Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen

Gutachten

ef RUHR DIE ENERGIEDENKFABRIK
tu technische universität dortmund
ie3
RWTH AACHEN UNIVERSITY
IAEW

Autoren des Gutachtens

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Dr.-Ing. Jan Kays
Marie Kloubert, M. Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Jan Teuwsen
Dipl.-Ing. Björn Gwisdorf
Dipl.-Wirt.-Ing. Volker Liebenau

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Jan Kellermann, M. Sc.
Dipl.-Ing. Philipp Awater
Dr.-Ing. Henning Schuster (bis Juli 2014)

Impressum

ef.Ruhr GmbH
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
D-44227 Dortmund

Technische Universität Dortmund
ie³ - Institut für Energiesysteme,
Energieeffizienz und Energiewirtschaft
Emil-Figge-Straße 70
D-44227 Dortmund

RWTH Aachen
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Schinkelstr. 6
52062 Aachen

17. Dezember 2014

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis 4
Zusammenfassung der Studienergebnisse 5
1 Einleitung 12
2 Energieversorgung in NRW im Jahr 2025 16
2.1 Szenariorahmen 2025 16
2.2 Regionalisierung 18
2.3 Gebietsklassifizierung 22
3 Vorgehensweise bei der Netzbewertung 29
3.1 Netzdatenerhebung 29
3.1.1 NS- und MS-Ebene 30
3.1.2 HS-Ebene 31
3.2 Berechnungsmethodik in der NS- und MS-Ebene 42
3.3 Berechnungsmethodik in der HS-Ebene 45
3.4 Methodik der Hochrechnung auf NRW 53
4 Leistungsfähigkeit der Verteilnetze bis zum Jahr 2025 54
4.1 Aktuelle Situation und verfügbare Kapazität in den Verteilnetzen 54
4.1.1 Niederspannung 54
4.1.2 Mittelspannung 58
4.1.3 Hochspannung 61
4.2 Leistungsfähigkeit der Verteilnetze für Szenarien 2025 65
4.2.1 Analysierte Szenarien 65
4.2.2 Niederspannung 67
4.2.3 Mittelspannung 70
4.2.4 Hochspannung 75
4.3 Einordnung der Ergebnisse 82
5 Handlungsempfehlungen 86
Literaturverzeichnis 89
Abbildungsverzeichnis 92
Tabellenverzeichnis 95

Abkürzungsverzeichnis

BMA	Biomasseanlage
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DEA	Dezentrale Energieumwandlungsanlage
Dena	Deutsche Energieagentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GW	Gigawatt
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
KWKA	Kraft-Wärme-Kopplungsanlage
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LANUV	Landesamt für Natur-, Umwelt- und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen
MKULNV	Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NRW	Nordrhein-Westfalen
NS	Niederspannung
PVA	Photovoltaikanlage
RVR	Regionalverband Ruhr
TR	Technische Anschlussrichtlinie
Vbh	Vollbenutzungsstunden
VNB	Verteilnetzbetreiber
VNS	Verteilnetzstudie
WEA	Windenergieanlage

Zusammenfassung der Studienergebnisse

Die Fördermechanismen des EEG und des KWKG haben in den letzten Jahren einen starken Zubau an dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) mit sich gebracht. Durch die Nennleistungen dieser Anlagen im Bereich bis zu wenigen MW werden sie in der Regel in den Verteilnetzen in Deutschland installiert. Im Allgemeinen wird davon ausgegangen, dass sich der Zubautrend, insbesondere bei Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen, in den kommenden Jahren fortschreiben wird. Bei den Studien der letzten Jahre, wie von der dena [1] oder des BMWi [2], die zur Bestimmung des Ausbaubedarfs auf Grund des weiteren DEA-Zubaus erstellt worden sind, lag der Fokus der Analysen auf der deutschlandweiten Betrachtung. Die dort entstandenen Aussagen zum Verstärkungsbedarf der Verteilnetze können für Nordrhein-Westfalen nur aus den allgemeinen Studienergebnissen und –annahmen abgeleitet werden.

Aus diesem Grund sollen daher in der vorliegenden Studie die elektrischen Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf ihre Leistungsfähigkeit unter Berücksichtigung der aktuellen landespolitischen Ziele und geographischen Rahmenbedingungen analysiert werden. Dafür wird ein Leitszenario definiert. Neben dem Leitszenario wird ein Alternativszenario untersucht, dem die Annahme zugrunde liegt, dass die Ziele der Landesregierung untererfüllt bleiben. Der Grad der Untererfüllung wird aus dem Verhältnis der Szenarien B und C aus dem Netzentwicklungsplan 2014 abgeschätzt. Das Alternativszenario stellt somit einen Zubaustand auf dem Weg zum Leitszenario dar. Basierend auf den vom Landesamt für Natur-, Umwelt- und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) erstellten Potentialatlanten für Wind- und Solarenergie werden die vom Land Nordrhein-Westfalen durch diese Energieträger bereitgestellte Energie im Jahr 2025 in Zubauleistungen umgerechnet. Daraus ergibt sich die in Tabelle Z.1 dargestellte erforderliche Zubauleistung im Leitszenario.

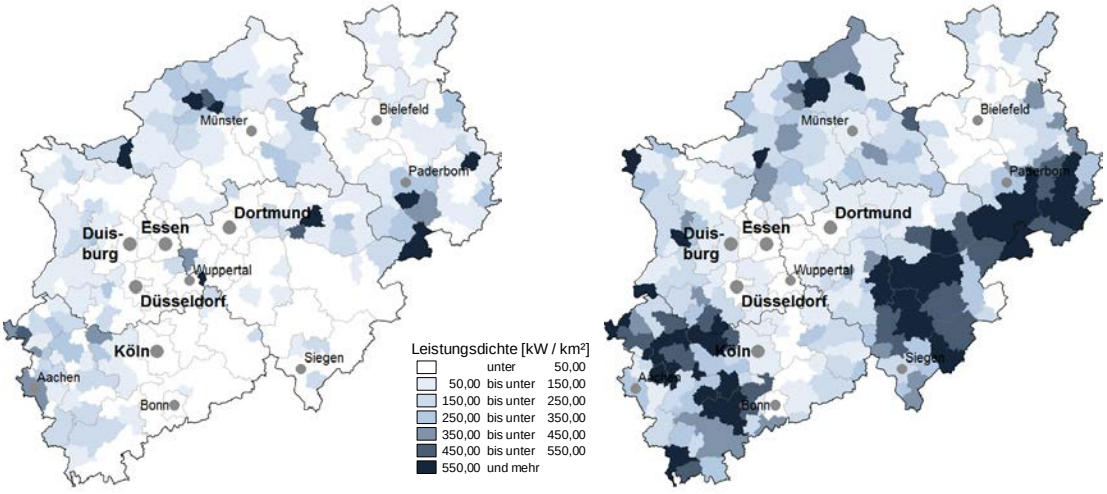
Tabelle Z.1 Installierte Leistung in Nordrhein-Westfalen im Leitszenario im Jahr 2025

Installierte Leistung in MW	2011	2025	Entwicklung
Erneuerbare Energien	7.199	19.718	+12.519
Windenergie	3.189	12.581	+9.392
Photovoltaik	2.997	5.765	+2.768
Biomasse	605	1.103	+498
Sonstige	407	269	-139
Kraft-Wärme-Kopplung	4.723	9.181	+4.459

Die dabei verwendete Regionalisierung orientiert sich ebenfalls an den vom LANUV veröffentlichten Potentialatlanten. Eine Übersicht über den Zubau der Windenergieanlagenleistung in NRW gibt Abbildung Z.1

WEA-Verteilung 2011
(3.189 MW)

WEA-Zubau bis 2025
(NRW-Leitszenario, 9.392 MW)



Copyright Kartengrundlage: Lutum+Tappert

Abbildung Z.1 Regionalisierung des WEA-Zubaus bis zum Jahr 2025 im Leitszenario

Basierend auf den bestimmten Zubauleistungen wird die Leistungsfähigkeit der Verteilnetze in NRW bestimmt. Zunächst werden dafür die aktuelle Auslastung der Netze und die damit verbun-

dene, verbleibende Kapazität in den Spannungsebenen der Verteilnetze identifiziert. Ohne Berücksichtigung der regionalisierten Zubauprognosen ergeben sich daraus die in Abbildung Z.2 dargestellten theoretischen Aufnahmepotentiale in den einzelnen Verteilnetzspannungsebenen. Die verfügbaren Potentialflächen der LANUV Potentialatlanten werden in der Bewertung mit berücksichtigt. Dabei gilt es jedoch explizit zu beachten, dass die dargestellten freien Netzkapazitäten eine theoretische Obergrenze darstellen und für jede Spannungsebene separat, ohne Berücksichtigung unterlagerter Spannungsebenen, angegeben werden. Eine Berücksichtigung der aus unterlagerten Spannungsebenen resultierenden Einschränkung der freien Netzkapazitäten kann in der MS- und HS-Ebene jedoch zu einer signifikanten Reduktion des Gesamtpotenzials führen.

Insbesondere in den ländlichen Regionen entsprechend der EU-Stadt/Land-Gliederung mit einem Bevölkerungsanteil von rund 10 % (zum Vergleich Deutschland 23 %, Mecklenburg-Vorpommern 46 % [10]) ist die zur Verfügung stehende Netzkapazität in allen Spannungsebenen sehr gering. Mit zunehmender Bevölkerungsdichte und damit zunehmender Lastdichte steigt das flächenbezogene Potential, da die Netze in der Vergangenheit vor allem für die Versorgung der vorhandenen Lasten dimensioniert worden sind.

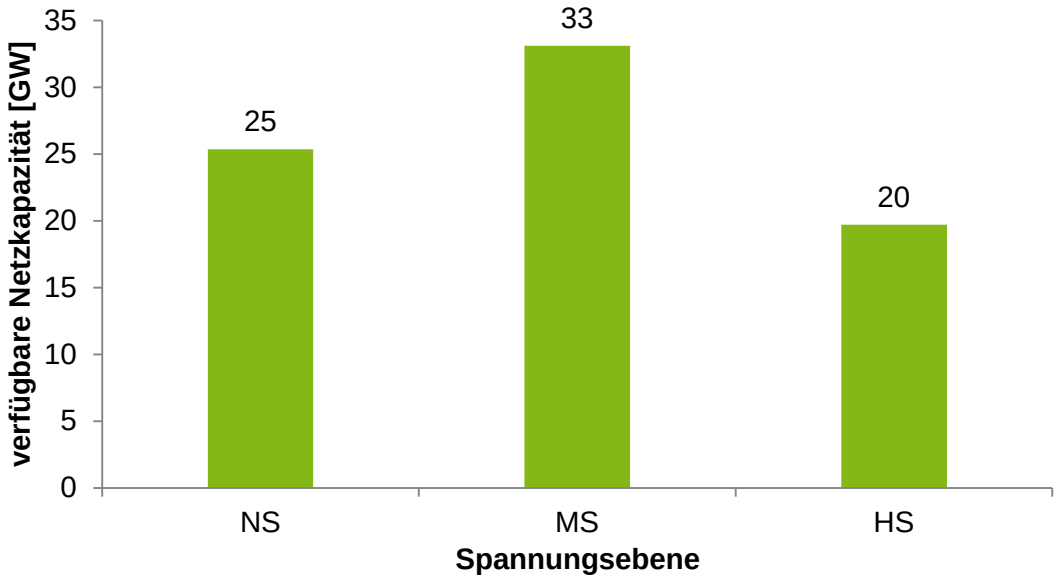


Abbildung Z.2 Theoretisches Aufnahmepotential für EE-Zubau in den Spannungsebenen der Verteilnetze ohne Berücksichtigung regionalisierter Prognosen

In einem weiteren Schritt wird ermittelt, welcher Anteil der regionalisierten Zubauprognosen, der für die Erreichung der landespolitischen Ziele erforderlich ist, in den Netzen aufgenommen werden kann, ohne dass ein unmittelbarer Netzverstärkungsbedarf besteht. Während die Niederspannungsnetze in NRW die prognostizierten Zubauleistungen größtenteils aufnehmen können, ist der Anteil der Zubauleistung, die ohne Netzverstärkung in den MS- und HS-Netzen zugebaut werden kann, wesentlich geringer. Eine prozentuale Darstellung auf Landkreisebene ist für die Spannungsebenen in den Abbildung Z.4 – Z.5 dargestellt. Die Aufnahmefähigkeit bezieht sich dabei auf die Zubauziele des Leitszenarios.

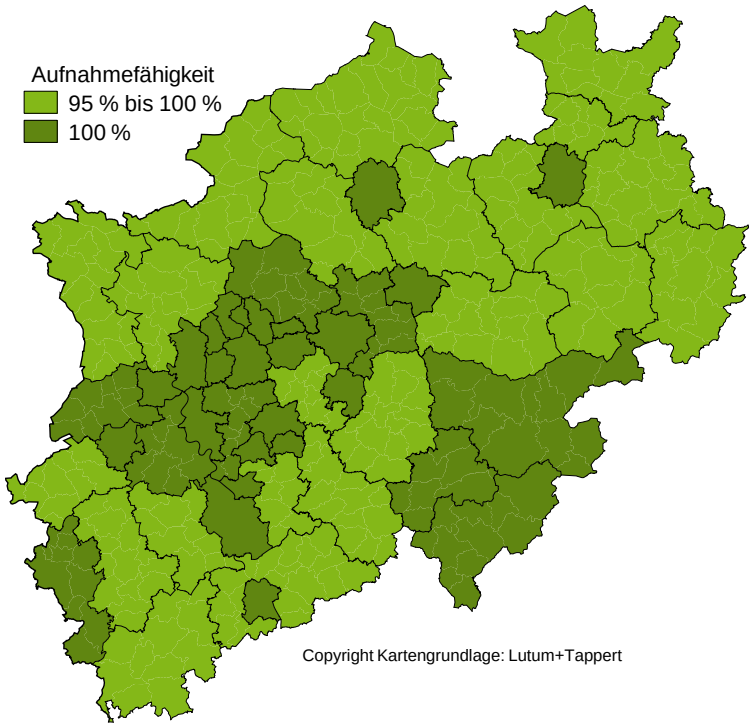


Abbildung Z.3 Aufnahmefähigkeit der NS-Netze in den Landkreisen in NRW, bezogen auf die Zubauziele des Leitszenarios

Wenn die landespolitischen Ziele komplett umgesetzt werden, entsteht folglich ein Netzausbaubedarf in den verschiedenen Spannungsebenen. Die angegebenen Systemkosten resultieren dabei aus dem ermittelten Netzverstärkungsbedarf in den betrachteten Untersuchungsvarianten: Neben den Basisvarianten für das Leit- und das Alternativszenario werden für das Leitszenario zwei weitere Varianten untersucht. Zum einen wird eine Variante mit strengeren Spannungskriterien für die MS-/NS-Ebene betrachtet (mit Techn. Richtlinien). Darin werden die gängigen Anschlussbedin-

gungen, die nur eine maximale Anhebung der Spannung des betrachteten Netzgebietes um 2 % bzw. 3 % zulassen, konsequent berücksichtigt.

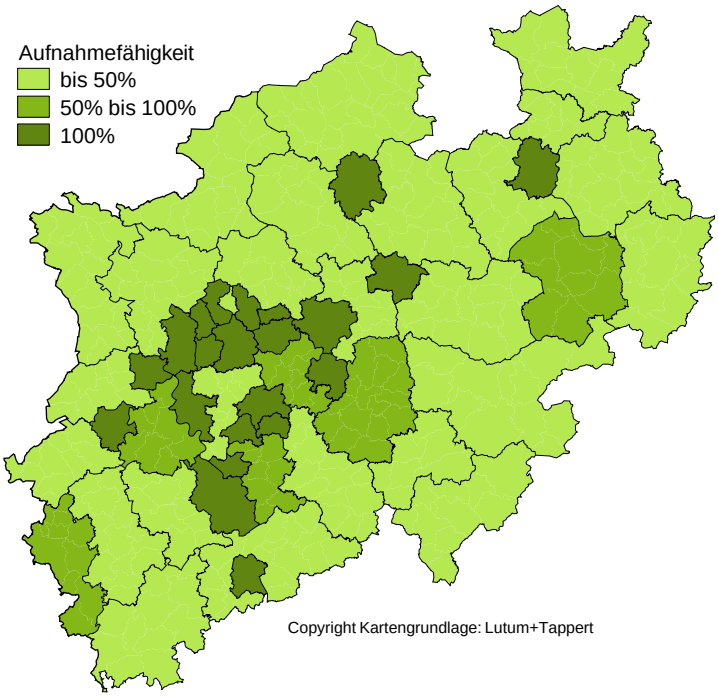


Abbildung Z.4 Aufnahmefähigkeit der MS-Netze in den Landkreisen in NRW, bezogen auf die Zubauziele des Leitszenarios

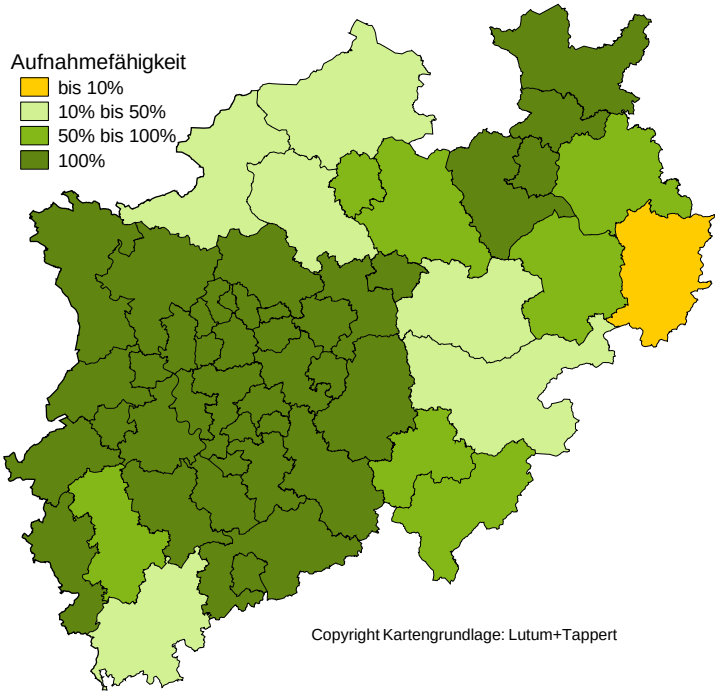


Abbildung Z.5 Aufnahmefähigkeit der HS-Netze in den Landkreisen in NRW, bezogen auf die Zubauziele des Leitszenarios

Des Weiteren werden in der Variante „Abregelung“ die Auswirkungen einer pauschalen Abregelung von EE-Anlagen auf den erforderlichen Netzverstärkungsbedarf untersucht. Die Abregelung wird dabei so gewählt, dass keine EE-Anlage mehr als 3 % ihrer jährlichen Energieerzeugung nicht einspeisen kann. Die entstehenden Kosten orientieren sich an den Angaben in der dena-VNS [1], die zusammengefasst für die analysierten Szenarien und Varianten in Abbildung Z.6 dargestellt sind.

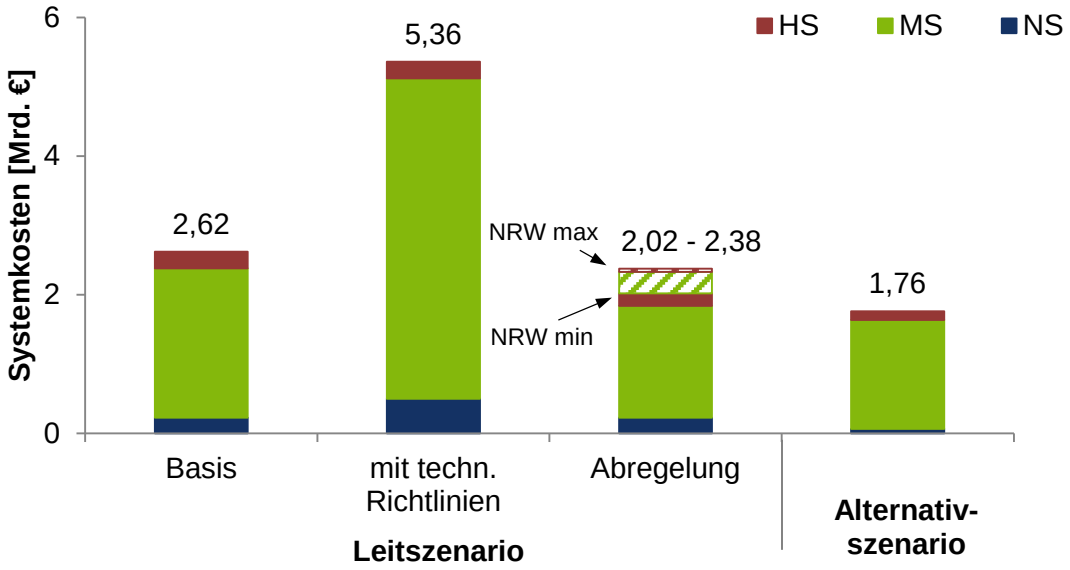


Abbildung Z.6 Resultierende Systemkosten in den analysierten Szenarien

Bei einem angenommenen Jahresstromverbrauch von 125 TWh resultieren über den Betrachtungszeitraum zusätzliche energiebezogene Kosten in Höhe von rund 0,21 ct/kWh im Basisszenario. In den anderen Szenarien variieren diese Kosten zwischen 0,14 ct/kWh und 0,43 ct/kWh. Der ausgewiesene Betrag ist eine indikative Größenordnung und nicht direkt übertragbar auf eine Erhöhung der Netznutzungsentgelte, da diese auf einer anderen, komplexeren Grundlage und für jede Spannungsebene separat berechnet werden. Die Entgelte werden von Erneuerbaren Energien nicht nur bezüglich der Kapitalkosten sondern u.a. auch hinsichtlich der Übertragungsnetzentgelte, vermiedenen Netzentgelte sowie dem Betriebsaufwand beeinflusst.

Die Abregelung von EE-Anlagen hat bei der unterstellten pauschalen Abregelung der Anlagen eine Reduktion der erforderlichen Kosten von ca. 0,24 – 0,6 Mrd. € für die Netzverstärkung zur Folge. Aktuell diskutierte Abregelungskonzepte für EE-Anlagen gehen

jedoch über die in dieser Studie unterstellte pauschale Abregelung hinaus. Die in dieser Studie angegebenen Reduktionspotenziale für den Netzverstärkungsbedarf stellen daher eine konservative Abschätzung dar. Erweiterte Abregelungskonzepte, die sich an der realen Netzbelastung orientieren und bestimmte Anlagen nur bei Bedarf gezielt abregeln, könnten daher weitere Reduktionspotenziale bereitstellen.

Der Zubau von PV-Anlagen, die in NRW vorrangig in der NS- und MS-Ebene angeschlossen werden, kann ohne signifikante Netzverstärkungsmaßnahmen erfolgen. Die hohen angenommenen Zubauleistungen bei der Windenergie rufen insbesondere in der MS-Ebene hohe Kosten hervor. Dabei wird in allen Gebieten in NRW ein Ausbaubedarf der Netze durch die prognostizierten Zubauleistungen bei der Windenergie hervorgerufen. Wenn der Anschluss der Anlagen an das Netz gebündelt erfolgt, könnte ein direkter Anschluss in die HS-Ebene sinnvoll sein. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass in den städtischen und halbstädtischen Gebieten in NRW der Zubau der prognostizierten Leistungen keinen großen Netzverstärkungsbedarf hervorruft. In den ländlichen Gebieten, in denen bislang auch die Last tendenziell gering ist und das Netz nur dafür ausgelegt worden ist, entsteht jedoch durch den Zubau der prognostizierten Anlagen ein signifikanter Ausbaubedarf.

1 Einleitung

Auf Grund der Fördermechanismen des EEG und des KWKG wird in den Verteilnetzen Nordrhein-Westfalens ein starker Zubau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) beobachtet. Dieser starke Zubau von DEA wird sich nach Einschätzung des Landes Nordrhein-Westfalen (NRW) aber auch der Bundesministerien BMWi und BMU sowie der BNetzA in den nächsten Jahren fortsetzen. Durch den weiteren Zubau von DEA ist davon auszugehen, dass in vielen Netzbereichen die Aufnahmekapazität für DEA zukünftig überschritten wird, sodass Netzverstärkungsmaßnahmen unvermeidbar sind.

In der dena-Verteilnetzstudie [1] ist der Netzverstärkungsbedarf bereits für alle deutschen Verteilnetzebenen mit einer hohen Genauigkeit bestimmt worden. Dabei sind Zubau-Szenarien für DEA in Deutschland und den etwa 12.000 deutschen Gemeinden zugewiesen worden. Mit Hilfe von sogenannten Netzgebietsklassen wird vom Netzverstärkungsbedarf einzelner Untersuchungsregionen auf den zu erwartenden Netzverstärkungsbedarf in Deutschland geschlossen. Allerdings ist die Aussagekraft der Ergebnisse der dena-Verteilnetzstudie für einzelne Bundesländer oder Versorgungsgebiete von Verteilnetzbetreibern eingeschränkt, da regionale Spezifika einzelner Regionen auf Grund der deutschlandweiten Betrachtung nur in begrenztem Umfang berücksichtigt werden konnten. Durch das BMWi ist ebenfalls eine Studie zur Analyse der deutschen Verteilnetze erstellt worden. Mit einer ähnlichen Vorgehensweise wie in der dena-Verteilnetzstudie wird in der BMWi Verteilernetzstudie [2] der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Zubauprognosen bestimmt. Die Ergebnisse der Studie werden für vier Regionen in Deutschland (Nord, Süd, Ost, West) bestimmt. Dabei können jedoch die spezifischen Anforderungen für einzelne Bundesländer ebenso nur bedingt berücksichtigt werden.

Um den Netzverstärkungsbedarf für Nordrhein-Westfalen mit einer hinreichenden Genauigkeit bestimmen zu können, sind somit neben einer aktualisierten Bundeslandprognose eine verfeinerte Regionalisierung der Zubau-Szenarien für DEA sowie eine angepass-

te Zuordnung zwischen Gemeinden und den Netzgebietsklassen erforderlich.

Im Fokus dieser Studie steht daher die Analyse der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen unter Berücksichtigung der aktuellen Landesprognosen und Potentialstudien für den weiteren Zubau von DEA in den Verteilnetzen. In einer zweistufigen Vorgehensweise wird dabei die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze in NRW untersucht. Im ersten Schritt wird die Kapazität der Verteilnetze aufgezeigt, die heute noch für die Integration von Erneuerbaren Energien (EE) und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWKA) zur Verfügung steht. Im zweiten Schritt wird der Umfang an Netzverstärkungsmaßnahmen für zwei Szenarien im Jahr 2025 abgeschätzt, der zur Aufnahme einer prognostizierten DEA-Zubauleistung notwendig ist. Zusätzlich wird der Anteil der regionalisierten Zubauprognosen bestimmt, der in den Netzen ohne weitere Verstärkungsmaßnahmen installiert werden kann. Die Analyse der Netze wird für ein Leitszenario, das sich an den energiepolitischen Zielen des Landes orientiert, sowie einem reduzierten Alternativszenario durchgeführt. Außerdem wird der Einfluss einer Abregelung der EE-Anlagen untersucht.

Die Basis der Studie bilden vorhandene reale Netzdaten sowie fundierte Netzkenntnisse der beteiligten Gutachter. Ergänzend werden von der Westnetz GmbH als dem größten nordrhein-westfälischen Netzbetreiber sowie von der Rheinischen NETZGesellschaft mbH exemplarische Netzdaten für die Analysen in der Nieder- und Mittelspannungsebene bereitgestellt. In der Hochspannungsebene steht ein detailliertes Netzmodell des gesamten nordrhein-westfälischen Hochspannungsnetzes für die Analyse zur Verfügung. Die Planungs- und Betriebsgrundsätze, welche im Rahmen der Studie von großer Bedeutung sind, werden insbesondere in der Nieder- und Mittelspannungsebene aus der dena-Verteilnetzstudie übernommen, da diese dort in einem breiten Rahmen mit den teilnehmenden Verteilnetzbetreibern (VNB) abgestimmt wurden.

Aus den Berechnungsergebnissen der Studie werden abschließend Handlungs- und Steuerungsempfehlungen abgeleitet, um den Ausbau der DEA in Nordrhein-Westfalen effizient gestalten zu können. Das Ziel dieser Studie ist die Bewertung des erforderli-

chen Ausbaus der Verteilnetze zur Umsetzung der nordrhein-westfälischen Ausbauziele bzgl. DEA.

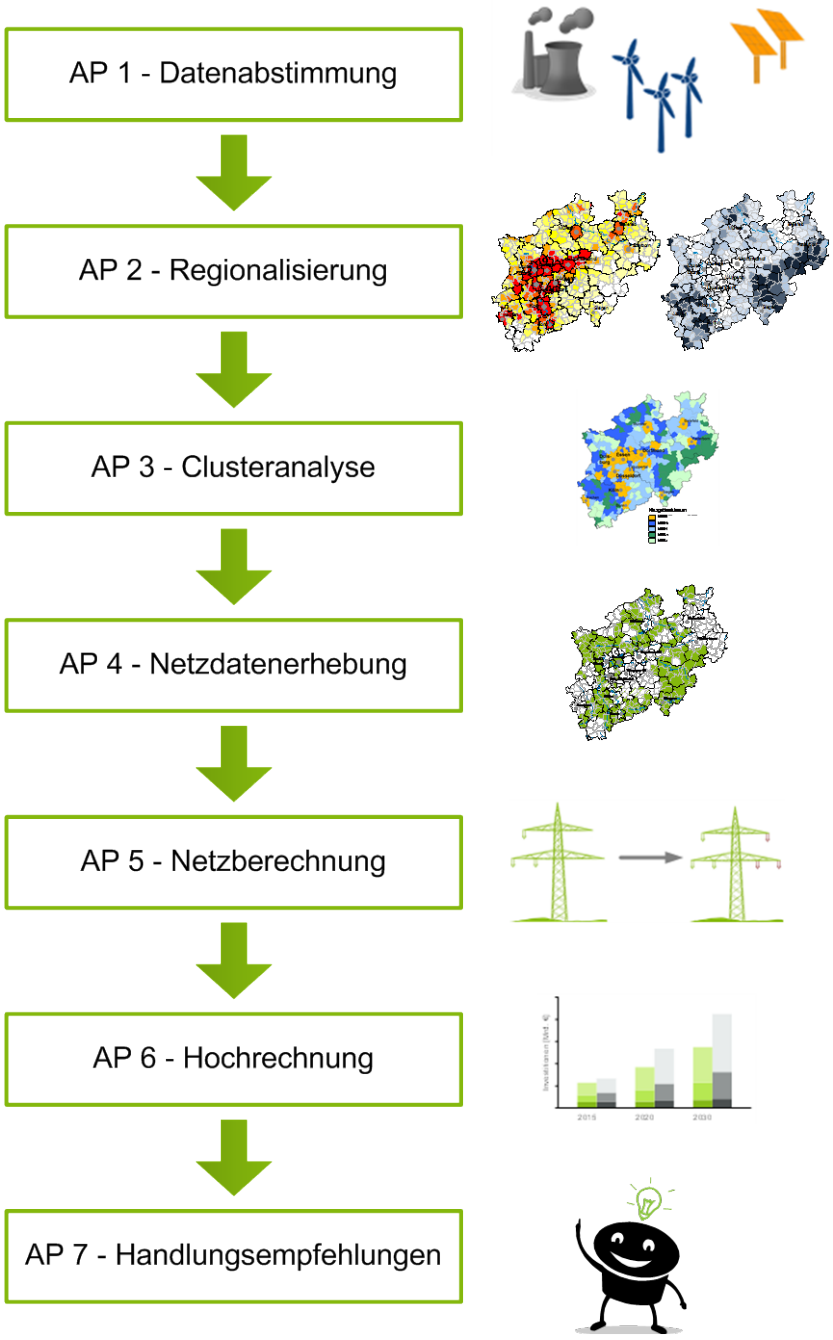


Abbildung 1.1 Gliederung der Studie

Die daraus resultierende Gliederung der Studie in Arbeitspakete ist in Abbildung 1.1 dargestellt. Die Beschreibung der Ergebnisse der Abstimmung der verwendeten Szenarien (AP 1), der darauf basierenden Regionalisierung der DEA-Zubauprognosen (AP 2) sowie der Zuordnung der Gemeinden zu Netzgebietsklassen (AP 3) er-

folgt in Kapitel 2 des Berichts. Die Vorgehensweise bei der Netzdatenerhebung (AP 4) und die Methodik der Netzberechnung in den verwendeten Verteilnetzen (AP 5) werden in Kapitel 3 beschrieben. Die Ergebnisse der Netzberechnungen sowie die Hochrechnung auf NRW (AP 6) werden in Kapitel 4 vorgestellt. Basierend auf den Analyseergebnissen werden abschließend in Kapitel 5 Handlungsempfehlungen (AP 7) abgeleitet.

2 Energieversorgung in NRW im Jahr 2025

Zur Abschätzung des Netzverstärkungsbedarfs bis zum Jahr 2025 müssen Szenarien definiert werden, anhand derer anschließend Netzberechnungen in allen Spannungsebenen der Verteilnetze durchgeführt werden. Der Studie liegen ein Leit- und ein Alternativszenario zugrunde, die in Abschnitt 2.1 vorgestellt werden. Aus der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Regionalisierung resultiert die installierte Leistung der in den Verteilnetzen in NRW angeschlossenen DEA in beiden Szenarien. Abschließend wird in Abschnitt 2.3 eine Klassifizierung der nordrhein-westfälischen Gemeinden hinsichtlich der zukünftigen Versorgungsaufgabe vorgenommen.

2.1 Szenariorahmen 2025

Der Studie werden zwei Szenarien zugrunde gelegt, die im Folgenden als Leit- und Alternativszenario bezeichnet werden. Das Leitszenario folgt den Prognosen, die das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MKULNV) im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2015 im März 2014 an die Bundesnetzagentur gemeldet hat.

Demnach werden Erneuerbare Energien im Jahr 2025 ca. 41,4 TWh elektrische Energie bereitstellen und damit den elektrischen Energiebedarf in NRW zu 30 % decken. Zudem werden die Ziele der Landesregierung zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in NRW berücksichtigt. Der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung soll von ca. 13 % im Jahr 2011 auf 25 % im Jahr 2025 gesteigert werden. Basierend auf der Bruttostromerzeugung im Jahr 2011 in Höhe von 175,7 TWh und der Annahme, dass die Bruttostromerzeugung in NRW bis zum Jahr 2025 konstant bleibt, resultiert eine Energiebereitstellung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Höhe von 43,9 TWh. Kraft-

Wärme-Kopplungsanlagen, die nicht gleichzeitig als Biomasse bilanziert werden, stellen Energie in Höhe von 36,7 TWh bereit. Eine Übersicht über die Prognosen im Leitszenario wird in Tabelle 2.1 gegeben.

Tabelle 2.1 Energiebereitstellung in NRW im Leitszenario in den Jahren 2011 und 2025 [3] [4][1]

Energiebereitstellung in TWh	2011	2025	Entwicklung
Erneuerbare Energien	13,60	41,40	+ 27,80
Windenergie	5,20	28,00	+ 22,80
Photovoltaik	2,63	5,00	+ 2,37
Biomasse	3,95	7,20	+ 3,25
Sonstige	1,82	1,20	- 0,62
Kraft-Wärme-Kopplung	18,89	36,73	+ 17,84

Neben dem Leitszenario wird ein Alternativszenario untersucht, dem die Annahme zugrunde liegt, dass die Ziele der Landesregierung untererfüllt bleiben. Der Grad der Untererfüllung wird aus dem Verhältnis der Szenarien B und C aus dem Netzentwicklungsplan 2014 abgeschätzt.

Im Szenario C des Szenariorahmens zum NEP 2014 in [5] wird für das Jahr 2024 eine installierte Leistung aller Erneuerbarer Energien in Höhe von 175,4 GW angenommen. Für das Szenario B wird mit einer installierten Leistung in Höhe von 138,6 GW und somit von ca. 21 % weniger Leistung als im Szenario C ausgegangen. Im Alternativszenario wird dieser anteilige Unterschied in der installierten Leistung in Deutschland auf die installierte Leistung in Nordrhein-Westfalen übernommen. Die installierten Leistungen der DEA in Nordrhein-Westfalen sind für das Leit- und Alternativszenario in Tabelle 2.2 und Tabelle 2.3 zusammengestellt und ihre Herleitung wird in Abschnitt 2.2 erläutert.

[1] Zum Zeitpunkt der Bearbeitung aktueller Stand der Daten, dies gilt auch für die folgenden Tabellen und Darstellungen. Aktualisierte Daten liefert der Energieatlas NRW des LANUV.

2.2 Regionalisierung

Zur Analyse der verbleibenden Kapazität der Verteilnetze sowie des Netzverstärkungsbedarfs in den Zukunftsszenarien in Nordrhein-Westfalen wird die installierte Leistung, bestehend aus Bestands- und Neuanlagen, hergeleitet. Die Verteilung der Bestandsanlagen basiert auf den veröffentlichten Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber nach [6]. Die Höhe der Zubauleistung resultiert aus den Energiezielen aus Tabelle 2.1 und ihrer regionalen Verteilung. Diese Verteilung der Zubauleistung wird anhand von Regionalisierungsfaktoren durchgeführt. Ein Regionalisierungsfaktor gibt für eine Gemeinde in NRW ihren spezifischen Anteil an der gesamten Energiebereitstellung in NRW an. Berechnet werden Regionalisierungsfaktoren anhand von Strukturparametern der Gemeinde. Wird beispielsweise die Annahme getroffen, dass der Zubau von Photovoltaikanlagen räumlich mit der Einwohnerzahl korreliert, so ist der Strukturparameter Einwohnerzahl einer Gemeinde der verteilungsdefinierende Faktor für die Energiebereitstellung. Der Regionalisierungsfaktor ist in diesem Fall eindimensional, da ihm lediglich ein Strukturparameter zugrunde liegt.

Die formale Berechnung eines eindimensionalen Regionalisierungsfaktors RF_i basierend auf einem Strukturparameter S_i für eine Gemeinde i ist in der nachfolgenden Gleichung beschrieben. Dabei beschreibt n die Anzahl aller Gemeinden in NRW.

$$RF_i = \frac{S_i}{\sum_{k=1}^{n} S_k}$$

Aus dem Regionalisierungsfaktor RF_i und der prognostizierten Energiebereitstellung E_{NRW} in NRW kann die Energiebereitstellung E_i in der Gemeinde i berechnet werden.

$$E_i = RF_i \cdot E_{\mathrm{NRW}}$$

Abschließend kann die Energiebereitstellung basierend auf den regional realisierbaren Vollbenutzungsstunden (Vbh) in die installierte Leistung P_i umgerechnet werden.

$$P_i = \frac{E_i}{Vbh}$$

Die regional realisierbaren Vollbenutzungsstunden für Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) werden [7] und [3] entnommen. Für Biomasseanlagen (BMA) wird an allen Standorten von realisierbaren Vollbenutzungsstunden in Höhe von 6.526 Vbh ausgegangen. Diese resultieren aus der installierten Leistung aus BMA im Jahr 2011 in NRW in Höhe von 605,3 MW nach [6] und der Energiebereitstellung der BMA in Höhe von 3,95 TWh nach [3]. Für die sonstigen EE resultieren bei gleichem Vorgehen Vollbenutzungsstunden in Höhe von 4.467 Vbh, basierend auf einer installierten Leistung von 407,4 MW nach [6] und einer Energiebereitstellung von 1,82 TWh nach [3]. Für KWKA werden unabhängig der Anlagengröße zur Berechnung der installierten Leistung 4.000 Vollbenutzungsstunden angenommen [8].

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wird ein Regionalisierungsszenario definiert, welches sowohl im Leit- als auch im Alternativszenario Anwendung findet. Dabei werden die folgenden Strukturparameter zur Berechnung der Regionalisierungsfaktoren verwendet:

- WEA: Potentialflächen nach NRW-Leitszenario aus [7]
- PVA: Potential an Dach- und Freiflächen aus [3]
- BMA: Landwirtschaftsfläche nach [9]
- Sonstige: Bestandsanlagen nach [6]
- KWKA: Einwohnerzahl nach [11]

Während der Bearbeitungszeit dieser Studie hat das LANUV eine weitere Potentialstudie zu Erneuerbaren Energien veröffentlicht. Im Fokus der Analyse stand in diesem Fall die Biomasse-Energie. Zur Bewertung der in dieser Studie verwendeten Regionalisierung der BMA wird im Folgenden ein kurzer Vergleich der vom LANUV identifizierten Potentiale und der Verteilung der BMA in dieser Studie dargestellt. Berechnet werden die Pearson-Korrelationskoeffizienten der in dieser Studie angewandten Verteilung sowie der minimalen und maximalen Stromerträge und der Erträge im Leitszenario nach [12]. Die Korrelationskoeffizienten liegen im Bereich von 0,75 bis 0,81. Die Ergebnisse besagen also, dass die Verteilung der BMA eine hohe Korrelation zur Verteilung der in [12] identifizierten Potentiale aufweist. Zum Verständnis sei angemerkt, dass die Potentialstudie die Substratpotentiale in Form eines Energiepotentials ausweist. Die Substrate sind grundsätzlich nicht ortsgebunden, sondern könnten von einer in die andere Gemeinde

transportiert werden. Eine sehr hohe Übereinstimmung der Verteilung der Substratpotentiale und der Verteilung der Energieumwandlungsanlagen ist also kein zwingendes Kriterium für eine plausible Verteilung. An der Verteilung der BMA nach Landwirtschaftsflächen wird somit festgehalten. Die installierte Leistung ist für das Jahr 2011 und für das Jahr 2025 im Leitszenario in Tabelle 2.2 angegeben. Die um 21 % niedrigeren Zielwerte im Alternativszenario folgen in Tabelle 2.3.

Tabelle 2.2 Installierte Leistung in Nordrhein-Westfalen im Leitszenario im Jahr 2025

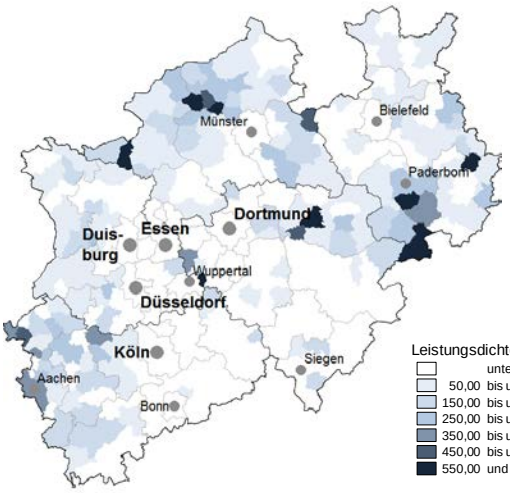
Installierte Leistung in MW	2011	2025	Entwicklung
Erneuerbare Energien	7.199	19.718	+12.519
Windenergie	3.189	12.581	+9.392
Photovoltaik	2.997	5.765	+2.768
Biomasse	605	1.103	+498
Sonstige	407	269	-139
Kraft-Wärme-Kopplung	4.723	9.181	+4.459

Tabelle 2.3 Installierte Leistung in Nordrhein-Westfalen im Alternativszenario im Jahr 2025

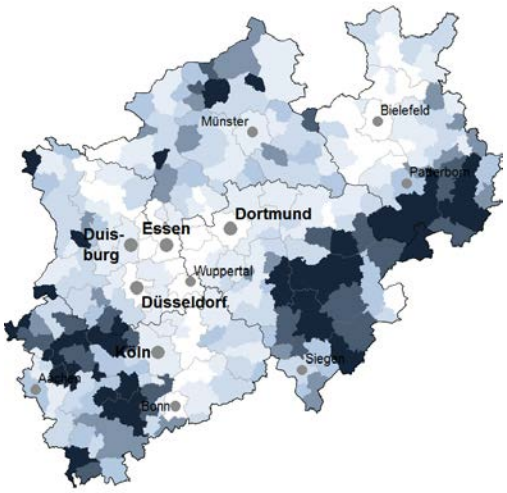
Installierte Leistung in MW	2011	2025	Entwicklung
Erneuerbare Energien	7.199	15.581	+8.382
Windenergie	3.189	9.941	+6.752
Photovoltaik	2.997	4.556	+1.559
Biomasse	605	872	+267
Sonstige	407	212	-195
Kraft-Wärme-Kopplung	4.723	7.255	+2.532

In Abbildung 2.1 bis Abbildung 2.3 ist die regionale Verteilung der installierten Leistung von WEA, PVA und BMA für das Jahr 2011 und des Zubaus bis 2025 dargestellt. Die Leistungszahlen entstammen dem Leitszenario, die Verteilung gilt jedoch ebenfalls für das Alternativszenario. Für die Last wird in den Szenarien keine Veränderung gegenüber dem Jahr 2011 angenommen.

WEA-Verteilung 2011
(3.189 MW)



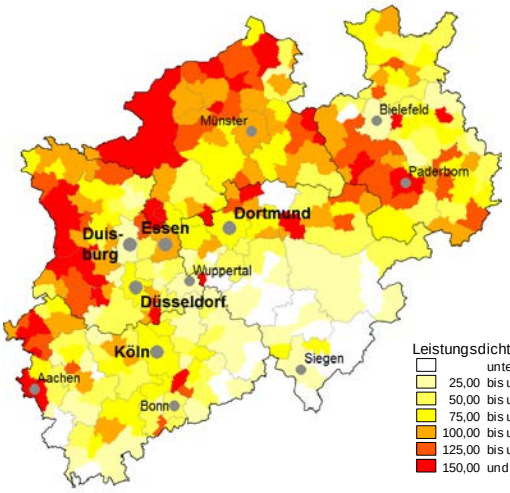
WEA-Zubau bis 2025
(NRW-Leitszenario, 9.392 MW)



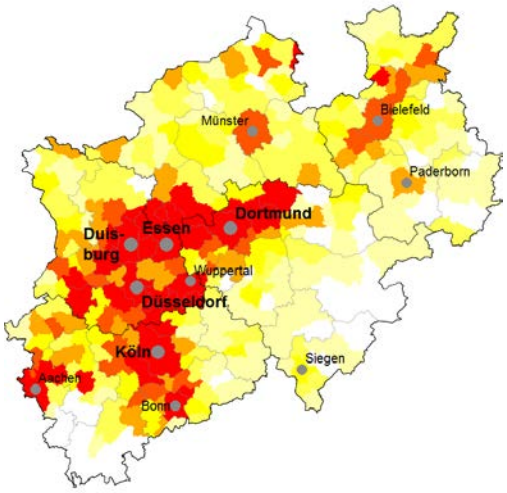
Copyright Kartengrundlage: Lutum+Tappert

Abbildung 2.1 Aktuelle Verteilung der Bestandsanlagen und Regionalisierung des WEA-Zubaus bis zum Jahr 2025 im Leitszenario

PVA-Verteilung 2011
(2.997 MW)



PVA-Zubau bis 2025
(Dach- und Freiflächen, 2.768 MW)

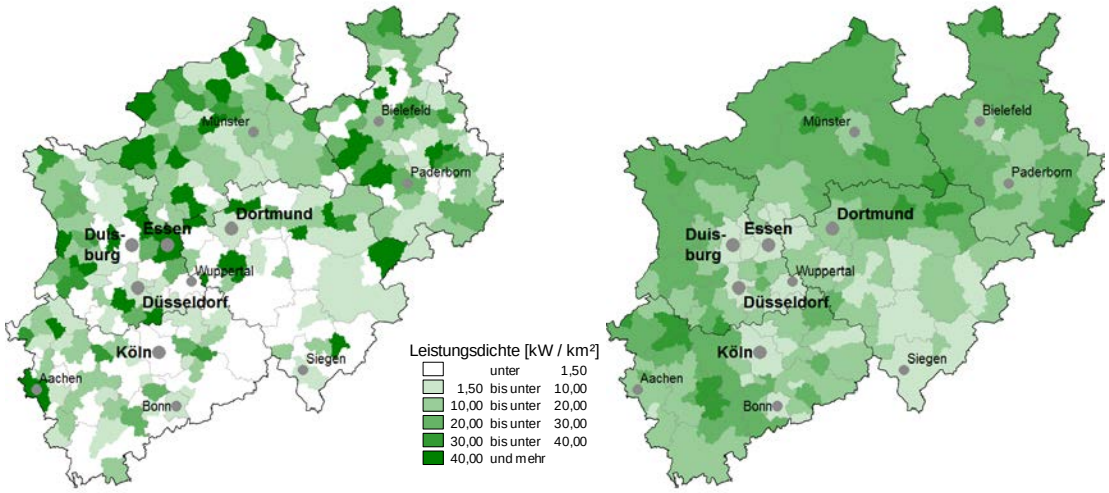


Copyright Kartengrundlage: Lutum+Tappert

Abbildung 2.2 Aktuelle Verteilung der Bestandsanlagen und Regionalisierung des PVA-Zubaus bis zum Jahr 2025 im Leitszenario

BMA-Verteilung 2011
(605 MW)

BMA-Zubau bis 2025
(Landwirtschaftsfläche, 498 MW*)



Copyright Kartengrundlage: Lutum+Tappert

* 6.526 Volllaststunden basierend auf 2011

Abbildung 2.3 Aktuelle Verteilung der Bestandsanlagen und Regionalisierung des BMA-Zubaus bis zum Jahr 2025 im Leitszenario

2.3 Gebietsklassifizierung

Die Analyse der Verteilnetze wird getrennt für die Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene durchgeführt. Das Hochspannungsnetz liegt für ganz Nordrhein-Westfalen als rechenfähiges Modell vor. Der Netzverstärkungsbedarf als Resultat der Prognosen aus Leit- und Alternativszenario, kann durch Leistungsflussrechnungen für das gesamte System abgeschätzt werden. Die Methodik zur Analyse des Hochspannungsnetzes wird in Abschnitt 3.3 detailliert beschrieben.

Die Netze in der Nieder- und Mittelspannungsebene werden im Gegensatz zur Hochspannungsebene nicht vermascht betrieben, sondern sind nur durch die überlagerten Spannungsebenen miteinander verbunden. Die Analyse des Netzverstärkungsbedarfs müsste also für jedes Teilnetz in der entsprechenden Spannungsebene durchgeführt werden. Da dies aufgrund der Vielzahl der Teilnetze in NRW nicht umsetzbar ist, werden diese Netze in Kategorien eingeteilt. Anschließend wird für ausgewählte Repräsentanten jeder Kategorie der Netzverstärkungsbedarf bestimmt. Die Ergebnisse für die repräsentativen Netze in Relation zur gesamten

Netzkapazität NRWs sind die Grundlage für die Abschätzung des Netzverstärkungsbedarfs im ganzen Bundesland. Die Einteilung der Netze wird im Folgenden erläutert. Die Methodik zur Abschätzung des Netzausbaubedarfs in den repräsentativen Netzen sowie die Hochrechnung auf NRW sind in den Abschnitten 3.2, 3.3 und 3.4 erklärt.

Die durch Leit- und Alternativszenario definierte Versorgungsaufgabe muss in Vorbereitung auf die Netzanalyse in der Nieder- und Mittelspannungsebene in Belastungssituationen transformiert werden. Hierzu wird zunächst bestimmt, in welchen Spannungsebenen die Zubauleistung entsprechend der Prognosen integriert wird. Anschließend müssen für jede Spannungsebene netzauslegungsrelevante Fälle definiert werden, anhand derer letztlich die Klassifizierung der Gemeinden in NRW durchgeführt wird. Zur Klassifizierung wird eine Vorsortierung der Gemeinden entsprechend der EU-Stadt/Land-Gliederung nach [10] in städtische, halbstädtische und ländliche Gemeinden unter der Annahme vorgenommen, dass die Siedlungskategorien einen Indikator für die vorhandene Netzstruktur darstellen. Grund dafür ist, dass die Netze historisch nur auf die Last ausgelegt wurden und diese je nach Siedlungskategorie unterschiedlich ausgeprägt ist.

Für die drei Siedlungskategorien wird nun eine Annahme der Aufteilung auf die Spannungsebenen im Zukunftsszenario getroffen. Diese basiert auf der Aufteilung der installierten Leistung von EE-Anlagen auf die Spannungsebenen seit dem Jahr 2000 nach [6], dargestellt in Abbildung 2.5. Ausgehend von der Aufteilung im Jahr 2012 und dem Trend des vergangenen Jahrzehnts wird im Rahmen der Studie die in Abbildung 2.4 dargestellte Aufteilung auf die Spannungsebenen für EE-Anlagen im Leit- und Alternativszenario angenommen. Für KWKA wird die in Abbildung 2.4 angegebene Annahme der Aufteilung auf die Spannungsebenen basierend auf den zukünftig erwarteten Anlagengrößen in [8] getroffen.

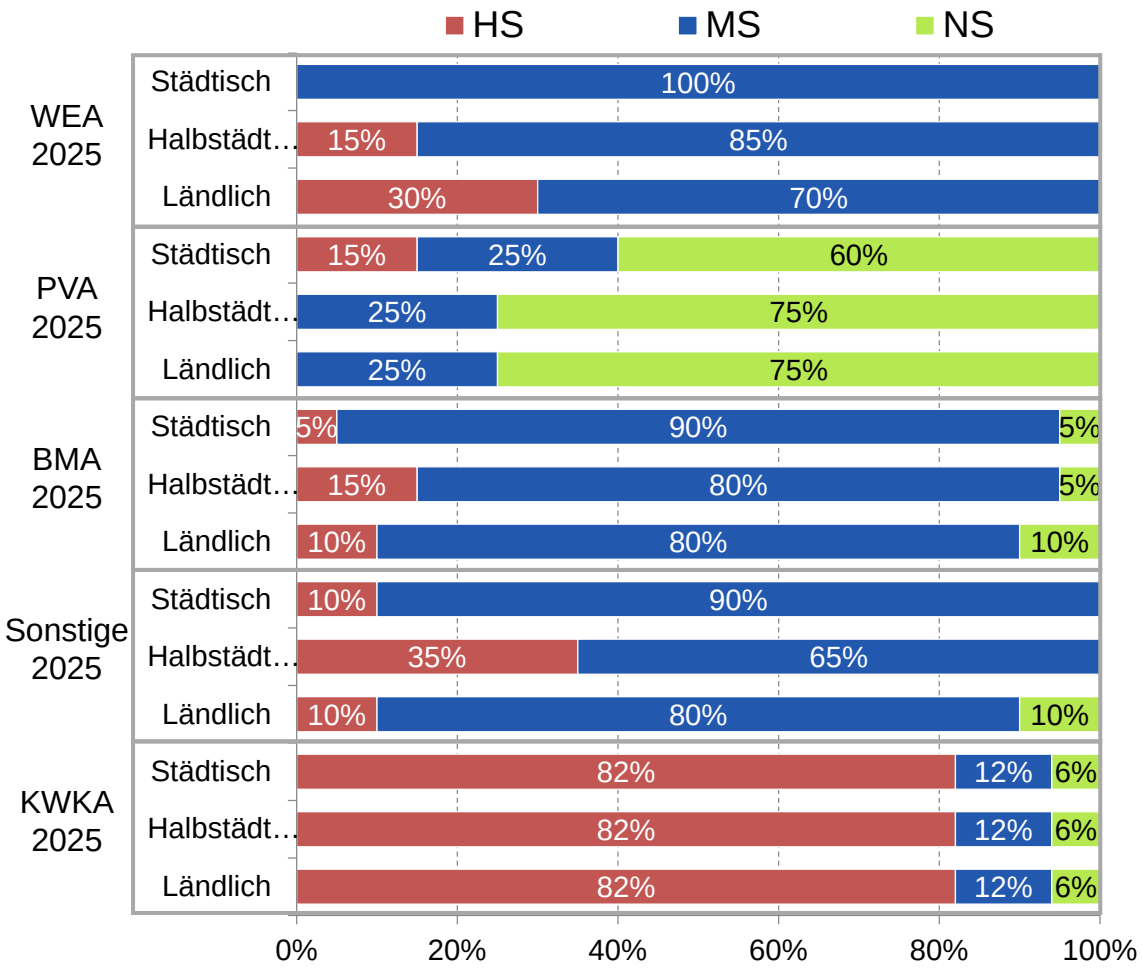


Abbildung 2.4 Aufteilung der installierten Leistung von WEA, PVA, BMA, sonstigen EE und KWKA auf die Spannungsebenen im Leit- und Alternativszenario 2025

In NRW gibt es 32 städtische, 248 halbstädtische und 116 ländliche Gemeinden entsprechend der EU-Stadt/Land-Gliederung. Halbstädtische und ländliche Gemeinden werden nun in Abhängigkeit der Einspeiseleistung aller EE-Anlagen und KWKA im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall in je zwei Klassen unterteilt. Bei städtischen Gemeinden wird aufgrund der geringen Anzahl auf eine weitere Unterteilung verzichtet. Der angenommene, netzauslegungsrelevante Rückspeisefall basiert wie der Starklastfall auf [1] und ist in Tabelle 2.4 angegeben.

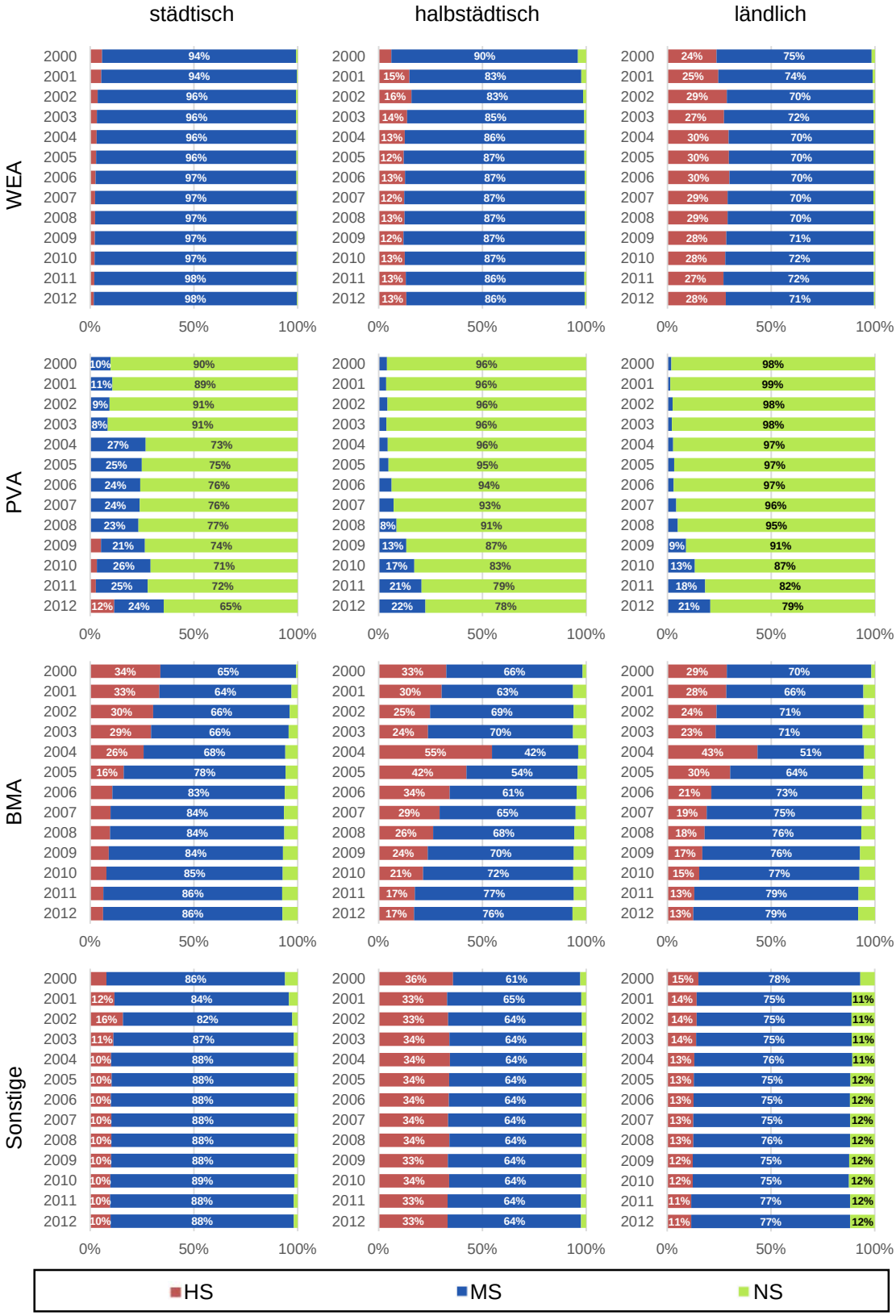


Abbildung 2.5 Aufteilung der installierten Leistung von WEA, PVA, BMA und sonstigen EE-Anlagen auf die Spannungsebenen (Daten nach [6])

Aus der Kombination der installierten Leistung in einer Gemeinde entsprechend der zugrundeliegenden Szenarien, der Regionalisierung, der Aufteilung auf die Spannungsebenen sowie der Leistungsbereitstellung im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall lässt sich für jede Gemeinde die Einspeiseleistung je Flächeneinheit im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall berechnen. In Abbildung 2.6 und Abbildung 2.8 sind diese Leistungsdichten für die Nieder- und Mittelspannungsebene der Siedlungskategorie angegeben. Alle Gemeinden der Siedlungskategorie Ländlich und Halbstädtisch werden nun im Verhältnis ihrer Größe zum Mittelwert der Siedlungskategorie in über- und unterdurchschnittliche Leistungsdichten der dort installierten DEA eingeteilt. Die daraus folgende Klassifizierung der Gemeinden in typische städtische (NS/S, MS/S), überdurchschnittlich halbstädtische (NS/H+, MS/H+), unterdurchschnittlich halbstädtische (NS/H-, MS/H-), überdurchschnittlich ländliche (NS/L+, MS/L+), unterdurchschnittlich ländliche (NS/L-, MS/L-) Netze ist in Abbildung 2.7 und Abbildung 2.9 dargestellt.

Tabelle 2.4 Skalierungsfaktoren in den netzauslegungsrelevanten Fällen in der NS- und MS-Ebene für Einspeisung und Last bezogen auf die installierte Leistung nach [1]

Angaben in % der Nennleistung	Niederspannung		Mittelspannung	
	Starklastfall	Rückspeisefall	Starklastfall	Rückspeisefall
Last	100 %	10 %	100 %	15 %
WEA	-	-	0	100 %
PVA	0	85 %	0	85 %
BMA	0	100 %	0	100 %
KWKA	0	100 %	0	100 %
Sonstige EE	100 %	100 %	100 %	100 %

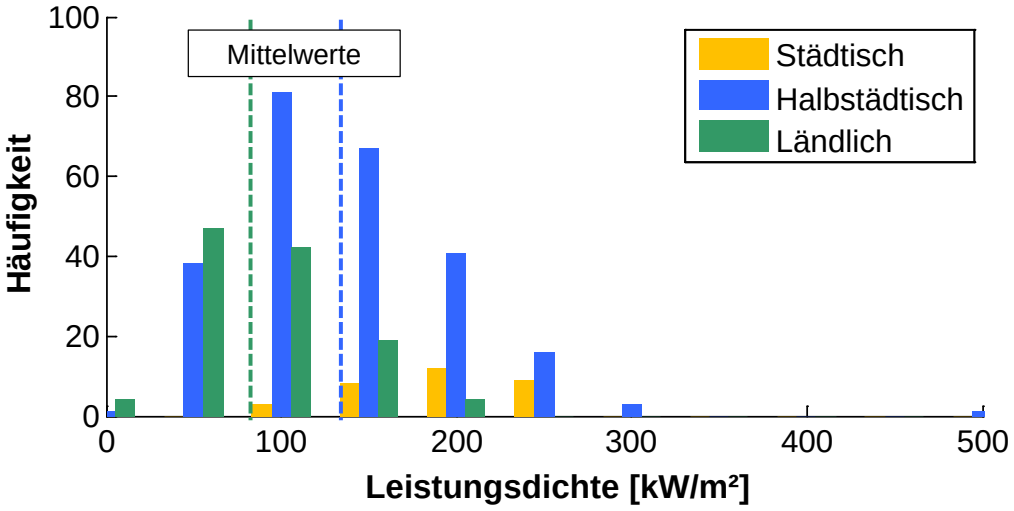
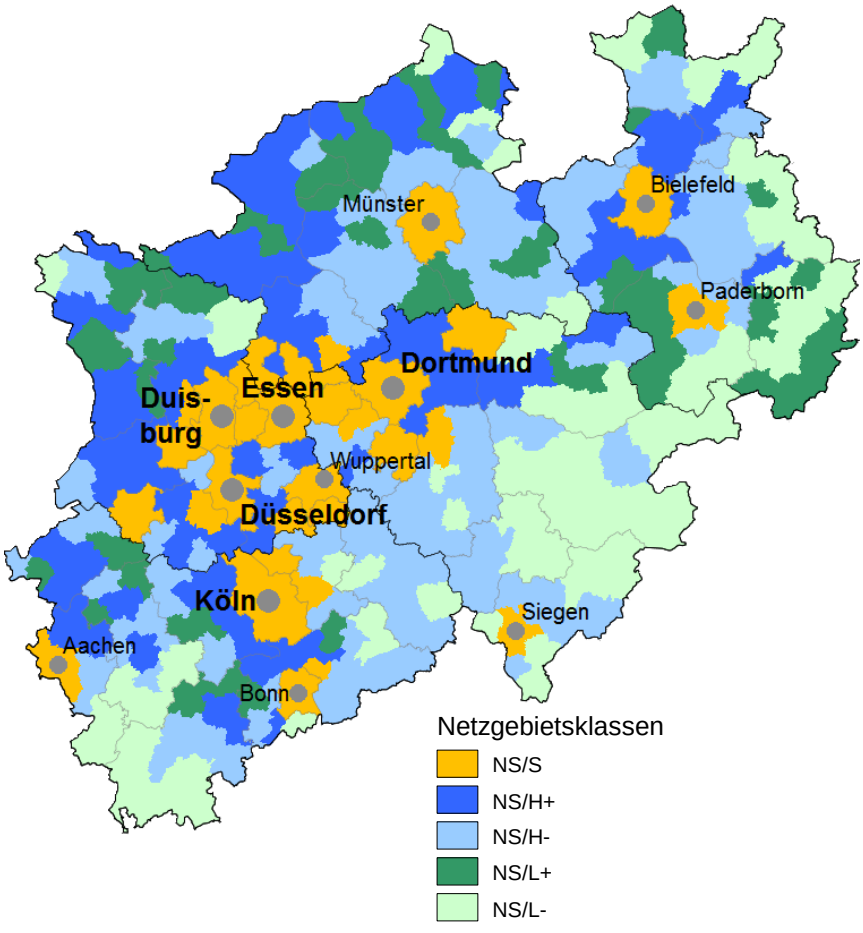


Abbildung 2.6 Häufigkeitsverteilung der Einspeiseleistung je Flächeneinheit aller Gemeinden im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall in der NS-Ebene



Copyright Kartengrundlage: Lutum+Tappert

Abbildung 2.7 Klassifizierung typischer Gemeinden im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall in der Niederspannungsebene

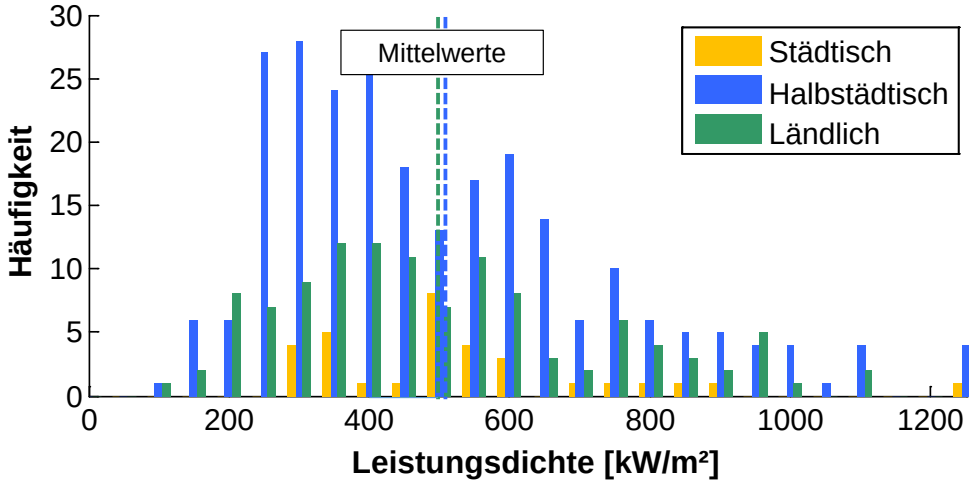
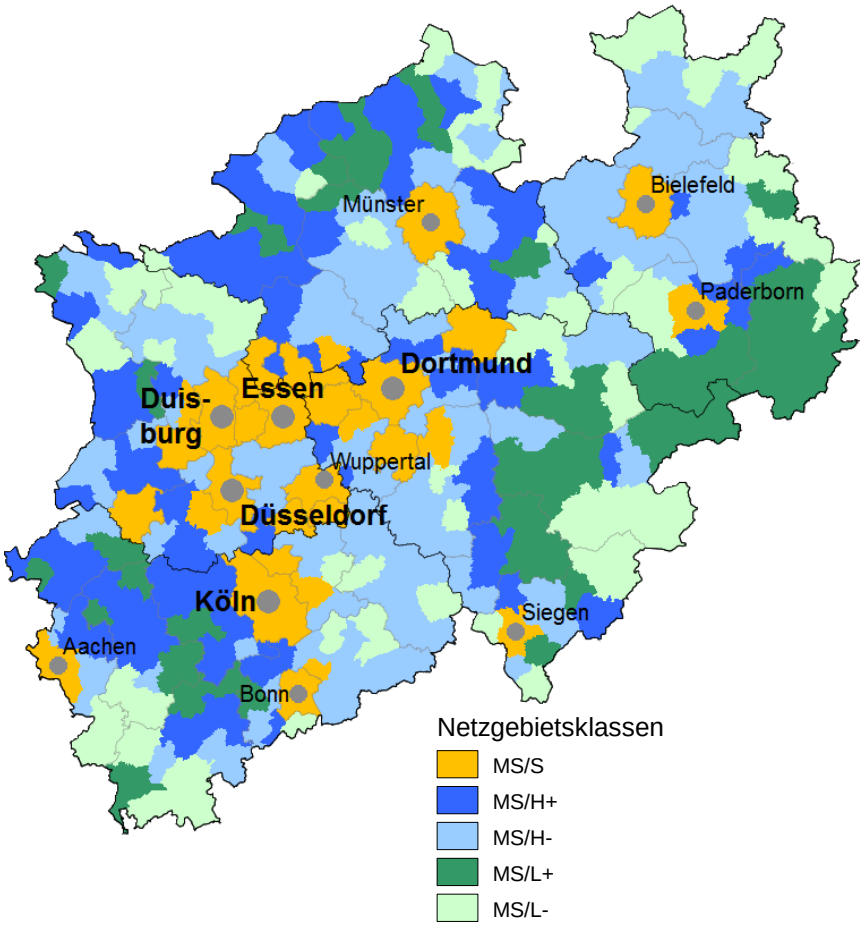


Abbildung 2.8 Häufigkeitsverteilung der Einspeiseleistung je Flächeneinheit aller Gemeinden im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall in der Mittelspannungsebene



Copyright Kartengrundlage: Lutum+Tappert

Abbildung 2.9 Klassifizierung typischer Gemeinden im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall in der Mittelspannungsebene

3 Vorgehensweise bei der Netzbewertung

Die Bestimmung der bestehenden Kapazitäten und zukünftigen erforderlichen Netzverstärkungsmaßnahmen in den Verteilnetzen in NRW erfolgt auf der Basis von realen Netzdaten in den drei Spannungsebenen der Verteilnetze. Diese realen Netzdaten werden in der Ebene der Niederspannung (NS) und der Mittelspannung (MS) von Verteilnetzbetreibern (VNB), deren Versorgungsgebiet in NRW liegt, für die Netzbewertung zur Verfügung gestellt. In der Ebene der Hochspannung (HS) liegt am IAEW ein vollständiges Netzmodell für NRW vor. Die Beschreibung der Netzdatenerhebung erfolgt in Unterkapitel 3.1.

In den anschließend vorliegenden Beispielnetzen der NS- und MS-Ebene wird mittels der Grenzkurvenanalyse, wie sie bereits in [1] angewendet wurde, der Netzausbaubedarf bestimmt. In der HS-Ebene wird die Leistungsfähigkeit der Netze mittels einer Analyse eines realitätsnahen Modellnetzes des nordrhein-westfälischen HS-Netzes abgeleitet. Die Vorgehensweisen in den Spannungsebenen zur Bestimmung der Leistungsfähigkeit der Verteilnetze in NRW werden in den Unterkapiteln 3.2 und 3.3 vorgestellt.

Da in der NS- und MS-Ebene nur ein Teil der Verteilnetze in NRW explizit berechnet werden kann, werden die Berechnungsergebnisse im Anschluss unter Berücksichtigung der definierten Netzgebietsklassen auf NRW hochgerechnet. Die verwendete Methodik der Hochrechnung wird in Unterkapitel 3.4 beschrieben.

3.1 Netzdatenerhebung

Auf Basis der Ergebnisse aus Kapitel 2 wird in diesem Unterkapitel die Erhebung der Netzdaten für die Analyse in der NS- und MS-Ebene sowie das verwendete HS-Netzmodell beschrieben. Bei der Beschaffung der Netzdaten wird dabei berücksichtigt, dass alle

Netzgebietsklassen aus der Gebietsklassifizierung der Gemeinden in NRW ausreichend repräsentiert werden.

3.1.1 NS- und MS-Ebene

Die realen Netzdaten zur Bewertung der Leistungsfähigkeit der NS- und MS-Verteilnetze in NRW werden von zwei VNB zur Verfügung gestellt. Als großer Flächennetzbetreiber versorgt die Westnetz GmbH Gemeinden aller ermittelten Gebietsklassifizierungen der vorangegangenen Regionalisierung. Zusätzlich stellt die Rheinische NETZGesellschaft mbH (RNG) Netzdaten aus einem städtisch geprägten Versorgungsgebiet zur Verfügung. Die Versorgungsgebiete der beiden VNB sind in Abbildung 3.1 dargestellt, in Grün das der Westnetz GmbH und in Hellgrün das der RNG mbH.

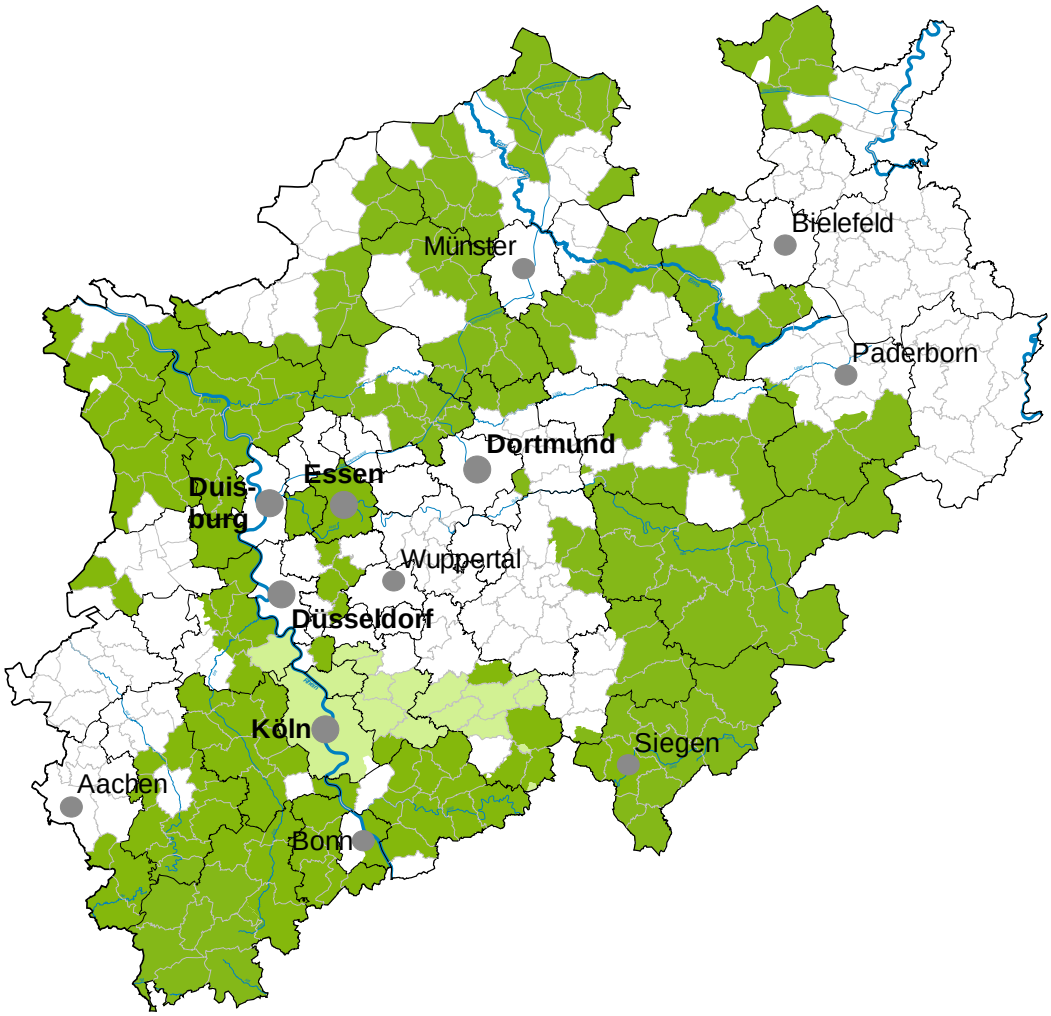


Abbildung 3.1 Netzgebiete der beteiligten VNB in NRW auf NS-Ebene (Grenzen der Versorgungsgebiete auf dem Stand vom 31.12.2011)

Für die in Kapitel 2 bestimmten fünf Netzgebietsklassen werden 10 bis 15 Netze aus verschiedenen repräsentativen Gemeinden durch die VNB ausgesucht und die Netzdaten zur Verfügung gestellt. Diese Netzdaten bilden die Basis für die folgende Bewertung der Leistungsfähigkeit der Netze.

3.1.2 HS-Ebene

Abweichend zum Vorgehen bei der NS- und MS-Ebene wird für die Betrachtung der HS-Ebene ein auf öffentlichen Daten basierendes, leitungs- und stationsscharfes Modell des HS-Netzes in NRW verwendet. Dieses Vorgehen ist erforderlich, da aufgrund der individuell vermaschten Netzstruktur in der HS-Ebene sowie der im Vergleich zur NS- und MS-Ebene relativ geringen Anzahl an galvanisch getrennten HS-Netzen in NRW keine statistisch gesicherte Zuordnung einzelner Netzbezirke zu Netz-Klassen möglich ist.

Modellierung der HS-Ebene

Im Rahmen vorheriger Untersuchungen und Studien wurde am IAEW bereits ein leitungs- und stationsscharfes Modell der HS-Netzebene in Deutschland erstellt und für Netzberechnungen verwendet [17], [18]. Die Datengrundlage des erstellten Netzmodells der HS-Ebene bilden die von den Netzbetreibern nach § 3, Abs. 1 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) veröffentlichten Netzschemagrafiken. Die exakten Trassenverläufe der Leitungen werden zusätzlich anhand öffentlich verfügbarer, geografischer Daten des OpenStreetMap-Projektes [14] modelliert. Nicht in dem Netzmodell enthalten sind Informationen, die den Netzbetreibern nur intern vorliegen. Dies sind beispielsweise exakte Typen und Belastungsgrenzen einzelner Betriebsmittel sowie verschiedene Schaltzustände des Netzes. Da diese Daten nicht aus öffentlich zugänglichen Quellen hervorgehen, werden für die Durchführung von Netzberechnungen sowohl für Leitungen als auch für Transformatoren gängige Belastungsgrenzen anhand von Standardbetriebsmitteltypen angenommen. Eine Übersicht der im Rahmen dieser Studie verwendeten thermischen Grenzströme für Leitungen und Bemessungsscheinleistungen von Transformatoren, die in den Netzberechnungen zugrunde gelegt werden, findet sich in Tabelle 3.1.

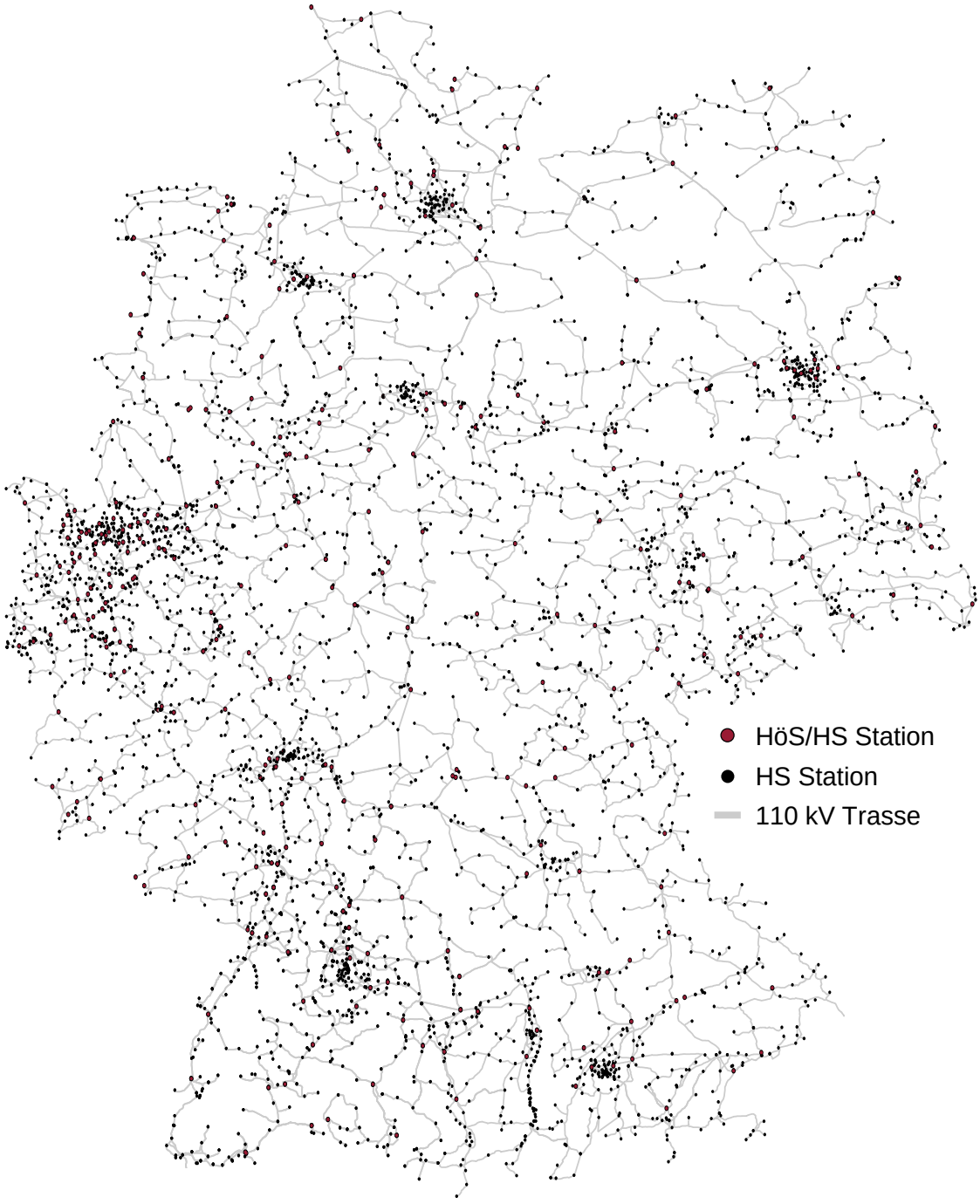


Abbildung 3.2: Modell der deutschen HS-Ebene [17]

Das bestehende HS-Netzmodell wurde bereits im Rahmen der BMWi Verteilernetzstudie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ [2] angewendet und durch einen Teil der deutschen HS-Netzbetreiber plausibilisiert. Das vorliegende HS-Netzmodell für Deutschland ist in Abbildung 3.2 dargestellt und beinhaltet ca. 87.000 km aggregierter Stromkreislänge sowie etwa 4.000 HS-Schaltanlagen und 2.700 Verzweigungspunkte.

Tabelle 3.1 Daten der verwendeten Standardbetriebsmittel

Freileitungen	Thermischer Grenzstrom
Typ 1 (Einerbündel)	645 A
Typ 2 (Zweierbündel)	1290 A
Typ 3 (Einerbündel)	535 A

Kabel	Thermischer Grenzstrom
Typ 1	462 A

Transformatoren	Nennscheinleistung
380 kV / 110 kV	300 MVA
220 kV / 110 kV	250 MVA

Modellierung des Übertragungsnetzes

Wie bereits in [1] erwähnt, ist für die Analyse und Ausbauplanung von HS-Netzen auch eine Berücksichtigung des Übertragungsnetzes erforderlich. Insbesondere die Auswirkungen von Leistungstransporten im überlagerten Übertragungsnetz und die dadurch hervorgerufenen Leistungsflüsse im unterlagerten HS-Netz sind von großer Bedeutung und müssen bei der Analyse mit berücksichtigt werden.

Daher wird im Rahmen dieser Studie bei der Simulation der HS-Ebene in NRW auch das Übertragungsnetz der Höchstspannungsebene (HöS-Ebene) mit berücksichtigt. Dabei wird auf ein am IAEW vorhandenes Modell des europäischen Übertragungsnetzes zurückgegriffen. Dieses Netzmodell basiert für Deutschland unter anderem auf Netzkarten des *Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE* (FNN) sowie auf Netzkarten des *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E). Für die Modellierung des europäischen Systems wird zusätzlich auf öffentliche Daten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen [15], [16]. Das Modell des europäischen Übertragungsnetzes besteht dabei aus über 3.000 Übertragungsnetzknoten. In dem Netzmodell nicht enthalten sind Informationen, die den Übertragungsnetzbetreibern nur intern vorliegen, wie beispielsweise exakte Typen und Belastungsgrenzen einzelner Betriebsmittel

sowie Schaltzustände. Das entwickelte Modell ist für Grundsatzuntersuchungen geeignet und wurde bereits in zahlreichen Untersuchungen und Studien eingesetzt. Das Übertragungsnetzmodell für Deutschland im Jahr 2012 ist in Abbildung 3.3 dargestellt. Für Netzberechnungen in den Szenarien für 2025 werden zusätzlich die im NEP 2014 vorgesehenen Maßnahmen für das Szenario B 2024 im verwendeten Netzmodell berücksichtigt.

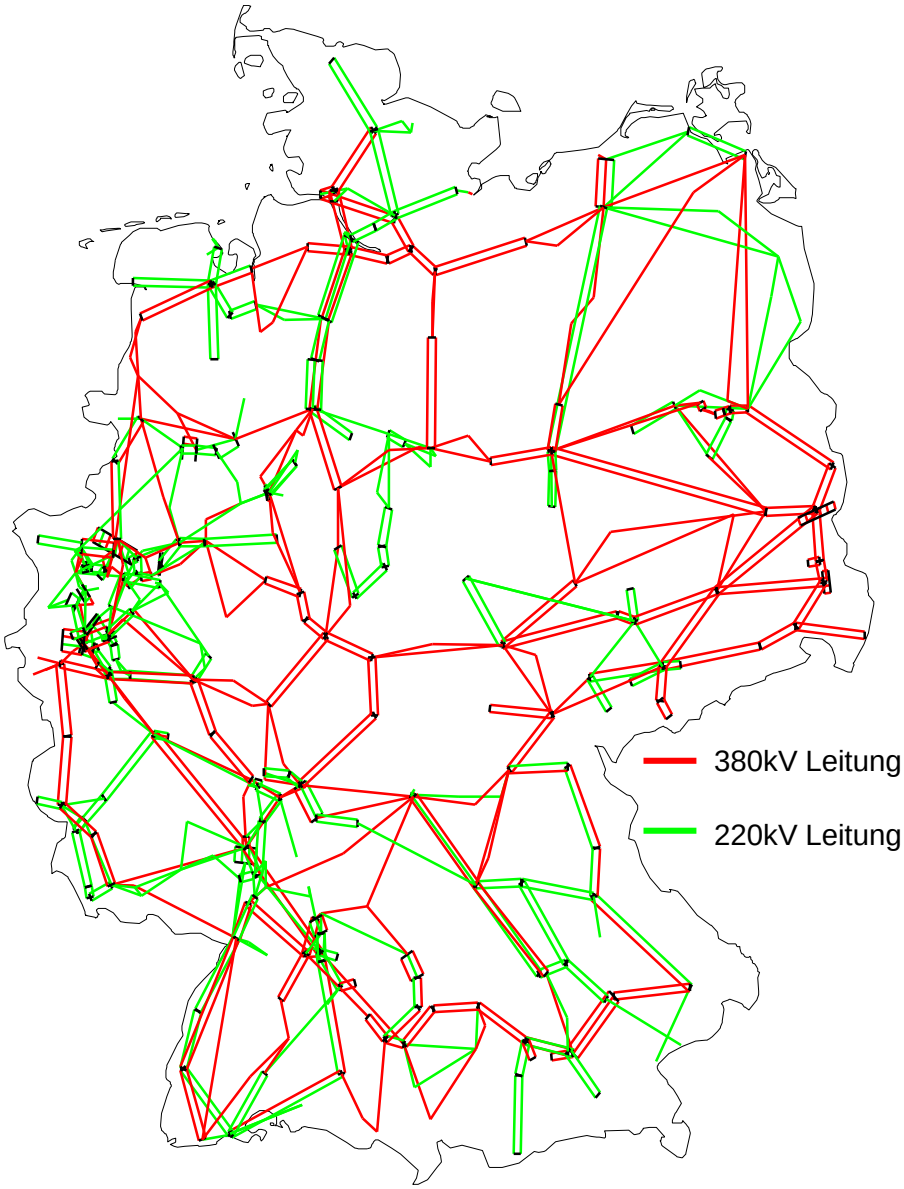


Abbildung 3.3 Modell des deutschen Übertragungsnetzes

Verknüpfung der Netzmodelle für die HS- und HöS-Ebene

Im Rahmen der Netzberechnungen dieser Studie erfolgt eine Verknüpfung der Netzmodelle für die HS- und HöS-Ebene an den gemeinsamen Umspannstationen. Da für die Netzberechnungen zur Simulation der HS-Netze in NRW nicht das gesamte europäische Übertragungsnetz betrachtet werden muss, findet im Rahmen der Netzberechnungen eine Netzwerkreduktion auf das deutsche Übertragungsnetz statt. Die restlichen Bereiche des Übertragungsnetzes werden durch geeignete Randnetze abgebildet.

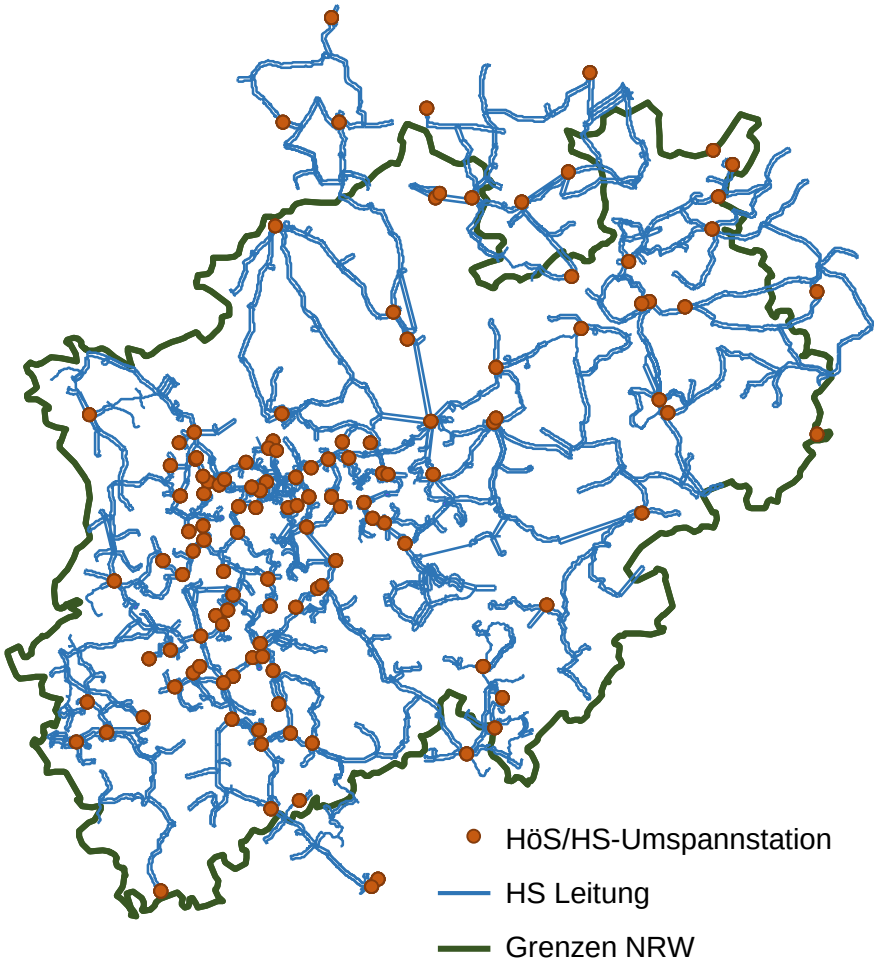


Abbildung 3.4 Verwendetes Netzmodell der HS- und HöS-Ebene

Um zusammenhängende Bereiche der HS-Ebene korrekt abzubilden, werden im Rahmen des HS-Netzmodells in dieser Studie nicht nur die Leitungen und Stationen innerhalb NRWs, sondern auch die dazu notwendigen Leitungen außerhalb NRWs berücksichtigt. Die gesamte betrachtete Stromkreislänge innerhalb NRWs

sowie der betrachteten Randgebiete beträgt ca. 13.600 km. Alle weiteren HS-Netze außerhalb NRWs werden im Rahmen der Netzberechnung nicht berücksichtigt.

Das im Rahmen dieser Studie verwendete Netzmodell der HS-Ebene sowie die Verknüpfungspunkte mit der HöS-Ebene sind in Abbildung 3.4 dargestellt.

Modellierung der Versorgungsaufgabe

Um Netzberechnungen auf Basis des entwickelten Modells durchführen zu können, erfolgt nachgelagert die Modellierung der Versorgungsaufgabe durch eine Zuordnung der Lasten und Einspeisungen zu den im Netzmodell enthaltenen Hochspannungsknoten. Die unterlagerte MS- und NS-Ebene wird dabei durch aggregierte Lasten und Einspeisungen je Hochspannungsknoten abgebildet. Die Modellierung der Versorgungsaufgabe basiert auf den Ergebnissen der in Abschnitt 2.2 durchgeführten Regionalisierung.

Das Ergebnis der Regionalisierung erlaubt die Zuordnung der Postleitzahlregionen (PLZ-Regionen) innerhalb NRWs zu ihrer angeschlossenen Einspeiseleistung aus EE-Anlagen sowohl für das Jahr 2011, als auch für die untersuchten Szenarien für das Jahr 2025. Die Bestandsdaten der bereits errichteten Anlagen entstammen dabei den EEG-Anlagenstammdaten [6], welche eine Zuordnung der EE-Anlagen zu einer PLZ-Region erlauben. Die zugewiesenen Erzeugungsleistungen je PLZ-Region in den Szenarien für 2025 entsprechen dabei den in Abschnitt 2.2 getroffenen Annahmen sowie dem Ergebnis der durchgeführten Regionalisierung.

Mit Hilfe geografischer Daten zu Lage und Fläche der PLZ-Regionen erfolgt eine Zuweisung der je PLZ-Region installierten Leistung zu den Netzknoten des HS-Netzes. Dazu wird jedem Netzknoten mit Hilfe eines mathematischen Verfahrens[2] ein Versorgungsgebiet zugewiesen.

Darauf folgend werden die Leistungen der PLZ-Regionen, anteilig der relativen Flächenübereinstimmung mit den Versorgungsgebieten, den jeweiligen Netzknoten zugeteilt [18]. Für die räum-

[2] Erstellung eines Voronoi-Diagramms bzw. einer Dirichlet-Zerlegung anhand der Koordinaten der Netzknoten, um jedem Netzknoten ein Versorgungsgebiet anhand von Schnittflächen-Berechnungen zuweisen zu können

liche Verteilung der EE-Anlagen innerhalb einer PLZ-Region wird dabei eine gleichmäßige Verteilung über die gesamte Fläche zugrunde gelegt. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 3.5 exemplarisch und nicht maßstabsgerecht dargestellt.

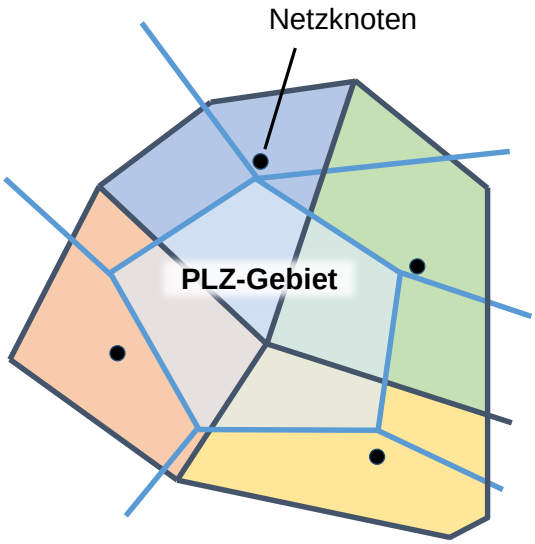


Abbildung 3.5 Exemplarische Zuweisung von Versorgungsgebieten

Die durch dieses Vorgehen resultierende Zuteilung der regionalisierten Einspeiseleistungen je Primärenergietyp zu den Versorgungsgebieten der jeweiligen Netzknoten des HS-Netzes für das Jahr 2011 wird in Abbildung 3.6 für Photovoltaik-Anlagen (PVA) und in Abbildung 3.7 für Windenergie-Anlagen (WEA) dargestellt. Die Fläche der dargestellten Kreise ist dabei proportional zu der dem Netzknoten zugeordneten, angeschlossenen Nennleistung der Erzeugungsanlagen.

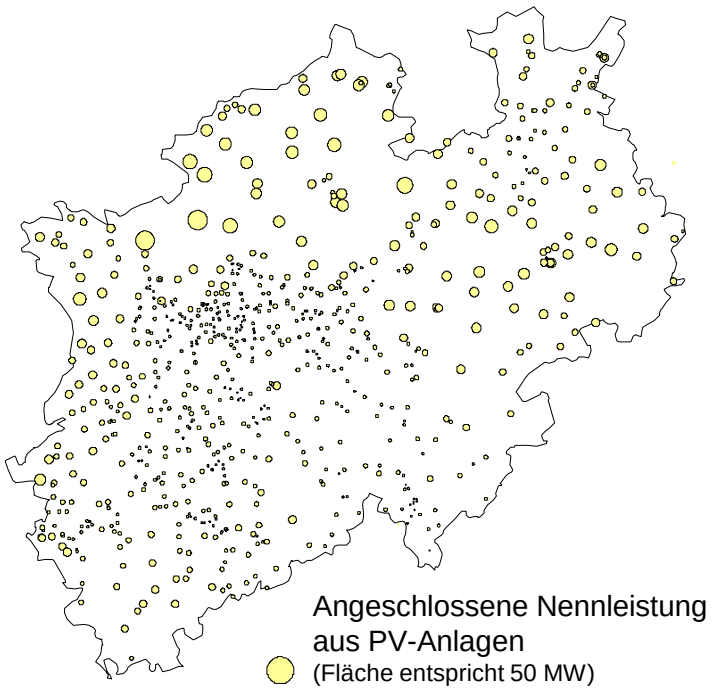


Abbildung 3.6 Zuteilung der Leistung aus PVA zu den Netzknoten des HS-Netzes (Jahr 2011)

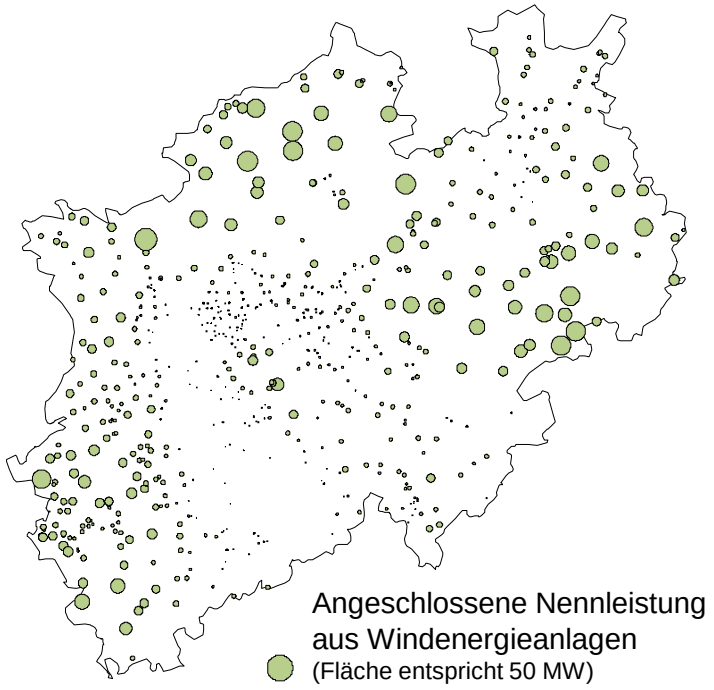


Abbildung 3.7 Zuteilung der Leistung aus WEA zu den Netzknoten des HS-Netzes (Jahr 2011)

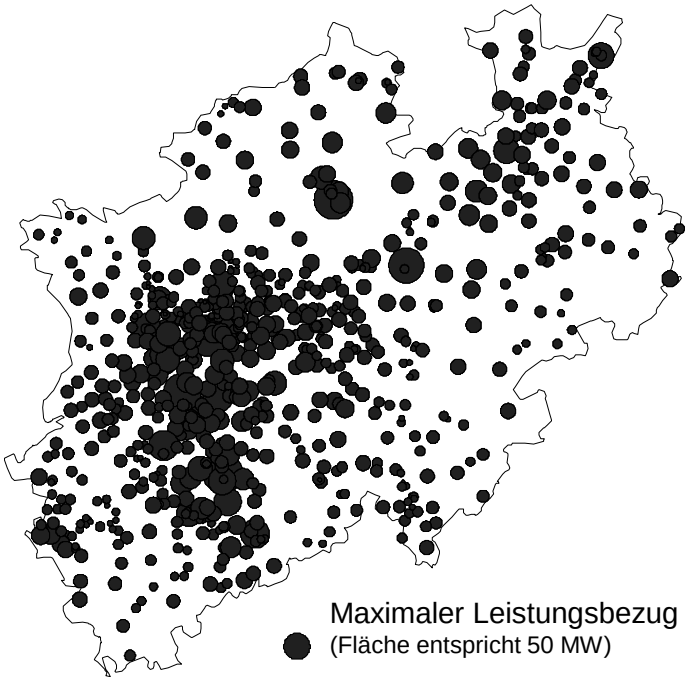


Abbildung 3.8 Zuteilung der entnommenen maximalen Leistung zu den Netzknoten des HS-Netzes (Jahr 2011)

Die Zuordnung der entnommenen Leistung je Netzknoten erfolgt nach demselben Zerlegungsansatz. Die Eingangsdaten zur Bestimmung der regionalisierten maximalen Leistungsentnahme von Haushalten, Gewerbekunden und Industrie basiert dabei auf Daten des Statistischen Bundesamtes zur Bevölkerungsdichte sowie der Bruttowertschöpfung in den jeweiligen Bundesländern [17], [18], [19]. Die resultierende Verteilung für NRW ist in Abbildung 3.8 dargestellt.

Um im Rahmen der Netzberechnungen eine Jahresrechnung mit stündlichem Raster durchführen zu können, werden die den Netzknoten zugeordneten Einspeisungen und Lasten je nach Typ durch unterschiedliche Zeitreihen für Verbraucher und Einspeisungen aus PVA, WEA und BMA, sowie dezentralen KWKA und sonstigen EE-Anlagen abgebildet.

Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes

Da für die durchgeführten Netzberechnungen in der HS-Ebene durch die Einbeziehung der HöS-Ebene auch konsistente Netznutzungsfälle für das Übertragungsnetz vorliegen müssen, wird der Kraftwerkseinsatz im deutschen Übertragungsnetz sowie der umliegenden Marktgebiete mit Hilfe eines am IAEW entwickelten Ver-

fahrens zur Marktsimulation [20] ermittelt. Das angewendete Marktsimulationsverfahren ermöglicht die Bestimmung eines stündlichen Kraftwerkseinsatzes und wurde bereits erfolgreich in vielen Untersuchungen, wie beispielsweise im Rahmen der Netzentwicklungspläne 2012 und 2013, angewendet und öffentlich konsultiert.

Das verwendete Marktsimulationsverfahren ermöglicht als Fundamentalmodell für einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr und einem vorgegebenen Erzeugungssystem die Ermittlung eines gesamtkostenminimalen Kraftwerkseinsatzes im Stundenraster. Das Verfahren liefert für jedes simulierte Kraftwerk und jede Stunde im Betrachtungszeitraum die eingespeiste Erzeugungsleistung. Für die betrachteten 8.760 Stunden eines Jahres ergeben sich somit 8.760 Netznutzungsfälle (NNF) die als Eingangsdatum für die Netzberechnungen verwendet werden.

Im Rahmen des Marktsimulationsverfahrens werden ein zeitvariabler Strombedarf sowie die vorzuhaltende Regelleistung durch die zur Verfügung stehenden Kraftwerke unter Einhaltung technischer Restriktionen in der Stromerzeugung und -übertragung gedeckt. Als Nebenbedingungen sind Restriktionen für den Kraftwerksbetrieb, wie z.B. Mindestbetriebszeiten und -leistungen thermischer Kraftwerke oder nicht beeinflussbare Einspeisung aus regenerativen Energiequellen (insb. Wind und Photovoltaik) berücksichtigt. Für jedes betrachtete Marktgebiet wird der vorhandene Kraftwerkspark, die Nachfrage nach elektrischer Energie sowie die Einspeisung aus regenerativen Energiequellen modelliert. Jedes Marktgebiet wird dabei durch stündliche Zeitreihen für die Stromnachfrage und die geographische Verteilung der Erzeugung modelliert. Es werden hierzu Zeitreihen für Wind, Photovoltaik, Laufwasser, Biomasse sowie sonstige regenerative Energiequellen je Marktgebiet berücksichtigt. Die Bestimmung der Zeitreihen für die dargebotsabhängige Einspeisung aus regenerativen Energien je Marktgebiet basiert in den durchgeführten Berechnungen auf Wetterdaten aus dem Jahr 2010.

Die in dieser Studie für die Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes verwendeten Eingangsdaten entstammen für die Bewertung des aktuellen Systems dem Bericht *Yearly Statistics & Adequacy Retrospect (YS&AR)* der ENTSO-E für das Jahr 2012 [21]. Die Daten enthalten für jedes Marktgebiet die installierte Erzeugungsleistung

je Primärenergiequelle und den jährlichen Energieverbrauch. Die Aufteilung der innerhalb Deutschlands installierten EE-Leistung erfolgte zusätzlich unter Berücksichtigung von Daten aus dem EEG-Anlagenregister [6] sowie der Website „*föderal erneuerbar*“ der Agentur für Erneuerbare Energien [22]. Die Daten des deutschen Kraftwerksparks entstammen der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [23]. Die resultierenden Eingangsdaten der Marktsimulation zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes für die durchgeführten Netzberechnungen werden in Tabelle 3.2 aggregiert dargestellt.

Tabelle 3.2 Eingangsdaten der Marktsimulation für das Jahr 2011

Eingangsdaten der Marktsimulation	Deutschland	Restliche Marktgebiete
Windenergie-Anlagen (onshore und offshore)	29,0 GW	63,1 GW
Photovoltaik-Anlagen	25,3 GW	25,4 GW
Restliche EE-Anlagen (Laufwasser, Biomasse, Sonstige)	7,9 GW	55,7 GW
konventionelle Erzeuger (inkl. KWK, ohne Speicher)	89,4 GW	517,4 GW
Bruttostromverbrauch	540,0 TWh/a	2815,8 TWh/a

Als Eingangsdaten der Marktsimulation für die betrachteten Szenarien im Jahr 2025 dienen die im NEP 2014 zugrunde gelegten Daten für das Szenario B 2024 innerhalb Deutschlands. Lediglich für NRW wird abweichend die aus den für diese Studie angenommenen Szenarien resultierende Erzeugungsleistung für die Einspeisung aus EE-Anlagen angenommen. Daher resultieren auch die in Tabelle 3.3 ersichtlichen Unterschiede in den Eingangsdaten für das Leit- bzw. das Alternativszenario in Deutschland. Die für die Marksimulation benötigten Eingangsdaten der angrenzenden europäischen Marktgebiete werden dem *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030* der ENTSO-E entnommen. Diese Daten bleiben bei der Betrachtung des Leit- bzw. Alternativszenarios unverändert.

Tabelle 3.3 Eingangsdaten der Marktsimulation für Leit- und Alternativszenario

Eingangsdaten der Marktsimulation	Deutschland (Leitszenario)	Deutschland (Alternativszenario)	Restliche Marktgebiete
Windenergie-Anlagen (onshore und offshore)	70,8 GW	68,5 GW	132,5 GW
Photovoltaik-Anlagen	57,5 GW	56,3 GW	79,2 GW
Restliche EE-Anlagen (Laufwasser, Biomasse, Sonstige)	12,4 GW	12,2 GW	52,0 GW
konventionelle Erzeuger (inkl. KWK, ohne Speicher)	71,8 GW	71,8 GW	477,7 GW
Bruttostromverbrauch	540,0 TWh/a	540,0 TWh/a	2815,8 TWh/a

3.2 Berechnungsmethodik in der NS- und MS-Ebene

Die Analyse der NS- und MS-Netze erfolgt mit Hilfe der Grenzkurvenanalyse, welche die Bewertung großflächiger Netzbereiche ermöglicht. Die Methodik ist in [1] und [13] ausführlich beschrieben. Hier erfolgt nur eine kurze Vorstellung der prinzipiellen Vorgehensweise, die in Abbildung 3.9 dargestellt ist.

Im ersten Schritt werden die realen Netzdaten der beteiligten VNB für die Anwendung aufbereitet. Aus den komplexen Netztopologien werden dabei Ersatzdarstellungen der vorhandenen Netzstränge gebildet, die den Ist-Zustand der Netze repräsentieren. Diese Ersatzdarstellungen lassen sich mit den folgenden Parametern beschreiben:

- Leitungslänge des Hauptstrangs
- Dominierender Kabel- und Freileitungstyp
- Leistung und Verteilung der Lasten
- Leistung und Verteilung der DEA

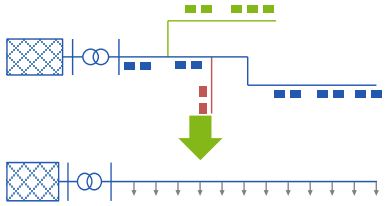
Bei der Grenzkurvenanalyse werden Stränge mit identischer Netzstruktur, identischen Kabel- bzw. Freileitungstypen und identischem Verkabelungsgrad zu einem Netzkonzept zusammengefasst. Stränge desselben Netzkonzepts können in einem Grenz-

kurvendiagramm dargestellt und bewertet werden. Das Grenzkurvendiagramm beschreibt die mit einem Netzkonzept maximal übertragbare Wirkleistung in Abhängigkeit der Leitungslänge. Im zweiten Schritt der Abbildung 3.9 sind exemplarische Grenzkurvenverläufe für den Starklast- und den Rückspeisefall eines Netzkonzeptes dargestellt.

Die Grenzkurven für den Starklast- und den Rückspeisefall weisen für kurze Leitungslängen einen horizontalen Verlauf auf. In diesem Bereich wird die Übertragungskapazität durch die maximale Betriebsmittelbelastung begrenzt. Die Grenzen des Spannungsbandes werden hingegen nicht erreicht. Für größere Leitungslängen weisen die Grenzkurven einen nicht linear ansteigenden bzw. abfallenden Verlauf auf. In diesem Bereich wird die übertragbare Wirkleistung durch die Grenzen des Spannungsbandes begrenzt. Die maximal zulässige Betriebsmittelbelastung wird nicht erreicht. Grenzkurven können mit einem numerischen oder analytischen Verfahren nach [13] bestimmt werden. Die verfügbare Anschlusskapazität für DEA kann über Wertepaare aus der Leitungslänge und der Leistung im Rückspeisefall im Grenzkurvendiagramm eingetragen werden. Betriebszustände innerhalb der Grenzkurven erfüllen sämtliche technische Nebenbedingungen, sodass in diesen Fällen die Netzanschlusskapazität für DEA positiv ist. Betriebszustände außerhalb der Grenzkurven weisen für DEA eine negative Netzanschlusskapazität auf.

Die Verteilung der DEA-Zubauprognosen in die vorliegenden Netzgebiete erfolgt im dritten Schritt über die in [1] beschriebene Methodik. Zur Bewertung von Zubau-Szenarien für DEA werden die Wertepaare aus Leitungslänge und der Leistung im Rückspeisefall mit den entsprechenden Prognosen für DEA beaufschlagt und anhand des Abstandes zur Grenzkurve bewertet. Weist ein Strang eine negative Netzanschlusskapazität für DEA auf, sind Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.

1. Aufbereitung der Netzdaten

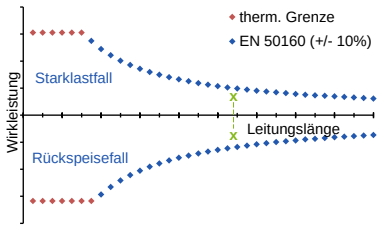


Datenlieferung:

- Parametersatz der Netzstränge (u.a. Länge, Typ, Lastleistung, DEA-Leistung)
- Liste der ONS pro Gemeinde

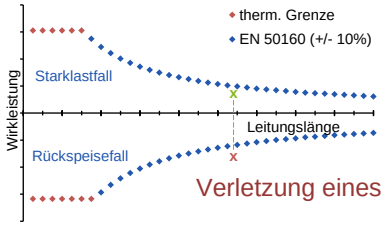
Resultat: Ersatzdarstellung der Netzstränge der Ist-Situation

2. Darstellung der Netzstränge im Grenzkurvendiagramm



- Jeder Strang bekommt eine eigene Grenzkurve
- Stränge gleicher Charakteristik können in einem Diagramm dargestellt werden
- Ein Strang wird durch ein Kreuzpaar dargestellt

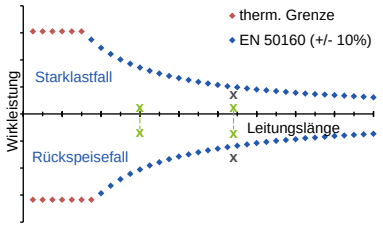
3. Verteilung der DEA-Zubauprognosen



- Verteilung der DEA-Zubauprognosen auf die Stränge
- Bestimmung des Einflusses des DEA-Zubaus auf die betroffenen Stränge

Verletzung eines Spannungskriteriums

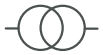
4. Netzausbau



- Behebung der Verletzungen der Spannungskriterien (hier durch Verlegen eines Parallelkabels nach [1], dargestellt durch zwei neue Kreuzpaare)

5. Erfassung des Netzausbaus

Gemeinde: Musterdorf
Netzgebiet: ONS 3
Klassifizierung: NS/L+
Anteil an Gemeinde: 5%



0 neue Transformatoren

0,4 km Kabel

- Eintragung des Ausbaubedarfs in eine Tabelle
- Hochrechnung auf die Gemeinde
- Mittelwertbildung mit den Ergebnissen aus anderen Gemeinden derselben Gebietsklassifizierung
- Hochrechnung des Mittelwerts auf alle Gemeinden derselben Gebietsklassifizierung

Abbildung 3.9 Übersicht über die Vorgehensweise bei der Grenzkurvenanalyse (am Beispiel der NS) [1]

Die Leistungsfähigkeit der ausgewählten Netze wird über die in Tabelle 2.4 definierten Extremszenarien bestimmt. Sofern durch die zugebaute DEA-Leistung in den analysierten Netzgebieten Verstärkungsmaßnahmen erforderlich sind, wird im vierten Schritt das Netz so lange ausgebaut, bis alle technischen Kriterien eingehalten werden. Dabei werden die Planungsgrundsätze aus [1] konsequent angewendet.

Abschließend werden im fünften Schritt die erfassten erforderlichen Netzausbaumaßnahmen in den Netzgebieten nach der in Kapitel 3.4 beschriebenen Vorgehensweise auf NRW hochgerechnet.

3.3 Berechnungsmethodik in der HS-Ebene

Technische Randbedingungen

Um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können, werden technische Randbedingungen definiert, die beim Betrieb des Netzes eingehalten werden müssen. Zu den wesentlichen technischen Randbedingungen im HS-Netz zählen die Einhaltung der thermischen Belastbarkeit aller Betriebsmittel sowie einzuhaltende Ober- und Untergrenzen der Betriebsspannungen.

Die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel kann durch einen maximal zulässigen Strom, den thermischen Grenzstrom, abgebildet werden. Die Netzbetriebsmittel müssen so ausgelegt sein, dass ihr thermischer Grenzstrom im Normalbetrieb nicht überschritten wird. Wird die maximale Strombelastbarkeit bei Freileitungen für einen längeren Zeitraum überschritten kommt es durch die thermische Erwärmung zu einem verstärkten Durchhang der Leiterseile und damit zu der Gefahr einer unzulässigen Boden- oder Objektannäherung. Insbesondere bei Transformatoren kann eine länger anhaltende Überlastung auch zu einer vorzeitigen Alterung oder einer direkten Beschädigung der Betriebsmittel führen. Eine kurzzeitige Überlastung einzelner Betriebsmittel kann im Falle eines zeitlich beschränkten Störfalles aufgrund der thermischen Trägheit der Betriebsmittel und der geringen Wahrscheinlichkeit für

das gleichzeitige Auftreten eines Störfalles sowie einer kritischen Netzauslastung jedoch toleriert werden.

Weiterhin dienen Spannungskriterien zur Sicherstellung einer ausreichenden Spannungsqualität für die Netzkunden sowie einer Vermeidung von Schäden an den Betriebsmitteln des Netzes. Dabei dürfen minimale und maximale Spannungsgrenzen nicht verletzt werden. Die Obergrenze wird dabei durch die Isolationsfähigkeit der verwendeten Betriebsmittel bestimmt. Aus betrieblichen Gründen, wie z.B. der Minimierung der Netzverluste, wird in der Regel ein hohes, gleichmäßiges Spannungsniveau angestrebt. Ein zulässiges Spannungsband für die HS-Ebene ist in [1] mit einer Abweichung von ±6 kV ausgehend von der Nennspannung 110 kV gegeben. Dadurch können die geregelten Transformatoren zur unterlagerten MS-Ebene die Unterspannungsseite so ausregeln, dass die erforderlichen Spannungsgrenzen in den unterlagerten Netzebenen eingehalten werden können. Im Falle kurzzeitiger Störfälle kann eine Aufweitung der für den Normalbetrieb definierten Grenzen erfolgen. Zusätzlich gelten weitere Spannungskriterien für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an das HS-Netz, um negative Netzrückwirkungen der Anlagen auf das Netz einzuschränken [24]. Vergleichbare technische Richtlinien gelten auch für Erzeugungsanlagen, die an den unterlagerten Netzen der MS- und NS-Ebene angeschlossen sind [25], [26].

Im Rahmen der im Folgenden beschriebenen Netzberechnungen werden sowohl für den Normalbetrieb, als auch für relevante Ausfallsituationen, die Ströme und Spannungen im HS-Netz berechnet. Die automatisierte Ausbauplanung berücksichtigt als Ausbaukriterium jedoch nur die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel um den Netzausbaubedarf abzuschätzen, da die thermischen Belastungen den Haupttreiber für den Ausbaubedarf der HS-Ebene darstellen. Verletzungen der Spannungskriterien können im Normalfall häufig durch betriebliche Maßnahmen, wie z.B. die Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen oder einer Änderung der Stufenstellung von HS/HöS-Transformatoren unterbunden werden.

Netzberechnungen

Um die aktuell vorhandene Anschlusskapazität sowie den Netzausbaubedarf der HS-Ebene abschätzen zu können, werden

Netzberechnungen basierend auf dem erstellten Netzmodell und den erarbeiteten Szenarien zur Netznutzung durchgeführt.

Um bei den Netzberechnungen verschiedene Last- und Einspeisesituationen (Netznutzungsfälle) abbilden zu können, finden die Berechnungen in einem stündlichen Zeitraster auf Basis von Zeitreihen statt. Die Netzberechnung je Netznutzungsfall besteht dabei aus einer Simulation des Normalbetriebes sowie einer Ausfallsimulation, die für kritische Übertragungselemente den Ausfall des jeweiligen Betriebsmittels simuliert und die resultierenden Ströme und Spannungen im Netz bestimmt.

Die Simulation des Normalbetriebs umfasst eine komplexe Lastflussberechnung des Netzes, in der für alle Netzknoten die komplexen Knotenspannungen und für alle Übertragungselemente (Leitungen und Transformatoren) die Stromflüsse bzw. Leistungsflüsse berechnet werden. Die verwendeten Routinen für die Lastflussberechnungen beruhen dabei auf der Software INTEGRAL der FGH GmbH[3].

Im Rahmen der (n-1)-Ausfallsimulation wird ausgehend von den Berechnungen für den Normalbetrieb der Ausfall einzelner, relevanter Übertragungselemente simuliert und die Einhaltung der geforderten thermischen Belastungsgrenzen aller verbleibenden Betriebsmittel nach dem Ausfall überprüft. Dabei erfolgt eine Berechnung der resultierenden Ströme und Spannungen jeweils für den einfachen Ausfall aller Leitungen und Transformatoren, die im Normalbetrieb mit einer Auslastung von mehr als 40 % ihres thermischen Grenzstromes bzw. ihrer maximalen Übertragungsleistung betrieben werden. Nach der Simulation aller relevanten Betriebsmittelausfälle wird für jedes Betriebsmittel die maximale Belastung über alle Ausfallsituationen im aktuellen Netznutzungsfall bestimmt.

Eine Leitung bzw. ein Transformator wird innerhalb der durchgeführten Berechnungen in einem Netznutzungsfall als überlastet eingestuft, sobald die maximale Auslastung des Elementes in mindestens einer Ausfallsituation über den definierten Grenzen für den Strom- bzw. Leistungsfluss liegt.

[3] http://www.fgh.rwth-aachen.de

Die in den Netzberechnungen für den Normalbetrieb sowie für Betriebsmittelausfälle ermittelten Überlastungen stellen in der Regel eine Überschätzung und damit eine Abschätzung zur sicheren Seite dar, da die durchgeführten Simulationen nicht alle betrieblichen Möglichkeiten, die einem Netzbetreiber in der Realität zu Beseitigung von Überlastungen zur Verfügung stehen, abbilden können: Es werden insbesondere keine Schalthandlungen oder Sonderschaltzustände abgebildet, die eine Überlastung in bestimmten Netzsituationen reduzieren können. Außerdem erfolgt die Reservestellung in Ausfallsituationen in einigen Netzbereichen zusätzlich mit Hilfe der unterlagerten MS-Netze. Auch diese Maßnahme wird durch die Simulation nicht abgebildet. Zusätzlich können, im Ermessen des Netzbetreibers, kurzfristige Überschreitungen der thermischen Grenzströme einzelner Betriebsmittel aufgrund ihrer thermischen Trägheit zugelassen werden. Eine Einhaltung der Grenzwerte erfolgt dann erst nach der Durchführung betrieblicher Maßnahmen. In den für diese Studie durchgeführten Netzberechnungen werden jedoch keine kurzfristigen Überlastungen einzelner Betriebsmittel zugelassen.

Im Rahmen der durchgeführten Berechnungen werden nur Überlastungen von Leitungen im HS-Netz und von Transformatoren zwischen dem HöS und NS-Netz berücksichtigt. Evtl. auftretende Überlastungen im Übertragungsnetz werden nicht berücksichtigt.

Bestimmung der Netzkapazität

Um die Netzkapazität des aktuell bestehenden HS-Netzes zu bewerten, erfolgt im Rahmen der Berechnungen eine schrittweise Erhöhung der in das Netz eingespeisten Leistung an den Standorten des HS-Netzes. Die Erhöhung der Einspeiseleistung erfolgt je Netzknoten dabei schrittweise (max. Schrittweite 5 MW), bis durch Netzberechnungen die Überlastung eines Netzelementes festgestellt wird. In den betroffenen Netzregionen wird die eingespeiste Leistung in diesem Fall wieder reduziert, sodass keine Überlastungen mehr vorliegen, in den restlichen Bereichen kann die Leitung jedoch weiter schrittweise erhöht werden. Insgesamt wird durch dieses Vorgehen je Netznutzungsfall (NNF) die maximal mögliche Einspeiseleistung ermittelt, die das bestehende Netz für die vorliegende Last- und Einspeisesituation zusätzlich aufnehmen kann, ohne dass es zu Überlastungen kommt.

Um sicher zu stellen, dass die ermittelte Netzkapazität für alle relevanten Netznutzungsfälle in denen eine hohe Einspeiseleistung aus EE-Anlagen vorliegt gültig ist, erfolgt eine Berechnung für alle NNF, bei denen auf Basis der verwendeten Zeitreihen, eine maximale Einspeiseleistung aus Wind-, PV- oder der Summe aus Wind- und PV-Einspeisungen in einem Teil der Betrachtungsregion vorliegt. Insgesamt wird die Berechnung nach dieser Auswahl für ca. 150 unterschiedliche NNF ausgeführt.

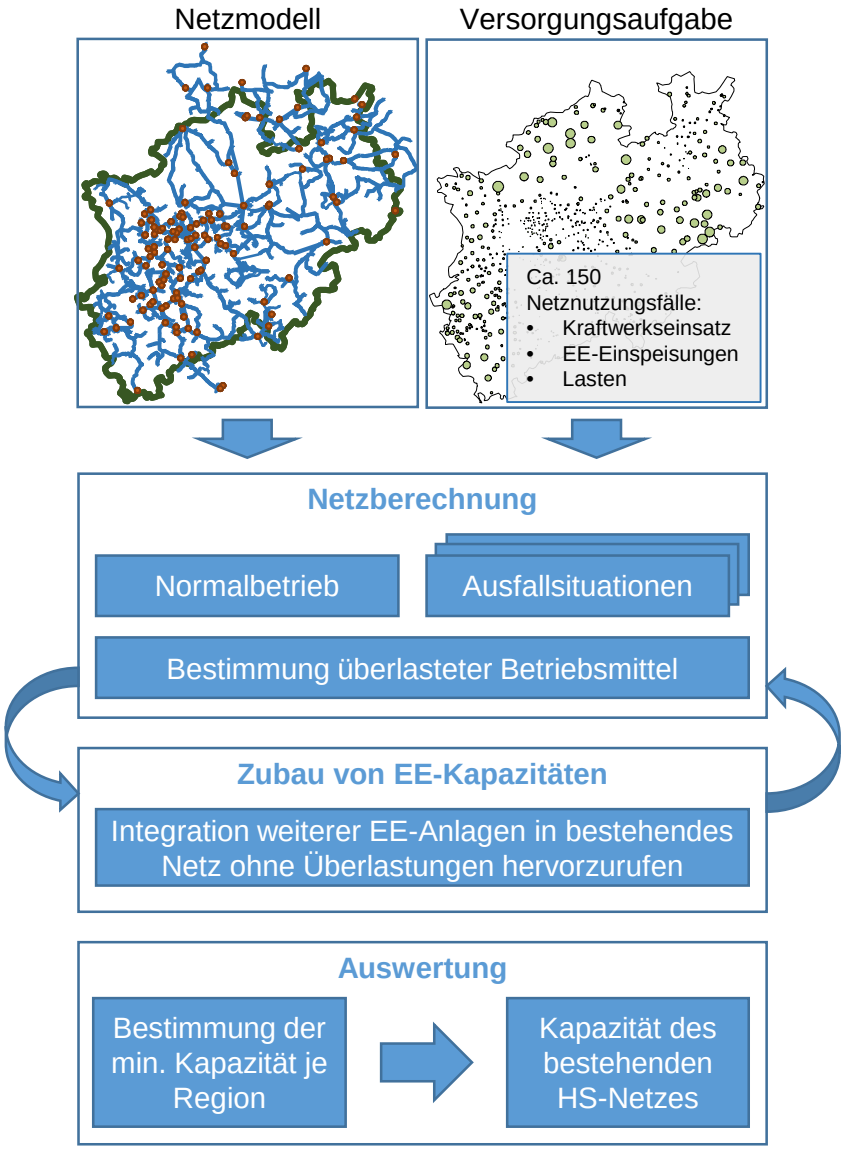


Abbildung 3.10 Ablauf der Kapazitätsbestimmung

Die Zuordnung der je Netzstandort ermittelten Anschlusskapazität zu den in der Regionalisierung betrachteten PLZ-Regionen erfolgt dabei analog zu dem in Absatz 3.1.2 erläuterten Vorgehen zur

Regionalisierung der Einspeiseleistung auf die Standorte mittels Zuteilungsfaktoren. Um die Netzkapazität für alle NNF zur sicheren Seite abschätzen zu können, entspricht die abschließend bestimmte Netzkapazität je Region immer dem Minimum der über alle NNF ermittelten Netzkapazitäten in der jeweiligen Region. Der Ablauf der Kapazitätsbestimmung für die HS-Ebene ist zusammenfassend in Abbildung 3.10 dargestellt.

Bestimmung des Ausbaubedarfs

Die Berechnungen zur Ermittlung des Ausbaubedarfs in der HS-Ebene erfolgen im Rahmen einer Jahresrechnung im stündlichen Zeitraster. Somit werden je Szenario 8760 verschiedene Netznutzungsfälle berechnet.

Um den erforderlichen Netzausbau abzuschätzen, werden für den Fall, dass in der Netzberechnung Überlastungen identifiziert werden, neue Betriebsmittel gleichen Typs parallel zu den überlasteten Elementen zugebaut und die Netzberechnung erneut durchgeführt. Dieses Vorgehen wird iterativ wiederholt, bis für den betrachteten Netznutzungsfall ein gültiger Netzzustand erreicht ist. In den durchgeführten Berechnungen werden nur Überlastungen von Leitungen im HS-Netz und von Transformatoren zwischen dem HöS- und HS-Netz berücksichtigt. Evtl. auftretende Überlastungen im Übertragungsnetz werden nicht berücksichtigt.

Das Ergebnis der Netzberechnung liefert somit für jeden Netznutzungsfall einer Jahresrechnung die überlastete Stromkreislänge vor der Durchführung von Ausbaumaßnahmen, die erforderliche Länge an zugebauten Stromkreisen sowie den erforderlichen Zubau an Transformatoren, um das HS-Netz für den betrachteten Netznutzungsfall in einen Zustand ohne Überlastungen in jeglichen betrachteten (n-1)-Zuständen zu überführen.

Dieses Vorgehen entspricht konventionellen Planungsgrundsätzen für den Netzausbau, da die Netzkapazität bei der Verletzung von technischen Randbedingungen durch den Zubau von Leitungen und Transformatoren zur Integration der vollständigen angeschlossenen Leistung neuer Erzeugungsanlagen ausgelegt wird. Der Ausbau von Übertragungskapazitäten kann in diesem Fall entweder durch den Ersatz vorhandener Betriebsmittel durch Betriebsmittel mit einer höheren Übertragungskapazität oder aber

durch den parallelen Zubau zusätzlicher Betriebsmittel zur Verstärkung des bestehenden Netzes erfolgen. Die so durchgeführte Verstärkung des Netzes führt neben einer höheren thermischen Übertragungskapazität auch zu einer Senkung der Netzimpedanz, was sich positiv auf die Spannungshaltung auswirkt.

In realen Planungsprozessen für den konventionellen Netzausbau von HS-Netzen stehen neben dem Austausch oder Zubau von Betriebsmitteln auch die Anpassung der Netzstruktur, die Erschließung neuer Trassen und der Zubau neuer Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz als weitere Freiheitsgrade zur Verfügung.

Insbesondere eine Auswahl geeigneter spannungsebenenübergreifender Maßnahmen bei der Auswahl neuer Verknüpfungspunkte erfordert jedoch detailliertere Information über den betrachteten Netzbereich sowohl auf Seite des HS-Netzes als auch auf Seite des HöS-Netzes und geht über den Rahmen der in dieser Studie durchgeführten Berechnungen hinaus. Die Umspannebene zwischen dem HS-Netz und dem überlagerten HöS-Netz stellt daher in dieser Studie keinen Freiheitsgrad dar.

Um die Auswirkungen eines möglichen Einspeisemanagements von WEA und PVA auf den Netzausbaubedarf zu bewerten, kann bei der Netzberechnung zusätzlich eine Abregelung der EE-Anlagen berücksichtigt werden. Ein mögliches Einspeisemanagement wird in dem verwendeten Modell durch eine pauschale, diskriminierungsfreie Abregelung der eingespeisten Leistung aller WEA und PVA in NRW simuliert, welche für einen betrachteten NNF mit mehr als einem festgesetzten Anteil ihrer Maximalleistung einspeisen. Die Festlegung dieser Grenzwerte erfolgt in Abhängigkeit des maximalen Verlustes an nicht eingespeister Energie pro Jahr und wird für WEA und PVA in Abschnitt 4.2.1 erläutert.

Durch die zuvor erläuterte Vorgehensweise bei der Bestimmung von Überlastungen sowie durch die beschriebene Methodik der Ausbauplanung, stellt der im Rahmen der durchgeführten Berechnungen ermittelte Netzausbaubedarf eine konservative Abschätzung des erforderlichen Ausbaubedarfs dar. Abbildung 3.11 zeigt zusammenfassend das beschriebene Vorgehen zur Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus.

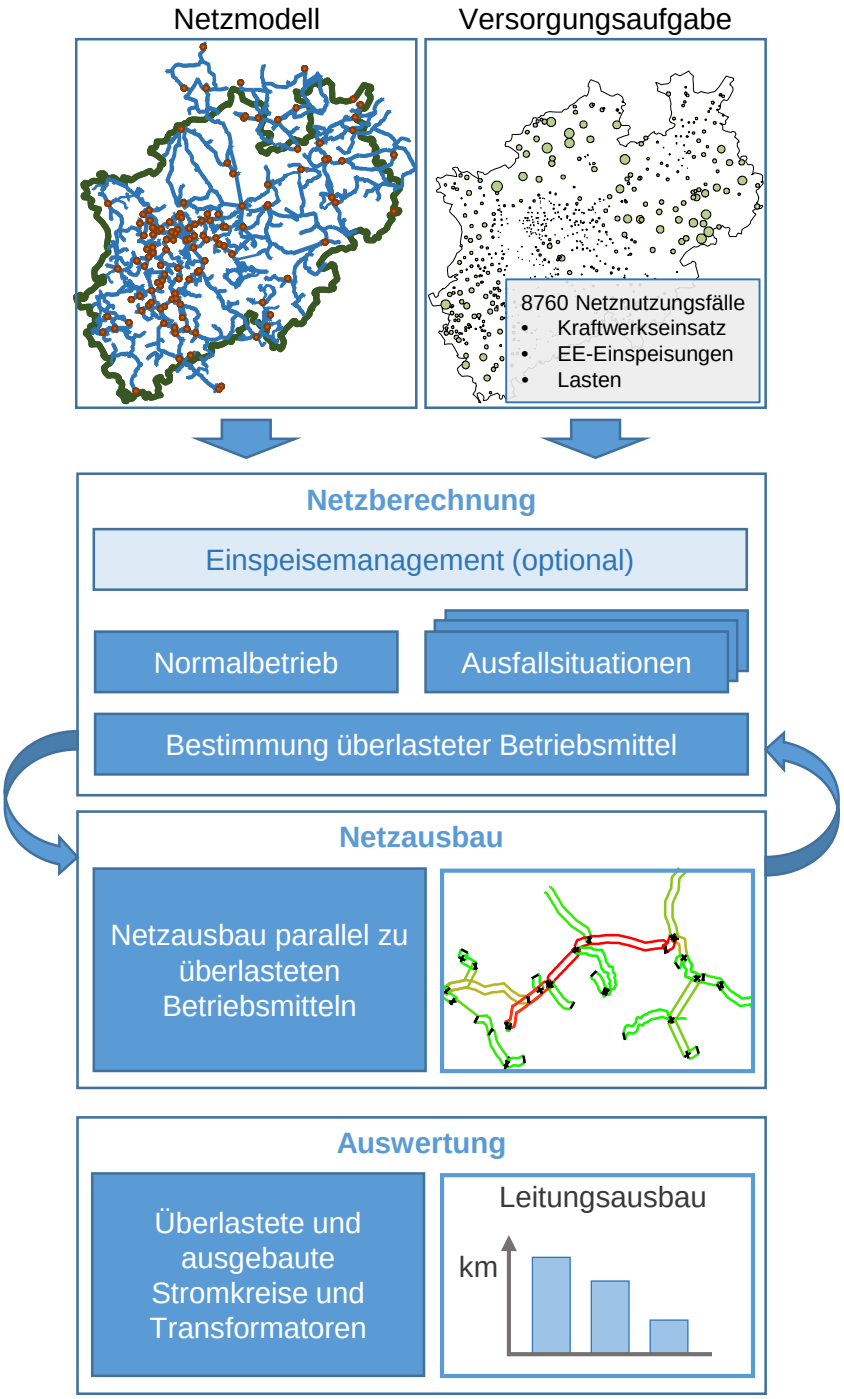


Abbildung 3.11 Vorgehensweise zur Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus

3.4 Methodik der Hochrechnung auf NRW

Die Netzanalyse in der HS-Ebene wird für das gesamte HS-Netz in NRW durchgeführt. Somit wird bereits der gesamte Netzverstärkungsbedarf in der HS-Ebene in NRW ausgewiesen. Im Rahmen der Netzanalyse in der NS- und MS-Ebene wird für einzelne Netze in mehreren Gemeinden der Netzverstärkungsbedarf bestimmt. Anhand dieser Einzelnetzanalysen wird der gesamte Netzverstärkungsbedarf in der NS- und MS-Ebene in NRW abgeschätzt. Dies geschieht in zwei Schritten.

Zunächst wird vom Netzverstärkungsbedarf der untersuchten Netze in einer Gemeinde auf den Netzverstärkungsbedarf in der gesamten Gemeinde geschlossen. Hierzu wird für jede Gemeinde der versorgte Anteil der Gemeinde durch die analysierten Netze bestimmt. In der NS-Ebene, in der immer Transformatoren inklusive aller Abgänge analysiert werden, wird der versorgte Anteil aus der Transformatorleistung der untersuchten Netze in Relation zur gesamten Transformatorleistung der Gemeinde bestimmt. In der MS-Ebene wird der von einem analysierten Umspannwerk versorgte Anteil einer Gemeinde von den Netzbetreibern angegeben. Durch gewichtete Mittelwertbildung wird der Netzausbaubedarf für den versorgten Anteil einer Gemeinde ermittelt und anschließend auf die ganze Gemeinde (100 % versorgter Anteil) skaliert. Im zweiten Schritt wird vom Netzverstärkungsbedarf der Gemeinden, in denen Netzanalysen durchgeführt wurden, auf den Netzverstärkungsbedarf in NRW geschlossen. Hierzu werden die Gemeinden entsprechend ihrer Gebietsklassen aufgeteilt. In jeder Gebietsklasse wird nun der durchschnittliche flächenbezogene Netzverstärkungsbedarf basierend auf den vorliegenden Gemeindeergebnissen bestimmt. Anhand der Gesamtfläche aller Gemeinden einer Gebietsklasse kann anschließend der Netzverstärkungsbedarf in der entsprechenden Gebietsklasse bestimmt werden. Die Summe des Netzverstärkungsbedarfs aller Gebietsklassen ergibt letztlich den Netzverstärkungsbedarf in NRW. Auf dieselbe Weise kann auch der Netzverstärkungsbedarf einer Planungsregion abgeschätzt werden.

4 Leistungsfähigkeit der Verteilnetze bis zum Jahr 2025

Auf Basis der vorliegenden Netzdaten der VNB wird in diesem Kapitel die Leistungsfähigkeit der Verteilnetze in NRW ermittelt. In einem ersten Schritt werden in Abschnitt 4.1 die Auslastung und die noch bestehenden Potentiale der vorhandenen Netze in jeder Spannungsebene hergeleitet.

Anschließend wird in Abschnitt 4.2 der erforderliche Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen in NRW unter Berücksichtigung des in Kapitel 2 dargestellten Szenariorahmens bestimmt.

4.1 Aktuelle Situation und verfügbare Kapazität in den Verteilnetzen

Die vorliegenden Netzmodelle aus der NS-, MS- und HS-Ebene werden in diesem Abschnitt auf ihre aktuelle Auslastung hin untersucht. Daraus lässt sich für jede Untersuchungsregionen die noch vorhandene Kapazität für den weiteren Zubau von DEA ableiten. Auf Basis dieser Analyseergebnisse wird nach der in Kapitel 3.4 vorgestellten Hochrechnungsmethodik die vorhandene Netzkapazität in jeder Spannungsebene für NRW abgeschätzt.

4.1.1 Niederspannung

Die von der Westnetz GmbH und Rheinischen NETZGesellschaft mbH zur Verfügung gestellten Netzdaten decken alle in Kapitel 2.3 definierten Gebietsklassifizierungen ab und werden im Folgenden mit dem Grenzkurvenanalyseverfahren untersucht. Neben den

Netzsträngen der Netzgebiete wird auch die verfügbare Leistung der Transformatoren analysiert.

Die vorhandene Kapazität der Netzstränge kann aus den Diagrammen des Grenzkurvenanalyseverfahrens abgeleitet werden. Exemplarisch ist dies in Abbildung 4.1 dargestellt. Das grüne Punktpaar repräsentiert die am Strang minimal (Rückspeisefall) und maximal (Starklastfall) auftretende Belastung. Die eingetragene umhüllende Grenzkurve berücksichtigt den Leitungstyp des Stranges. Der Abstand des Punktepaares zu der Grenzkurve zeigt die noch vorhandene Kapazität für den jeweiligen Belastungsfall an (gelbe Pfeile). Daraus kann neben einem möglichen Lastzuwachs auch das noch vorhandene Potential für einen weiteren DEA-Zubau abgeleitet werden.

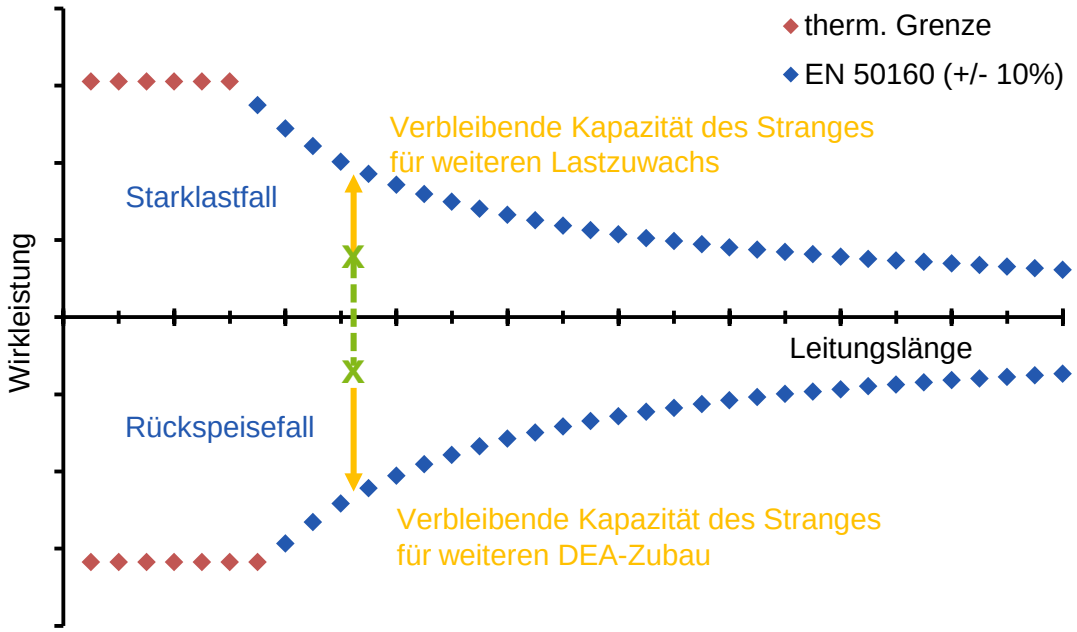


Abbildung 4.1 Ermittlung der verbleibenden Kapazität eines Netzstrangs bei aktueller Auslastung

Durch die inhomogene Installation von DEA in den Netzgebieten gibt es bereits heute Netzstränge, in denen eine hohe Belastung identifiziert werden kann. In anderen Netzsträngen gibt es bisher jedoch keine DEA. Bei der Auswertung werden die in [1] definierten Planungsgrundsätze konsequent angewendet. Da jedoch die Variantenrechnungen in [1] gezeigt haben, dass bei der Variation der technischen Richtlinien ein höheres Potential für den Zubau von DEA zur Verfügung steht, findet die technische Anschlussrichtlinie (TR) für DEA-Anlagen in der NS [25], die einen maxima-

len Spannungsanstieg durch DEA auf 3 % begrenzt, in der Analyse dieser Studie keine Berücksichtigung. Es hat sich gezeigt, dass diese Richtlinie zu restriktiven Einschränkungen für den DEA-Zubau führt. In der Praxis setzt die Vernachlässigung dieser Richtlinie jedoch voraus, dass die Datenlage der analysierten Netzgebiete vollständig ist.

Während einige Netzstränge durch Einzelanlagen eine höhere Auslastung im Rückspeisefall aufweisen, ist die Belastung in den meisten Strängen sehr gering. Das liegt vor allem darin begründet, dass die dort installierte DEA-Leistung sehr niedrig ist und teilweise vollständig durch die im Schwachlastfall vorhandene Last kompensiert wird. Daraus ergibt sich, dass die Netzstränge, insbesondere in den städtischen Netzgebieten, eine hohe Kapazität für weiteren Ausbau der DEA aufweisen. Die Belastungen der Ortsnetztransformatoren weisen im Rückspeisefall eine ähnliche Charakteristik auf wie die Netzstränge. Auch hier zeigt sich, dass die Einspeisung durch DEA bislang durch die gleichzeitig angenommene Schwachlast weitestgehend kompensiert wird.

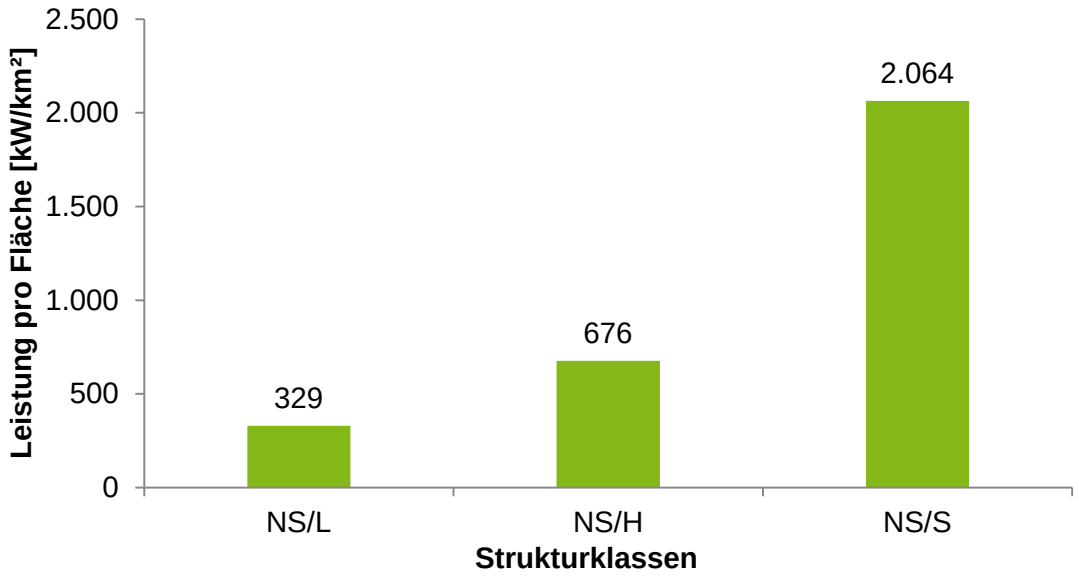


Abbildung 4.2 Durchschnittliche flächenbezogene Zubaupotentiale in den NS-Netzen

Unter Berücksichtigung der verfügbaren Potentiale aus den LANUV-Potentialatlanten ([3],[7],[12]) kann so das durchschnittliche Potential in den NS-Netzen in den unterschiedlichen Strukturklassen ausgewiesen werden. Die Ergebnisse, welche in Abbildung 4.2 dargestellt sind, zeigen, dass das verfügbare, auf die

Fläche bezogene Netzpotential mit zunehmender Bevölkerungsdichte steigt.

Basierend auf den bestimmten Flächenpotentialen in den ausgewählten exemplarischen NS-Netzgebieten ist die resultierende Kapazität für alle NS-Netze in NRW unter Berücksichtigung aller nordrhein-westfälischen Gemeinden in Abbildung 4.3 zusammengefasst. Das Diagramm zeigt die durch Mittelwertbildung in der Hochrechnungsmethodik zur Verfügung stehende NS-Netzkapazität in NRW an. Die gesamte resultierende verfügbare Netzkapazität in der NS-Ebene beträgt etwa 25 GW.

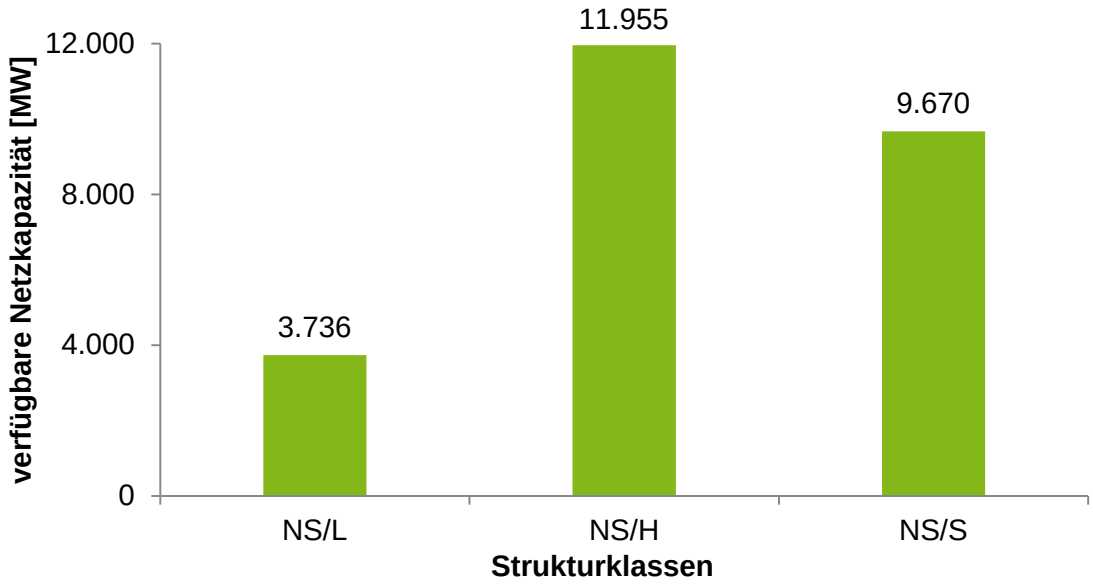


Abbildung 4.3 Resultierende verfügbare Anschlusskapazität der NS-Netze in NRW

Es muss jedoch deutlich darauf hingewiesen werden, dass die Nutzung dieser Kapazität nur bei einer geeigneten räumlichen Verteilung der DEA erfolgen kann. Diese Betrachtung ist daher lediglich von theoretischer Natur und stellt eine Indikation für die Aufnahmefähigkeit der Netze bei entsprechender DEA-Verteilung dar.

Schlussfolgerungen für die NS-Ebene

Die Analyse der vorliegenden exemplarischen NS-Netzdaten hat aufgezeigt, dass die verfügbare Kapazität für den weiteren Zubau von DEA je nach Strukturklasse variiert. Insgesamt weisen alle NS-Netze noch signifikantes Potential auf. Dennoch gibt es bereits heute Netzstränge, die durch den Zubau leistungsstarker DEA

eine hohe Belastung aufweisen, während in anderen Netzsträngen noch keine DEA installiert sind. Die geringste Kapazität weisen die NS-Netze in ländlichen Gemeinden auf. Aufgrund der hohen Flächenanteile in NRW besteht das größte Potential in halbstädtischen Gebieten.

Die ermittelte vorhandene Anschlusskapazität der NS-Netze von rund 25 GW gibt eine theoretische Obergrenze des möglichen Zubaupotentials in der NS-Ebene ohne zusätzlichen Netzausbau und ohne die Berücksichtigung des regionalisierten DEA-Ausbaus an. Durch die regional stark inhomogene Verteilung des DEA-Zubaus ist dennoch insbesondere in ländlichen Strukturklassen mit lokalen Netzverstärkungsmaßnahmen zu rechnen. In anderen Strukturklassen, z.B. den städtischen, werden die Rückspeisekapazitäten durch den erwarteten DEA-Ausbau jedoch voraussichtlich nicht ausgeschöpft. Der ermittelte Wert lässt sich somit in Summe nicht direkt mit dem DEA-Ausbauziel vergleichen.

4.1.2 Mittelspannung

Die Analyse der bestehenden Auslastung und noch verfügbaren Kapazität in der MS-Ebene erfolgt nach der gleichen Vorgehensweise wie in der NS-Ebene. Die von den VNB zur Verfügung gestellten MS-Netzdaten decken alle definierten Netzgebietsklassen ab. Bei der Bestimmung der flächenbezogenen Zubaupotentiale werden die netztechnischen Restriktionen durch Leitungen und Transformatoren mit den verfügbaren Flächenpotentialen der LANUV-Potentialatlanten ([3],[7],[12]) abgestimmt.

Bei der Analyse werden ebenfalls die in [1] definierten Planungsgrundsätze konsequent ohne Berücksichtigung der technischen Anschlussrichtlinie für DEA in der MS-Ebene [26] angewendet. Diese würde nur einen maximalen Spannungsanstieg durch die Einspeisung von in der MS-Ebene installierten DEA von 2 % erlauben, wodurch das verfügbare Potential signifikant sinken würde. Im Gegensatz zu den Strängen der NS-Ebene ist die durchschnittliche prozentuale Auslastung vor allem in den ländlichen Gebieten wesentlich höher. In einigen Strängen liegt die aktuell beanspruchte Kapazität deutlich über dem Durchschnitt, während in anderen Netzsträngen bislang noch keine DEA installiert sind. In den städtischen Gebieten kompensieren die Lasten im Schwachlastfall die eingespeiste DEA-Leistung zum größten Teil, wodurch die dort

beanspruchte Kapazität sehr niedrig ausfällt. Der gleiche Effekt zeigt sich bei den verfügbaren Potentialen der Transformatoren in den HS/MS-Umspannwerken.

Die in Abbildung 4.4 dargestellten resultierenden Flächenpotentiale in der MS-Ebene zeigen ein ähnliches Verhalten wie in der NS-Ebene auf. Mit zunehmender Bevölkerungsdichte und der damit verbunden höheren Netzlast weisen die MS-Netze ein höheres Flächenpotential zur Aufnahme weiterer DEA auf.

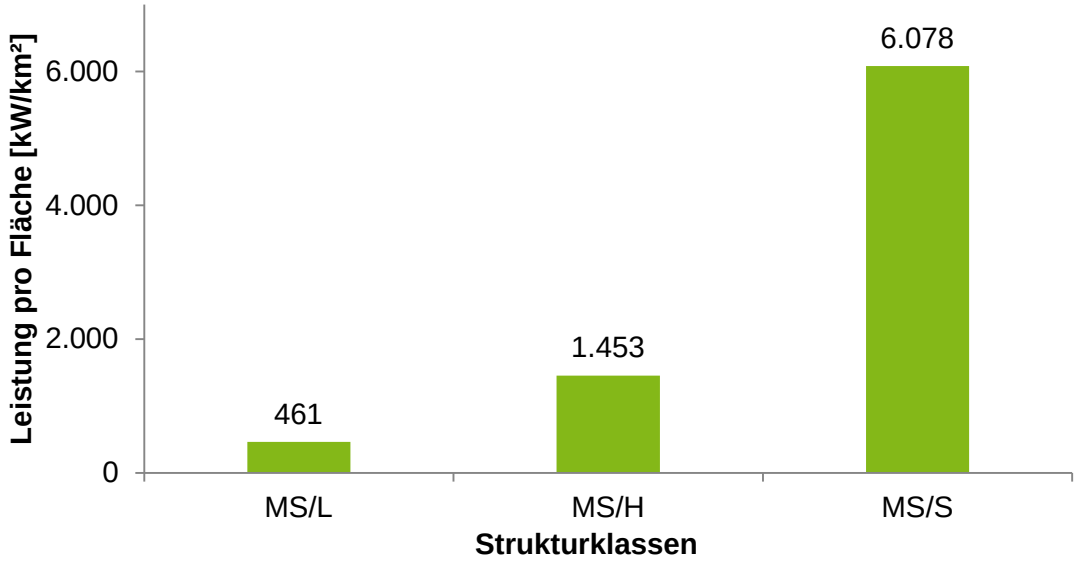


Abbildung 4.4 Durchschnittliche flächenbezogene Zubaupotentiale in den MS-Netzen

Basierend auf den verfügbaren Flächenpotentialen der Strukturklassen ergeben sich die in Abbildung 4.5 dargestellten resultierenden Anschlusskapazitäten für DEA in den MS-Netzen in NRW. Analog zur NS-Ebene zeigt das Diagramm die zur Verfügung stehende MS-Netzkapazität in NRW auf Basis der erforderlichen Mittelwertbildung in der Hochrechnungsmethodik. Die gesamte resultierende verfügbare Netzkapazität in der MS-Ebene beträgt etwa 33 GW.

Es sei darauf hingewiesen, dass diese theoretischen Potentiale nicht nur für den direkten Anschluss von Anlagen in der MS-Ebene zur Verfügung stehen, sondern auch den Anschluss in den unterlagerten NS-Ebenen aufnehmen müssen. Somit wird das Potential im städtischen Bereich durch PVA und im ländlichen Bereich eher durch WEA genutzt. Insgesamt gilt jedoch wieder, dass die Werte

zunächst eine theoretische Indikation darstellen und die Regionalisierung gesondert berücksichtigt wird.

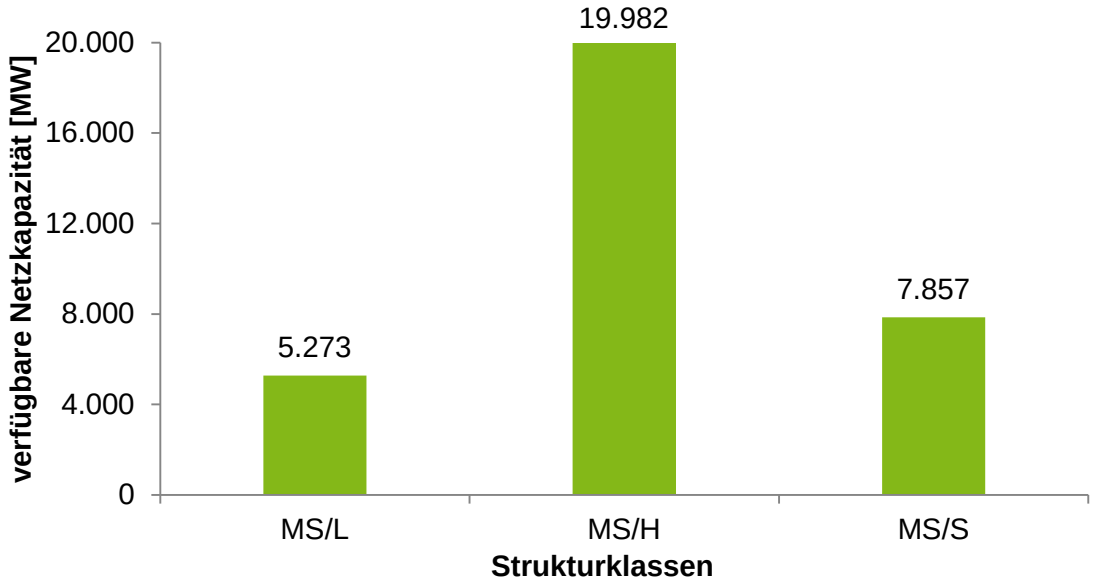


Abbildung 4.5 Resultierende verfügbare Anschlusskapazität der MS-Netze in NRW

Schlussfolgerungen für die MS-Ebene

Die Analyse der vorliegenden exemplarischen MS-Netzdaten hat aufgezeigt, dass die verfügbare Kapazität für den weiteren Zubau von DEA wie in der NS-Ebene je nach Strukturklasse variiert. Die geringste Kapazität weisen die MS-Netze auf, die überwiegend ländliche Gemeinden versorgen. Die höchste Kapazität weisen die MS-Netze in halbstädtischen Gebieten auf. Im Gegensatz zu der NS-Ebene ist in der MS-Ebene überwiegend die Kapazität der Netzstränge der begrenzende Faktor für den Zubau weiterer DEA.

Die Installation von DEA-Leistung in der NS-Ebene beeinflusst und reduziert ebenfalls die verfügbare Kapazität in der MS-Ebene. Insbesondere in den MS-Netzen, die ländliche Gemeinden versorgen, kann so ein zusätzlicher Netzverstärkungsbedarf hervorgerufen werden. Dort ist die noch verfügbare Kapazität bei den MS-Netzsträngen sehr gering. Wie auch in der NS-Ebene geben die ermittelte Kapazität die Mittelwerte des verfügbaren Potentials an, da in dieser Betrachtung die weitere regionale Verteilung des DEA-Zubaus noch keine Berücksichtigung findet.

4.1.3 Hochspannung

Auf Basis des in Abschnitt 3.1.2 vorgestellten Netzmodells sowie der beschriebenen Versorgungsaufgabe wird die in Abschnitt 3.3 beschriebenen Netzberechnungen zur Ermittlung der Kapazität der HS-Ebene durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Berechnung dienen als Ausgangspunkt für die Bewertung der aktuell verfügbaren Netzkapazitäten sowie als Grundlage für die Bewertung der Leistungsfähigkeit der Netze im Rahmen der für die zukünftigen Szenarien definierten Versorgungsaufgaben.

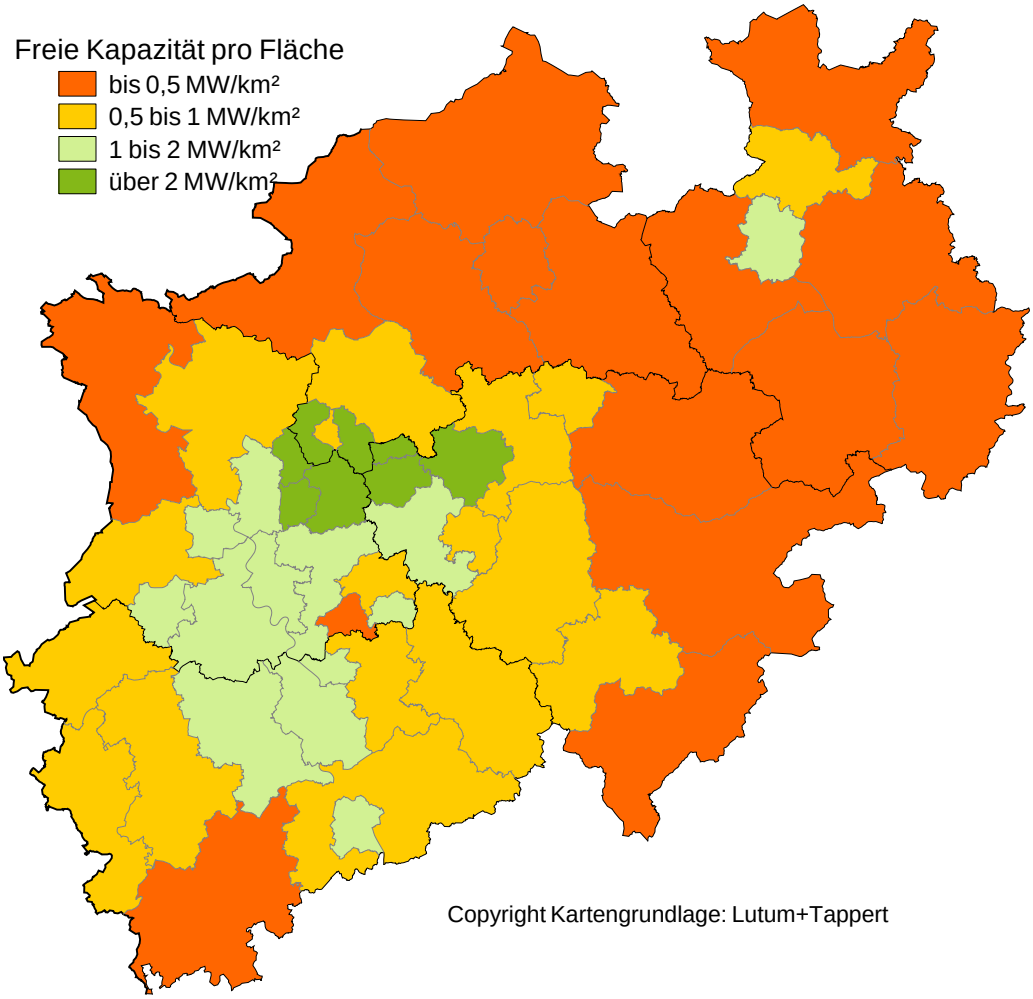


Abbildung 4.6 Freie Kapazität im HS-Netz je Fläche (Kreise)

Ausgehend von einem aktuellen Netzzustand ohne kritische Überlastungen wird in dieser Berechnung das netzseitige Potential bestimmt, weitere Erzeugungsleistung aus EE-Anlagen aufzunehmen. Dabei wird die Erzeugungsleistung aus EE-Anlagen im Netz erhöht, ohne dass es dabei zu Überlastungen des Netzes kommt. In der Berechnung werden ca. 150 verschiedene Netznutzungsfäl-

len für das in Abschnitt 2 zugrunde gelegte Szenario für die aktuelle Situation in NRW betrachtet. Wie in Kapitel 3.3 erläutert, wird dabei anhand der verwendeten Zeitreihen diejenigen Netznutzungsfälle ausgewählt, in denen eine regional hohe Einspeiseleistung aus WEA und/oder PVA vorliegt.

Da bei der Berechnung der HS-Ebene abweichend zum Vorgehen bei der NS- und MS- Ebene keine Aufteilung in verschiedene Strukturklassen erfolgt ist, wird die ermittelte freie Netzkapazität direkt je Planungsregion bzw. je Kreis angegeben. Abbildung 4.6 zeigt die ermittelte freie flächenbezogene Netzkapazität auf kreisebene, während Abbildung 4.7 die auf Planungsregionen aggregierten Werte darstellt.

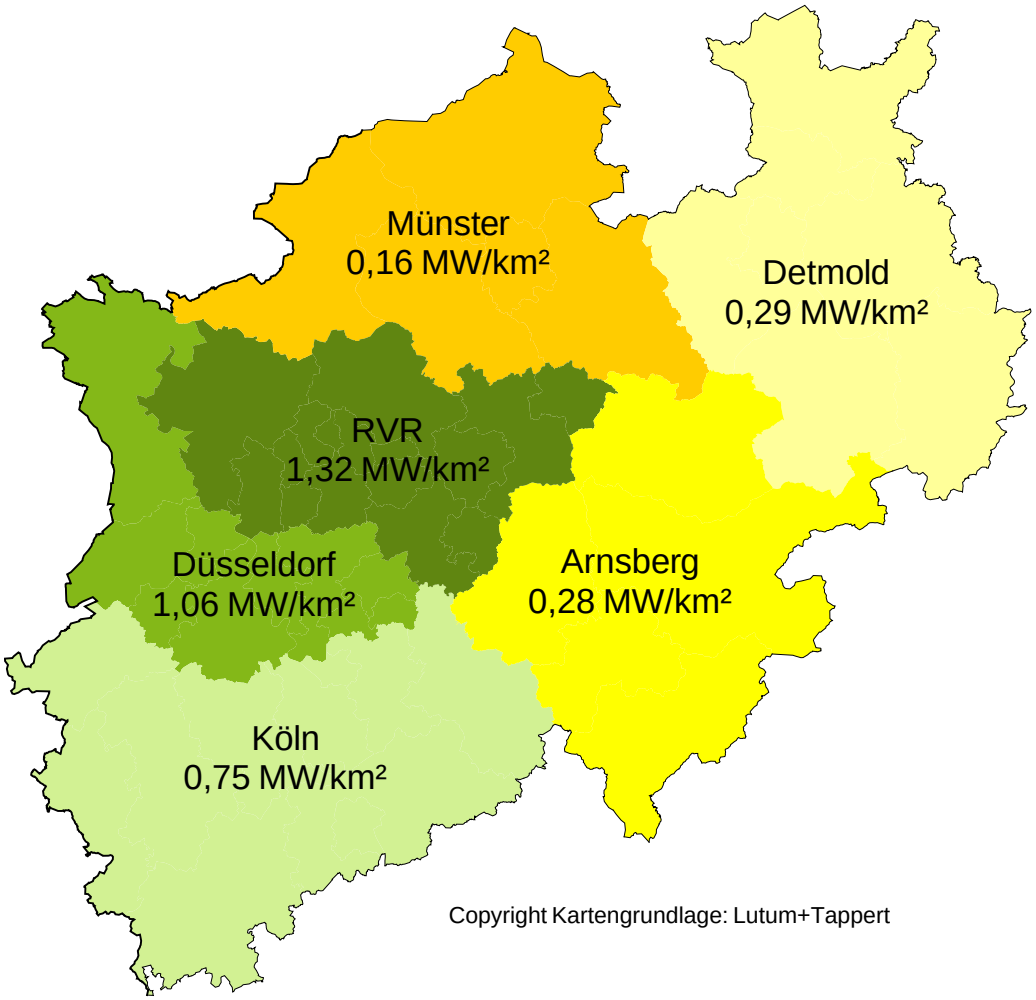


Abbildung 4.7 Freie Kapazität im HS-Netz je Fläche (Planungsregionen)

Es zeigt sich, dass die größten Anschlusskapazitäten in der Regel in den laststarken, städtischen Regionen in NRW vorhanden sind, während hingehen ländliche Bereiche mit historisch geringerer

Maximallast auch eine geringere freie Netzkapazität aufweisen. Zusätzlich zeigt der Vergleich der in Abbildung 4.6 dargestellten Netzpotentiale mit den aktuellen Verteilungen der EE-Anlagen, welche in Abbildung 3.6 und Abbildung 3.7 dargestellt werden, dass insbesondere die Regionen in denen bereits heute eine hohe installierte Leistung aus EE-Anlagen vorliegt nur ein geringes Potential für den Anschluss weiterer EE-Anlagen vorhanden ist.

Die insgesamt ermittelte freie Netzkapazität der HS-Ebene in NRW beträgt in Summe ca. 20 GW. Das durchschnittliche flächenbezogene Netzpotential in der HS-Ebene in NRW liegt somit bei ca. 0,58 MW/km². Wie zuvor erläutert, gibt es jedoch große Unterschiede in der freien Netzkapazität zwischen den verschiedenen Regionen in NRW. Die Aufteilung der ermittelten freien Netzkapazitäten auf die Planungsregionen wird in Abbildung 4.8 dargestellt.

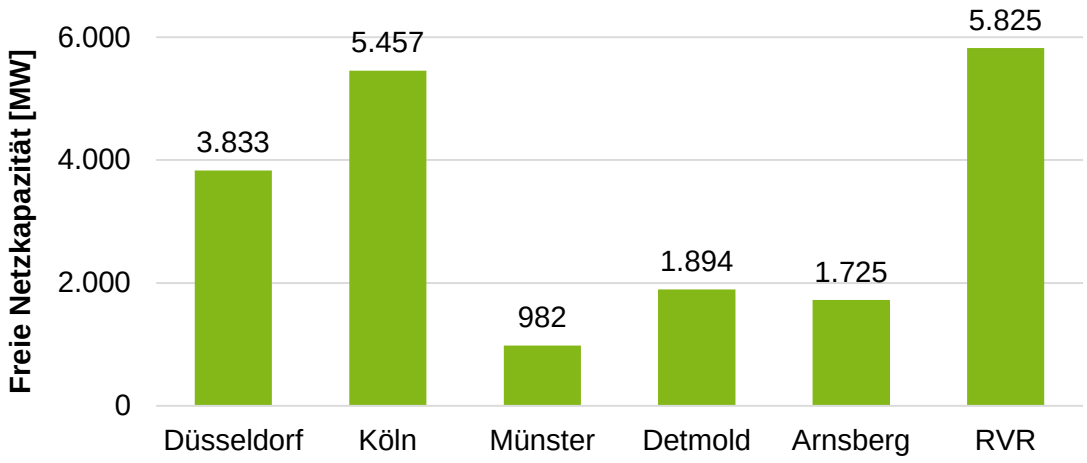


Abbildung 4.8 Freie Netzkapazität je Planungsregion

Es sei darauf hingewiesen, dass diese theoretischen Netzkapazitäten nicht ausschließlich für den direkten Anschluss von Anlagen in der HS-Ebene zur Verfügung stehen, sondern auch den Anschluss neuer Erzeugungsleistung in den unterlagerten MS- und NS-Ebenen aufnehmen müssen. Die Kapazität im städtischen Bereich wird dabei vornehmend durch PVA und im ländlichen Bereich eher durch WEA genutzt.

Weiterhin muss deutlich darauf hingewiesen werden, dass die Ausnutzung der bestimmten theoretischen Netzkapazität nur bei einer geeigneten räumlichen Verteilung der DEA erfolgen kann. Diese hier durchgeführte Betrachtung liefert somit theoretische

Indikatoren für die Aufnahmefähigkeit der Netze bei entsprechender DEA-Verteilung. Bei abweichender Regionalisierung der zugebauten EE-Anlagenleistung können bereits bei geringeren zugebauten Leistungen Überlastungen des Netzes auftreten.

Schlussfolgerungen für die HS-Ebene

Die Analyse des vorliegenden Modells der HS-Ebene hat aufgezeigt, dass die bestehenden HS-Netze in NRW eine gewisse freie Kapazität für den Zubau weiterer DEA aufweisen. Diese verfügbaren Kapazitäten variieren jedoch je nach Region deutlich: So gibt es insbesondere in ländlichen, lastschwachen Gebieten, in denen in der Vergangenheit bereits eine hohe Einspeiseleistung aus DEA installiert wurde, Netzregionen, die bereits heute eine hohe Belastung aufweisen und daher nur wenig freie Kapazität bereithalten. Dagegen weisen vor allem die laststarken, städtischen Regionen größere freie Netzkapazitäten auf.

Die ermittelte freie Netzkapazität der HS-Netze von rund 20 GW gibt eine theoretische Obergrenze der freien Netzkapazität in der HS-Ebene an. Bei der Bestimmung dieses Wertes erfolgte jedoch keine Berücksichtigung eines inhomogenen, regionalisierten DEA-Ausbaus. Durch die erwartete regional stark inhomogene Verteilung des DEA-Zubaus ist jedoch insbesondere in ländlichen Bereichen mit der Notwendigkeit von Netzverstärkungsmaßnahmen zu rechnen, noch bevor die theoretisch freie Netzkapazität erreicht wird.

Weiterhin zeigt der Vergleich mit den Ergebnissen der MS- und NS-Ebene, dass die theoretische freie Anschlusskapazität der HS-Ebene in vielen Regionen unterhalb der für die MS- und NS-Ebene ermittelten Kapazitäten liegt. Daher kann die begrenzte Kapazität der HS-Ebene hier auch eine Beschränkung für den möglichen DEA-Zubau in den unterlagerten Netzebenen darstellen.

4.2 Leistungsfähigkeit der Verteilnetze für Szenarien 2025

Nachdem das theoretische Potential der vorliegenden Netze bestimmt worden ist, wird in diesem Abschnitt die Leistungsfähigkeit der Verteilnetze unter Berücksichtigung der landespolitischen Ausbauziele analysiert. Dazu werden die in Kapitel 2 berechneten Zubauleistungen unter Berücksichtigung der dort gewählten Regionalisierung und Aufteilung auf die Spannungsebenen des Verteilnetzes in die vorliegenden realen Netze überführt. Neben der Aufnahmefähigkeit der Netze ohne erforderliche Netzverstärkungsmaßnahmen wird für jede Spannungsebene der Ausbaubedarf in den analysierten Szenarien mit den damit verbundenen Systemkosten ausgewiesen.

4.2.1 Analysierte Szenarien

Die Bewertung der Verteilnetze im Jahr 2025 erfolgt für die zwei in Kapitel 2 vorgestellten Szenarien, das Leit- und das Alternativszenario. Im Leitszenario werden zudem zwei Varianten analysiert: In der ersten Variante wird auf die Anwendung der technischen Richtlinien zur Beschränkung der Spannungsanhebung in der NS- und MS-Ebene verzichtet. In der zweiten Variante werden zusätzlich alle WEA und PVA in ihrer Einspeiseleistung beschränkt. In beiden Varianten werden also Maßnahmen überprüft, die derzeit in Diskussionen stets genannt werden, wenn über Reduzierungsoptionen der notwendigen Netzverstärkung debattiert wird.

Im Folgenden wird erläutert, wie stark WEA und PVA in der zweiten Variante zum Leitszenario in ihrer maximalen Einspeisung beschränkt werden. Der grundlegende Ansatz der Variante sollte nach Einschätzung des Auftraggebers sein, dass bei den WEA oder PVA in Nordrhein-Westfalen aufgrund der Leistungsbeschränkung nicht mehr als 3 % der jährlichen Energiebereitstellung abgeregelt werden (im Folgenden als Energieverlust bezeichnet). In [27] wird im Detail erläutert, wie der Zielwert zur pauschalen Leistungsbeschränkung in Abhängigkeit des jährlichen Energieverlusts berechnet werden kann. Zur Identifikation des Zielwerts für die zweite Variante des Leitszenarios werden die in [27] dargestellten Ergebnisse erneut ausgewertet. Die Auswertung basiert auf

Wetterzeitreihen aus dem Jahr 2011. Für andere Wetterjahre sind die Werte ähnlich, jedoch nicht identisch und müssten für eine höhere Genauigkeit über mehrere Wetterjahre hinweg ermittelt werden.

Aus der Analyse resultiert, dass WEA in NRW pauschal auf 92 % ihrer installierten Leistung beschränkt werden können, ohne dass ihre jährliche Energiebereitstellung um mehr als 3 % reduziert wird (NRW max). Für PVA liegt der mögliche Abregelungswert bei 70 % der installierten Leistung. An dieser Stelle sei jedoch darauf verwiesen, dass diese Werte spezifisch für NRW berechnet wurden und bei Anwendung dieser Abregelungswerte in ganz Deutschland regional durchaus abweichende Energieverluste auftreten können. Weiter gelten natürlich alle aus der Methodik resultierenden Einschränkungen, die in der kritischen Würdigung in [27] aufgeführt sind. An dieser Stelle sei nochmal ausdrücklich darauf verwiesen, dass der aktuelle Anlagenbestand nicht durch die verwendete Kennlinie repräsentiert wird. WEA werden bei der Errichtung in ihrer Auslegung an den Standort für eine maximale Energieausbeute und einen möglichst langen Volllastbetrieb angepasst. Um eine Vergleichbarkeit der Standorte zu gewährleisten, wird hier ein WEA-Typ an allen Standorten berechnet. Die verwendete Median-Kennlinie (vgl. [27]) beschreibt eine durchschnittlich gute Anlage auf Basis von 47 untersuchten Kennlinien von WEA im Leistungsbereich zwischen 800 kW und 7.500 kW und Rotordurchmessern von 53 m bis 128 m. Die Vollbenutzungsstunden, die von der Anlage realisiert werden, liegen deutlich über den Vollbenutzungsstunden, die Anlagen derzeit im Durchschnitt erreichen. Dies liegt einerseits an der eben erwähnten besseren Effizienz der verwendeten Kennlinie, aber auch an der Nichtberücksichtigung von Verlusteffekten (bspw. Trägheit der Anlagen, Verschattungseffekte in Windparks etc.). Im Rahmen der Studie steht jedoch die Abregelbarkeit zukünftiger und nicht bestehender Anlagen im Fokus der Untersuchung. Um neben den Abregelungswerten der oberen Grenze noch einen weiteren Vergleichsfall zu betrachten, wird ein Szenario mit den Werten der unteren Grenze im 3 %-Fall gerechnet (NRW min). In Kombination mit den Werten an der oberen Grenze stellen sie das Intervall der möglichen Abregelungspotentiale für einzelne zukünftige Anlagenstandorte dar.

4.2.2 Niederspannung

In der NS-Ebene wird der erforderliche Netzverstärkungsbedarf im Leitszenario und im Alternativszenario bewertet. Zusätzlich werden die Veränderungen im Leitszenario bei konsequenter Berücksichtigung der Empfehlungen zur maximalen Spannungsanhebung durch DEA gemäß der technischen Richtlinie [25] sowie bei Abregelung der regenerativen Erzeugungsanlagen analysiert. Die angenommene Abregelung der Anlagen reduziert dabei die maximal eingespeiste Leistung derart, dass die dadurch nicht eingespeiste elektrische Energie maximal 3 % der insgesamt eingespeisten Jahresenergie ausmacht. Die weiteren Berechnungen basieren auf den Abregelungswerten gemäß den Werten „NRW max“.

In der Analyse der Leistungsfähigkeit der NS-Netze wird die angenommene Regionalisierung der politischen Landesziele aus Kapitel 2 unterstellt und bei den ausgewählten und zur Verfügung gestellten Netzen berücksichtigt. Dabei werden die unterschiedlichen Charakteristiken der analysierten Netzgebiete beachtet, wodurch die in Abbildung 4.9 dargestellte Aufnahmefähigkeit der nordrhein-westfälischen NS-Netze resultiert.

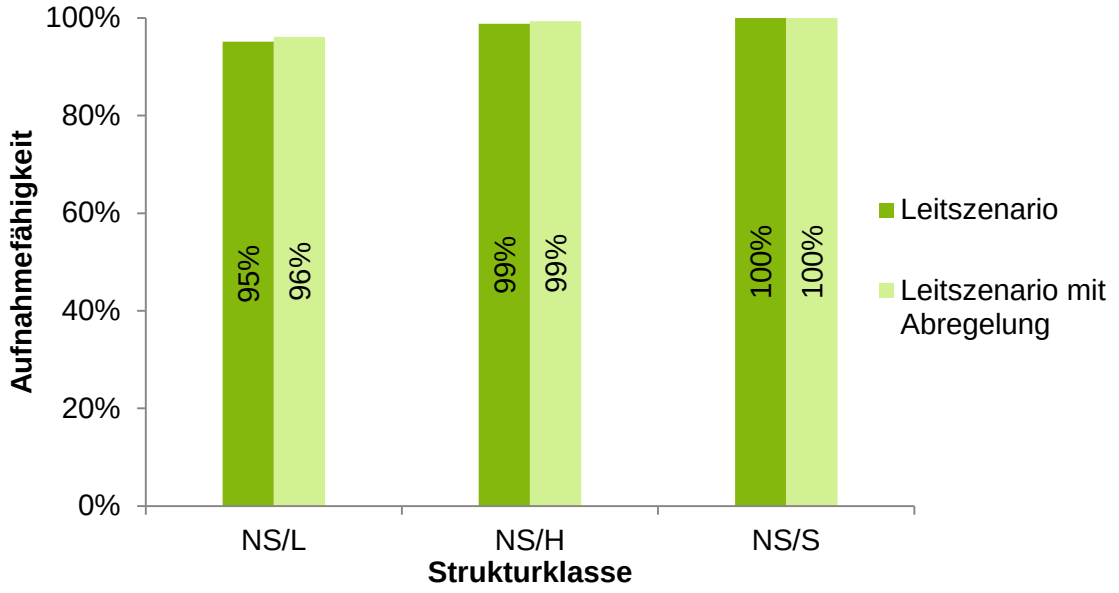


Abbildung 4.9 Anteil der regional verteilten Prognose, der ohne Ausbaubedarf in den NS-Netzen installiert werden kann

Die bereits in Abschnitt 4.1.1 dargestellte Tendenz, dass das Zubaupotential mit zunehmender Bevölkerungsdichte der Gemeinde steigt, ist auch bei der Aufnahmefähigkeit zu erkennen. So können die NS-Netze in den städtischen Gemeinden die komplette zuge-

teilte Prognose aufnehmen ohne dass ein Ausbaubedarf besteht. In den halbstädtischen Gemeinden kann rund 1 % der zugeteilten Prognose nicht aufgenommen werden, in den schwächer dimensionierten ländlichen Netzen können rund 5 % der Prognose nicht ohne Ausbau vom Netz aufgenommen werden. Unter Annahme, dass alle Anlagen ihre eingespeiste Spitzenleistung reduzieren, ergibt sich nur eine geringfügige Anhebung der Aufnahmefähigkeit der NS-Netze. Durch den Zubau diskreter Anlagen in einzelnen Strängen werden die Kriterien in einigen Strängen so signifikant verletzt, dass eine Abregelung der Anlagen keinen Einfluss auf den Netzverstärkungsbedarf hat.

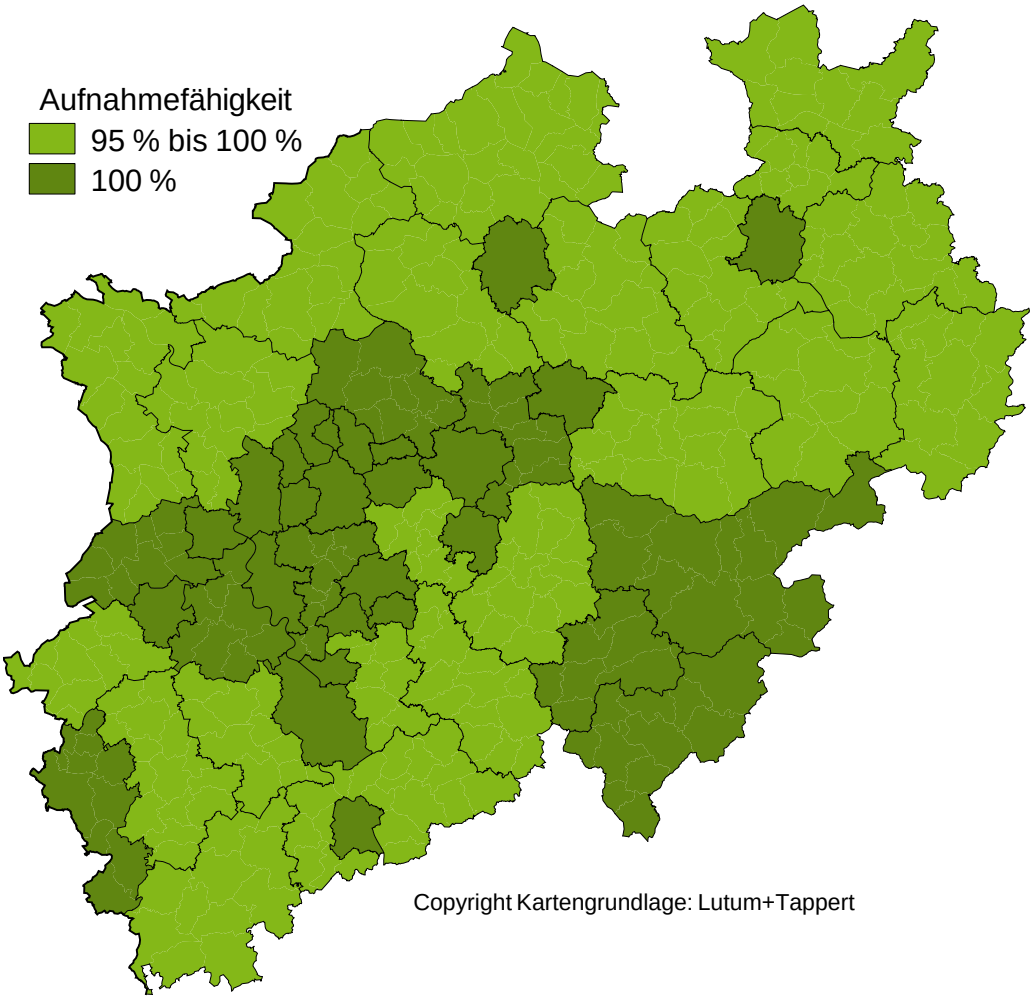


Abbildung 4.10 Aufnahmefähigkeit der NS-Netze in den Landkreisen in NRW, bezogen auf die Zubauziele des Leitszenarios

In den ländlichen Gebieten besteht Ausbaubedarf vor allem durch einzelne lange Netzstränge mit geringen Leitungsquerschnitten, an die zusätzliche PVA angeschlossen werden. Wenn der PV-Zubau

vor allem in den verdichteten Siedlungsgebieten (Wohnsiedlung, Ortskerne) stattfindet oder dorthin verschoben wird, ruft der Zubau der prognostizierten Leistungen auch in diesen Gemeinden keinen signifikanten Netzausbau hervor.

Insgesamt lässt sich die Aufnahmefähigkeit der Zubauprognosen im Leitszenario in den NS-Netzen in NRW zusammenfassend in der Karte in Abbildung 4.10 darstellen. Hier wird deutlich, dass in den NS-Netzen noch ausreichend Reserven vorhanden sind, um fast die komplette Zubauprognose der regenerativen Anlagen in der NS-Ebene in NRW aufzunehmen.

Wenn die Installation der gesamten Zubauprognose in den NS-Netzen angenommen wird, resultiert ein Ausbaubedarf in den verschiedenen Szenarien. Die Verstärkung erfolgt dabei wie in den abgestimmten Planungsgrundsätzen aus [1]. Die daraus resultierenden NS-Kabelkilometer sind für das Leitszenario, die beiden betrachteten Varianten sowie das Alternativszenario in Abbildung 4.11 gegenübergestellt.

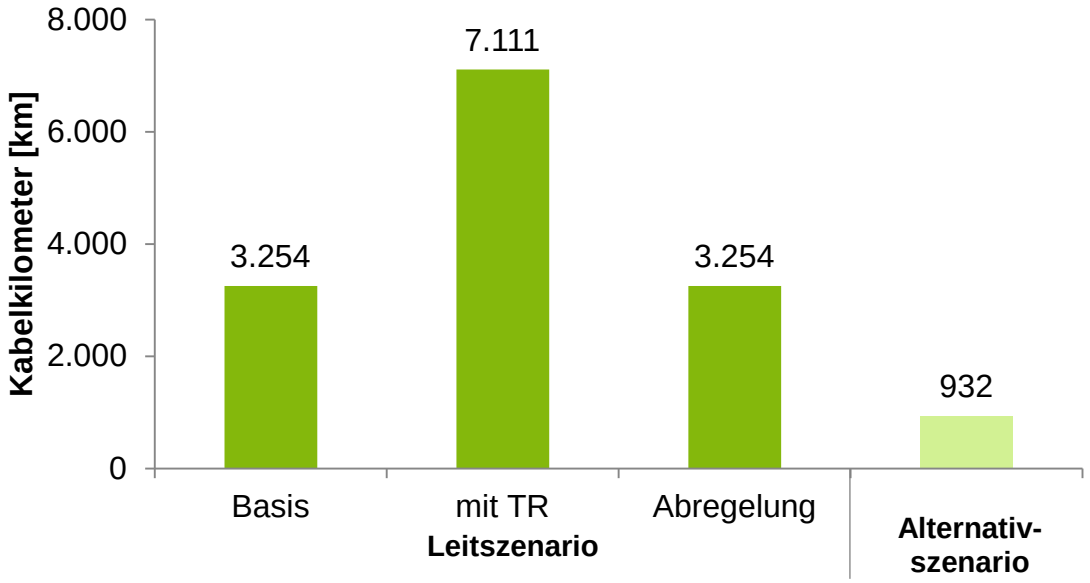


Abbildung 4.11 Erforderlicher Netzverstärkungsbedarf in der NS-Ebene in den analysierten Szenarien

So müssen im Leitszenario im Basisfall rund 3.300 km neue NS-Kabel in NRW gebaut werden. Die Abregelung der Anlagen ermöglicht zwar eine höhere installierte Leistung in den Netzen, reduziert aber in der NS-Ebene nicht den Ausbaubedarf. Dies liegt vor allem daran, dass der Netzausbau keinen linearen Zusam-

menhang zu der installierten Leistung hat, sondern durch diskrete Netzausbaumaßnahmen stufenweise ansteigt. Werden die technischen Richtlinien konsequent berücksichtigt, ist mit mehr als einer Verdoppelung der erforderlichen zuzubauenden NS-Kabelkilometer auf rund 7.100 km zu rechnen. Da im Alternativszenario die zugebaute PV-Leistung signifikant geringer ist, folgt daraus ebenfalls eine Reduktion der zuzubauenden Kabelkilometer auf rund 900 km. Diese könnten jedoch im Sinne einer Gesamtkostenoptimierung durch eine Umverteilung der zugebauten Anlagen auf andere Netzstränge komplett hinfällig werden.

Die auf Basis des erforderlichen Ausbaubedarfs resultierenden Systemkosten für die Verstärkungsmaßnahmen belaufen sich in den Szenarien auf die in Abbildung 4.12 dargestellten Werte. Deutlich sind hier nochmal die signifikant höheren Kosten bei der konsequenten Berücksichtigung der Spannungsrestriktionen der technischen Anschlussrichtlinien zu erkennen.

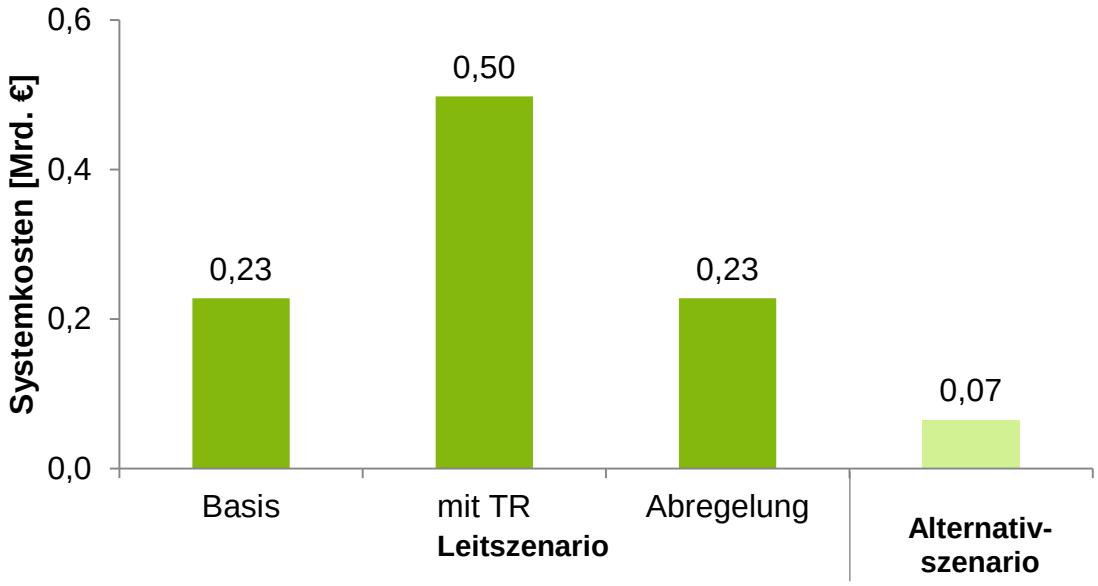


Abbildung 4.12 Resultierende Systemkosten in der NS-Ebene für die Szenarien

4.2.3 Mittelspannung

In der MS-Ebene wird analog zur NS-Ebene der erforderliche Netzverstärkungsbedarf für das Leitszenario und das Alternativszenario bewertet. Zusätzlich werden die Veränderungen im Leitszenario bei konsequenter Berücksichtigung der Empfehlungen zur maximalen Spannungsanhebung durch DEA gemäß der technischen Richtlinie [26] sowie bei Abregelung der regenerativen

Erzeugungsanlagen analysiert. Die angenommene Abregelung der Anlagen reduziert dabei die maximal eingespeiste Leistung derart, dass die dadurch nicht eingespeiste elektrische Energie maximal 3 % der insgesamt eingespeisten Jahresenergie ausmacht. Da in der MS eine hohe Zubaurate von WEA angenommen wird und die „NRW max“ und „NRW min“ Werte sich für WEA deutlich unterscheiden, wird die Aufnahmefähigkeit beider Varianten bestimmt und gegenübergestellt.

In der Analyse der Leistungsfähigkeit wird die angenommene Regionalisierung der politischen Landesziele aus Kapitel 2 unterstellt und bei den zur Verfügung gestellten Beispielnetzen berücksichtigt. Dabei werden die unterschiedlichen Charakteristiken der analysierten Netzgebiete beachtet, wodurch die in Abbildung 4.13 dargestellte Aufnahmefähigkeit der nordrhein-westfälischen MS-Netze resultiert. Es gilt in der MS-Ebene zu beachten, dass neben den zugeteilten Prognosen für die MS-Ebene die Prognosen der unterlagerten NS-Netze ebenfalls den Ausbaubedarf beeinflussen. In der Analyse der vorliegenden MS-Netze wird die Prognose der unterlagerten NS-Netze ebenfalls berücksichtigt.

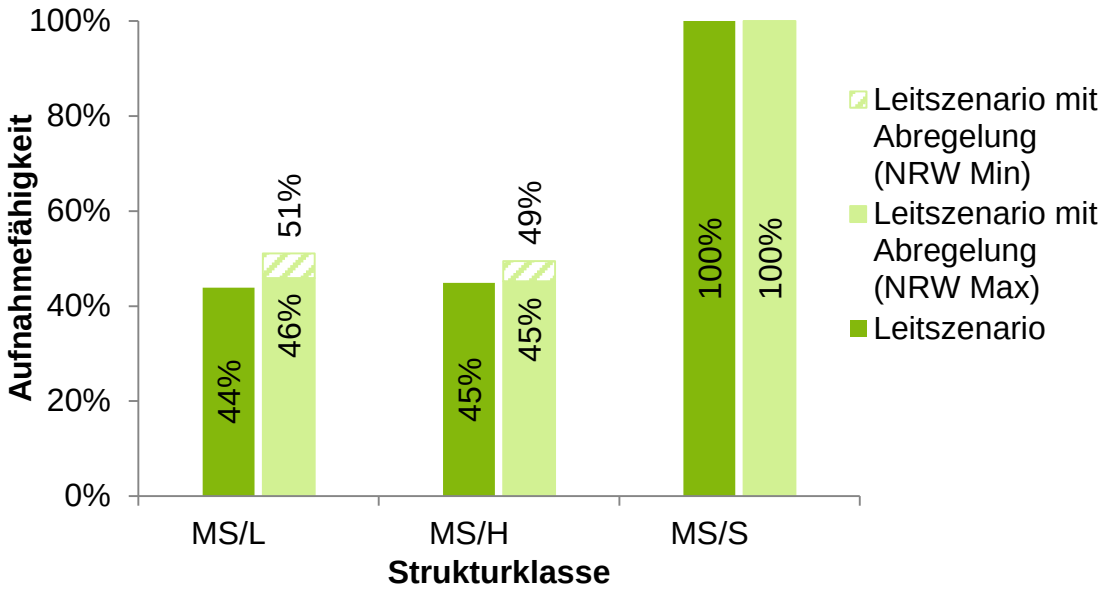


Abbildung 4.13 Anteil der Prognose, der ohne Ausbaubedarf in den Netzen installiert werden kann

Wie bereits in Abschnitt 4.1.2 dargestellt, steigt das Zubaupotential mit zunehmender Bevölkerungsdichte der Gemeinde. So können die MS-Netze in den städtischen Gemeinden wie die NS-Netze in den städtischen Gemeinden die komplette zugeteilte Prognose

aufnehmen ohne dass ein Ausbaubedarf besteht. Allerdings sind die Zubauziele im städtischen Bereich aufgrund der geringeren Flächenverfügbarkeit speziell für WEA deutlich geringer als im ländlichen Bereich. Im Gegensatz zu den NS-Netzen können in die MS-Netze in den halbstädtischen und ländlichen Gemeinden nur noch weniger als die Hälfte des Zubaupotentials ohne Netzausbau integriert werden. So ergibt sich für die MS-Netze in den halbstädtischen Gemeinden, dass rund 45 % der zugeteilten Prognose in das bestehende Netz aufgenommen werden können, in den ländlichen Gemeinden ergibt sich ein leicht geringerer Wert von 44 % der Prognose, der ohne Netzausbau zugebaut werden kann. Je nach angenommenem Abregelungsszenario lässt sich das Potential zur weiteren Aufnahme von EE-Anlagen auf bis zu 51 % erhöhen.

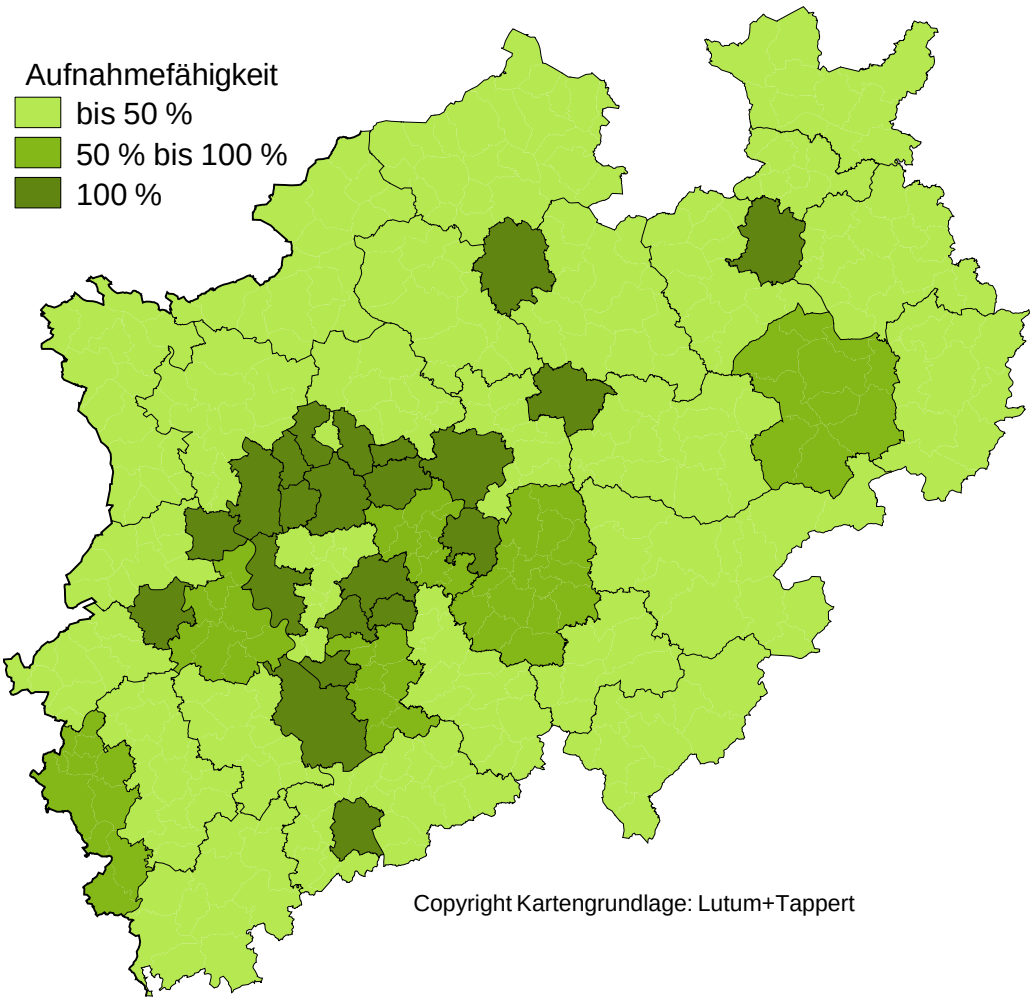


Abbildung 4.14 Aufnahmefähigkeit der MS-Netze in den Landkreisen in NRW, bezogen auf die Zubauziele des Leitszenarios

Insgesamt lässt sich die Aufnahmefähigkeit der Zubauprognosen im Leitszenario in den MS-Netzen in NRW zusammenfassend in der Karte in Abbildung 4.14 darstellen. Hier wird deutlich, dass in den MS-Netzen in den städtischen Gemeinden noch ausreichend Reserven vorhanden sind, um die komplette Zubauprognose der regenerativen Anlagen in der MS-Ebene sowie der unterlagerten NS-Ebene in NRW aufzunehmen. Um die kompletten Zubauprognosen auch in den MS-Gebieten der halbstädtischen und ländlichen Gemeinden integrieren zu können, ist jedoch ein Ausbau des MS-Netzes vorzunehmen.

Wenn die Installation der gesamten Zubauprognose in den MS-Netzen angenommen wird, resultiert ein Ausbaubedarf in den verschiedenen Szenarien. Die Netzverstärkungsmaßnahmen erfolgen dabei wie in den abgestimmten Planungsgrundsätzen aus [1]. Die daraus resultierenden MS-Kabelkilometer sind für das Leitszenario, die beiden betrachteten Varianten sowie das Alternativszenario in Abbildung 4.15 gegenübergestellt.

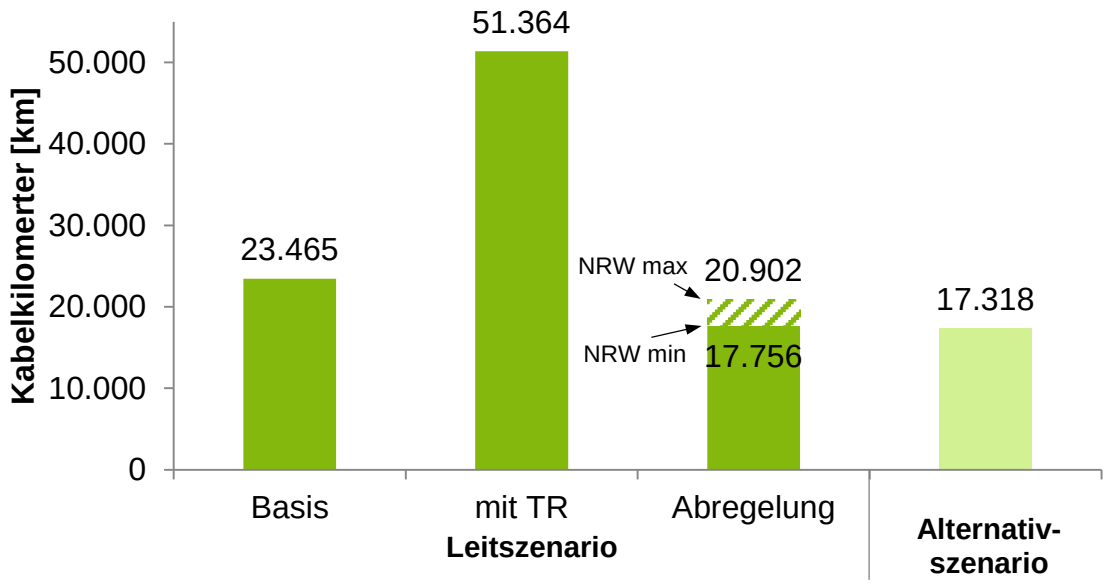


Abbildung 4.15 Erforderlicher Zubau an Kabeln in der MS-Ebene in den analysierten Szenarien

So müssen im Leitszenario im Basisfall rund 23.500 km neue MS-Kabel in NRW verlegt werden. Die Abregelung der Anlagen reduziert in der MS-Ebene den Ausbaubedarf um etwa 2.500 km auf insgesamt ca. 21.000 km für „NRW max“ bzw. um etwa 6.000 km bei Abregelung der Anlagen gemäß „NRW min“. Werden die Restriktionen bezüglich der Spannungsanhebung durch DEA aus den

technischen Richtlinien konsequent berücksichtigt, ist mit mehr als einer Verdoppelung der erforderlichen zuzubauenden MS-Kabelkilometer auf rund 51.500 km zu rechnen. Im Alternativszenario ist ein Ausbau von rund 17.500 km neuen MS-Kabeln in NRW erforderlich.

Die auf Basis des erforderlichen Ausbaubedarfs resultierenden Systemkosten für die Verstärkungsmaßnahmen belaufen sich in den Szenarien auf die in Abbildung 4.16 dargestellten Werte. Deutlich sind hier nochmal die signifikant höheren Kosten bei der konsequenten Berücksichtigung der Spannungsrestriktionen der technischen Anschlussrichtlinien zu erkennen.

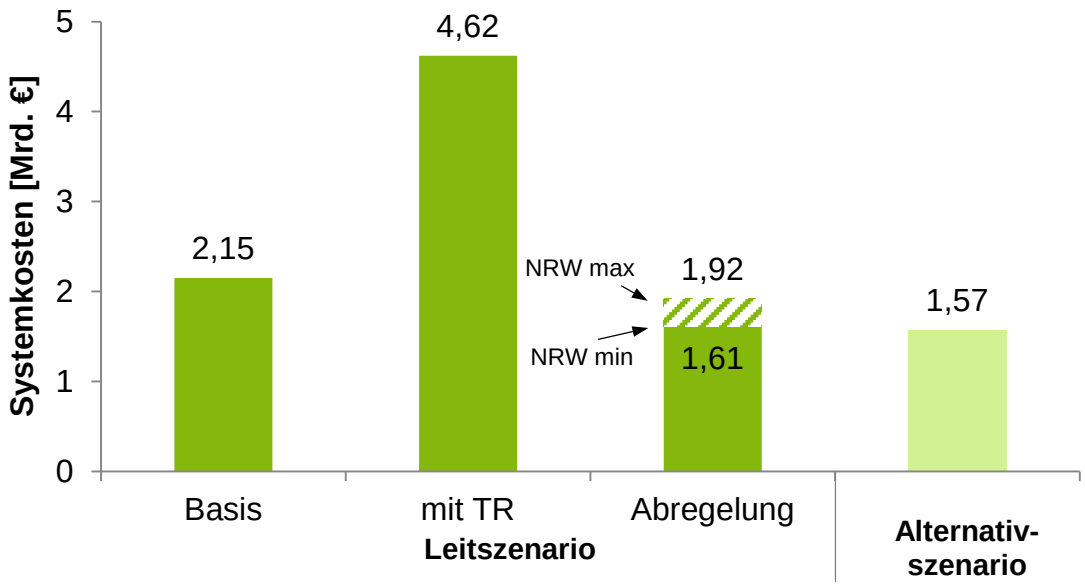


Abbildung 4.16 Resultierende Systemkosten in der MS-Ebene für die Szenarien

Bei Betrachtung des notwendigen Netzausbaus in der MS-Ebene zur Erreichung des Leitszenarios zeigt sich, dass in allen Planungsregionen ein Netzausbaubedarf besteht. Netzreserven, die durch Verschiebung von Ausbauzielen zwischen den Planungsregionen genutzt werden können, sind somit nicht identifizierbar. Bei detaillierterer Betrachtung kann festgestellt werden, dass eine Verschiebung des PV-Ausbaus in Richtung städtischer oder halbstädtischer Gebiete eine geringe Entlastung im ländlichen Raum ergibt. Die Windenergie erfordert jedoch durchgängig einen Netzausbau in der MS-Ebene.

4.2.4 Hochspannung

Auch für die HS-Ebene wird der erforderliche Netzverstärkungsbedarf sowohl für das Leitszenario, als auch für das Alternativszenario bewertet. Zusätzlich wird für beide Varianten die Veränderung des Ausbaubedarfs bei einer pauschalen Abregelung der regenerativen Erzeugungsanlagen analysiert. Die maximale Abregelung der WEA und PVA resultiert dabei aus den in Abschnitt 4.2.1 getroffenen Annahmen. Auf Basis der in Kapitel 4.1.3 vorgestellten theoretischen freien Kapazität der HS-Ebene wird zuerst deren Leistungsfähigkeit unter Berücksichtigung der landespolitischen Ausbauziele bewertet. Dazu werden die in Kapitel 2 bestimmten Zubauleistungen für das Leitszenario unter Berücksichtigung der dort gewählten Regionalisierung zu Grunde gelegt.

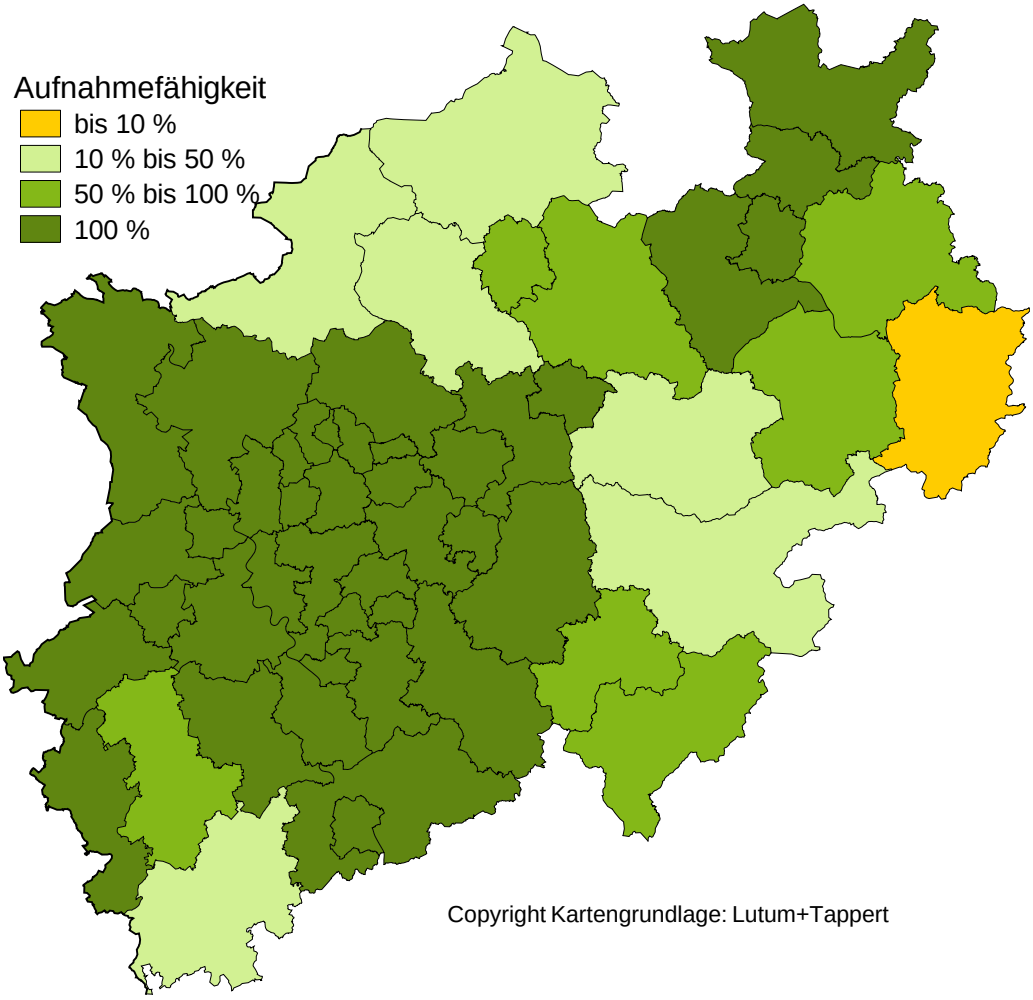


Abbildung 4.17 Aufnahmefähigkeit der HS-Netze in den Landkreisen in NRW, bezogen auf die Zubauziele des Leitszenarios

Die Karte in Abbildung 4.17 stellt die ermittelte Aufnahmefähigkeit für die Zubauprognosen des Leitszenarios in der HS-Ebene dar. Diese Darstellung resultiert aus dem Vergleich der je Kreis zugeordneten Zubauleistung mit der für den jeweiligen Kreis in Kapitel 4.1.3 ermittelten theoretischen freien Netzkapazität.

Aus Abbildung 4.17 geht hervor, dass in vielen Bereichen der HS-Ebene, insbesondere in den städtisch geprägten Regionen, noch ausreichend Reserven vorhanden sind, um einen Großteil der Zubauziele des Leitszenarios aufzunehmen. Insbesondere in ländlichen Regionen, in denen ein starker Zuwachs an Windenergieanlagen erwartet wird und in denen bereits heute eine signifikante Anzahl an EE-Anlagen angeschlossen ist, zeigt sich jedoch, dass ein Ausbau des HS-Netzes erforderlich wird, um die im Leitszenario definierten Zubauziele aufnehmen zu können.

Abbildung 4.18 Zusätzlich erforderliche HS-Stromkreiskilometer im Leitszenario ohne Abregelung

Wird der, laut freier Netzkapazität, mögliche Anteil der Zubauziele des Leitszenarios über alle Kreise aggregiert, so ergibt sich ein möglicher Zubau von ca. 68 % der im Leitszenario vorgesehenen Einspeiseleistung ohne Verletzung der ermittelten theoretischen freien Netzkapazitäten je Kreis.

Es muss jedoch angemerkt werden, dass es sich sowohl bei der theoretischen Netzkapazität, als auch bei den Zubauleistungen gemäß des Leitszenarios um aggregierte Werte für den jeweiligen Kreis handelt. Insbesondere der theoretischen freien Netzkapazität liegt eine optimale Verteilung der EE-Anlagen im Netz zugrunde. Daher kann es bei abweichendem regionalem Anlagenzubau auch bei geringerem Leistungszuwachs in einzelnen Gebieten bereits zu Überlastungen und damit zu einem Netzverstärkungsbedarf kommen.

Abbildung 4.19 Zusätzlich erforderliche HS-Stromkreiskilometer im Alternativszenario ohne Abregelung

Im Folgenden wird der Ausbaubedarf der Netze in der HS-Ebene für die unterschiedlichen Untersuchungsvarianten anhand der in Kapitel 3.3 vorgestellten Berechnungsmethodik bestimmt. Dabei werden sowohl für das Leitszenario, als auch für das Alternativszenario jeweils drei Jahresrechnungen mit je 8.760 verschiedenen Netznutzungsfällen durchgeführt und der Netzverstärkungsbedarf ermittelt. Hierbei wird ein Verstärkungsbedarf für Betriebsmittel unterstellt, sobald diese in mindestens einem Netznutzungsfall eine Überlastung aufweisen. Dieses Vorgehen entspricht konventionellen Planungsgrundsätzen und liefert daher eine obere Abschätzung für den Netzverstärkungsbedarf.

Der durch die Berechnungen ermittelte Netzverstärkungsbedarf für Stromkreise wird für das Leitszenario in Abbildung 4.18 und für das Alternativszenario in Abbildung 4.19 dargestellt.

Eine Gegenüberstellung der ermittelten Werte für das Leit- und das Alternativszenario je Planungsregion findet sich weiterhin in Abbildung 4.20.

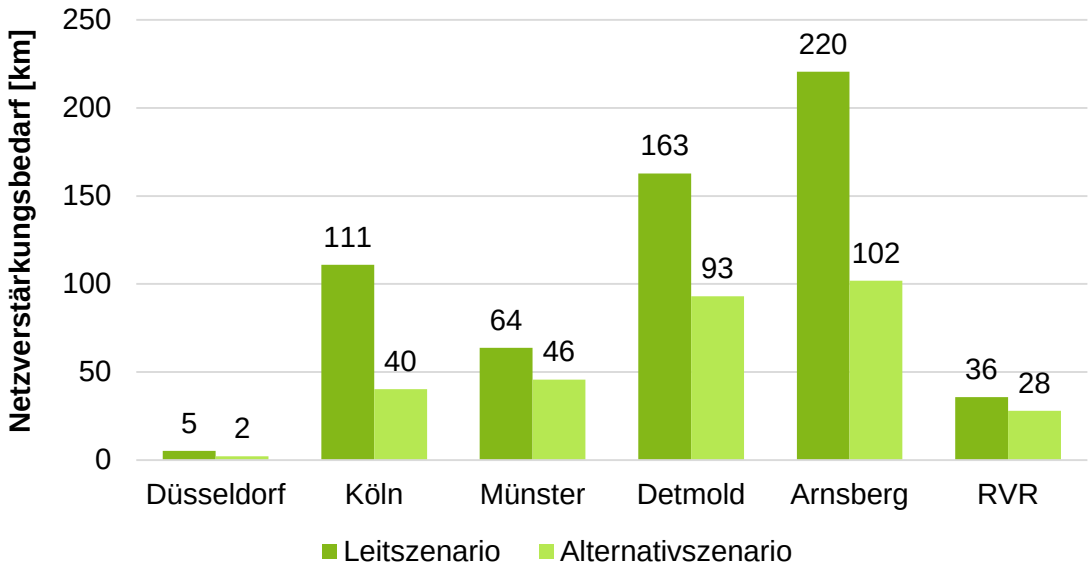


Abbildung 4.20 Netzverstärkungsbedarf in HS-Stromkreiskilometern (jeweils ohne Abregelung)

Die Variantenrechnung unter Berücksichtigung einer pauschalen Abregelung der von WEA und PVA eingespeisten Wirkleistung wird für zwei Abregelungsvarianten untersucht. In der Variante „NRW-Max“ erfolgt eine Abregelung von WEA auf 92 % bzw. von PVA auf 70 % ihrer Maximalleistung. In der Variante „NRW-Min“

erfolgt eine Abregelung von WEA auf 79 % bzw. von PVA auf 67 % ihrer Maximalleistung.

Wie in Abbildung 4.21 dargestellt, führt die durchgeführte Abregelung in der Variante „NRW max“ im Leitszenario lediglich zu einer Reduktion der notwendigen Netzverstärkung um ca. 3 % auf 580 km, während im Alternativszenario keine Reduktion des Netzverstärkungsbedarfes resultiert. Bei der Variante „NRW min“ resultiert im Leitszenario eine Reduktion der notwendigen Netzverstärkung um ca. 24 % auf 456 km, während im Alternativszenario der Netzverstärkungsbedarf um ca. 26 % auf 230 km reduziert wird.

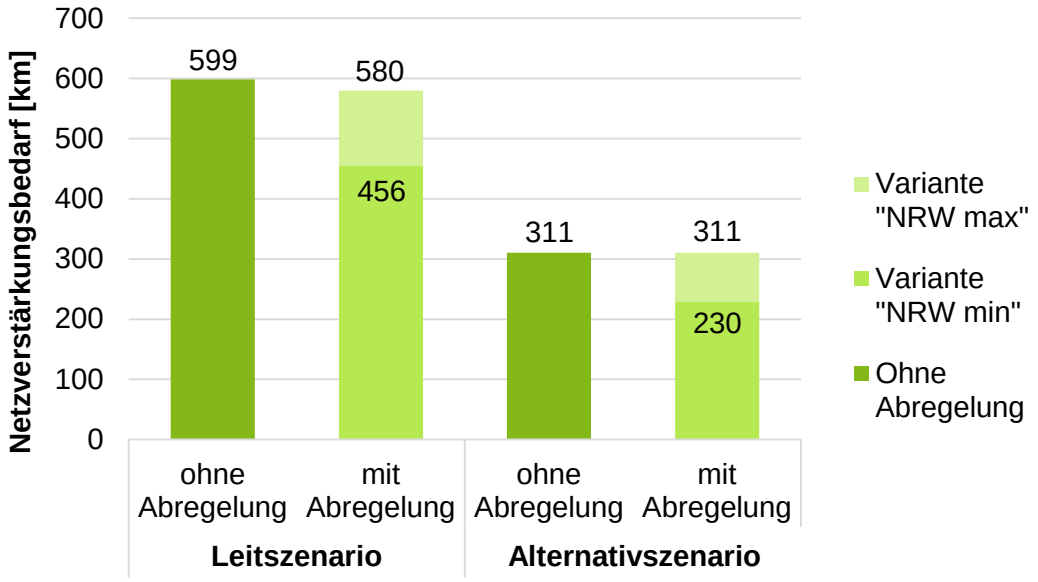


Abbildung 4.21 Gesamter Netzverstärkungsbedarf an Stromkreiskilometern je Untersuchungsvariante

Zur Einordnung dieser Ergebnisse muss angemerkt werden, dass die verwendete Methodik einen diskreten Entscheidungscharakter zur Bestimmung des Verstärkungsbedarfs abbildet: Sobald eine Leitung in mindestens einem betrachteten Zustand überlastet ist, wird ein Verstärkungsbedarf unterstellt. Durch die relativ geringe Abregelung in der Variante „NRW max“ wird zwar in den betroffenen Situationen die Auslastung der Betriebsmittel reduziert, allerdings führt dies nicht direkt zu einer Reduktion des ermittelten Netzverstärkungsbedarfes, solange die Auslastung nicht unter den festgelegten Grenzwert reduziert werden kann.

Weiterhin muss festgehalten werden, dass die diskutierten Konzepte für ein Einspeisemanagement über die hier unterstellte pau-

schale Abregelung aller Anlagen hinausgehen. Es bleibt zu untersuchen, ob eine gezielte höhere Abregelung einzelner Anlagen in überlasteten Regionen einen signifikant größeren Einfluss auf die Reduktion des Netzverstärkungsbedarfes liefern kann. Insbesondere eine korrektive Abregelung, die spezifisch bei eintretenden Netzstörungen erfolgt, würde in diesen seltenen Fällen eine drastischere Abregelung erlauben, ohne den gewünschten maximalen jährlichen abgeregelten Energiewert zu überschreiten. Derartige Konzepte erfordern jedoch eine Anpassung der Betriebsführungskonzepte und der zugehörigen Leitwartentechnologien. Diese betriebliche Maßnahme entspricht quasi einem Anschluss von DEA nach dem (n-0)- statt des (n-1)-Kriterums. Die Versorgung der Lasten nach dem festgelegten (n-1)-Kriterum bleibt hierdurch unberührt. Hierdurch könnte evtl. jedoch ein weit höherer Anteil von DEA in die HS-Netze integriert werden.

Für die wirtschaftliche Bewertung des Netzverstärkungsbedarfs müssen die einzelnen identifizierten Netzverstärkungsmaßnahmen monetär bewertet werden. Die angesetzten Investitionskosten beinhalten dabei sowohl die notwendigen Ausgaben für das Betriebsmittel als auch weitere Ausgaben, die im Rahmen der Kostenrechnung als Gemeinkosten angesetzt werden. Dies sind unter anderem Ausgaben für Planung und Errichtung der Betriebsmittel. Die zur Bewertung der HS-Ebene herangezogenen Betriebsmittel und Investitionen sind analog zu [1] gewählt und in Tabelle 4.1 aufgeführt.

Tabelle 4.1 Monetäre Bewertung der Netzverstärkungsmaßnahmen in der HS-Ebene (nach [1])

Betriebsmittel	Beschreibung	Monetäre Bewertung
Kabel	Kabel Erdarbeiten Erdschlusskompensation	1.300 Tsd. €/km
Freileitung-Ersatzneubau (Einerbündel)	Leitung Provisorium Erdschlusskompensation	400 Tsd. €/km
Freileitung-Ersatzneubau (Zweierbündel)	Leitung Provisorium Erdschlusskompensation	520 Tsd. €/km

Die resultierenden Systemkosten für die Verstärkungsmaßnahmen belaufen sich für das Leit- und Alternativszenario auf die in Abbildung 4.22 dargestellten Werte.

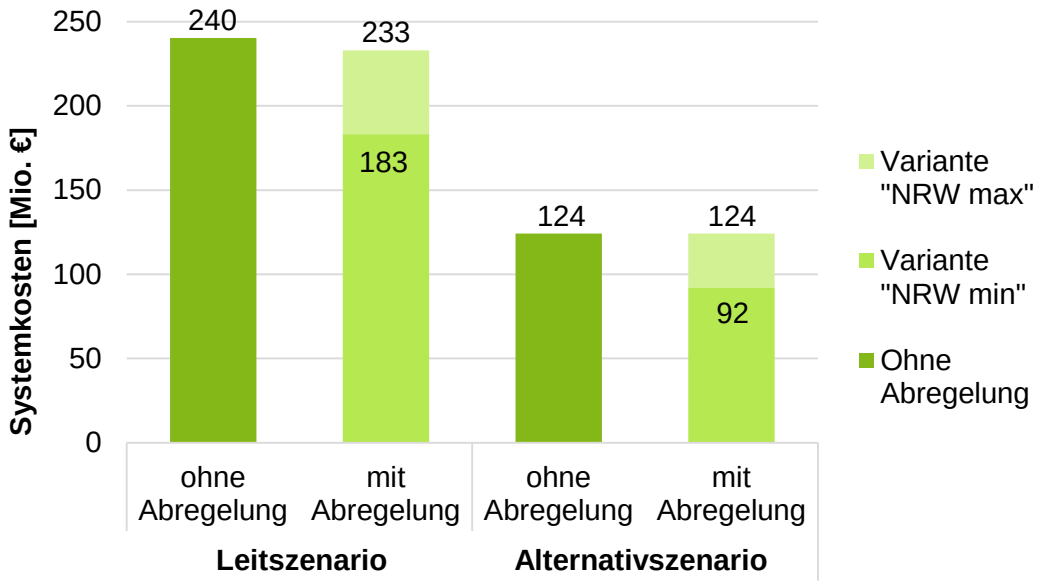


Abbildung 4.22 Resultierende Systemkosten in der HS-Ebene

Es zeigt sich ein deutlicher Unterschied der resultierenden Systemkosten zwischen dem Leitszenario mit ca. 240 Mio. € und dem Alternativszenario mit ca. 124 Mio. €. Analog zu der in den Abregelungsvarianten ermittelten Reduktion des Netzverstärkungsbedarfes resultiert auch eine Reduktion der Systemkosten wie in Abbildung 4.22 ersichtlich wird. Die Reduktion in der Variante „NRW max“ für das Leitszenario beträgt ca. 3 % während in der Variante „NRW min“ eine Reduktion um ca. 24 % erreicht wird. Im Alternativszenario wird nur für die Variante „NRW min“ eine Reduktion der Systemkosten um ca. 26 % ermittelt.

4.3 Einordnung der Ergebnisse

Die Analysen in den vorherigen Abschnitten haben gezeigt, dass bei einer umfänglichen Umsetzung der landespolitischen Ziele zur Installation von dezentralen Energieumwandlungsanlagen in NRW ein Ausbaubedarf in allen Ebenen der Verteilnetze induziert wird. Die resultierenden Kosten in den unterschiedlichen Varianten sind zusammenfassend in Abbildung 4.23 dargestellt. So sind im Leitszenario in der Basisvariante Netzverstärkungsmaßnahmen in den Spannungsebenen der Verteilnetze in NRW in Höhe von 2,62 Mrd. € durchzuführen, damit die Netze die Zubauprognosen des Szenarios aufnehmen können. Der Großteil der Investitionen ist in den MS-Netzen erforderlich, da dort der Großteil des WEA-Zubaus in NRW angenommen wird. Werden die Einspeisung der EE-Anlagen pauschal um 3 % der Energie abgeregelt, reduzieren sich die Investitionen auf 2,02 – 2,38 Mrd. €. Diese pauschale Abregelung ist jedoch nur eine grobe Bewertung des Abregelungspotentials. Für eine umfassende Bewertung des Potentials ist eine detaillierte Analyse auf Basis von standortspezifischen Einspeise- und Lastzeitreihen erforderlich, die im Rahmen dieser Studie nicht möglich war.

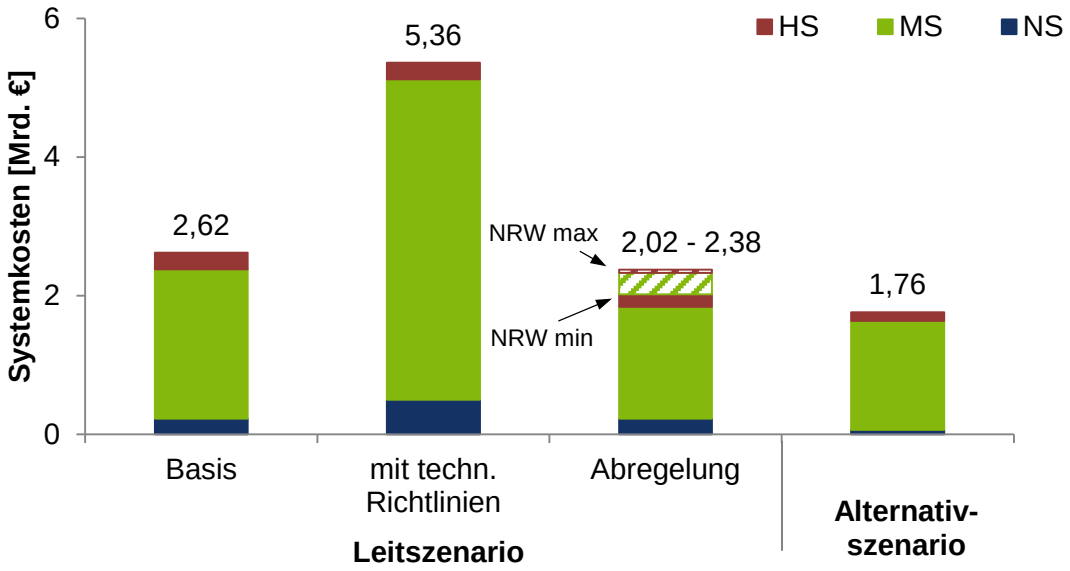


Abbildung 4.23 Gesamte Systemkosten in den analysierten Szenarien

Werden in der NS- und MS-Ebene die konsequente Berücksichtigung der technischen Anschlussrichtlinien (TR) angenommen, ist mit ungefähr einer Verdoppelung der erforderlichen Investitionen

auf 5,36 Mrd. € zu rechnen. Das Alternativszenario, das als Zwischenszenario auf dem Weg zum Leitszenario zu sehen ist, weist Investitionen in Höhe von 1,76 Mrd. € aus.

Bei einem angenommenen Jahresstromverbrauch von 125 TWh resultieren über den Betrachtungszeitraum zusätzliche energiebezogene Kosten in Höhe von rund 0,21 ct/kWh im Basisszenario. In den anderen Szenarien variieren diese Kosten zwischen 0,14 ct/kWh und 0,43 ct/kWh. Der ausgewiesene Betrag ist eine indikative Größenordnung und nicht direkt übertragbar auf eine Erhöhung der Netznutzungsentgelte, da diese auf einer anderen, komplexeren Grundlage und für jede Spannungsebene separat berechnet werden. Die Entgelte werden von Erneuerbaren Energien nicht nur bezüglich der Kapitalkosten sondern u.a. auch hinsichtlich der Übertragungsnetzentgelte, vermiedenen Netzentgelte sowie dem Betriebsaufwand beeinflusst.

Die in der Studie getroffenen Annahmen und die zugrunde liegenden Daten sind ausschließlich auf das Land Nordrhein-Westfalen fokussiert. Zur Einordnung der Ergebnisse werden die ermittelten Systemerweiterungskosten mit den ausgewiesenen Kosten in der dena-VNS [1] sowie der BMWi Verteilernetzstudie [2] verglichen.

In der dena-VNS, der die gleiche Methodik bei der Identifikation von Untersuchungsregionen sowie der Hochrechnung zugrunde liegt, werden aus den bundesweiten Ergebnissen im dort definierten Bundesländerszenario 4,3 Mrd. € für Nordrhein-Westfalen ausgewiesen. Dabei werden die technischen Richtlinien zum Anschluss von Erzeugungsanlagen in der NS- und MS-Ebene konsequent berücksichtigt. Weitere Unterschiede gibt es in der Zuteilung der Zubauprognosen auf die Spannungsebenen. Während in dieser Studie ein Großteil der WEA-Zubauleistung in der MS-Ebene installiert wird, wird in der dena-VNS mehr Leistung der HS-Ebene zugewiesen.

Bei der BMWi Verteilnetzstudie werden keine Ergebnisse für die einzelnen Bundesländer ausgewiesen, sondern nur für vier zusammengefasste Regionen in Deutschland. Nordrhein-Westfalen ist dort neben dem Saarland, Hessen und Rheinland-Pfalz in der Region „West“ zusammengefasst. Die dort ermittelten erforderlichen Investitionen unter Berücksichtigung der von den Bundesländern genannten Zubauzielen betragen in der Region West

7,8 Mrd. €. In der Studie werden im Gegensatz zu der vorliegenden NRW-VNS bei der Analyse der NS- und MS-Ebene Modellnetze verwendet. Ein weiterer Unterschied besteht in der Regionalisierungsmethodik sowie bei der Vorgehensweise zur Zuweisung der prognostizierten Zubauleistungen zu den Verteilnetzspannungsebenen. Wie in der NRW-VNS wird dort der Hauptausbaubedarf in der MS-Ebene gesehen. Der erforderliche Zubau an Stromkreiskilometern in NRW wird dort mit rund 400 km (Szenario „EEG 2014“ bis zum Jahr 2032) angegeben und liegt damit in einer ähnlichen Größenordnung wie in dieser Studie.

Beide Studien haben für NRW den geringsten Investitionsbedarf pro Einwohner (243 – 272 €/Einwohner) im Vergleich zu den anderen Bundesländern (bis zu 1.023 – 1.591 €/Einwohner) ausgewiesen. Da die EE-Einspeisung in NRW relativ nah an den Verbrauchszentren liegt, muss der EE-Strom nicht über vergleichsweise große Distanzen transportiert werden. Daraus kann abgeleitet werden, dass im Sinne einer Gesamtkostenoptimierung der lokale Zubau von EE-Anlagen der entfernten Einspeisung vorzuziehen ist. Der erzeugungsnahe Verbrauch vermeidet generell die Ausbaukosten in den Verteilnetzen und in gewissem Maße auch im Übertragungsnetz wenn regionale Ausgleichsmaßnahmen für EE-schwache Zeiten zur Verfügung stehen. Als Konsequenz sollten die Kosten des EE-Zubaus gemeinsam mit den erforderlichen Systemkosten betrachtet werden.

Bei den Varianten zur Bewertung des Einflusses der Abregelung von EE-Anlagen werden sowohl in der dena-VNS als auch in der BMWi Verteilernetzstudie ähnliche methodische Vorgehensweisen gewählt. Es wird jeweils von einer pauschalen Abregelung der EE-Anlagen ohne Berücksichtigung der zu dem Zeitpunkt vorherrschenden Lastflusssituation ausgegangen. Da dennoch unterschiedliche Herangehensweisen zur Bestimmung des Abregelungswertes angewandt werden, werden folglich unterschiedliche Prozentsätze ausgewiesen. So sind die dort entstandenen Einsparungen wie auch in dieser Studie Richtwerte für den Nutzen der Abregelung. Für eine umfassende Bewertung sei nochmal auf die Notwendigkeit einer detaillierten und standortspezifischen Analyse der EE-Anlagen hingewiesen, die mit Hilfe von lokal vorhandenen Zeitreihen erfolgen muss. So lassen sich die Potentiale durch Ab-

regelung in seltenen extremen Netzsituationen mit höheren Abregelungsleistungen abschließend bewerten.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Ergebnisse der NRW-VNS in ähnlichen Größenordnungen liegen, wie die Ergebnisse aus den bundesweit erstellten Studien der dena und des BMWi.

5 Handlungs-empfehlungen

Die Analysen der nordrhein-westfälischen Verteilnetze unter Berücksichtigung der landespolitischen Ziele zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in Kapitel 4 haben gezeigt, dass die Netze bei einer umfassenden Umsetzung der Ziele verstärkt werden müssen. Besonders betroffen durch den prognostizierten Zubau sind die Mittelspannungsnetze, in denen zukünftig ein Großteil der angenommenen Windenergieanlagen angeschlossen wird. Von dem Netzverstärkungsbedarf sind vornehmlich ländliche Gebiete in ganz Nordrhein-Westfalen betroffen, so dass keine Verschiebungspotentiale zwischen den Regionen identifiziert werden konnten. Insbesondere in den Regionen mit den geringsten freien Netzkapazitäten liegen die größten dargebotsabhängigen EE-Potentiale. Eine Verschiebung der Erzeugung in dichter bevölkerte Gebiete (Strukturklassen halbstädtisch/ städtisch) ist aus Mangel an Potentialflächen bei der Windenergienutzung kaum möglich. Ein koordiniertes Vorgehen der Planungsbehörden gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern kann an dieser Stelle den Netzausbaubedarf reduzieren, wenn systematisch die optimalen Schnittmengen der geographischen und netztechnischen Potentiale für Windstandorte bestimmt werden und darauf basierend Genehmigungen für den Bau von WEA erteilt werden. Eine Windenergienutzung ist in städtischen Gebieten möglich, wenn Kleinwindenergieanlagen verwendet werden. Dazu fehlen bislang jedoch Vergütungsmodelle, die einen wirtschaftlichen und risikoarmen Betrieb der Anlagen ermöglichen. Eine Förderung für Kleinwindenergieanlagen für einen Zubau in Städten könnte somit das Erreichen der Ausbauziele ohne großen Netzausbau unterstützen.

Im Gegensatz dazu können PVA in den meisten Netzen installiert werden, da die Zubauprognose vor allem die NS-Netze

betrifft. Hier gilt es zu vermeiden, dass PVA in ländlichen Gebieten auf weit abgelegenen Dächern oder Freiflächen installiert werden. Wenn eine Steuerung in Richtung Dach- und Freiflächen im halbstädtischen oder städtischen Bereich möglich ist, kann ein PV-bedingter Netzausbau in Nordrhein-Westfalen weitestgehend vermieden werden. Deshalb sollte überprüft werden, ob eine gesetzliche Regelung zur Umverteilung der EE-Anlagen hin zu Netzsträngen mit freien Netzkapazitäten sinnvoll wäre.

Netzentlastende Effekte können auch auftreten, wenn Anlagen auf Basis von Biomasse nicht in ländlichen Regionen, sondern verbrauchsnah installiert werden. Dadurch, dass der Transport der Energieträger über gewisse Distanzen noch wirtschaftlich ist, können Netzverstärkungsmaßnahmen möglicherweise vermieden werden. Zusätzlich ist durch eine intelligente Ansteuerung der Anlagen eine an die Last angepasste Betriebsweise denkbar. Weitere EEG-Anlagen wie Deponie- oder Grubengasanlagen, die eher in städtischen Gebieten angeschlossen werden, induzieren kaum Netzverstärkungsbedarf.

Der Ausbaubedarf in den Netzen kann auch durch intelligente Abregelung der DEA reduziert werden. Dies setzt allerdings voraus, dass die Anlagen nicht pauschal um einen vordefinierten Energiebetrag abgeregelt werden, sondern entsprechend der aktuellen Netzsituation Abregelungsentscheidungen getroffen werden. Auf Basis aktueller Leistungsflussberechnungen der Verteilnetzbetreiber (präventiv) oder in der HS-Ebene sogar erst bei auftretenden Störungen (korrektiv) können die Anlagen in wenigen Stunden, in denen Netzengpässe prognostiziert werden oder auftreten, signifikant abgeregelt werden. Die abgeregelte Energiemenge ist im jährlichen Mittel gleich zur Energiemenge bei pauschaler Abregelung, jedoch ist der Effekt in den wenigen problematischen Stunden erheblich höher, so dass der erforderliche Netzausbau weiter reduziert werden kann. Dafür ist eine zuverlässige Kommunikationsstruktur zwischen den Anlagenbetreibern und dem Verteilnetzbetreiber eine wichtige Voraussetzung. Hier können durch einen geeigneten rechtlichen Rahmen Anreize zur Unterstützung bei der Umsetzung solcher Systeme gesetzt werden.

Auch wenn nicht im Rahmen dieser Studie untersucht, wären diese Betrachtungen für die seltenen Eingriffe durch den Netzbetreiber auch bei marktpreisgetriebenen Lasten und Einspeisern denkbar.

Weiterhin kann der Netzausbaubedarf durch innovative Betriebsmittel reduziert werden. Die vor allem in der NS- und MS-Ebene auftretenden Spannungsprobleme, die einen Netzverstärkungsbedarf hervorrufen, können durch regelbare Ortsnetztransformatoren oder Spannungsregler häufig behoben werden. Wenn eine umfängliche Beobachtbarkeit in den Netzen gegeben ist, kann auch auf das Spannungsanhebungskriterium der technischen Richtlinien der NS- und MS-Ebene verzichtet werden. In der HS-Ebene wird der Netzausbaubedarf vorwiegend durch die Verletzung der thermischen Belastungsgrenzen der Leitungen hervorgerufen. Dort können ebenfalls durch innovative Maßnahmen wie Leiterseilmonitoring die Betriebsgrenzen des Netzes besser ausgenutzt werden und der Ausbaubedarf reduziert werden.

Bislang werden die Spannungsebenen in der Regel in der Planung getrennt voneinander optimiert. Eine spannungsebenenübergreifende Analyse kann eher zu einem systemtechnischen Optimum führen, da so vermieden werden kann, dass ein übermäßiger Ausbau in nur einer Spannungsebene stattfindet. Die angenommene Verteilung der WEA-Leistung in dieser Studie auf Basis der angefragten Projekte verdeutlicht den Effekt. Da in der MS-Ebene eine hohe Anschlussleistung für WEA angenommen wird, ist der Ausbaubedarf relativ hoch im Vergleich zu den anderen Spannungsebenen. Eine Bündelung der Netzanschlüsse sowie ein direkter Anschluss in der HS-Ebene könnten gesamtwirtschaftlich besser sein, da dadurch möglicherweise weniger in den einzelnen Netzebenen verstärkt werden muss. Ebenso reduzieren weitere Netzverknüpfungspunkte aus der HS-Ebene zum Transportnetz den Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen, da dann ein Transport großer Leistungen im HS-Netz vermieden wird.

Literaturverzeichnis

[1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.); *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie)*. Berlin, 2012.

[2] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Moderne Verteilernetze für Deutschland” (Verteilernetzstudie), Abschlussbericht, 12.09.2014

[3] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (Hrsg.); *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW, Teil 2 – Solarenergie, LANUV-Fachbericht 40*. Recklinghausen, 2013

[4] Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2015

[5] Bundesnetzagentur; *Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013, Genehmigung*. Bonn, August 2013

[6] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH; *EEG-Anlagenstammdaten zum 31.12.2012 Gesamtdeutschland*. Stand 31.12.2012; Online, Abruf: 05.11.2013, www.netztransparenz.de (ehemals www.eeg-kwk.net)

[7] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (Hrsg.); *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW, Teil 1 – Windenergie, LANUV-Fachbericht 40*. Recklinghausen, Aktualisierte Fassung, Januar 2013

[8] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.); *Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung)*. Berlin, Februar 2010

[9] Statistische Ämter des Bundes und der Länder; *Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung*. Stand: 31.12.2011; Online, Abruf: 05.11.2013, www.regionalstatistik.de

[10] Statistische Ämter des Bundes und der Länder; *Gemeindeverzeichnis, Gebietsstand 31.12.2011*. September 2012

[11] Statistische Ämter des Bundes und der Länder; *Gemeindeverzeichnis-Sonderveröffentlichung, Gebietsstand: 31.12.2011*. Mai 2013

[12] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (Hrsg.): *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 3 - Biomasse-Energie, LANUV-Fachbericht 40*, Recklinghausen 2014

[13] B. Gwisdorf, T. Hammerschmidt und C. Rehtanz: *Praxisgerechte Anwendung innovativer Netzkonzepte mittels Grenzkurvenanalyse zur Unterstützung von Netzplanungsvorgängen*, in *VDE ETG-Kongress 2011*, Würzburg, 2011.

[14] „OpenStreetMap," OpenStreetMap Foundation, [Online, August 2013], http://www.openstreetmap.de, 2013

[15] Awater, P.; Lichtinghagen, J.; Linnemann, C.; Moser, A. *Netzberechnung mit einer Vielzahl von Netznutzungssituationen*, Wissenschaftsdialog »BNetzA meets Science«, Berlin, Deutschland, 24.06.-26.06.2013

[16] R. Hermes, T. Ringelband, S. Prousch und H.-J. Haubrich, *Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis*, Energie-wirtschaftliche Tagesfragen, Band 59 (2009), Heft 1, S. 76-78, 2009.

[17] T. van Leeuwen, S. Dierkes, L. Verheggen, H. Schuster, F. Köhne, A. Moser, *Ermittlung von Transitflüssen im Hochspannungsnetz durch mehrere Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz*, 13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz/Austria

[18] Dierkes, S.; Bennewitz, F.; Maercks, M.; Verheggen, L.; Moser, A., *Impact of distributed reactive power control of renewable energy sources in smart grids on voltage stability of the power system*, Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), 2014 , vol., no., pp.119,126, 11-13 June 2014

[19] Statistisches Bundesamt, 2013. [Online], http://www.destatis.de.

[20] T. Mirbach, *Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt*, Aachen: ABEV Bd. 128: Klinkenberg Verlag, 2009.

[21] *Yearly Statistics & Adequacy Retrospect 2012*, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

[22] Agentur für Erneuerbare Energien, *föderal erneuerbar - Bundesländer mit neuer Energie*, [Online, April 2014] http://www.foederal-erneuerbar.de

[23] Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur*, [Online, April 2014] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

[24] Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz*, 2004

[25] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,* VDE-AR-N 4105:2011-08

[26] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz)*, 2008

[27] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): „ Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen. (kurz: dena-Smart-Meter-Studie)“, Berlin, Juli 2014

Abbildungsverzeichnis

Abbildung Z.1 Regionalisierung des WEA-Zubaus bis zum Jahr 2025 im Leitszenario 6
Abbildung Z.2 Theoretisches Aufnahmepotential für EE-Zubau in den Spannungsebenen der Verteilnetze ohne Berücksichtigung regionalisierter Prognosen 7
Abbildung Z.3 Aufnahmefähigkeit der NS-Netze in den Landkreisen in NRW, bezogen auf die Zubauziele des Leitszenarios 8
Abbildung Z.4 Aufnahmefähigkeit der MS-Netze in den Landkreisen in NRW, bezogen auf die Zubauziele des Leitszenarios 9
Abbildung Z.5 Aufnahmefähigkeit der HS-Netze in den Landkreisen in NRW, bezogen auf die Zubauziele des Leitszenarios 9
Abbildung Z.6 Resultierende Systemkosten in den analysierten Szenarien 10
Abbildung 1.1 Gliederung der Studie 14
Abbildung 2.1 Aktuelle Verteilung der Bestandsanlagen und Regionalisierung des WEA-Zubaus bis zum Jahr 2025 im Leitszenario 21
Abbildung 2.2 Aktuelle Verteilung der Bestandsanlagen und Regionalisierung des PVA-Zubaus bis zum Jahr 2025 im Leitszenario 21
Abbildung 2.3 Aktuelle Verteilung der Bestandsanlagen und Regionalisierung des BMA-Zubaus bis zum Jahr 2025 im Leitszenario 22
Abbildung 2.4 Aufteilung der installierten Leistung von WEA, PVA, BMA, sonstigen EE und KWKA auf die Spannungsebenen im Leit- und Alternativszenario 2025 24
Abbildung 2.5 Aufteilung der installierten Leistung von WEA, PVA, BMA und sonstigen EE-Anlagen auf die Spannungsebenen (Daten nach [6]) 25
Abbildung 2.6 Häufigkeitsverteilung der Einspeiseleistung je Flächeneinheit aller Gemeinden im netz-

auslegungsrelevanten Rückspeisefall in der NS-Ebene 27
Abbildung 2.7 Klassifizierung typischer Gemeinden im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall in der Niederspannungsebene 27
Abbildung 2.8 Häufigkeitsverteilung der Einspeiseleistung je Flächeneinheit aller Gemeinden im netz-auslegungsrelevanten Rückspeisefall in der Mittelspannungsebene 28
Abbildung 2.9 Klassifizierung typischer Gemeinden im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall in der Mittelspannungsebene 28
Abbildung 3.1 Netzgebiete der beteiligten VNB in NRW auf NS-Ebene (Grenzen der Versorgungsgebiete auf dem Stand vom 31.12.2011) 30
Abbildung 3.2: Modell der deutschen HS-Ebene [17] 32
Abbildung 3.3 Modell des deutschen Übertragungsnetzes 34
Abbildung 3.4 Verwendetes Netzmodell der HS- und HöS-Ebene 35
Abbildung 3.5 Exemplarische Zuweisung von Versorgungs-gebieten 37
Abbildung 3.6 Zuteilung der Leistung aus PVA zu den Netz-knoten des HS-Netzes (Jahr 2011) 38
Abbildung 3.7 Zuteilung der Leistung aus WEA zu den Netz-knoten des HS-Netzes (Jahr 2011) 38
Abbildung 3.8 Zuteilung der entnommenen maximalen Leistung zu den Netzknoten des HS-Netzes (Jahr 2011) 39
Abbildung 3.9 Übersicht über die Vorgehensweise bei der Grenzkurvenanalyse (am Beispiel der NS) [1] . 44
Abbildung 3.10 Ablauf der Kapazitätsbestimmung 49
Abbildung 3.11 Vorgehensweise zur Bestimmung des erforder-lichen Netzausbaus 52
Abbildung 4.1 Ermittlung der verbleibenden Kapazität eines Netzstrangs bei aktueller Auslastung 55
Abbildung 4.2 Durchschnittliche flächenbezogene Zubau-potentiale in den NS-Netzen 56
Abbildung 4.3 Resultierende verfügbare Anschlusskapazität der NS-Netze in NRW 57
Abbildung 4.4 Durchschnittliche flächenbezogene Zubau-potentiale in den MS-Netzen 59

Abbildung 4.5 Resultierende verfügbare Anschlusskapazität der MS-Netze in NRW 60
Abbildung 4.6 Freie Kapazität im HS-Netz je Fläche (Kreise) 61
Abbildung 4.7 Freie Kapazität im HS-Netz je Fläche (Planungsregionen) 62
Abbildung 4.8 Freie Netzkapazität je Planungsregion 63
Abbildung 4.9 Anteil der regional verteilten Prognose, der ohne Ausbaubedarf in den NS-Netzen installiert werden kann 67
Abbildung 4.10 Aufnahmefähigkeit der NS-Netze in den Landkreisen in NRW 68
Abbildung 4.11 Erforderlicher Netzverstärkungsbedarf in der NS-Ebene in den analysierten Szenarien 69
Abbildung 4.12 Resultierende Systemkosten in der NS-Ebene für die Szenarien 70
Abbildung 4.13 Anteil der Prognose, der ohne Ausbaubedarf in den Netzen installiert werden kann 71
Abbildung 4.14 Aufnahmefähigkeit der MS-Netze in den Landkreisen in NRW 72
Abbildung 4.15 Erforderlicher Zubau an Kabeln in der MS-Ebene in den analysierten Szenarien 73
Abbildung 4.16 Resultierende Systemkosten in der MS-Ebene für die Szenarien 74
Abbildung 4.17 Anteil des Zubaus aus dem Leitszenario, der bei optimaler Anlagenverteilung aufgenommen werden kann 75
Abbildung 4.18 Zusätzlich erforderliche HS-Stromkreiskilometer im Leitszenario ohne Abregelung 76
Abbildung 4.19 Zusätzlich erforderliche HS-Stromkreiskilometer im Alternativszenario ohne Abregelung 77
Abbildung 4.20 Netzverstärkungsbedarf in HS-Stromkreis-kilometern (jeweils ohne Abregelung) 78
Abbildung 4.21 Gesamter Netzverstärkungsbedarf an Strom-kreiskilometern je Untersuchungsvariante 79
Abbildung 4.22 Resultierende Systemkosten in der HS-Ebene 81
Abbildung 4.23 Gesamte Systemkosten in den analysierten Szenarien 82

Tabellenverzeichnis

Tabelle Z.1 Installierte Leistung in Nordrhein-Westfalen im Leitszenario im Jahr 2025 6
Tabelle 2.1 Energiebereitstellung in NRW im Leitszenario in den Jahren 2011 und 2025 [3] [4] 17
Tabelle 2.2 Installierte Leistung in Nordrhein-Westfalen im Leitszenario im Jahr 2025 20
Tabelle 2.3 Installierte Leistung in Nordrhein-Westfalen im Alternativszenario im Jahr 2025 20
Tabelle 2.4 Skalierungsfaktoren in den netzauslegungsrelevanten Fällen in der NS- und MS-Ebene für Einspeisung und Last bezogen auf die installierte Leistung nach [1] 26
Tabelle 3.1 Daten der verwendeten Standardbetriebsmittel 33
Tabelle 3.2 Eingangsdaten der Marktsimulation für das Jahr 2011 41
Tabelle 3.3 Eingangsdaten der Marktsimulation für Leit- und Alternativszenario 42
Tabelle 4.1 Monetäre Bewertung der Netzverstärkungsmaßnahmen in der HS-Ebene (nach [1]) 80