

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN -	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel Rückkopplung klimapolitischer Zielszenarien für Verkehr und Gesamtsystem mit dem deutschen Übertragungsnetz	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Harms, Yannic; Stock, Sebastian; von Bonin, Michael; Gerhardt, Norman	5. Abschlussdatum des Vorhabens Dezember 2020
	6. Veröffentlichungsdatum Juli 2021
	7. Form der Publikation Schlussbericht
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE) Königstor 59 34119 Kassel	9. Ber. Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 16EM4005-1
	11. Seitenzahl 47
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) Stresemannstraße 128 – 130 10117 Berlin	13. Literaturangaben 19
	14. Tabellen 20
	15. Abbildungen 28
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung Der beobachtete starke Ausbau erneuerbarer Energien in Nord- bzw. Ostdeutschland bei gleichzeitigen Lastschwerpunkten in West- und Süddeutschland in Verbindung mit dem schrittweisen Wegfall der dort installierten Erzeugungsleistung (u. a. aus Kernkraftwerken) kennzeichnet die derzeitige und zukünftige Versorgungsaufgabe und den damit getriebenen Netzausbau, welcher durch lange Zeitkonstanten gekennzeichnet ist. Dabei hat die Elektromobilität aufgrund der hohen spezifischen Ladeleistungen und des langfristig hohen Stromverbrauchspotenzials einen hohen Einfluss auf das elektrische Energieversorgungssystem und insbesondere auf die elektrischen Netze. In Bezug auf großräumige Änderungen im Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten betrifft dies in erster Linie das Übertragungsnetz, welches für den großräumigen Stromtransport über weite Entfernungen verantwortlich ist. Die im Rahmen des Projekts weiterentwickelte Netzausbauplanung basiert auf einer nichtlinearen mathematischen Optimierung und wurde innerhalb der Optimierungsumgebung AMPL umgesetzt. Die optimierte Netzausbauplanung erfolgt dabei nach dem NOVA-Prinzip, welches von den deutschen ÜNB genutzt wird. Dieses Prinzip besagt, dass Netzoptimierungsmaßnahmen vor Netzverstärkungsmaßnahmen und dieser wiederum vor Netzausbaumaßnahmen zu bevorzugen sind. Das genannte Optimierungsmodell der Netzausbauplanung basiert auf einer kompletten DC-Leistungsflussformulierung und weiterer Nebenbedingungen sowie einer Zielfunktion zur optimierten Netzausbauplanung. Ebenso wie die weiterentwickelte Netzausbauplanung basiert die optimierte Netzbetriebsführung auf einer nichtlinearen mathematischen Optimierung und wurde innerhalb der Optimierungsumgebung AMPL umgesetzt. Zielstellung der optimierten Netzbetriebsführung ist es, Engpässe, welche im Zuge der Netzausbauplanung nicht beseitigt wurden, kostenoptimal zu beheben. Diese Zielstellung wird durch eine Zielfunktion der optimierten Netzbetriebsführung, welche speziell den Redispatch beinhaltet, dargestellt. Im Ergebnis können folgende Aussagen abgeleitet werden: <ul style="list-style-type: none"> • Ein stärkerer Zubau von Windkraft in Bayern bei einer gleichzeitig hohen dezentralen Flexibilität führt zu einem weniger starken Netzausbaubedarf und einer Reduzierung der Kosten im Rahmen der Netzbetriebsführung. • Ein zukünftiges elektrisches Energieversorgungssystem mit einer hohen dezentralen Flexibilität führt zu keinem deutlich starken Netzausbaubedarf wie eine reduzierte Flexibilität, jedoch sinken die Kosten welche durch Engpassmanagement und Netzbetriebsführung entstehen. • Eine reduzierte Flexibilität ruft einen leicht geringeren Netzausbaubedarf hervor, resultiert jedoch in deutlich erhöhten Kosten im Rahmen des Engpassmanagements und der Netzbetriebsführung. 	
19. Schlagwörter Klimaziel Verkehr, Elektromobilität, Redispatch, Rückkopplung, Übertragungsnetz, dezentrale Flexibilität	
20. Verlag -	21. Preis -

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) Report
3. title Feedback effects of climate policy target scenarios for transport sector and the energy system with the German transmission grid	
4. author(s) (family name, first name(s)) Harms, Yannic; Stock, Sebastian; von Bonin, Michael; Gerhardt, Norman	5. end of project December 2020
	6. publication date July 2021
	7. form of publication Report
8. performing organization(s) (name, address) Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE) Königstor 59 34119 Kassel	9. originator's report no.
	10. reference no. 16EM4005-1
	11. no. of pages 47
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) Stresemannstraße 128 - 130 10117 Berlin	13. no. of references 19
	14. no. of tables 20
	15. no. of figures 28
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date)	
18. abstract The observed strong expansion of renewable energies in northern and eastern Germany with simultaneous load centers in western and southern Germany in conjunction with the gradual elimination of the generation capacity installed there (including from nuclear power plants) characterizes the current and future supply task and the grid expansion driven by it, which is characterized by long time constants. In this context, electromobility has a high impact on the electric power supply system and, in particular, on the electric grids due to the high specific charging capacities and the long-term high power consumption potential. In terms of large-scale changes in consumption and generation behavior, this primarily affects the transmission grid, which is responsible for the large-scale transport of electricity over long distances. The grid expansion planning further developed within the project is based on a nonlinear mathematical optimization and was implemented within the optimization environment AMPL. The optimized grid expansion planning is based on the NOVA principle, which is used by the German TSOs. This principle states that network optimization measures are to be given priority over network reinforcement measures and these in turn over network expansion measures. The mentioned optimization model of grid expansion planning is based on a complete DC power flow formulation and further constraints as well as an objective function for optimized grid expansion planning. Like the advanced grid expansion planning, the optimized grid operation management is based on a nonlinear mathematical optimization and was implemented within the optimization environment AMPL. The objective of the optimized network operation management is to eliminate bottlenecks, which were not eliminated in the course of the network expansion planning, in a cost-optimized way. This objective is represented by an objective function of the optimized network operation management, which specifically includes the redispatch. As a result, the following statements can be derived: - A stronger addition of wind power in Bavaria with a simultaneously high decentralized flexibility leads to a less strong need for grid expansion and a reduction of costs in the context of grid operation management. - A future electric power supply system with a high level of decentralized flexibility does not lead to a significantly higher need for grid expansion than a reduced flexibility, but the costs incurred by congestion management and grid operation management are reduced. - A reduced flexibility causes a slightly lower need for grid expansion, but results in significantly higher costs for congestion management and grid operation.	
19. keywords Climate target transport, electromobility, redispatch, feedback effects, transmission grid, decentralized flexibility	
20. publisher	21. price

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK IEE

DEKARBONISIERUNG VERKEHR – RÜCK- KOPPLUNG ENERGIESYSTEM

Teilbericht zu Arbeitspaket 5 „Rückkopplung klimapolitischer Zielszenarien für Verkehr und Gesamtsystem mit dem deutschen Übertragungsnetz“

DEKARBONISIERUNG VERKEHR – RÜCK- KOPPLUNG ENERGIESYSTEM

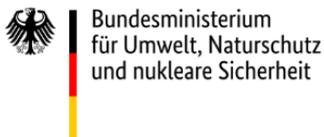
Teilbericht zu Arbeitspaket 5 „Rückkopplung klimapolitischer Zielszenarien für Verkehr und Gesamtsystem mit dem deutschen Übertragungsnetz“

Yannic Harms, Michael von Bonin, David Sebastian Stock und Norman Gerhardt

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
in Kassel.

Fördergeber: Bundesministerium für Umwelt, Natur und nukleare Sicherheit
Förderkennzeichen: 16EM405-1 | Förderprogramm Erneuerbar Mobil

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	4
1 Projekthintergrund.....	5
1.1 Aufbau des Berichts	5
1.2 Motivation und Fragestellung.....	5
2 Erläuterung der verwendeten Energiesystemszenarien.....	7
2.1 Allgemeine Annahmen zum Energiesystem	7
2.2 Unterscheidung in vier Szenarien.....	9
3 Rückkopplung zum Übertragungsnetz.....	12
3.1 Übertragungsnetzmodell	12
3.1.1 Übersicht.....	12
3.1.2 Netzmodell des Übertragungsnetzes	12
3.2 Kopplung Strommarktsimulation und Netzberechnung	13
3.2.1 Netzknotenzuordnung nicht regionalisierter Kraftwerke	14
3.2.2 Netzknotenzuordnung regionalisierter Kraftwerke	17
3.3 Optimierte Netzausbauplanung	19
3.4 Optimierte Netzbetriebsführung	20
3.5 Kostenannahmen für die optimierte Netzbetriebsführung	23
4 Ergebnisse.....	25
4.1 Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“	25
4.1.1 Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung	25
4.1.2 Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung	27
4.2 Szenario „Reduzierte Flexibilität“	29
4.2.1 Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung	29
4.2.2 Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung	31
4.3 Szenario „Mehr Wind in Bayern“	34
4.3.1 Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung	34
4.3.2 Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung	36
4.4 Vergleich der Ergebnisse	39
4.4.1 Vergleich der Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung.....	39
4.4.2 Vergleich der Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung.....	41
4.5 Schlussfolgerungen für 2050.....	43
5 Literatur	46

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (engl. Alternating Current)
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
DC	Gleichstrom (engl. Direct Current)
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsaus- baugesetz)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HTL	Hochtemperaturleiterseile
LKW	Lastkraftwagen
LM	Leiterseilmonitoring
NEP	Netzentwicklungsplan
OHL	Oberleitung (engl. Overhead line)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
TAL	Hochtemperatur Leiterseile
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Projekthintergrund

1.1 Aufbau des Berichts

Der vorliegende Bericht ist im Wesentlichen in vier Kapitel unterteilt. Im ersten Kapitel werden die Motivation für die im Rahmen des Forschungsprojekts Weiterentwicklungen und Berechnungen getätigt wurden sowie die Fragestellungen, welche durch diese beantwortet werden soll, dargestellt.

Das zweite Kapitel behandelt die Erläuterung der verwendeten Energiesystemszenarien sowie die dazu getroffenen allgemeinen Annahmen und die resultierende Unterscheidung in vier Szenarien, welche u.a. als Eingangsdaten für die späteren Netzberechnungen dienen.

Das dritte Kapitel beinhaltet die Informationen zum verwendeten Übertragungsnetzmodell sowie dessen Kopplung mit der Strommarktsimulation [1]. Hier wird noch einmal unterschieden, wie bereits regionalisierte Ergebnisse der Strommarktsimulation aber auch nicht regionalisierte Ergebnisse der Strommarktsimulation mit dem Netzmodell gekoppelt werden. Weiterhin werden in diesem Kapitel methodische Hintergründe für die optimierte Netzausbauplanung als auch für die optimierte Netzbetriebsführung dargestellt.

Das vierte Kapitel beinhaltet die Ergebnisse der durchgeführten Berechnungen für vier unterschiedliche Szenarien für das Jahr 2050. Die Szenarien unterscheiden sich dabei bereits bei den Annahmen, welche im Rahmen der Strommarktsimulation getroffen werden. Vor den Schlussfolgerungen für das Jahr 2050 zum Abschluss des Kapitels werden die Ergebnisse der jeweiligen Szenarien gegenübergestellt und verglichen.

1.2 Motivation und Fragestellung

Mit der Verabschiedung des nationalen Klimaschutzplans und dem Beitrag zum internationalen Pariser Klimaschutzabkommen hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, die Emissionen des Energieversorgungssystems zu reduzieren. Vor diesem Hintergrund, sowie insbesondere eines zum Teil steigenden Verkehrsaufkommens, ist der Verkehrssektor in der Verantwortung bis zum Jahr 2030 die Emissionen gegenüber 1990 um 40% zu reduzieren und bis 2050 vollständig emissionsfrei zu sein.

Der beobachtete starke Ausbau erneuerbarer Energien in Nord- bzw. Ostdeutschland bei gleichzeitigen Lastschwerpunkten in West- und Süddeutschland in Verbindung mit dem schrittweisen Wegfall der dort installierten Erzeugungsleistung (u. a. aus Kernkraftwerken) kennzeichnet die derzeitige und zukünftige Versorgungsaufgabe und den damit getriebenen Netzausbau, welcher durch lange Zeitkonstanten gekennzeichnet ist. Für die Erreichung einer vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems bedarf es aber einerseits eines noch stärkeren langfristigen EE-Ausbaus. Andererseits dominieren immer mehr neue und flexible Sektorkopplungs-Anwendungen die Stromnachfrage. Durch die damit verbundene erhöhte Flexibilität können insbesondere diese unter Umständen auch netzentlastend wirken. Dabei hat die Elektromobilität aufgrund der hohen spezifischen Ladeleistungen und des langfristig hohen Stromverbrauchspotenzials einen hohen Einfluss auf das elektrische Energieversorgungssystem und insbesondere auf die elektrischen Netze. In Bezug auf großräumige Änderungen im Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten betrifft dies in erster Linie das Übertragungsnetz, welches für den großräumigen Stromtransport über weite Entfernungen verantwortlich ist. Weiterhin stellt sich die Frage wie sich ein verzögerter oder ggf. sogar reduzierter Netzausbau auf die technische Strategie

im Verkehr auswirkt. Dagegen bestehen im Verteilnetz einerseits kurzfristig höhere Anforderungen aufgrund von lokalen Gleichzeitigkeiten. Andererseits bestehen auch technisch und regulatorisch mehr Freiheitsgrade diesen Anforderungen durch räumliche und zeitliche Entkopplung zu begegnen.

Projekthintergrund

Die zentrale Aufgabe dieses Berichts ist die wissenschaftliche Bewertung von möglichen Entwicklungen des Verkehrssektors und deren Auswirkungen bzw. Interaktionen auf das Energieversorgungssystem. Dazu sollen die Wechselwirkungen eines hohen Ausbaus von Windkraft und Photovoltaik einerseits und der hohen Durchdringung mit neuen flexiblen Sektorkopplungs-Stromverbrauchern andererseits mit dem Übertragungsnetz untersucht und dargestellt werden.

2

Erläuterung der verwendeten Energiesystemszenarien

.....
Erläuterung der verwendeten
Energiesystemszenarien
.....

2.1

Allgemeine Annahmen zum Energiesystem

Die für die Übertragungsnetz Betrachtung relevanten Szenarien, sowie die wesentlichen Annahmen und Größenordnungen werden in diesem Kapitel dargestellt. Insgesamt sollen die Auswirkungen und Wechselwirkungen anhand von drei unterschiedlichen Szenarien dargestellt werden. Diese unterscheiden sich durch das Ausmaß der Nutzung von dezentraler Flexibilität, den Einsatz von Industrieflexibilität und eine unterschiedliche regionale Verteilung der installierten Windleistung.

Allen Szenarien gemein ist das Ziel für 2045 den Energiebedarf in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr kostenminimal und klimaneutral zu decken. Dabei wird eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien in allen Bereichen inklusive einer vollständigen Dekarbonisierung des internationalen Verkehrs auf Basis von Power to Liquid (PtL).

Zur Modellierung wird die sektorübergreifende Ausbau- und Einsatzoptimierung SCOPE verwendet. Der geographische Betrachtungsraum des Strommarktes und des Energiesystems beinhaltet dabei ganz Europa inklusive Baltikum und Balkan ab, wobei Deutschland detaillierter abgebildet wird als die Nachbarländer. Für Europa wird dabei eine vergleichbare Entwicklung unterstellt, wie für Deutschland in Bezug auf Emissionsniveau und Nachfrageentwicklung für Strom, Industrie-Prozesswärme, Gebäudewärme und Verkehr. Die wesentlichen Annahmen zu Eingangsdaten und eine Modellbeschreibung finden sich in verschiedenen Arbeiten und im Vorgängerprojekt [2–6].

Die Strom-Import-Export-Lastflüsse für Deutschland werden begrenzt durch die NTC-Werte und sind in Abbildung 1 dargestellt.

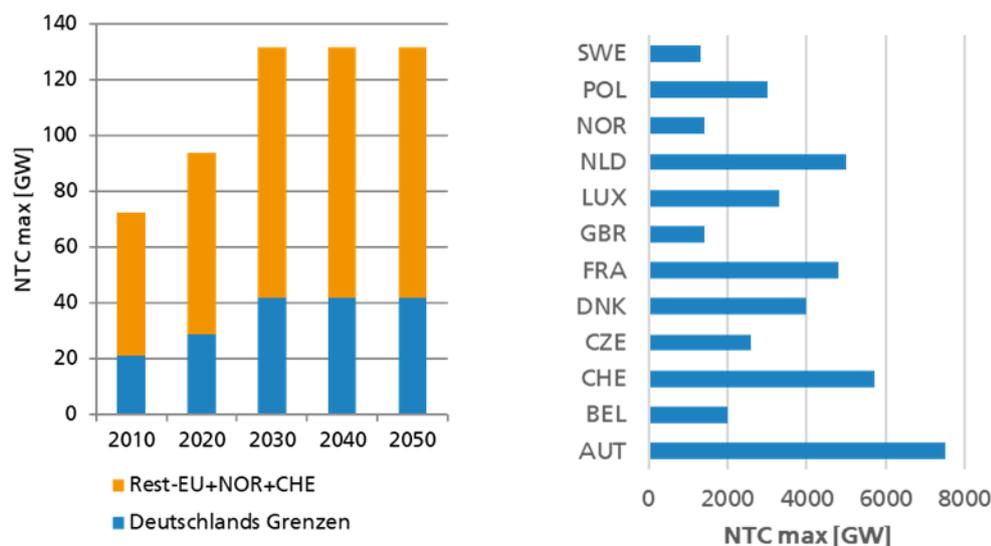


Abbildung 1: Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und seinen (Strom-) Nachbarländern

Im Energiesystem sind dabei die in Abbildung 2 dargestellten Jahresstromverbräuche berücksichtigt. Gegenüber 2019 wird angenommen, dass der herkömmliche Stromverbrauch sinkt, während der Stromverbrauch durch neue (flexible) Verbraucher bei gut 400 TWh/Jahr liegt.

.....
 Erläuterung der verwendeten
 Energiesystemszenarien

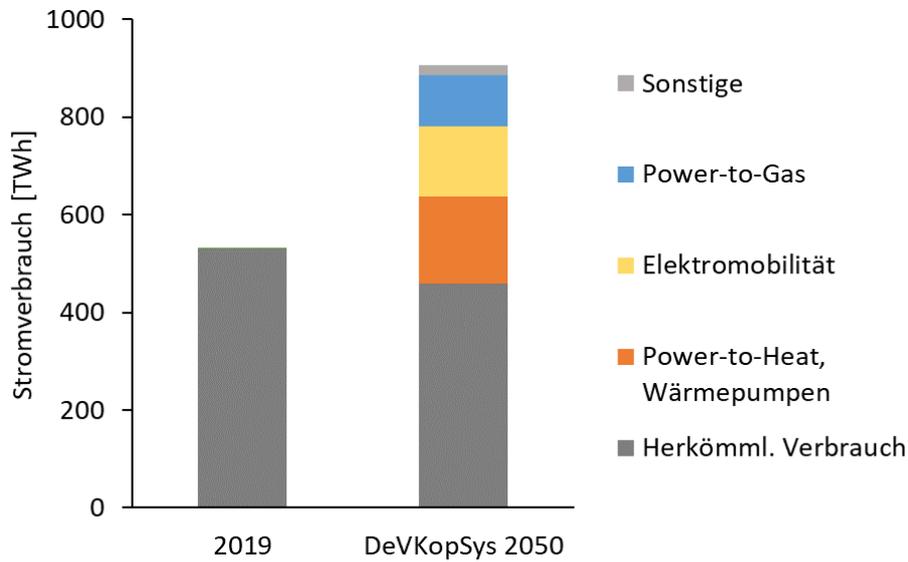


Abbildung 2: Herkömmlicher Stromverbrauch und neuer Verbraucher aktuell und für das Jahr 2050 im Vergleich.

2.2 Unterscheidung in vier Szenarien

.....
 Erläuterung der verwendeten
 Energiesystemszenarien

Auf Basis dieser Methodik werden die folgenden Szenarien und Sensitivitäten berechnet.

1. Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“

In diesem Szenario wird angenommen, dass 60 % der Fahrzeuge ihren Ladevorgang für den Strommarkt optimal flexibel verschieben können unter perfekter Voraussicht der geplanten Wege und unter der Bedingung, dass diese ohne Einschränkung gefahren werden können. Die verbleibenden 40 % der Fahrzeuge laden ungesteuert und unmittelbar nach Ankunft an einem Ladepunkt und gehen somit als fixer Verbrauch ins Energiesystem ein. Für die dezentrale Wärmeversorgung wird durch Wärmespeicher ebenso eine Flexibilisierung des Verbrauchs ermöglicht. Unter der Annahme, dass im zukünftigen Energiesystem 60 % der Elektroautos durch Marktsignale gesteuert ihren Ladezeitraum verschieben können, werden im Energiesystem noch etwa 20 GW weitere Stromspeicher benötigt.

2. Szenario „Reduzierte Flexibilität“:

Hier wird angenommen, dass die E-Fahrzeuge ihre Last nicht verschieben können und bei der dezentralen Wärmeversorgung keine Wärmespeicher vorhanden sind. Dafür wird die Industrieflexibilität um den Faktor drei erhöht.

Hier wird angenommen, dass die E-Fahrzeuge ihren Ladevorgang nicht marktgesteuert verschieben können und bei der dezentralen Wärmeversorgung keine Wärmespeicher vorhanden sind. Dafür wird die Lastflexibilität in der Industrie um den Faktor 3 erhöht. Der Stromspeicherbedarf steigt dann in diesem Szenario auf 43 GW.

3. Szenario „Mehr Wind in Bayern“:

Dieses Szenario ist ebenfalls vom Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ abgeleitet mit einer veränderten regionalen Verteilung der Windleistung mit der Annahme, dass die 10H-Regel in Bayern außer Kraft gesetzt wird.

In Abbildung 3 sind die installierten Leistungen und die Differenzen für ein Szenario mit höherem Anteil Industrieflexibilität und marktunabhängigem Ladeverhalten (red. Flex) sowie einem weiteren Szenario mit der Annahme, dass mit Marktsignalen gesteuerte Fahrzeuge auch ins Netz zurückspeisen können, aufgezeigt. Dabei ist für das Szenario, in dem die Fahrzeuge marktunabhängig laden ein steigender Bedarf an installierter Gaskraftwerksleistung und PtG-Anlagen und PV-Leistung, aber insbesondere an stationären Batteriespeichern ersichtlich („Reduzierte Flexibilität“). Für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“ entsprechen die installierten Leistungen dem Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“. Die jeweiligen Verteilungen über die Bundesländer in Tabelle 2.1 zum Vergleich dargestellt.

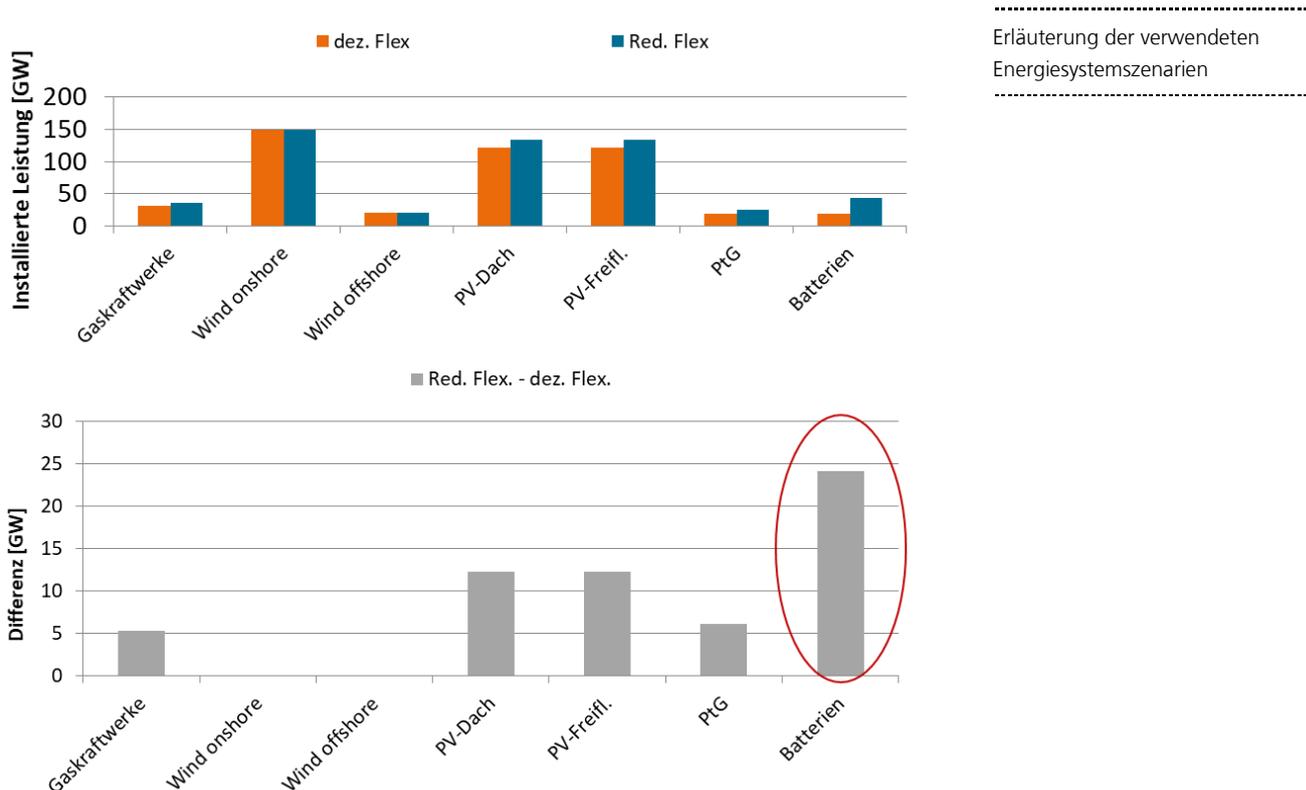


Abbildung 3: Installierte Leistungen und Differenz installierter Leistungen für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ (dez. Flex) im Vergleich mit dem Szenario „Reduzierte Flexibilität“ (Red. Flex).

Tabelle 2.1: Verteilung der Wind-Onshore Leistung über die Bundesländer [7–9]

.....
 Erläuterung der verwendeten
 Energiesystemszenarien

Bundesland	Leistung in GW für viel Wind in Bayern	Leistung in GW für wenig Wind in Bayern
Baden-Württemberg	8,6	8,6
Bayern	10,1	3,4
Berlin	0,0	0,0
Brandenburg	15,2	17,3
Bremen	0,2	0,2
Hamburg	0,1	0,1
Hessen	8,5	8,5
Mecklenburg-Vorpommern	11,0	11,0
Niedersachsen	29,5	32,5
Nordrhein-Westfalen	12,0,	12,0
Rheinland-Pfalz	11,0	11,7
Saarland	0,7	0,7
Sachsen	7,2	7,2
Sachsen-Anhalt	10,4	11,3
Schleswig-Holstein	12,0	12,0,
Thüringen	7,0	7,0

3 Rückkopplung zum Übertragungsnetz

Rückkopplung zum
Übertragungsnetz

3.1 Übertragungsnetzmodell

3.1.1 Übersicht

Im Rahmen des Projekts wurde ein europäisches Netzmodell erstellt. Das Modell für das deutsche Übertragungsnetz basiert auf den verfügbaren Datentabellen und Netzkarten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) [10–13]. Dieses Modell wurde um die Netzausbaumaßnahmen, welche im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) verankert sind, erweitert um ein Netzmodell für das Jahr 2030, welches in den nachfolgenden Betrachtungen, Berechnungen und Simulationen als Startjahr gilt, zu erstellen. Weiterhin wurden die Netzmodelle der direkten Anrainerstaaten mit in das Gesamtnetzmodell integriert. Diese Netzmodelle wurden, soweit möglich, reduziert, um die Problemgröße für die nachgelagerte Optimierung und weitere Simulationen und Berechnungen klein zu halten und eine akzeptable Rechenzeit zu garantieren. Die Abbildung der Anrainernetze dient an dieser Stelle der Abbildung von Ringflüssen und anderen möglichen Effekten, welche durch die Leistungsflüsse über die nicht innerdeutschen Zweigelemente auftreten können.

3.1.2 Netzmodell des Übertragungsnetzes

Nachfolgend soll ein kurzer Einblick in die Zahlen und Daten des verwendeten Übertragungsnetzmodells gegeben werden. Das verwendete Netzmodell für das Jahr 2030 ist dabei in Abbildung 4 dargestellt.

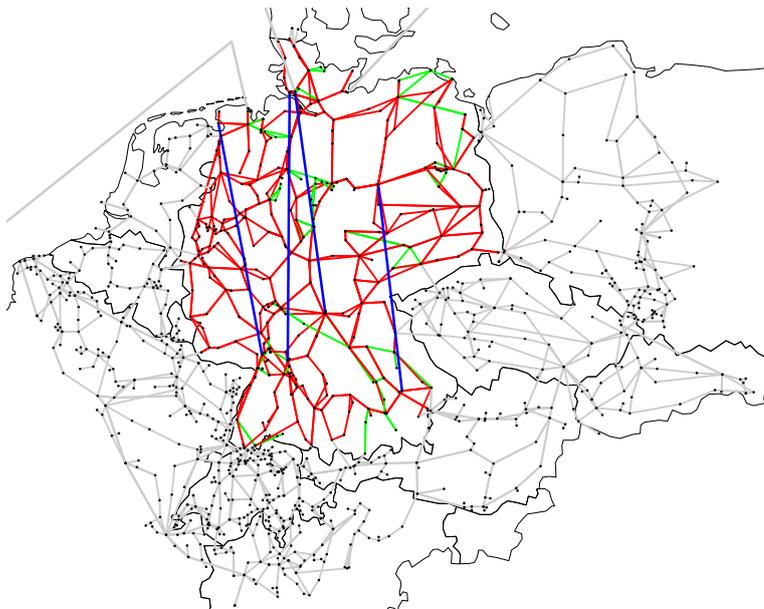


Abbildung 4: Netzmodell des verwendeten Übertragungsnetzmodells für das Jahr 2030

Die deutschen Leitungen sind in den Farben Rot (380 kV), Grün (220 kV) und Blau (HGÜ-Verbindungen) dargestellt. Die Leitungen der Anrainerstaaten sowie die grenzübergreifenden Leitungen des Netzmodells sind in grau dargestellt. Die nachfolgende Tabelle 3.1 gibt dabei einen Überblick über die Elemente und deren Aufteilung in die jeweiligen Netzgebiete.

Rückkopplung zum
Übertragungsnetz

Tabelle 3.1: Kennzahlen des verwendeten Netzmodells für 2030

Element	Deutschland	Anrainer	Gesamt
AC-Leitungen	750	1.524	2.274
DC-Leitungen	4	4	8
Transformatoren	86	66	152
Netzknoten	410	828	1.238

3.2 Kopplung Strommarktsimulation und Netzberechnung

In diesem Abschnitt des Dokuments soll ein Überblick über die Zuordnung der Ergebnisse der Strommarktsimulation in Form von Erzeugungs- und Verbrauchswerten in stündlicher Auflösung und dem Netzmodell gegeben werden. Diese Erzeugungs- und Verbrauchswerte beinhalten geografische Informationen wie den Breiten- und den Längengrad des jeweiligen Erzeugers oder Verbrauchers. Ebenso sind diese nach Erzeugungs- und Verbrauchstypen aufgeteilt und beinhalten ggf. Zusatzinformationen wie beispielsweise die Kraftwerksnummer der Bundesnetzagentur (vgl. [14]). Anhand der Typeninformationen oder aber Zusatzinformationen wie der Kraftwerksnummer der Bundesnetzagentur, können dann die einzelnen Werte für Erzeugung oder Verbrauch den jeweiligen Netzknoten basierend auf den Informationen aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [14] oder aber dem Netzentwicklungsplan [15] zugeordnet werden. Die Erzeuger und Verbraucher, für die eine solche feste Zuordnung möglich ist, werden in Abschnitt 3.2.1 genauer erläutert. Sind solche zusätzlichen Informationen nicht vorhanden, so wird einer Zuordnung über die geografische nächste Nähe zu einem Netzknoten vorgenommen. Dieser Ansatz wird in Abschnitt 3.2.2 erörtert. Auf die Zuordnung zu den Netzknoten wird an dieser Stelle noch einmal explizit eingegangen, da deren Verortung für die späteren Leistungsflüsse und dadurch ggf. entstehenden Engpässe und deren Verteilung von hoher Bedeutung ist. Grundsätzlich gibt es die folgenden Erzeuger- und Verbrauchertypen, welche mit den nachfolgend beschriebenen Ansätzen zugeordnet werden:

- Erzeuger:
 - Batterien (als Erzeuger)
 - Biomasse Anlagen
 - Kondensationskraftwerke
 - Konventionelle Wasserkraftanlagen (Turbinenbetrieb)
 - KWK-Anlagen
 - Gasturbinen
 - Offshore Windkraftanlagen
 - Onshore Windkraftanlagen
 - Photovoltaikanlagen
 - Wasserkraft (Turbinenbetrieb)
 - Photovoltaik Speicheranlagen (als Erzeuger)
 - Abfallanlagen

- Verbraucher
 - Batterien (als Verbraucher)
 - Demand Side Management
 - Power-to-Gas
 - Klimatisierung
 - Zentrale Wärmepumpen
 - Konventionelle Lasten für:
 - Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
 - Industrie
 - Landwirtschaft
 - ÖPNV
 - Haushalte
 - Dezentrale Luftwärmepumpe
 - Dezentrale Erdwärmepumpe
 - Elektrische LKW OHL
 - Elektrische Fahrzeuge
 - Fernwärme Elektrodenkessel
 - Industrie Elektrodenkessel
 - Elektrolyseure
 - Wasserkraft (Pumpenbetrieb)
 - PV Speicheranlagen (als Verbraucher)

3.2.1 Netzknotenzuordnung nicht regionalisierter Kraftwerke

Innerhalb dieses Abschnitts sollen diejenigen Erzeugungs- und Verbrauchstypen, für die eine feste Zuordnung zu den jeweiligen Netzknoten möglich bzw. erforderlich ist genauer erläutert werden und die Verteilung der Leistungen auf die Netzknoten beschrieben werden. Generell erfolgt eine feste Zuordnung für die nachfolgenden Typen.

Offshore Windkraftanlagen

Für die Offshore Windkraftanlagen sind die Anlandungspunkte der entsprechenden HGÜ-Verbindungen im Netzentwicklungsplan (NEP) [15] enthalten. Anhand der darin enthaltenen Leistungen für die HGÜ-Verbindungen können die Verhältnisse der angelandeten Leistungen auf die in den jeweils unterschiedlichen Szenarien angewendet werden. Dabei ist aber zuvor noch eine Unterscheidung in Nord- und Ostsee vorzunehmen, um die Leistungen auch den richtigen Anlandungspunkten zuzuordnen. Diese Unterscheidung basiert auf den jeweiligen Breitengraden der Erzeugungseinheiten. Die abschließende anteilige Zuordnung der Leistungen ist in Abbildung 5 dargestellt.

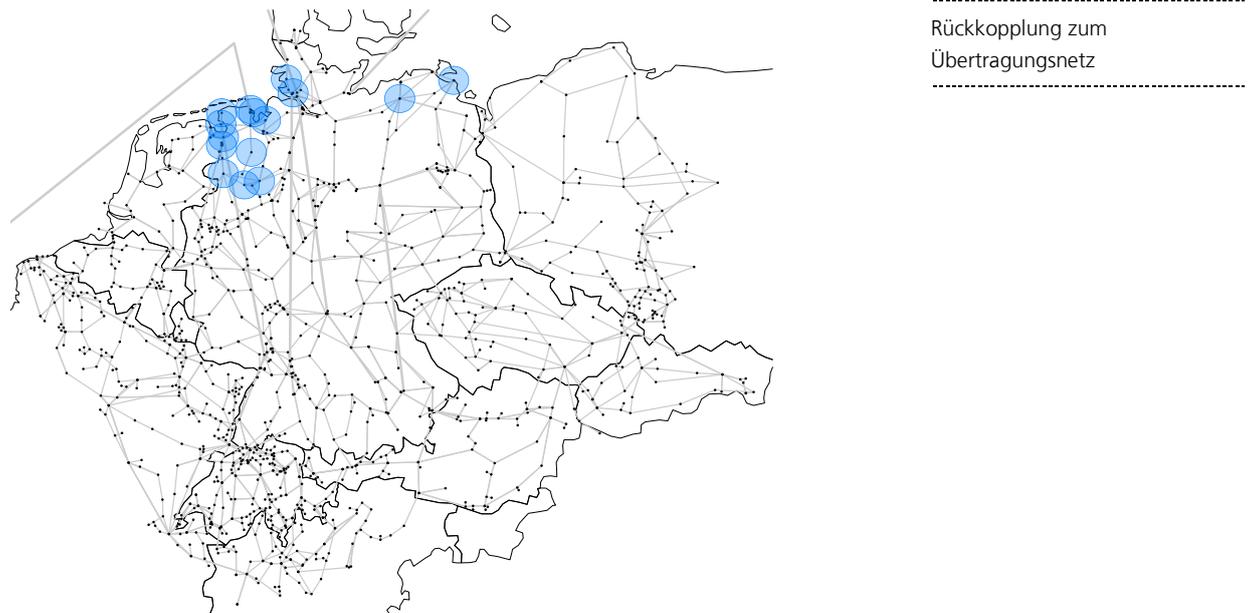


Abbildung 5: Anteilig angelandete Leistung der Offshore Windkraftanlagen für Nord- und Ostsee

Gasturbinen

Die Zuordnung der Gasturbinen zu den Netzknoten erfolgt basierend auf den Standorten von Kraftwerken, welche im Jahr 2050 nicht mehr in Betrieb sind. Dazu wurden basierend auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [14] die Kraftwerke anhand ihrer netto Nennleistung sortiert und diejenigen, welche bis zum Jahr 2050 außer Betrieb sind bzw. welche in den Eingangsdaten der Strommarktsimulation nicht mehr enthalten sind, herausgefiltert. Anschließend wurde der Netzverknüpfungspunkt aus der Liste ermittelt und auf weitere Randbedingungen geprüft wie beispielweise das Vorhandensein einer HGÜ-Anlandung von Offshore Windenergieanlagen, den Anschluss einer HGÜ-Verbindung und weiteren Punkten. Trifft keiner dieser zu prüfenden Punkte zu, so kann der Netzknoten für den Anschluss einer Gasturbine verwendet werden. Die Höhe der installierten Leistung der Gasturbine hängt dabei von der Netto-Nennleistung des außer Betrieb gegangenen Kraftwerks ab. Dieser Wert wurde anschließend übernommen, da an dieser Stelle davon ausgegangen wird, dass die Infrastruktur und Betriebsmittel an diesen Netzknoten für eine Einspeisung der Leistung in der Größe der netto Nennleistung geeignet sind. Die Standorte für die Gasturbinen sind in Abbildung 6 dargestellt.

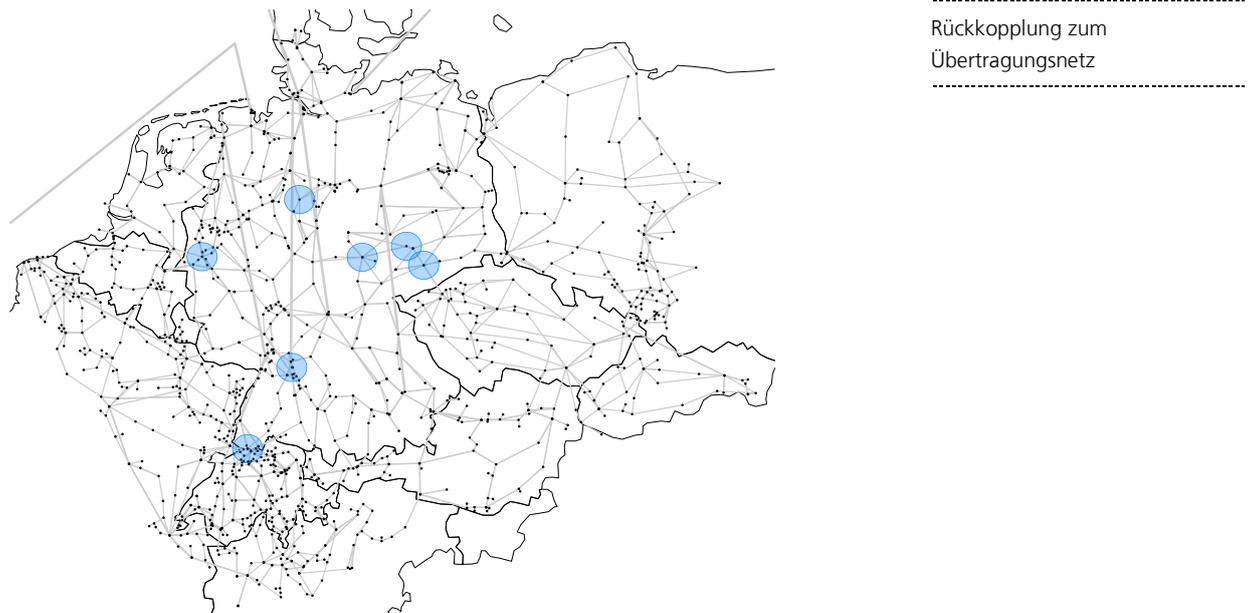


Abbildung 6: Standorte der Gasturbinen

Kondensationskraftwerke

Die Standorte für die Kondensationskraftwerke sind in Abbildung 7 dargestellt. Das Vorgehen für deren Zuordnung zu den jeweiligen Netzknoten entspricht dabei dem Vorgehen der Zuordnung für die Gasturbinen. Die Kraftwerke und somit auch die netto Nennleitungen, welche bereits für die Gasturbinen verwendet wurden, werden für die Kondensationskraftwerke nicht erneut verwendet.



Abbildung 7: Standorte der Kondensationskraftwerke

Power-to-Gas Anlagen und Elektrolyseure

 Rückkopplung zum
 Übertragungsnetz

Für die Power-to-Gas Anlagen sowie die Elektrolyseure wurde angenommen, dass diese an den Netzknoten welche die Anlandungspunkte der Offshore Windkraftanlagen bilden, fest zugeordnet sind. Die Standorte für die Power-to-Gas Anlagen sowie die Elektrolyseure¹ sind in Abbildung 8 dargestellt.

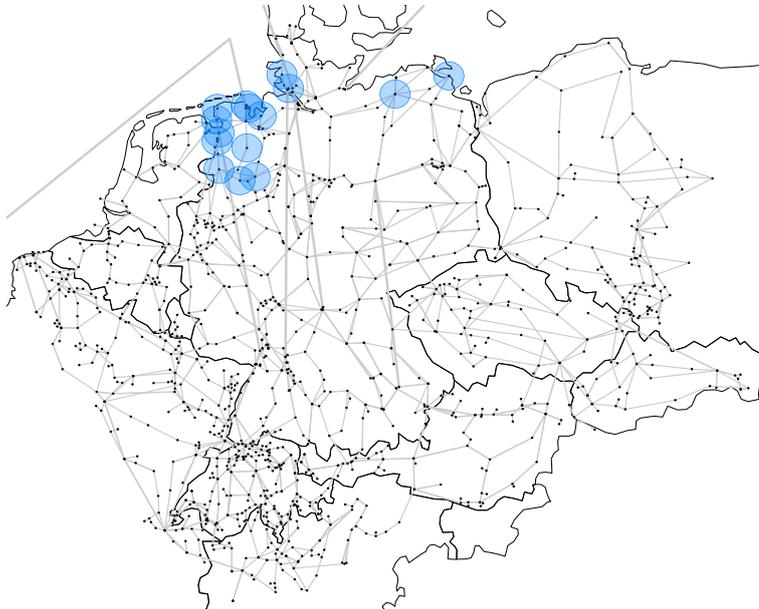


Abbildung 8: Standorte der Power-to-Gas Anlagen

3.2.2 Netzknotenzuordnung regionalisierter Kraftwerke

Für die verbleibenden Erzeuger- und Verbrauchertypen, welche als Ergebnis der Strommarktsimulation SCOPE nach der Regionalisierung in unterschiedlichen geografischen Formaten vorliegen, erfolgt die Zuordnung der vorliegenden Daten zu den Netzknoten anhand eines geografischen „Nächste-Nähe“ Ansatzes (siehe Gl. (1)). Hier stehen Lat_k bzw. Lat_{EV} für die Werte der geografischen Breite der Netzknoten bzw. der Erzeuger oder Verbraucher. Lon_k bzw. Lon_{EV} stehen für die Werte der geografischen Länge der Netzknoten bzw. der Erzeuger oder Verbraucher. Die Variablen x und y stehen für die Abstände der zwischen den Erzeugern bzw. Verbrauchern und den Netzknoten, aus welchen sich zuletzt auch die minimale Entfernung d_{min} berechnet.

$$\begin{aligned}
 Lat &= (Lat_k + Lat_{EV}) \cdot \frac{\pi}{360} \\
 x &= \cos(Lat) \cdot 111,3 \cdot (Lon_k - Lon_{EV}) \\
 y &= 111,3 \cdot (Lat_k - Lat_{EV}) \\
 d_{min} &= \min \left[\sqrt{x^2 + y^2} \right]
 \end{aligned} \tag{1}$$

Liegen in den Ausgangsdaten jedoch Informationen wie beispielweise die Kraftwerksnummer der Bundesnetzagentur vor, so erfolgte eine feste Zuordnung zu den Netzkno-

¹ Für die Elektrolyseure wurde weiterhin eine direkte Wasserstoffherzeugung von 20 GW im Offshore-Bereich unterstellt.

ten um an dieser Stelle eine falsche Zuordnung und somit ggf. auftretende lokal auftretende Überlastungen durch eine falsche Anbindung eines großen Kraftwerks auszuschießen. Beispielhafte geografische Verteilungen, wie sie für die Kopplung der Ergebnisse der regionalisierten Strommarktsimulation und des Netzmodells vorliegen, sind in Abbildung 9 gegeben.

Rückkopplung zum
Übertragungsnetz

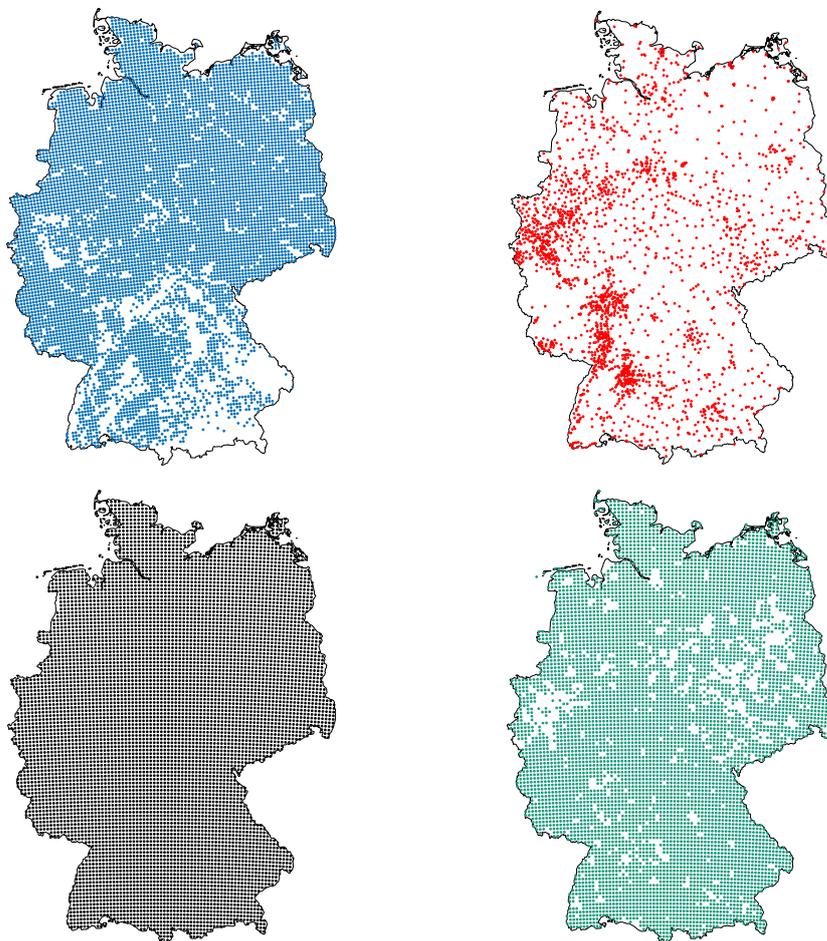
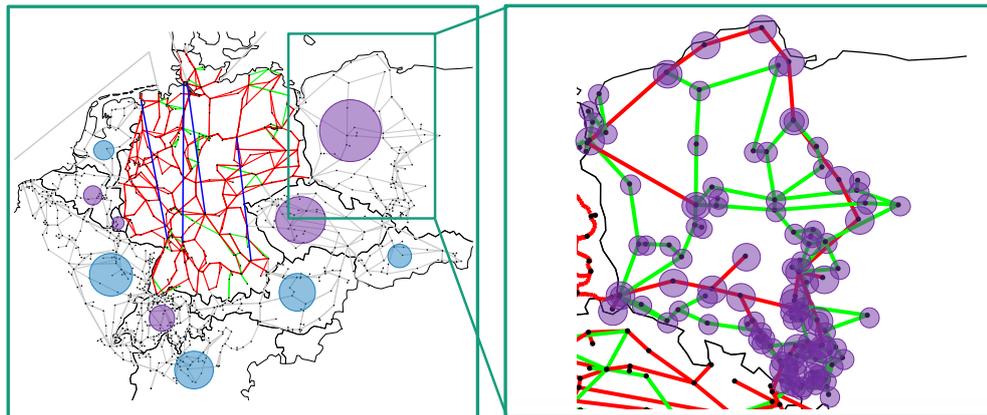


Abbildung 9: Geografische Auflösung und Verortung unterschiedlicher Erzeuger- und Verbrauchertypen als Schnittstelle zwischen Strommarktsimulation und Netzmodell: Oben links: Onshore Wind; Oben rechts: Industrie Elektrodenkessel; Unten links: Haushaltslasten; Unten rechts: Elektrische Fahrzeuge

Auch die Erzeugungs- und Verbrauchswerte für die Anrainerstaaten müssen den jeweiligen Netzknoten zugeordnet werden. Aus der Strommarktsimulation wird dabei für jeden Zeitschritt ein Erzeugungs- bzw. Verbrauchswert für das jeweilige Land geliefert. Diese werden anschließend über ein Verhältnis von 70 % zu 30 % den 380 kV bzw. den 220 kV Netzknoten innerhalb des jeweiligen Landes zugeordnet. Eine schematische Darstellung für einen generischen Zeitschritt ist in Abbildung 10 dargestellt.



 Rückkopplung zum
 Übertragungsnetz

Abbildung 10: Implementierung der Markerggebnisse für europäische Nachbarländer

3.3 Optimierte Netzausbauplanung

Die im Rahmen des Projekts weiterentwickelte Netzausbauplanung basiert auf einer nichtlinearen mathematischen Optimierung und wurde innerhalb der Optimierungsumgebung AMPL [16] umgesetzt. Die optimierte Netzausbauplanung erfolgt dabei nach dem NOVA-Prinzip [17], welches von den deutschen ÜNB genutzt wird. Dieses Prinzip besagt, dass Netzoptimierungsmaßnahmen vor Netzverstärkungsmaßnahmen und dieser wiederum vor Netzausbaumaßnahmen zu bevorzugen sind. Das genannte Optimierungsmodell der Netzausbauplanung basiert auf einer kompletten DC-Leistungsflussformulierung und weiterer Nebenbedingungen sowie einer Zielfunktion. Diese sollen nachfolgend beschreiben werden, um die Freiheitsgrade und die Funktion des Optimierungsmodells besser zu veranschaulichen. Eine ausführliche Beschreibung des Modells und dessen Funktionsweise können in [18] gefunden werden.

Die verwendete allgemeine Form der Zielfunktion der optimierten Netzausbauplanung ist in Gl. (2) dargestellt. Diese beinhaltet die Summe aller Kosten der jeweils angewendeten Maßnahmen für ein Zweigelement zwischen den Netzknoten i und j . Hier ist $\alpha = (\alpha_{\text{NO}}, \alpha_{\text{NAV1}}, \alpha_{\text{NAV2}})^T$ ein Gewichtungsfaktor für die Kosten der unterschiedlichen Maßnahmen der Netzausbauplanung (NO = Netzoptimierung, NAV1 = Netzverstärkung/-ausbau 1, NAV2 = Netzverstärkung/-ausbau 2). Das Polynom c ist eine Kostenfunktion für jedes Zweigelement zwischen den Netzknoten i und j . Der Vektor $u = (u_{\text{NO}}, u_{\text{NAV1}}, u_{\text{NAV2}})^T$ ist ein ganzzahliger Entscheidungsvariablenvektor, welcher die angewendeten Maßnahmen der Netzausbauplanung beinhaltet. Die so aufgestellte Zielfunktion gilt es im Rahmen der optimierten Netzausbauplanung zu minimieren.

$$\min_u f_{\text{cost}} = \sum_{(i,j) \in Z} \alpha \cdot c_{ij}(u_{ij}) \quad (2)$$

Die erste Nebenbedingung, welcher im Rahmen der optimierten Netzausbauplanung verwendet wird, ist in Gl. (3) dargestellt. Die hier dargestellte Nebenbedingung entspricht der Leistungsflussnebenbedingung. P_{ij} entspricht dem Wirkleistungsfluss über einem Zweigelement, x_{ij} entspricht der Reaktanz basierend auf dem Entscheidungsvektor u_{ij} und δ_i bzw. δ_j entsprechen den Spannungswinkeln an den jeweiligen Netzknoten.

$$\text{s.t. } P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}(u_{ij})} (\delta_i - \delta_j) \quad (3)$$

Das Ziel der Netzausbauplanung einen Engpassfreien Netzzustand bei minimalen Kosten für jeden Betriebsfall zu ermitteln. Deswegen muss eine weitere Nebenbedingung implementiert werden welche in Gl. (4) dargestellt ist. Diese Nebenbedingung bezieht sich auf den aktuellen Stromfluss I_{ij} über einem Zweigelement zwischen den Knoten i und j . Dieser darf den durch dieses Zweigelement maximal übertragbaren Strom I_{ij}^{max} nicht überschrei-

ten. Da die Maßnahmen, wie sie im Rahmen der optimierten Netzausbauplanung eingesetzt werden können, einen Einfluss auf diesen maximal übertragbaren Strom haben, hängt diese Variable ebenfalls vom Entscheidungsvektor u_{ij} ab.

$$\text{s.t. } |I_{ij}| \leq I_{ij}^{\max}(u_{ij}) \quad (4)$$

Die von der optimierten Netzausbauplanung beinhalteten Freiheitsgrade in Form von Maßnahmen sind dabei:

- Leiterseilmonitoring (LM) im Kontext der Netzoptimierung
- Hochtemperatur Leiterseile (TAL) in Kombination mit LM im Kontext der Netzverstärkung
- Austausch des Leitungstyps in Kombination mit LM im Kontext der Netzverstärkung/des Netzausbaus
- Austausch des Leitungstyps mit einer höheren Spannungsebene mit LSM im Kontext des Netzausbaus

Um die die Auswirkung dieser Freiheitsgrade auf die Nebenbedingungen und Zielfunktionen zu beschreiben, müssen die entsprechenden Variablen im Rahmen der Netzausbauplanung vom Vektor der Entscheidungsvariablen u_{ij} abhängen. Die Aufteilung der einzelnen Variablen wurde dabei bereits zuvor beschrieben.

Der Einfluss auf die Reaktanz der Zweigelemente x_{ij} zwischen den jeweiligen Netzknoten i und j ist in Gl. (5) dargestellt. Dabei gilt, dass wenn $u_{NAV1,ij} = 0$ keine Maßnahme angewendet wurde, welche einen Einfluss auf die Reaktanz hat. Es wird also die Reaktanz des bestehenden Zweigelements für die weiteren Berechnungen verwendet. Wird $u_{NAV1,ij}$ zu 1 gesetzt, wird der zweite Teil des angegebenen Polynoms verwendet. Somit wird der Reaktanzwert von einer der Maßnahmen bzw. Leitungstypen, welche der optimierten Netzausbauplanung zur Verfügung gestellt werden, genutzt. Multipliziert mit der Länge l_{ij} des jeweiligen Zweigelements ergibt sich anschließend der Reaktanzwert, welcher für die weiteren Berechnungen verwendet wird.

$$x_{ij}(u_{ij}) \rightarrow (1 - u_{NAV1,ij}) \cdot (x_{ij,0}) + u_{NAV1,ij} \cdot (x_{ij}(u_{NAV2,ij})) \cdot l_{ij} \quad (5)$$

Die zweite Variable, welche vom Entscheidungsvektor abhängt, ist die maximale Stromtragfähigkeit der Zweigelemente. Die Implementierung dieser abhängigen Variable ist in Gl. (6) dargestellt. Hier gilt ebenfalls, dass wenn $u_{NAV1,ij} = 0$, so wird keine Maßnahme im Kontext der Verstärkung oder des Ausbaus angewendet. Eine Maßnahme im Kontext der Netzoptimierung könnte jedoch auch für ein bestehendes Zweigelement angewendet werden. Diese Maßnahmen werden durch das Polynom $\lambda_{ij}(u_{NO,ij})$. Wenn $u_{NAV1,ij} = 1$ gesetzt wird, so wird der neue maximal übertragbare Strom des Zweigelements wie nachfolgend beschreiben berechnet.

$$I_{ij}^{\max}(u_{ij}) \rightarrow (1 - u_{NAV1,ij}) \cdot (I_{ij}^{\max} \cdot \lambda_{ij}(u_{NO,ij})) + u_{NAV1,ij} \cdot (I_{ij}^{\max}(u_{NAV2,ij})) \quad (6)$$

Die optimierte Netzausbauplanung läuft in einer sequentiellen Reihenfolge ab. Dies bedeutet, dass die Entscheidungsvariablen für die Netzausbau-, die Netzverstärkung- und die Netzoptimierungsmaßnahmen nacheinander festgelegt werden. Für eine genauere Erklärung sei an dieser Stelle auf die im Rahmen dieses Projekts entstandene Veröffentlichung [18] verwiesen.

3.4 Optimierte Netzbetriebsführung

Ebenso wie die weiterentwickelte Netzausbauplanung basiert die optimierte Netzbetriebsführung auf einer nichtlinearen mathematischen Optimierung und wurde innerhalb der Optimierungsumgebung AMPL [16] umgesetzt. Zielstellung der optimierten Netzbetriebsführung ist es, Engpässe, welche im Zuge der Netzausbauplanung nicht beseitigt

wurden, kostenoptimal zu beheben. Diese Zielstellung (vgl. Gl. (7)) wird durch die Zielfunktion h_{cost} der optimierten Netzbetriebsführung, welche speziell den Redispatch beinhaltet, dargestellt. Dabei ist diese Zielfunktion für jede Kategorie der Erzeuger, Verbraucher und Speicher r in der Menge R gegeben. Der Vektor $p_r = (\Delta P_{\text{gen,pos}}, \Delta P_{\text{gen,neg}}, \Delta P_{\text{lod,pos}}, \Delta P_{\text{lod,neg}}, \Delta P_{\text{sto,pos,neg}})$ beinhaltet an dieser Stelle die möglichen positiven (pos) und negativen (neg) Flexibilitäten für Generatoren (gen) und Lasten (lod) sowie für Speicher (sto), welcher sowohl Leistung aufnehmen als auch erzeugen können. Der spezifische Kostenfaktor $\sigma = (\sigma_{\text{gen,pos}}, \sigma_{\text{gen,neg}}, \sigma_{\text{lod,pos}}, \sigma_{\text{lod,neg}}, \sigma_{\text{sto,pos,neg}})$ beschreibt die individuellen Kosten je Kategorie und Flexibilitätsänderung.

$$\min_{\rho} h_{\text{cost}} = \sum_{r \in R} k_r(p_r) \cdot \sigma \quad (7)$$

Eine Nebenbedingung der optimierten Netzbetriebsführung ist es, dass dieser Bilanzneutral ausgeführt werden muss [19]. Diese Nebenbedingung wird durch Gl. (8) repräsentiert, welcher Bestandteil des Optimierungsmodells für die Netzbetriebsführung ist. Hier spiegeln $\Delta P_{\text{pos},r}$ und $\Delta P_{\text{neg},r}$ die positiven als auch negativen Änderungen der Wirkleistungseinspeisung der unterschiedlichen Generatoren, Lasten und Speicher wieder, welche für die optimierte Netzbetriebsführung zur Verfügung stehen.

$$\text{s.t.} \quad \sum_{r \in R} \Delta P_{\text{pos},r} = \sum_{r \in R} \Delta P_{\text{neg},r} \quad (8)$$

Weiterhin ist die maximale Änderung der Wirkleistung aufgrund physikalischer Gegebenheiten limitiert auf eine minimale oder maximale Wirkleistungsänderung der jeweiligen Erzeuger, Verbraucher oder Speicher. Diese Gegebenheit wird durch die Gln. (9) bis (13) innerhalb des Optimierungsmodells abgebildet.

$$\text{s.t.} \quad P_{\text{min},g} \leq P_{\text{act},g} + \Delta P_{\text{pos},g} \leq P_{\text{max},g}, \quad \forall g \in G \quad (9)$$

$$\text{s.t.} \quad P_{\text{min},g} \leq P_{\text{act},g} - \Delta P_{\text{neg},g} \leq P_{\text{max},g}, \quad \forall g \in G \quad (10)$$

$$\text{s.t.} \quad P_{\text{min},l} \leq P_{\text{act},l} + \Delta P_{\text{pos},l} \leq P_{\text{max},l}, \quad \forall l \in L \quad (11)$$

$$\text{s.t.} \quad P_{\text{min},l} \leq P_{\text{act},l} - \Delta P_{\text{neg},l} \leq P_{\text{max},l}, \quad \forall l \in L \quad (12)$$

$$\text{s.t.} \quad P_{\text{min},s} \leq P_{\text{act},s} - \Delta P_{\text{pos,neg},s} \leq P_{\text{max},s}, \quad \forall s \in S \quad (13)$$

Hier entsprechen $P_{\text{min},g}$ bzw. $P_{\text{max},g}$ den betrieblichen Grenzen hinsichtlich der Wirkleistungseinspeisung der Generatoren g in der Menge der Generatoren G , $P_{\text{min},l}$ bzw. $P_{\text{max},l}$ den betrieblichen Grenzen hinsichtlich des Wirkleistungsbezugs der Lasten l in der Menge der Lasten L und $P_{\text{min},s}$ bzw. $P_{\text{max},s}$ den betrieblichen Grenzen der Speicher s in der Menge der Speicher S . Diese Nebenbedingungen und sowie die Mengen G , L und S beziehen sich dabei nur auf die Generatoren, welche im Rahmen der optimierten Netzbetriebsführung zur Verfügung stehen um das Optimierungsmodell möglichst klein zu halten und somit eine Lösung in angemessener Zeit zu garantieren.

Weiterhin gilt, dass der übertragene Strom über ein Zweigelement nicht größer als der maximal übertragbare Strom sein darf. Diese Nebenbedingung ist über Gleichung (14) in das Optimierungsmodell mit eingebunden.

$$\text{s.t.} \quad |I_{ij}| \leq I_{ij}^{\text{max}} \quad (14)$$

Ebenfalls müssen für die unterschiedlichen Speichertechnologien die Speicherfüllstände inkl. deren Limitierungen in das Optimierungsmodell mit eingebunden werden. Diese physikalischen Gegebenheiten werden über die in den Gln. (15) und (16) dargestellten Gleichungen modelliert. Hier ist $S_c(t)$ der aktuelle Speicherfüllstand im betrachteten Zeitschritt t , welcher zwischen dem minimalen Speicherfüllstand $S_{\text{min},c}(t)$ und dem maximalen Speicherfüllstand $S_{\text{max},c}(t)$ liegen muss. Dies gilt für alle Speicherkategorien c in der Menge der Speicherkategorien C . Die Änderung der Wirkleistungseinspeisung bzw. des Wirkleistungsbezugs wird repräsentiert durch den Vektor $\Delta P_c = (\Delta P_{\text{pos},c}, \Delta P_{\text{neg},c})$ und die Wirkungsgrade der jeweiligen Speichertechnologien bei Einspeisungs- bzw. Verbrauchserhöhung oder -reduzierung durch den Vektor $\eta_c = (\eta_{\text{pos},c}, \eta_{\text{neg},c})$. Um den Speicherfüllstand

für den betrachteten Zeitschritt t zu bestimmen muss an dieser Stelle ebenso der Speicherfüllstand des vorherigen Zeitschritts $S_c(t-1)$ basierend auf den zuvor ermittelten Ergebnissen der optimierten Netzbetriebsführung berücksichtigt werden.

$$\text{s.t. } S_c(t) = \Delta P_c \cdot \eta_c + S_c(t-1), \forall c \in C \quad (15)$$

$$\text{s.t. } S_{\min,c} \leq S_c(t) \leq S_{\max,c}, \forall c \in C \quad (16)$$

Zusätzlich wurden noch die HGÜ-Verbindungen in das Optimierungsmodell der Netzbetriebsführung aber auch in das vorgelagerte Optimierungsmodell der Netzausbauplanung implementiert. Dabei wurden die HGÜ-Konverter und ihre entsprechenden Arbeitspunkte über eine Droop-Regelung modelliert und implementiert. Die allgemeine Formulierung dieser Regelung und der daraus resultierenden Wirkleistungseinspeisung bzw. -verbrauch ist in Gl. (17) gegeben. Hier sind δ_i bzw. δ_j die Knotenspannungswinkel der der AC-Netzknuten der HGÜ-Konverter. Der Droop-Faktor τ wurde basierend auf einer Leistungsflussberechnung für das gesamte Jahr sowie separat für jede HGÜ-Verbindung basierend auf der Knotenspannungswinkeldifferenz der jeweils korrespondierenden AC-Netzknuten ermittelt. Dabei wurde angenommen, dass diese zu 90 % der Zeitschritte bei ihrer Nennleistung von 2 GW betrieben werden. Diese Annahme führt dazu, das Gl. (17) in Gl. (18) überführt und in die Modelle implementiert wurde. Zur Visualisierung ist in Abbildung 11 noch einmal ein allgemeiner Verlauf unterschiedlicher Droop-Kennlinien dargestellt.

$$P_{\text{HVDC},b} = \tau_{\text{droop},b} \cdot (\delta_i - \delta_j), \forall b \in B \quad (17)$$

$$P_{\text{HVDC},b} = \begin{cases} 2000 & \text{wenn } \tau_{\text{droop},b} \cdot (\delta_i - \delta_j) > 2 \text{ GW} \\ -2000 & \text{wenn } \tau_{\text{droop},b} \cdot (\delta_i - \delta_j) < -2 \text{ GW} \\ \tau_{\text{droop},b} \cdot (\delta_i - \delta_j) & \text{sonst} \end{cases} \quad (18)$$

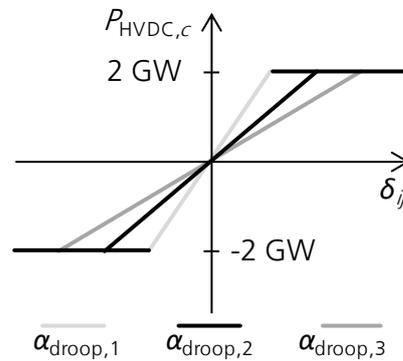


Abbildung 11: Allgemeiner Verlauf der Konverter Droop-Kennlinien basierend auf der Knotenspannungswinkeldifferenz der korrespondierenden AC-Netzknuten

An dieser Stelle soll erwähnt werden, dass es aufgrund der Berücksichtigung von Speicherfüllständen für einige Erzeugungstechnologien zu ggf. nicht abrufbaren Leistungen, welche durch die Strommarktsimulation vorgegeben werden, kommen kann. Diese Situationen können durch eine zu starke Entkopplung bei den Speicherfüllständen der Strommarktsimulation und der netzseitigen Berechnungen und Optimierungen entstehen. Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen durch die Simulationen bzw. Optimierungen und deren Ergebnisse ergeben sich noch Weiterentwicklungsbedarfe bei der Kopplung von Strommarktsimulation und Netzberechnungen hinsichtlich dieser Größe.

Rückkopplung zum
Übertragungsnetz

3.5

Kostenannahmen für die optimierte Netzbetriebsführung

 Rückkopplung zum
 Übertragungsnetz

In diesem Abschnitt werden die Kostenannahmen, welche später als Eingangsgröße für die optimierte Netzbetriebsführung dienen, dargestellt und erläutert. Die Kostenannahmen sind in Tabelle 3.2 bis Tabelle 3.4 dargestellt. An dieser Stelle sind nicht alle Kategorien welche aus der Strommarktsimulation SCOPE geliefert werden dargestellt, sondern nur diejenigen, welche später auch als Flexibilität eingesetzt werden können.

Tabelle 3.2: Kosten für Flexibilitäten der Erzeugungstechnologien für die optimierte Netzbetriebsführung

Kategorie	Kosten Einspeisungserhöhung in €/MW	Kosten Einspeisungsreduzierung in €/MW
Kondensations- KWK	266,50	1,00
KWK	266,50	1,00
Gas Turbine	266,50	1,00
Wasserkraft (Turbine)	200,00	50,00
Offshore Wind	-	38,50
Onshore Wind	-	29,90
Photovoltaik	-	35,00

Tabelle 3.3: Kosten für Flexibilitäten der Verbrauchstechnologien für die optimierte Netzbetriebsführung

Kategorie	Kosten Verbrauchserhöhung in €/MW	Kosten Verbrauchsreduzierung in €/MW
Power-to-Gas	3,00	65,00
Wasserstoff	2,00	73,00
Wasserkraft (Pumpe)	1,00	1,00
Zentrale Wärmepumpen	-	363,00
Elektrische LKW OHL	-	189,00
Fernwärme Elektrodenkessel	-	113,00
Industrie Elektrodenkessel	-	113,00

Tabelle 3.4: Kosten für Flexibilitäten der Erzeugungs-/Verbrauchstechnologien mit Speicherfüllstandsrestriktionen für die optimierte Netzbetriebsführung

 Rückkopplung zum
 Übertragungsnetz

Kategorie	Einspeisungs-/ Verbrauchserhöhung in GWh	Einspeisungs-/ Verbrauchsreduzierung in GWh
Batterien	1,00	50,00

4 Ergebnisse

4.1 Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“

4.1.1 Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung

Nachfolgend werden die Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung (vgl. 3.3) für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ präsentiert. Zunächst werden dazu die Ergebnisse der einzelnen 8760 Zeitschritte (jährliche Auswertung in stündlicher Auflösung) dargestellt und anschließend die finalen Netzausbauentscheidungen. In der nachfolgenden Abbildung 12 sind dazu zunächst die Häufigkeiten der ausgewählten Maßnahmen dargestellt. Die gestapelten Balken entsprechen dabei den ausgewählten Maßnahmen für jedes Zweigelement über alle Zeitschritte. So kann es vorkommen, dass für ein Zweigelement durchaus mehrere Maßnahmen gezogen werden, da dieses in den unterschiedlichen Zeitschritten und den damit einhergehenden unterschiedlichen Leistungsflusssituationen und somit auch Auslastungen der Zweigelemente hervorrufen. Die farbliche Kodierung entspricht dabei den folgenden Maßnahmen:

- Grün: Leiterseilmonitoring (LM)
- Rot: Hochtemperatur Leiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring (LM + TAL)
- Blau: Wechsel des Leitungstyps zu „FL (2/4) x 450²“ in Kombination mit Leiterseilmonitoring (FL (2/4) x 450² + LM)
- Blau: Wechsel des Leitungstyps zu „FL (2/4) x 650²“ in Kombination mit Leiterseilmonitoring (FL (2/4) x 650² + LM)
- Violett: Wechsel der Spannungsebene des Zweigelements von 220 kV zu 380 kV

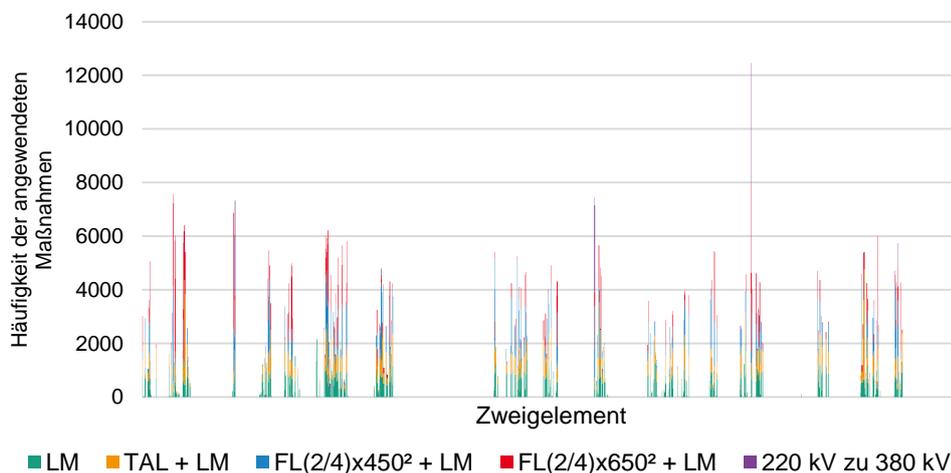


Abbildung 12: Häufigkeitsverteilung der Netzausbaumaßnahmen für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“

Nachdem die Ergebnisse für die einzelnen Zeitschritte durch die mathematische Optimierung berechnet wurden, müssen nun die noch finalen Ausbaumaßnahmen für die Zweigelemente bestimmt werden, welche im Anschluss das Ausgangsnetz für die optimierte Netzbetriebsführung bilden. Die Entscheidungen für die jeweiligen Maßnahmen im Verhältnis zu deren Häufigkeit ist in Tabelle 4.1 gegeben.

Tabelle 4.1: Häufigkeiten und final gewählte Maßnahmen für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“

Ergebnisse

Maßnahme	Häufigkeit	Auswahl
Leiteseilmonitoring	325.374	86
Hochtemperatur Leiteseile + Leiteseilmonitoring	260.173	76
Wechsel zu Typ „FL (2/4) x 450 ² “ + Leiteseilmonitoring	271.447	125
Wechsel zu Typ „FL (2/4) x 650 ² “ + Leiteseilmonitoring	223.284	293
Spannungsebenenwechsel von 220 kV zu 380 kV	26.719	27

Es lässt sich erkennen, dass ca. 72 % der angewendeten Maßnahmen im Bereich des Wechsels des Leitungstyps in Kombination mit Leiteseilmonitoring fallen. Die restlichen 28 % der Maßnahmen teilen sich auf in ca. 13 % Hochtemperaturleiteseile in Kombination mit Leiteseilmonitoring und ca. 15 % Leiteseilmonitoring. Zusätzlich wird zu den beschriebenen Maßnahmen noch bei 27 Zweigelementen ein Spannungsebenenwechsel von 220 kV zu 380 kV durchgeführt. Die geografische Verteilung dieser Maßnahmen kann Abbildung 13 entnommen werden.

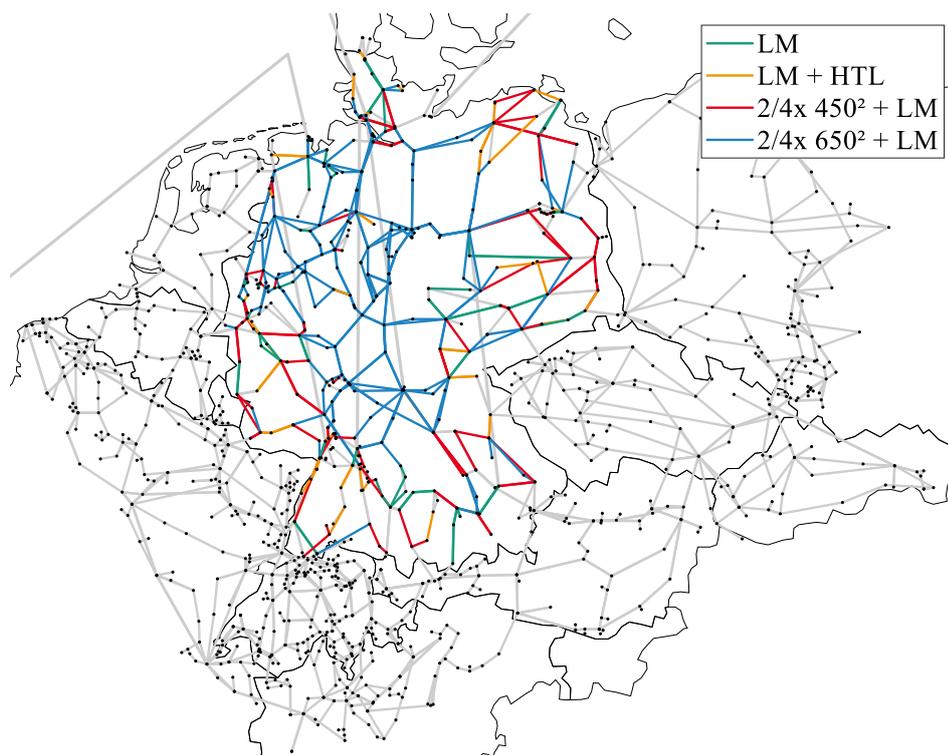


Abbildung 13: Angewendete Maßnahmen der optimierten Netzausbauplanung für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“

4.1.2

Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung

 Ergebnisse

Nachdem die optimierte Netzausbauplanung durchgeführt wurde und die Maßnahmen für die jeweiligen Zweigelemente ausgewählt wurden, wird basierend auf diesen Ergebnissen die optimierte Netzbetriebsführung für jeden der 8760 Zeitschritte durchgeführt. Nachfolgend werden die Ergebnisse dieser für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ für die jeweiligen Zeitschritte aber auch zeitschrittübergreifend für die unterschiedlichen Technologien präsentiert.

Dazu werden zunächst die Ergebnisse der optimierten Betriebsführung inklusive der Freiheitsgrade, wie sie in Abschnitt 3.4 beschrieben wurden, in Abbildung 14 dargestellt.

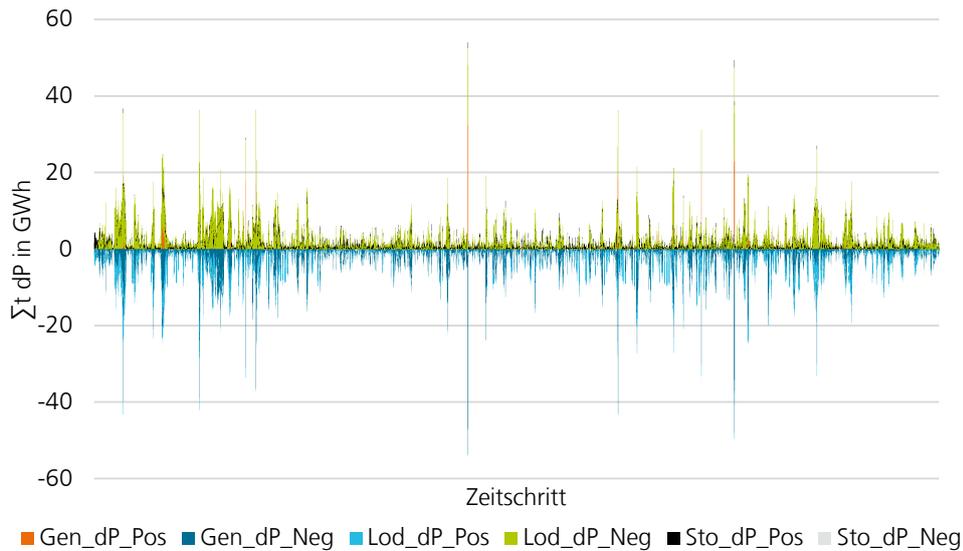
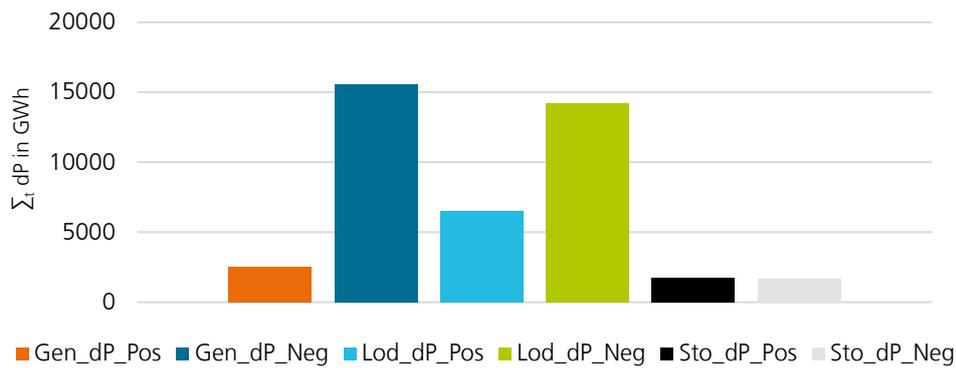


Abbildung 14: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ über 8760 Zeitschritte

Hier ist zu erkennen, dass für den Zeitschritt 3875 die höchste Verschiebeleistung innerhalb des betrachteten Jahres und Szenarios vorliegt. Hier beträgt die Verschiebeleistung für diesen Zeitschritt, welche sich aus der absoluten Summe aller Verschiebeleistungen zusammensetzt, 107,96 GWh. Im Mittel über alle 8760 liegen die Werte für die Einspeisungserhöhung bzw. -reduzierung bei 0,28 GWh bzw. 1,78 GWh, für die Verbrauchserhöhung bzw. -reduzierung bei 0,74 GWh bzw. 1,63 GWh und für die Leistungsanpassung der Technologien mit Speicherfüllstand bei 0,19 GWh für die Erhöhung der Leistung und 0,19 GWh für die Reduzierung der Leistung. Um einen Überblick über die Jahressummen zu erhalten, sind diese noch einmal in Abbildung 15 grafisch dargestellt aufgeteilt nach Erzeugungserhöhung (Gen_dP_Pos), Erzeugungsreduzierung (Gen_dP_Neg), Verbrauchserhöhung (Lod_dP_Pos), Verbrauchsreduzierung (Lod_dP_Neg), Leistungserhöhung für Technologien mit Speicherfüllstand (Sto_dP_Pos) und Leistungsreduzierung für Technologien mit Speicherfüllstand (Sto_dP_Neg). Die genauen Zahlen zu diesen Werten sind zusätzlich in Tabelle 4.2 gegeben.



Ergebnisse

Abbildung 15: Grafische Darstellung der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ summiert über die jeweiligen Freiheitsgrade

Tabelle 4.2: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ summiert über die jeweiligen Freiheitsgrade

Freiheitsgrad	Summe in GWh
Einspeisungserhöhung (Gen_dP_Pos)	2.514,40
Einspeisungsreduzierung (Gen_dP_Neg)	15.554,31
Verbrauchserhöhung (Lod_dP_Pos)	6.497,19
Verbrauchsreduzierung (Lod_dP_Neg)	14.237,91
Einspeisungserhöhung mit Speicherfüllstandsrestriktion (Sto_dP_Pos)	1.720,39
Einspeisungsreduzierung mit Speicherfüllstandsrestriktion (Sto_dP_Neg)	1.674,07

Aus den Ergebnissen der optimierten Netzbetriebsführung ergeben sich folglich auch Kosten für die entsprechenden Maßnahmen. Diese sind in Tabelle 4.3 bis Tabelle 4.5 aufgeteilt nach den jeweiligen Typen innerhalb der optimierten Netzbetriebsführung dargestellt.

Tabelle 4.3: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ summiert über die Erzeugungskategorien

Kategorie	Einspeisungserhöhung in GWh	Einspeisungsreduzierung in GWh	Kosten in M€
Kondensations-KWK	16,57	31,82	4,48
KWK	1.362,47	0,21	363,10
Gas Turbine	174,05	8,11	46,39
Wasserkraft (Turbine)	961,31	97,87	194,15
Offshore Wind	-	1.377,76	53,04
Onshore Wind	-	11.065,81	330,87
Photovoltaik	-	3.3032,73	106,15

Tabelle 4.4: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ summiert über die Verbraucherkategorien

Kategorie	Verbrauchserhöhung in GWh	Verbrauchsreduzierung in GWh	Kosten in M€
Power-to-Gas	3.651,81	530,77	45,46
Wasserstoff	197,66	2.237,79	163,75
Wasserkraft (Pumpe)	2647,72	2.603,10	5,25
Zentrale Wärmepumpen	-	0,00	201,57
Elektrische LKW OHL	-	1.321,93	249,85
Fernwärme Elektrodenkessel	-	1.957,87	221,24
Industrie Elektrodenkessel	-	5.586,44	631,27

Tabelle 4.5: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ summiert über die Speichertechnologien

Kategorie	Einspeisungserhöhung in GWh	Einspeisungsreduzierung in GWh	Kosten in M€
Batterien	1.720,39	1.674,07	85,42

4.2 Szenario „Reduzierte Flexibilität“

4.2.1 Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung

Nachfolgend werden die Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung (vgl. 3.3) für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ präsentiert. Zunächst werden dazu die Ergebnisse der einzelnen 8760 Zeitschritte (jährliche Auswertung in stündlicher Auflösung) dargestellt und anschließend die finalen Netzausbauentscheidungen. In der nachfolgenden Abbildung 16 sind dazu zunächst die Häufigkeiten der ausgewählten Maßnahmen dargestellt. Die gestapelten Balken entsprechen dabei den ausgewählten Maßnahmen für jedes Zweigelement über alle Zeitschritte. So kann es vorkommen, dass für ein Zweigelement durchaus mehrere Maßnahmen gezogen werden, da dieses in den unterschiedlichen Zeitschritten und den damit einhergehenden unterschiedlichen Leistungsflusssituationen und somit auch Auslastungen der Zweigelemente hervorrufen. Die farbliche Kodierung entspricht dabei den folgenden Maßnahmen:

- Grün: Leiterseilmonitoring (LM)

- Rot: Hochtemperatur Leiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring (LM + TAL)
- Blau: Wechsel des Leitungstyps zu „FL (2/4) x 450²“ in Kombination mit Leiterseilmonitoring (FL (2/4) x 450² + LM)
- Blau: Wechsel des Leitungstyps zu „FL (2/4) x 650²“ in Kombination mit Leiterseilmonitoring (FL (2/4) x 650² + LM)
- Violett: Wechsel der Spannungsebene des Zweigelements von 220 kV zu 380 kV

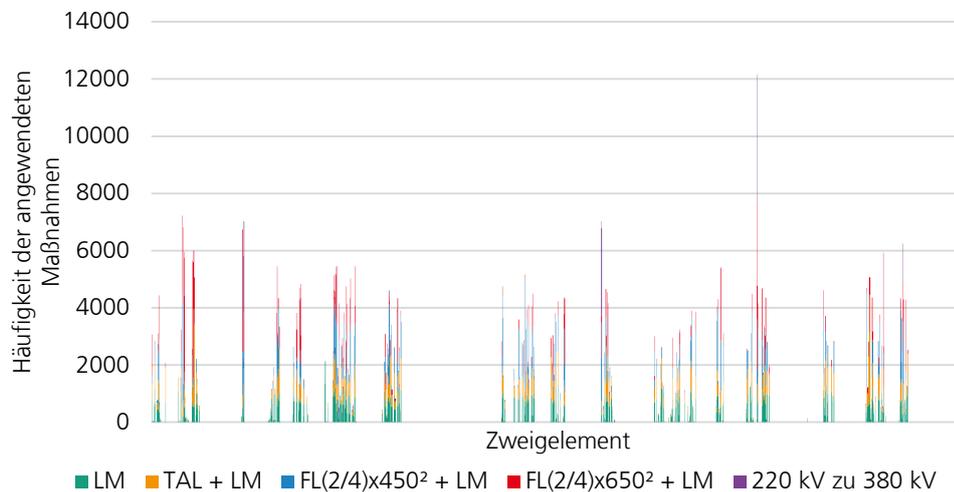


Abbildung 16: Häufigkeitsverteilung der Netzausbaumaßnahmen für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“

Nachdem die Ergebnisse für die einzelnen Zeitschritte durch die mathematische Optimierung berechnet wurden, müssen nun die noch finalen Ausbaumaßnahmen für die Zweigelemente bestimmt werden, welche im Anschluss das Ausgangsnetz für die optimierte Netzbetriebsführung bilden. Die Entscheidungen für die jeweiligen Maßnahmen im Verhältnis zu deren Häufigkeit ist in Tabelle 4.6 gegeben.

Tabelle 4.6: Häufigkeiten und final gewählte Maßnahmen für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“

Maßnahme	Häufigkeit	Auswahl
Leiterseilmonitoring	314.977	86
Hochtemperatur Leiterseile + Leiterseilmonitoring	245.508	65
Wechsel zu Typ „FL (2/4) x 450 ² “ + Leiterseilmonitoring	254.209	135
Wechsel zu Typ „FL (2/4) x 650 ² “ + Leiterseilmonitoring	198.884	289
Spannungsebenenwechsel von 220 kV zu 380 kV	25.702	28

Es lässt sich erkennen, dass ca. 74 % der angewendeten Maßnahmen im Bereich des Wechsels des Leitungstyps in Kombination mit Leiterseilmonitoring fallen. Die restlichen 26 % der Maßnahmen teilen sich auf in ca. 11 % Hochtemperaturleiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring und ca. 15 % Leiterseilmonitoring. Zusätzlich wird zu den beschriebenen Maßnahmen noch bei 28 Zweigelementen ein Spannungsebenenwechsel

von 220 kV zu 380 kV durchgeführt. Die geografische Verteilung dieser Maßnahmen kann Abbildung 17 entnommen werden.

 Ergebnisse

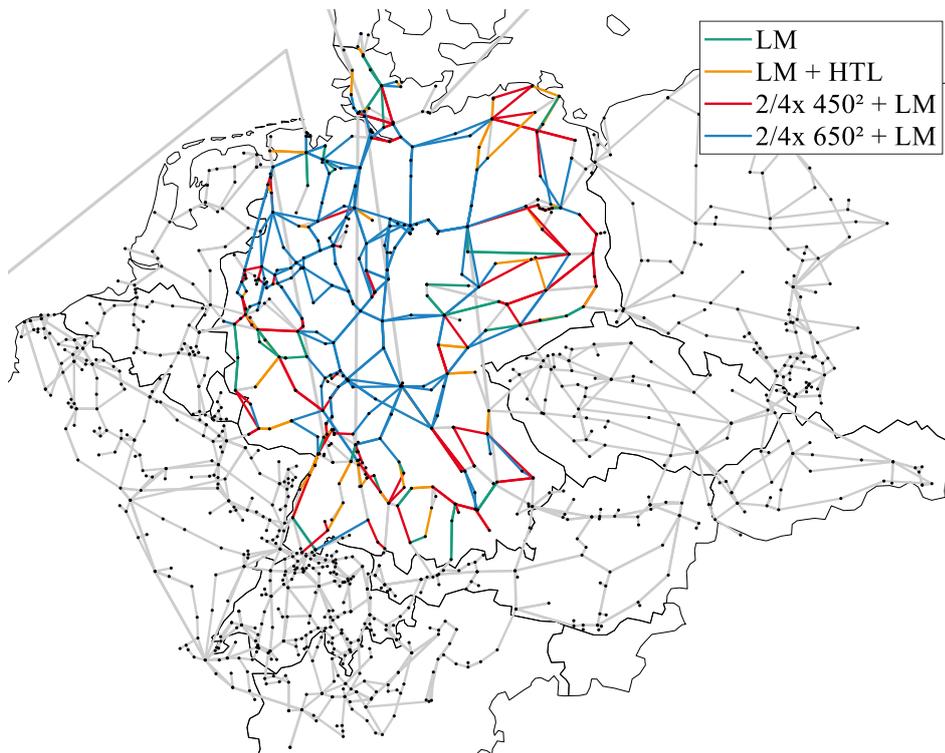


Abbildung 17: Angewendete Maßnahmen der optimierten Netzausbauplanung für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“

4.2.2

Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung

Nachdem die optimierte Netzausbauplanung durchgeführt wurde und die Maßnahmen für die jeweiligen Zweigelemente ausgewählt wurden, wird basierend auf diesen Ergebnissen die optimierte Netzbetriebsführung für jeden der 8760 Zeitschritte durchgeführt. Nachfolgend werden die Ergebnisse dieser für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ für die jeweiligen Zeitschritte aber auch zeitschrittübergreifend für die unterschiedlichen Technologien präsentiert.

Dazu werden zunächst die Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung inklusive der Freiheitsgrade, wie sie in Abschnitt 3.4 beschrieben wurden, in Abbildung 18 dargestellt.

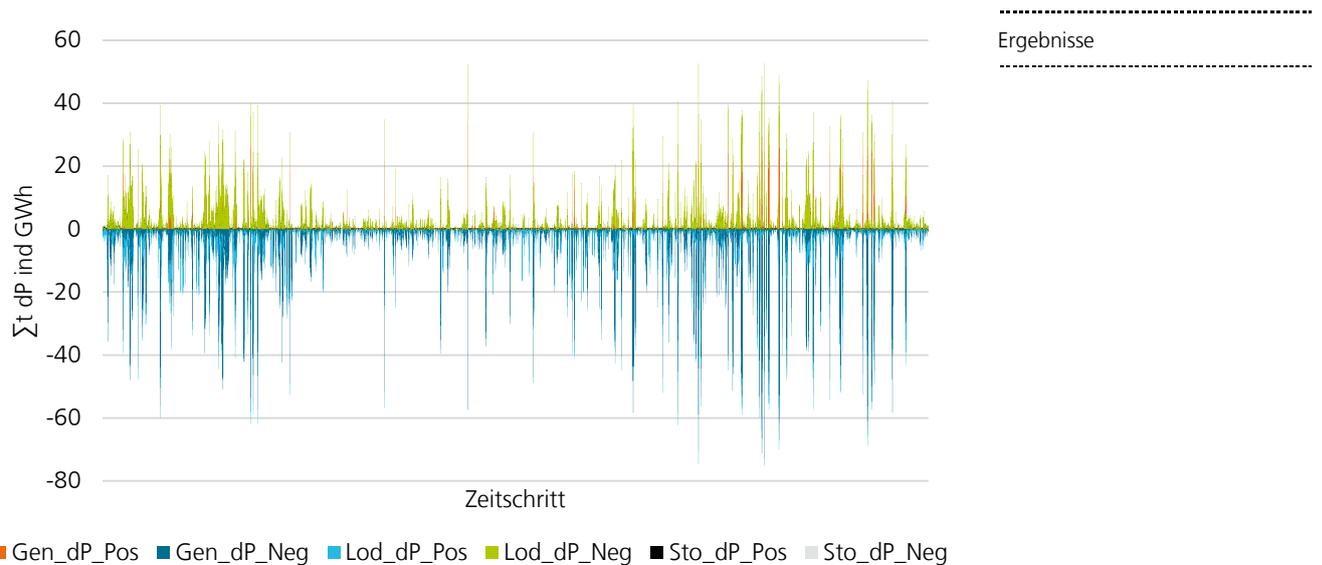


Abbildung 18: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ über 8760 Zeitschritte

Hier ist zu erkennen, dass für den Zeitschritt 7019 die höchste Verschiebeleistung innerhalb des betrachteten Jahres und Szenarios vorliegt. Hier beträgt die Verschiebeleistung für diesen Zeitschritt, welche sich aus der absoluten Summe aller Verschiebeleistungen zusammensetzt, 127,728 GWh. Im Mittel über alle 8760 liegen die Werte für die Einspeiserhöhung bzw. -reduzierung bei 0,499 GWh bzw. 3,042 GWh, für die Verbrauchserhöhung bzw. -reduzierung bei 0,866 GWh bzw. 1,710 GWh und für die Leistungsanpassung der Technologien mit Speicherfüllstand bei 0,409 GWh für die Erhöhung der Leistung und 0,396 GWh für die Reduzierung der Leistung. Um einen Überblick über die Jahressummen zu erhalten, sind diese noch einmal in Abbildung 19 grafisch dargestellt aufgeteilt nach Erzeugungserhöhung (Gen_dP_Pos), Erzeugungsreduzierung (Gen_dP_Neg), Verbrauchserhöhung (Lod_dP_Pos), Verbrauchsreduzierung (Lod_dP_Neg), Leistungserhöhung für Technologien mit Speicherfüllstand (Sto_dP_Pos) und Leistungsreduzierung für Technologien mit Speicherfüllstand (Sto_dP_Neg). Die genauen Zahlen zu diesen Werten sind zusätzlich in Tabelle 4.7 gegeben.

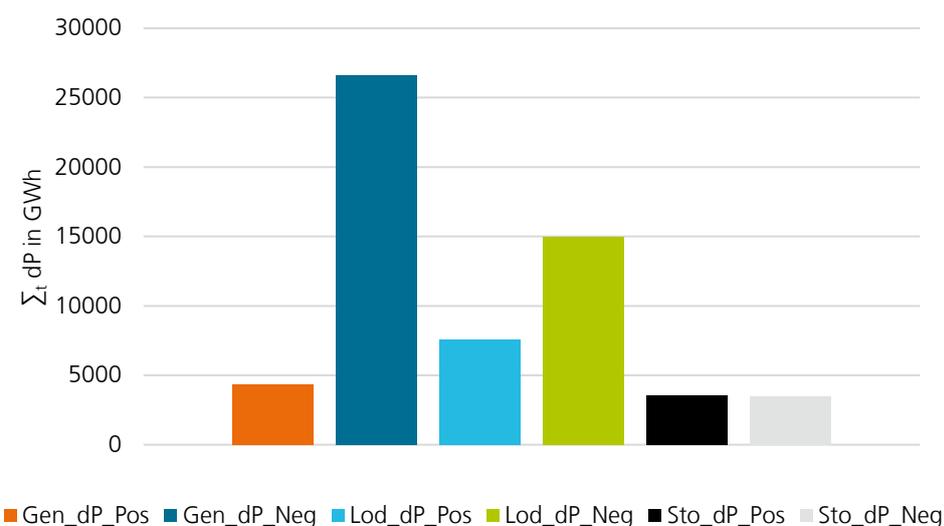


Abbildung 19: Grafische Darstellung der Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ summiert über die jeweiligen Freiheitsgrade

Tabelle 4.7: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ summiert über die jeweiligen Freiheitsgrade-----
Ergebnisse

Freiheitsgrad	Summe in GWh
Einspeisungserhöhung (Gen_dP_Pos)	4.369,05
Einspeisungsreduzierung (Gen_dP_Neg)	26.6643,96
Verbrauchserhöhung (Lod_dP_Pos)	7.589,20
Verbrauchsreduzierung (Lod_dP_Neg)	14.976,63
Einspeisungserhöhung mit Speicherfüllstandsrestriktion (Sto_dP_Pos)	3.584,26
Einspeisungsreduzierung mit Speicherfüllstandsrestriktion (Sto_dP_Neg)	3.464,60

Aus den Ergebnissen der optimierten Netzbetriebsführung ergeben sich folglich auch Kosten für die entsprechenden Maßnahmen. Diese sind in Tabelle 4.8 bis Tabelle 4.10 aufgeteilt nach den jeweiligen Typen innerhalb der optimierten Netzbetriebsführung dargestellt.

Tabelle 4.8: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ summiert über die Erzeugungskategorien

Kategorie	Einspeisungserhöhung in GWh	Einspeisungsreduzierung in GWh	Kosten in M€
Kondensations-KWK	93,89	87,83	25,11
KWK	1.950,79	0,24	519,88
Gas Turbine	536,90	37,93	143,12
Wasserkraft (Turbine)	1.787,47	45,57	359,77
Offshore Wind	-	1.993,00	76,73
Onshore Wind	-	18.418,27	550,71
Photovoltaik	-	6.061,13	212,14

Tabelle 4.9: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ summiert über die Verbraucherkategorien

 Ergebnisse

Kategorie	Verbrauchserhöhung in GWh	Verbrauchsreduzierung in GWh	Kosten in M€
Power-to-Gas	4.132,46	573,26	46,66
Wasserstoff	293,40	2.040,34	149,53
Wasserkraft (Pumpe)	3.163,33	2.577,56	5,74
Zentrale Wärmepumpen	-	0,00	19,37
Elektrische LKW OHL	-	1.587,99	300,13
Fernwärme Elektrodenkessel	-	2.218,15	250,65
Industrie Elektrodenkessel	-	5.979,33	675,66

Tabelle 4.10: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ summiert über die Speichertechnologien

Kategorie	Einspeisungserhöhung in GWh	Einspeisungsreduzierung in GWh	Kosten in M€
Batterien	3.584,26	3.464,60	176,81

4.3

Szenario „Mehr Wind in Bayern“

4.3.1

Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung

Nachfolgend werden die Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung (vgl. 3.3) für das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ präsentiert. Zunächst werden dazu die Ergebnisse der einzelnen 8760 Zeitschritte (jährliche Auswertung in stündlicher Auflösung) dargestellt und anschließend die finalen Netzausbauentscheidungen. In der nachfolgenden Abbildung 20 sind dazu zunächst die Häufigkeiten der ausgewählten Maßnahmen dargestellt. Die gestapelten Balken entsprechen dabei den ausgewählten Maßnahmen für jedes Zweigelement über alle Zeitschritte. So kann es vorkommen, dass für ein Zweigelement durchaus mehrere Maßnahmen gezogen werden, da dieses in den unterschiedlichen Zeitschritten und den damit einhergehenden unterschiedlichen Leistungsflusssituationen und somit auch Auslastungen der Zweigelemente hervorrufen. Die farbliche Kodierung entspricht dabei den folgenden Maßnahmen:

- Grün: Leiterseilmonitoring (LM)
- Rot: Hochtemperatur Leiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring (LM + TAL)
- Blau: Wechsel des Leitungstyps zu „FL (2/4) x 450²“ in Kombination mit Leiterseilmonitoring (FL (2/4) x 450² + LM)

- Blau: Wechsel des Leitungstyps zu „FL (2/4) x 650²“ in Kombination mit Leiterseilmonitoring (FL (2/4) x 650² + LM)
- Violett: Wechsel der Spannungsebene des Zweigelements von 220 kV zu 380 kV

Ergebnisse

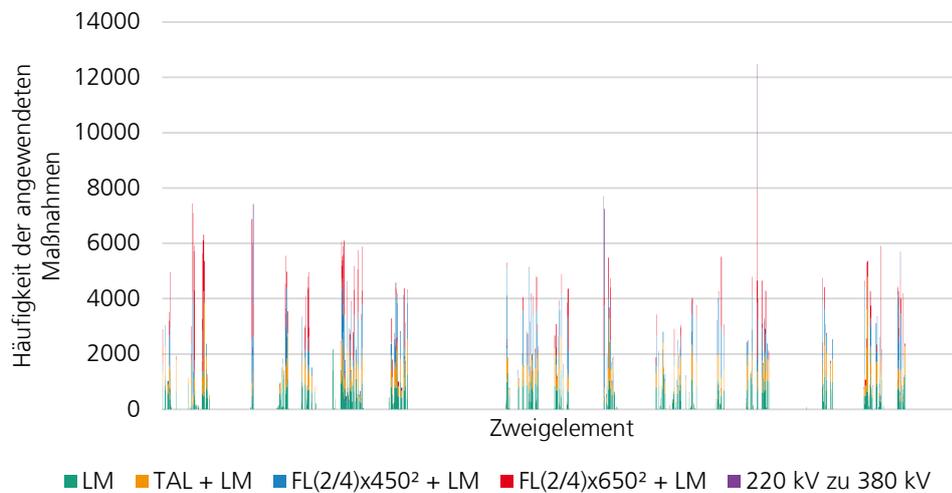


Abbildung 20: Häufigkeitsverteilung der Netzausbaumaßnahmen für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“

Nachdem die Ergebnisse für die einzelnen Zeitschritte durch die mathematische Optimierung berechnet wurden, müssen nun die noch finalen Ausbaumaßnahmen für die Zweigelemente bestimmt werden, welche im Anschluss das Ausgangsnetz für die optimierte Netzbetriebsführung bilden. Die Entscheidungen für die jeweiligen Maßnahmen im Verhältnis zu deren Häufigkeit ist in Tabelle 4.11 gegeben.

Tabelle 4.11: Häufigkeiten und final gewählte Maßnahmen für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“

Maßnahme	Häufigkeit	Auswahl
Leiterseilmonitoring	324.650	105
Hochtemperatur Leiterseile + Leiterseilmonitoring	254.610	59
Wechsel zu Typ „FL (2/4) x 450 ² “ + Leiterseilmonitoring	264.705	132
Wechsel zu Typ „FL (2/4) x 650 ² “ + Leiterseilmonitoring	207.161	289
Spannungsebenenwechsel von 220 kV zu 380 kV	26.674	27

Es lässt sich erkennen, dass ca. 72 % der angewendeten Maßnahmen im Bereich des Wechsels des Leitungstyps in Kombination mit Leiterseilmonitoring fallen. Die restlichen 26 % der Maßnahmen teilen sich auf in ca. 10 % Hochtemperaturleiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring und ca. 18 % Leiterseilmonitoring. Zusätzlich wird zu den beschriebenen Maßnahmen noch bei 27 Zweigelementen ein Spannungsebenenwechsel von 220 kV zu 380 kV durchgeführt. Die geografische Verteilung dieser Maßnahmen kann Abbildung 21 entnommen werden.

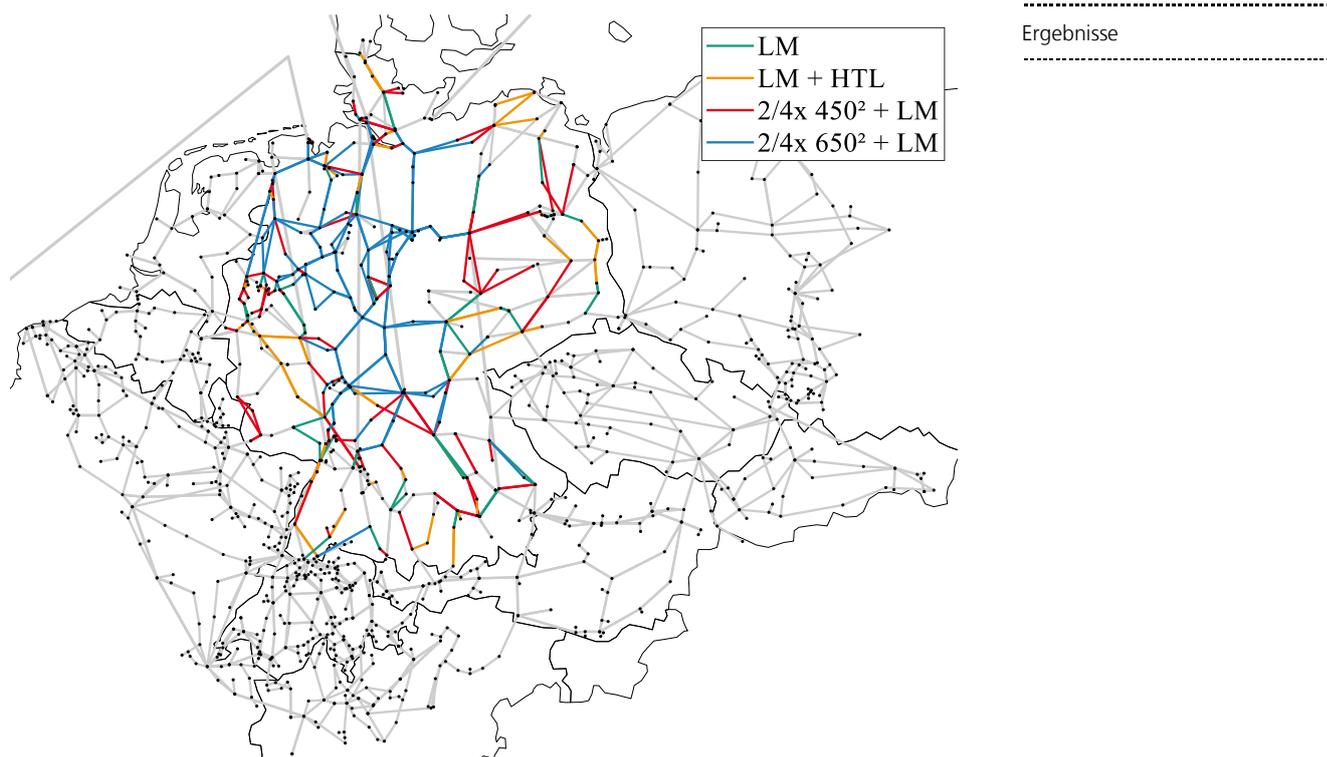


Abbildung 21: Angewendete Maßnahmen der optimierten Netzausbauplanung für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“

4.3.2 Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung

Nachdem die optimierte Netzausbauplanung durchgeführt wurde und die Maßnahmen für die jeweiligen Zweigelemente ausgewählt wurden, wird basierend auf diesen Ergebnissen die optimierte Netzbetriebsführung für jeden der 8760 Zeitschritte durchgeführt. Nachfolgend werden die Ergebnisse dieser für das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ für die jeweiligen Zeitschritte aber auch zeitschrittübergreifend für die unterschiedlichen Technologien präsentiert.

Dazu werden zunächst die Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung inklusive der Freiheitsgrade, wie sie in Abschnitt 3.4 beschrieben wurden, in Abbildung 22 dargestellt.

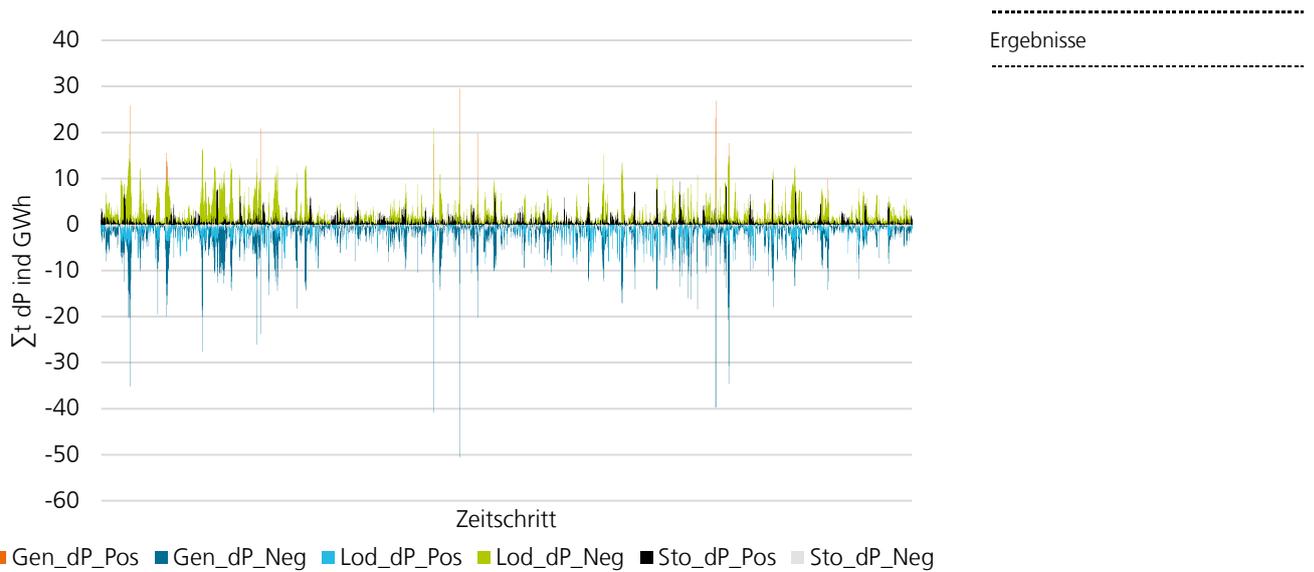


Abbildung 22: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“ über 8760 Zeitschritte

Hier ist zu erkennen, dass für den Zeitschritt 3875 die höchste Verschiebeleistung innerhalb des betrachteten Jahres und Szenarios vorliegt. Hier beträgt die Verschiebeleistung für diesen Zeitschritt, welche sich aus der absoluten Summe aller Verschiebeleistungen zusammensetzt, 101,252 GWh. Im Mittel über alle 8760 liegen die Werte für die Einspeisungserhöhung bzw. -reduzierung bei 0,222 GWh bzw. 1,525 GWh, für die Verbrauchserhöhung bzw. -reduzierung bei 0,681 GWh bzw. 1,322 GWh und für die Leistungsanpassung der Technologien mit Speicherfüllstand bei 0,336 GWh für die Erhöhung der Leistung und 0,157 GWh für die Reduzierung der Leistung. Um einen Überblick über die Jahressummen zu erhalten, sind diese noch einmal in Abbildung 23 grafisch dargestellt aufgeteilt nach Erzeugungserhöhung (Gen_dP_Pos), Erzeugungsreduzierung (Gen_dP_Neg), Verbrauchserhöhung (Lod_dP_Pos), Verbrauchsreduzierung (Lod_dP_Neg), Leistungserhöhung für Technologien mit Speicherfüllstand (Sto_dP_Pos) und Leistungsreduzierung für Technologien mit Speicherfüllstand (Sto_dP_Neg). Die genauen Zahlen zu diesen Werten sind zusätzlich in Tabelle 4.12 gegeben.

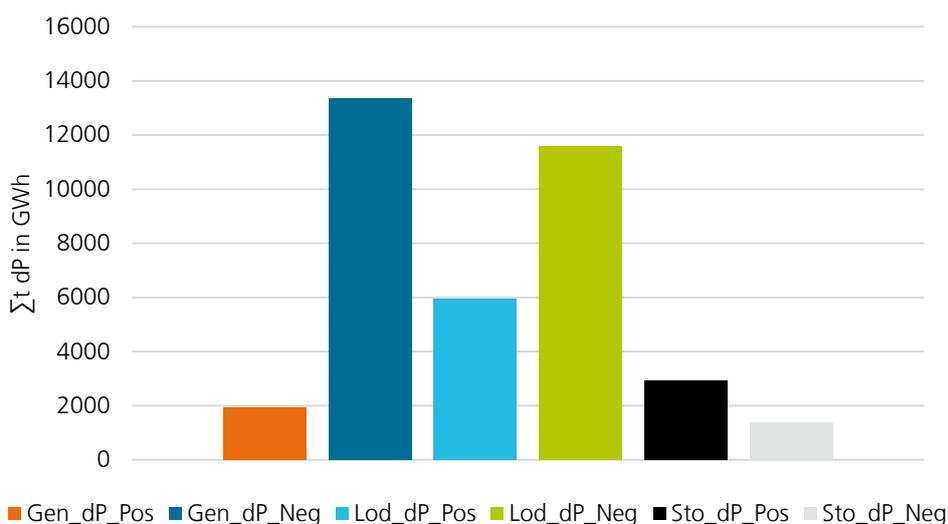


Abbildung 23: Grafische Darstellung der Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“ summiert über die jeweiligen Freiheitsgrade

Tabelle 4.12: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“ summiert über die jeweiligen Freiheitsgrade

Ergebnisse

Freiheitsgrad	Summe in GWh
Einspeisungserhöhung (Gen_dP_Pos)	1.950,27
Einspeisungsreduzierung (Gen_dP_Neg)	13.361,58
Verbrauchserhöhung (Lod_dP_Pos)	5.962,17
Verbrauchsreduzierung (Lod_dP_Neg)	11.583,16
Einspeisungserhöhung mit Speicherfüllstandsrestriktion (Sto_dP_Pos)	2.939,47
Einspeisungsreduzierung mit Speicherfüllstandsrestriktion (Sto_dP_Neg)	1.371,39

Aus den Ergebnissen der optimierten Netzbetriebsführung ergeben sich folglich auch Kosten für die entsprechenden Maßnahmen. Diese sind in Tabelle 4.13 bis Tabelle 4.15 aufgeteilt nach den jeweiligen Typen innerhalb der optimierten Netzbetriebsführung dargestellt.

Tabelle 4.13: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“ summiert über die Erzeugungskategorien

Kategorie	Einspeisungserhöhung in GWh	Einspeisungsreduzierung in GWh	Kosten in M€
Kondensations-KWK	11,91	30,47	3,20
KWK	1.136,29	0,20	302,82
Gas Turbine	125,30	7,40	33,37
Wasserkraft (Turbine)	676,87	34,63	137,11
Offshore Wind	-	1.294,84	49,85
Onshore Wind	-	9.353,48	279,67
Photovoltaik	-	2.640,56	92,42

Tabelle 4.14: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“ summiert über die Verbraucherkategorien

 Ergebnisse

Kategorie	Verbrauchserhöhung in GWh	Verbrauchsreduzierung in GWh	Kosten in M€
Power-to-Gas	3.044,67	423,96	36,69
Wasserstoff	210,52	1.926,44	141,05
Wasserkraft (Pumpe)	2.706,98	2.271,86	4,98
Zentrale Wärmepumpen	-	0,00	0,00
Elektrische LKW OHL	-	1.024,75	193,68
Fernwärme Elektrodenkessel	-	1.579,50	178,48
Industrie Elektrodenkessel	-	4.356,65	492,30

Tabelle 4.15: Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“ summiert über die Speichertechnologien

Kategorie	Einspeisungserhöhung in GWh	Einspeisungsreduzierung in GWh	Kosten in M€
Batterien	2.939,47	1.371,39	71,51

4.4 Vergleich der Ergebnisse

In diesem Kapitel des Berichts sollen zum einen in Abschnitt 4.4.1 die Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung sowie in Abschnitt 4.4.2 die Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung dargestellt und verglichen werden, um daraus in Abschnitt 4.5 Schlussfolgerungen für das Jahr 2050 ableiten zu können.

4.4.1 Vergleich der Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung

In Abbildung 24 sind die Häufigkeiten der angewendeten Maßnahmen der optimierten Netzausbauplanung für die unterschiedlichen Szenarien über die verschiedenen verfügbaren Freiheitsgrade dargestellt.

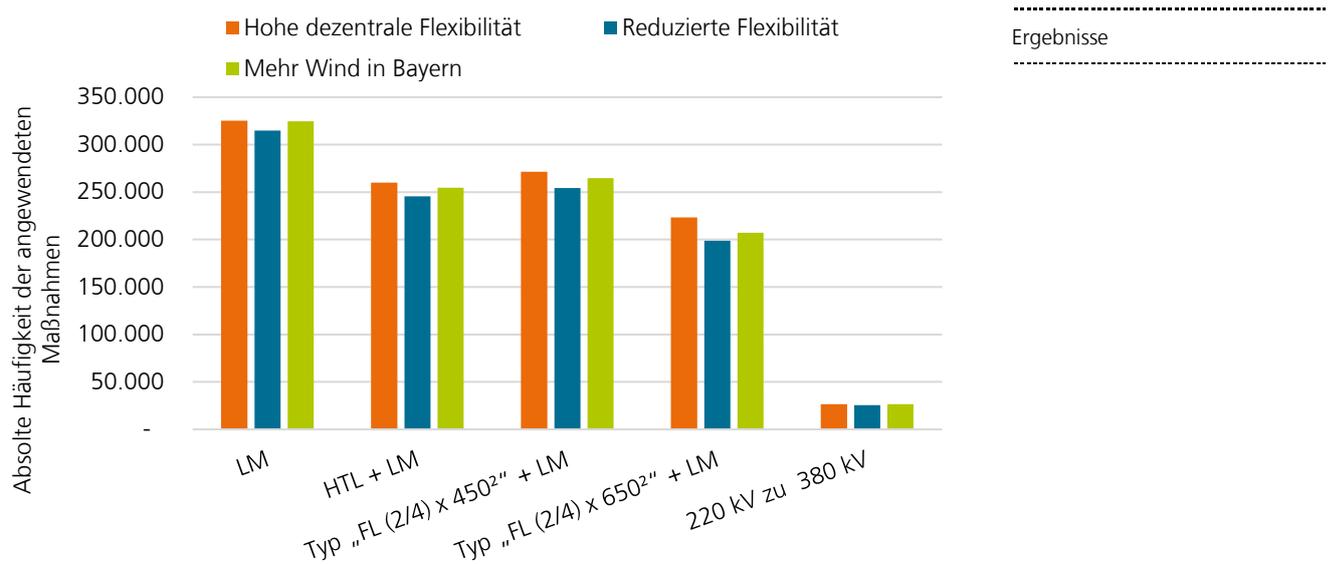


Abbildung 24: Vergleich der Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung hinsichtlich der absoluten Häufigkeit der angewendeten Maßnahmen

Auffällig ist bei der Betrachtung der Abbildung, dass das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ geringere Häufigkeiten bei allen Freiheitsgraden der optimierten Netzausbauplanung aufweist, mit Ausnahme des Wechsels der Spannungsebene von 220 kV zu 380 kV. Dies lässt jedoch nicht zwingend auf einen höheren Netzausbau anhand der final ausgewählten Maßnahmen schließen, da die angewendeten Maßnahmen ebenfalls in der geografischen Verteilung zu betrachten sind.

Das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ weist bezogen auf die Häufigkeiten der angewendeten Maßnahmen die höchste Anzahl eben dieser auf. Auch hier weist dies nicht zwingend auf einen höheren Netzausbaubedarf hin, da die final angewendeten Maßnahmen, welche nachfolgend präsentiert werden, mit in Betracht gezogen werden müssen. Größere Werte für die Häufigkeiten können zum einen auf stärkere Auslastungen der Leitungen im Ausgangsleistungsfluss hinweisen aber auch auf einen verstärkten Einsatz der Freiheitsgrade über eine größere Anzahl der Leitungen.

Die absoluten Häufigkeiten für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“ weisen im Vergleich zum Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ eine leicht geringere Summe der absoluten Häufigkeiten, mit Ausnahme des Spannungsebenenwechsels von 220 kV zu 380 kV und Leiterseilmonitoring, auf. Auch hier gilt es die final angewendeten Maßnahmen zu analysieren um einen Rückschluss auf den tatsächlichen Netzausbaubedarf zu ermitteln.

Neben den Häufigkeiten der jeweiligen Freiheitsgrade in den verschiedenen Szenarien lassen sich die final getroffenen Ausbauentscheidungen vergleichen. Diese sind in Abbildung 25 über die verfügbaren Freiheitsgrade der vier Szenarien dargestellt.

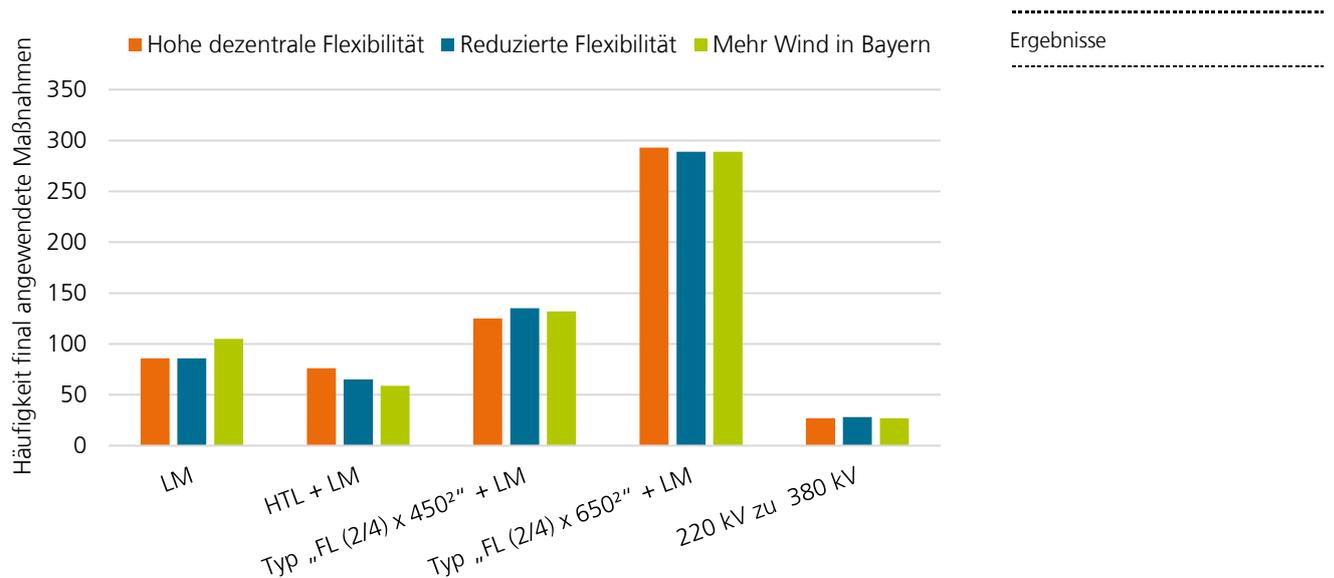


Abbildung 25: Vergleich der Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung hinsichtlich der Häufigkeit der final angewendeten Maßnahmen

Aus dieser Abbildung lässt sich erkennen, dass der Netzausbaubedarf, welcher sich aus den final ausgewählten Maßnahmen ableitet, für die Szenarien „Hohe dezentrale Flexibilität“, „Reduzierte Flexibilität“ und „Mehr Wind in Bayern“ in einer ähnlichen Größenordnung befindet, mit leichten Unterschieden bei den jeweiligen Maßnahmen. Im Bereich der Hochtemperaturleiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring (HTL + LM) ergibt sich für das Szenario „Hohe dezentral Flexibilität“ ein leicht erhöhter Wert im Vergleich zu den beiden anderen genannten Szenarien. Der Freiheitsgrad Leiterseilmonitoring wird im Szenario „Mehr Wind in Bayern“ final mit einer leicht höheren Anzahl als bei den anderen beiden Szenarien angewendet. Beim Austausch des Leitungstyps zum Typ FL (2/4) x 450² bzw. Typ FL (2/4) x 650² in Kombination mit Leiterseilmonitoring befinden sich ebenso wie der Wechsel der Spannungsebene von 220 kV zu 380 kV auf einem gleichen Niveau.

4.4.2 Vergleich der Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung für die unterschiedlichen Szenarien gegenübergestellt und verglichen. Die Gegenüberstellung der Ergebnisse hinsichtlich der notwendigen Verschiebeleistung in der optimierten Netzbetriebsführung erfolgt in Abbildung 26.

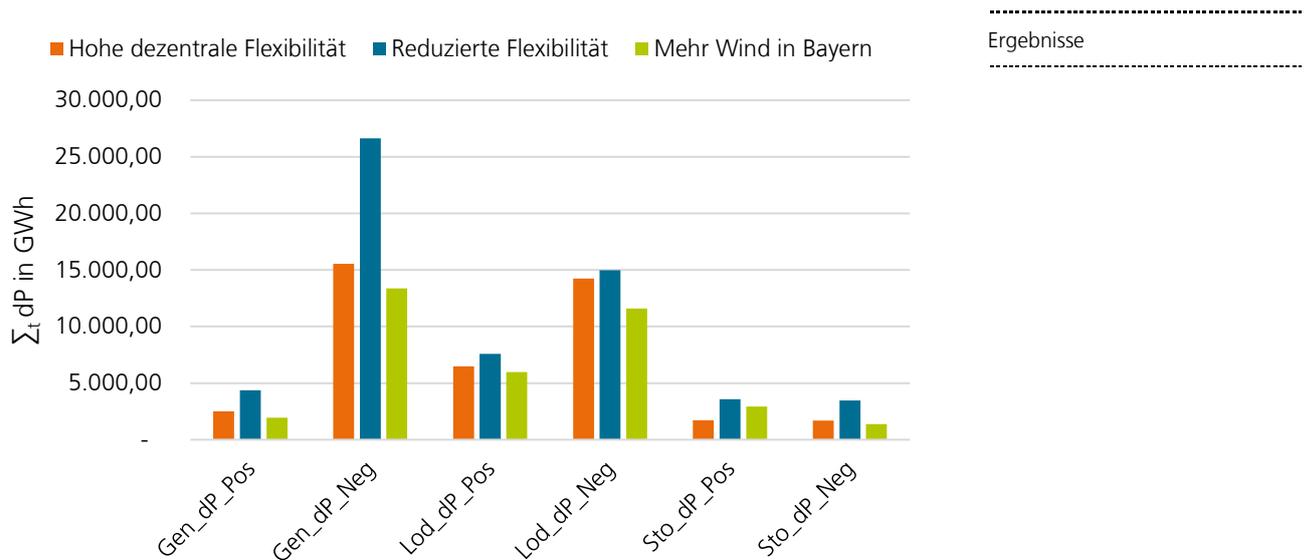
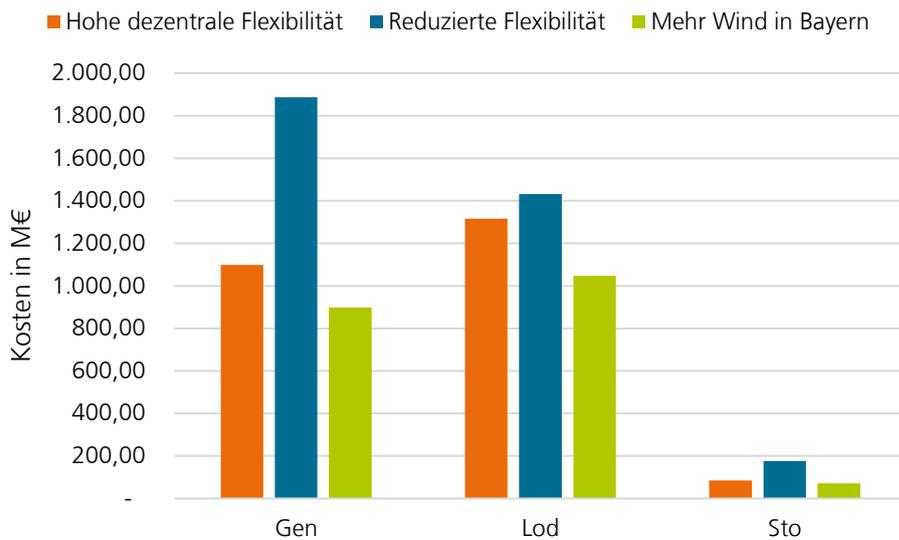


Abbildung 26: Vergleich der Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung hinsichtlich summierten Verschiebeleistungen

Aus der Abbildung lässt sich erkennen, dass das Szenario „Mehr Wind in Bayern“ im Vergleich zu den übrigen drei Szenarien die in Summe geringste notwendige Verschiebeleistung in der optimierten Netzbetriebsführung aufweist. Einzig im Bereich der Einspeisungserhöhung mit Speicherfüllstandsrestriktion (Sto_dp_Pos) weist dieses Szenario nicht den geringsten Wert in den vorhandenen Flexibilitätsoptionen auf, was auf einen erhöhten Einsatz der Batterien in der optimierten Netzbetriebsführung schließen lässt. Das Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ weist in Summe über alle Kategorien die zweit geringste Verschiebeleistung auf. Auffällig sind hier vor allem, dass die Einspeisungserhöhung (Gen_dp_Pos) auf einem ähnlichen Niveau mit der Einspeisungserhöhung im Szenario „Mehr Wind in Bayern“ und die ebenfalls auf einem ähnlichen Niveau gelegene Verbrauchsreduzierung im Vergleich mit dem Szenario „Reduzierte Flexibilität“. Das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ weist folglich in Summe die größte notwendige Verschiebeleistung im Vergleich auf. Dies fällt vor allem bei der Einspeisungsreduzierung auf, wo die Summe der Verschiebeleistung um beinahe den Faktor zwei über der notwendigen Verschiebeleistung vom Szenario „Mehr Wind in Bayern“ liegt.

In Abbildung 27 sind die Kosten, welche bei der optimierten Netzbetriebsführung entstehen für die drei Szenarien über die jeweiligen Flexibilitätskategorien Einspeisungsveränderung (Gen), Verbrauchsveränderung (Lod) und Einspeisungsveränderung mit Speicherfüllstandsrestriktion (Sto) in Summe dargestellt.



Ergebnisse

Abbildung 27: Vergleich der Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung hinsichtlich entstandenen Kosten

Aus der Abbildung lässt sich erkennen, dass das Szenario „Reduzierte Flexibilität“ die höchsten Kosten in Summe über alle Flexibilitätsoptionen entstehen lässt. Die Summe beläuft sich auf ca. 3.495 M€ und liegt somit deutlich über den Kosten der Szenarien „Hohe dezentrale Flexibilität“ mit ca. 2.500 M€ und ca. 2.017 M€ für das Szenario „Mehr Wind in Bayern“. Das Verhältnis der Kosten spiegelt also auch die Unterschiede in den Verschiebeleistungen aus Abbildung 26 wieder.

Aus den Differenzen der genannten Summen lässt sich ebenfalls erkennen, dass der Unterschied vom Szenario „Hohe dezentrale Flexibilität“ zum Szenario „Reduzierte Flexibilität“ um ungefähr 1.000 M€ beträgt, was einer Kostenreduzierung von ca. 28,5 % gleichkommt. Der Unterschied vom Szenario „Mehr Wind in Bayern“ zeigt hier sogar einen Unterschied von 42,3 % bezogen auf die Gesamtkosten auf. Der Unterschied zwischen den Szenarien „Hohe dezentrale Flexibilität“ und mehr Wind in Bayern beträgt ca. 483 M€, was einer Differenz von ungefähr 29,3 % entspricht.

4.5 Schlussfolgerungen für 2050

In diesem Abschnitt sollen die Erkenntnisse aus der Analyse der Ergebnisse von optimierter Netzausbauplanung und optimierter Netzbetriebsführung für die drei Szenarien „Hohe dezentrale Flexibilität“, „Reduzierte Flexibilität“ und „Mehr Wind in Bayern“ in Schlussfolgerungen für das Jahr 2050 übersetzt werden.

Ein stärkerer Zubau von Windkraft in Bayern bei einer gleichzeitig hohen dezentralen Flexibilität führt zu einem weniger starken Netzausbaubedarf und zu einer Reduzierung der Kosten im Rahmen der Netzbetriebsführung.

Unter den getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen lässt sich diese Schlussfolgerung zum einen durch die ermittelten finalen Netzausbaubedarfe und deren Vergleich in Kapitel 4.4.1 stützen, welcher zeigt, dass weniger Hochtemperaturleiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring eingesetzt werden als bei den anderen beiden Szenarien, dafür aber die Maßnahme Leiterseilmonitoring, welche die Maßnahme mit der geringsten Auswirkung auf die Stromtragfähigkeit ohne einen grundlegenden Ersatz- oder

Parallelneubau darstellt, deutlich häufiger final angewendet wird. Dies lässt sich ebenfalls in Abbildung 25 erkennen.

Ebenfalls reduzieren sich sowohl die notwendige Verschiebeleistung zur Beseitigung der Engpässe in der optimierten Netzbetriebsführung und damit einhergehen auch die Kosten, wie in Abschnitt 4.4.2 dargestellt. Die Kosten reduzieren sich um ca. 1.000 M€ bzw. 483 M€ im Vergleich zu den Szenarien „Reduzierte Flexibilität“ bzw. „Hohe dezentrale Flexibilität“. Ein weiterer Effekt der sich bei den durchgeführten Simulationen und Berechnungen gezeigt hat, ist das im Szenario „Mehr Wind in Bayern“ eine geringere Menge an Leistungseinspeisung durch erneuerbare Energien abgeregelt werden muss, was für das Erreichen der Klimaziele und der Energiewende zuträglich ist. Die Mengen der Leistungen für die Kategorien Wind Offshore, Wind Onshore und Photovoltaik sind noch einmal im Detail in Abbildung 28 dargestellt.

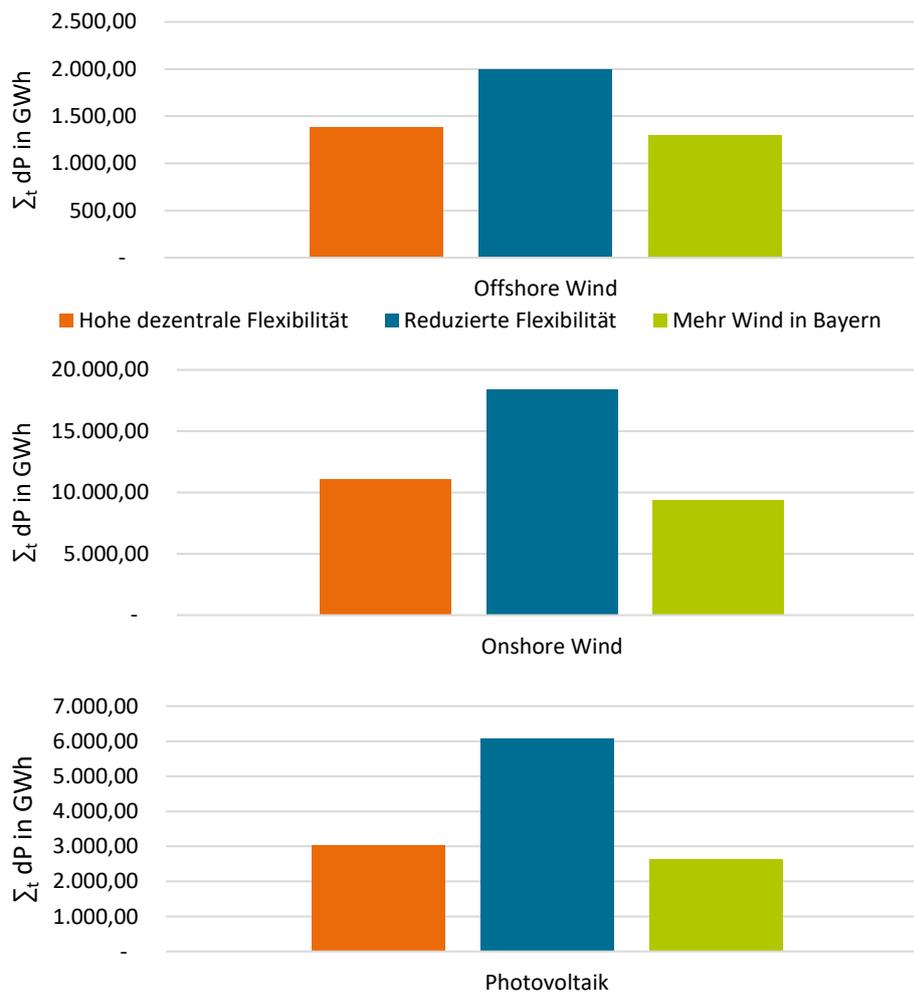


Abbildung 28: Vergleich der Einspeisungsreduzierung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen für drei Szenarien: oben: Offshore Wind; Mitte: Onshore Wind; Unten: Photovoltaik

Ein zukünftiges elektrisches Energieversorgungssystem mit einer hohen dezentralen Flexibilität führt zu keinem deutlich starken Netzausbaubedarf wie eine reduzierte Flexibilität, jedoch sinken die Kosten welche durch Engpassmanagement und Netzbetriebsführung entstehen.

Unter den getroffenen Annahmen im Rahmen der durchgeführten Simulationen und Berechnungen konnte im Vergleich zum Szenario „Reduzierte Flexibilität“ kein deutlich erhöhter Netzausbaubedarf (vgl. Abschnitt 4.4.1) festgestellt werden. Ebenfalls können die Kosten (und damit einhergehend auch die notwendigen Verschiebeleistungen) im Vergleich mit diesem Szenario deutlich reduziert werden. Dies gilt für alle Flexibilitätsoptionen im Rahmen der optimierten Netzbetriebsführung mit Ausnahme der Elektrolyseure und der Wasserkraft im Pumpenbetrieb, bei denen die Verbrauchsreduzierung um ca. 230 GW höher ist, als im Szenario „Reduzierte Flexibilität“, was aber nur einen geringen Anteil der gesamten Verschiebeleistung ausmacht (Gesamtverschiebeleistung: ca. 42.200 GW, vgl. 4.1.2).

Eine reduzierte Flexibilität ruft einen leicht geringeren Netzausbaubedarf hervor, resultiert jedoch in deutlich erhöhten Kosten im Rahmen des Engpassmanagements und der Netzbetriebsführung.

Dies haben die erfolgten Berechnungen und Simulationen und den getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen gezeigt. Der in Summe geringere Netzausbau im Vergleich zu den Szenarien „Mehr Wind in Bayern“ und „Hohe dezentrale Flexibilität“ ist in Abschnitt 4.4.1 zu erkennen und trifft einen Großteil der netzplanerischen Freiheitsgrade zu.

Vergleicht man jedoch die entstandenen Kosten sowie die notwendige Verschiebeleistung wie sie im Rahmen des Engpassmanagements und der Netzbetriebsführung entstehen, so steigen beide Größen in Summe deutlich an. Im betrachteten Szenario werden im Vergleich die erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen am stärksten abgeregelt, wie in Abbildung 28 gut zu erkennen ist, was für das Erreichen der Klimaziele und der Energiewende zuträglich ist.

5 Literatur

Literatur

- [1] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, SCOPE - Sektorenübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iese.fraunhofer.de/content/dam/iese/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Broschueren/2018_F_SCOPE_Einzelseiten.pdf (Zugriff am: 10. August 2021).
- [2] A. von Oehsen, *Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland*. Dissertation, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-2013050742706/5/DissertationA-manyVonOehsen.pdf>
- [3] M. Jentsch, *Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern: Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem: Dissertation*, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-336756.html>
- [4] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik und Institut für Bauphysik, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen und Stiftung Umweltenergierecht, „Roadmap Speicher: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung“. Endbericht, Kassel, Aachen, Würzburg, 2014.
- [5] Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme/IBP, „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr: Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung: Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor“, Kassel, 2015.
- [6] P. Härtel und M. Korpås, „Aggregation Methods for Modelling Hydropower and Its Implications for a Highly Decarbonised Energy System in Europe“, *Energies*, Jg. 10, Nr. 11, S. 1841, 2017, doi: 10.3390/en10111841.
- [7] M. Bons, C. Klessmann, B. Lotz, S. Tiedemann, C. Pape und D. Horst, *Wissenschaftliche Fundierung der Beratungen zu Abstandsregelungen bei Windenergie an Land: Leistungsabruf innerhalb des Rahmenvertrages „Beratung der Abteilung III des BMWi“*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/wissenschaftliche-fundierung-der-beratungen-zu-abstandsregelungen-bei-windenergie-an-land.html>.
- [8] M. Bons *et al.*, *Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/analyse-der-kurz-mittelfristigen-verfuegbarkeit-von>.
- [9] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023: Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/Wissen/Ausbaubedarf/Szenariorahmen/de.html?sessionid=7B5E31927610510B4DC4151904F99833>.
- [10] 50Hertz Transmission GmbH, „Statisches Netzmodell“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Netzdaten/StatischesNetzmodell>.
- [11] Amprion GmbH, „Statisches Netzmodell“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.amprion.net/Strommarkt/Engpassmanagement/Statisches-Netzmodell/>.

- [12] TenneT TSO GmbH, „Statisches Netzmodell für Marktteilnehmer“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/>.
- [13] TransnetBW GmbH, „Engpass“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/engpassmanagement/engpass>.
- [14] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Kraftwerksliste“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ver-sorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- [15] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf“, 15. Apr. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>.
- [16] R. Fourer, D. M. Gay und B. W. Kernighan, *AMPL: A modeling language for mathematical programming*, 2. Aufl. Belmont, Ca.: Brooks/Cole, 2009.
- [17] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes“, 2018.
- [18] D. S. Stock, Y. Harms, D. Mende und L. Hofmann, „Robust nonlinear mathematical transmission expansion planning based on German electricity market simulation“, *Electric Power Systems Research*, Jg. 189, S. 106685, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106685.
- [19] C. Linnemann, D. Echternacht, C. Breuer und A. Moser, „Modeling optimal redispatch for the European Transmission grid“ in *2011 IEEE PES PowerTech - Trondheim*, Trondheim, 19.06.2011 - 23.06.2011, S. 1–8, doi: 10.1109/PTC.2011.6019442.

Literatur
