, sondern reicht von der Bürgerveranstaltung bis zum persönlichen Gespräch unter vier Augen. Nur dort wo es gelingt, die Einwände und Anregungen der Menschen anzunehmen und systematisch zur Verbesserung der eigenen Planung einzusetzen, wird Beteiligung mittelfristig zu einer positiven Verhaltensänderung gegenüber einem Netzausbauprojekt führen. Und diese ist nicht nur für die Geschwindigkeit eines Vorhabens entscheidend, sondern letztlich konstitutiv für dessen Gelingen an sich.

#### Weiterentwicklung pan-europäischer Strukturen

Die Ausweisung bestimmter Projekte als „Projects of Common Interest“ (PCI) durch die Europäische Kommission hat sich nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber bisher nicht in einer Beschleunigung deutscher Genehmigungsverfahren niedergeschlagen. In der Diskussion vor Ort würde die europäische Dimension eines Vorhabens sogar oft negativ wahrgenommen, da sie keinen unmittelbaren Nutzen für eine betroffene Region und ihre Menschen vermuten lasse.

Der von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) jährlich erstellte Netzentwicklungsplan (NEP) bezieht die europäische Dimension durch eine umfangreiche Datenerhebung mit ein.

#### Ergänzende Maßnahmen

---

<sup>12</sup> NGO – non governmental organisation: Nichtregierungsorganisation

Die Praxis bei den Übertragungsnetzbetreibern zeigt, dass die kommunikativen Herausforderungen der jeweiligen Vorhaben nur bedingt vergleichbar sind. Daher wird im vorliegenden Dokument nicht auf ein feststehendes Instrumentarium abgestellt, das gleich einem Werkzeugkasten überall zum Einsatz kommt. Für die Kommunikation bei den Netzausbauvorhaben kommt eine breit gefächerte Palette von Dialogformen zum Einsatz, wie unter 5.2.1 exemplarisch genannt, die situationsbezogen zum Einsatz gebracht und beständig evaluiert und weiterentwickelt werden. Als unverzichtbar hat sich hierbei der Austausch von Beispielen guter Praxis zwischen ÜNB auf deutscher und europäischer Eben erwiesen. Kommunikation und Dialog dürfen nicht nur begleitende Maßnahmen der Projektplanung sein, sondern sind integrale Bestandteile, deren eigene Erfordernisse ihrerseits die Projektplanung unmittelbar beeinflussen.

### 5.3 Transnationale Regulierungsbehörde und Kooperationen der Netzbetreiber

#### 5.3.1 Rolle von ACER

Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER) dient der Kooperation der europäischen Regulierungsbehörden mit dem übergeordneten Ziel, den gemeinsamen EU-Binnenmarkt bis Ende 2014 zu vollenden. In ihre Kompetenz fallen grenzüberschreitende Regulierungsfragen. Der Schwerpunkt von ACER liegt auf der Begleitung von und Beratung zu regulatorischen Themen auf europäischer Ebene sowie auf Stellungnahmen und Empfehlungen hierzu. ACER arbeitet dabei zusammen mit der Europäischen Kommission. Eine der Herausforderungen von ACER ist es, die Interessen der nationalen Regulierungsbehörden aus den 28 Mitgliedsstaaten zu synchronisieren. In der Praxis zeigt sich, dass dies sehr schwierig ist, da die Interessen der verschiedenen Parteien am besten durch die jeweiligen Behörden der Mitgliedsstaaten vertreten werden können. Des Weiteren weisen die Regulierungsrahmen in den einzelnen Mitgliedsstaaten erhebliche länderspezifische Besonderheiten auf. Gleichwohl die Einführung von ACER dem Gedanken der europäischen Zusammenarbeit folgt und das Subsidiaritätsprinzip zu Grunde liegt, ist es in der Praxis kaum möglich, einvernehmliche Positionen auf europäischer Ebene zu erzielen.

Bei der Umsetzung gemeinsamer auf EU-Recht basierender Verpflichtungen ist eine Koordination zwischen den einzelnen Behörden naturgemäß erforderlich. Diese Rolle übernimmt ACER seit 2010, insbesondere an der Schnittstelle zum Verband der Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E.

#### 5.3.2 Rolle von ENTSO-E

ENTSO-E ist der durch die EU-Verordnung 714/2009 eingeführte Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. ENTSO-E kümmert sich über die Grenzen der europäischen Union hinweg um Themen wie den zuverlässigen Betrieb und eine optimale Steuerung des Netzes, die Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes, die Systemsicherheit und um die technische Entwicklung und den nachhaltigen Ausbau des europäischen

Stromübertragungssystemen. ENTSO-E erarbeitet Anschlusskriterien und Network Codes für Energieerzeugungsanlagen und schafft damit die Grundlage für durch den europäischen Gesetzgeber zu erlassende Mindeststandards in der Elektrizitätsversorgung. Mit Blick auf den Binnenmarkt sorgt ENTSO-E des Weiteren für einen diskriminierungsfreien und transparenten Marktzugang.

ENTSO-E arbeitet hierbei eng mit den Regulierungsbehörden, den Marktteilnehmern, der Öffentlichkeit und der Politik zusammen, um das sichere und zuverlässige Funktionieren des Elektrizitätsversorgungssystems zu ermöglichen.

Die EU-Verordnung 714/2009 definiert ein umfangreiches Paket an Anforderungen an ENTSO-E. ENTSO-E erstellt vor diesem Hintergrund folgende gesetzlich vorgeschriebene Leistungen:

- Definition von „Network-Codes“ in von den Regulatoren festgelegten Bereichen
- Koordinierte, regionale Netzentwicklungspläne und den zwei-jährlich veröffentlichten „Ten-Year Network Development Plan“ (TYNDP)
- Veröffentlichung von geplanten und laufenden Forschungsvorhaben
- Handlungsempfehlungen zur technischen Zusammenarbeit mit Übertragungsnetzbetreibern aus nicht EU Ländern
- Veröffentlichung der jährlichen Aufgabenstellungen des Verbandes (Work-Programm)
- Veröffentlichung über die jährlich fertiggestellten Aufgaben (Report)
- Erstellung von Analysen zur Entwicklung der Energieerzeugungsstruktur (SO & AF)
- Überwachung und Analyse der Tätigkeiten von TSOs – Veröffentlichung eines „Benchmarks“

Begleitung der Umsetzung der „Network-Codes“ und der Richtlinien der europäischen Kommission

## 6. Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Abschließend werden nachfolgend die Ergebnisse der vorangegangenen Kapitel zusammengefasst und in einen gemeinsamen Handlungskontext eingeordnet.

Alle Szenarien konnten im Rahmen der Untersuchungen erfolgreich simuliert, analysiert und hinsichtlich Ihrer Auswirkungen auf die europäische Übertragungsnetzinfrastruktur bewertet werden. Dies gilt sowohl für die Simulationen auf Basis des erweiterten, aktuellen Übertragungsnetzes, als auch für diese mit einer überlagerten Overlay-Netzstruktur. In beiden Fällen zeigt sich dabei eine Reihe szenarioübergreifender Entwicklungen, die bei zukünftigen Ausbauentscheidungen und in der weiteren Ausgestaltung der europäischen Energieinfrastruktur berücksichtigt werden sollten.

Allgemein ist festzustellen, dass der Transformationsprozess der elektrischen Energieversorgung gemäß der untersuchten Szenarien bis zum Jahr 2050 zu einer deutlichen Zunahme der allgemeinen Netzauslastung und damit einhergehend zu einer Vielzahl einzelner Überlastungen im Übertragungsnetz führt. Maßgeblich verantwortlich sind hierfür im Wesentlichen zwei Faktoren, deren Effekte sich auf europäischer Ebene überlagern.

Der Erste ist die weitgehende räumliche Umverteilung von elektrischen Erzeugungskapazitäten. Dabei findet in der Regel eine Substitution konventioneller Kraftwerkskapazitäten durch Erzeugungseinheiten auf Basis erneuerbarer Energieträger statt. Während erstere größtenteils in räumlicher Nähe zu den europäischen Last- und Bevölkerungszentren liegen, befinden sich letztere vielfach abseits der Bedarfschwerpunkte elektrischer Energie, wie am Beispiel der Offshore-Windenergie und der überproportional starken Erzeugung im skandinavischen Raum deutlich wird. Dies verursacht eine signifikante Zunahme des Transportbedarfs der elektrischen Energie über weiten Strecken, was zu höheren Leitungsauslastungen und, einhergehend, zu häufigeren Überlastsituationen führt.

Der zweite Einflussfaktor ist die Zunahme des Energieaustausches zwischen den Ländern. Die zunehmende Verflechtung der europäischen Strommärkte und voranschreitende Integration von Marktgebieten begünstigt einen höheren Austausch elektrischer Energie zwischen den Ländern Europas. Im Rahmen der Simulationen kann gezeigt werden, dass es aufgrund volkswirtschaftlicher Entscheidungsprozesse dabei regelmäßig zu Situationen kommt, in denen eine Bedarfsdeckung mit elektrischer Energie nicht auf lokaler oder nationaler Ebene erfolgt, sondern auf supranationaler Ebene durchgeführt wird. Hierdurch wird die lastferne Erzeugung elektrischer Energie weiter begünstigt, was ebenfalls einen höheren Transportbedarf und eine damit einhergehende, gestiegene infrastrukturelle Auslastung des Übertragungsnetzes zur Folge hat.

Besonders auffällig ist in allen Szenarien die starke Beanspruchung des Übertragungsnetzes durch den Zubau der Offshore Wind-Energie. Anhand der netzkonformen Leistungsflussberechnung wird gezeigt, dass insbesondere die Einspeisung von Offshore Windkraftanlagen für eine vergleichsweise hohe Anzahl an Überlastungen ursächlich ist und

daher häufig der Abregelung unterliegt. Zu erklären ist dies dadurch, dass die Offshore Parks zu einer konzentrierten Einspeisung an wenigen, bisher vergleichsweise „schwachen“ Netzanschlusspunkten führt, die gemäß der oben beschriebenen Faktoren von den Lastzentren oft weit entfernt sind. Demgegenüber verteilen sich elektrische Erzeugungskapazitäten auf Basis anderer erneuerbarer Energien homogener über die Landesflächen. Der Transport der in den Offshore Parks erzeugten elektrischen Energie erfolgt somit zudem oft über besonders große Distanzen und belastet das europäische Übertragungsnetz damit vielfach in Netzbereichen, die ursprünglich für den Transport solcher hohen Energiemengen nicht ausgelegt wurden.

Weiterhin kann festgestellt werden, dass die Realisierung eines höheren Austausches zwischen den Ländern insbesondere eine Verstärkung der Kuppelleitungen sowie der Netzgebiete in deren Umkreis zwingend erforderlich macht. Dies ist insbesondere der Fall, wenn zwei Marktgebiete bzw. Länder nur anhand weniger Seekabel-HGÜ-Leitungen gekoppelt sind. Die Untersuchungen mittels der marktkonformen Leistungsflussberechnung zeigen hier, dass die Abbildung hoher Austauschleistungen zwischen den Ländern, beispielsweise zwischen Norwegen und Großbritannien oder zwischen Großbritannien und den Niederlanden, häufig Überlastsituationen in den Netzgebieten in der unmittelbaren Umgebung der Umrichterstationen verursacht. Dies liegt an der aus dem Austausch resultierenden hohen punktuellen Einspeisung der HGÜ-Verbindungen in die lokalen Übertragungsnetzabschnitte, die für den (Ab-)Transport dieser Energiemengen in vielen Fällen nicht ausgelegt sind. Hierin spiegelt sich erneut die Diskrepanz zwischen der ursprünglichen Versorgungsaufgabe und der im Rahmen der Simulationen auftretenden Beanspruchung, bei der dieser Versorgungsaufgabe ein bisweilen erheblicher Energietransit in andere europäische Länder und Regionen überlagert ist.

Durch diesen Transit, der durch die vorab erwähnte Integration der europäischen Strommärkte verstärkt und durch eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten (NTC) ermöglicht wird, zeigt sich vor allem Deutschland, Frankreich und den Niederlanden eine deutliche Zunahme der Leistung, die durch die Übertragungsnetze dieser Länder bewältigt werden muss. Aufgrund ihrer geographischen Lage im zentralen, mitteleuropäischen Raum fungieren diese Staaten somit als wesentliche Transitachsen des Leistungstransports in Europa, was nach den Ergebnissen dieser Studie eine der maßgeblichen Ursachen für die vergleichsweise hohe Anzahl an Überlastungen in diesen Ländern darstellt.

Unabhängig von der zugrunde gelegten Übertragungsinfrastruktur zeigt sich im Rahmen der Marktsimulationen und der darauf folgenden Netzanalysen das Phänomen einer zunehmenden Notwendigkeit an netzunabhängigem Erzeugungs- und Lastmanagement. Zu bestimmten Stunden der untersuchten Szenarien wird dabei im gesamteuropäischen Raum mehr Leistung aus dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten bereitgestellt, als durch die Verbraucher aufgenommen werden kann. Dieses Ungleichgewicht führt zur Notwendigkeit der Abregelung der Erzeugungsanlagen, um die Systemstabilität des europäischen Übertragungsnetzes aufrechterhalten zu können. Da es sich hierbei um ein prinzipielles Problem handelt, kann diesem auch mit weiterem Netzausbau nicht begegnet werden, wobei anzumerken ist, dass durch nichtangepasste Netzstrukturen verursachte Engpässe die Lage weiter verschärfen können und in einigen Simulationen im Jahr 2050 zu einer notwendigen Abregelung von mehreren hundert Terrawattstunden elektrischer Energie führen. Demgegenüber sorgt die gesunkene Kapazität an



dargebotsunabhängiger Erzeugungsleistung in einigen anderen Stunden für eine Unterdeckung des europäischen Energiebedarfs. So können zu einigen Zeitpunkten mit entsprechenden Großwetterlagen und einhergehend geringer Windstärke und Sonneneinstrahlung nicht alle Verbraucher mit elektrischer Energie versorgt werden. Wie auch im vorhergehenden Fall führen auch hier nichtangepasste Netzstrukturen durch überlagernde Engpässe zu einer Verschärfung der Problematik.

Zur Überwindung der durch Engpässe verursachten Herausforderungen für die zukünftige Übertragungsnetzinfrastruktur, wurde untersucht, ob sich die negativen Auswirkungen der sich ändernden Versorgungssituation mittels einer überlagerten Netzebene, eines sogenannten Overlay-Grids, adressieren lassen. Hierfür wurde im Rahmen dieser Studie eine eigene Overlay-Struktur entworfen, die in ihrer Ausprägung einen exemplarischen Kompromiss zwischen einem möglichst geringen Netzausbau und möglichst hoher technischer Leistungsfähigkeit darstellt. Die so entstandene Netztopologie wurde dabei in Zusammenarbeit mit Übertragungsnetzbetreibern hinsichtlich Ihrer Tauglichkeit und Realitätsnähe plausibilisiert und für allen Szenarien für das letzte Jahr des Betrachtungszeitraums simuliert, um so deren nachhaltigen infrastrukturellen Nutzen zu evaluieren.

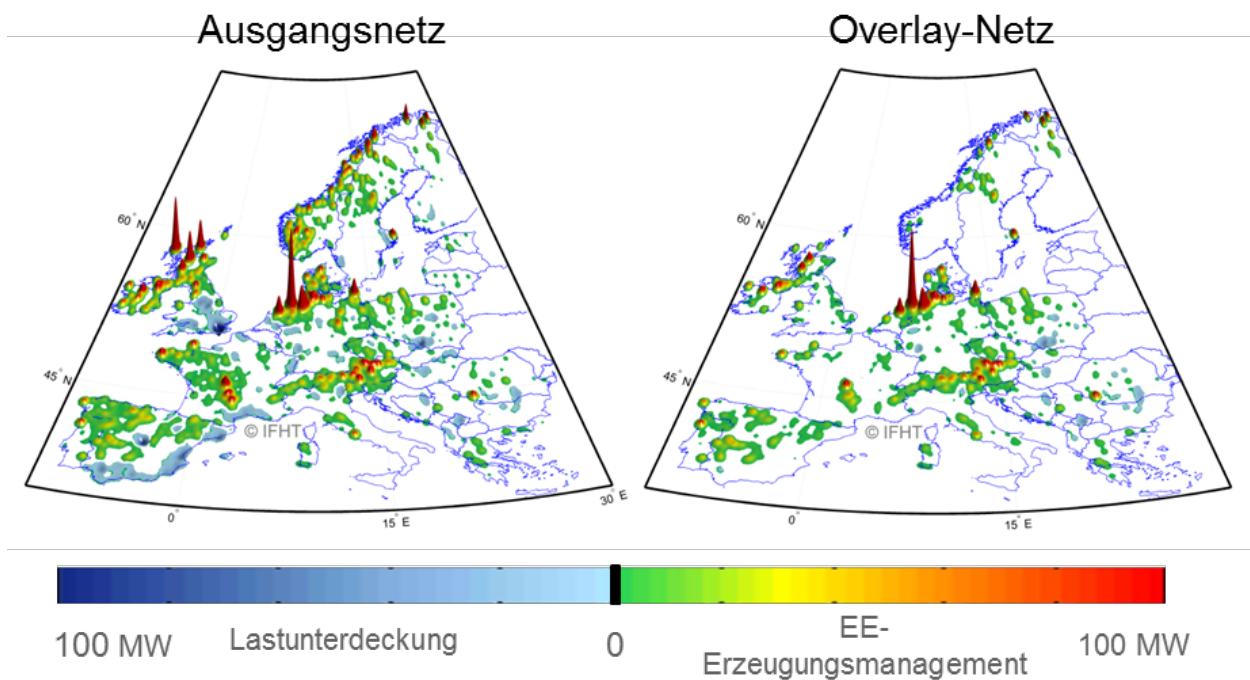


Abbildung 6.1: Vergleich der mittleren Lastunterdeckung und des mittleren EE-Erzeugungsmanagements für Szenario C2050

Insgesamt kann dabei festgestellt werden, dass die Analyse des mit der Overlay-Struktur ausgebauten Übertragungsnetzes in allen Szenarien die erwartete, deutliche Entlastung der Infrastruktur zur Folge hat, wie in Abbildung 6.1 verdeutlichend dargestellt ist. Das Overlay-Netz erweist sich damit im Rahmen der Simulationen als geeignet, um einen großen Teil des bereits eingangs erwähnten, zunehmenden europäischen Transits elektrischer Energie über lange Strecken zu übernehmen. Durch eine geeignete Wahl der Verbindungspunkte zwischen

überlagerter und 380 kV-Netzebene wird dadurch ebenfalls eine bessere Integration von konzentrierten Erzeugungseinheiten auf Basis von erneuerbaren Energien erreicht, da deren netzbedingte Abregelung durch den Netzausbau deutlich verringert wird. Wie bereits bei den Kuppelleitungen zwischen den einzelnen europäischen Ländern dargelegt, ist auch im Falle des Overlay-Grids eine Verstärkung des 380 kV-Wechselspannungsnetzes nahe den Anschlusspunkten zwingend erforderlich. Auch hier verursachen hohe punktuelle Einspeisungen der HGÜ-Verbindungen in die lokal angeschlossenen Übertragungsnetzabschnitte regelmäßige Überlastsituationen in den betroffenen Netzgebieten, die für den Transport dieser Energiemengen meist nicht ausgelegt sind. Die notwendigen AC-Verstärkungen sind stark von der Verteilung der Erzeugungsstruktur abhängig und somit für jedes Szenario unterschiedlich.

Zusammenfassend kann damit im Rahmen der untersuchten Szenarien bezüglich der infrastrukturellen Entwicklung festgehalten werden, dass ein Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes unerlässlich für die Gewährleistung einer nachhaltigen und sicheren elektrische Energieversorgung ist. Dies zeigt sich vor allem an zahlreichen Netzüberlastungen im Jahr 2050 in allen Szenarien, die auf eine nicht für die Versorgungsaufgabe angepasste Netzinfrastruktur schließen lassen. Insbesondere wird in diesem Zusammenhang empfohlen, Netzrestriktion bei der zukünftigen Planung von transnationalen Energieversorgungsstrukturen stärker zu berücksichtigen, da anderenfalls nicht betrachtete Engpässe zu kritischen Versorgungssituationen führen könnten, wie sich an der Notwendigkeit eines gesteigerten Last- und Erzeugungsmanagements in einer Reihe von Stunden in unterschiedlichen Szenarien gezeigt hat. Dabei ist eine reine Berücksichtigung der Kuppelstellen an Landesgrenzen nicht ausreichend, da hierdurch auftretende Phänomene in den Netzgebieten der Länder selbst verschleiert werden können. Außerdem wird empfohlen bei der langfristigen Planung der Netzinfrastruktur die „Einzugsbereiche“ großer Transit oder Kuppelleitungen stärker in der Planung zu berücksichtigen, insbesondere im Bereich von Offshore-Anbindungen. Bezüglich eines Overlay-Grid, kann im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen in allen Szenarien eine stark entlastende Wirkung des überlagerten Netzes auf die 380 kV-Ebene nachgewiesen werden. Es ist davon auszugehen, dass eine weitere Optimierung der zugrunde gelegten Topologie diesen Effekt noch verstärken würde. Da eine detaillierte Untersuchung möglicher Alternativen nicht Gegenstand dieser Studie ist und damit kein abschließendes Fazit über den relativen Nutzen eines Overlay-Grid gezogen werden kann, wird empfohlen, für die langfristige europäische Netzplanung weitergehende Detailvergleiche zwischen diesem und anderen möglichen Ausbauoptionen durchzuführen.

Betreffend der zukünftigen Umsetzung potentieller Netzausbaumaßnahmen zeigen die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Dialoge und Abstimmungen mit Übertragungsnetzbetreibern eine Reihe von Herausforderungen auf, die sich hemmend auf Prozesse und damit das generelle Investitionsklima in diesem Bereich auswirken können. Ein wesentlicher Kritikpunkt ist dabei die aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber mitunter mangelnde Konsistenz von Verfahren und politischen Entscheidungen im Rahmen der oft langwierigen Planungs- und Implementierungsphasen von Netzausbaumaßnahmen. Hierbei kann es vorkommen, dass Prozesse und Vorgaben während laufender Verfahren angepasst werden, was mitunter zu erheblichen Verzögerungen durch die Änderung wesentlicher Planungsgrundlagen führen kann. In diesem Zusammenhang wird empfohlen, die Option eines

weitergehenden, prozessualen Bestandsschutzes für laufende Verfahren hinsichtlich möglicher positiver oder adverser Effekte zu untersuchen.

Negativ wirke sich hier auch das bisweilen kurzfristige in Frage stellen wesentlicher politischer Weichenstellungen aus. So käme es beispielsweise immer wieder vor, dass der vordringliche Bedarf für ein Vorhaben von der Politik mitunter erst festgestellt, später aber wieder hinterfragt werde. Dies kann neben einer erhöhten Planungsunsicherheit für den Netzbetreiber selbst, auch zu einer Verunsicherung der Bevölkerung und zu einer gesamtgesellschaftlichen Verminderung der Akzeptanz für im Kern notwendige Ausbaumaßnahmen des Übertragungsnetzes führen.

Auf europäischer Ebene stellen insbesondere formelle Anforderungen an die Beibringung von Unterlagen und die Koordination nicht kongruenter Planungs- und Genehmigungsverfahren wesentliche Hemmnisse dar. Insbesondere wird hier erwähnt, dass aufgrund der Vorgabe, dass der Beginn des Genehmigungsverfahrens erst mit der Feststellung der vollständigen Einreichung der Antragsunterlagen durch alle Vorhabenträger bei den Genehmigungsbehörden der beteiligten Länder erfolgt ist, ein erheblicher Abstimmungsaufwand verursacht würde, der sich verzögernd auf die Prozesse auswirke. In diesem Zusammenhang wird empfohlen, eine weitere Vereinheitlichung europäischer Vorgaben insbesondere auch auf mit der praktischen Ausführung betrauten bürokratischen Ebenen durchzuführen, um den grenzübergreifenden Abstimmungsbedarf zwischen den am Netzausbau beteiligten Akteuren zu minimieren.

## 7. Quellenverzeichnis

- [1] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**, „Energiedaten: Gesamtausgabe“, Stand 23.06.2014, [Online], Erhältlich: [bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html](http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html), Zuletzt besucht am: 27.10.2014
- [2] **European Commission**, „DIRECTIVE 2009/72/EC“, Official Journal of the European Union, Brussels, 13 July 2009
- [3] **European Commission**, „Long term infrastructure vision for Europe and beyond“, Communication from the Commission to the European parliament, Brussels, 2013
- [4] **Pfluger, B., Sensfuss, F., Schubert, G., Leisentritt, J.**, „Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU long-term scenarios 2050)“, 2012. [Online]. Erhältlich: [www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/Final\\_Report\\_EU-Long-term-scenarios-2050\\_FINAL.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/Final_Report_EU-Long-term-scenarios-2050_FINAL.pdf), (Download: 29.10.2014)
- [5] **Pfluger, B., Sensfuss, F.**, „Optimized pathways towards ambitious climate protection in the European electricity system (EU Long-term scenarios 2050 II)“, 2014. [Online]. Erhältlich: [www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/en/projects/Optimized-pathways-final.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/en/projects/Optimized-pathways-final.pdf), (Download: 29.10.2014)
- [6] **Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen**, „Weiterführende Analysen zur Ermittlung erforderlicher Ausbaumaßnahmen des deutschen Übertragungsnetzes (NEMO III)“, 2013, [Online], Erhältlich: [www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bravo/NEP/NEMOIII.pdf;jsessionid=75771FE6BD00717B336A09F0CD07E5F0?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bravo/NEP/NEMOIII.pdf;jsessionid=75771FE6BD00717B336A09F0CD07E5F0?__blob=publicationFile), (Download: 29.10.2014)
- [7] **Deutsche Übertragungsnetzbetreiber**, „Einflussgrößen auf die Netzentwicklung“, 2014, [Online], Erhältlich: [www.netzentwicklungsplan.de/\\_NEP\\_file\\_transfer/Sensitivitaetenbericht\\_2014\\_Deck\\_Offshore\\_Einspeisemanagement.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/Sensitivitaetenbericht_2014_Deck_Offshore_Einspeisemanagement.pdf), (Download: 29.10.2014)
- [8] **Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW**, „TransmissionCode 2007, Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, 2007. [Online]. Erhältlich: [www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf](http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf), (Download: 29.10.2014)
- [9] **Schade, W., Jochen, E.**, „ADAM 2-degree scenario for Europe–policies and impacts“, 2009 [Online]. Erhältlich: [www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/n/de/publikationen/project\\_ADAM.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/n/de/publikationen/project_ADAM.pdf), (Download: 29.10.2014)
- [10] **DLR**, „TRANS-CSP. Trans-Mediterranean interconnection for Concentrating Solar Power“, 2006, [Online], Erhältlich: [www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422\\_read-6588/](http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-6588/), (Download: 29.10.2014)

- [11] **ENTSO-E**, „Scenario Outlook and adequacy forecast (SO&AF) 2014-2030“, 2014. [Online].  
Erhältlich: [www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts](http://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts),  
(Download: 29.10.2014)
- [12] **Asplund, Carlsson und Tollerz**, „50 Jahre HGÜ,“ Teil I und II, ABB Technik 4/2003, 2003
- [13] **Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena)**, „dena-Netzstudie II, Integration erneuerbarer  
Energien in der deutschen Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025,“  
Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2010
- [14] **Bundesnetzagentur**, „Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2012,“ 2012
- [15] **Deutsche Übertragungsnetzbetreiber & Bundesnetzagentur**, „Netzentwicklungsplan  
Strom 2014, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, 2014, [Online]. Erhältlich:  
[www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-erster-entwurf](http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-erster-entwurf),  
(Download: 29.10.2014)
- [16] **ABB, ECN, RWTH Aachen University**, “Scenario Benchmark – Deliverable 3.2 of the  
IRENE-40 project”, 2012. [Online]. Erhältlich: [www.irene-40.eu/sites/default/files/D3\\_2\\_W3RW\\_TN\\_6004\\_A%20part%20I.pdf](http://www.irene-40.eu/sites/default/files/D3_2_W3RW_TN_6004_A%20part%20I.pdf),  
(Download: 29.10.2014)

## 8. Abkürzungsverzeichnis

AC	engl. Alternativ Current (Wechselstrom)
ACER	engl. Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
CCS	engl. Carbon Dioxide Capture and Storage
CSC	engl. Current Source Converter
CEF	Connecting Europe Facility
CH	Schweiz
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DC	engl. Direct Current (Gleichstrom)
DCOPF	engl. DC Optimal Power Flow
DSM	engl. Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ENTSO-E	engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	Europäische Union
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
IGBT	engl. Insulated Gate Bipolar Transistoren
IFHT	Institut für Hochspannungstechnik



IRENE	engl. Infrastructure Roadmap for Energy Networks in Europe
kV	Kilovolt
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NGO	Nichtregierungsorganisation (non-governmental organization)
NO	Norwegen
NTC	engl. Net Transfer Capacities
PCI	engl. Projects of Common Interest
PlfZV	Planfeststellungszuweisungsverordnung
PST	Phasenschiebertransformatoren
PV	Photovoltaik
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule
t	Tonnen
TYNDP	engl. Ten-Year Network Development Plan
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSC	engl. Voltage Source Converter

## 9. Anhang

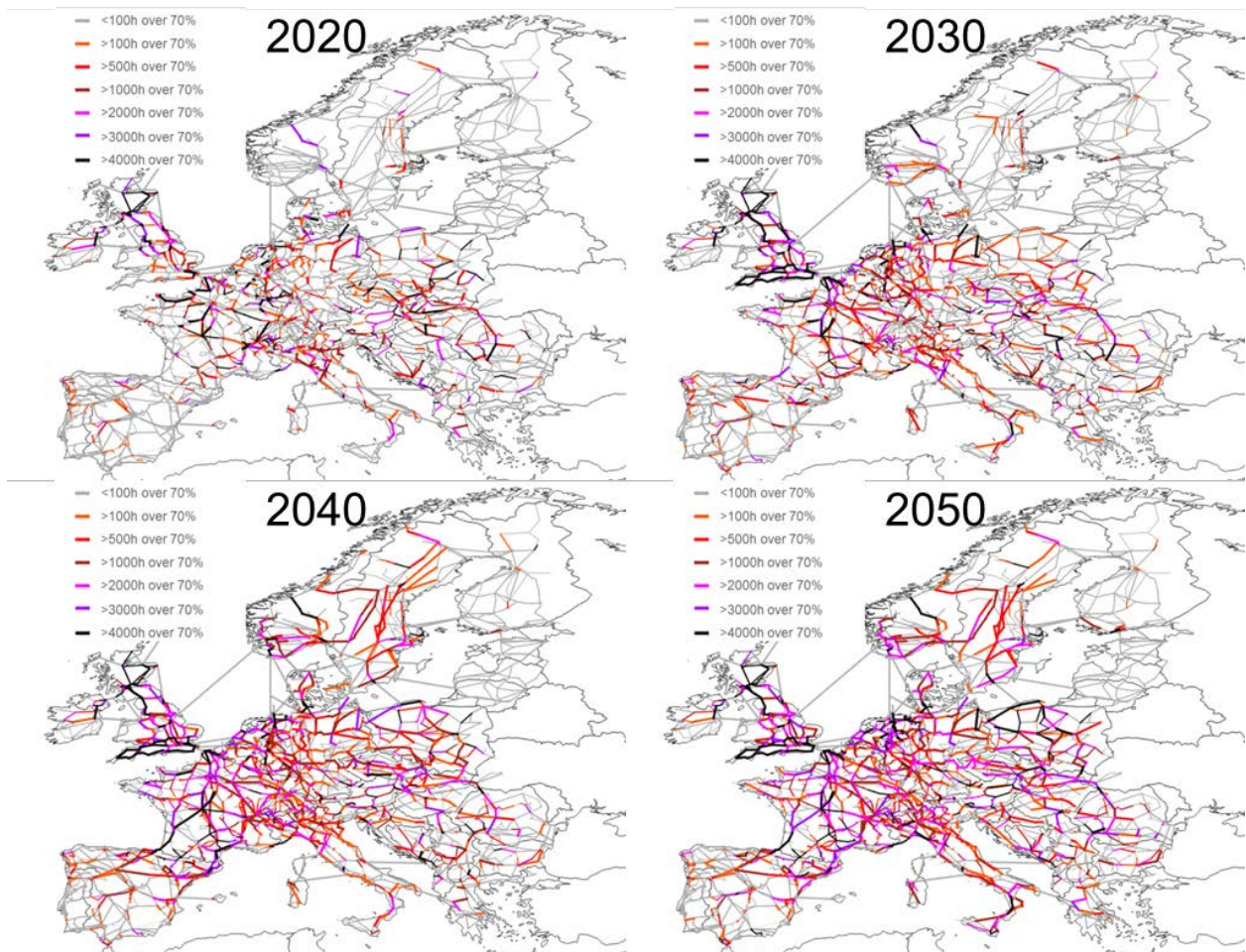


Abbildung 9.1: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) für **Szenario A**

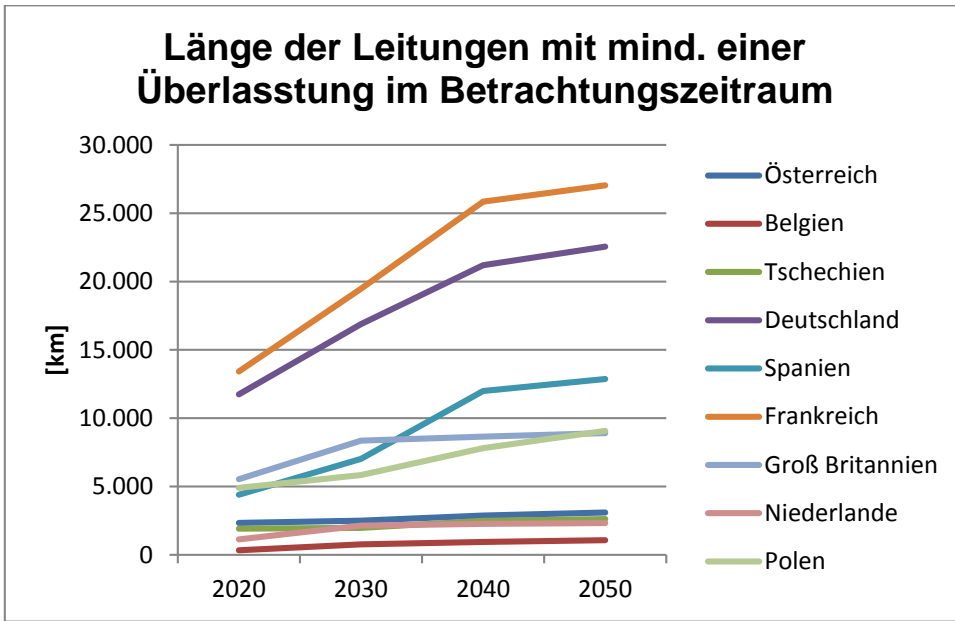


Abbildung 9.2: Summe der Länge der Leitungen je Land, die mindestens in einer Stunde des Jahres eine Auslastung >70% aufweisen, **Szenario A**

Land / Jahr	2020	2030	2040	2050
Österreich	802	805	1117	1446
Albanien	719	684	792	870
Belgien	332	228	359	365
Bulgarien	311	228	220	212
Bosnien und Herzegowina	628	513	545	640
Schweiz	108	151	307	347
Tschechien	587	479	665	795
Deutschland	188	319	414	581
Dänemark West	393	188	364	447
Spanien	52	133	269	268
Frankreich	372	451	660	701
Großbritannien	961	1889	1840	1849
Griechenland	65	80	88	150
Ungarn	612	497	468	581
Kroatien	278	358	292	444
Italien	304	361	404	656
Luxemburg	224	82	213	227
Litauen	0	0	0	0
FYROM	507	836	971	584
Norwegen	84	161	504	508
Niederlande	493	994	1565	1763
Portugal	51	53	54	50
Polen	442	272	574	903
Rumänien	436	346	323	427
Schweden	175	206	453	488
Slowakei	746	641	738	828
Slowenien	616	654	760	503
Montenegro	817	564	1117	1353
Serbien	250	331	349	396
Finnland	29	54	63	170
Irland	303	307	297	242
Estland	0	0	0	0
Lettland	0	0	2	2

Tabelle 9.1: Mittlere Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) pro Leitung für **Szenario A**

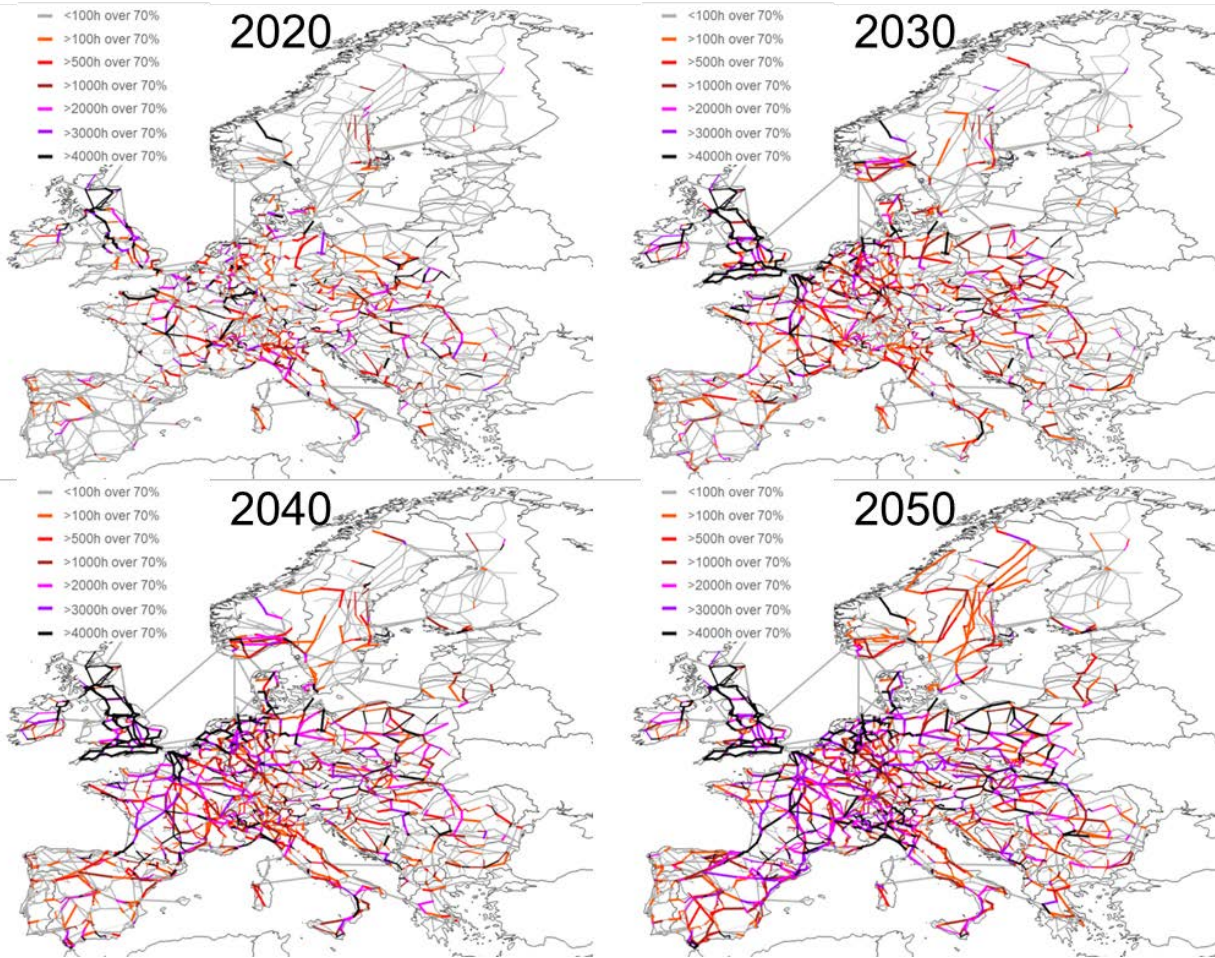


Abbildung 9.3: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) für **Szenario B**

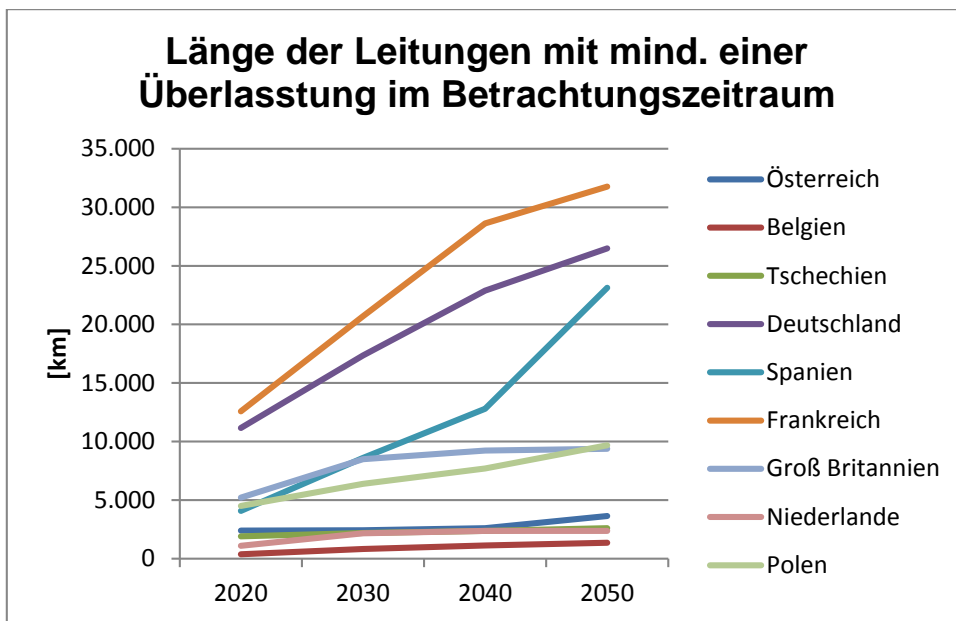


Abbildung 9.4: Summe der Länge der Leitungen je Land, die mindestens in einer Stunde des Jahres eine Auslastung >70% aufweisen, **Szenario B**



Land / Jahr	2020	2030	2040	2050
Österreich	721	839	1208	1917
Albanien	609	789	758	907
Belgien	264	275	415	635
Bulgarien	270	228	268	274
Bosnien und Herzegowina	552	560	631	692
Schweiz	68	90	317	663
Tschechien	467	488	719	1032
Deutschland	247	418	742	928
Dänemark West	485	444	752	833
Spanien	59	138	255	605
Frankreich	341	513	789	1055
Großbritannien	1126	2409	3199	2615
Griechenland	31	55	126	245
Ungarn	615	563	658	985
Kroatien	291	296	340	494
Italien	470	363	735	1065
Luxemburg	81	137	772	963
Litauen	0	0	225	322
FYROM	163	116	475	715
Norwegen	144	274	359	254
Niederlande	482	1205	2637	2392
Portugal	52	48	65	89
Polen	485	569	860	1230
Rumänien	333	146	410	460
Schweden	175	260	368	455
Slowakei	297	289	674	1223
Slowenien	672	616	444	614
Montenegro	206	1207	887	1665
Serbien	234	251	277	367
Finnland	36	76	225	235
Irland	107	1769	1511	1298
Estland	0	0	0	49
Lettland	0	0	103	100

Tabelle 9.2: Mittlere Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) pro Leitung für **Szenario B**



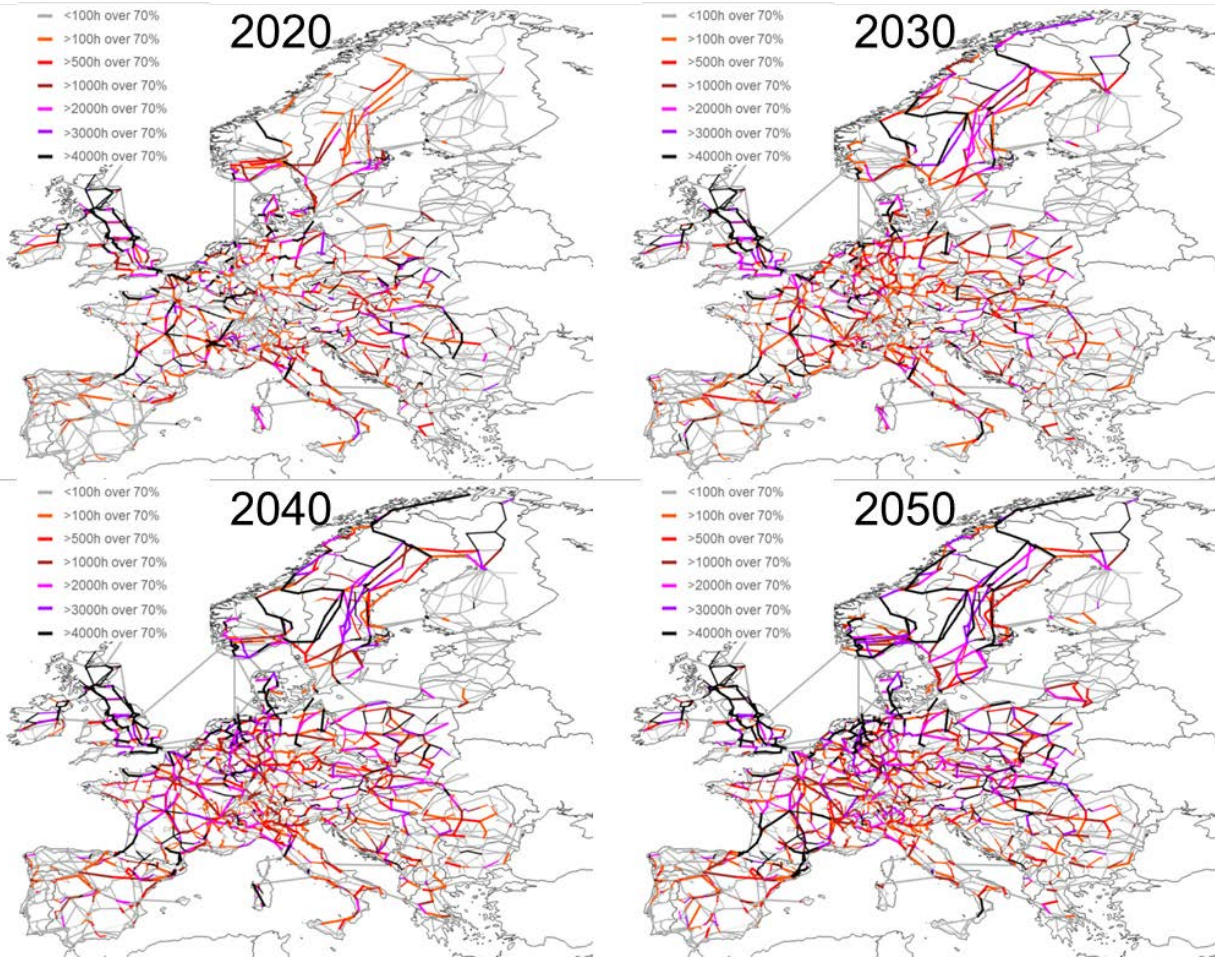


Abbildung 9.5: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) für **Szenario C**

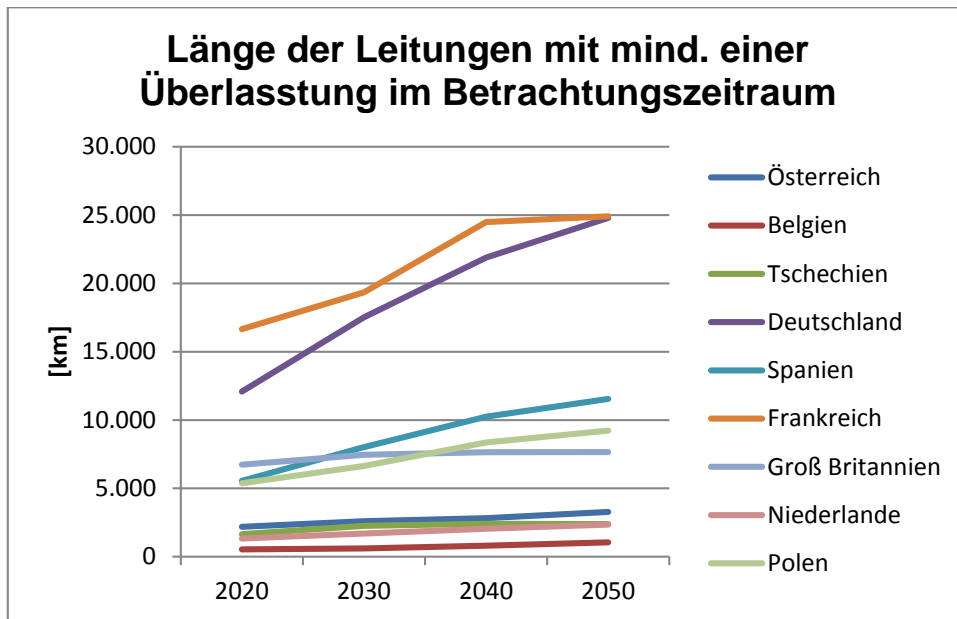


Abbildung 9.6: Summe der Länge der Leitungen je Land, die mindestens in einer Stunde des Jahres eine Auslastung >70% aufweisen, **Szenario C**

Land / Jahr	2020	2030	2040	2050
Österreich	664	819	1058	1417
Albanien	542	580	670	633
Belgien	496	327	388	519
Bulgarien	267	196	187	183
Bosnien und Herzegowina	470	477	582	296
Schweiz	65	67	197	309
Tschechien	453	369	507	809
Deutschland	252	325	670	860
Dänemark West	1142	1004	1176	1086
Spanien	80	130	206	283
Frankreich	400	356	507	560
Großbritannien	1683	2036	2104	2307
Griechenland	39	55	116	98
Ungarn	812	470	521	846
Kroatien	392	290	352	492
Italien	335	384	406	325
Luxemburg	688	339	511	374
Litauen	47	90	197	732
FYROM	129	247	542	209
Norwegen	328	733	1344	1958
Niederlande	1031	1060	1590	2138
Portugal	31	81	66	74
Polen	630	563	854	1163
Rumänien	542	125	186	240
Schweden	388	1176	1551	1833
Slowakei	253	234	543	1118
Slowenien	921	605	527	520
Montenegro	100	587	1060	980
Serbien	392	209	259	299
Finnland	75	795	878	851
Irland	367	1087	1180	1151
Estland	0	0	0	0
Lettland	0	0	0	0

Tabelle 9.3: Mittlere Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) pro Leitung für **Szenario C**

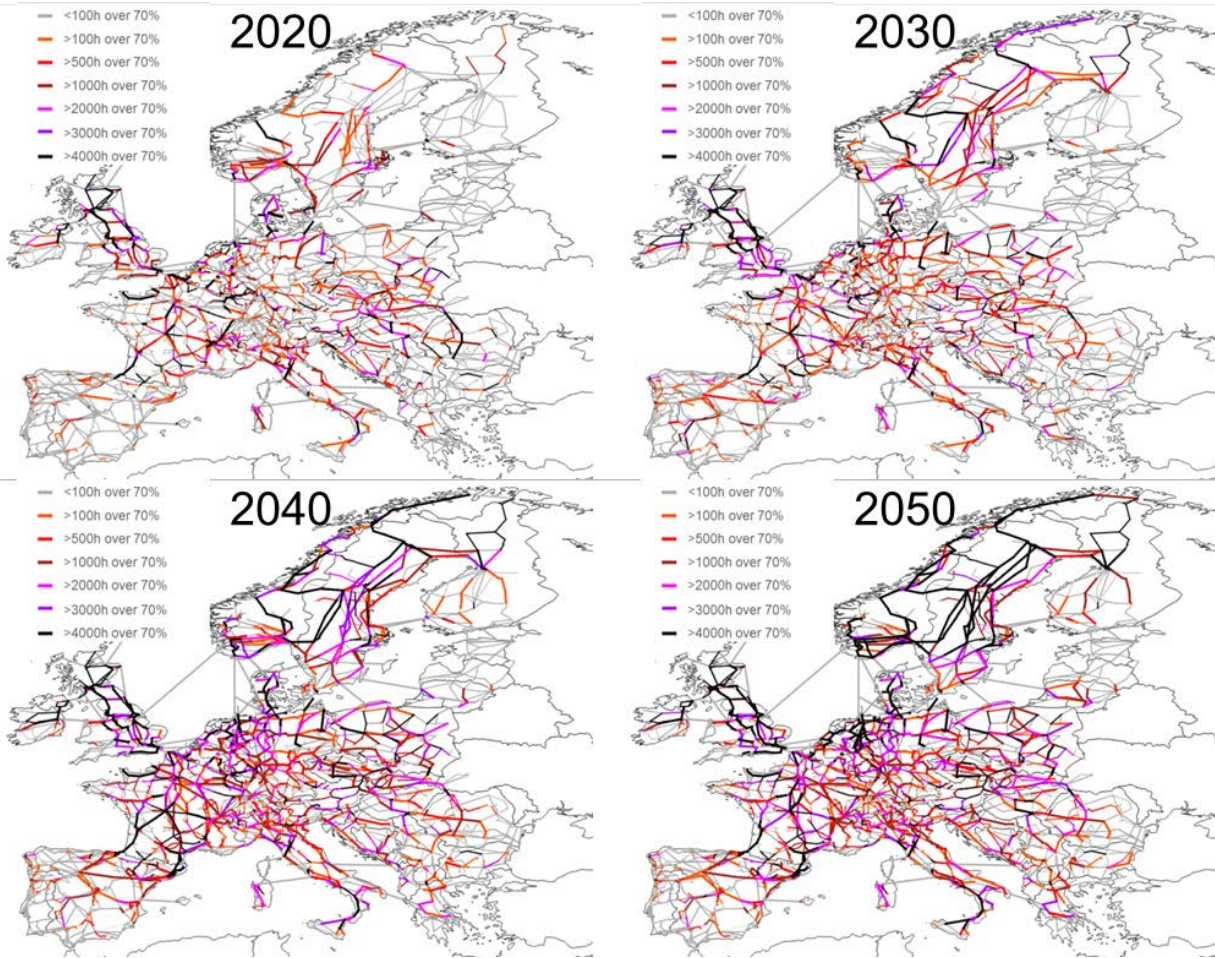


Abbildung 9.7: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) für **Szenario D**

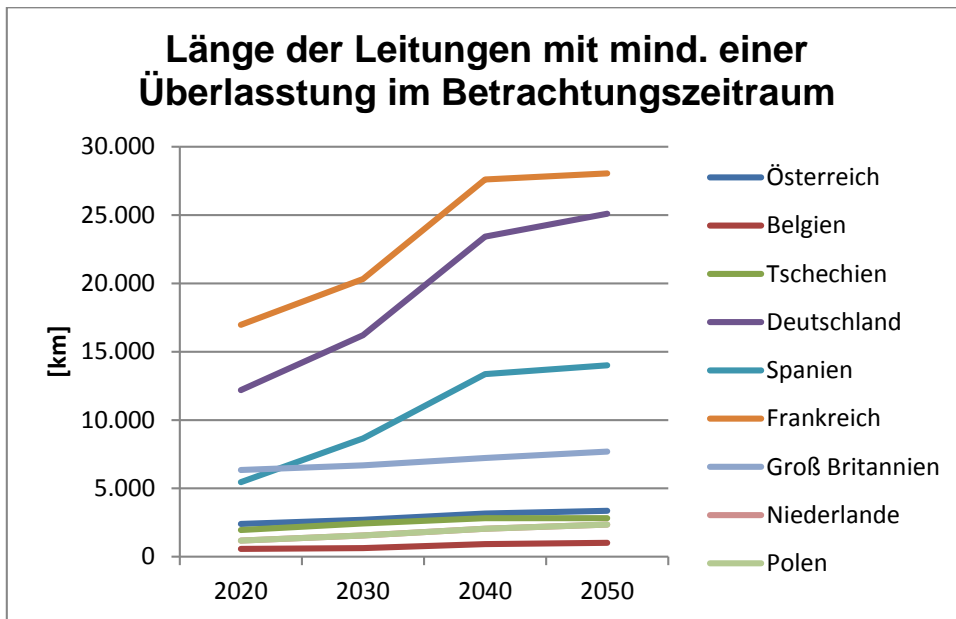


Abbildung 9.8: Summe der Länge der Leitungen je Land, die mindestens in einer Stunde des Jahres eine Auslastung >70% aufweisen, **Szenario D**



Land / Jahr	2020	2030	2040	2050
Österreich	583	801	1261	1366
Albanien	560	620	646	573
Belgien	478	375	516	576
Bulgarien	350	273	237	260
Bosnien und Herzegowina	566	530	753	676
Schweiz	59	79	242	267
Tschechien	530	580	1010	1046
Deutschland	243	288	744	917
Dänemark West	1422	929	1141	1125
Spanien	80	134	310	321
Frankreich	399	385	731	730
Großbritannien	1377	1873	2082	2253
Griechenland	38	91	168	258
Ungarn	843	552	724	853
Kroatien	482	370	541	633
Italien	374	429	677	795
Luxemburg	486	194	317	253
Litauen	43	88	309	778
FYROM	133	279	978	1105
Norwegen	362	727	1557	2593
Niederlande	1022	1016	1566	2384
Portugal	30	45	73	73
Polen	372	613	971	1021
Rumänien	586	116	198	277
Schweden	408	1081	1695	2335
Slowakei	437	389	794	972
Slowenien	928	816	899	846
Montenegro	130	604	681	626
Serbien	401	249	258	305
Finnland	183	775	1006	1187
Irland	336	1026	1272	1288
Estland	0	0	0	1
Lettland	0	0	1	2

Tabelle 9.4: Mittlere Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) pro Leitung für **Szenario D**

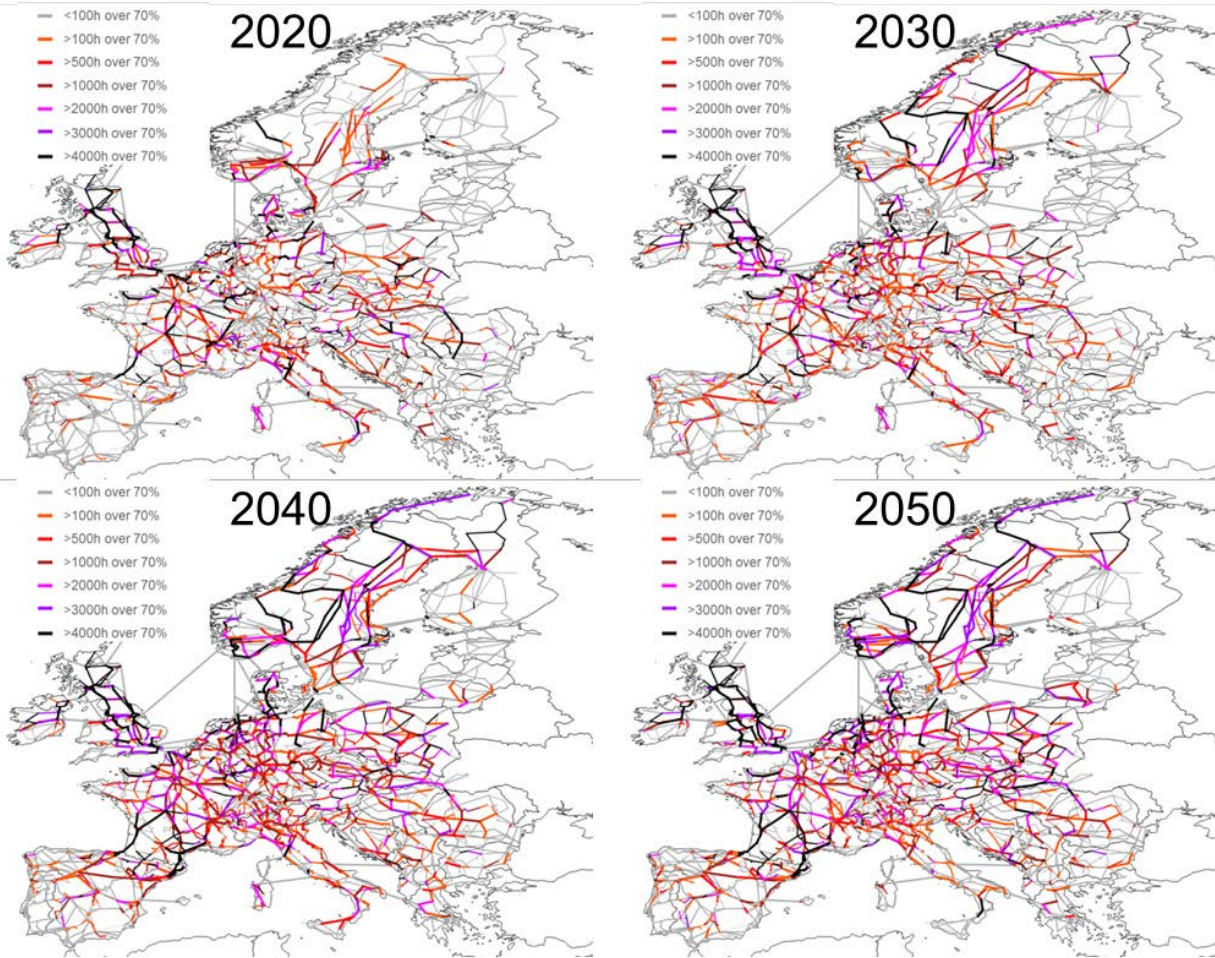


Abbildung 9.9: Visualisierung der Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) für **Szenario E**

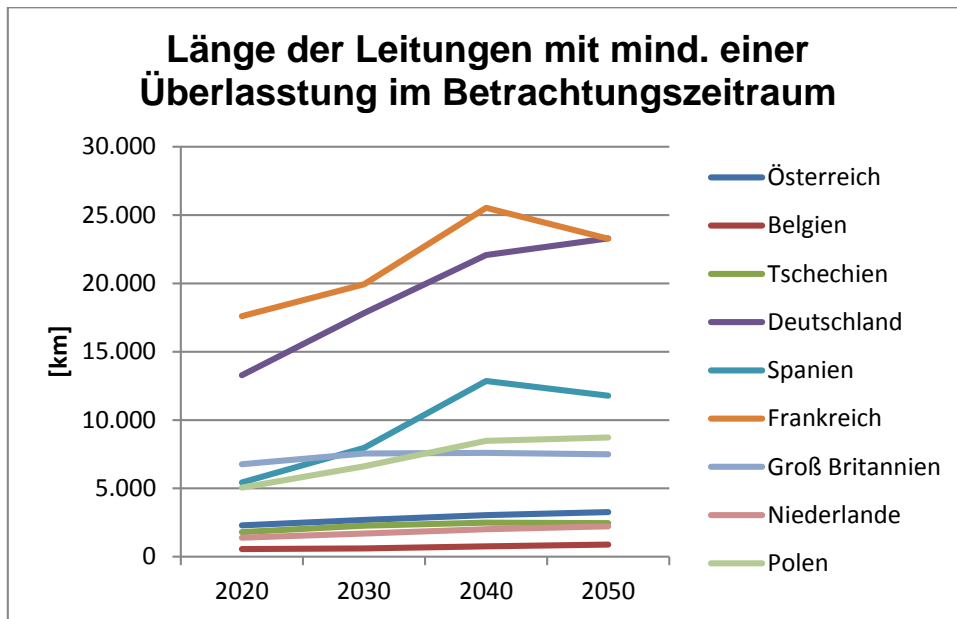


Abbildung 9.10: Summe der Länge der Leitungen je Land, die mindestens in einer Stunde des Jahres eine Auslastung >70% aufweisen, **Szenario E**

Land / Jahr	2020	2030	2040	2050
Österreich	719	788	1143	1303
Albanien	526	553	710	783
Belgien	495	380	428	419
Bulgarien	264	208	165	158
Bosnien und Herzegowina	431	406	431	542
Schweiz	69	68	228	250
Tschechien	452	373	586	751
Deutschland	260	348	611	617
Dänemark West	1151	922	1144	977
Spanien	79	115	315	286
Frankreich	421	376	574	538
Großbritannien	1607	1951	2131	2234
Griechenland	53	48	138	88
Ungarn	810	448	562	753
Kroatien	405	265	345	447
Italien	368	361	432	264
Luxemburg	725	438	770	371
Litauen	55	89	366	841
FYROM	99	196	566	292
Norwegen	322	683	1336	1644
Niederlande	1066	1086	1411	1867
Portugal	28	51	67	79
Polen	524	548	891	1035
Rumänien	548	121	192	229
Schweden	380	1126	1531	1625
Slowakei	206	243	635	966
Slowenien	944	628	579	470
Montenegro	183	367	1132	1515
Serbien	432	253	274	315
Finnland	127	759	847	822
Irland	417	975	1225	1231
Estland	0	0	0	0
Lettland	0	0	1	0

Tabelle 9.5: Mittlere Anzahl der kritischen Stunden (Auslastung >70%) pro Leitung für **Szenario E**



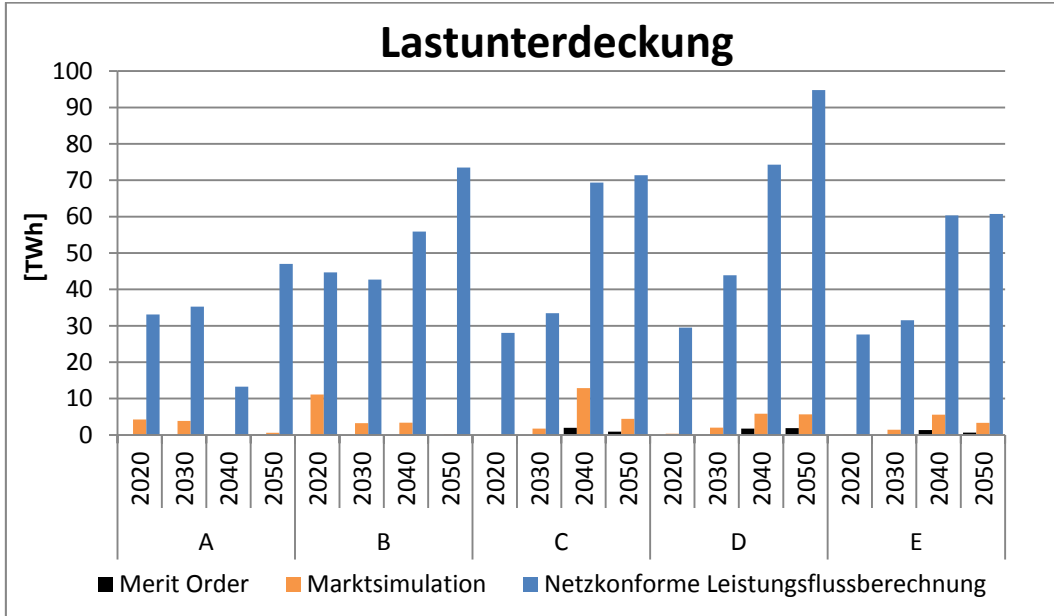


Abbildung 9.11: Lastunterdeckung der Merit Order, der Marktsimulation und der netzkonformen Leistungsflussberechnung

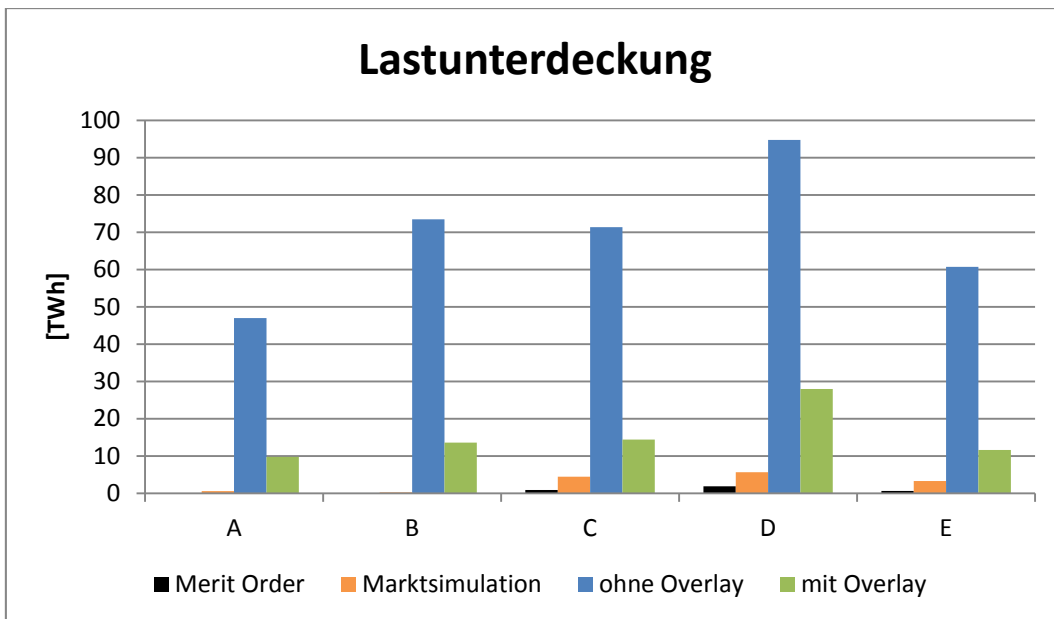


Abbildung 9.12: Lastunterdeckung der Merit Order, der Marktsimulation und der netzkonformen Leistungsflussberechnung für das Netz mit und ohne Overlay-Struktur





© RWTH Aachen University  
Institut für Hochspannungstechnik

Schinkelstraße 2  
52062 Aachen  
Germany

