

Infrastrukturbedarf E-Mobilität

Analyse eines koordinierten Infrastrukturaufbaus zur Versorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw in Deutschland

Bericht zum Forschungsprojekt der Ludwig-Bölkow-Stiftung
gefördert durch die ADAC Stiftung



Ludwig-Bölkow-Stiftung

Daimlerstraße 15
85521 Ottobrunn

Dr. Werner Zittel
Vorstand

Unterstützt durch:



Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (a)

Daimlerstraße 15
85521 Ottobrunn



Fraunhofer IOSB-AST (b)

Institutsteil Angewandte Systemtechnik
(AST) des Fraunhofer IOSB
Abteilung Energie
Am Vogelherd 50
98693 Ilmenau

Studienautoren:

- Dr. Ulrich Bünger^a
- Steffen Nicolai^b
- Jan Zerhusen^a
- Cristian Monsalve^b
- Samir Kharboutli^b
- Dr. Jan Michalski^a
- Stephan Ruhe^b
- Dr. Uwe Albrecht^a

Haftungsausschluss

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH bzw. des Fraunhofer IOSB. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, noch das Fraunhofer IOSB noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses.

Projektgremien mit beratender Funktion

Während der Durchführung des Forschungsprojekts wurden drei projektbegleitende Gremien mit beratender Funktion eingerichtet:

- Zur Analyse der Stromverteilnetzstrukturen beispielhafter Gebiete in den Regionen Baden-Württemberg und Hamburg wurde je ein Gremium eingerichtet. Die Regionenvertreter stellten für die Analyse notwendige Informationen und Daten zur bestehenden Infrastruktur zur Verfügung. Darüber hinaus wurden in insgesamt je drei Projektsitzungen Annahmen präsentiert sowie das methodische Vorgehen diskutiert. Die Interpretation und Schlussfolgerungen der bereitgestellten Daten und Informationen erfolgt dabei ausschließlich durch die Studienautoren.
- Des Weiteren wurde ein Projektbeirat eingerichtet. Dieser bestand aus Vertretern der beiden ausgewählten Regionen sowie aus im Projektkontext relevanten Institutionen und Firmen. Insgesamt fanden drei Beiratssitzungen statt. Dort wurde der jeweilige Projektstand vorgestellt. Insbesondere wurden hier Annahmen, Szenariodefinitionen und das weitere Vorgehen diskutiert.

Dadurch sollte gewährleistet werden, dass unterschiedliche Kompetenzen und Sichtweisen in die Arbeit einfließen konnten. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die letztendlich getroffenen Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen ausschließlich in der Verantwortung der Autoren des Berichts liegen.

In den Gremien vertretene Institutionen und Firmen (alphabetische Reihenfolge):

- ADAC e.V.
- BMW Group
- Green City e.V.
- hySOLUTIONS GmbH
- innogy SE
- Netze BW GmbH
- NOW GmbH
- Robert Bosch GmbH
- Stromnetz Hamburg GmbH
- TÜV SÜD AG
- Verband kommunaler Unternehmen e.V.
- Und Weitere

Das Studienteam bedankt sich ausdrücklich bei allen Mitgliedern und Unternehmen im Beirat sowie bei den Vertretern der Regionen für ihre Unterstützung bei der Erstellung dieser Studie.

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht den Infrastrukturbedarf sowie die Rückwirkungen auf das deutsche Energiesystem und die Stromverteilnetze, die durch eine Einführung von insgesamt 40 Millionen Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw bis 2050 entstehen. Dafür werden drei Szenarien mit unterschiedlichen Anteilen von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw betrachtet. Im Szenario Fokus BEV werden 80 % der 40 Millionen Nullemissions-Pkw batterieelektrisch angetrieben und 20 % verfügen über einen Brennstoffzellenantrieb. Im Szenario Fokus FCEV sind es 80 % Brennstoffzellen- und 20 % Batterie-Pkw. Eine Gleichverteilung beider Technologien wird in einem dritten Szenario Mix zugrunde gelegt.

Im Rahmen der Studie werden einzelne Bestandteile des Energiesystems zunächst getrennt voneinander mit einer jeweils dafür geeigneten Methodik betrachtet. Die separaten Analysen der Lade- und Betankungsinfrastruktur, des Nieder- und Mittelspannungs-Stromverteilnetzes und des übrigen Energiesystems für Energieerzeugung, -wandlung, -speicherung und -transport werden für eine Einordnung der ökonomischen Einzelergebnisse anschließend in einer Gesamtbetrachtung zusammengeführt.

Lade- und Betankungsinfrastruktur

Zunächst wurde der Bedarf an Lade- und Betankungsinfrastruktur zur Versorgung der Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge ermittelt und ökonomisch bewertet. Für die batterieelektrischen Fahrzeuge werden basierend auf den Annahmen der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) bis zum Jahr 2050, abhängig vom Szenario, zwischen 9,6 Millionen (Fokus FCEV) und 38,4 Millionen (Fokus BEV) Ladepunkte benötigt. Die damit verbundenen jährliche Kosten für Wartung, Instandhaltung und Investitionsabschreibung liegen zwischen 2 Mrd. € im Fokus FCEV Szenario und knapp 9 Mrd. € im Fokus BEV Szenario. Die Szenarien basierte Abschätzung zur Versorgung der Brennstoffzellen-Pkw ergibt einen Bedarf von rund 2.000 (Fokus BEV) bis rund 6.000 (Fokus FCEV) Wasserstofftankstellen, im letzteren Szenario mit höherer Betankungskapazität. Die entsprechend ermittelten jährlichen Kosten für die Wasserstoffbetankungsinfrastruktur inklusive der Anlieferung des Wasserstoffs betragen zwischen 1 Mrd. € (Fokus BEV) und 3,7 Mrd. € (Fokus FCEV).

Nieder- und Mittelspannungsnetz

Die Betrachtung der Rückwirkungen der jeweiligen Lade- und Betankungsvorgänge auf das Stromverteilnetz zeigt, dass sowohl eine große Anzahl an Batterie- als auch an Brennstoffzellen-Pkw grundsätzlich integriert werden können. Dazu müssen aber Teile der Mittel- und Niederspannungsnetze für die Aufnahme einer hohen Anzahl an Batterie-Pkw rechtzeitig und systematisch überprüft und ertüchtigt werden. Dieser Aufwand kann ggf. durch innovative Ansätze wie z.B. ein geeignetes Management der Ladepunkte verringert werden, wenn diese Maßnahmen ebenfalls zeitgerecht und in ausreichendem Umfang umgesetzt werden.

Der erforderliche Ertüchtigungsbedarf unterscheidet sich sowohl regional aufgrund unterschiedlicher Netzstrukturen im Bestand wie auch zwischen den Spannungsebenen. Beispiele möglicher Maßnahmen reichen dabei vom klassischen Netzausbau durch Verstärkung von Leitungen und Transformatoren bis zur Einführung von Lademanagementsystemen. Insgesamt ist der Handlungsbedarf in der Niederspannungsebene höher als in der Mittelspannungsebene, kann in den Szenarien Mix und Fokus FCEV aber generell geringer angesetzt werden als im Fokus BEV Szenario. Folgen unzureichender Anpassungsmaßnahmen können thermische Überlastungen von Transformatoren oder Kabeln, Verletzungen des Spannungsbandes und des (N-1)-Kriteriums oder Phasenunsymmetrien sein. Die Ursachen für die notwendige Ertüchtigung und die benötigten Maßnahmenumfänge hängen jeweils von den lokalen Rahmenbedingungen, insbesondere von der bestehenden Stromnetzstruktur ab. Des Weiteren haben die Ladeleistung der Batterie-Pkw, die Gleichzeitigkeit der einzelnen Ladevorgänge sowie die Entwicklung des sonstigen Strombedarfs (z.B. auch durch den zunehmenden Einsatz elektrischer Wärmepumpen) einen Einfluss auf den Netzertüchtigungsbedarf. In

Summe ergibt sich ein umfassender Aufwand für die Ableitung und Analyse von Maßnahmen zum Ausbau und zur Optimierung der Netze, der von den Verantwortlichen frühzeitig zu veranlassen ist.

Die Analysen erfolgten für ausgewählte Netzstrukturen und unter Verwendung von Daten der beteiligten Regionen. Die erhaltenen Erkenntnisse können zwar prinzipiell auf ähnliche Netzstrukturen übertragen werden, eine individuelle Netzanalyse und -planung ist aber in jedem Fall unverzichtbar und eine Skalierung auf größere Netzstrukturen erfordert weitere Untersuchungen. Die Auswirkungen von Lade- und Betankungsinfrastrukturen auf das Stromverteilnetz sowie der tatsächliche Ertüchtigungsbedarf müssen daher frühzeitig für jedes Netz individuell ermittelt werden und erfordern jeweils eine fallspezifische Betrachtung der lokalen Gegebenheiten. Fehlen solche individuellen Analysen, ist eine verzögerte, ungenügende oder nicht bedarfsgerechte Netzerhöhung wahrscheinlich. Mögliche Folgen wären erhöhte Kosten durch zu späte oder ineffiziente Maßnahmen und eine Verzögerung bei der Verbreitung emissionsfreier Batterie-Pkw sein. Um zielgerichtete Analysen effizient zu ermöglichen, sind verlässliche Rahmenbedingungen vor allem auch bezüglich der Verbreitungsgeschwindigkeit und der jeweiligen Anteile von Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeugen eine wichtige Grundlage. Der Betrieb von Wasserstofftankstellen (ohne Elektrolyse vor Ort) hat dabei keinen entscheidenden Einfluss auf das Stromverteilnetz. Bei entsprechender Planung und rechtzeitiger Ertüchtigung stellt der daraus resultierende Aufwand im Stromverteilnetz insgesamt kein grundsätzliches Hindernis bei der konsequenten Verbreitung von Nullemissions-Pkw dar. Im Gegenzug kann Wasserstoffmobilität sogar dazu beitragen, die Ausbauanforderungen zu reduzieren.

Übriges Energiesystem

Eine Betrachtung des übrigen deutschen Energiesystems, d.h. Energieerzeugung, -wandlung, -speicherung und -transport, zeigt, dass in etwa vergleichbare Kosten für die Energieversorgung sowohl für eine hohe Anzahl an Batterie- als auch an Brennstoffzellenfahrzeugen anfallen. Im Fall einer hohen Zahl von Brennstoffzellenfahrzeugen (Szenario Fokus FCEV) entstehen gegenüber dem Szenario mit dem Schwerpunkt Batteriefahrzeuge (Szenario Fokus BEV) zusätzliche Kosten für die zur Wasserstoffherstellung erforderlichen erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten. Der erzeugte Wasserstoff kann dann aber perspektivisch kostengünstig gespeichert und in Rohrleitungen transportiert werden. Im Gegensatz dazu reduziert eine hohe Anzahl an Batteriefahrzeugen (ggü. Brennstoffzellenfahrzeugen) aufgrund der höheren Fahrzeugeffizienz die direkte Energienachfrage aus dem Pkw-Sektor. Um elektrische Energie und Leistung auch zukünftig weitgehend wetterunabhängig, und damit unabhängig von der Stromerzeugung aus Wind und Sonne, für Batteriefahrzeuge bereitzustellen, sind in diesem Fall aber zusätzliche stationäre Speicherkapazitäten in Form von Batteriespeichern für Leistungsspitzen und von Wasserstoffspeichern für die Bereitstellung entsprechender Energiemengen notwendig. Dies wiederum führt hier zu zusätzlichen Kosten. Die unterschiedliche Effizienz von Brennstoffzellenfahrzeugen und Batteriefahrzeugen spielt also aus Sicht des übrigen Energiesystems für die hier resultierenden Kosten keine entscheidende Rolle.

Gesamtbetrachtung

Mittelfristig zeigt die Gesamtbetrachtung von Lade- und Betankungsinfrastruktur, Stromverteilnetzen und dem übrigen Energiesystem in Summe leichte Kostenvorteile für das Szenario mit hohem Anteil an Batterie-Pkw (Fokus BEV). Langfristig (ab etwa 2040) führt ein relevanter Anteil an Brennstoffzellen-Pkw unter den getroffenen Annahmen insgesamt zu geringeren Gesamtkosten als bei einem hohen Anteil batterieelektrischer Pkw, bei welchen vor allem die Kosten für die Errichtung einer Vielzahl (privater) Ladepunkte maßgeblich zu den höheren Gesamtkosten beitragen.

Die Zusammenhänge der einzelnen Infrastrukturen im deutschen Energiesystem sind vielschichtig und komplex. Weitere Detailanalysen auch unter detaillierter Berücksichtigung weiterer Aspekte wie z.B. Infrastrukturen zur Versorgung weiterer Fahrzeugklassen oder die Nutzung bestehender Gasverteilnetze für die Distribution von Wasserstoff sind daher unerlässlich.

Inhaltsverzeichnis

Projektgremien mit beratender Funktion	3
Zusammenfassung	4
Inhaltsverzeichnis	6
1. Zielsetzung der Studie	8
2. Erläuterung der Vorgehensweise und der Berichtsstruktur	9
3. Szenarien zur Entwicklung von Nullemissions-Pkw in Deutschland	10
3.1. Entwicklung Nullemissions-Pkw und deren Fahrleistung bis 2050	10
3.2. Drei explorative Szenarien	11
3.3. Energiebedarf der Nullemissions-Pkw	12
4. Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung von Brennstoffzellen-Pkw	14
4.1. Versorgungsoptionen Wasserstoff	15
4.2. Investitionskosten für Wasserstofftankstellen	17
4.3. Strombedarf der Tankstellen	17
4.4. Kosten der Wasserstoffversorgung	18
4.4.1. Anlieferung via Lkw	19
4.4.2. Onsite-Elektrolyse	20
4.4.3. Pipelineversorgung	21
5. Ladeinfrastruktur zur Versorgung von batterieelektrischen Pkw	22
5.1. Anzahl Ladepunkte	22
5.2. Kosten für Ladepunkte	23
6. Rückwirkungen der Lade- und Betankungsinfrastruktur auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz .	26
6.1. Vorgehensweise und Methodik Analyse Verteilnetzausbau	26
6.2. Auswahl der Netzgebiete	28
6.2.1. Typregion „Land“	28
6.2.2. Typregion „Großstadt“	31
6.3. Annahmen Simulation Verteilnetz	34
6.3.1. Niederspannung	34
6.3.2. Mittelspannung	37
6.3.3. Entwicklung der erneuerbaren Energieanlagen	41
6.3.4. Flexibilitätsoptionen	42
6.4. Ergebnisse Simulationen Verteilnetzausbau	43
6.4.1. Typregion „Großstadt“	46
6.4.1.1. Ergebnisse der Simulation der Niederspannung	46
6.4.1.2. Ergebnisse der Simulation der Mittelspannung	54
6.4.2. Typregion „Land“	59
6.4.2.1. Ergebnisse der Simulation der Niederspannung	59
6.4.2.2. Ergebnisse der Simulation der Mittelspannung	68
6.4.3. Sensitivitätsanalyse	73
6.4.3.1. Verteilung der Ladetechnologien	74
6.4.3.2. Änderung der Gleichzeitigkeitsfaktoren	77

6.4.3.3.	Einfluss Wärmepumpen.....	82
6.4.3.4.	Zusammenfassung der Sensitivitätsanalyse.....	83
6.4.4.	Monetäre Betrachtung des Ausbaubedarfs.....	84
6.4.5.	Zusammenfassung der Ergebnisse der Verteilnetzanalyse.....	90
6.5.	Hochrechnung der Ausbaukosten im Verteilnetz.....	92
7.	Energiebereitstellung durch das deutsche Energiesystem	93
7.1.	Methodik	93
7.2.	Annahmen zur Entwicklung der Energienachfrage.....	96
7.2.1.	Haushalts-, Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor	96
7.2.2.	Industriesektor.....	97
7.2.3.	Verkehrssektor.....	98
7.3.	Weitere Annahmen	99
7.4.	Ergebnisse.....	104
7.4.1.	Auslegung des Energiesystem in Deutschland.....	104
7.4.2.	Bewertung der Strom- und Wasserstoffbereitstellung in Deutschland	112
8.	Ökonomisches Gesamtergebnis	117
9.	Handlungsempfehlungen	120
	Abkürzungsverzeichnis	123
	Abbildungsverzeichnis.....	125
	Tabellenverzeichnis.....	128
	Literaturverzeichnis	130

1. Zielsetzung der Studie

Um die im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens erforderlichen Treibhausgasminderungsziele für 2050 zu erreichen, ist eine vollständige Umstellung des Straßenverkehrs auf treibhausgasneutrale Energieträger notwendig. Für den motorisierten Individualverkehr (MIV) werden hierzu aktuell vor allem Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge sowie gegebenenfalls ergänzend auch synthetische und biologische Flüssigkraftstoffe für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor diskutiert. Vor allem für die Strom- und Wasserstoffversorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw müssen neue Versorgungs- und Lade- bzw. Betankungsinfrastrukturen errichtet werden. Die Notwendigkeit einer systematischen Ertüchtigung der Stromnetze wird ebenfalls erwartet.

Ziel dieser Studie ist es, die Rückwirkungen einer konsequenten Umstellung des MIVs auf Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw auf die Energieversorgungsinfrastruktur zu untersuchen. Dabei soll nicht die vollständige Umstellung auf jeweils eine der beiden Fahrzeugtechnologien untersucht werden, sondern vielmehr die Rückwirkungen eines gemeinsamen Aufbaus beider Infrastrukturen. Um den Einfluss unterschiedlicher Technologieanteile (Batterie, Brennstoffzelle) zu verstehen, werden mehrere Szenarien entwickelt und analysiert. Durch die Berücksichtigung mehrerer Stützjahre werden die Ergebnisse zeitlich verortet.

Im besonderen Fokus der Analyse stehen dabei die möglichen Auswirkungen auf das Nieder- und Mittelspannungsstromverteilnetz. Hier ist der ggf. erforderliche Anpassungsbedarf der Stromnetze durch das Laden von Batteriefahrzeugen sowie durch den Betrieb von Wasserstofftankstellen von Interesse. Die regional bzw. besiedlungsabhängig unterschiedlichen Netzstrukturen (z.B. Innenstadt, Vorstadt, ländliche Gebiete) sind hier besonders zu berücksichtigen.

Gleichzeitig werden die relevanten Einflüsse auf das gesamtdeutsche Energiesystem betrachtet. Von Interesse sind dabei vor allem die unterschiedlichen Energiebedarfe aufgrund der unterschiedlichen Fahrzeugeffizienzen, die Auswirkungen der unterschiedlichen beim Energietransport (Transport und Verteilung von Strom und Gas) und die Relevanz der erforderlichen bzw. bereitgestellten Flexibilität im Energiesystem (z.B. Speichermöglichkeit von Gas).

Die Studie soll auch dazu beitragen, die möglichen Auswirkungen einer weitreichenden Einführung von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz besser zu verstehen, um daraus Handlungsempfehlungen abzuleiten. Zusätzlich soll die Bewertung der Kosten und die Einordnung der Ergebnisse neutrale Informationen für die politische und gesellschaftliche Vorbereitung des Infrastrukturausbaus zur Versorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw liefern.

Ein breit aufgestellter Beirat aus Vertretern von Industrie, Verbänden und NGOs begleitet die Erstellung der Studie. Des Weiteren werden Daten und Informationen aus der Praxis in Hamburg und Baden-Württemberg von Netzbetreibern und anderen Institutionen beigestellt, die in die Studien einfließen. Grundsätzlich ist jedoch der exemplarische Charakter dieser Informationen zu beachten, da eine Übertragbarkeit aufgrund der regionalen Spezifika beispielsweise der Netzauslegung nicht immer möglich ist.

2. Erläuterung der Vorgehensweise und der Berichtsstruktur

Im Hinblick auf die Zielsetzung der Studie werden einzelne Bestandteile des Energiesystems zunächst getrennt voneinander betrachtet. Dies ermöglicht es, der Zielsetzung entsprechende Methodiken für einzelne Bestandteile des Energiesystems anzuwenden. Die getrennte Bearbeitung erfordert abgestimmte Szenarien und damit verbundene Annahmen. Diese sind Bestandteil des Kapitels 3 (Hauptautor: LBST).

Die Aufteilung des Gesamtenergiesystems erfolgt in die Bestandteile:

- Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung von Brennstoffzellen-Pkw (Kapitel 4; Hauptautor: LBST)
- Ladeinfrastruktur zur Versorgung von Batterie-Pkw (Kapitel 5; Hauptautor: LBST)
- Nieder- und Mittelspannungsstromverteilnetz (Kapitel 6; Hauptautor: FhG-IOSB-AST)
- Energiebereitstellung durch das (übrige) deutsche Energiesystem (Kapitel 7; Hauptautor: LBST)

Abhängig von der Zielsetzung der Studie werden in den einzelnen Bestandteilen teilweise unterschiedliche Aspekte betrachtet bzw. in den Fokus gestellt. So ist z.B. die Analyse des Stromverteilnetzes sehr stark von technischen Details geprägt während sich z.B. die Analyse der Wasserstoffversorgung stärker auf die Ermittlung der Kosten fokussiert.

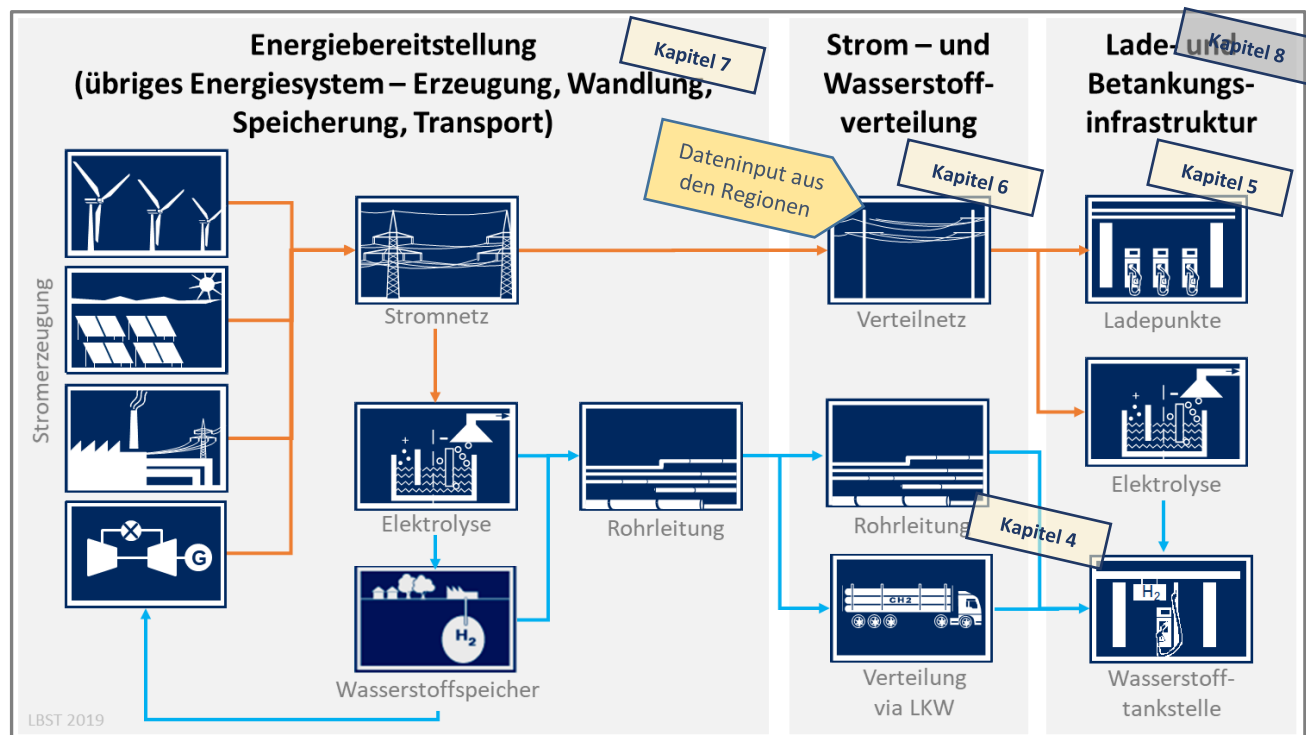


Abbildung 1: Bestandteile des Energieversorgungssystems für Nullemissions-Pkw und dazugehörige Berichtskapitel

Um den Einfluss der ermittelten Kosten der einzelnen Bestandteile in den Gesamtkontext zu überführen, werden in Kapitel 8 die aufsummierten Einzelkosten der jeweiligen Szenarien gegenübergestellt.

3. Szenarien zur Entwicklung von Nullemissions-Pkw in Deutschland

Entsprechend der Zielsetzung dieser Studie werden drei explorative Szenarien mit unterschiedlichen Durchdringungsraten von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw betrachtet. Die Szenarien unterscheiden sich durch die jeweiligen Technologieanteile, nicht jedoch in der Gesamtzahl an Nullemissions-Pkw¹. Szenarien mit nur Batterie- oder nur Brennstoffzellenfahrzeugen werden nicht betrachtet da aktuelle Analysen und Experteneinschätzungen von einer zukünftigen Mischung beider Fahrzeugtechnologien aufgrund der damit verbundenen Vorteile ausgehen [1] [2]. Eine einseitige Fokussierung z.B. nur auf Batterie-Pkw wird zwar teilweise gefordert, ist jedoch sehr umstritten [3]. Vielmehr soll im Rahmen dieser Studie das Zusammenspiel beider Fahrzeugtechnologien und deren Versorgungsinfrastruktur betrachtet werden.

3.1. Entwicklung Nullemissions-Pkw und deren Fahrleistung bis 2050

Der Hochlauf, die Fahrleistung und der spezifische Energiebedarf der Nullemissions-Pkw bis 2050 basiert in dieser Studie auf den Annahmen und Ergebnissen des „edrives“ Szenarios der VDA „e-fuels“ Studie [4].

Um eine Hochlaufkurve für Nullemissions-Pkw zu generieren, wurden die in der VDA-Studie angenommenen Fahrleistungsanteile der Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw (inkl. anteilig die der Plug-In Hybride) technologieneutral addiert. Die daraus resultierende Hochlaufkurve bildet die Grundlage, um anschließend die jeweilige Anzahl an Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw für drei explorative Szenarien zu bestimmen (siehe Kapitel 3.2).

Abbildung 2 zeigt die Herleitung der Fahrleistung für Nullemissions-Pkw bis 2050. Der Fahrleistungsanteil der Nullemissions-Pkw steigt bis 2050 auf etwa 87 % (bezogen auf die Pkw-Fahrleistung 2015).

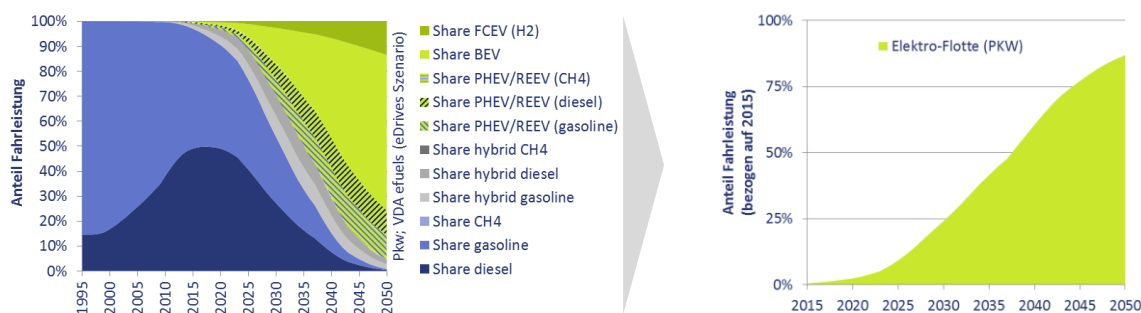


Abbildung 2: Entwicklung der Fahrleistung Nullemissions-Pkw

Die im Jahr 2050 verbleibende Differenz zu 100 % kann als Rückgang der jährlichen Pkw-Fahrleistung (Rückgang ggü. 2015) oder als Fahrleistung unter Verwendung anderer (klimaneutraler) Energieträger interpretiert werden. Im Rahmen dieser Studie ist diese Definition nicht relevant und wird daher nicht getroffen.

Auf Basis einer angenommenen Fahrleistung je Pkw in Höhe von 14.000 km pro Jahr [5], lässt sich ein **Bestand von 40 Mio. Nullemissions-Pkw in 2050** errechnen. In der Studie wird davon ausgegangen, dass sich

¹ Im Rahmen dieser Studie umfasst der Begriff Nullemissions-Pkw sowohl Batterie- als auch Brennstoffzellenfahrzeuge

die Fahrleistung tendenziell aus dem Gebiet deutscher Großstädte aufs Land verlagert. Daher wird für Großstädte ein unterproportionaler Pkw-Bestand für 2050 angenommen².

Nach identischer Methodik wurden die Nullemissionsfahrleistungsanteile für weitere Straßenfahrzeuge ermittelt. Diese stehen allerdings nicht im Fokus der Studie und werden lediglich im Rahmen der Energiesystemmodellierung (siehe Kapitel 7.2.3), nicht jedoch bei der Betrachtung des Stromverteilnetzes, der Lade- oder der Betankungsinfrastruktur berücksichtigt.

3.2. Drei explorative Szenarien

Aktuell setzt die deutsche Automobilindustrie vor allem auf die Entwicklung und die Einführung von batterieelektrischen Pkw. Eine Vielzahl an Modellen befindet sich bereits am Markt oder stehen kurz vor der Markteinführung. Aktuelle Ankündigungen bezüglich künftiger Modellvielfalt, Produktionskapazitäten und Technologieentwicklung unterstreichen den derzeitigen Fokus auf diese Fahrzeugtechnologie. Die Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie findet in den Unternehmen zwar weiterhin statt, verglichen mit der Batterietechnologie jedoch derzeit deutlich weniger ambitioniert. International bieten insbesondere Hyundai, Toyota und Honda Brennstoffzellen-Pkw Serienfahrzeuge an und arbeiten verstärkt an deren Weiterentwicklung und den dazu benötigten Technologien.

Im Rahmen dieser Studie wird daher davon ausgegangen, dass kurzfristig (bis inkl. 2020) nur Batterie-Pkw in relevanten Stückzahlen in Deutschland zugelassen werden. Langfristig (2040 und 2050) wird allerdings davon ausgegangen, dass auch Brennstoffzellen-Pkw in hohen Stückzahlen verfügbar sind bzw. zugelassen werden.

Die in Kapitel 3.1 hergeleiteten Nullemissions-Pkw werden in drei explorativen Szenarien in variierenden Anteilen auf Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw³ aufgeteilt (siehe auch Tabelle 1):

- Szenario Fokus BEV: In diesem Szenario haben 80 % der Nullemissions-Pkw einen batterieelektrischen Antrieb, 20 % verfügen über eine Brennstoffzelle
- Szenario Mix: In diesem Szenario haben 50 % der Nullemissions-Pkw einen batterieelektrischen Antrieb, 50 % verfügen über eine Brennstoffzelle
- Szenario Fokus FCEV: In diesem Szenario haben 20 % der Nullemissions-Pkw einen batterieelektrischen Antrieb, 80 % verfügen über eine Brennstoffzelle

Die definierten Anteile gelten ab dem Jahr 2040. Bis zum Jahr 2020 wird von 100 % BEV ausgegangen, da diese aktuell und absehbar in Deutschland vor allem im Bereich der Pkw deutlich höhere Stückzahlen als FCEVs vorweisen werden. Zwischen 2020 und 2040 nähern sich die Anteile von BEV und FCEV den im jeweiligen Szenario gültigen Zielwerten (für 2040) linear an.

² Nullemissions-Pkw-Bestand in Großstädten 2050 = Pkw-Bestand 2015 x 87 % (Anteil Nullemissions-Pkw) x 90 % (Abschlag Großstadt)

³ Plug-In Hybride oder Batteriefahrzeuge mit Brennstoffzellen Range-Extender wurden im Rahmen dieser Studie nicht explizit betrachtet.

Tabelle 1: BEV und FCEV Anteile an Nullemissions-Pkw in den drei Szenarien

Szenario	Anteil BEV 2020	Anteil FCEV 2020	Anteil BEV ab 2040	Anteil FCEV ab 2040
	Bezogen auf Nullemissions-Pkw		Bezogen auf Nullemissions-Pkw	
Fokus BEV	100 %	0 %	80 %	20 %
Mix	100 %	0 %	50 %	50 %
Fokus FCEV	100 %	0 %	20 %	80 %

Die Technologieanteile in den drei Szenarien wurden entsprechend gewählt, um eine möglichst große Bandbreite theoretischer Zusammensetzungen abzudecken. Ziel war dabei nicht, die wahrscheinlichsten, effizientesten oder erwartet kostengünstigsten Szenarien zu betrachten.

Die Entwicklung der Nullemissions-Pkw basierend auf den getroffenen Annahmen und für die drei Szenarien ist in Abbildung 3 dargestellt.

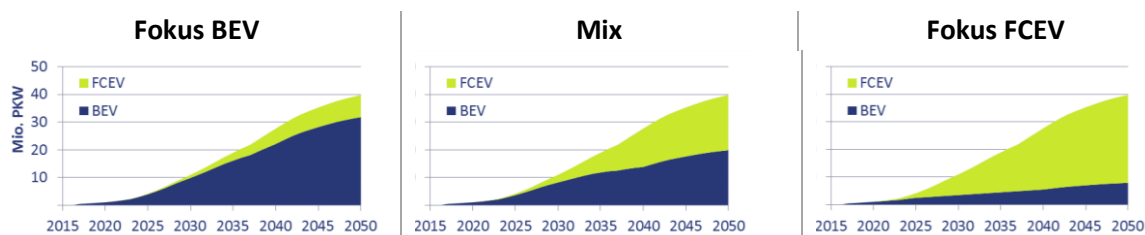


Abbildung 3: Entwicklung der Anzahl an Nullemissions-Pkw in den drei Szenarien in Deutschland

3.3. Energiebedarf der Nullemissions-Pkw

Der spezifische Energieverbrauch für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge wurde aus der VDA „efuels“ Studie übernommen [4]. Die wichtigsten Energieverbrauchswerte sind in Tabelle 2 dargestellt. Bei den Werten handelt es sich um Realverbrauchswerte, nicht um NEFZ oder WLTP Werte.

Tabelle 2: Durchschnittliche Fahrleistung sowie spezifischer Strom- bzw. Wasserstoffbedarf für Nullemissions-Pkw [4]

Fahrzeug	Fahrleistung [km/Jahr]	Strombedarf [kWh/km]			Wasserstoffbedarf [kWh/km]		
		Heute	2030	2050	Heute	2030	2050
Pkw	14.000	0,17	0,16	0,15	0,29	0,24	0,21

Der aus den Jahresfahrleistungen und spezifischen Energiebedarfswerten berechnete Energiebedarf (Strom und Wasserstoff) für Pkw ist in Abbildung 4 dargestellt. Im Jahr 2050 liegt der jährliche Endenergiebedarf für die 40 Mio. Pkw, je nach Szenario, in Summe zwischen 90 und 110 TWh pro Jahr. Nicht enthalten sind hier die Verluste bei der Erzeugung, der Speicherung, dem Transport, der Konditionierung oder der Betankung der Energie. Diese werden bei der Betrachtung im Rahmen des Energiesystems Deutschland berücksichtigt.

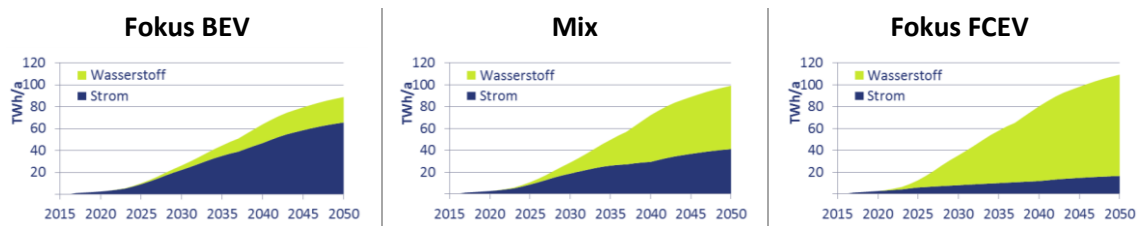


Abbildung 4: Strom- und Wasserstoffbedarf für Pkw bis 2050

4. Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung von Brennstoffzellen-Pkw

Eine flächendeckende Verfügbarkeit von H₂-Tankstellen mit ausreichenden Redundanzen sowie einer gewissen Mindestgröße zum wirtschaftlichen Betrieb ist von zentraler Bedeutung für den langfristigen Erfolg der Wasserstoffmobilität. Zur Bestimmung der Anzahl und der durchschnittlichen Betankungskapazität von H₂-Tankstellen bis 2050 wird zunächst die gesamte H₂-Nachfrage aus dem Straßenverkehr, also inkl. Brennstoffzellen-Lkw und -Bussen⁴, betrachtet. Anschließend können die Kosten anteilig auf die Brennstoffzellen-Pkw heruntergebrochen werden. Dieses Vorgehen ist sinnvoll, da die verschiedenen Fahrzeugtypen häufig auf die gleiche H₂-Versorgungsinfrastruktur zurückgreifen können. So ist es beispielsweise nicht notwendig, dass eine Tankstelle zum wirtschaftlichen Betrieb 1.000 kg pro Tag ausschließlich an H₂-Pkw abgibt, sondern es ist ausreichend, dass Pkw, -Lkw und/oder -busse gemeinsam diese Menge abnehmen.

Zur Bestimmung der notwendigen Tankstellenanzahl und -größe wurden nach Rücksprache mit relevanten Industrievertretern und dem Projektbeirat folgende Punkte zu Grunde gelegt:

- Mittel- bis langfristig steigt die pro Tankstelle abgegebene Wasserstoffmenge von heute weniger als 200 kg/Tag auf deutlich über 1.000 kg/Tag, um einen wirtschaftlichen Betrieb dauerhaft zu ermöglichen
- Langfristig werden in Deutschland mindestens 2.000 H₂-Tankstellen benötigt, um eine flächendeckende und komfortable Wasserstoffversorgung (mit ausreichend Redundanzen) sicherzustellen
- Die Anzahl an H₂-Tankstellen wird auch bei großer Durchdringung von FCEVs im Straßenverkehr langfristig deutlich unter der heutigen Anzahl konventioneller Tankstellen (derzeit etwa 14.000, Tendenz fallend) bleiben.

Daraus ergibt sich für 2050 im Fokus BEV Szenario eine Anzahl von gut 2.000 Tankstellen mit einer durchschnittlichen täglichen Abgabemenge von 1.400 kg. Im Fokus FCEV Szenario steigt die Anzahl auf 6.000 Tankstellen mit einer durchschnittlichen Abgabemenge von 2.000 kg pro Tag. Im Mix Szenario sind es etwa 4.500 Tankstellen mit einer Durchschnittsabgabe von 1.700 kg pro Tag.

Die Entwicklung der Anzahl an Wasserstofftankstellen⁵ von heute bis 2050 und für die drei Szenarien ist in Abbildung 5 dargestellt. Die Anzahl an Wasserstofftankstellen insgesamt sowie die Anzahl an Brennstoffzellen-Pkw je Tankstelle ist mit Werten aus anderen Studien vergleichbar (siehe z.B. [6]).

⁴ Um die H₂-Nachfrage für Lkw und Busse zu ermitteln, wurde auf die gleiche Methodik wie für die Nullemissions-Pkw zurückgegriffen (siehe auch Kapitel 7.2.3)

⁵ Im Gegensatz zu Ladepunkten bei Batteriefahrzeugen wird bei Brennstoffzellenfahrzeugen i.d.R. von Tankstellen gesprochen. Abhängig von der Tankstellengröße hat eine Tankstelle mehrere „Betankungspunkte“ (Zapfsäulen). Die Anzahl an Zapfsäulen ist dabei von der Kapazität der Tankstelle abhängig (z.B. 4 Zapfsäulen bei 700 kg/Tag Abgabe [63])

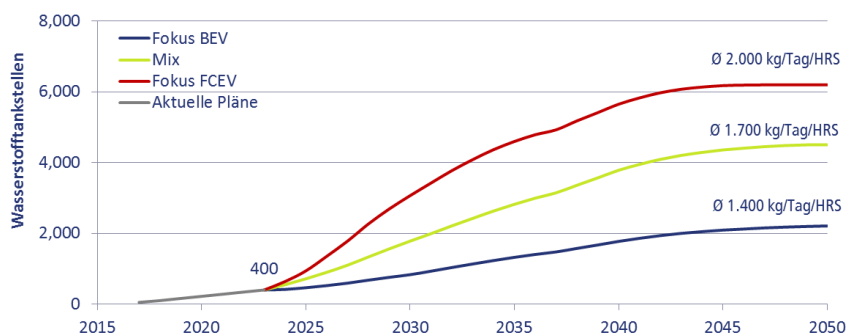


Abbildung 5: Entwicklung der Betankungsinfrastruktur für Wasserstoff in den drei Szenarien (für alle Fahrzeugklassen)

Dieses Mengengerüst ermöglicht in jedem Szenario eine flächendeckende und wirtschaftliche H₂-Versorgung. Entsprechend der anteiligen Wasserstoffnachfrage entfallen etwa 65 % der Betankungskapazitäten auf die Versorgung von Brennstoffzellen-Pkw.

4.1. Versorgungsoptionen Wasserstoff

Für die Versorgung der Tankstellen mit Wasserstoff gibt es verschiedene Optionen. Wasserstoff kann per Lkw gasförmig (CGH₂) oder flüssig (LH₂) angeliefert werden. Die pro Lkw angelieferte Menge liegt dabei zwischen wenigen 100 kg (gasförmig, geringer Druck), ca. 1.000 kg (gasförmig hoher Druck) und gut 3.000 kg (flüssig). Eine Verbindung via Pipeline zu einer H₂-Quelle ermöglicht es, große Mengen Wasserstoff kontinuierlich zu liefern. Die Erzeugung von Wasserstoff via Elektrolyse (Onsite-Elektrolyse) direkt am Ort der Tankstelle ist eine weitere Option. Weitere Technologien zum Transport von Wasserstoff wie z.B. die zeitweise Speicherung von Wasserstoff in einem flüssigen Trägermedium wie Öl (LOHC), befinden sich derzeit in der Entwicklung, werden aber in dieser Studie nicht berücksichtigt. Die vier zur Versorgung von Tankstellen herangezogenen Versorgungspfade sind in Abbildung 6 dargestellt.

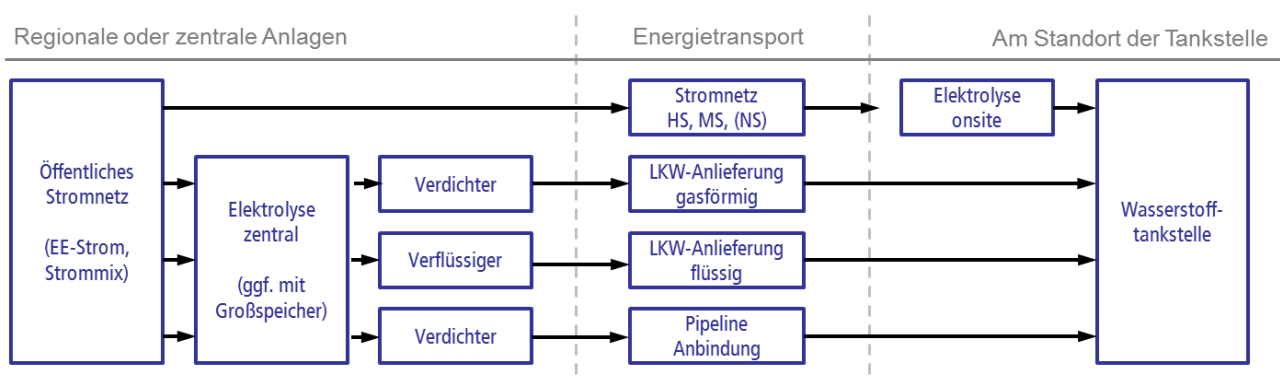


Abbildung 6: Übersicht über die im Rahmen dieser Studien betrachteten H₂-Versorgungsoptionen

Die einzelnen Versorgungsoptionen haben unterschiedliche Vor- und Nachteile, die je nach Standort mehr oder weniger ins Gewicht fallen können. Nach Rücksprache mit der Gasindustrie wurden folgende Punkte bei der Auswahl von H₂-Versorgungsoptionen berücksichtigt:

- Die Auswahl der H₂-Versorgungsoption hängt primär vom Standort und den lokalen Gegebenheiten ab (Flächenverfügbarkeit/kosten, Netzanschluss, ...).
- CAPEX-intensive Technologien wie Rohrleitungen oder Onsite-Elektrolyse werden erst mittel- bis langfristig relevant, wenn größere Tankstellen mit höherer Auslastung betrieben werden (Demo-Projekte ausgenommen).
- Tankstellen mit Anlieferung von Flüssigwasserstoff benötigen wenig Fläche. Daher ist diese Technologieoption tendenziell verstärkt in Städten zu erwarten (Grundstücksverfügbarkeit und -kosten).
- Tankstellen mit Onsite-Elektrolyse werden aufgrund des Flächenbedarfs eher nicht in Städten erwartet.
- Tankstellen mit geringer Betankungskapazität werden eher mit gasförmigem als mit flüssigem Wasserstoff beliefert.

Die in dieser Studie angenommene Aufteilung nach H₂-Versorgungstechnologien je Szenario, Jahr und aufgeteilt nach Stadt und Land, ist in Abbildung 7 dargestellt.

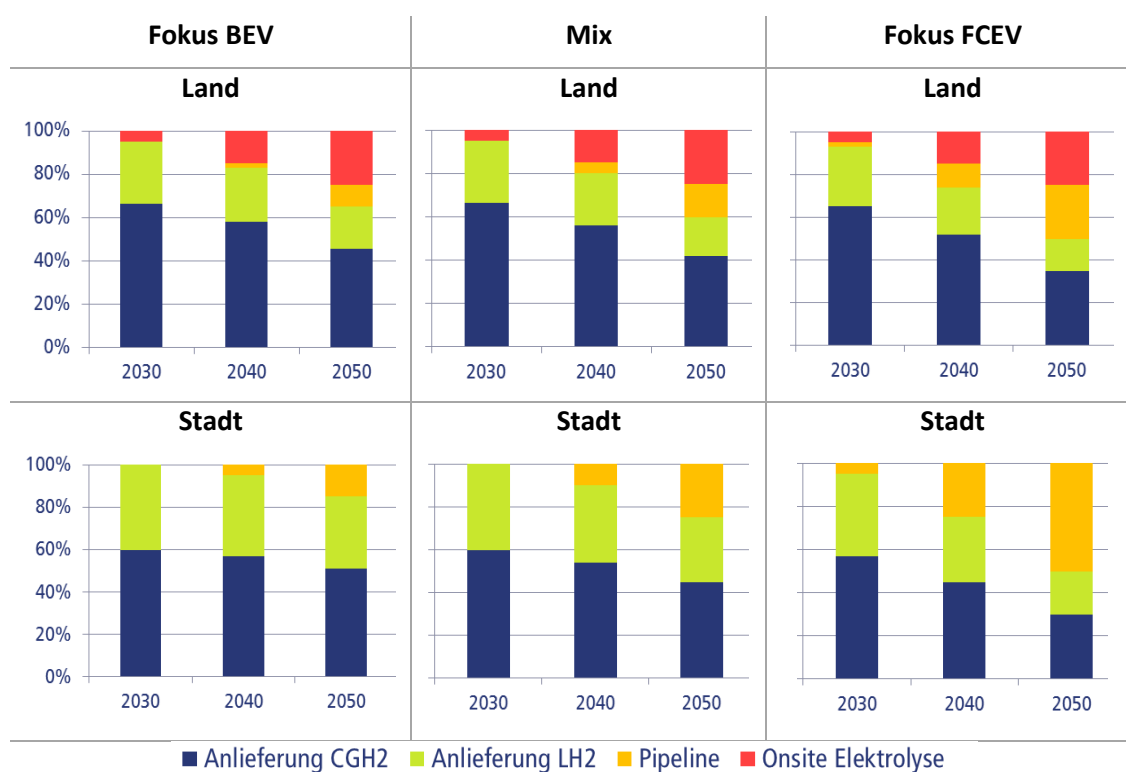


Abbildung 7: Anteil der H₂-Versorgungstechnologien in der Stadt und auf dem Land

Gasförmig (CGH₂) via Lkw angelieferter Wasserstoff ist aktuell und bleibt mittelfristig die relevanteste Versorgungsoption. Langfristig geht deren Bedeutung aber leicht zurück. Kurz- bis mittelfristig findet diese Anlieferung mehrheitlich mit Druckbehältern bei geringerem Druck (< 50 MPa) und dadurch geringerer Kapazität (< 1.000 kg) statt, langfristig vor allem mit Hochdruckbehältern (≥ 50 MPa) und dadurch höherer Kapazität (≥ 1.000 kg). Flüssigwasserstoff spielt mittel- und langfristig eine bedeutende Rolle bei der Versorgung von H₂-Tankstellen vor allem im städtischen Raum. In Städten kann langfristig eine Versorgung via Pipeline ebenso eine bedeutende Rolle einnehmen, während auf dem Land die Elektrolyse in unmittelbarer Nähe zur Tankstelle eine relevante Versorgungsoption darstellt.

4.2. Investitionskosten für Wasserstofftankstellen

Die Kosten einer Wasserstofftankstelle mit 1.000 kg täglicher Betankungskapazität wurden auf Basis von Literaturwerten ermittelt [7] [8] [9]. Für einzelne Komponenten wurden zusätzlich vorliegende Industriedaten herangezogen. Zukünftige Kostenreduktionen wurden ebenfalls auf Basis genannter Quellen sowie einer angenommenen Lernrate von 6 %⁶ berücksichtigt.

Für eine Tankstelle mit gasförmiger H₂-Versorgung (z.B. Lkw-Anlieferung, Pipelineversorgung oder Onsite-Elektrolyse) wurden Investitionskosten von etwa 3 Mio. € ermittelt. Dieser Betrag reduziert sich bis 2050 auf etwa 2 Mio. €. Eine H₂-Tankstelle, die mit verflüssigtem Wasserstoff versorgt wird, weist bei großen Betankungskapazitäten geringere Investitionskosten auf. Hier liegen die Investitionskosten bei etwa 2 Mio. € und fallen bis 2050 auf etwa 1,5 Mio. €. Die Kostenreduktion wird für alle Szenarien gleich angesetzt.

Basierend auf den Kosten für eine Tankstelle mit 1.000 kg täglicher Betankungskapazität wurden, unter Verwendung eines Skalierungsexponenten von 0,7, die Kosten für Tankstellen mit geringerer oder höherer Betankungskapazität berechnet. Für alle Tankstellen wurde eine durchschnittliche Auslastung⁷ von 50 % in 2030 angenommen. Diese steigt auf 65 % in 2040 und auf 75 % in 2050.

Tabelle 3: Kosten der Wasserstofftankstellen

		Versorgt mit gasförmigem Wasserstoff		Versorgt mit verflüssigtem Wasserstoff	
		2020	2050	2020	2050
Investition für 1.000 kg/Tag Betankungskapazität	€	3,0 Mio.	2,0 Mio.	2,0 Mio.	1,4 Mio.
Durchschnittliche Auslastung	%	50 % (2030), 65 % (2040), 75 % (2050)			
Skalierungsexponent für abweichende Betankungskapazitäten		0,7			
Abschreibung	Jahre	10: Kompressor, Zapfsäule, Vorkühlung 20: Bauplanung, Speicher			
Kosten jeweils ohne H ₂ -Anlieferung bzw. Erzeugung, d.h. ohne Elektrolyse, ohne Lkw-Trailer					

4.3. Strombedarf der Tankstellen

Der Strombedarf der Tankstelle setzt sich aus dem Energiebedarf für die Druckerhöhung (Verdichter oder Kryopumpe) und der Vorkühlung des Wasserstoffs zusammen. Um eine Betankung in 3 bis 5 Minuten zu ermöglichen, ist nach aktuellem Betankungsprotokoll eine Kühlung des Wasserstoffs auf eine Temperatur zwischen -33°C und -40°C notwendig. Für Tankstellen die mit verflüssigtem (ca. -253°C) Wasserstoff versorgt werden, entfällt der Strombedarf zur Vorkühlung. Der Energiebedarf zur Druckerhöhung von gasförmigem Wasserstoff hängt maßgeblich vom zur Verfügung stehenden Eingangsdruck in den Verdichter ab. Der zur Verfügung stehende Druck hängt wiederum u.a. von der Art der Wasserstoffbereitstellung, den eingesetzten Komponenten (z.B. Hochdruckelektrolyse) und dem Betriebskonzept der H₂-Infrastruktur ab (z.B. Druck, bis zu dem die angelieferten H₂-Speicher des Lkw-Anhängers entleert werden).

⁶ Kostenreduktion von 6 % je Verdopplung der hergestellten Komponente

⁷ Die Auslastung bezieht sich auf die Nennkapazität der Tankstelle. Die Nennkapazität berücksichtigt durch die Auslegung der Tankstelle (Verdichter, Hochdruckspeicher) bereits zeitlich begrenzte Nachfragespitzen z.B. während des Feierabendverkehrs

Der Stromverbrauch zur Verdichtung wurde als isentrope Zustandsänderung mit einem Wirkungsgrad von 65 % berechnet [10]. Tabelle 4 listet die in dieser Studie verwendeten spezifischen Stromverbräuche der Tankstellen abhängig vom Versorgungskonzept. Der Rückgang des Stromverbrauchs bis 2050 wird einerseits durch eine Verbesserung der Effizienz der Verdichter als auch einer verbesserten bzw. reduzierten Vorkühlung erreicht [7] [11].

Tabelle 4: Strombedarf der Tankstellen

H ₂ -Versorgungskonzept		Strombedarf für Verdichtung und ggf. Vorkühlung	
		2020	2050
Anlieferung gasförmig (Hochdruck) ^a	kWh/kg	2,3	1,6
Anlieferung verflüssigt	kWh/kg	0,4	0,4
Pipeline Versorgung ^a	kWh/kg	2,8	2,0
Elektrolyse vor Ort ^b	kWh/kg	3,4	2,5

^a: Eingangsdruck Verdichter 5 MPa; ^b Eingangsdruck Verdichter 2,5 MPa

4.4. Kosten der Wasserstoffversorgung

Es wird davon ausgegangen, dass die Wasserstoffversorgung von H₂-Tankstellen langfristig aus zentralen und/oder regionalen H₂-Hubs erfolgt. Diese werden mittels Transportpipeline an Großherzeugungsanlagen und entsprechende Speicher angeschlossen. Dazu werden bestehende Ferngasleitungen für den Transport von 100% Wasserstoff ertüchtigt. Die Kosten für die Umwidmung dieser Leitungen werden in Kapitel 7 erfasst. Die großtechnische Wasserstofferzeugung erfolgt in Regionen mit hoher EE-Stromerzeugung und hohen EE-Überschüssen. H₂-Tankstellen mit Onsite-Elektrolyse werden von lokalen EE-Stromerzeugungsanlagen und/oder über das öffentliche Stromnetz mit Elektrizität versorgt.

Tankstellen mit großem H₂-Bedarf bzw. mit weiteren H₂-Nutzern in räumlicher Nähe (z.B. Industrie, H₂-basierte Wärmeerzeugung, ...) werden über vergleichsweise kurze Entfernungen mittels Distributionspipeline an die regionalen H₂-Hubs angebunden. Hierfür werden konservativ die Kosten für den Neubau von Distributionspipelines angesetzt. Langfristig ist jedoch auch ggf. eine kostengünstigere Umwidmung bestehender Erdgasdistributionsleitungen möglich. Bei größeren Entfernungen wird Wasserstoff via Lkw (gasförmig oder flüssig) vom Hub zu den Tankstellen transportiert. Abbildung 8 zeigt beispielhaft die zentrale Wasserstofferzeugung, den Transport von Wasserstoff in die Regionen sowie die regionale Verteilung via Pipeline oder Lkw.

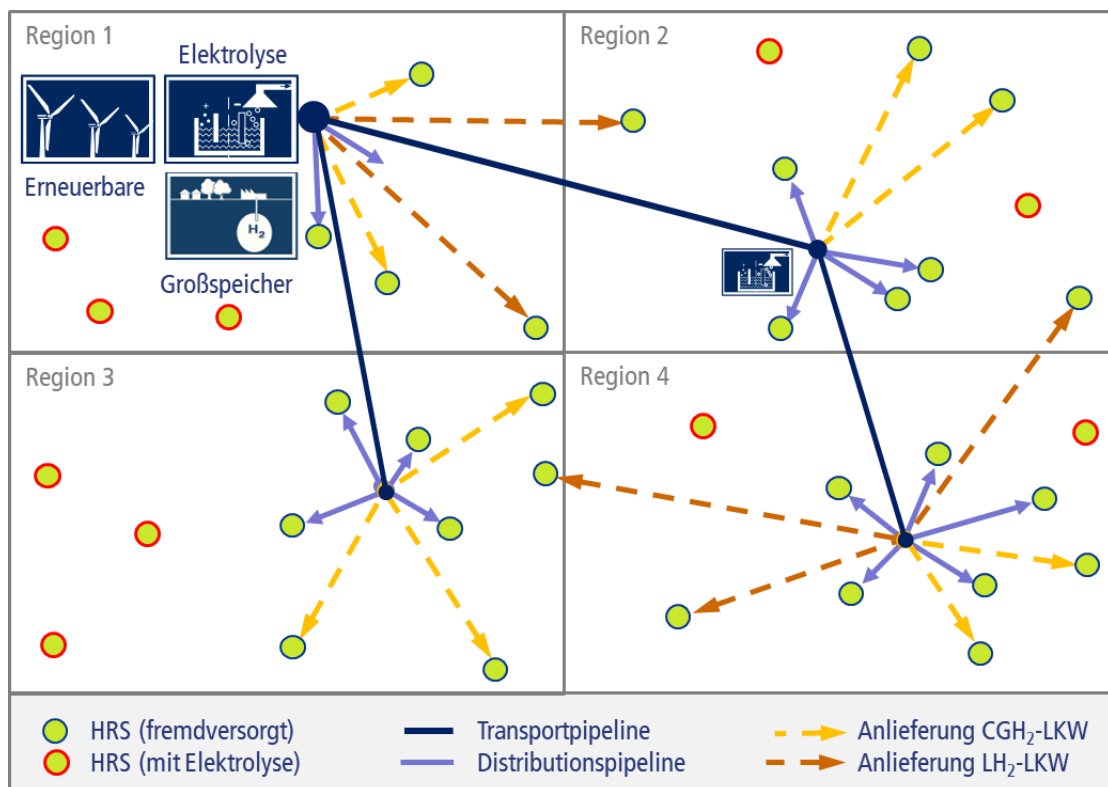


Abbildung 8: Beispielhafte Darstellung der möglichen H₂-Vektorisierung

Die folgenden Unterkapitel behandeln den Transport des Wasserstoffs von den regionalen H₂-Hubs zu den Tankstellen. Die zentrale H₂-Erzeugung, Speicherung und der Transport in die jeweiligen Regionen wird im Rahmen des Energiemodells Deutschland berücksichtigt (siehe Kapitel 7). Dort wird auch der Wasserstoffbedarf außerhalb des Pkw-Sektors bzw. des Transportsektors z.B. in der Industrie und im Wärmesektor berücksichtigt.

4.4.1. Anlieferung via Lkw

Die Lkw-Anlieferung von gasförmigem Wasserstoff erfolgt mittels 53 MPa Hochdruckspeicher auf einem Trailer. Die Nettotransportkapazität beträgt ca. 900 kg bei Investitionskosten für den Anhänger in Höhe von zunächst 680.000 € [8]. Es wird davon ausgegangen, dass die durchschnittliche Transportentfernung zukünftig deutlich zurückgehen wird. Dies wird vor allem durch eine angenommene steigende Anzahl zentral bzw. regional verfügbarer H₂-Hubs mit Verflüssiger bzw. -Abfüllstation erreicht. Die durchschnittliche Transportentfernung für verflüssigten Wasserstoff bleibt dabei auf einem höheren Niveau als für gasförmigen Wasserstoff.

Tabelle 5: Techno-ökonomische Daten der Lkw-Anlieferung von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff (basierend auf [8], [12])

		gasförmig		flüssig	
		2020	2050	2020	2050
Investitionskosten Anhänger (+Zugmaschine)	€	680.000	580.000	800.000	800.000
		+110.000	+110.000	+110.000	+110.000
Transportkapazität Anhänger (netto)	kg	900	900	3.500	3.500
Durchschnittliche Transportentfernung	km	200	80	400	160
Durchschnittliche Transportgeschwindigkeit	km/h	50			
Kraftstoffverbrauch – und Kosten		35 l/100km bei 1,2 €/l			
Sonstige Betriebskosten	€/Jahr	50.000			
Jahresfahrleistung	km	100.000			
Personalkosten (Fahrer)	€/Std.	25	35	25	35

Die Konditionierung des Wasserstoffs für den Lkw-Transport erfolgt im Fall der verflüssigten Anlieferung an zentralen Standorten mit entsprechenden Verflüssigern. Leuna ist derzeit der einzige Standort in Deutschland, an dem Wasserstoff verflüssigt wird. Die bestehende und eine weitere in Bau befindliche Anlage haben eine Kapazität von je ca. 5 t pro Tag [13]. Bei steigender Nachfrage nach verflüssigtem Wasserstoff sind Anlagenkapazitäten von 50 t pro Tag und mehr denkbar. Technische und ökonomische Daten zukünftiger Anlagen wurden einem Forschungsbericht entnommen [14]. Die relevantesten Daten sind in Tabelle 6 aufgeführt. Die Kostendaten der kleinen Anlage (2020) wurden mit einem Skalierungsexponenten von 0,7 auf Basis der Großanlage berechnet. Bestehende Verflüssiger weisen einen höheren Strombedarf auf als zukünftige Großanlagen. Daher wurde für heute ein Stromverbrauch von 12 kWh/kg angenommen [15].

Tabelle 6: Technische und ökonomische Daten H₂-Verflüssiger

		2020	2050
Produktionskapazität	t pro Tag	5	50
Investitionskosten	Mio. €	21	105
Betriebs- und Wartungskosten	%	4	4
Strombedarf	kWh/kg	12	7,3
Auslastung	h/yr	7.000	7.000
Abschreibungsdauer	Jahre	20	20

Die Kosten für eine Anlage zur Befüllung von Transportanhängern für gasförmigen Wasserstoff wurden auf Basis von [16] berechnet. Hier werden für eine Abfüllanlage mit 100 Lkw-Stellplätzen Investitionskosten von 61 Mio. € genannt. Diese Zahl wurde mittels eines Skalierungsexponenten von 0,7 nach Bedarf auf andere Größen skaliert. Es wird angenommen, dass sich die Auslastung der Abfüllanlagen von 250 Lkw-Lieferungen pro Jahr und Stellplatz langfristig um 50 % auf 375 Lkw-Lieferungen pro Jahr und Stellplatz erhöht. Der Energiebedarf reduziert sich aufgrund steigender Effizienz der Verdichter von 2,8 auf 2,1 kWh/kg (eigene Berechnung).

4.4.2. Onsite-Elektrolyse

Für die Elektrolyse am Standort der H₂-Tankstelle wird ein flexibler Betrieb von durchschnittlich 12 Stunden pro Tag angenommen. Dies wird durch einen der H₂-Tankstelle zugeordnetem Niederdruckspeicher mit einer Kapazität von 12 Std. Elektrolysebetrieb ermöglicht. Techno-ökonomische Daten der Elektrolyse sind in Kapitel 7.3 genannt.

4.4.3. Pipelineversorgung

Ein H₂-Transport bzw. eine H₂-Verteilung via Pipeline ist vor allem bei größeren Mengen über vergleichsweise kurze Distanzen ökonomisch darstellbar. Dies liegt vor allem daran, dass die Kosten für das Verlegen neuer Pipelines einen gewissen Mindestwert nicht unterschreiten und mit steigender Entfernung nahezu linear ansteigen. Die Mindestkosten für die Verlegung eines Distributionsrohres liegen z.B. bei 350 € pro Meter [17]. Erst ab einer täglichen Transportkapazität von nahezu 20 t_{H₂}, steigt dieser Wert fast linear auf 450 € pro Meter für eine Transportkapazität von 60 t_{H₂}/Tag. Die durchschnittlichen spezifischen Kosten (€/kg) für die Verteilung von Wasserstoff via Pipeline hängen stark von den benötigten Rohrleitungslängen und deren Kapazität und Auslastung ab.

Durchschnittliche spezifische Kosten der Wasserstoffverteilung über ein flächendeckendes Pipelinesystem in Deutschland betragen ca. 0,65 bis 0,94 €/kg [17]. Diese Kosten enthalten den Bau und Betrieb des Rohrleitungssystems ohne Wasserstofferzeugung, Aufbereitung, Speicherung und Tankstelle. Die Kosten teilen sich ungefähr hälftig auf das Transport- und Verteilnetz auf.

Für die drei Szenarien dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die durchschnittlichen Kosten für die regionale H₂-Verteilung via Rohrleitung bei 0,4 €/kg⁸ liegen. Diese Kosten entsprechen in etwa den Durchschnittskosten neuer Rohrleitungen. Die Nutzung bereits bestehender Erdgasleitungen durch entsprechende Umwidmung kann zu geringeren Kosten führen. Daher sollte die Machbarkeit einer vollständigen, teilweisen oder sektionsweisen Umwidmung bestehender Erdgasrohrleitung untersucht werden.

Zu den Kosten für die Wasserstoffverteilung, kommen Kosten für den Wasserstofftransport via Rohrleitung von zentralen Erzeugungs- und Speicheranlagen zu H₂-Hubs in den betrachteten Modellregionen (der Wasserstofftransport zu den H₂-Hubs wird im Rahmen des Energiemodells berücksichtigt, siehe Kapitel 7).

⁸ 0,4 €/kg entsprechen dem mittleren Anteil für das Verteilnetz bei der gegebenen Bandbreite von 0,65 bis 0,94 €/kg [17]

5. Ladeinfrastruktur zur Versorgung von batterieelektrischen Pkw

In diesem Kapitel werden die Anzahl und spezifischen Kosten für Ladepunkte zur Versorgung von batterieelektrischen Pkw thematisiert.

5.1. Anzahl Ladepunkte

Der Bedarf an Ladepunkten für die Stromversorgung von Batterie-Pkw wird in dieser Studie auf Basis der Zahlen der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) ermittelt. Folgende spezifische Bedarfe werden dabei angesetzt [18]:

	Anzahl Ladepunkte	: Anzahl BEV
• Öffentliches Normalladen (AC):	1	: 16,5
• Öffentliches Schnellladen (DC):	1	: 165
• Privates Laden:	1,125	: 1

Die daraus folgende Entwicklung der privaten Ladepunkte in den drei Szenarien ist in Abbildung 9 dargestellt. Die Anzahl an privaten Ladepunkten liegt 2050, abhängig vom Szenario, zwischen 10 und 38 Millionen. Die Anzahl öffentlicher Ladepunkte liegt dann zwischen etwa 0,5 und 2 Millionen für Wechselstrom-ladepunkte (AC) bzw. zwischen 0,05 und 0,2 Millionen für Gleichstrom (DC) Schnellladepunkte.

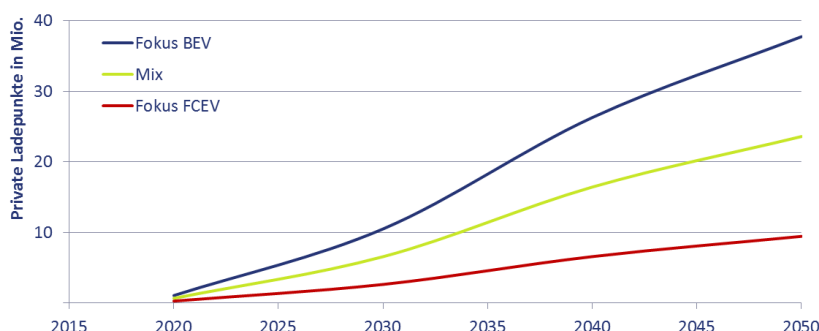


Abbildung 9: Entwicklung der privaten Ladepunkte in den drei Szenarien bis 2050

Die öffentlichen DC-Ladepunkte beinhalten auch die Ladeinfrastruktur entlang der Bundesautobahnen (BAB). Auf Basis des heutigen Autobahnverkehrs und des Anteils der an Autobahntankstellen abgegebenen Benzin- und Dieselmengen kann ein Bedarf von etwa 5.900 Ladepunkten mit je 350 kW (DC) für die Versorgung von 22,5 Millionen Batteriefahrzeugen ermittelt werden [19]. Das entspricht etwa einem Bedarf von einem Ladepunkt (350 kW) je 3.800 BEVs. Dabei sind die längeren Ladezeiten ggü. konventioneller Betankung berücksichtigt.⁹

⁹ Zusätzliche Kapazitäten z.B. zur Versorgung der „Reisewelle“ sind ggf. erforderlich. Dies gilt sowohl für die Lade- als auch die Betankungsinfrastruktur (BEV und FCEV).

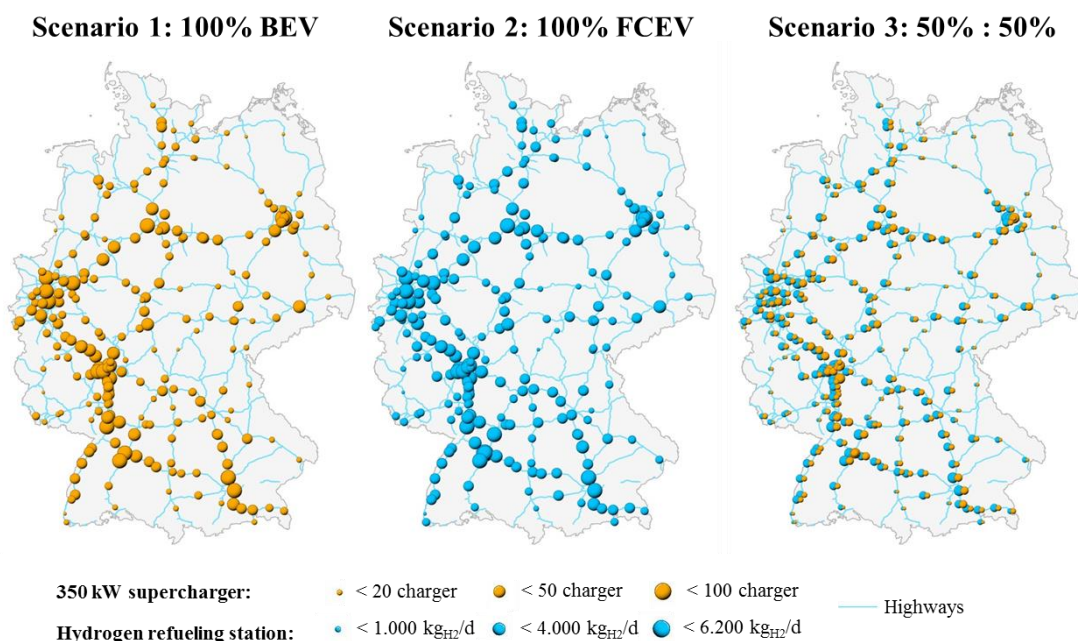


Abbildung 10: Lade- und H₂-Betankungsinfrastruktur entlang der Bundesautobahnen für verschiedene Szenarien [19]

5.2. Kosten für Ladepunkte

Die Investitions- und Betriebskosten für Ladepunkte hängen u.a. vom Ort der Aufstellung und der daraus resultierenden Nutzung (öffentlich, halb-öffentlich, privat), von der jeweiligen Ladeleistung, der Spannungsart (AC oder DC) und Ausstattung (z.B. Abrechnungssystem, Kommunikationsschnittstelle, Display) ab. Hinzu kommen Kosten für die Installation inkl. der Anbindung an das Stromnetz, welche stark von den jeweiligen Rahmenbedingungen abhängig sind [20] [21] [18]. Die in der Literatur angegebenen Werte weisen diesbezüglich relativ große Bandbreiten auf. Als ein weiterer Kostenparameter fallen die jährlichen Betriebskosten (z.B. für die Bezahl- und Abrechnungsfunktion, Wartung und Instandhaltung) vor allem für öffentliche Lademöglichkeiten an. In Tabelle 7 sind die Kostenbestandteile für die Errichtung und den Betrieb von Ladepunkten aus verschiedenen Literaturquellen aufgeführt.

Tabelle 7: Kostenübersicht Ladeinfrastruktur

Lade- punkte	Leistung/Art [kW]	Hardware [€]	Netzanschluss [€]	Planung, Genehmigung [€]	Installation/ Bau [€]	OPEX [€/a]	Quelle
1	> 3,7 (AC)	500 – 1.200	0 - 2.000	500	500	500 (2020)	
2	11/22 (AC)	2.500	0 - 2.000	1.000	2.000	750 (2020)	[22]
1	50 (DC)	15.000 (2020)	5.000 (2020)	1.500 (2020)	3.500 (2020)	1.500 (2020)	
1	Privat			1.800 (2020 – 2025)			[18]
1	AC/DC (Mittelwert)			14.000 (2020 – 2025)			
	150 (DC)	20.000 – 75.000			16.000 – 40.000	900 – 2.000	
	11/22 (AC)	3.000 – 8.000			1.500 – 3.000	0 - 600	[21]
1	Nicht öffentli- cher Ladepunkt		2.200 (2015) – 1.700 (2050)	Hardware, Netzanbindung, Planung, Installation		Keine Be- rücksichtigt	
1	Öffentlich DC Ladepunkt		30.000 (2015) – 21.000 (2050)	Hardware, Netzanbindung, Planung, Installation		9 % der Investitions- kosten	[23]
1	Öffentlich AC Ladepunkt		5.000 (2015) – 3.750 (2050)	Hardware, Netzanbindung, Planung, Installation			
1	22 (AC), öffent- lich		7.500 (2020)	Nutzungsdauer: 15 Jahre		750 (2020)	
8	150 (DC)		509.500	Nutzungsdauer: 15 Jahre			[24]
8	50 (DC)		329.500	Nutzungsdauer: 15 Jahre			
1	Wallbox (privat)		1.650 (2025)	Hardware, Netzanbindung, Installation			
8	150 DC		640.000				[25]

Auf Basis der aufgezeigten Kostenbandbreite werden im Rahmen dieser Studien die in Tabelle 8 aufgeführten Kosten als Mittelwert je Ladepunkt in der jeweiligen Kategorie (Privat, öffentlich AC, öffentlich DC und öffentlich DC an Bundesautobahnen) angesetzt. Diese Kosten werden bis 2050 als konstant angenommen. Zwar ist aufgrund von Lernprozessen und Skaleneffekten von einem Rückgang der Kosten für bestimmte Komponenten auszugehen, es wird jedoch angenommen, dass steigende Ladeleistungen und schwieriger zu erschließende Standorte diesen Effekt weitgehend ausgleichen. Sowohl sinkende [23], als auch steigende [6] Kosten je Ladepunkt können in der Literatur gefunden werden.

Die durchschnittlichen Investitionskosten für öffentliche AC Ladesäulen belaufen sich mit den dargelegten Annahmen auf etwa 450 € je Batteriefahrzeug. Die Investitionskosten für öffentlichen DC Ladesäulen betragen im Durchschnitt 350 €, für private Ladepunkte etwa 1.850 € je Batteriefahrzeug¹⁰. Die Werte liegen damit im Bereich anderer Studien zu diesem Thema (vergleiche z.B. Literatursauswertung in [6]).

¹⁰ Bei 1,125 privaten Ladepunkten je BEV

Um die angesetzte durchschnittliche Investition für private Ladepunkte zu erreichen, sollte vor allem im Bereich von Mehrparteiengebäuden (z.B. mit Tiefgarage) und Garagenhöfen auf eine kosteneffiziente Errichtung der Ladepunkte geachtet werden. Ist z.B. eine Ertüchtigung der vorhandenen oder das Verlegen neuer (privater) Stromleitungen erforderlich, sollten ausreichend Reserven (oder zusätzliche Leerverrohrungen) für die Installation weiterer zu erwartender Ladepunkte vorgesehen werden. Entsprechende Regelungen zur Kostenumlage z.B. innerhalb von Eigentümergemeinschaften müssten dazu entwickelt und gesetzlich verankert werden. Die bereits diskutierten Maßnahmen [26] z.B. Änderungen im Wohneigentums-gesetz (Duldungsanspruch von Ladeinfrastruktur), dem Gebäudeenergiegesetz (Leerverrohrung im Neubau) oder Mietrecht (Zustimmungspflicht des Vermieters) sollten dazu ebenfalls umgesetzt sein.

Tabelle 8: Kostenannahmen für Ladepunkte

Art des Ladepunkts	Investition (Hardware, Netzanbindung, Planung, Installation) [€]	Nut- zungs- dauer [Jahre]	Betriebs- kosten [€/a]	Jährliche Kosten; Abschreibung über Nutzungsdauer + Betriebskosten [€/a]
Privat	1.650	15	0	148
Öffentlich (AC, 11/22 kW)	7.500	15	500	1.175
Öffentlich (DC, 50 kW)	52.500	15	750	5.472
Öffentlich (DC BAB 150kW +)	160.000	15	1.000	15.391

6. Rückwirkungen der Lade- und Betankungsinfrastruktur auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz

In den folgenden Kapiteln werden die Rückwirkungen der Lade- und Betankungsinfrastruktur auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz anhand exemplarischer Netzgebiete betrachtet. Bei den analysierten Netzgebieten handelt es sich um ausgewählte ländliche und städtische Strukturen, deren Parametrisierung sich teilweise an ausgewählten Regionen des Landes Baden-Württembergs und der Freien und Hansestadt Hamburg orientiert.

6.1. Vorgehensweise und Methodik Analyse Verteilnetzausbau

Die Analyse des Verteilnetzausbaubedarfs erfolgte auf Basis umfangreicher simulativer Betrachtungen der zukünftigen Belastungssituationen in den Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen für die beschriebenen grundlegenden Szenarien zur Durchdringung von Elektrofahrzeugen. Dazu wurde ein Szenarienrahmen entwickelt, der sowohl die strukturelle Dimension des Verteilnetzes, als auch die Entwicklungen der energetischen Größen der Bedarfs- und Erzeugungsseite beinhaltet.

Die Untersuchungen der Auswirkungen der Integration der Elektromobilität auf die Verteilnetzstrukturen wurde für exemplarische Regionen in Deutschland durchgeführt, um somit eine Aussage in Hinblick auf Unterschiede in Netzstrukturen ableiten zu können. Die Betrachtung exemplarischer Regionen orientiert sich dabei zum einen am ländlichen bzw. kleinstädtischen Raum, für den ausgewählte Netze aus Baden-Württemberg herangezogen wurden, und zum anderen an einer Großstadt, angelehnt an ausgewählte Netze der Freien und Hansestadt Hamburg. Die erhaltenen Erkenntnisse sind zwar prinzipiell auf ähnliche Netzstrukturen übertragbar, eine individuelle Netzanalyse und -planung ist aber in jedem Fall unverzichtbar und eine Skalierung auf größere Netzstrukturen erfordert ebenfalls weitere Untersuchungen.

Die Methodik zur Analyse des Verteilnetzausbaus (Abbildung 11) wird nachfolgend kurz vorgestellt. In den anschließenden Abschnitten werden die einzelnen Schritte im Detail beschrieben.

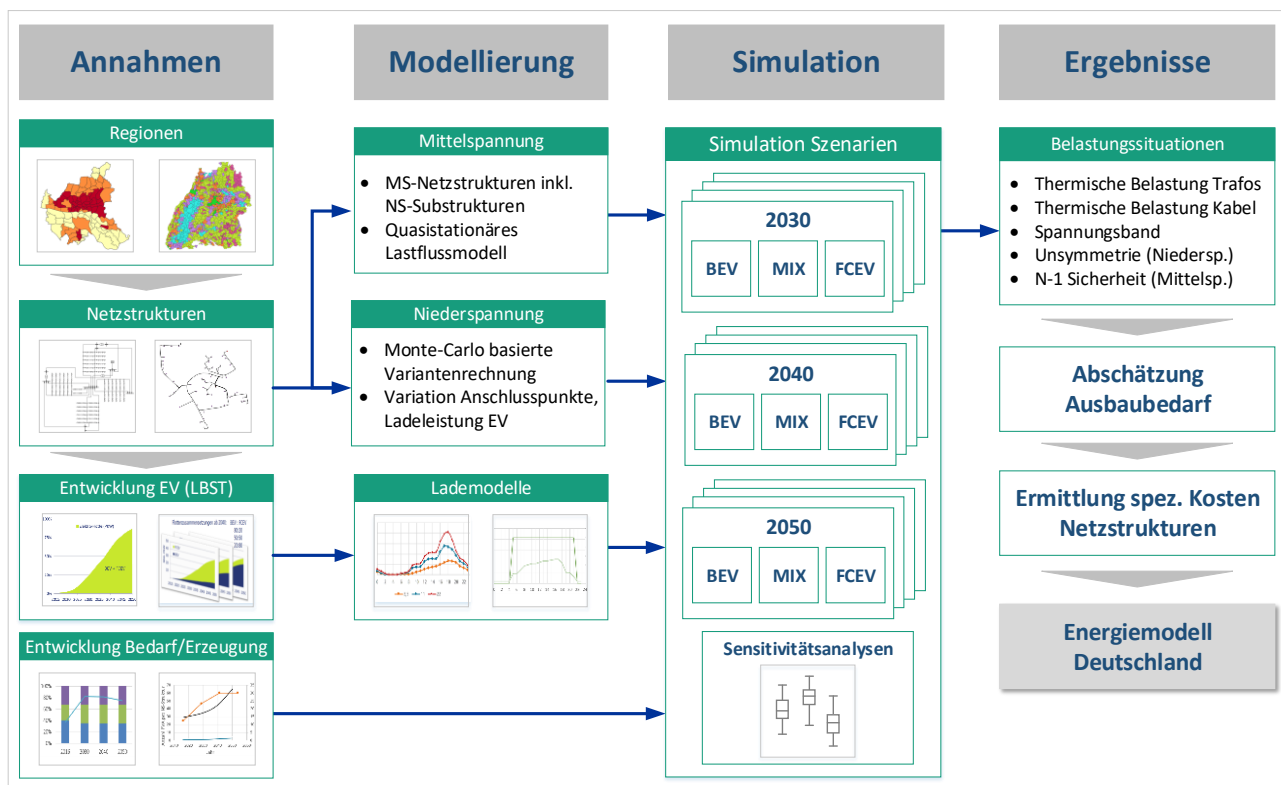


Abbildung 11: Methodik Analyse Verteilnetzausbau

Zur Erstellung der Annahmen für die Verteilnetzsimulationen wurde im ersten Schritt eine umfassende Recherche und Auswertung bereits vorhandener Studien und wissenschaftlicher Veröffentlichungen durchgeführt. In Gesprächen mit den Projektpartnern sowie den Regionen und Beratern wurden diese Annahmen diskutiert.

Die Analyse des Verteilnetzausbaus wurde anhand der Betrachtung ausgewählter Netzgebiete der Nieder- und Mittelspannung durchgeführt. Dazu wurden in einem ersten Schritt Kriterien zu Charakterisierung und Auswahl möglichst unterschiedlicher Netzstrukturen festgelegt. Diese Charakterisierung umfasste sowohl Merkmale wie Siedlungsstruktur und Bevölkerungszahl als auch Kenngrößen hinsichtlich der Erzeugungsstruktur auf Basis erneuerbarer Energien. Es wurde eine Auswahl entsprechender Versorgungsgebiete erarbeitet und die jeweiligen Gemeinden bzw. die zuständigen Energieversorger in die Studie einbezogen. [27] [28] [29] [30]

Auf Basis dieser ausgewählten Versorgungsgebiete wurde anschließend die Modellierung der Stromverteilungsnetze durchgeführt. Die Modellierung der in dieser Studie betrachteten Versorgungssysteme erfolgte mittels einer Synthese aus den Basisreferenznetzen für die Nieder- und Mittelspannungsebene. Anhand von geobasierten Informationen, strukturellen Daten aus Veröffentlichungen von Netzbetreibern, dem EEG-Anlagenregister und statistischen Daten (z.B. Zensus, statistische Jahrbücher) wurden die qualitativen Referenznetzstrukturen hinsichtlich ihrer Parameter wie z.B. Leitungslängen, Anschlussleistungen und Verteilungsschlüssel der Kundengruppen adaptiert. Der Modellierungsansatz erlaubt es, die Modellierungstiefe bezüglich der Spannungsebenen in den einzelnen Regionen flexibel zu gestalten.

Die Methodik zur Erstellung struktureller Netzmodelle sowie die Parametrierung und Auswertung der Simulationen wurden in Gesprächen mit Regionenvertretern wie auch im Beirat erläutert.

Für die Untersuchungen der Auswirkungen verschiedener Durchdringungsszenarien auf die Niederspannungsebene wurde ein Monte-Carlo basierter Ansatz verwendet. Dabei werden in den jeweiligen Niederspannungsnetzen die für die Stützjahre angenommenen Batteriefahrzeuge (BEV) hinsichtlich ihres Anschlussortes und der Ladeleistungen variiert und somit eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der Belastungssituationen ermittelt. Für die Modellierung der Mittelspannungsstrukturen wurde ein zeitreihenbasierter Ansatz gewählt, der die Belastungssituation über die jeweiligen Stützjahre in 15-Minuten Auflösung ermittelte.

Den Schwerpunkt der Arbeiten zur Analyse des Verteilnetzausbaus stellte die Simulation der Szenarien dar. Dazu wurden die Untersuchungen für alle ausgewählten Nieder- und Mittelspannungsstrukturen in den Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Stützjahre 2030, 2040 sowie 2050 durchgeführt. Zusätzlich erfolgte eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich verschiedener Eingangsgrößen der Simulation.

Als Ergebnis der Verteilnetzanalyse wurden die Belastungssituationen der verschiedenen Netzstrukturen im Szenarienrahmen anhand der relevanten technischen Kenngrößen des Betriebs von Verteilnetzen bewertet. Diese stellen die thermische Belastung der Transformatoren und Kabel, das Spannungsband, die Unsymmetrie (nur in der Niederspannung) und das (N-1)-Kriterium (nur in der Mittelspannung) dar. Basierend darauf erfolgte eine Abschätzung des Ausbau- bzw. Ertüchtigungsbedarfs der untersuchten Netzstrukturen. Dies stellte die Grundlage für die abschließende Ermittlung der spezifischen Kosten für den Ausbau in den jeweiligen Netzstrukturen dar, die an die Kostenbetrachtung im Rahmen des Energiemodells Deutschland übergeben wurde.

6.2. Auswahl der Netzgebiete

Wie bereits beschrieben, wurde die Modellierung der Stromnetze für ausgewählte Netze ländlicher Gebiete in Baden-Württemberg sowie für Gebiete einer Großstadt (Hamburg) durchgeführt. Eine genauere Beschreibung des Vorgehens erfolgt in den nachfolgenden Ausführungen.

6.2.1. Typregion „Land“

Für die Analysen ländlicher Gebiete wurden für die Typregion „Land“ in Abstimmung mit Netze BW eine Kriterienliste zur Auswahl der entsprechenden Versorgungsgebiete diskutiert.

Zunächst wurden die Niederspannungsstrukturen in Baden-Württemberg durch eine Klassifizierung der Gemeinden hinsichtlich unterschiedlicher Kennwerte wie beispielsweise Bevölkerungsdichte, Siedlungsfläche und Verkehrsfläche klassifiziert. Daraus wurden sechs Klassen abgeleitet:

- L1 und L2: ländliche Gebiete
- KS1 und KS2: Kleinstädte
- VS: Vorstadt
- GS: Großstadt

Abbildung 12 stellt die Klassifizierung der Netzgebiete zur Identifizierung der Niederspannungsstrukturen in Baden-Württemberg dar.

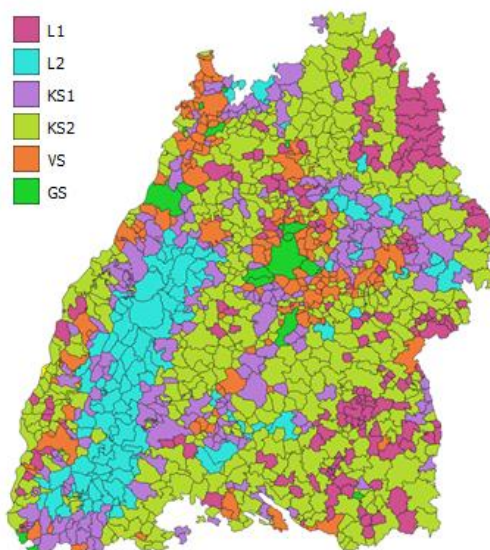


Abbildung 12: Klassifizierung der ländlichen Netzgebiete zur Identifizierung der NS-Strukturen

Aufgrund der Fokussierung der Analysen auf den ländlichen Raum sind innerhalb Baden-Württembergs lediglich die Klassen L1, L2, KS1 und KS2 für die weiteren Betrachtungen innerhalb dieser Studie relevant. Die Auswahl der Netzstrukturen der einzelnen Strukturklassen erfolgte anhand bereitgestellter Netzdaten des regionalen Netzbetreibers Netze BW. Innerhalb des Simulationsrahmens der Verteilnetzanalyse wurde keine Anpassung der Strukturen des verwendeten Verteilnetzes für die Zukunft angenommen.

Innerhalb der Simulationen werden Netzmodelle für die Klassen L1, L2, KS1 und KS2 verwendet. Diese sind in Abbildung 13 dargestellt.

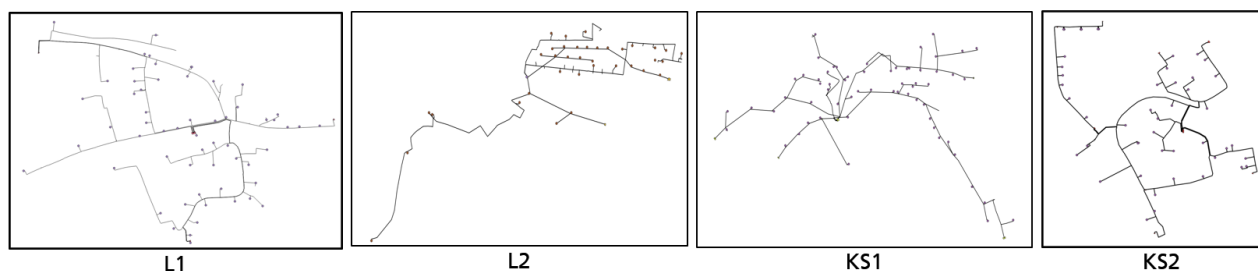


Abbildung 13: Ausgewählte Netzmodelle der Typregion „Land“

Die Netzstrukturen versorgen in eher ländlich geprägten Kleinstädten sowie Gemeinden mit bis zu 102 Wohneinheiten weniger Verbraucher als die Strukturen des innerstädtischen Gebietes. Dabei zeigen die Leitungslängen mit über 2 km Gesamtlänge eine große räumliche Ausbreitung der Netze mit langen Kabelabgängen. Hierin unterscheiden sich die Regionen „Kleinstädtisch“ und „Ländlich“ in der Netzregion. Die ländlichen Regionen weisen längere Kabelstrecken zwischen den Hausanschlüssen auf und die Länge einzelner Abgänge steigt im Vergleich von bis maximal 380 m in kleinstädtischen bis hin zu mehr als 500 m in den ländlichen Strukturen an. Die einzelnen Siedlungsstrukturen unterscheiden sich weiterhin in der mittleren Leistung der Wohneinheiten sowie der Bevölkerungsdichte.

Auch auf Mittelspannungsebene wurden die Gemeinden Baden-Württembergs klassifiziert. Dies geschah unter anderem unter Berücksichtigung der installierten Leistung von Anlagen zur Produktion erneuerbarer

Energie (EEA), bestehend aus Photovoltaik- (PVA), Biomasse- (BMA) und Windenergie-Anlagen (WEA). Es wurden sechs Klassen gebildet:

- RG: Ländliche Gebiete / Kleinstädte mit niedriger installierter Leistung aus EEA
- IND: Ländliche Gebiete / Kleinstädte mit niedrig installierter Leistung aus EEA mit industriellen Lasten
- STA: städtisch / vorstädtisch
- WEA: KS Städte mit dominierender installierter Leistung aus WEA
- PVA: Ländliche Gebiete / Kleinstädte mit dominierender installierter Leistung aus PVA und industrielle / gewerbliche Gebiete
- BMA: KS mit dominierender installierter Leistung aus BMA

Gebiete der Klassifizierung STA (städtisch/vorstädtisch) wurden innerhalb der Analysen Baden-Württembergischer Regionen nicht betrachtet, da diese charakteristischen Netzstrukturen bereits durch die Untersuchung der Typregion „Großstadt“ abgedeckt sind.

Die Klassifizierung der Netzgebiete zur Identifizierung der MS-Strukturen in Baden-Württemberg ist in Abbildung 14 dargestellt.

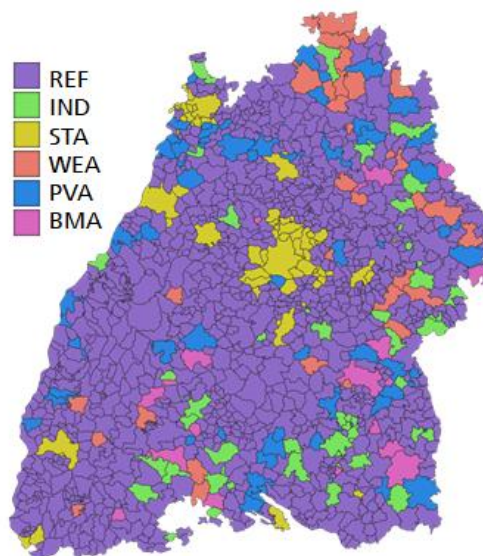


Abbildung 14: Klassifizierung der ländlichen Netzgebiete zur Identifizierung der MS-Strukturen

Anhand der Klassifizierungen auf NS- und MS-Ebene wurden vier Regionen für die beispielhafte Simulation der jeweiligen strukturellen Versorgungsgebiete identifiziert. Für diese Regionen wurden seitens Netze BW die vorhandenen Netzdaten übergeben. Die Regionen sind in Tabelle 9 zusammengefasst.

Tabelle 9: Auswahl der betrachteten Netze Baden-Württemberg

Klasse	Last	MS-Struktur	NS-Struktur	Repräsentatives Gebiet
Kleinstädtisch (inst. Leistung aus PVA und WEA)	Haushalt und Gewerbe	REF	KS1, L1	Neufra
Kleinstädtisch (inst. Leistung aus PVA)	Gewerbe, Industrie und Haushalte	PVA	KS2, L2	Leutkirch im Allgäu
Ländlich (mit industriellen Lasten)	Haushalt und Industrie	IND	L1	Kißlegg
Ländlich (inst. Leistung aus WEA)	Haushalt und Gewerbe	WEA	L1	Königheim

Als Vorbereitung der Simulationen erfolgte ebenfalls die Fortschreibung statistischer Kennzahlen sowie der Energienachfrage unter Berücksichtigung der Effizienzentwicklung beim Stromverbrauch. Zur Abbildung der zukünftigen Lastentwicklung wurden die sektorspezifischen Verbrauchsprognosen aus dem Netzentwicklungsplan 2030 hinzugezogen. Um zukünftige Versorgungsstrukturen darstellen zu können, wurde die Entwicklung der Erzeugungstechnologien sowie des Energieverbrauchs für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 betrachtet. Insgesamt wurde für das Jahr 2050 von einer Senkung des Gesamtenergieverbrauchs von 13 % im Vergleich zum Jahr 2015 ausgegangen. Diese Entwicklung ist in Tabelle 10 dargestellt. Der Effizienzfaktor charakterisiert hierbei die Senkung des Energieverbrauchs im Vergleich zum Basisjahr 2015. Der Effizienzfaktor wird sowohl für das ländliche, als auch für das innerstädtische Gebiet als konstant angenommen.

Tabelle 10: Entwicklung des Gesamtenergieverbrauchs

	2030	2040	2050
Verbrauch konventionelle Lasten	476,511	44312	41513
Effizienzfaktoren %	2,5	7,5	13,4

Die Verteilung der Pkw wurde über die betrachteten Jahren als konstant im Vergleich zum derzeitigen Bestand angenommen und lediglich das Verhältnis von BEV und FCEV, wie in Kapitel 2 beschrieben, sowie die Ladeleistungen (1p - 3,7kW, 3p – 11kW und 3p – 22kW) in den Szenarien variiert.

Für die Netzsimulationen auf der Niederspannungsebene wurden auf Grundlage bestehender Daten Referenznetze der unterschiedlichen Klassen verwendet. Für die Auswertungen wurden drei Lastsituationen mit hohem, mittlerem und niedrigem Verbrauch aus konventionellen Lasten definiert und Monte-Carlo Simulationen mit 5.000 Verteilungsvarianten hinsichtlich Anschlussort und Ladeleistung je Szenario durchgeführt. Eine detailliertere Beschreibung der Methodik erfolgt in Kapitel 6.4.

6.2.2. Typregion „Großstadt“

Für die Analysen ausgewählter Netzgebiete wurde für die Typregion „Großstadt“ eine Kriterienliste zur Auswahl der entsprechenden Versorgungsgebiete erstellt.

Wie auch für Baden-Württemberg, wurden für Hamburg relevante Studien sowie Daten des Statistischen Amtes und der Netzentwicklungsplan 2030 als Basis für die Methodik verwendet.

Zunächst wurden die Niederspannungsstrukturen in Hamburg durch ein Clustering der Stadtteile hinsichtlich unterschiedlicher Kennwerte wie beispielsweise Anzahl Gebäude, Wohneinheiten pro Hausanschluss

¹¹ Szenario B 2030 des NEP 2030 [41]

¹² Entwicklung Stromnachfrage in Deutschland (Basisszenario) [69]

¹³ Entwicklung Stromnachfrage in Deutschland (Basisszenario) [32] und [68]

und maximaler Pkw-Anzahl pro Hausanschluss in drei Strukturtypen (städtisch, vorstädtisch und Peripherie) eingeteilt und die Relation der Stadtgebiete zum jeweiligen UW ermittelt.

Die Klassifizierung der großstädtischen Netzgebiete zur Identifizierung der NS-Strukturen in Hamburg ist in Abbildung 15 dargestellt.

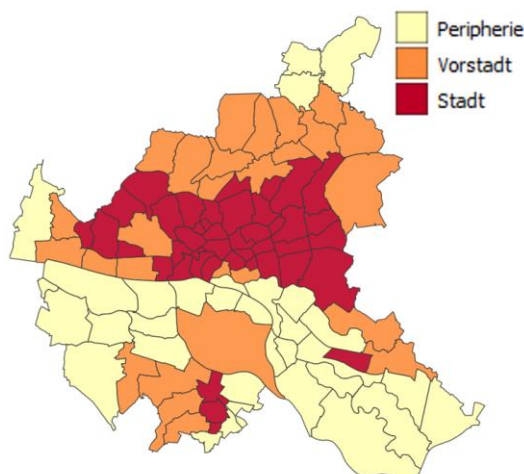


Abbildung 15: Klassifizierung des großstädtischen Netzgebietes zur Identifizierung der NS-Strukturen

Innerhalb der Simulationen wurden Netzmodelle der Niederspannungsebene für eine städtische und vorstädtische Netzstruktur sowie für eine Struktur der Peripherie verwendet. Diese wurden durch die Stromnetze Hamburg zur Verfügung gestellt und kamen bereits im Rahmen anderer Studien zum Einsatz. Die Netze sind in Abbildung 16 dargestellt.

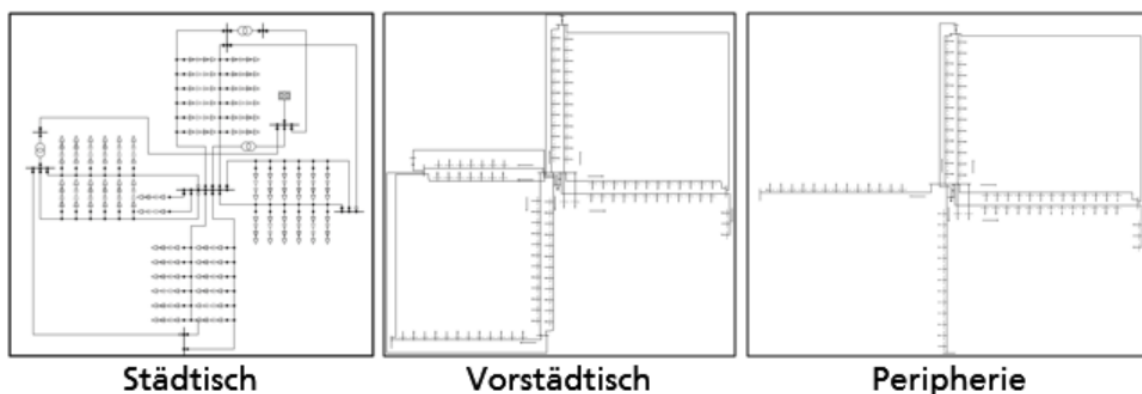


Abbildung 16: Ausgewählte Netzmodelle der großstädtischen Typregion

Die unterschiedlichen Strukturen enthalten charakteristische Kennwerte, die sich aus der geographischen Lage und der Bevölkerungsdichte ergeben. So zeigen städtische Netzregionen eine hohe Bevölkerungsdichte mit niedriger Leitungslänge und geringerem Knotenabstand zwischen den Hausanschlüssen. Die Referenzstruktur „städtisch“ zeigt typische Charakteristika der innerstädtischen Strukturen. Die Wohnhäuser sind ausschließlich Mehrfamilienhäuser mit mehr als zwei Wohneinheiten. Außerdem weist jeder Gebäudeanschluss eine Gewerbeeinheit auf. Die Anzahl der PV-Anlagen ist im Vergleich zu anderen Regionen geringer.

Die Referenzstruktur „Vorstädtisch“ bildet hingegen ein Mischszenario aus Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern ab.

Das Netzgebiet der Typregion „Großstadt“ ist im Wesentlichen durch städtische Gebiete unterschiedlicher Ausprägung bestimmt. Die Bezeichnung des Referenznetzes „Peripherie“ ist daher im Kontext eines Stadtgebietes eher als Randgebiet zu sehen. Diese Region weist eine große räumliche Ausdehnung auf und ist ausschließlich durch Ein- und Zweifamilienhäuser charakterisiert. Im Vergleich der Netzregionen weist die „Peripherie“ als nahezu reines Wohngebiet, die geringste Anzahl an Gewerbeeinheiten auf, wohingegen die Anzahl der PV-Anlagen deutlich ansteigt.

Auch auf Mittelspannungsebene wurden die Stadtteile Hamburgs klassifiziert. Die Referenzstrukturen der MS-Netze in Hamburg wurden hierbei hinsichtlich der mittleren Länge ihrer Abgänge in kurz, mittel und lang unterteilt. Dadurch wurden fünf Klassen gebildet:

- LD1: Städtische Peripherie mit hoher Einspeisung EE
- LD2: Städtische Peripherie mit mittlerer Einspeisung EE
- VS1: Vorstädtisch mit hoher Einspeisung EE und Industrie
- VS2: Vorstädtisch mit geringer Einspeisung EE
- ST: Städtisch

Die Klassifizierung der Netzgebiete zur Identifizierung der MS-Strukturen in Hamburg ist in Abbildung 17 dargestellt.

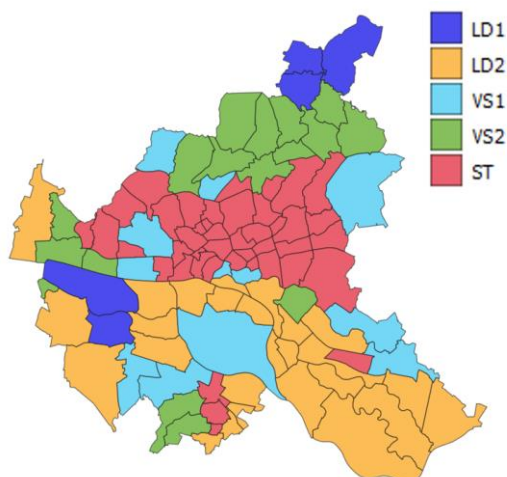


Abbildung 17: Klassifizierung des großstädtischen Netzgebietes zur Identifizierung der MS-Strukturen

Anhand der Klassifizierungen auf NS- und MS-Ebene wurden fünf Stadtgebiete identifiziert, die beispielhaft für die jeweiligen strukturellen Versorgungsgebiete, wie beispielsweise ein vorstädtisches Gebiet mit geringer Einspeisung von EE-Anlagen, simuliert wurden. Diese Auswahl ist in Tabelle 11 zusammengefasst.

Tabelle 11: Auswahl der betrachteten Netze Typregion „Großstadt“

Klasse	Last	MS-Abgang	NS-Struktur	Repräsentatives Gebiet
Peripherie (hohe Einspeisung EE)	Haushalt und kleine Gewerbe	Lang	Ländlich	Neugraben- Fischbeck- Harburg
Peripherie (mittlere Einspeisung EE)	Haushalt und kleine Gewerbe	Lang	Ländlich	Wohldorf- Ohlstedt- Wandsbek
Industriell/ Vorstädtisch (hohe Einspeisung EE)	Industrie, Haushalte und kleine Gewerbe	Mittel	Vorstädtisch	Wilhelmsburg- Mitte
Vorstädtisch (geringe Einspeisung EE)	Haushalt und Gewerbe	Mittel	Vorstädtisch	Niendorf- Elmsbüttel
Städtisch	Haushalt und Gewerbe	Kurz	Städtisch	Barmbek Süd- Hamburg Nord

Die Fortschreibung der Kennzahlen für die Stützjahre erfolgte anhand der bereits beschriebenen Vorgehensweise. Die Anzahl der Pkw wurde für ganz Hamburg für das Jahr 2015 mit 761.655 festgelegt und es wurde von einer Reduzierung um 10 % für das Jahr 2050 ausgegangen. Das Verhältnis von BEV und FCEV sowie die Ladeleistungen (1p - 3,7kW, 3p – 11kW und 3p – 22kW) wurden in den Szenarien variiert. Die Ladeprofile für BEV wurden unter Berücksichtigung des Mobilitätsverhaltens, also der Nutzungshäufigkeit sowie der gefahrenen Distanz pro Tag, erstellt.

Wie bereits in Abbildung 11 dargestellt, wurden sowohl für die bereitgestellten Daten aus der Region Baden-Württemberg als auch aus der Region Hamburg die gesamten Netzstrukturen der Niederspannungsebene betrachtet und Jahresprofile je nach Strukturtyp für die Stützjahre sowie BEV- und FCEV-Szenarien erstellt. Anschließend wurden Lastzeitreihen für die Simulationen der Mittelspannungsebene erstellt und sowohl Parameter der Mittelspannungsebene wie Anschlusspunkte, Ladepunkte BEV und Last- und Erzeugungsstrukturen sowie die Lastsituation der Niederspannungsebene variiert. Ergebnis der Verteilnetzanalyse ist die Bewertung der Belastungssituationen der verschiedenen Netzstrukturen im Szenarienrahmen anhand der relevanten technischen Kenngrößen des Betriebs von Verteilnetzen, d.h. Belastung der Transformatoren und Kabel, Spannungsband, Unsymmetrie (nur in der Niederspannung) und (N-1)-Kriterium (nur in der Mittelspannung).

6.3. Annahmen Simulation Verteilnetz

Die Modellierung des Verteilnetzes in der Nieder- und Mittelspannungsebene stützte sich auf mehrere Grundannahmen bezüglich der vorhandenen Verkehrs- und Ladeinfrastruktur typischer urbaner und ländlicher Versorgungsgebiete.

6.3.1. Niederspannung

In der Niederspannungsebene ist die Modellierung der Ladeinfrastruktur sehr stark vom Anteil privater Parkplätze abhängig. Der Anteil privat genutzter Parkplätze wurde abhängig von der Bewohnerstruktur auf 95 % für Ein- und Zweifamilienhäuser sowie auf 30 % für Mehrfamilienhäuser geschätzt. Dies bedeutet, dass nahezu alle Bewohner von Ein- und Zweifamilienhäusern und lediglich etwa ein Drittel der Bewohner aus Mehrfamilienhäusern einen privaten Parkplatz nutzen. Bezüglich privater Stellplätze wurde von einer flächendeckenden Ausstattung mit Ladepunkten ausgegangen. Basierend auf den Zahlen der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) wurde der Durchdringungsgrad von Ladestationen für öffentliche Stellplätze mit einem Verhältnis von 1:16,5 (AC-Laden) bzw. 1:165 (DC-Laden) sowie für private Stellplätze mit 1,125:1 angenommen. Der Bestand an BEVs und FCEVs in Deutschland beträgt bis 2050 40 Million Pkw (Kapitel 3). Der davon auf Baden-Württemberg entfallende Anteil entspricht dem Anteil des heutigen Pkw Be-

stands. Für Hamburg wurde, als ein Ergebnis der Regionengespräche, ein zusätzlicher Fahrzeugrückgang von 10 % bis 2050 als Folge eines geänderten Mobilitätsverhaltens angenommen. Als zusätzliche Modellierungsanforderungen wurde für die Region Hamburg die maximal auftretende Transformatorleistung auf 50 % der installierten Leistung begrenzt und die Wirkleistung der Lasten mit durchschnittlich 5 kW simuliert.

Aus den oben genannten Anforderungen leiten sich die in Tabelle 12 aufgelisteten Verteilungsschlüssel für die Ladeleistungen der Ladestufen 3,7 kW, 11 kW und 22 kW in den Zielszenarien 2030, 2040 und 2050 ab. Es wird angenommen, dass Ladepunkte mit 3,7 kW über die Jahre um ca. 9 % leicht zurückgehen und durch einen zunehmenden Anteil von 11 kW sowie in einem geringen Ausmaß durch 22 kW Ladepunkte kompensiert werden.

Tabelle 12: Verteilung der Ladeleistung (nach [30] [31] [32])

Verteilung der Ladeleistung Ladeleistung	Jahr			
	2018	2030	2040	2050
3.7 kW	74,0 %	71,3 %	67,4 %	64,8 %
11 kW	17,0 %	19,0 %	22,8 %	25,2 %
22 kW	9,0 %	9,7 %	9,8 %	10,0 %

Ergänzend zu Tabelle 12 zeigt Tabelle 13 die Aufteilung der Ladeverhalten in „Nur Zuhause“, also eine ausschließliche Ladung der privaten Fahrzeuge an heimischen Ladestationen, und „Arbeit & Zuhause“, wobei Fahrzeuge sowohl Zuhause, als auch während der Arbeitszeit am Arbeitsplatz geladen werden.

Tabelle 13: Anteil der Elektrofahrzeuge nach Ladeverhalten

Anteil der EV nach Ladeverhalten	2018	2030	2040	2050
Nur Zuhause	98 %	90 %	85 %	80 %
Arbeit+Zuhause	2 %	10 %	15 %	20 %

Diese Aufteilung wurde auf Basis eigener Abschätzungen erstellt und mit Vertretern der Regionen diskutiert. Für den Zeitraum von 2018 bis 2050 ergibt sich demnach eine starke Verschiebung von „Nur Zuhause“ auf „Arbeit & Zuhause“. Innerhalb dieser Aufteilung wird lediglich das private Laden in der Niederspannungsebene betrachtet.

Aufbauend auf den Arbeiten von [29] wurden für die Modellierung der Fahrzeugflotte als maßgebliche Einflüsse der Gleichzeitigkeitsfaktor sowie die Ladekurve berücksichtigt. Die Gleichzeitigkeitsfaktoren liegen aus [29] bis zu einer Gesamtmenge von 500 Elektrofahrzeugen mit zusätzlicher Unterscheidung der Ladeleistung vor. Dies verbessert im Rahmen dieser Studie die Abschätzung der Spitzenlast zur Berechnung der Betriebsmittelbelastung. Für alle drei betrachteten Ladeleistungen in der Niederspannungsebene (3,7 kW, 11kW und 22kW) kann bis zu einer Anzahl von ca. 100 Batteriefahrzeugen eine starke Abnahme des Gleichzeitigkeitsfaktors bei wachsender Fahrzeugzahl beobachtet werden (siehe Abbildung 18).

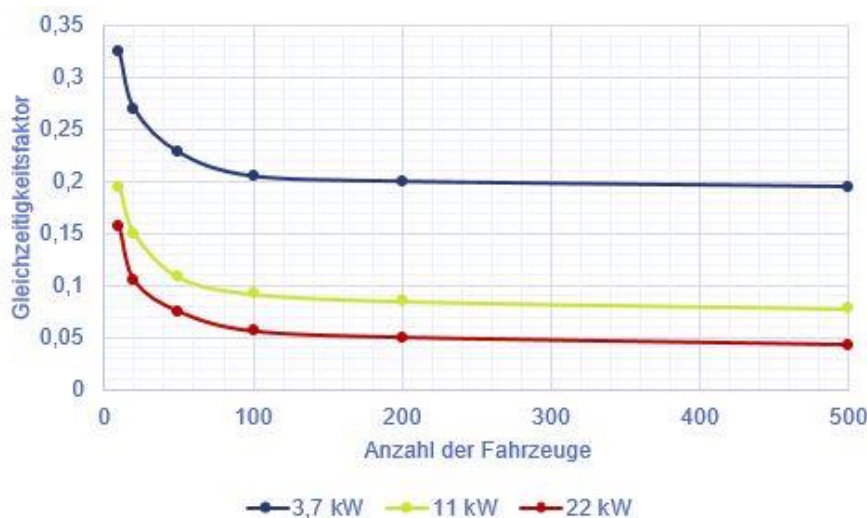


Abbildung 18: Gleichzeitigkeitsfaktor nach Ladeleistung (nach [29])

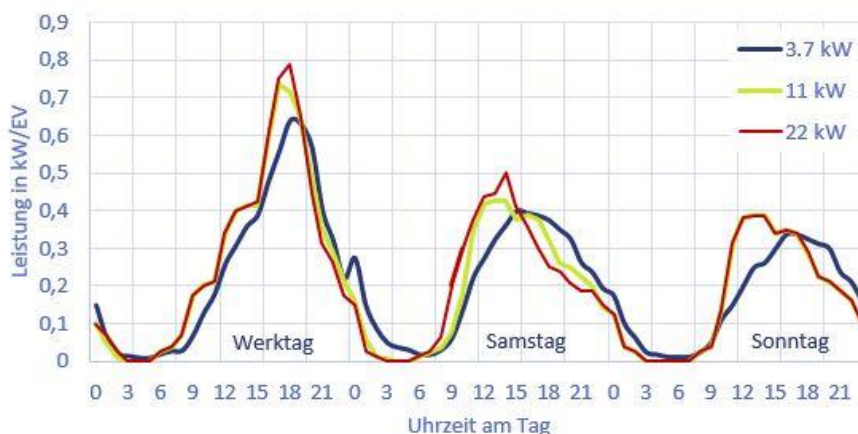


Abbildung 19: Mittlere Ladekurve der Batteriefahrzeuge von Erwerbstätigen in Abhängigkeit der Ladeleistung (nach [29])

Abbildung 19 zeigt den zeitlichen Verlauf der Ladekurven je Elektrofahrzeug für die 3,7 kW, 11 kW und 22 kW Beladung für drei Wochentage (Werktag, Samstag und Sonntag) des Ladetyps „Nur Zuhause“. Die nur an Werktagen auftretende Spitzenlast erreicht im Fall der 22 kW Beladung ca. 0,7 kW je Elektrofahrzeug und liegt damit etwas höher als im Vergleich zur 11 kW Beladung. Die hohe Ladezeit bei einphasigem Anschluss (3,7 kW Beladung) führte darüber hinaus zu einer einstündigen Verschiebung der Spitzenlast.

Mit Kenntnis der sensitiven Einflussgrößen Gleichzeitigkeitsfaktor und Ladekurve, konnten für die Niederspannungsnetze Beispielflotten erstellt werden (siehe Abbildung 20).

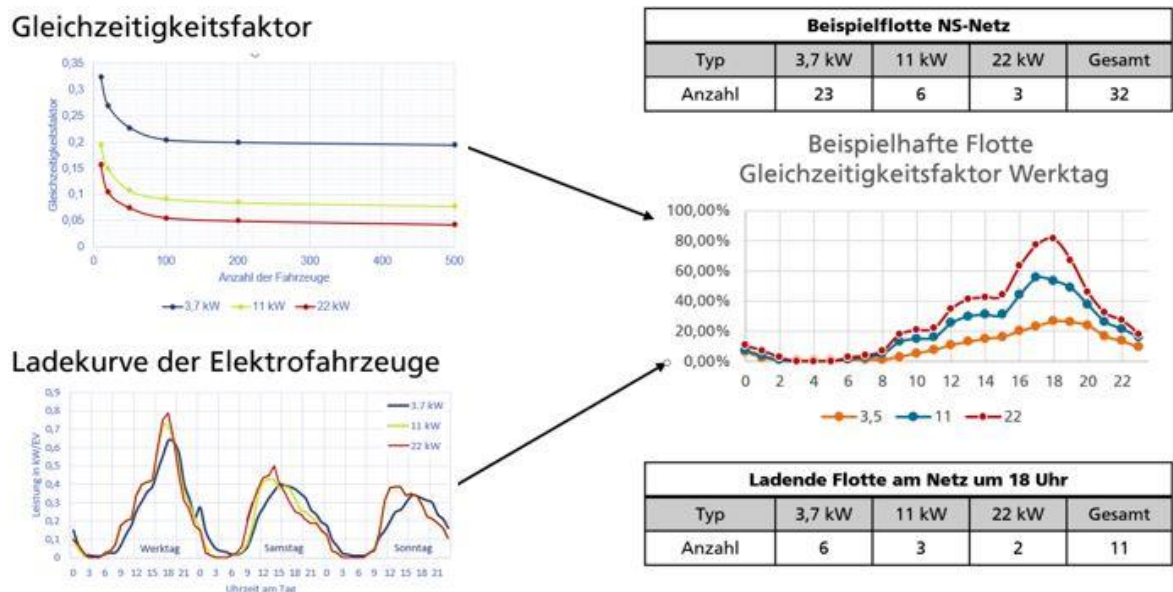


Abbildung 20: Vorgehen zur Ermittlung der ladenden Flotten

6.3.2. Mittelspannung

Bei den Simulationen der Mittelspannungsebene wurden, wie bereits im Vorfeld beschrieben, sieben ausgewählte Netzstrukturen untersucht, in denen unterschiedliche Unterstrukturen typischer Gewerbe- und Industriegebiete integriert wurden. Als zentrale Einflussparameter wurde die Erzeuger- und Verbraucher- verteilung in Form regenerativer Einspeisung wie Photovoltaik, Windenergie oder Biomasse sowie Haushalts-, Gewerbe- und Industrielasten variiert. Zusätzlich wurden unterschiedliche, zukünftige Entwicklungspfade für Batteriefahrzeuge (z.B. Fahrzeugflotten, Ladestationen) sowie für die Wasserstoffversorgung berücksichtigt. Die Auswertung der Stützjahre 2030, 2040 und 2050 erfolgte auf Basis quasi-dynamischer Simulationen der gesamten Jahresverläufe in 15-Minuten Auflösung unter Nutzung von BDEW-Standardlastprofilen für konventionelle Verbraucher sowie Lastprofilen für Elektrofahrzeuge auf der Basis der Untersuchungen in [29] und Wasserstofftankstellen basierend auf konventionellen Betankungsprofilen.

Abbildung 21 zeigt exemplarisch den Netzausschnitt einer Gewerbestruktur mit ringförmiger Netztopologie und 36 Einzelgewerben / Gewerbeanschlüssen. Die typische Parametrierung bzw. Verbrauchskonfiguration gewerblicher Netzstrukturen ist in Tabelle 14 dargestellt. So wurde von einem jährlichen Durchschnittsverbrauch für Einzelgewerbe von ca. 10 MWh sowie einem kumulierten Jahresendverbrauch je Gewerbestruktur von ca. 381 MWh ausgegangen.

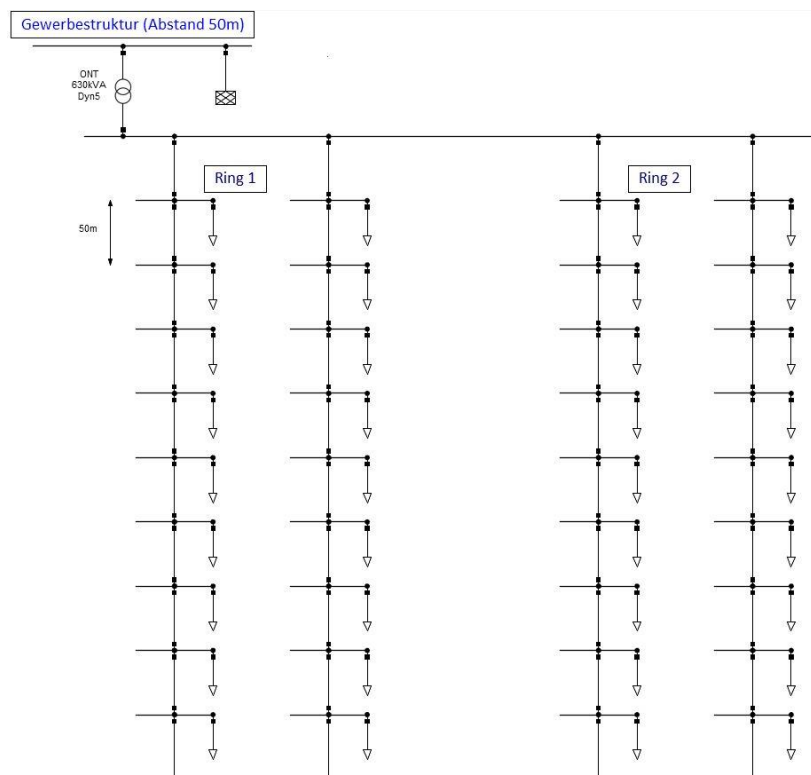


Abbildung 21: Netzausschnitt einer Gewerbestruktur mit ringförmiger Netztopologie

Tabelle 14: Parametrierung gewerblicher Netzstrukturen

Kenngroße	Einheit	Wert	Quelle
Parametrierung Gewerbe			
Jährlicher Verbrauch je Gewerbe	kWh/a	10600	[33], [34]
Spitzenlast je Gewerbe	kW	2,5	G0-Profil
Gewerbe je Struktur	Anzahl	36	[33], [34]
Jährlicher Verbrauch je Struktur	kWh/a	381600	
Spitzenlast je Struktur	kW	90	
Tätige Personen	Anzahl	23	[35] – GHD und Industrie
- davon mit Pkw	%	65	[36]
Fuhrpark Gewerbe	Anzahl	3,9	
- Pkw	Anzahl	1,9	[37]
- Lieferwagen	Anzahl	2	(90 %-Quantil)
- Lkw	Anzahl	0	

In jedem Szenario entsprach der Anteil an Batteriefahrzeugen der gewerblich genutzten Flotte dem des privaten Batteriefahrzeugbestandes. Während der Hauptbeschäftigungszeiten wurden die Ladezeiten auf mehrere Fahrzeuge verteilt unter Annahme einer Beladung mit 11 kW sowie einer konstanten Anzahl privater Fahrzeuge der Arbeitnehmer.

Abbildung 22 und Abbildung 23 zeigen die Tagesverläufe des Gleichzeitigkeitsfaktors für die Beladung privat sowie gewerblicher genutzter Elektrofahrzeuge an Werktagen.

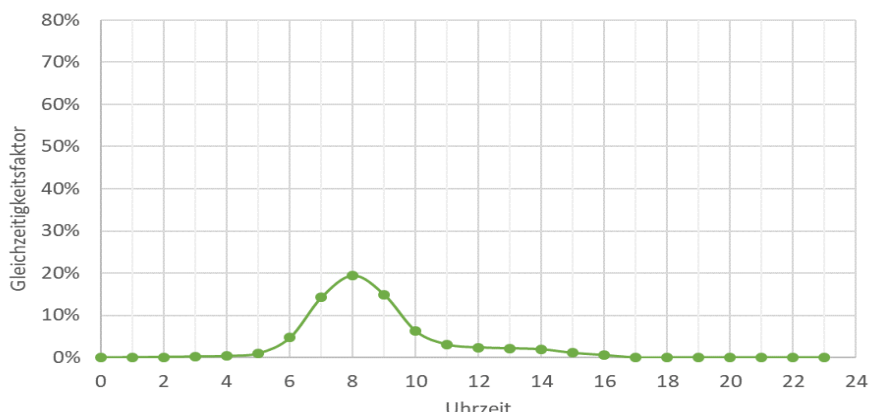


Abbildung 22: Tagesverlauf Gleichzeitigkeitsfaktor "Laden auf Arbeit" [29]

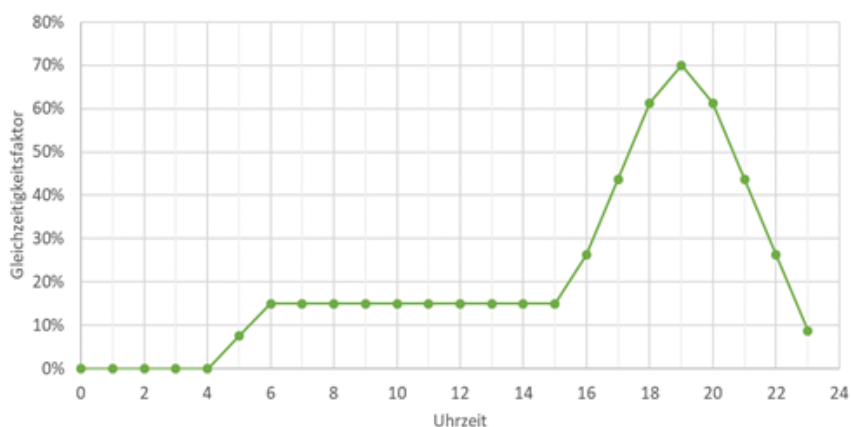


Abbildung 23: Tagesverlauf Gleichzeitigkeitsfaktor Ladung gewerblicher Fahrzeuge [38]

Industriell geprägte Netzstrukturen wurden nach Abbildung 24 über vier unterschiedliche Industrieeinheiten modelliert. Annahmen zu Ladeprofilen und Ladeleistungen wurden von der Modellierung der Gewerbestrukturen übernommen.

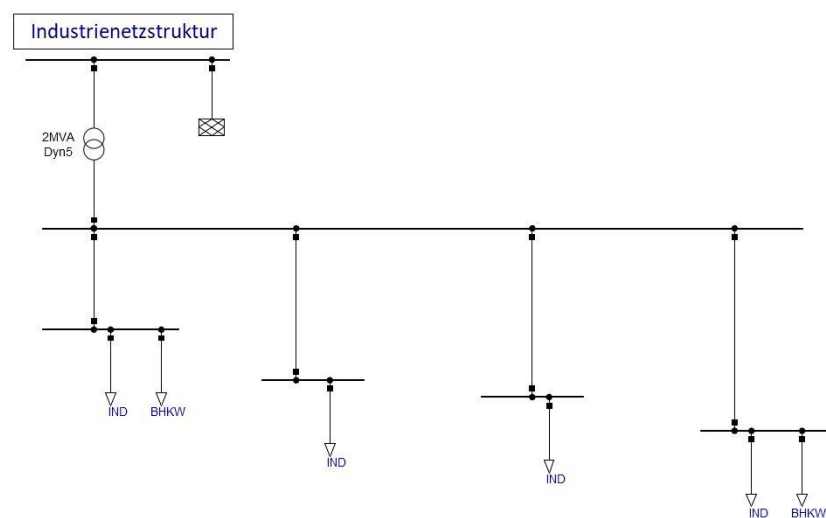


Abbildung 24: Netzausschnitt einer Industriestruktur

Die typische Parametrierung bzw. Verbrauchskonfiguration industrieller Netzstrukturen ist in Tabelle 15 aufgelistet. Im Gegensatz zur gewerblichen Netzstruktur ist der durchschnittliche Jahresverbrauchswert mit ca. 600 MWh je Industrieeinheit bzw. 2.400 MWh für die gesamte Netzstruktur deutlich höher. Dies geht einher mit einer gleichzeitigen, starken Zunahme der Spitzenlasten auf über 360 kW je Industrieeinheit.

Tabelle 15: Parametrierung industrieller Netzstrukturen

Kenngröße	Einheit	Wert	Quelle
Parametrierung Industrie			
Jährlicher Verbrauch je Industrie	MWh/a	600	[37] (Expected Value)
Spitzenlast je Industrie	kW	366,75	G0-Profil
Industrie je Struktur	Anzahl	4	[33], [34]
Jährlicher Verbrauch je Struktur	MWh/a	2400	
Spitzenlast je Struktur	kW	1467	
Tätige Personen	Anzahl	100	
- davon mit Pkw	%	65	[36]
Fuhrpark Gewerbe	Anzahl	26,2	[37] (90 %-Quantil)

Für alle sieben Netzstrukturen wurde die gleiche Verteilung der Ladesäulen angenommen. Die Anzahl genutzter, öffentlicher Ladepunkte sowie Schnellladepunkte wurde in Anlehnung an [39] mit 1:16,5 bzw. 1:165 Elektrofahrzeugen festgelegt. Für jede Ladestation wurden zwei Ladepunkte mit 22 kW_{AC} sowie ein Schnellladepunkt mit 50 kW_{DC} angenommen. Den zeitlichen Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors für Schnellladestationen in Anlehnung an [40] zeigt nachfolgend Abbildung 25.

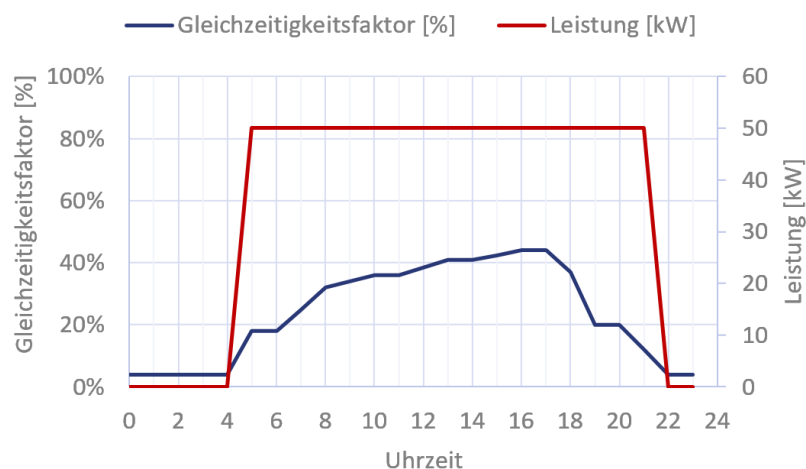


Abbildung 25: Gleichzeitigkeitsfaktor der Schnellladestationen [40]

6.3.3. Entwicklung der erneuerbaren Energieanlagen

Wesentliche Einflussfaktoren für die Bewertung der Integration von Elektrofahrzeugen sind die installierte Leistung und Verteilung von EE-Anlagen in Verteilnetzen. Diese können die maximale Auslastung der Betriebsmittel und somit die Übertragungskapazität des Netzes signifikant beeinflussen.

Der Ausbau von EE-Anlagen hängt u.a. von politischen, technischen und ökologischen Zielen jedes einzelnen Bundeslandes ab. Tabelle 16 fasst die prognostizierte installierte Leistung nach Erzeugungstechnologie für die drei betrachteten Jahre in Deutschland zusammen.

Tabelle 16: Installierte Leistung (GW) nach Erzeugungstechnologie (nach [41], [42]¹⁴)

Erzeugungstechnologie	2016	2030	2050
Wind Onshore	46,2	69,5	170
Wind Offshore	4,1	15	59
Photovoltaik	40,5	68,3	55
Biomasse	7,3	6,2	7
Laufwasser	4,1	4,1	6
sonstige Erneuerbare	0,5	0,5	0,5

Die regionale Verteilung der installierten Leistung je Erzeugungstechnologie wird in Tabelle 17 zusammengefasst. Die Hochrechnung berücksichtigt hierbei verschiedene Einflussfaktoren, wie das Potenzial der Ressourcen und Ausbauszenarien, die sich aufgrund unterschiedlicher politischer Zielsetzungen verändern können.

¹⁴ Für das Jahr 2030 entsprechen die Werte dem Szenario B 2030 des Netzentwicklungsplanes

Tabelle 17: Installierte Leistung nach Erzeugungstechnologie in Baden-Württemberg und Hamburg (nach [42], [43])

Installierte Leistung [GW]	Bundes-land	2018	2030	2040	2050
WEA	BW	2,6	5,4	7,9	9,2
	HH	0,06	0,1	0,1	0,1
BMA	BW	0,9	0,5	0,5	0,5
	HH	0,05	0,1	0,1	0,1
PVA	BW	5,4	11,0	15,4	20,6
	HH	0,04	0,2	0,2	0,2
Wasserkraft	BW	0,9	0,9	0,9	0,9
	HH	0,01	-	-	-

Die Aufteilung der Anlagen auf betrachtete Gebiete, beziehungsweise Stadtteile für Hamburg und Gemeinden in Baden-Württemberg, basiert auf der Ermittlung gebietsscharfer Regionalisierungsfaktoren (RF) nach der Methodik in [44]. Der verwendete RF für ein spezifisches Gebiet basiert auf der installierten Leistung der Technologien. Die prognostizierte Zubauleistung im Gebiet wird anhand des Produkts der prognostizierten Leistung in der Region P_R und mit dem gebietsscharfen Regionalisierungsfaktor RF_i berechnet.

6.3.4. Flexibilitätsoptionen

Der Fokus der Untersuchungen innerhalb dieser Studie lag in der Analyse der Auswirkungen von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw auf das Verteilnetz. Hierbei wurden mögliche weitere Flexibilitätsoptionen, wie der Einsatz von Speichern, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sowie spezielle Ladestrategien von Elektrofahrzeugen und –flotten nicht betrachtet, da in diesen Bereichen eine Vielzahl möglicher technologischer Ausprägungen vorliegen und keine verallgemeinerbare Aussage möglich ist. Zudem sollte damit im Rahmen der Studie eine verursacherscharfe Zuordnung der quantitativen Auswirkungen der Integration von Elektrofahrzeugen erreicht und die Überlagerungen mit Effekten anderer Technologien vermieden werden.

Um jedoch die Sensitivität der Durchdringung von Wärmepumpen und des Lademanagements darzustellen, wird der Einfluss beider Faktoren im Kapitel Sensitivitätsanalyse betrachtet.

6.4. Ergebnisse Simulationen Verteilnetzausbau

In dieser Studie wurde für die Analysen der Niederspannungsnetze ein Ansatz auf Basis umfangreicher Monte-Carlo-Simulationen verwendet, während die Simulationen der Mittelspannungsnetze durch Analyse und quasi-dynamische Simulationen der Jahreslastgänge erfolgte.

Mittels Monte-Carlo-Simulation wurden die Auswirkungen der Integration von Elektrofahrzeugen auf Verteilnetze unter Variation der Anschlusspunkte (siehe Abbildung 26) ermittelt. Als Folge der höheren Sensitivität bei der Wahl der Anschlusspunkte im Verhältnis zur Gesamtlast im Niederspannungsnetz gegenüber dem Mittelspannungsnetz wurden für die beiden Netzebenen unterschiedliche Methoden zur Analyse und Simulation eingesetzt.

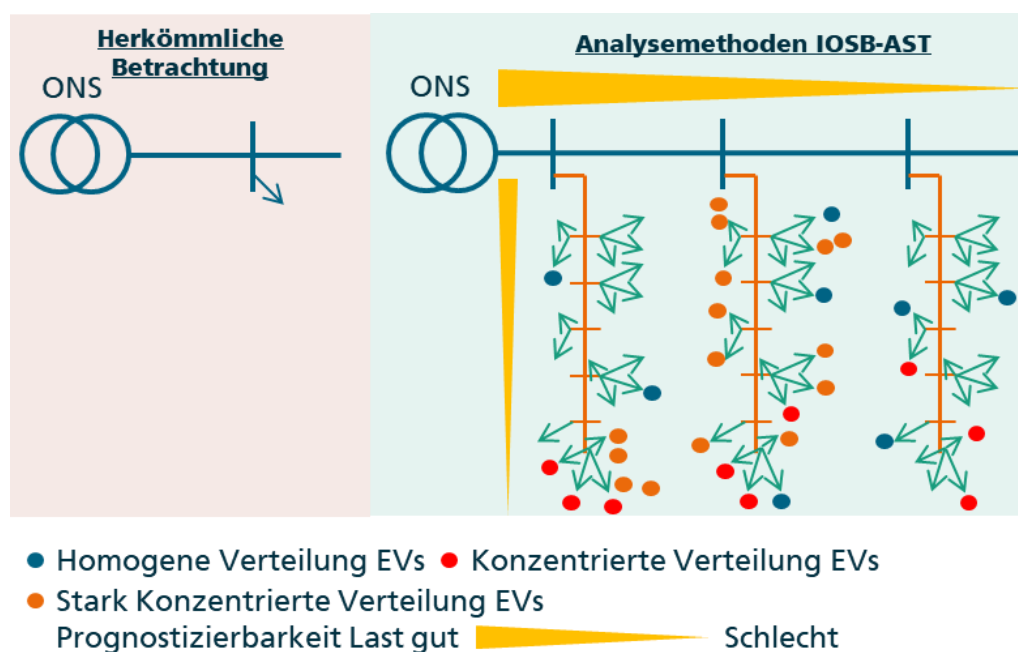


Abbildung 26: Methodik der Monte-Carlo-Simulation

Durch die Monte-Carlo-Simulation wurden vier statistische Bewertungskriterien ermittelt, um die Belastungssituation der verschiedenen Netzstrukturen für eine bestimmte Ladeinfrastruktur darzustellen. Die hierfür verwendeten Bewertungskriterien sind in verschiedenen Normen (z.B. VDE 50160) definiert und in Tabelle 18 dargestellt.

Tabelle 18: Bewertungskriterien für Niederspannungsnetze

Leistungskriterium	Normaler Betriebsbereich	Anmerkung
Spannungsband	$\pm 10 \%$ ($\pm 8 \%$)	Einige Versorgungsunternehmen legen strenge Einschränkungen fest um die Spannungsqualität am Anschluss sicherzustellen.
Unsymmetrie	$< 2 \%$	Verhältnis zwischen positiver und negativer Sequenz
Belastung Kabel und Transformatoren	$< 100 \%$ ($< 60 \%$)	Technisch müssen die Betriebsbereiche unterhalb des Nennbereichs liegen. Einige Versorgungsunternehmen halten Sicherheitsbereiche ein, andere Versorgungsunternehmen halten eine Spanne ein.

Auf dieser Basis kann die statistische Verteilung der Bewertungskriterien für eine repräsentative Anzahl der möglichen Variationen der Anschlusspunkte ermittelt werden. Anhand der Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulationen wurden die kritischen Betriebsmittel und die Wahrscheinlichkeit für eine Verletzung der Bewertungskriterien abgeschätzt.

Als Eingänge für die Simulationen dienten drei Stützstellen innerhalb des Tageslastgangs, die hinsichtlich der Erzeugungs- und Verbrauchssituation eine Worst-Case-Konstellation darstellen. Diese Zeitpunkte sind in Tabelle 19 aufgeführt.

Tabelle 19: Stützstellen des Tageslastgangs für MC-Simulation

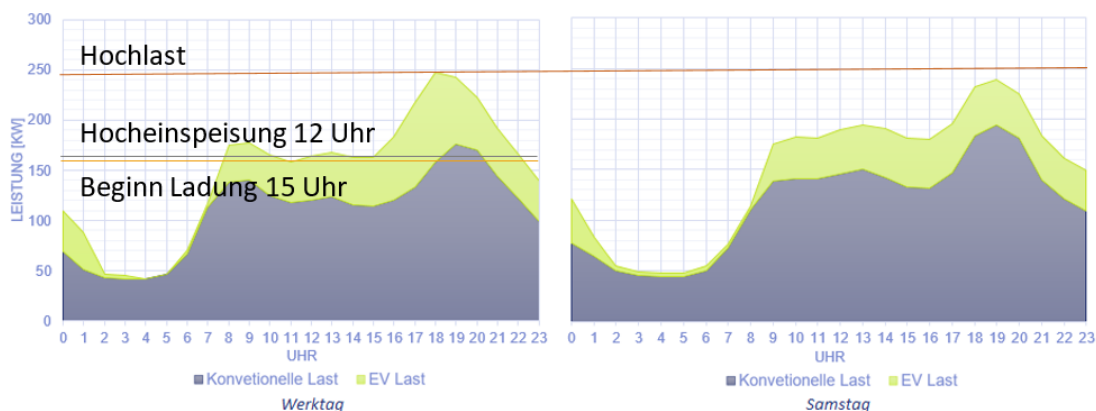
Zeitpunkt	Charakteristik
12 / 13 Uhr	Zeitpunkt der höchsten Einspeisung aus PV
15 Uhr	Beginn des Ladezeitraumes der Elektrofahrzeuge. ¹⁵
18 / 19 Uhr	Zeitpunkt der Höchstlast aus konventionellen Verbrauchern und Ladung von Elektrofahrzeugen

Abbildung 27 stellt ausgewählte Simulationszeiten für eine Kleinstadt unter Berücksichtigung der Gesamtleistung am Netz im Szenario Fokus BEV dar.

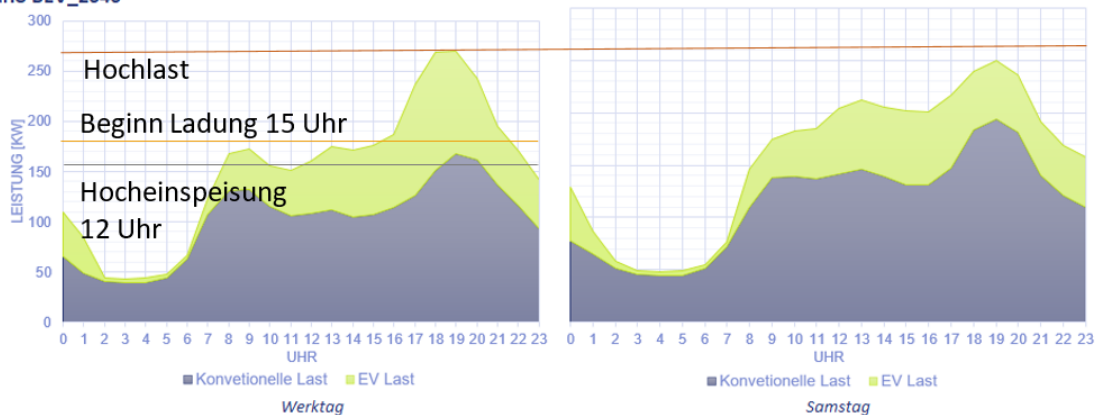
Für das Jahr 2030 wurden durch die höhere Last konventioneller Verbraucher am Samstag ähnliche Zeitpunkte der Höchstlast wie an Werktagen und Samstagen verzeichnet, obwohl die Anzahl der geladenen Elektrofahrzeuge nur 60 % der Ladungen an Werktagen entspricht. In den Jahren 2040 und 2050 tritt die Höchstlast aufgrund des Zuwachses der Batteriefahrzeuge im Netz allerdings an Werktagen zwischen 18 und 19 Uhr auf.

¹⁵ Nach [4] zeigt das Verhalten der Ladung, dass die Personen zu Hause eintrafen und mit der Ladung ihrer Batteriefahrzeuge begannen.

Szenario BEV_2030



Szenario BEV_2040



Szenario BEV_2050

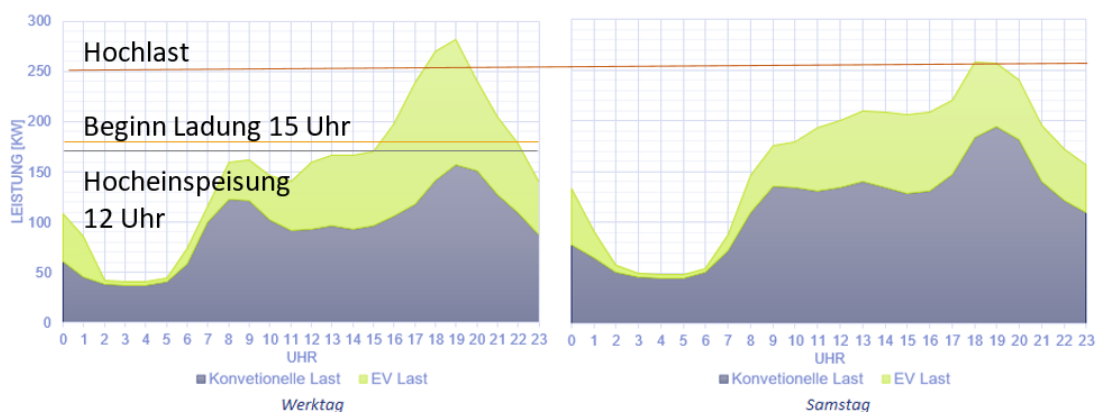


Abbildung 27: Auswahl der Simulationszeiten

Die Hochlastsituation wurde als Basis für die Ermittlung der kritischen Betriebsmittel und Verletzungswahrscheinlichkeiten in den Niederspannungsnetzen verwendet. Anhand des Planungsansatzes, diente die Hochlastsituation zur Ermittlung der freien Kapazitäten der Betriebsmittel bzw. der Kabel und Transformatoren sowie zur Analyse unzulässiger Spannungsunterschreitungen und des maximalen Unsymmetriefehlers.

Szenarien wurden innerhalb der Untersuchungen als kritisch eingestuft, wenn die Verletzungswahrscheinlichkeit aus einem oder mehreren Bewertungskriterien 30 % überstieg. Da jede Monte-Carlo-Simulation

insgesamt 5.000 Variationen der Anschlusspunkte behandelte, bedeutet dies, dass für mehr als 1.500 Variationen, dies entspricht 30 % der Simulationen, ein Leistungskriterium verletzt wird. Mit der Fixierung der Verletzungswahrscheinlichkeit auf 30 % wurde die maximale Netzkapazität begrenzt, wodurch abgeleitet werden konnte in welchen Stützjahren Maßnahmen zur Netzverstärkung bzw. Netzteilung nach VDE 50160 erforderlich sind. Eine beispielhafte Erstellung eines kritischen Szenarios ist in Abbildung 28 dargestellt.

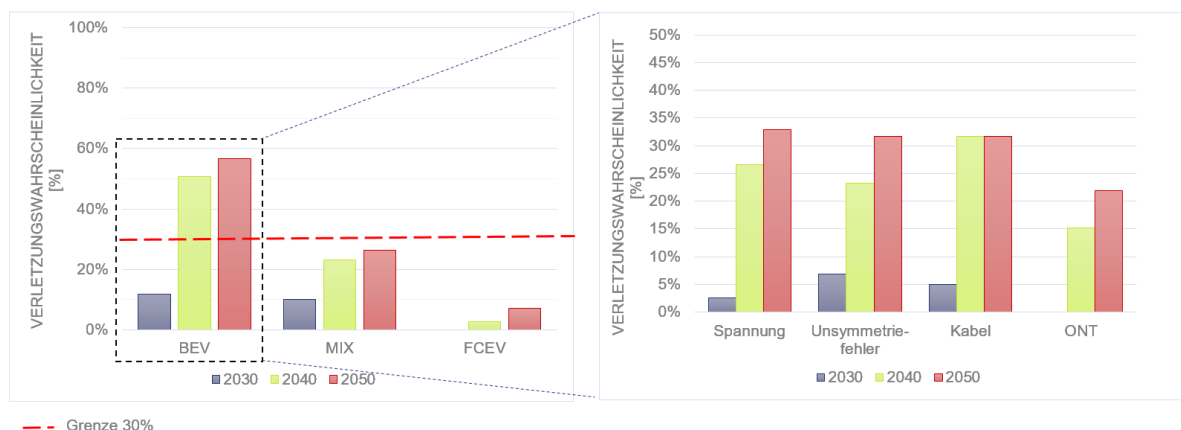


Abbildung 28: Erstellung eines kritischen Szenarios anhand des Verletzungswahrscheinlichkeitskriteriums

In dieser Studie kamen für die Analysen der Mittelspannungsnetze quasi-stationäre Simulationen der Jahreslastgänge der Stützjahre 2030, 2040 und 2050 in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten zum Einsatz. Mit der quasi-stationären Simulation bietet die im Rahmen der Untersuchung verwendete Netzberechnungssoftware, eine Funktion zur Ausführung von Mittel- bis Langzeitsimulationen. Mehrere Lastflussberechnungen wurden hierbei mit benutzerdefinierten Zeitschrittweiten durchgeführt.

Im Gegensatz zu den Auswertungen der Niederspannungsnetze, wurde für die Mittelspannungsnetze nicht die Verletzung der Unsymmetrie als Leistungskriterium ausgewertet, sondern das sogenannte „N-1“-Kriterium. Hierbei handelt es sich um einen Ansatz aus der Netzplanung, dem zufolge die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleiben muss, wenn eine Komponente, wie z.B. eine Leitung oder ein Transformator ausfällt oder abgeschaltet wird.

6.4.1. Typregion „Großstadt“

6.4.1.1. Ergebnisse der Simulation der Niederspannung

Die Ergebnisse der Simulationen für die Typregion „Großstadt“ sind zwar prinzipiell auf Gebiete mit vergleichbaren Netzstrukturen übertragbar. Inwiefern die drei unter Verwendung der Daten aus dem Stadtgebiet Hamburg festgelegten Strukturen „Stadt“ (HH_ST), „Vorstadt“ (HH_VS) sowie „Peripherie“ (HH_LD) aber tatsächlich repräsentativ für entsprechende Siedlungsstrukturen sind, konnte im Rahmen der Studie nicht geprüft werden. Vor einer Übertragung der Ergebnisse auf größere Netzgebiete müssen daher weitere Analysen durchgeführt werden.

Die folgende Tabelle 20 zeigt die wesentlichen Kennzahlen der ausgewählten Topologien, wie auch die Parametrierungen der Elektromobilität und erneuerbaren Einspeisung.

Tabelle 20: Kennzahlen der Referenznetze in der Typregion "Großstadt"

Topologie	Einheit	HH_ST	HH_VS	HH_LD
Gesamte Kabellänge	m	760	2200	3600
Knoten-Knoten Abstand	m	126	300	500
Hausanschlüsse	Anzahl	50	103	83
Kabelverteiler	Anzahl	1	2	2
Abstand HA-HA	m	18	23	42
Verbundene Ortsnetzstationen	Anzahl	3	2	1

Transformatoren	Einheit	HH_ST	HH_VS	HH_LD
Transformator Nennleistung Gesamt	kVA	1890	1260	630
Verhältnis Grundlast / Nennleistung im Spitzenlastfall	%	50	50	50

Verbrauch	Einheit	HH_ST	HH_VS	HH_LD
Anzahl Gewerbe	Anzahl	50	20	13
Anzahl Wohnungen pro Hausanschluss	Anzahl	8	3	2
Anzahl Wohnungen pro Netz	Anzahl	400	309	166
Max. Leistung pro Wohngebäude	kVA	18,9	5,88	3,9
Max. Leistung pro Wohnung	kVA	2,36	1,76	1,95

Elektrofahrzeuge	Einheit	HH_ST	HH_VS	HH_LD
Anzahl E-Fahrzeuge pro Hausanschluss	Anzahl	3	2	2
Installierte E-Fahrzeuge	Anzahl	150	206	166
E-Fahrzeug / Wohneinheit	Anzahl	0,375	0,667	1,000
Anschlusspunkt der Ladesäule	Privat oder Halböffentlich			

Erzeugung - PV-Anlagen	Einheit	HH_ST	HH_VS	HH_LD
Durchdringung in Wohngebäude	%	1,45	2,46	9,05
Anzahl Anlagen – 2030	Anzahl	5	7	15
Durchdringung in Wohngebäude	%	1,58	2,79	9,93
Anzahl Anlagen – 2040	Anzahl	6	8	16
Durchdringung in Wohngebäude	%	1,70	3,00	10,80
Anzahl Anlagen – 2050	Anzahl	7	9	17
Int. Leistung der neue PV-Anlagen	kWp	13,6	13,6	13,6

Die drei so beschriebenen Niederspannungsnetzstrukturen zeigen charakteristische Kennwerte, die sich aus der geographischen Lage und der Bevölkerungsdichte ergeben. So zeigen städtische Netzregionen eine hohe Bevölkerungsdichte mit niedriger Leitungslänge. Dabei ist der Knotenabstand zwischen den Hausanschlüssen geringer und die Anzahl der Wohneinheiten je Hausanschluss höher als in anderen Netzregionen. Die Referenzstruktur „Stadt“ zeigt typische Charakteristika innerstädtischer Strukturen. Die Wohnhäuser sind ausschließlich Mehrfamilienhäuser mit mehr als zwei Wohneinheiten. Weiterhin weist jeder Gebäudeanschluss eine Gewerbeeinheit auf. Die Anzahl der PV-Anlagen ist im Vergleich zu anderen Regionen geringer. Die Bezeichnung des Referenznetzes „Peripherie“ ist daher im Kontext eines Stadtgebietes als Randgebiet zu sehen. Diese Region weist eine große räumliche Ausdehnung auf und ist ausschließlich durch Ein- und Zweifamilienhäuser geprägt. Durch längere Arbeitswege sowie eine geringere Anbindung an öffentliche Verkehrsmittel steigt die Anzahl der Fahrzeuge pro Wohneinheit (im Vergleich zu

„städtischen“ Gebieten) deutlich an, wodurch die Gesamtzahl der Pkw trotz sinkenden Einwohnerzahlen ansteigt. Im Vergleich der Netzregionen weist das Gebiet „Peripherie“, als nahezu reines Wohngebiet, die geringste Anzahl an Gewerbeeinheiten auf, wohingegen die Anzahl der PV-Anlagen deutlich ansteigt. Die Referenzstruktur „Vorstadt“ bildet ein Mischszenario aus Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern ab.

In der Abbildung 29 sind die Kennzahlen der drei Referenzstrukturen für die Typregion „Großstadt“ in einer Übersicht dargestellt. Dabei ist jeweils der höchste Kennwert die Referenz für die Darstellung der anderen Netzregionen.

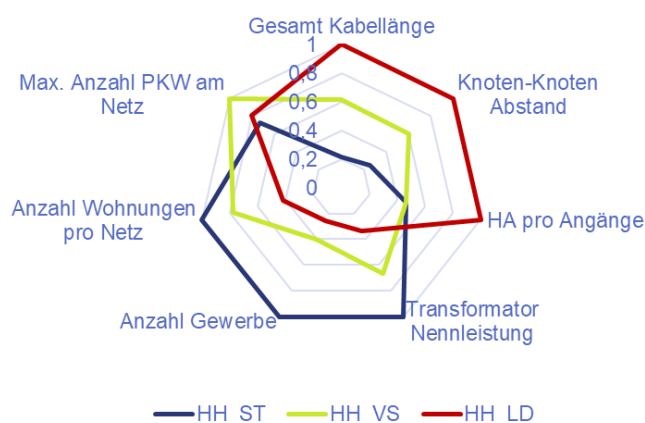


Abbildung 29: Vergleich der Kennzahlen der Referenzstrukturen Niederspannung Hamburg

Die Ergebnisse der Untersuchungen im Niederspannungsbereich sind im Folgenden, nach den Bewertungskriterien aufgeschlüsselt, beschrieben.

Ergebnisse Transformatorbelastung

Die Transformatorbelastung ist eine Betriebsmittelgrenze, die sich aus der maximalen thermischen Belastung des Transformators ergibt. Dauerhafte Überschreitungen der Belastungsgrenze kann zu physischen Schäden am Betriebsmittel und zu Versorgungsausfällen führen. Daher wird im Rahmen dieser Untersuchungen die Transformatorbelastung der Szenarien aufgenommen, um Aussagen bezüglich der Belastungsentwicklung treffen zu können. In Abbildung 30 bis Abbildung 32 sind nachfolgend für den Hochlastfall die ermittelten Auslastungsgrade aus den Monte-Carlo-Simulationen in den Referenznetzen und Szenarien dargestellt. Die Gebiete „Stadt“ sowie „Vorstadt“ werden über jeweils drei bzw. zwei Transformatoren gespeist, die unterschiedliche Bereiche der Netzstrukturen ergeben. Topologiebedingt entstehen dabei unterschiedliche Auslastungsgrade der Transformatoren. In den Grafiken ist zusätzlich zur mittleren Auslastung auch die höchste Belastung eines der im Netz befindlichen Transformatoren eingezeichnet.



Abbildung 30: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz HH_ST



Abbildung 31: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz HH_VS

Die Ergebnisse zeigen, dass aufgrund der angenommenen Flottenentwicklung in den Szenarien nur in wenigen Simulationsfällen eine Überlastung der Transformatoren eintritt. In den Referenznetzen HH_ST und HH_VS ist die Netzlast auf Basis konventioneller Verbraucher sechsmal höher als die Belastungen durch Batteriefahrzeuge. Damit dominiert die herkömmliche Belastung in den Netzen und infolge einer angenommenen Effizienzsteigerung der Verbraucher von 13 % sinkt die Auslastung des Transformators über die Jahre 2040 und 2050 in beiden Netzregionen.

Im vorstädtischen Referenznetz HH_VS ist die höchste Anzahl an Batteriefahrzeugen vorhanden. Daraus folgt innerhalb der drei Referenznetze der höchste Anstieg der Transformatorbelastung. Die Belastungs-

grenze wird im Szenario Fokus BEV im Jahr 2030 in einigen wenigen Simulationen überschritten. Allerdings liegt die Verletzungswahrscheinlichkeit unter einem Prozent der gerechneten Varianten.



Abbildung 32: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz HH_LD

Die Netzregion HH_LD zeigt eine deutliche Sensitivität bezüglich der Zunahme der Elektromobilität im Szenario Fokus BEV. Durch die geringe Einwohnerdichte und die daraus resultierende geringe konventionellen Stromnachfrage kann die dort angenommene Effizienzsteigerung die zunehmende Belastung durch Batteriefahrzeuge nicht ausgleichen. In der Folge kommt es zu einer sehr deutlichen Erhöhung der Transformatorauslastung. Allerdings treten, bei den getroffenen Annahmen, in keiner Betrachtungsvariante kritische Belastungssituationen von >100 % Transformatorauslastung auf.

Der Vergleich der Mobilitätsszenarien (Fokus BEV, Mix, Fokus FCEV) zeigt erwartungsgemäß, dass das Szenario Fokus BEV die höchste Auswirkung auf die Transformatorbelastung aufweist. Die Szenarien Mix und Fokus FCEV zeigen über alle Netzregionen ein ähnliches Verhalten, wobei das Szenario Fokus FCEV zu geringerer Transformatorbelastung führt.

Ergebnisse Kabelbelastung

Die hohen Ladeleistungen der Batteriefahrzeuge führen an den Kabelstrecken zu einer Zunahme der thermischen Belastung. Die Auslastungsgrenzen ergeben sich je nach Kabeltyp und Verlegeart zur maximalen Stromtragfähigkeit des Kabels. In den Referenznetzen der Typregion „Großstadt“ werden vorrangig Kabel des Typs NAYY 4x120 eingesetzt. Die folgenden Tabelle 21 bis Tabelle 23 zeigen die Entwicklung der thermischen Kabelbelastung in der Typregion „Großstadt“.

Tabelle 21: Entwicklung der Kabelauslastung in HH_ST

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Kabel [%]	70 % -100 %	5	5	8	5	4	3	2	2	2
	100 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 22: Entwicklung der Kabelauslastung in HH_VS

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Kabel [%]	70 % -100 %	4	16	15	5	4	13	3	2	1
	100 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 23: Entwicklung der Kabelauslastung in HH_LD

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Kabel [%]	70 % -100 %	0	18	20	0	0	0	0	0	0
	100 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		0	0	0	0	0	0	0	0	0

Die Ergebnisse zeigen keine kritischen Überlastungssituationen für die thermischen Belastungsgrenzen der Kabel. Zusätzlich zu dem harten Kriterium der maximalen Stromtragfähigkeit ist der Anteil der Kabelbelastungen von 70 – 100 % angegeben. Das Szenario Fokus BEV zeigt in allen Netzregionen die höchsten Wahrscheinlichkeiten stark ausgelasteter Kabel. Diese sind in jeder Netzregion vorwiegend die direkten Transformatorabgänge, welche die einzelnen Stränge der Netze versorgen. Der Vergleich der Szenarien zeigt, ähnlich der Transformatorauslastung, eine abnehmende Wahrscheinlichkeit hoher Auslastungsgrade der Szenarien Mix und Fokus FCEV gegenüber dem Fokus BEV Szenario.

Ergebnisse Spannungsband

Die Spannungsqualität ist eine wesentliche Kenngröße der Energieversorgung. In der DIN 50160 [45] sind die Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen festgeschrieben. Dabei wird unter anderem das zulässige Spannungsband am Netzanschlusspunkt definiert und liegt im Niederspannungsbereich bei ± 10 % der Nennspannung. In Tabelle 24 bis Tabelle 26 sind die Ergebnisse der Untersuchungen hinsichtlich des Spannungsbandes dargestellt. In der Tabelle sind die Anteile der Knoten mit Spannungsbandverletzung sowie mit Spannungsabsenkung unter 0,95 p.u. eingetragen.

Tabelle 24: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in HH_ST

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	Jahr									
	0.90 - 0.95 p.u	0	2	7	0	2	0	0	0	0
	< 0.90 p.u	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 25: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in HH_VS

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	Jahr									
	0.90 - 0.95 p.u	54	50	48	54	54	47	57	54	55
	< 0.90 p.u	17	25	27	19	16	26	13	15	12
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 26: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in HH_LD

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	Jahr									
	0.90 - 0.95 p.u	32	22	19	31	33	30	36	35	33
	< 0.90 p.u	56	67	71	53	53	54	46	47	50
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		0	0	0	0	0	0	0	0	0

Das städtische Referenznetz zeigt nahezu keine signifikanten Spannungsabsenkungen für die drei Szenarien. Dies liegt an den kurzen Leitungslängen sowie der vergleichsweise geringen Batteriefahrzeugdichte. Die stärkste Spannungsabsenkung erfährt das vorstädtische Referenznetz. Hier führt bereits ein Fahrzeug mit 22 kW Ladeanschluss an einem langen Strang zu einer Verletzung des Spannungsbandes. Der Einfluss der Batteriefahrzeuge zeigt sich deutlich im Szenario Fokus BEV. Der Anteil der Knoten mit einer Spannungsabsenkung unter 0,95 p.u. verschiebt sich bis 2050 und der Anteil der Netzknoten mit Spannungsbandverletzung steigt. Das allgemeine Spannungsniveau des Netzes wird infolge der Effizienzsteigerung herkömmlicher Verbraucher verbessert. Die steigende Anzahl an Batteriefahrzeugen führt zu punktuell hohen Belastungen, die durch die langen Leitungslängen zu kritischen Spannungsabsenkungen führen. Das ländliche Referenznetz weist in über 50 % der Netzknoten Spannungsbandabsenkungen unter den zulässigen Grenzwert auf. Die Absenkung in allen Szenarien zeigen, dass bereits eine geringe Anzahl an Batteriefahrzeugen das Spannungsband kritisch absenkt. Die folgende Abbildung 34 zeigt eine genauere Betrachtung des ländlichen Referenznetzes in den verschiedenen Szenarien.

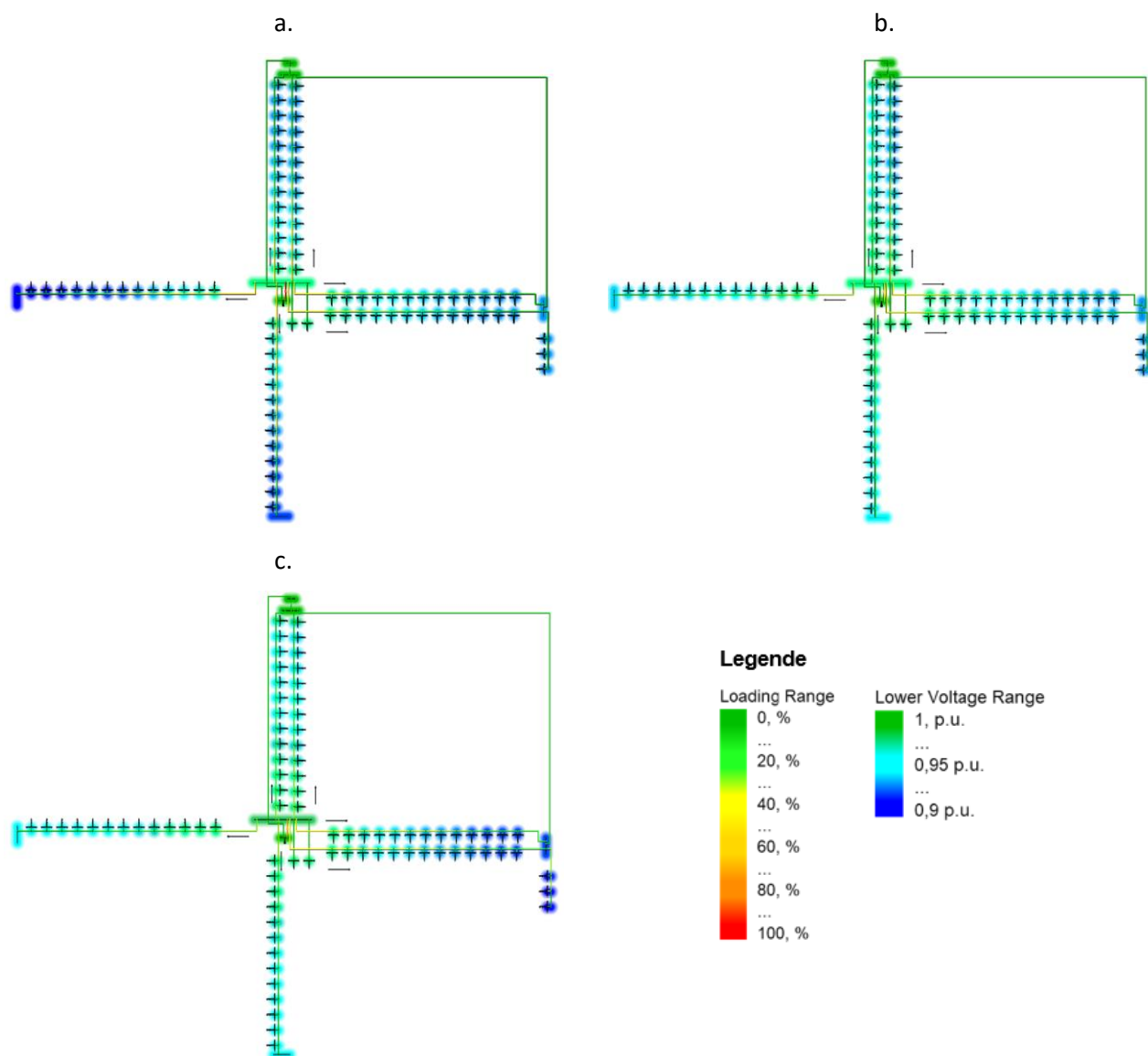


Abbildung 33: Spannung und Auslastung der Betriebsmittel in HH_LD für das Jahr 2050 in den Szenarien a) Fokus BEV b) Mix und c) Fokus FCEV („Loading Range“ = Farbe der Verbindung; „Lower Voltage Range“ = Farbe des Knotens)

Ergebnisse Unsymmetriegrad

Neben dem Spannungsband ist die Unsymmetrie ein weiterer Kennwert der Spannungsqualität nach DIN 50160. Dieser beschreibt das Verhältnis aus Betrag und Phasenlage der Leiterspannungen zueinander und wird über das Verhältnis des Gegensystems zum Mitsystem berechnet. Ein stark unsymmetrisches System kann aus stark unterschiedlichen Beträgen der Leiterspannungen und / oder aus einer Phasenverschiebung zwischen den Leiterspannungen resultieren. Das Risiko einer hohen Unsymmetrie resultiert in unterschiedlicher Belastung dreiphasiger Verbraucher sowie einer Ausgleichsspannung über den Neutralleiter. Diese Sternpunktverschiebung führt von kleinen Spannungsanhebungen bis hin zu Überspannungen der Leiterspannungen. Daher wird nach Norm ein maximaler Unsymmetriegrad von 2 % festgelegt.

Die hohe Anzahl einphasig ladender (3,7 kW) Batteriefahrzeuge führt in den Netzen zu einem deutlichen Anstieg des Gegen- zu Mitsystems. Die herkömmlichen Lasten des Netzes wurden symmetrisch verteilt. Somit kann der Einfluss der Batteriefahrzeuge auf die Unsymmetrie anhand der Ergebnisse entnommen werden. Tabelle 27 zeigt die Entwicklung der Unsymmetrie in der Referenzstruktur „Peripherie“. Die Simulationen der beiden anderen Netzregionen ergab keine Verletzungen der Symmetrie.

Tabelle 27: Entwicklung der Unsymmetrie in HH_LD

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	1.5 % - 2 %	32	22	19	31	33	30	36	35	33
	> 2 %	56	67	71	53	53	54	46	47	50
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		21	74	83	14	19	23	8	8	12

6.4.1.2. Ergebnisse der Simulation der Mittelspannung

Die Untersuchungen der Niederspannungsstrukturen werden im Folgenden auf die Betrachtung der Mittelspannungsstrukturen ausgedehnt. Die Referenznetze für die Typregion „Großstadt“ wurden von Stromnetz Hamburg bereitgestellt und in Abstimmung parametrisiert. Für die Untersuchungen wurden drei Strukturen ausgewählt, die ähnlich wie bei den Niederspannungsnetzen unterschiedlichen Siedlungsstrukturen zugeordnet wurden. Es wurde jeweils eine Referenzarchitektur für ein Netzgebiet „Peripherie“ (HH_LD), „Vorstadt“ (HH_VS) sowie „Stadt“ (HH_ST) betrachtet. Die folgende Abbildung 34 zeigt die Netzstrukturen der Mittelspannungsuntersuchungen.

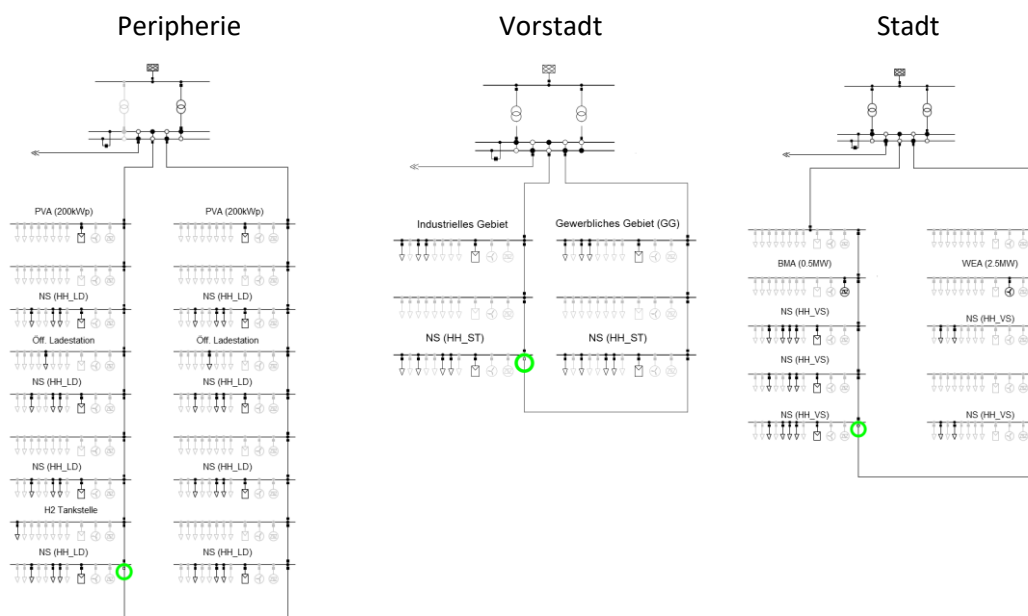


Abbildung 34: Referenznetzstrukturen der Mittelspannungsuntersuchungen der Typregion „Großstadt“

Mittelspannungsstrukturen zeigen eine hohe Varianz der angeschlossenen Lasten und Einspeisungen an den Abgängen. Industriebetriebe oder erneuerbare Energien wie Biomasse-Anlagen wechseln sich mit Abgängen für Wohngebiete ab und können somit unterschiedliche Belastungssituationen hervorrufen. Um

diese Varianz der Netzbelastung in den Untersuchungen zu berücksichtigen, wurden die Netze der Regionen „Peripherie“ sowie „Vorstadt“ in unterschiedlichen Konfigurationen simuliert. Die Parametrierungen der so entstandenen fünf Netzstrukturen sind in der folgenden Tabelle 28 beschrieben.

Tabelle 28: Kennzahlen der Mittelspannungs-Referenznetze der Typregion „Großstadt“

Struktur Daten	Einheit	HH_LD1	HH_LD2	HH_VS1	HH_VS2	HH_ST
Anzahl der Abgänge	Anzahl	26	9	39	39	32
Knoten je Abgang	Anzahl	9	9	5	5	3
Abstand zwischen Knoten	m	650	650	630	630	640
Mittlere Länge der Abgänge	m	5850	5850	3150	3150	1920
Häufigster Kabeltyp	Typ	150 mm ² AL	150 mm ² AL	150 mm ² AL	150 mm ² AL	150 mm ² AL
Anteil Kabel	%	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
Anzahl der Transformatoren	Anzahl	26	9	39	39	32

Verbrauch / Erzeugung	Einheit	HH_LD1	HH_LD2	HH_VS1	HH_VS2	HH_ST
NS-Strukturen	Typ	HH_LD	HH_LD	HH_VS	HH_VS	HH_ST
Anzahl der NS-Strukturen	Anzahl	58	75	58	75	60
Zusätzliche Verbraucher	Typ	Kleingewerbe	Kleingewerbe	Industrie und Kleingewerbe	Gewerbe	Gewerbe
Wohnungen	Anzahl	5104	6225	5974	7725	3000
Wohngebäuden	Anzahl	9628	12450	17922	23175	24000
Pkw (2015)	Anzahl	9628	12450	11948	15450	9000
Erzeugung	Typ	WEA: ca. 10MW _{inst}	PVA: ca. 0.8MW _{inst}	BMA: ca. 0.8 MW _{inst} WEA: ca. 10MW _{inst}	PVA in NS	PVA in NS

Die Netztypen unterscheiden sich durch den Abstand der Netzknoten zueinander sowie die Anzahl der Abgänge je Mittelspannungsstrang. Die Netze werden als offene Ringe betrieben und bieten somit eine Umschaltreserve im Falle eines Netzausfalls. Die Transformatoren auf der Netzebene 4, zwischen Hochspannung und Mittelspannung, sind redundant ausgelegt, sodass im Falle eines Ausfalls im Sinne des (N-1)-Kriteriums der verbleibende Transformator die Netzlast übernehmen kann. Die Strukturen HH_LD1 sowie HH_VS1 zeichnen sich durch einen hohen Anteil Windenergieanlagen aus. In den weiteren Strukturen wurden PV-Anlagen als Einspeisung vorgesehen.

Durch eine unterschiedliche Anzahl von Siedlungsstrukturen, die an den Mittelspannungsnetzen angeschlossen sind, ändert sich die Anzahl der Batteriefahrzeuge, die in den Szenarien und Stützjahren in die Netze integriert werden müssen. Neben der Berücksichtigung privater Batterie-Pkw werden die Mittelspannungsnetze auch durch öffentliche Ladestationen mit hoher Ladeleistung sowie durch den Betrieb von Wasserstofftankstellen belastet. Die prognostizierte und angenommene Entwicklung der Anzahl privater Fahrzeuge sowie der Wasserstofftankstellen und öffentlicher Ladeinfrastruktur ist Tabelle 29 zu entnehmen.

Tabelle 29: Entwicklung der BEV sowie der Lade- und Betankungsinfrastruktur in den Mittelspannungs-Strukturen nach Szenario

Jahr	Struktur	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
		BEV	HRS	LS	BEV	HRS	LS	BEV	HRS	LS
2030	HH_LD1	1972	1	4	1682	1	4	696	1	2
2040		4292	1	9	2668	1	6	1102	2	3
2050		6032	1	12	3770	2	8	1508	2	3
2030	HH_LD2	2550	1	4	2175	1	4	900	1	2
2040		5550	1	9	3450	1	6	1425	2	3
2050		7800	1	12	4875	2	8	1950	2	3
2030	HH_VS1	2494	1	29	2088	1	25	870	1	11
2040		5336	1	63	3306	1	39	1334	1	16
2050		7482	1	88	4640	1	55	1856	1	22
2030	HH_VS2	3225	1	29	2700	1	25	1125	1	11
2040		6900	1	63	4275	1	39	1725	1	16
2050		9675	1	88	600	1	55	2400	1	22
2030	HH_ST	1860	1	60	1560	1	22	660	1	22
2040		4020	1	128	2520	1	32	1020	2	32
2050		5640	1	179	3540	2	45	1380	2	45

Mittelspannungsnetz HH_VS1

Die Ergebnisse für die Mittelspannungsstrukturen werden im Folgenden exemplarisch am Beispiel des Mittelspannungsnetzes HH_VS1 dargestellt. Dieses Netz zeigt in der Typregion „Großstadt“ die höchsten Belastungsgrade. Die Ergebnisse der weiteren Netzregionen zeigen ein ähnliches Verhalten, bei jeweils einer höheren Reserve in den einzelnen ausgewerteten Kriterien.

Ergebnisse Spannungsband

Für die Analyse der Belastungssituation der Mittelspannungsnetze wurde eine im Vergleich zur Niederspannung geänderte Untersuchungsmethode gewählt. Im Rahmen der Mittelspannungsuntersuchungen wurden ein Jahreslastgang simuliert und die Stunden des Jahres in Auslastungsstufen eingeteilt. In der folgenden Abbildung 35 sind die Ergebnisse der Untersuchung des Spannungsbandes dargestellt.

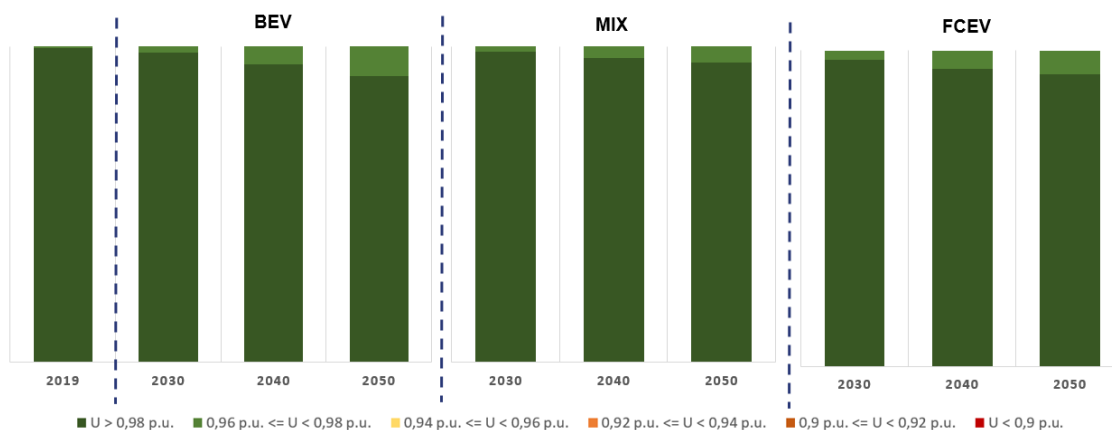


Abbildung 35: Verteilungen der Spannungen [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz HH_VS1 nach Szenario und Stützjahr

In der Abbildung wurde der Netzknoten mit der höchsten Spannungsabsenkung betrachtet. Es zeigt sich, dass die Anzahl der Stunden, in denen die Spannung infolge der Elektromobilität absinkt, in jedem Szenario bis 2050 zunimmt. Im Vergleich zu den Niederspannungsnetzen zeigt sich allerdings, dass Mittelspannungsnetze äußerst robust gegenüber Spannungsabsenkungen sind. Dies ist unter anderem darin begründet, dass die Transformatoren in der Netzebene 4 Regelmechanismen integrieren, welche die Spannungsabsenkungen ausgleichen.

Ergebnisse Kabelbelastungen

Die Ergebnisse der Kabelbelastungen sind in der folgenden Abbildung 36 dargestellt. Dabei wird das höchstbelastete Kabel als Grundlage für die Darstellung verwendet.

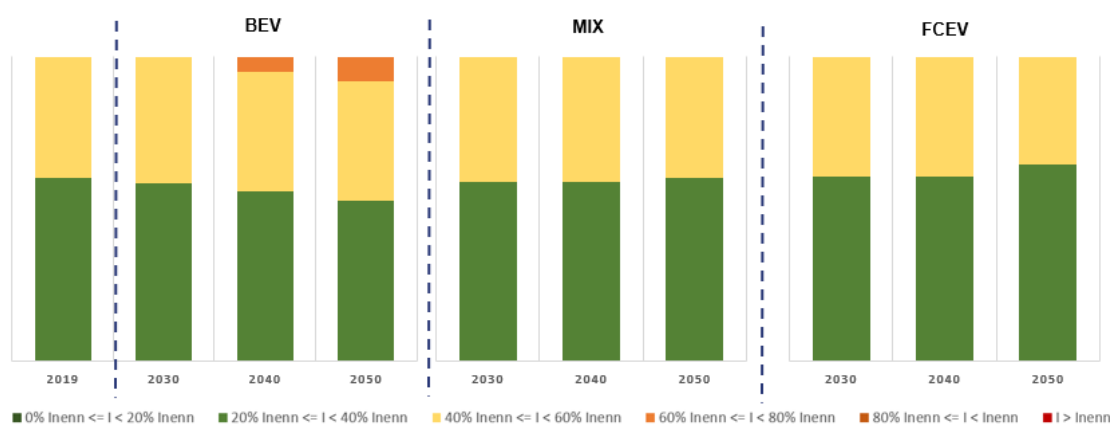


Abbildung 36: Verteilung der Leitungsbelastung [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz HH_VS1 nach Szenario und Stützjahr

Die Ergebnisse zeigen, dass die Belastungssituation der Kabel in den Szenarien Mix und Fokus FCEV im Vergleich zu 2019 kaum Veränderungen aufweist. Die Effizienzsteigerung der herkömmlichen Verbraucher kann die zusätzliche Belastung ausgleichen. Das Szenario Fokus BEV zeigt in den Stützjahren 2040 und 2050 in Hochlastphasen hingegen Auslastungen von über 70 %.

Ergebnisse Transformatorbelastung

Die Analyse der Transformatorbelastung bezieht sich auf die Transformatoren der Speisung des Mittelspannungsnetzes. Dabei wird der höher ausgelastete Transformator als Referenz genutzt. Die Auslastungen während der Stützjahre sind in der folgenden Abbildung 37 abgebildet.

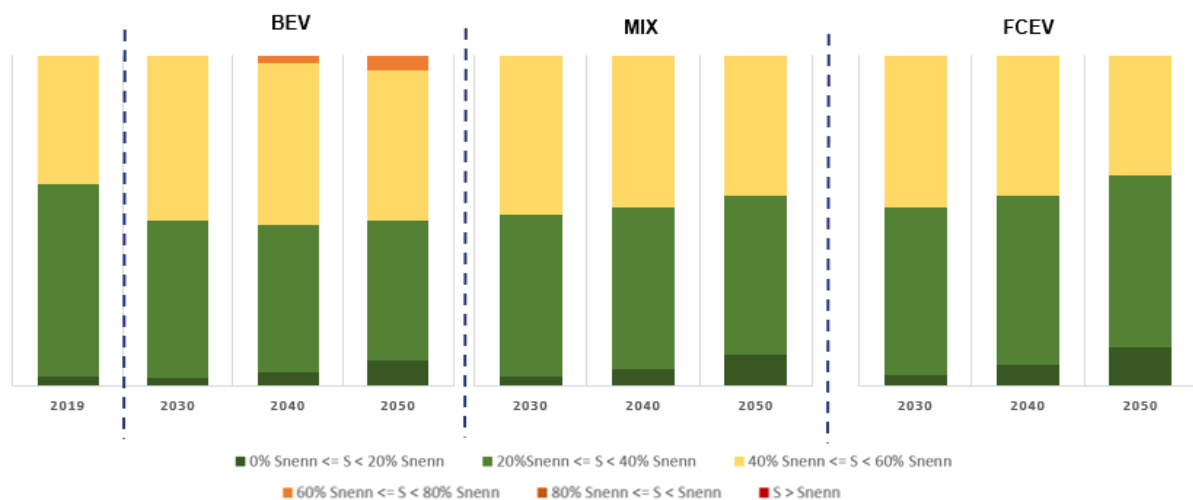


Abbildung 37: Verteilungen der Trafobelastung [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz HH_VS1 nach Szenario und Stützjahr

Die Auslastung der Transformatoren zeigt, dass die Belastungssituation über den Jahresverlauf starken Schwankungen unterworfen ist. Die Belastung in den Szenarien Mix und Fokus FCEV ist dabei vergleichbar. Wesentliche Änderungen sind vor allem im Szenario Fokus BEV zu erkennen. Hier steigt die Belastung eines Transformators im Stützjahr 2050 zeitweise auf über 60 %. Durch den angenommenen Rückgang des konventionellen Strombedarfs, steigt die gleichzeitig auch die Anzahl der Stunden, in denen der Transformator unter 20 % ausgelastet ist.

Ergebnisse (N-1)-Kriterium

Das (N-1)-Kriterium beschreibt eine notwendige Redundanz der Betriebsmittel, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Im Rahmen der Mittelspannungsuntersuchungen wird dieses Kriterium auf die Redundanzen der Transformatoren bezogen. Dabei wurde geprüft, ob die Transformatoren die Möglichkeit bieten, die Leistung des jeweils anderen zu übernehmen. Die Ergebnisse zeigen, dass nur im Szenario Fokus BEV das (N-1)-Kriterium in sehr wenigen Stunden des Jahres verletzt wird. In der folgenden Abbildung 38 sind die Ergebnisse der Auswertungen dargestellt.

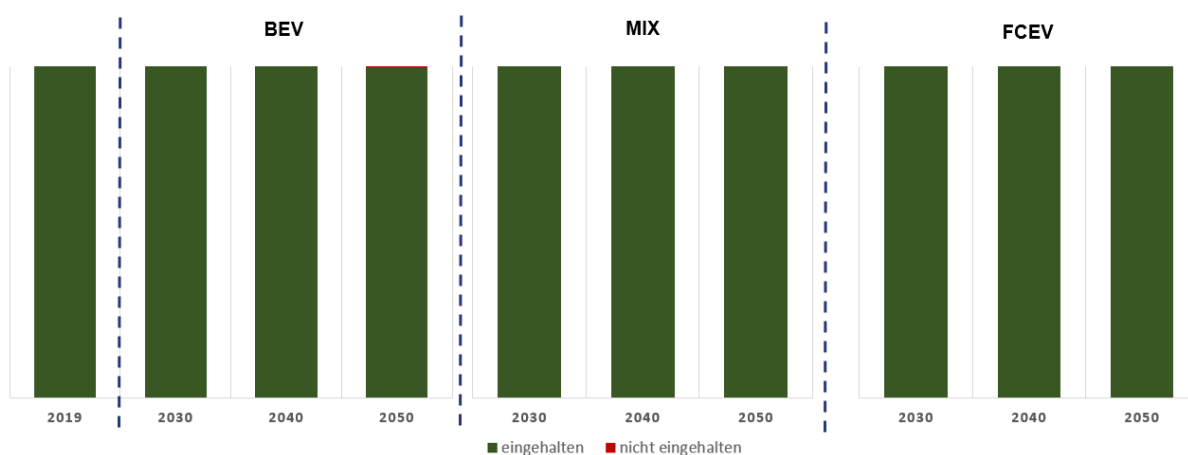


Abbildung 38: Verteilungen des (N-1)-Kriteriums [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz HH_VS1 nach Szenario und Stützjahr

6.4.2. Typregion „Land“

6.4.2.1. Ergebnisse der Simulation der Niederspannung

Die untersuchten Netze der Typregion „Land“ (am Beispiel ausgewählter Gebiete in Baden-Württemberg) sind vorwiegend geprägt durch ländliche und kleinstädtische Strukturen. Es wurden jeweils zwei ländliche (BW_L1, BW_L2) und kleinstädtische (BW_KS1, BW_KS2) Strukturen simuliert und ausgewertet. Die Netze repräsentieren Siedlungsstrukturen mit geringen bis mittleren Einwohnerdichten, sodass zusammen mit den städtischen Strukturen der Typregion „Großstadt“ ein breites Spektrum möglicher Niederspannungsstrukturen analysiert wird. Im Gegensatz zu großstädtischen Gebieten werden Batteriefahrzeuge in diesen Regionen eher privat geladen und die Anzahl öffentlicher Ladeinfrastruktur ist im Vergleich geringer. Weiterhin wird in den ländlichen Strukturen bereits ab 2030 mit einer hohen PV-Durchdringung von über 23 % gerechnet. Die folgende Tabelle 30 zeigt die Kenngrößen der vier Referenz-Niederspannungsstrukturen.

Tabelle 30: Kennzahlen der Referenznetze in der Typregion „Land“

Topologie	Einheit	BW_KS1	BW_KS2	BW_L1	BW_L2
Gesamt Länge	m	2060	1739	2501	2624
Knoten-Knoten Abstand (Ø)	m	220	200	225	306
Hausanschlüsse	Anzahl	62	51	63	39
Kabelverteiler	Anzahl	1	8	3	3
Abstand HA-HA (Ø)	m	22	25	25	43
Verbundene Ortsnetzstationen	Anzahl	3	3	3	1

Transformatoren	Einheit	BW_KS1	BW_KS2	BW_L1	BW_L2
Transformator Nennleistung	kVA	400	400	400	160
Verhältnis Grundlast / Nennleistung im Spitzenlastfall	%	54	50	50	58

Verbrauch	Einheit	BW_KS1	BW_KS2	BW_L1	BW_L2
Anzahl Gewerbe	Anzahl	11	15	21	5
Anzahl Wohnungen pro HA	Anzahl	1,13	2	1,21	1
Anzahl Wohnungen pro Netz	Anzahl	70	102	76	39
Max. Leistung pro Wohngebäude	kVA	2,75	3,63	3,69	2,08
Max. Leistung pro Wohnung	kVA	2,75	1,82	2,28	2,08

Elektrofahrzeuge	Einheit	BW_KS1	BW_KS2	BW_L1	BW_L2
Anzahl Pkw pro HA	Anzahl	1,81	2,87	2,25	1,54
Max. Anzahl Pkw am Netz	Anzahl	113	146	142	61
E-Fahrzeug je Wohneinheit	Anzahl	1,61	1,43	1,87	1,56
Anschlusspunkt der Ladesäule	Privat oder Halböffentlich				

Erzeugung - PV-Anlagen	Einheit	BW_KS1	BW_KS2	BW_L1	BW_L2
Durchdringung in Wohngebäude Anzahl Anlagen – 2030	%	23,9	23,9	23,9	23,9
	Anzahl	15	12	15	9
Durchdringung in Wohngebäude Anzahl Anlagen – 2040	%	27,6	27,6	27,6	27,6
	Anzahl	18	14	18	11
Durchdringung in Wohngebäude Anzahl Anlagen – 2050	%	33	33	33	33
	Anzahl	21	17	21	13
Int. Leistung der neue PV-Anlagen	kWp	13,6	13,6	13,6	13,6

Die Netzstrukturen versorgen in eher ländlich geprägten Kleinstädten sowie Gemeinden mit bis zu 102 Wohneinheiten weniger Verbraucher als die herangezogenen Strukturen der Stromnetze Hamburg. Dabei zeigen die Leitungslängen mit über 2 km Gesamtlänge eine große räumliche Ausbreitung der Netze mit langen Kabelabgängen. Hierin unterscheiden sich die Regionen kleinstädtisch und ländlich in der Netzregion. Die ländlichen Regionen weisen längere Kabelstrecken zwischen den Hausanschlüssen auf und die Länge einzelner Abgänge steigt im Vergleich von bis zu 380 m in kleinstädtischen bis hin zu mehr als 500 m in den ländlichen Strukturen an. Die einzelnen Siedlungsstrukturen unterscheiden sich weiterhin in der mittleren Leistung der Wohneinheiten sowie der Bevölkerungsdichte.

Die folgende Abbildung 39 zeigt die Kenngrößen der Niederspannungsnetze im Vergleich. Es ist zu erkennen, dass vor allem das Gebiet „BW_L2“ eine hohe räumliche Ausdehnung bei geringer installierter Transformatorleistung aufweist. Die weiteren Netze zeigen ähnliche Kenngrößen und unterscheiden sich vor

allein hinsichtlich der Anzahl der Wohn- sowie Gewerbeeinheiten und der maximalen Anzahl der Elektrofahrzeuge.

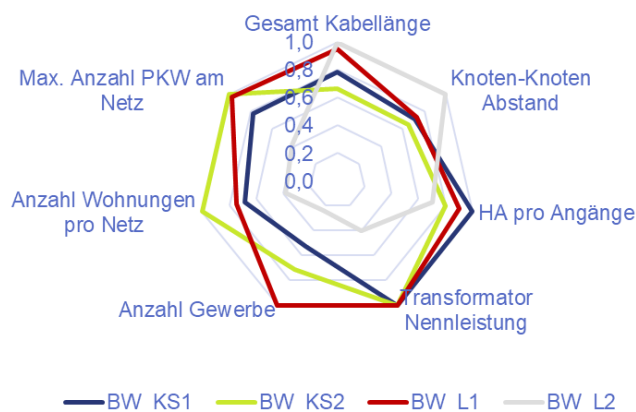


Abbildung 39: Vergleich der Kennzahlen der Referenzstrukturen Niederspannung Typregion „Land“

Ergebnisse Transformatorbelastung

Die Auslastungsgrade der Transformatoren in den Netzstrukturen sind in den folgenden Abbildung 40 bis Abbildung 43 dargestellt. Die dargestellten Auslastungen sind Durchschnittswerte der Auslastungsgrade, die im Rahmen der Monte-Carlo Analyse für die Stützjahre und Szenarien aufgetreten sind. Die Darstellung unterscheidet in die Auslastung aufgrund der herkömmlichen Belastung (blau) und der Belastung durch die Elektromobilität (grün).

Die kleinstädtischen Regionen BW_KS1 und BW_KS2 zeigen auch im Szenario Fokus BEV Verletzungswahrscheinlichkeiten unter 30 % im Stützjahr 2050. Der Auslastungsgrad der Transformatoren steigt infolge der Elektromobilität allerdings über 90 % Belastung in jedem Szenario. Die Auslastung in den Szenarien Mix und Fokus FCEV bleibt nahezu unverändert aufgrund der geringeren Durchdringung der Elektromobilität. Der Anteil der Grundlast (blau) sinkt infolge der Effizienzsteigerung und kann den Leistungszuwachs der Elektrofahrzeuge ausgleichen. Die Belastungsgrenze wird in diesen Szenarien auch in den Jahren 2040 und 2050 nur in wenigen Fahrzeugverteilungen überschritten und bedingt eine Häufung der Elektrofahrzeuge an den langen Abgängen der Netze.

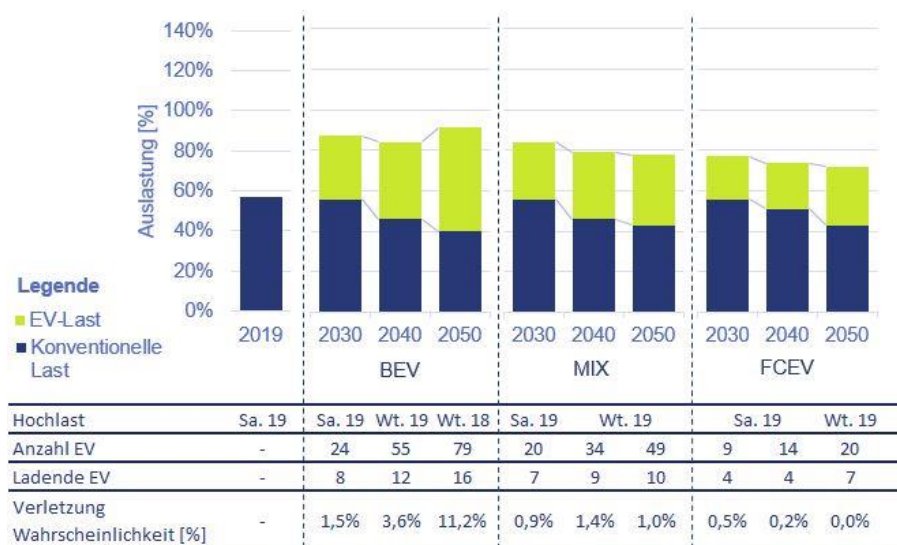


Abbildung 40: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz BW_KS1

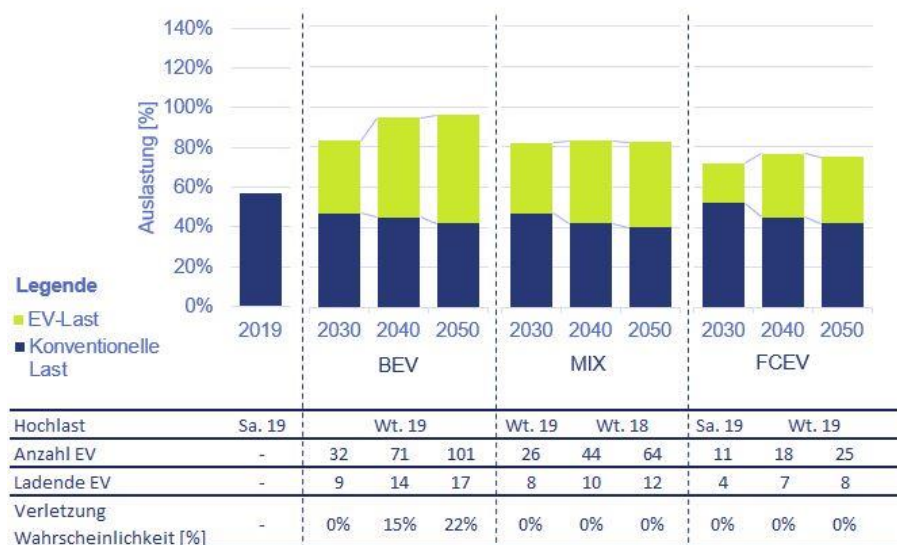


Abbildung 41: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz BW_KS2



Abbildung 42: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz BW_L1



Abbildung 43: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz BW_L2

Das Netz BW_L2 zeigt infolge der Elektromobilität eine deutliche Überlastsituation des Transformators. Im Stützjahr 2030 ist die Belastungsgrenze in den Szenarien Fokus BEV und Mix bereits teilweise überschritten und die weitere Erhöhung der Belastung in den Folgejahren führt zu einer Überschreitung der Grenzen in nahezu jeder Verteilungsvariante der Monte-Carlo-Simulation. Die Einfärbung der unterschiedlichen Belastungen zeigt klar, dass die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge nahezu zu einer Verdreifung der Grundlast führen. Durch die niedrige Nennleistung des Ortsnetztransformators reichen bereits wenige Fahrzeuge, um eine Überlastsituation hervorzurufen.

Ergebnisse Kabelbelastung

Die Ergebnisse der Kabelbelastungen zeigen ein gegenläufiges Verhalten zu der Transformatorbelastung. Die ländlichen Regionen sind weniger von Überlastungen der Kabel betroffen als kleinstädtische Gebiete. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle 31 bis Tabelle 34 dargestellt. Der Anteil der Kabel bezieht sich auf die Gesamtkabellänge des Netzes und ermöglicht eine Einschätzung über den gesamten Netzzustand.

Tabelle 31: Entwicklung der Kabelauslastung in BW_KS1

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Kabel [%]	70 % -100 %	19	18	23	18	18	19	6	5	10
	100 %	25	31	44	25	28	30	23	20	27
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		35	34	55	28	20	19	10	4	8

Tabelle 32: Entwicklung der Kabelauslastung in BW_KS2

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Kabel [%]	70 % -100 %	14	40	48	6	11	14	5	8	7
	100 %	3	9	6	3	3	3	0	2	2
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		5	32	32	4	5	4	0	0	1

Tabelle 33: Entwicklung der Kabelauslastung in BW_L1

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Kabel [%]	70 % -100 %	24	40	46	30	26	43	0	1	2
	100 %	0	1	1	0	1	2	0	0	0
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0

Tabelle 34: Entwicklung der Kabelauslastung in BW_L2

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Kabel [%]	70 % -100 %	1	60	56	2	26	27	1	2	3
	100 %	0	9	17	0	1	2	0	0	0
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		0	1	2	0	0	0	0	0	0

Die höchsten Auslastungssituationen zeigt das Referenznetz BW_KS1 mit einem Überlastungsanteil von 25 % bis 44 % der gesamten Kabellänge im Szenario Fokus BEV. Zusätzlich ist ein hoher Anteil der Kabel bereits stark von Überlastungsgefährdet. Somit ergibt sich für das Stützjahr 2050 im Szenario Fokus BEV eine kritische Auslastungssituation von 67 % des Netzgebietes. Die Szenarien Mix und Fokus FCEV sind durch kleinere Fahrzeugflotten weniger stark betroffen. Allerdings zeigen sich ebenfalls in diesen Netzregionen vermehrt kritische Belastungssituationen. Die Effizienzsteigerung der herkömmlichen Verbraucher kann den Lastzuwachs durch Elektromobilität in diesen Strukturen nicht ausgleichen. Die

ländlichen Gebiete BW_L1 und BW_L2 zeigen nur sehr wenige Überlastsituationen einzelner Transformatorabgänge. Die Verletzungswahrscheinlichkeiten liegen unter 2 % und treten bei starker Häufung ladender Elektrofahrzeuge auf.

Ergebnisse Spannungsband

Die Spannungsbanduntersuchungen der Referenzstrukturen in der Typregion „Land“ zeigen ein differenziertes Bild. Die Spannungssituation kann nicht aus den Referenzstrukturen auf ähnliche Siedlungsstrukturen übertragen werden, da die Ergebnisse der kleinstädtischen sowie der ländlichen Strukturen stark voneinander abweichen. In den folgenden Tabellen (Tabelle 35 bis Tabelle 38) sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 35: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in BW_KS1

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	0.90 - 0.95 p.u	36	30	22	23	30	25	37	33	17
	< 0.90 p.u	63	69	77	69	69	69	58	56	69
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		89	89	97	87	74	75	56	46	52

Tabelle 36: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in BW_KS2

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	0.90 - 0.95 p.u	45	57	55	47	44	41	40	35	34
	< 0.90 p.u	25	38	40	18	29	38	0	13	20
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		3	27	33	1	4	5	0	0	1

Tabelle 37: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in BW_L1

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	0.90 - 0.95 p.u	83	91	92	76	84	92	16	34	50
	< 0.90 p.u	0	1	5	0	0	0	0	0	0
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabelle 38: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in BW_L2

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	0.90 - 0.95 p.u	2	1	1	1	1	1	1	1	1
	< 0.90 p.u	98	99	99	99	99	99	99	99	99
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		31	60	77	31	43	59	1	2	25

Die Netzstruktur BW_KS1 zeigt bereits im Stützjahr 2030 deutliche Spannungseinbrüche unter die Normgrenze in allen Mobilitätsszenarien. Über 58 % der Netzknoten unterschreiten die Normgrenzen und mindestens 23 % weitere Knoten zeigen Spannungsabsenkungen unter 0,95 p.u.. Die Eintrittswahrscheinlich-

keit solcher Szenarien liegt bei mindestens 56 % und steigt im Szenario Fokus BEV auf nahezu 100 % der Verteilungsvarianten. Dabei sind vor allem die Abgänge mit hohen Leitungslängen betroffen. Ein anderes Verhalten zeigt das zweite kleinstädtische Niederspannungsnetz. Die Eintrittswahrscheinlichkeiten steigen nur im Szenario Fokus BEV auf bis zu 33 %, während sie in den anderen Szenarien im einstelligen Prozentbereich liegt. Aufgrund kürzerer Leitungen ist die Spannungsverteilung dieses Netzes homogener und der Spannungsabfall an transformatorfernen Netzknoten ist geringer. Die Ergebnisse der ländlichen Netze zeigen ebenso ein differenziertes Bild. Während das Netz BW_L1 nahezu keine Verletzung des Spannungsbandes zeigt, steigen die Fehlerwahrscheinlichkeiten in der Struktur BW_L2 auf bis zu 77 %. In diesen Szenarien ist nahezu das gesamte Netz von einer unzulässigen Spannungsabsenkung betroffen.

Abbildung 44 zeigt den Vergleich einer kritischen Verteilungsvariante in allen Szenarien im Jahr 2050. Hierbei weisen zwei kritische Abgänge Spannungsbandabsenkungen unter den zulässigen Grenzwert auf. Außerdem sind die Kabel dieser Abgänge in den Szenarien Fokus BEV und Mix überlastet und werden als kritisch identifiziert.

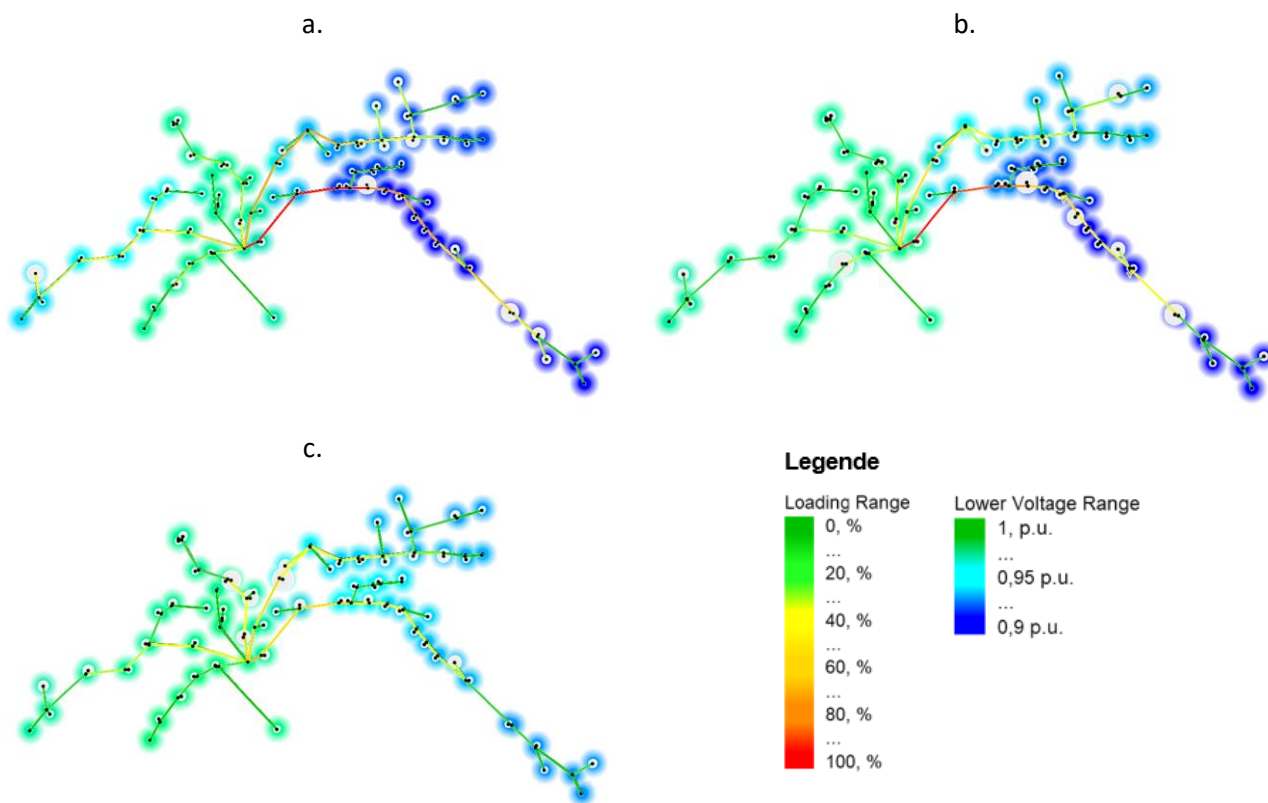


Abbildung 44: Spannung und Auslastung der Betriebsmittel in BW_KS1 für das Jahr 2050 in Szenarien a) Fokus BEV b) Mix und c) Fokus FCEV („Loading Range“ = Farbe der Verbindung; „Lower Voltage Range“ = Farbe des Knotens)

Ergebnisse Unsymmetriegrad

Der hohe Anteil einphasig ladender Fahrzeuge zeigt in jeder Netztopologie deutliche Auswirkungen auf den Unsymmetriegrad der Versorgungsspannung. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle 39 bis Tabelle 42 dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Elektrofahrzeuge Unsymmetrieänderungen über 2 % hervorrufen. Damit wird die Normgrenze bereits durch den Anschluss der Elektrofahrzeuge verletzt und weitere Unsymmetrien wirken zusätzlich negativ auf die Spannungsqualität. Die Netze BW_KS1 und BW_L2 zeigen sehr hohe Eintrittswahrscheinlichkeiten für die Verletzung der Unsymmetriegrenze. Die hohe Fahrzeuganzahl im Szenario Fokus BEV führt in bis zu 77 % der Verteilungsvarianten zu einem überschreiten des zulässigen Grenzwertes.

Tabelle 39: Entwicklung des Unsymmetriegrades in BW_KS1

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	1.5 % - 2 %	0	0	0	5	0	0	5	5	17
	> 2 %	99	99	99	94	99	99	95	95	82
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		55	70	76	40	54	59	18	14	38

Tabelle 40: Entwicklung des Unsymmetriegrades in BW_KS2

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	1.5 % - 2 %	58	35	0	27	59	54	17	1	21
	> 2 %	40	64	99	39	40	45	0	40	40
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		7	23	32	7	19	22	0	3	7

Tabelle 41: Entwicklung des Unsymmetriegrades in BW_L1

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	1.5 % - 2 %	88	3	0	79	81	41	0	25	67
	> 2 %	8	96	100	2	18	59	0	0	0
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		0,2	5,3	14,0	0,1	0,8	3,9	0,0	0,0	0,0

Tabelle 42: Entwicklung des Unsymmetriegrades in BW_L2

	Szenario	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
	Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Max. Anteil Knoten [%]	1.5 % - 2 %	2	1	1	1	1	1	1	1	1
	> 2 %	98	99	99	99	99	99	99	99	99
Verletzungswahrscheinlichkeit [%]		31	60	77	31	43	59	1	2	25

Die Überschreitung der Grenzwerte wirkt sich auf die gesamten Netztopologien aus, sobald eine Überschreitung der Unsymmetrie auftritt. Durch die hohen Leitungslängen der Netze bewirken wenige Fahrzeuge, die auf einer Phase angeschlossen sind, hohe unsymmetrische Belastungen und einen starken Anstieg des Unsymmetriegrades.

6.4.2.2. Ergebnisse der Simulation der Mittelspannung

Für die ländliche Region wurden drei Mittelspannungsstrukturen als Referenznetze auf Basis realer Strukturen abgeleitet. Die Netztopologien unterscheiden sich durch ein unterschiedliches Verhältnis zwischen Kabel und Freileitung sowie Länge der Abgänge und unterschiedliche Niederspannungsstrukturen. Die Strukturen repräsentieren zwei Regionen „Kleinstadt“ (BW_KS) und eine Region „Land“ (BW_LD). Die Netztopologien sind in der folgenden Abbildung 45 dargestellt.

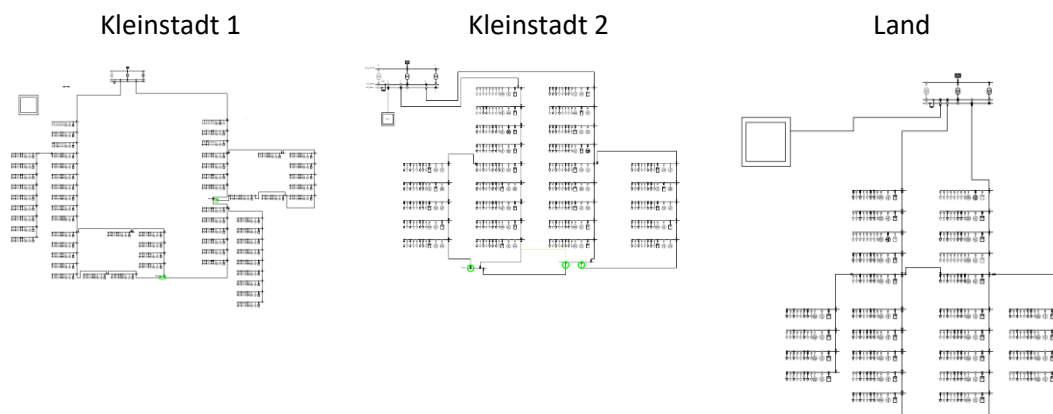


Abbildung 45: Referenznetzstrukturen der Mittelspannungsuntersuchungen der Typregion „Land“

Die drei Referenzstrukturen werden um eine Variation der Region „Land“ ergänzt. Diese zusätzliche Variante unterscheidet sich durch eine unterschiedliche Durchdringung erneuerbarer Einspeisungen. Die Parametrierung der Netze ist in der folgenden

Tabelle 43 dargestellt.

Tabelle 43: Kennzahlen der Mittelspannungs-Referenznetze der Typregion "Land".

Struktur Daten	Einheit	BW_KS1	BW_KS2	BW_LD1	BW_LD2
Anzahl der Abgänge	Anzahl	6	17	9	11
Knoten je Abgang	Anzahl	21	9	14	14
Abstand zwischen Knoten	m	287 (LD) und 193 (KS)	420	950	950
Mittlere Länge der Abgänge	m	4508	4200	11550	11550
Häufigster Kabeltyp	Typ	NA2XS2Y	NA2XS2Y	NA2XS2Y	NA2XS2Y
Häufigster Leitungstyp	Typ	Al 50	Al 80	Al 80	Al 80
Anteil Kabel	%	87 %	57 %	76 %	76 %
Anteil Freileitung	%	13 %	43 %	24 %	24 %
Anzahl der Transformatoren	Anzahl	2	2	2	2

Verbrauch / Erzeugung	Einheit	BW_KS1	BW_KS2	BW_LD1	BW_LD2
NS-Strukturen	Typ	KS1 + L1	KS2 + L2	L1	L1
Anzahl der NS-Strukturen	Anzahl	95	200	123	117
Zusätzliche Verbraucher	Typ	Kleine Ge- werbe	Gewerbe / Industrie	Industrie	Gewerbe
Wohnungen	Anzahl	4490	11769	9348	8892
Wohngebäuden	Anzahl	4257	8556	7749	7371
Pkw (2015)	Anzahl	7043	17555	17466	16614
Erzeugung	Typ	PVA:ca. 6.4MW _{inst} WEA:ca. 3.3MW _{inst}	PVA:ca. 7MW _{inst}	BMA:ca. 2.2MW _{inst} WEA:ca. 3.5MW _{inst}	BMA:ca. 0.5MW _{inst} WEA:ca. 18MW _{inst}

Die Netze unterscheiden sich durch die Anzahl der integrierten Niederspannungsstrukturen und die Integration erneuerbarer Energien. Die Netze bieten ebenfalls redundant ausgelegte Transformatoren in der Netzebene 4 und Umschaltmöglichkeiten der Leitungen. Neben Kabelstrecken sind in den Netzregionen ebenfalls Freileitungsstrecken integriert, die hinsichtlich Blindleistungsbedarf unterschiedliche Anforderungen aufweisen.

Die Entwicklung der Ladepunkte für Batterie-Pkw sowie der Wasserstofftankstellen in den Netzregionen ist in der folgenden Tabelle 44 dargestellt.

Tabelle 44: Entwicklung der BEV sowie der Lade- und Betankungsinfrastruktur in den Mittelspannungs-Strukturen nach Szenario

Jahr	Struktur	Fokus BEV			Mix			Fokus FCEV		
		BEV	HRS	LS	BEV	HRS	LS	BEV	HRS	LS
2030	BW_KS1	1499	1	4	1261	1	4	571	1	2
2040		3450	1	9	2094	1	6	833	1	3
2050		4878	1	12	3093	1	8	1261	1	3
2030	BW_KS2	1287	1	4	3145	1	4	1378	1	2
2040		1989	1	9	5238	1	6	2093	1	3
2050		2925	1	12	7731	1	9	3082	1	3
2030	BW_LD1	3813	1	7	3198	1	6	1353	1	2
2040		7257	1	15	5289	1	9	2091	1	4
2050		12177	1	21	7626	1	13	3075	1	6
2030	BW_LD2	3042	1	7	3042	1	6	1287	1	2
2040		5031	1	15	5031	1	9	1989	1	4
2050		7254	1	21	7254	1	13	2925	1	6

HRS: Wasserstofftankstelle; LS: Ladestation mit je 2x AC und 1x DC Ladepunkt

Mittelspannungsnetz BW_LD1

Die Ergebnisse des Mittelspannungsnetzes BW_LD1 werden nachfolgend dargestellt. Das Netz zeigt die höchsten Auswirkungen der Mobilitätsszenarien innerhalb der Netzstrukturen in der Typregion „Land“. Die Ergebnisse der anderen Regionen zeigen ein vergleichbares Ergebnis (siehe Zusammenfassungen im Abschnitt 6.4.5).

Ergebnisse Spannungsband

Die Ergebnisse der Spannungsbanduntersuchungen sind in der folgenden Abbildung 46 für den Knoten mit der höchsten Spannungsabsenkung dargestellt.

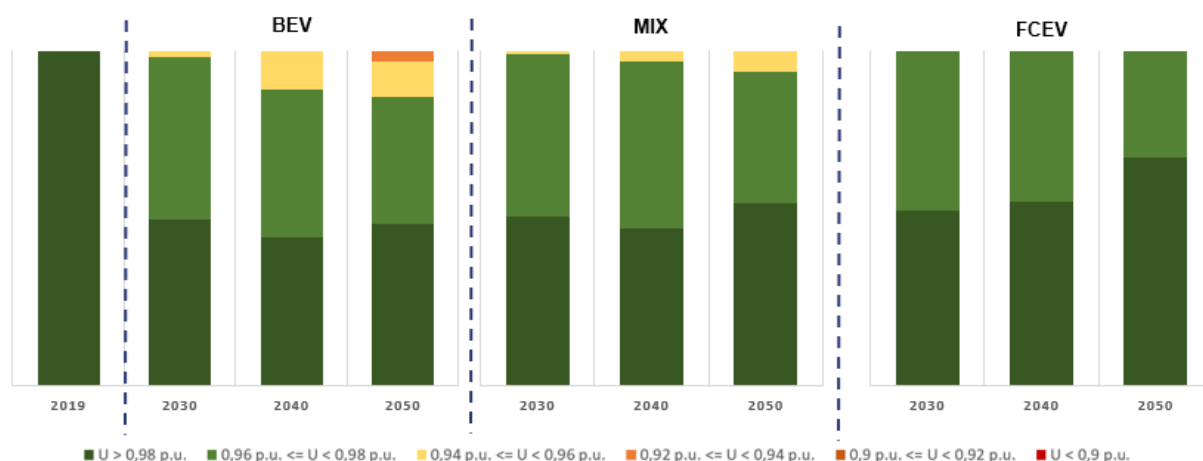


Abbildung 46: Verteilungen der Spannungen [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz BW_LD1 nach Szenario und Stützjahr

Die Analyse der Szenarien zeigt, dass das Netz im aktuellen Zustand keinerlei Spannungsbandabweichungen von mehr als 2 % aufweist. Durch die zusätzlichen Fahrzeuge sinkt die Spannung im Szenario Fokus BEV im Stützjahr 2050 unter 0,94 p.u.. Kritische Bereiche werden allerdings in keiner Simulation erreicht. Der Zubau der Wasserstofftankstellen führt zu einer gleichmäßigen Spannungsabsenkung.

Ergebnisse Leitungs- sowie Kabelbelastungen

Die Auslastungen der Leitungs- sowie Kabelstrecken des Mittelspannungsnetzes sind in der folgenden Abbildung 47 dargestellt.

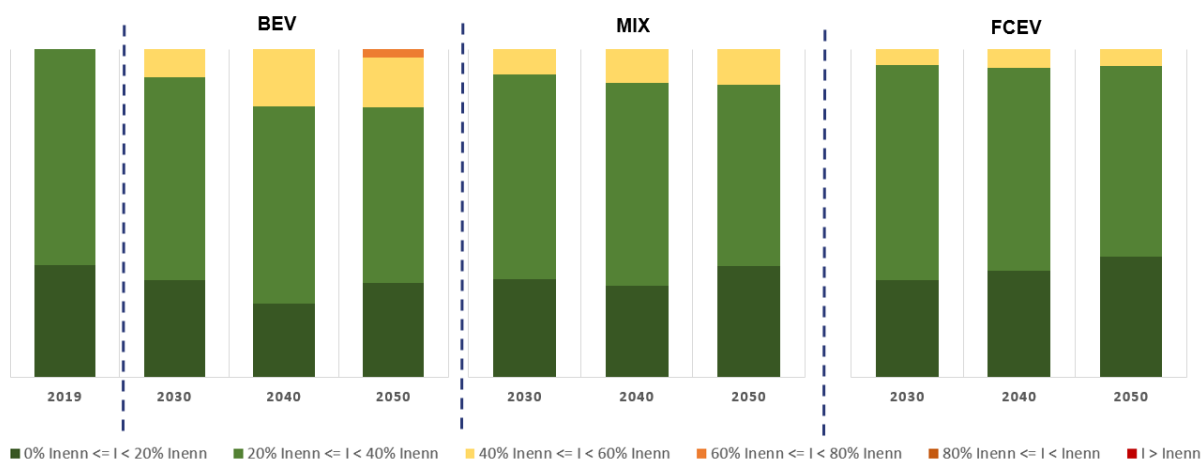


Abbildung 47: Verteilungen der Leitungsbelastung [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz BW_LD1 nach Szenario und Stützjahr

Die Ergebnisse zeigen, dass aufgrund der Belastungszunahme im Szenario Fokus BEV die Leitungsauslastung auf über 60 % ansteigt. Die Effizienzsteigerungen der herkömmlichen Lasten führen zu einem Anstieg der Schwachlastphasen, in denen die Übertragungsstrecken unter 20 % ausgelastet sind. Die Belastungssituation in den Szenarien Mix und Fokus FCEV bleibt nahezu konstant über die Stützjahre.

Ergebnisse Transformatorbelastung

Die Ergebnisse der Transformatorbelastung sind in der Abbildung 48 abgebildet.

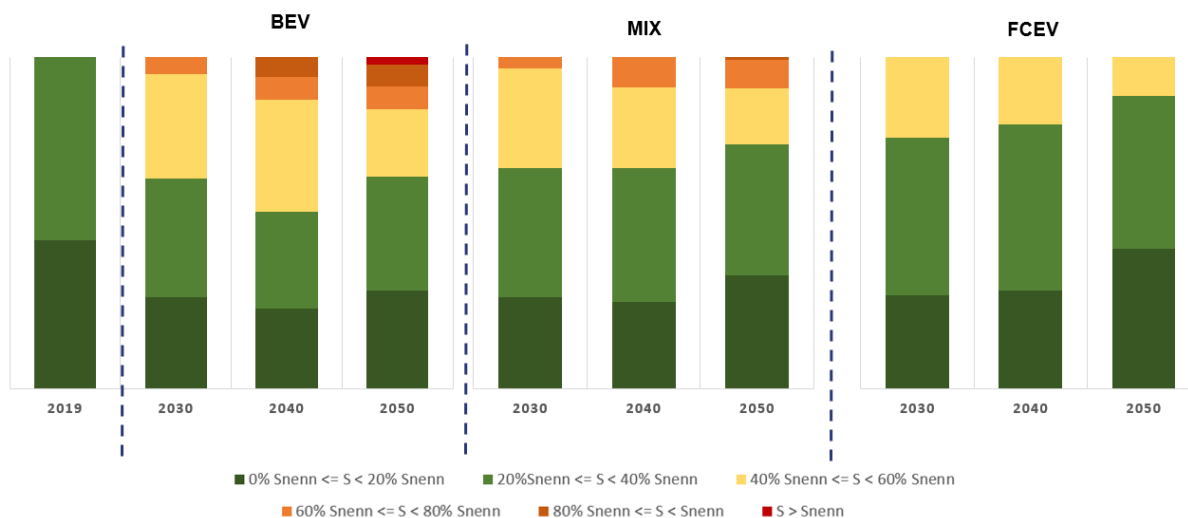


Abbildung 48: Verteilungen der Transformatorbelastung [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz BW_LD1 nach Szenario und Stützjahr

Die Ergebnisse zeigen eine kritische Auslastung des Transformators infolge der Belastungssteigerung durch die Batterie-Pkw und Wasserstofftankstellen. Die Auslastung steigt im Vergleich zum aktuellen Stand 2019 deutlich. Im Szenario Fokus BEV werden die Belastungsgrenzen der Transformatoren zeitweise überschritten. Der Bereich hoher Auslastung ist über einen großen Zeitraum zu erkennen. Die Auslastung sinkt im Szenario Mix und Fokus FCEV. Allerdings treten auch in diesen Szenarien Auslastungsgrade über 50 % auf.

Ergebnisse (N-1)-Kriterium

Die Ergebnisse der Auswertungen der Transformatorauslastungen und die daraus berechnete Einhaltung des (N-1)-Kriteriums ist in der Abbildung 49 dargestellt.

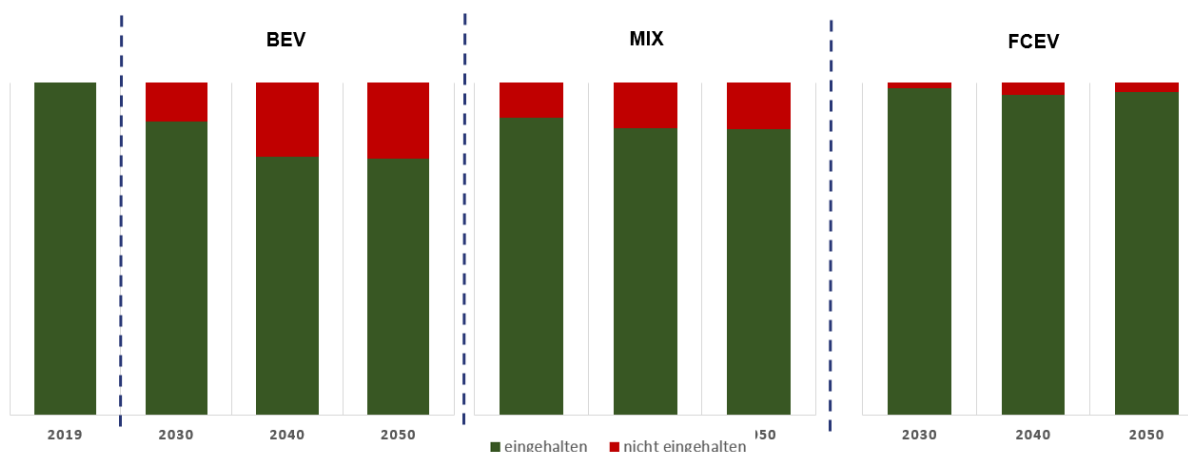


Abbildung 49: Verteilungen des (N-1)-Kriteriums [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz BW_LD1 nach Szenario und Stützjahr

Die Auswertung des (N-1)-Kriteriums zeigt, dass im Szenario 2030 die Lasten zu einer Verletzung in allen Szenarien führt. Am deutlichsten ist dies im Szenario Fokus BEV zu erkennen. Es tritt in 10 % der Zeitpunkte eine Belastungssituation auf, die keine Einhaltung des (N-1)-Kriteriums ermöglicht.

6.4.3. Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen der Verteilnetzanalyse wurden in dieser Studie umfangreiche Untersuchungen hinsichtlich der Auswirkungen unterschiedlicher Mobilitätsszenarien durchgeführt. Die Szenarien decken unterschiedliche Ansätze der Flottenentwicklung batterieelektrischer und wasserstoffbetriebener Pkw ab. Die Untersuchungen basieren auf Annahmen, die im Rahmen verschiedener Studien und wissenschaftlichen Arbeiten ausgearbeitet wurden und eine belastbare Grundlage ermöglichen. Die Ergebnisse der Verteilnetzuntersuchungen bilden so verschiedene Szenarien bei der Entwicklung von Nullemissions-Pkw ab. Die Entwicklung neuer Technologien und die Weiterentwicklung bestehender Ansätze kann zu einer Abweichung der hier getroffenen Annahmen führen und die Ergebnisse beeinflussen. Im Rahmen der Untersuchungen sind neben vielen kleineren zwei wesentliche Einflussfaktoren identifiziert worden, auf die die Ergebnisse besonders sensitiv reagieren. Die folgende Sensitivitätsanalyse zeigt auf, wie stark die Ergebnisse von den Einflussfaktoren abhängig sind.

Als wesentliche Einflussfaktoren wurden die Entwicklung und Verteilung der Ladeleistung sowie die Ladewahrscheinlichkeiten, die als Gleichzeitigkeitsfaktoren in der Untersuchung berücksichtigt wurden, identifiziert. Die Verschiebung der Fahrzeugflotten bzw. der Ladepunkte hin zu höheren Ladeleistungen führt direkt zu einer Erhöhung der Netzlast. Für die Analyse der Sensitivitäten wird die ursprünglich angenommene Verteilung der Leistungsklassen in den Fahrzeugflotten (Tabelle 12) geändert und mehr dreiphasig ladende Fahrzeuge mit hoher Leistung in die Netze integriert.

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren hingegen beeinflussen die Netzlast indirekt. Es wird dabei davon ausgegangen, dass aufgrund unterschiedlichen Fahrverhaltens im privaten Sektor die Fahrzeuge zu verschiedenen Zeiten an die Netze angeschlossen werden. Somit kann der theoretische Leistungsbedarf der Fahrzeugflotte deutlich über der vom Netz bereitgestellten Kapazität liegen. Diese Annahme deckte allerdings keine Worst-Case-Szenarien ab. Diese können in Sondersituationen (z.B. nach Brückentagen / Feiertagen oder zu Urlaubszeiten) auftreten. Zu diesen Zeitpunkten kann eine sehr hohe Gleichzeitigkeit eintreten, die deutlich über den statistischen Annahmen für die jeweiligen Fahrzeugflotten und Ladeleistungsklassen liegen kann. Andererseits können Strategien zum gesteuerten Laden in den Verteilnetzebenen den Tagesverlauf der Gleichzeitigkeitsfaktoren der Ladeleistung hin zu einer Vergleichmäßigung beeinflussen. Das Ergebnis wäre auch für die betrachteten Zeitpunkte der Hochlast ein reduzierter Gleichzeitigkeitsfaktor und damit eine reduzierte Last.

Neben den Annahmen hinsichtlich der Elektromobilität sind in den Parametrierungen der Netze aktuelle Ausbauprognosen erneuerbarer Energien berücksichtigt. Ein weiterer Einflussfaktor in diesem Bereich sind private Wärmepumpen, die im Rahmen der Sensitivitätsanalyse in den ländlich geprägten Netzregionen installiert werden. Der vermehrte Ausbau in innerstädtischen Gebieten wurde für die Betrachtung ausgeschlossen, da nicht von einer signifikanten Anzahl in diesen Gebieten ausgegangen wird. In den ländlichen Regionen wurde in Absprache mit Netze BW von einer Durchdringung von 10 % bis 23 % in den Stützjahren von 2030 bis 2050 bei einer installierten Leistung bis zu 41,6 kW in 2050 ausgegangen.

Im Folgenden werden die Untersuchungen im Rahmen der Sensitivitätsanalyse näher beschrieben und die Ergebnisse dargestellt.

6.4.3.1. Verteilung der Ladetechnologien

Die Annahmen der Verteilnetzuntersuchungen (Abschnitt 6.3, Tabelle 12) setzen die einphasige Ladetechnologie mit 3,7 kW Spitzenleistung als dominante Ladetechnologie an. Dies beruht auf den Erkenntnissen bisheriger Studien und der Annahme, dass vorrangig die Grundausrüstung der Automobilhersteller zur privaten Ladung beschafft wird. Durch technologischen Fortschritt und günstigere Herstellungsverfahren kann allerdings die einphasige Technologie durch dreiphasige Ladung im privaten Bereich als relevanteste Technologie abgelöst werden. Zur Analyse eines solchen Entwicklungsszenarios werden die Verteilungen der Ladeleistung der einphasigen Ladung (3,7 kW) und der dreiphasigen Ladung mit 11 kW Spitzenleistung getauscht. Aufgrund hoher Investitionskosten und hoher Anforderungen an den Netzanschlusspunkt wird die Verteilung der dreiphasigen Ladetechnologie mit 22 kW Spitzenlast beibehalten. In der folgenden Tabelle 45 sind die resultierenden Verteilungen für die Sensitivitätsanalyse aufgetragen (VT1: Verteilung für die Untersuchungen bisher; VT2: abweichende Verteilung für die Sensitivitätsanalyse). Die Analysen wurden für ein ländlich geprägtes Netz (BW_KS2) sowie ein großstädtisch geprägtes Netz (HH_LD) durchgeführt.

Als Grundlage der Fahrzeugzahlen dienen die Untersuchungen aus dem Szenario Fokus BEV. Die Ergebnisse sind mit geringeren Auswirkungen auf die Szenarien Mix und Fokus FCEV übertragbar. Dabei ist die absolute Anzahl batterieelektrischer Pkw entscheidend für die Höhe des Einflusses.

Tabelle 45: Verteilung der Ladetechnologien für die Sensitivitätsanalyse

Ladeleistung [kW]	BW_KS2		HH_LD	
	Verteilung	Verteilung	Verteilung	Verteilung
	Studie/VT1 2030/2040/2050	Sensitivität/VT2 2030/2040/2050	Studie/VT1 2030/2040/2050	Sensitivität/VT2 2030/2040/2050
3.7	6 / 10 / 13	2 / 2 / 2	4 / 6 / 8	1 / 1 / 2
11	2 / 2 / 2	6 / 10 / 13	1 / 1 / 2	4 / 6 / 8
22	1 / 2 / 2	1 / 2 / 2	1 / 1 / 1	1 / 1 / 1

Die folgende Abbildung 50 zeigt die Auswirkungen der variierten Verteilung der Ladetechnologien auf die Transformatorbelastung für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 in den beiden ausgewählten Netzregionen.

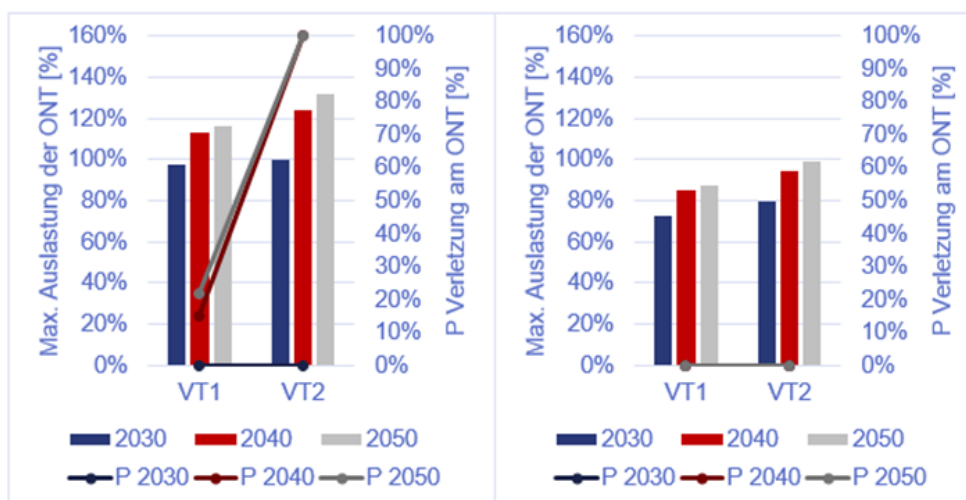


Abbildung 50: Veränderung der Transformatorauslastung in zwei Netzregionen (BW_KS2: links, HH_LD: rechts) infolge veränderter Verteilung der Ladeleistung

Die Ergebnisse zeigen, dass die Transformatorbelastung durch die neuen Lastverhältnisse in beiden Netzen infolge der Veränderung deutlich steigt. In der Netzregion BW_KS2 führt die Anhebung der Last zu einer Erhöhung der Verletzungswahrscheinlichkeit auf 100 % in den Jahren 2040 und 2050. Im Stützjahr 2030 steigt die Belastung nahe an die zulässige Nennleistung des Transformators. Die Region HH_LD bietet ausreichend Reserven den Belastungsanstieg aufzunehmen, jedoch ist die Belastungsgrenze erreicht und ein weiterer Anstieg der Last führt zu einer Überlastung des Betriebsmittels.

Die Abbildung 51 zeigt die Kabelbelastungen eines transformatornahen Kabels in beiden Netzregionen.

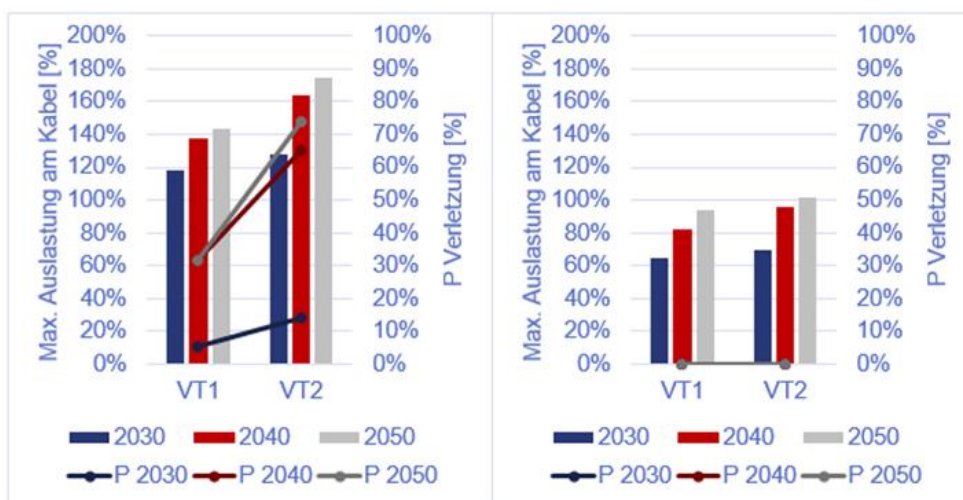


Abbildung 51: Veränderung der Kabelauslastung eines Kabels in zwei Netzregionen (BW_KS2: links, HH_LD: rechts) infolge veränderter Verteilung der Ladeleistung

Die Auswertung der Kabelbelastung zeigt ein mit der Transformatorauslastung vergleichbares Ergebnis. Die Region HH_LD2 bietet auch im Stützjahr 2050 ausreichend Reserven, eine weitere Steigerung würde jedoch zu einer Überschreitung der Belastungsgrenze führen. Die bereits im Grundszenario hoch ausgelasteten Kabel der Netzregion BW_KS2 werden durch die Zunahme der Ladeleistung höher ausgelastet und die Belastungsgrenzen können bei ungünstigen Fahrzeugverteilungen die thermischen Belastungsgrenzen überschreiten. Dabei können Situationen auftreten, welche die Belastungsgrenzen mit über 70 % überschreiten. Die Häufigkeit der Verletzung steigt durch die Zunahme der Leistung einzelner Elektrofahrzeuge weiter an.

Die Ergebnisse der Spannungsbetrachtung eines Netzknotens und die Verletzungswahrscheinlichkeit im gesamten Netzgebiet sind in Abbildung 52 dargestellt.

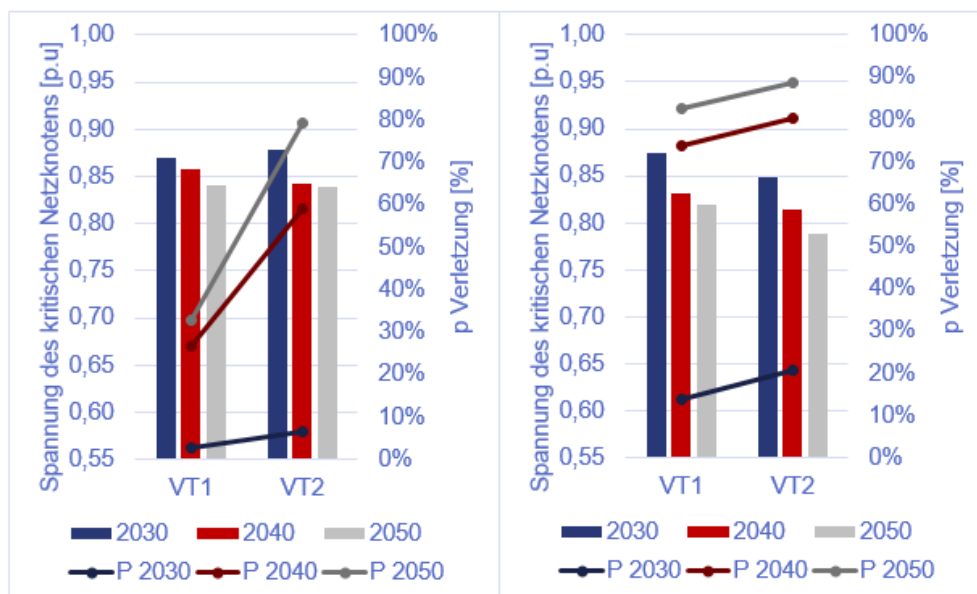


Abbildung 52: Veränderung der Spannung eines Netzknotens in zwei Netzregionen (BW_KS2: links, HH_LD: rechts) infolge veränderter Verteilung der Ladeleistung

Die Analyse der Spannung eines Netzknotens zeigt eine Verschlechterung der Spannungssituation bereits kritischer Netzbereiche. Infolge der höheren Last und dem damit steigenden Strom über die Verteilnetze erhöht sich der Spannungsabfall über die Leitungen und die Spannung an den betroffenen Knoten sinkt weiter ab. Die Verletzungswahrscheinlichkeit nimmt in beiden Netztopologien zu. Im Stützjahr 2030 treten in beiden Netzregionen Spannungsbandverletzungen auf, jedoch ist die Verletzungswahrscheinlichkeit noch gering und es kann davon ausgegangen werden, dass nur eine vermehrte Häufung an Leitungsenden oder einzelnen Knotenpunkten zu einer Verletzung des Spannungsbandes führt. In den Jahre 2040 und 2050 steigt die Verletzungswahrscheinlichkeit von einem bereits hohen Niveau weiter an.

Abbildung 53 zeigt die Veränderung der Unsymmetrie, die durch die Elektrofahrzeuge hervorgerufen wird.

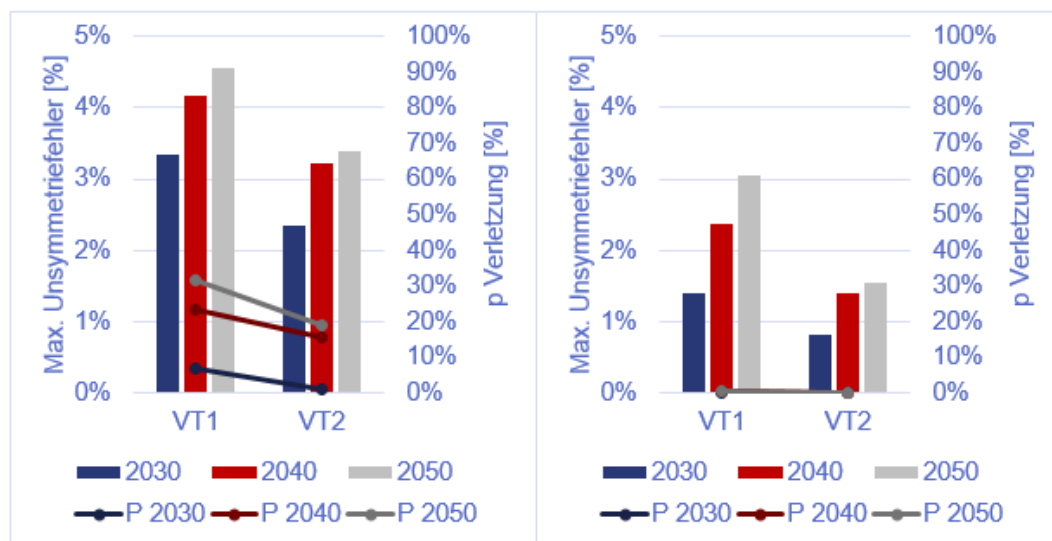


Abbildung 53: Veränderung der Unsymmetrie eines Netzknotens in zwei Netzregionen (BW_KS2: links, HH_LD: rechts) infolge veränderter Verteilung der Ladeleistung

Die Änderung der Ladetechnologie zeigt einen positiven Effekt auf den Unsymmetriegrad der Netze. Die maximalen Unsymmetriefehler werden deutlich reduziert, da weniger Fahrzeuge unsymmetrisch auf die Phasen aufgeteilt werden können. Extremszenarien, in denen hohe Unsymmetriegrade durch häufigen Anschluss auf einer Phase auftreten. Die Anzahl einphasiger Fahrzeuge in der neuen Verteilung ist allerdings weiterhin so hoch, dass in ungünstigen Verteilungen hohe Unsymmetriegrade entstehen. Die notwendige Häufung dieser Verteilungen tritt aber in weniger Fällen auf und die Fehlerwahrscheinlichkeiten im Netz BW_KS2 sinkt.

6.4.3.2. Änderung der Gleichzeitigkeitsfaktoren

Durch die Veränderung der Gleichzeitigkeitsfaktoren kann die Belastungssituation der Netze positiv sowie negativ beeinflusst werden. Die für die Untersuchung der Verteilnetze genutzten Gleichzeitigkeitsfaktoren bilden das erwartete Ladeverhalten an einem durchschnittlichen Tag ab. Darüber hinaus sollen in dieser Sensitivitätsanalyse Worst-Case Szenarien betrachtet werden, die eine vermehrte Häufigkeit des Ladevorgangs abbilden. Hierfür werden die Gleichzeitigkeitsfaktoren in den drei Stufen, +20 %, +40 % und +50 %, angehoben. Zur Abbildung eines Lademanagementsystems werden die Ladevorgänge verstetigt und die Gleichzeitigkeitsfaktoren in der Spitze um die Stufen -5 % und -10 % gesenkt.

Die folgenden Abbildung 54 und Abbildung 55 zeigen die Entwicklung der Transformatorbelastung in beiden Netzregionen infolge der Änderung der Gleichzeitigkeitsfaktoren.

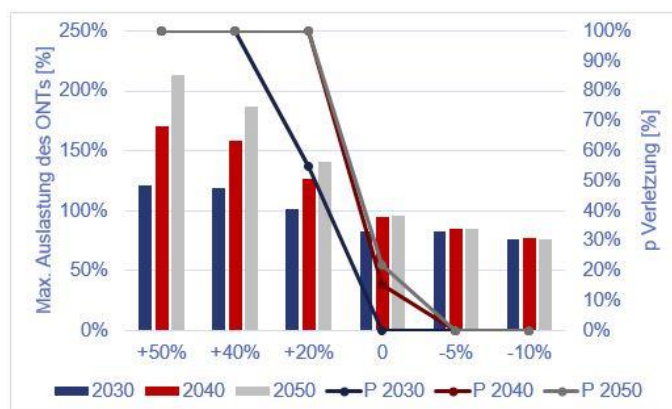


Abbildung 54: Auslastung und Verletzungswahrscheinlichkeit der Transformatoren im Netz BW_KS2 bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren

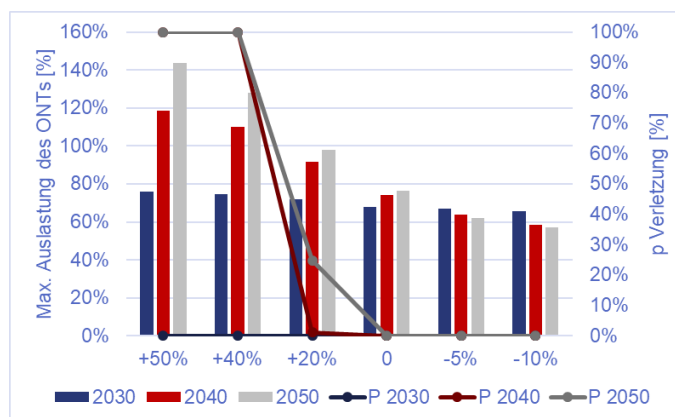


Abbildung 55: Auslastung und Verletzungswahrscheinlichkeit der Transformatoren im Netz HH_LD bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren

Die Erhöhung der Gleichzeitigkeit führt in beiden Netzregionen zu einem deutlichen Anstieg der Transformatorbelastung und einer Erhöhung der Fehlerwahrscheinlichkeit. Im Netz BW_KS2 steigt die Verletzungswahrscheinlichkeit bereits bei einer Erhöhung um +20 % in 2030 deutlich an und erreicht 2040 100 %. Die Erhöhung um +40 % führt bereits 2030 zu einer Überschreitung der Transformatorleistung in jedem Szenario. Die Netzregion HH_LD zeigt mehr Reserven hinsichtlich einer Erhöhung der Gleichzeitigkeitsfaktoren. Eine Erhöhung um +20 % führt erst im Stützjahr 2050 zu einem signifikanten Anstieg der Fehlerwahrscheinlichkeit. Einer Erhöhung um +40 % führt in diesem Netz allerdings ebenfalls zu einer Überschreitung der Transformatornennleistung in den Jahren 2040 und 2050.

Die Reduktion des Gleichzeitigkeitsfaktors z.B. durch die Einführung eines netzdienlichen Lademanagements führt in beiden Netzen zu einer Reduktion der Transformatorbelastung zu Spitzenlastzeiten. Die Reduktion wird ab 2040 sehr deutlich. Die Transformatorbelastung sinkt um bis zu 20 % durch die Einführung eines netzdienlichen Lademanagements. In den Jahren 2040 sowie 2050 treten durch die Reduktion keine Verletzungen der Betriebsgrenzen der Transformatoren auf.

Abbildung 56 und Abbildung 57 zeigen die Auslastung eines Kabels in Transformatornähe und die Veränderungen durch die Variation der Gleichzeitigkeitsfaktoren.

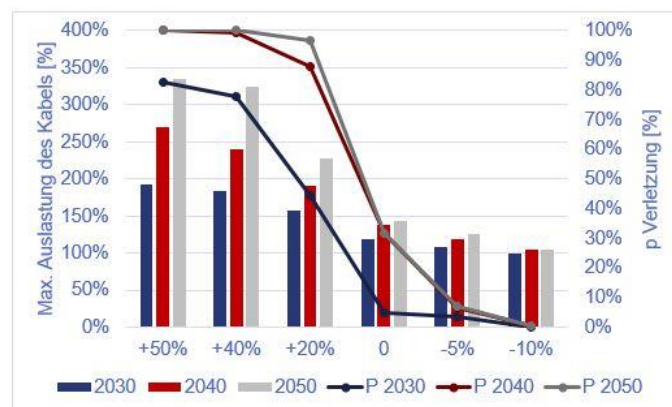


Abbildung 56: Auslastung und Verletzungswahrscheinlichkeit eines transformatornahen Kabels im Netz BW_KS2 bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren

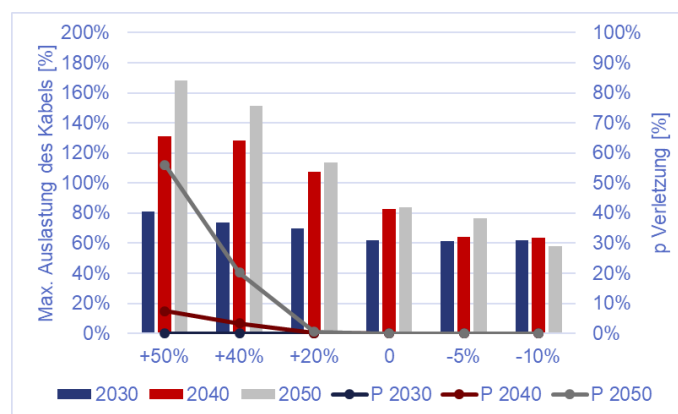


Abbildung 57: Auslastung und Verletzungswahrscheinlichkeit eines transformatornahen Kabels im Netz HH_LD bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren

Die Verletzungswahrscheinlichkeit des bereits in den bisherigen Untersuchungen hoch ausgelasteten Kabels steigt infolge der Erhöhung der Gleichzeitigkeit deutlich an. Bereits 2030 ist die Verletzungswahrscheinlichkeit so hoch, dass kein sicherer Betrieb des Netzes gewährleistet werden kann. Eine Verringerung der Gleichzeitigkeit um 5 % ist ausreichend, um im Netz BW_KS2 eine Senkung der Verletzungswahrscheinlichkeit in 2050 auf nahe 0 % zu erreichen. Die Verringerung des Gleichzeitigkeitsfaktors um 10 % führt zu einer Einhaltung der Belastungsgrenzen in nahezu jeder Belastungssituation. Dabei führt nur eine extreme Häufung an einzelnen Netzknoten zu einer Überschreitung der thermischen Belastungsgrenzen. Das Netz HH_LD bietet ausreichend Flexibilität, um eine Erhöhung der Gleichzeitigkeit um 20 % aufzunehmen. Nur das Stützjahr 2050 führt bei einer Erhöhung um +50 % zu einer Überlastung der Betriebsmittel. Die Verringerung der Gleichzeitigkeit bewirkt eine Entlastung der Netze und bietet weitere Flexibilität für nicht steuerbare Verbraucher.

In den folgenden Abbildung 58 und Abbildung 59 sind die Ergebnisse der Spannungen eines Netzknotens dargestellt.

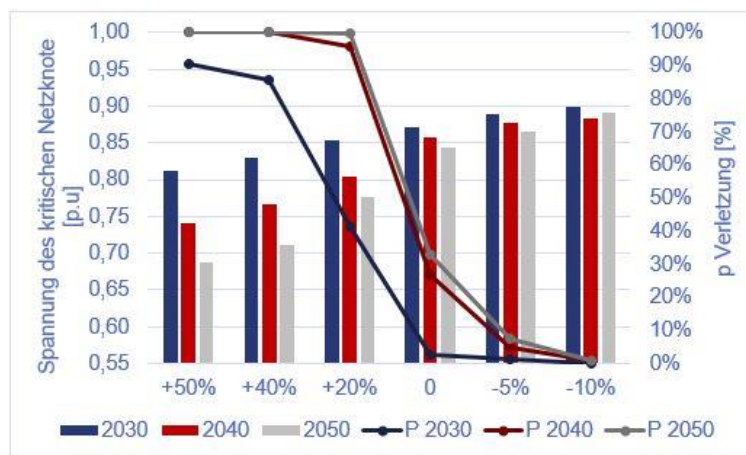


Abbildung 58: Spannung eines Netzknoten im Netz BW_KS2 bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren

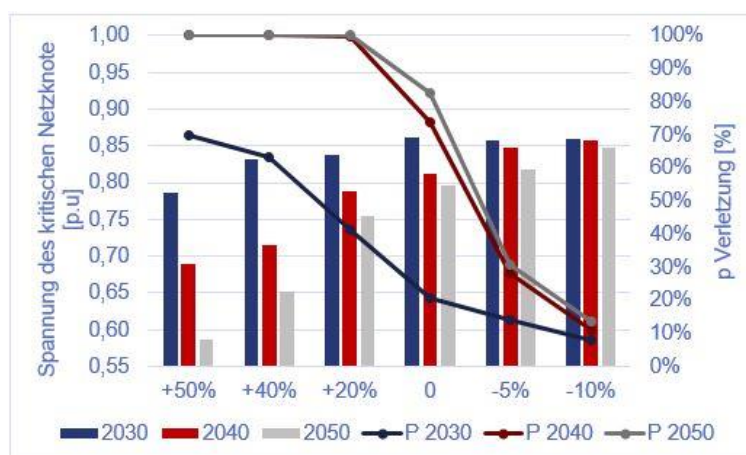


Abbildung 59: Spannung eines Netzknoten im Netz HH_LD bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren

Beide Netze zeigen ein vergleichbares Verhalten der Absenkung des Spannungsbandes an kritischen Knoten sowie der allgemeinen Verletzungswahrscheinlichkeit. Durch Erhöhung der Gleichzeitigkeitsfaktoren steigt die Belastung an und bereits ab einer Erhöhung um 20 % steigen die Verletzungswahrscheinlichkeiten in den Jahren 2040 und 2050 auf 100 %. Eine Verringerung der Gleichzeitigkeit führt zu einer Entlastung des gesamten Netzes. Die Spannungsabsenkung einzelner Knoten im Jahr 2050 ist weiterhin erkennbar, jedoch ist die Absenkung wesentlich geringer und nur bei starker Häufung entstehen Situationen mit Spannungsbandverletzungen.

In der abschließenden Betrachtung der Gleichzeitigkeitsfaktoren sind in den Abbildung 60 und Abbildung 61 die Ergebnisse der Unsymmetrie abgebildet.

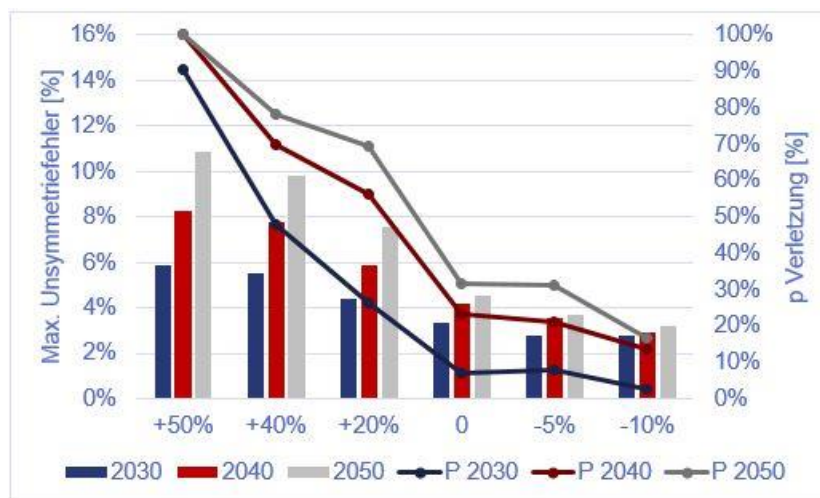


Abbildung 60: Unsymmetriefaktor eines Netzknoten im Netz BW_KS2 bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren

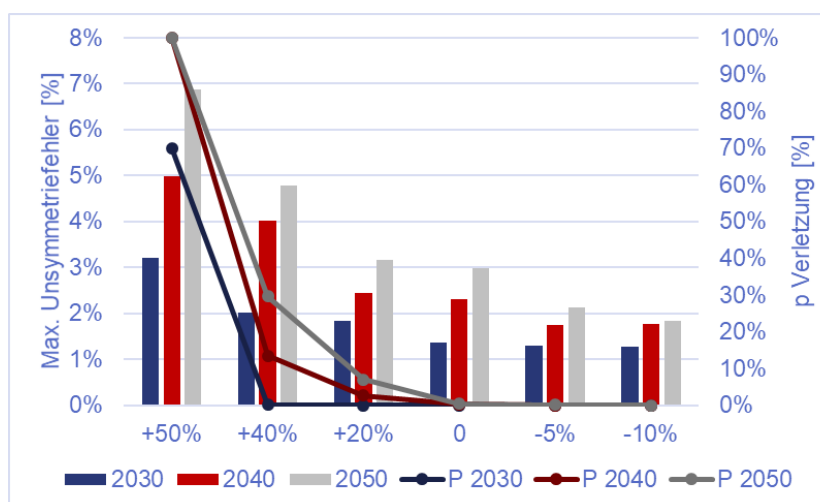


Abbildung 61: Unsymmetriefaktor eines Netzknoten im Netz HH_LD bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren

Die Veränderung der Gleichzeitigkeit ist in beiden Netzen in Bezug auf die Unsymmetrie unterschiedlich stark ausgeprägt. Im Netz BW_KS2 führt die Erhöhung direkt zu einem deutlichen Anstieg der Unsymmetrie. Ab einer Erhöhung um 40 % ergeben sich für das Netz BW_KS2 im Jahr 2040 bereits eine Verletzungswahrscheinlichkeit über 50 %. Das Netz HH_LD2 zeigt bis zu einer Zunahme des Gleichzeitigkeitsfaktors um 40 % kaum Effekte der gestiegenen Belastungssituation. Erst 2050 werden Verletzungswahrscheinlichkeiten über 30 % erreicht. Die Erhöhung um 50 % führt zu einem sprunghaften Anstieg der Verletzungswahrscheinlichkeiten in allen Stützjahren. Die Verringerung der Gleichzeitigkeit führt zu einer Verringerung der maximalen Unsymmetrie und der Verletzungswahrscheinlichkeit. Einen weiteren Einfluss neben einer Verstärkung durch Lademanagement wäre im Rahmen der Unsymmetriebetrachtung durch eine Phasenwahl der angeschlossenen Verbraucher zu realisieren. Mit dieser Technologie könnten auch in anderen Szenarien mit einer hohen Gleichzeitigkeit die Unsymmetrie verbessert werden.

6.4.3.3. Einfluss Wärmepumpen

In zukünftigen Energiesystemen spielen sektorübergreifende Technologien und ihre Synergieeffekte zum Erreichen der klimapolitischen Ziele eine entscheidende Rolle. Die Kopplung des Wärme- und Stromsektors wird im Niederspannungsbereich durch den Einsatz elektrischer Wärmepumpen ermöglicht. Der Einsatz dieser Systeme zeigt sich im Rahmen der Netzbetrachtung vor allem durch eine Erhöhung der Lastsituation der Verteilnetze. Die Auswirkungen eines vermehrten Zubaus elektrischer Wärmepumpen werden nachfolgend an der Netzstruktur BW_KS2 dargestellt.

Die hierzu verwendeten Annahmen hinsichtlich der derzeitigen und zukünftigen Durchdringung elektrischer Wärmepumpen basieren auf [46] und wurden mit dem zuständigen Verteilnetzbetreiber Netze BW diskutiert. Die Annahmen sind in Tabelle 46 dargestellt. Hierbei ist zunächst die Gesamtanzahl an Wärmepumpen für das betrachtete Gebiet am Beispiel Leutkirch im Allgäu zu sehen. Anhand dieser Gesamtanzahl wurde die Anzahl an Wärmepumpen für die analysierte Netzstruktur berechnet und als Inputparameter für die nachfolgenden Analysen verwendet.

Tabelle 46: Annahmen Durchdringung von Wärmepumpen

	2016	2030	2040	2050
Anzahl WP Leutkirch im Allgäu	340	667	1101	1535
Anteil Gebäude mit WP [%]	5,1	10	17	23
Anzahl WP in Netz BW_KS2	1	3	6	8

Die folgende Abbildung 62 zeigt die Entwicklung der Auslastungsgrade des Ortsnetztransformators sowie der Kabel und die Veränderung der Spannungsqualität infolge des Zubaus elektrischer Wärmepumpen.

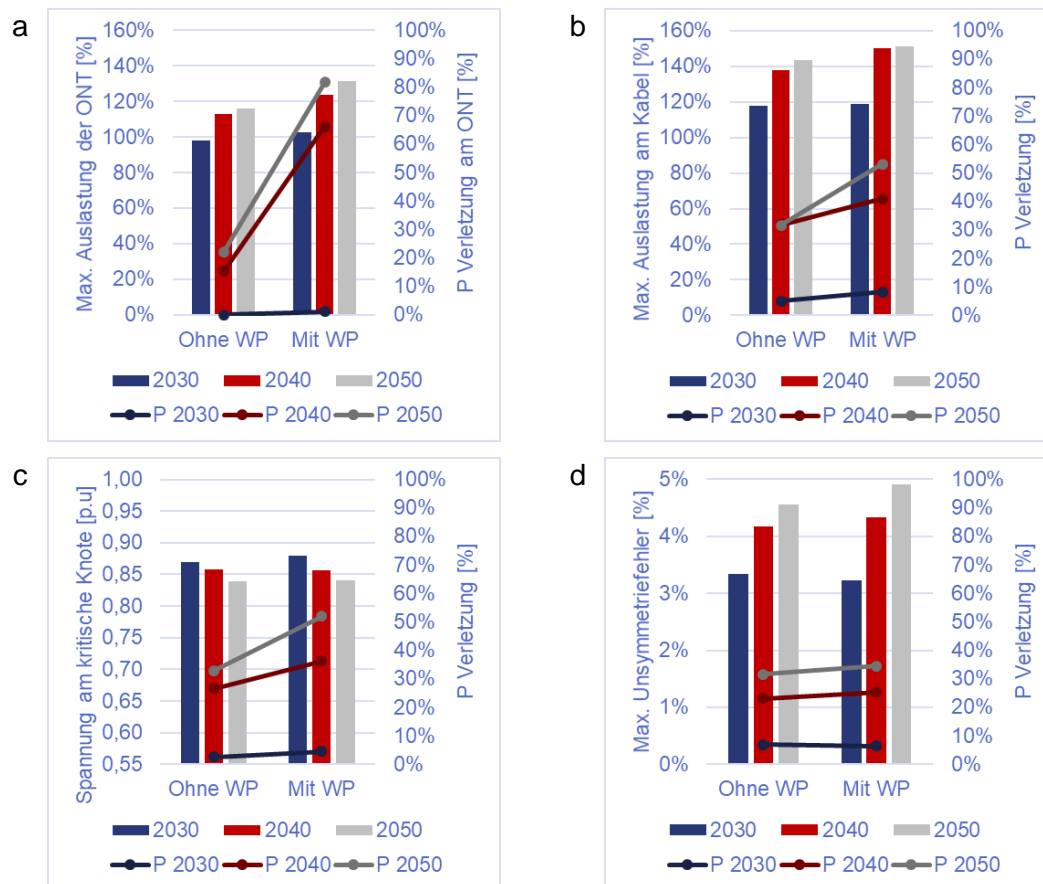


Abbildung 62: Änderung der Netzrestriktionen durch den Einfluss der Wärmepumpe; a - Transformator, b - transformatornahes Kabel, c - Spannung eines Netzknoten, d - Unsymmetrie eines Netzknoten

Die Ergebnisse zeigen die erwartete Steigerung des Auslastungsgrades des Transformators sowie der Kabel. Die Belastungsgrenze der Transformatoren wird durch die Erhöhung der Grundlast häufiger überschritten, wodurch die Verletzungswahrscheinlichkeiten steigen. Die Kabelbelastungen steigen ebenfalls, allerdings fällt die Erhöhung geringer aus, da die Wärmepumpen über die Netzregion verteilt installiert werden und somit keine Hotspots der Überlastung entstehen. Die Entwicklung der Verletzungswahrscheinlichkeit der Spannung zeigt eine Erhöhung, wobei die Spannungsabsenkung einzelner Netzknoten durch die Wärmepumpen nur gering ausfällt. Der Anstieg der Verletzungswahrscheinlichkeit entsteht vor allem über die verteilte Lasterhöhung im gesamten Netzgebiet.

6.4.3.4. Zusammenfassung der Sensitivitätsanalyse

Die durchgeführte Sensitivitätsanalyse diente der Untersuchung der Relevanz ausgewählter Einflussfaktoren auf die Simulationsergebnisse der Verteilnetzsimulationen. Dabei wurden verschiedene relevante Einflussfaktoren identifiziert und deren Auswirkungen auf die Netzrestriktionen und Betriebsmittelgrenzen dargestellt. Die in der Sensitivitätsanalyse betrachteten Einflussfaktoren beinhalten die Verteilung der Ladeleistung der Elektrofahrzeuge, die Gleichzeitigkeitsfaktoren der Ladewahrscheinlichkeit der Elektrofahrzeuge sowie den Einfluss von Wärmepumpen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Zusammenstellung der Fahrzeugflotten mit unterschiedlichen Ladetechnologien bzw. Ladeleistungen wesentlichen Einfluss auf die Belastungssituation hat. Die Erhöhung der Ladel-

eistungen führt zu einer Steigerung der Netzbelastung, wodurch Belastungsgrenzen der Betriebsmittel früher erreicht werden. Gleichzeitig führt eine vermehrte Nutzung dreiphasig angeschlossener Ladepunkte im Vergleich zur Nutzung einphasig angeschlossener Ladepunkte zu einer Verringerung der Unsymmetrie und zu einer besseren Spannungsqualität.

Neben den Ladeleistungen zeigen die Untersuchungen der Gleichzeitigkeitseffekte deutlichen Einfluss auf die Ergebnisse der Netzanalysen. Höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren führen in beiden in diesem Zusammenhang untersuchten Netzregionen zu Überlastsituationen. Die Effekte eines wirksamen „netzdienlichen“ Lademanagements zeigen positiven Einfluss auf die Belastungssituation.

Eine Kombination der beiden Einflussfaktoren Ladeleistung und Gleichzeitigkeit wurde im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse nicht untersucht. Zu erwarten wäre eine resultierende weitere Erhöhung der Netzbelastung und frühere Überschreitung der Betriebsmittelbelastungsgrenzen. Positive Effekte auf den Netzzustand können sich aus der Kombination eines Lademanagementsystems in Verbindung mit einer Zunahme dreiphasig ladender Elektrofahrzeuge ergeben. Durch dreiphasig angeschlossene Ladetechnologie können Unsymmetrien vermieden werden und ein wirksames Lademanagementsystem bietet parallel dazu eine Erhöhung der Betriebsflexibilität wodurch hohe Lasten begrenzt werden können.

Durch die verstärkte Nutzung elektrischer Wärmepumpen im Gebäudebereich werden zusätzliche relevante Verbraucher an die Netze angeschlossen. Dadurch wird die „Grundlast“ in den Verteilnetzen erhöht. Folglich nimmt die Anzahl an Ladepunkten bzw. Batterie-Pkw die ohne Netzerhöhung in das Verteilnetz integriert werden kann, ab. Durch die erhöhte Grundlast und das geänderte Lastverhalten im Vergleich zu Standardlastprofilen gilt es, diese Verbraucher in die Betrachtung der Verteilnetze einzubeziehen.

6.4.4. Monetäre Betrachtung des Ausbaubedarfs

In diesem Abschnitt wird die Abschätzung der Investitionskosten zur Verstärkung des Verteilnetzes innerhalb der betrachteten Strukturen vorgenommen und aufbereitet.

Als Grundlage dieser Abschätzungen dienten unterschiedliche Kriterien für Ausbau und Verstärkung der Verteilnetze. Diese sind mitsamt der Ausbauvarianten nach Spannungsebenen sowie den Annahmen zu den Kosten im Folgenden spezifiziert. Die gesamte Auswertung basierte hierbei auf der Verteilnetzstudie der Deutschen Energie Agentur dena [47].

Ausbaukriterien

Um eine sichere Versorgung gemäß des (N-1)-Kriteriums zu gewährleisten, ist eine ausreichende Dimensionierung der Betriebsmittel (Transformatoren, Kabel und Leitungen) mitsamt ausreichend großer Reserven erforderlich. Diese variieren je nach Spannungsebene und sind in Tabelle 47 zusammengefasst.

Tabelle 47: Ausbaukriterien für sichere Versorgung nach Betriebsmitteln [19]

Spannungsebene	Starklast ¹⁶	Rückspeisung
HS/MS-Transformator	Max. 60 %	Max. 100 %
MS Kabel	Max. 60 %	Max. 100 %
MS/NS-Transformator	Max. 80 %	Max. 100 %
NS Kabel	Max. 80 %	Max. 100 %

¹⁶ In [46] wird die max. Auslastung der MS/NS Transformator und NS Kabel bis 100 % definiert. Nach der Variation der Auslastung dieser Betriebsmittel und in Abstimmung mit Netze BW wird die maximale Auslastung auf 80 % festgelegt. Es wird hierbei die sichere Versorgung des Gebietes und die Verlängerung der Lebensdauer berücksichtigt.

Ausbaukriterien: Niederspannungs-Struktur

Innerhalb der Auswertungen in Kapitel 6.4 wurde deutlich aufgezeigt, dass ein relevanter Ausbaubedarf innerhalb der Niederspannungsstrukturen aufgrund von Spannungsabfällen und hoher Belastungen von Kabeln und Transformatoren entsteht.

Verschiedene Maßnahmen des klassischen Netzausbaus sind in Abbildung 63 dargestellt. Bei einer kritischen Strangbelastung wurden die Batterie-Pkw homogen auf den gesamten Strang und die Last über ein Parallelkabel verteilt (Maßnahme 1). Durch dieses Vorgehen wird die Kapazität erhöht und die Last am Abgang halbiert. Im Falle eines Spannungsabfalls wird ein Parallelkabel über zwei Drittel der Kabellänge eingesetzt und dadurch die gesamte Impedanz sowie der Lastfluss am Abgang reduziert (Maßnahme 2).

Ein Austausch eines Transformators oder die Inbetriebnahme eines zusätzlichen Transformators wird als notwendig betrachtet, wenn die Transformatorbelastung mit einer Verletzungswahrscheinlichkeit von über 30 % überschritten wird (Maßnahme 3).

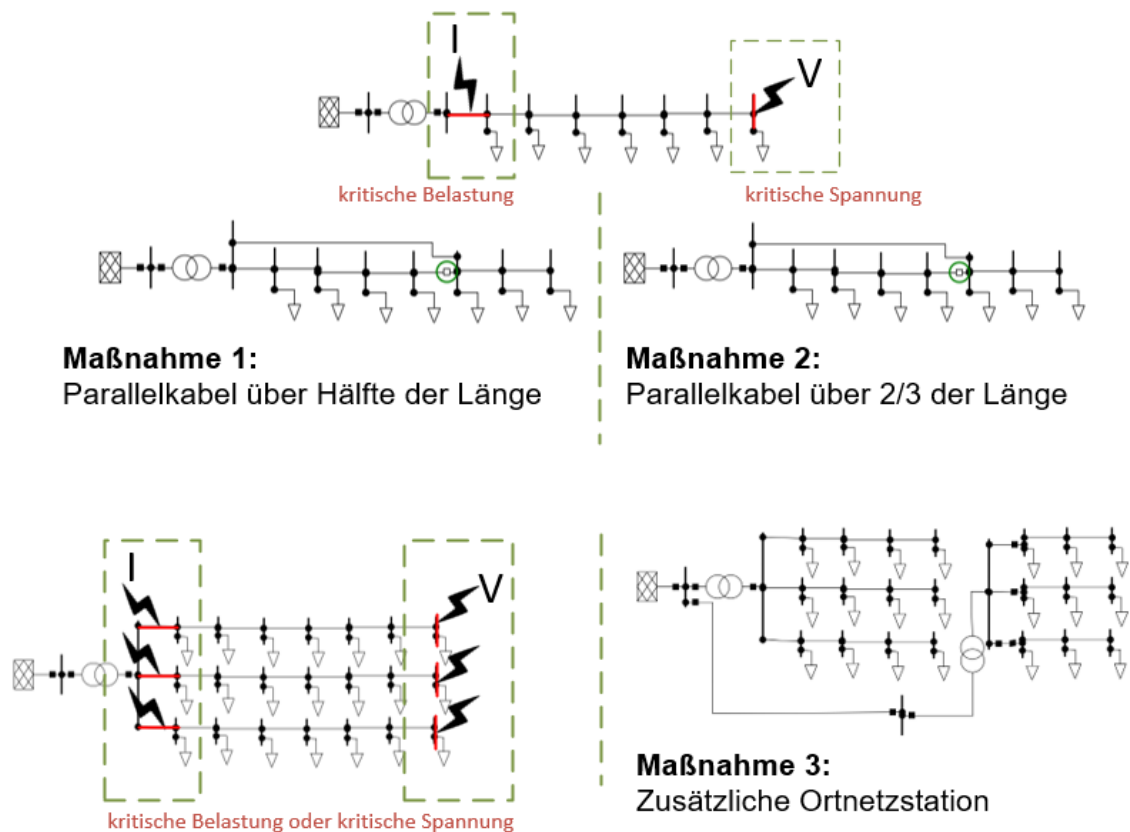


Abbildung 63: Ausbaumaßnahmen Niederspannungsstruktur

Ausbaukriterien: Mittelspannungs-Struktur

Die Strukturen der Mittelspannung wurden als offener Ring betrieben. Der Anstieg der Last auf Grund der Ladeinfrastruktur verursachte hierbei eine kritische Belastung an den Abgängen und einen Spannungsabfall am Ende der Ringstruktur.

Verschiedene Maßnahmen des klassischen Netzausbaus sind in Abbildung 64 dargestellt. Um die kritische Belastung der Leitungen zu tragen, wird eine Parallelleitung eingesetzt und somit der Lastfluss auf die zwei

Leitungen verteilt (Maßnahme 1). Dieses Vorgehen wirkt sich hinsichtlich der Verringerung der gesamten Impedanz am Abgang ebenfalls auf die Spannungsqualität aus. Im Falle einer kritischen Spannung am Ringende wird wie in der Niederspannung eine Parallelleitung über zwei Drittel der Kabellänge eingesetzt (Maßnahme 2).

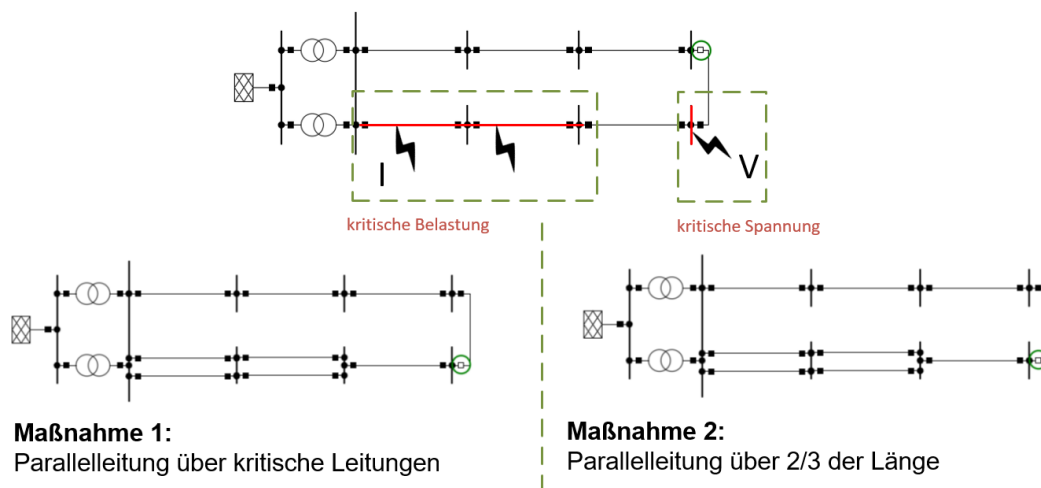


Abbildung 64: Ausbaumaßnahmen Mittelspannungsstruktur

Kostenannahmen

Wie bereits beschrieben, basiert die gesamte nachfolgende Auswertung auf Annahmen der Verteilnetzstudie der Deutschen Energie Agentur [47]. Die Annahmen dieser Studie sind in Tabelle 48 zusammengefasst.

Tabelle 48: Monetäre Bewertung konventioneller Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen nach [47]

Ebene	Nr.	Betriebsmittel	Beschreibung	EWD ¹⁷ ≤ 500 EW/km ²	EWD ¹⁸ > 500 EW/km ²
MS-Ebene	1	Umspannwerk	Transformatoren Transformatorfelder Sekundärtechnik Gebäude Grund und Boden	2.500 Tsd. €	3.500 Tsd. €
	2	Transformertausch/ Zusatztransformator	Transformator Fundament Transformatorfeld Sekundärtechnik Grund und Boden	1.000 Tsd. €	1.200 Tsd. €
	3	Abgangsfeld	Sammelschiene (anteilig) Kupplungsfeld Leitungsfeld Sekundärtechnik Grund und Boden	70 Tsd. €	100 Tsd. €
	4	Kabel	Kabel Erdarbeiten Grund und Boden Erdschlusskompensation	80 Tsd. €	140 Tsd. €
NS-Ebene	5	Ortnetzstation	Transformator MS-Schaltanlage NS-Verteilung Sekundärtechnik Gebäude	30 Tsd. €	40 Tsd. €
	6	Transformertausch	Transformator Sekundärtechnik	10 Tsd. €	10 Tsd. €
	7	Kabel	Kabel Erdarbeiten	60 Tsd. €	100 Tsd. €

Analyse der Kosten

In den vorangegangenen Abschnitten des Kapitels 6.4 wurden bereits die Auswirkungen des Szenarios Fokus BEV auf die unterschiedlichen Verteilnetzstrukturen aufgezeigt. Diese Auswirkungen hängen von mehreren Einflussfaktoren ab, die in Kapitel 6.3 beschrieben wurden und sich in folgende Ebenen unterteilen lassen:

- Topologische Veränderungen
- Energiebedarf/ Energieeffizienz
- Flexibilitätsoptionen
- Ladeinfrastruktur

Alle Ebenen korrespondieren hierbei mit geographischen und ökonomischen Aspekten, welche die Komplexität und Abweichungen bei einer hohen Skalierung erhöhen. Daher wird die Kostenbetrachtung für die Verteilnetze ausschließlich für ein „Worst-Case“-Szenario berechnet. Hierbei kann durch zukünftige innovative Lösungen und Technologien, die abhängig von der Entwicklung von Speichertechnologien, Strategien

¹⁷ Verwendete Kosten für Region 2

¹⁸ Verwendete Kosten für Region 1

des Lademanagements für die Batterie-Pkw und sektorübergreifende Technologien sind, eine Verminderung der Kosten erwartet werden.

Die nachfolgende Kostenberechnung beinhaltet zunächst lediglich die Ausbaukosten innerhalb der Nieder- und Mittelspannung ohne die Investitionskosten der Ladeinfrastruktur (Wallboxen, Ladestationen und Wasserstoff-Infrastruktur). Die Investitionskosten für Ladepunkte und Wasserstofftankstellen werden in den Kapiteln 4 und 5 ermittelt. In Kapitel 8 werden alle Kostenelemente zusammengeführt.

Niederspannung

Die Analysen der ausgewählten Netzstrukturen deuten darauf hin, dass bei einer Betrachtung ohne Flexibilitätsoptionen und Strategien des Lademanagements im Niederspannungsnetz mit stärkeren Auswirkungen in kleinstädtischen und ländlichen Strukturen zu rechnen ist, während in städtischen Strukturen geringere Effekte zu erwarten sind. Diese Auswirkungen bedingen einen Ausbaubedarf der Kabel, um so den Lastfluss auf mehrere Abgänge zu verteilen und einen Ausbaubedarf der Transformatoren, um die Zuverlässigkeit der Energieversorgung zu erhöhen.

Abbildung 65 stellt die Investitionskosten in drei betrachteten Niederspannungsstrukturen dar. Hierbei wird deutlich, dass für die Szenarien Fokus BEV und Mix mit Investitionen für den Austausch von Ortsnetztransformatoren zu rechnen ist und zusätzlich speziell im Szenario Fokus BEV in kleinstädtischen und vorstädtischen Netzen Kosten zur Verstärkung der Kabel anfallen. Innerhalb des Szenarios Fokus FCEV liegt ein niedriger Ausbaubedarf vor.

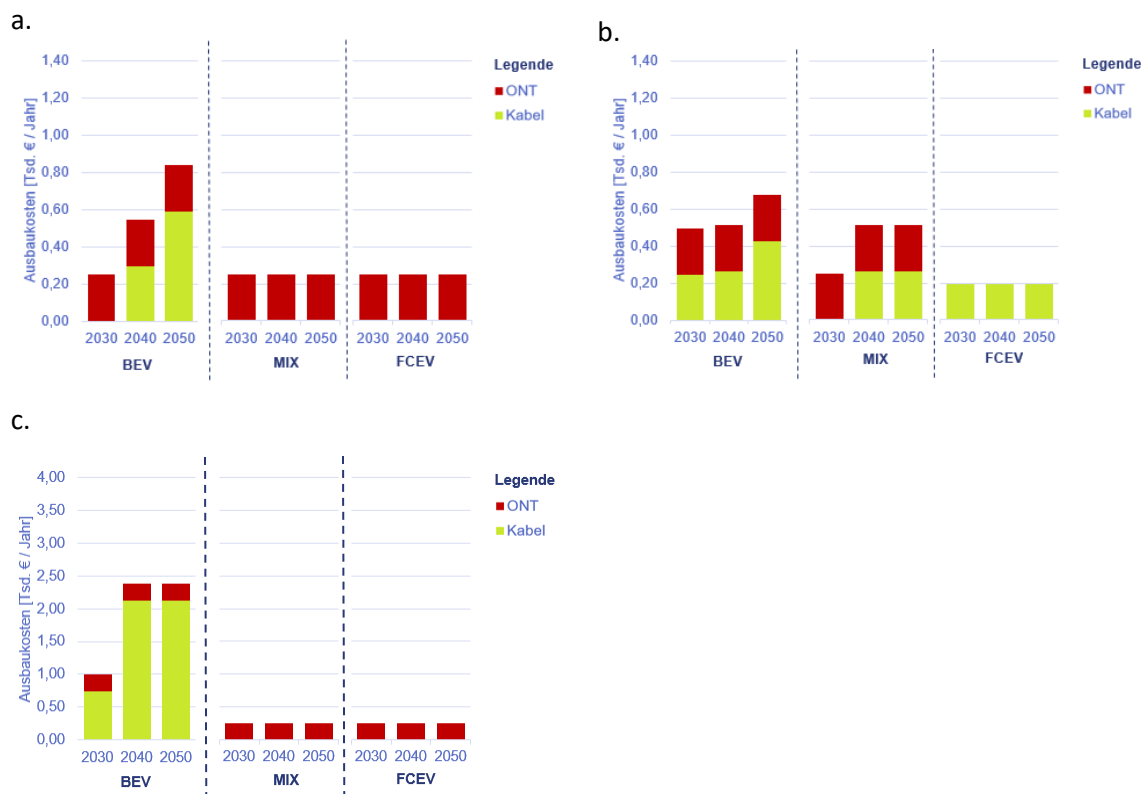


Abbildung 65: Ausbaukosten der NS-Strukturen in Baden-Württemberg

a) ländlich b) kleinstädtisch c) vorstädtisch

Mittelspannung

Innerhalb der Mittelspannungsstrukturen werden zusätzliche Ladeinfrastrukturen wie öffentliche Ladestationen und Wasserstofftankstellen eine Rolle spielen. Im Fall der Wasserstofftankstellen wird lediglich eine geringe Anzahl an Tankstellen auf einen Ring angeschlossen, wodurch die Wahrscheinlichkeit einer kritischen Belastung der Betriebsmittel in der Mittelspannung gering ist. Ein erheblicher Teil der Ausbaukosten auf der MS-Ebene wird von den Strukturen der Niederspannung auf die der Mittelspannung übertragen und nicht erst auf der MS-Ebene verursacht.

Öffentliche Ladestationen werden am häufigsten innerhalb von Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte installiert. Die Mittelspannungsstrukturen dieser Gebiete beinhalten kurze Abgänge und hohe freie Kapazitäten der Kabel, wodurch mehrere zusätzliche Verbraucher an das Netz angeschlossen werden können. Zudem sind diese Ladestationen durch einen niedrigen Gleichzeitigkeitsfaktor (unter 50 %) charakterisiert.

Wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten des Kapitel 6.4 beschrieben wurde, ist bei einer Betrachtung des Niederspannungsnetzes mit stärkeren Auswirkungen in kleinstädtischen und ländlichen Strukturen zu rechnen, während in städtischen Strukturen lediglich geringe Effekte zu beobachten sind.

Abbildung 66 stellt die Ausbaukosten einer ländlichen und einer kleinstädtischen Struktur dar. Betrachtet man das Szenario Fokus BEV, so fällt auf, dass die Ausbaukosten in der Niederspannung die der Mittelspannung bereits ab dem Jahr 2040 übersteigen, da ab diesem Zeitpunkt zusätzliche Investitionen für Kabelausbau anfallen.

In ländlichen Strukturen sind die Ausbaukosten innerhalb der Szenarien Mix und Fokus FCEV miteinander vergleichbar. Aufgrund steigender Lasten fallen hier primär Kosten für die Verlegung zusätzlicher Kabel an.

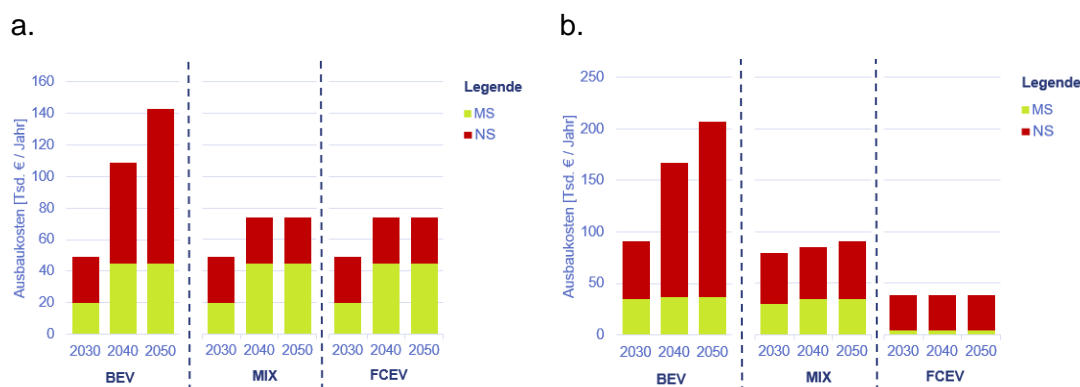


Abbildung 66: Ausbaukosten der MS-Strukturen a) ländlich b) kleinstädtisch

Auch in kleinstädtischen Strukturen sind erhöhte Kosten innerhalb der Niederspannung zu verzeichnen, während innerhalb der Mittelspannungsstrukturen in den Szenarien Fokus BEV und Mix vergleichbare Kosten auftreten. Innerhalb des Szenarios Fokus FCEV sind die Ausbaukosten der MS-Strukturen gering.

6.4.5. Zusammenfassung der Ergebnisse der Verteilnetzanalyse

Es wurden die Belastungssituationen der verschiedenen Netzstrukturen im Rahmen der Szenarien anhand der relevanten technischen Kenngrößen des Betriebs von Verteilnetzen, bewertet. Diese umfassen die thermische Belastung von Trafos und Kabeln, das Spannungsband, die Unsymmetrie (nur in der Niederspannung) und das (N-1)-Kriterium (nur in der Mittelspannung).





Auch innerhalb der Niederspannungsnetze zeigen die zur Analyse herangezogenen städtischen Netzstrukturen vergleichsweise geringere Auswirkungen auf eine große Anzahl von Nullemissions-Pkw und deren Lade- bzw. Betankungsinfrastruktur, während sich in den betrachteten kleinstädtischen und peripheren Netzstrukturen wesentlich größere Auswirkungen ergeben. Mit Ausnahme des Gebiets „HH_ST“ besteht jedoch bei entsprechender Fahrzeugverteilung in allen Gebieten Handlungsbedarf.

Wie bereits angemerkt ist in zukünftigen Untersuchungen zu prüfen, inwieweit diese Ergebnisse auch auf größere oder in anderen Regionen gelegene Netze verallgemeinert werden können. Hierbei sorgt speziell der Fokus auf batterieelektrische Fahrzeuge im Fokus BEV Szenario zu einer Steigerung der Auswirkungen, während in den Szenarien Mix und Fokus FCEV vergleichsweise geringe Auswirkungen zu verzeichnen sind.

Die Ergebnisse der Niederspannungsnetze sind in Tabelle 49 zusammengefasst.

Tabelle 49: Zusammenfassung Ergebnisse der Niederspannungsnetze

Gebiet	Szenario	Trafo				Leitungen				Spannungsband				Asymmetrie			
HH_ST	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HH_VS	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HH_LD	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
BW_KS1	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
BW_KS2	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
BW_L1	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
BW_L2	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

 Keine Verletzungen
 Verletzungswahrscheinlichkeit < 25 %
 Verletzungswahrscheinlichkeit 25 % - 30 %
 Kritischer Zustand

Betrachtet man die Belastung der Transformatoren so wird deutlich, dass es insbesondere in ländlichen und kleinstädtischen Netzen zu einer deutlichen Erhöhung der Belastungen bis zur Überlastung kommen kann.

Dieser Effekt tritt ebenfalls bei der Kabelbelastung auf und zeigt sich vor allem in kleinstädtischen Netzen in den betrachteten Szenarien. Auch hinsichtlich des Spannungsbandes sowie der Asymmetrie treten Verletzungen tendenziell eher im ländlichen und vorstädtischen Raum auf.

Insgesamt treten in den betrachteten Netzen der Mittelspannung geringere Auswirkungen auf als innerhalb der Niederspannungsnetze, jedoch auch hier vermehrt im kleinstädtischen und ländlichen Bereich. Dabei verringern die Szenarien Mix und Fokus FCEV auch hier die Auswirkungen auf die Belastungskriterien und führen zu einer gleichmäßigeren Belastung der Transformatoren und Kabel.

Wie bereits bei den Analysen der Niederspannungsnetze zeigen sich in der Mittelspannung erhöhte Belastungen und Überlastungen der Transformatoren insbesondere innerhalb ländlicher und kleinstädtischer Netze. In ähnlicher Weise tritt in den betrachteten Szenarien eine deutliche Erhöhung der Kabelbelastungen vor allem in kleinstädtischen Netzen auf. Auch die Verletzung des sogenannten (N-1)-Kriteriums ergibt sich insbesondere in ländlichen und teilweise in kleinstädtischen Netzen. Spannungsbandverletzungen spielen hingegen innerhalb der Mittelspannung lediglich eine untergeordnete Rolle.

Insgesamt kann allerdings bei ungünstiger Fahrzeugverteilung in allen Netzen Handlungsbedarf entstehen. Die Ergebnisse der Mittelspannungsnetze sind in Tabelle 50 zusammengefasst.

Tabelle 50: Zusammenfassung Ergebnisse der Mittelspannungsnetze

Gebiet	Szenario	Trafo				N-1 Kriterium				Leitungen				Spannungsband			
HH_ST	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HH_VS1	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HH_VS2	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HH_LD1	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
HH_LD2	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
BW_KS1	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
BW_KS2	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
BW_LD1	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
BW_LD2	BEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	MIX	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	FCEV	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Keine Verletzungen
● Geringe Häufigkeit der Verletzung
! Erhöhte Häufigkeit der Verletzung
● Hohe Häufigkeit der Verletzung

6.5. Hochrechnung der Ausbaukosten im Verteilnetz

Die Kosten für die Ertüchtigung des Nieder- und Mittelspannungsnetzes in den ausgewählten Netzgebieten wurden in Kapitel 6.4.4 hergeleitet. Um die Gesamtkosten für Deutschland abschätzen und einordnen zu können (siehe Kapitel 8), werden diese Werte unter Verwendung der Bevölkerungsdichte [48] und der Zulassungszahlen von Pkw [49] hochskaliert. Dazu werden die rund 11.000 Gemeindegebiete und kreisfreien Städte in Deutschland jeweils einem der neun betrachteten MS-Netzstrukturen (und der darunterliegenden NS-Struktur) zugeordnet. Unter Verwendung der spezifischen Kosten (€/a/BEV) werden nun die Kosten der Netzstrukturen auf die zugeordneten Gebietsflächen übertragen. Die Ergebnisse sind in den entsprechenden Grafiken im Kapitel 8 enthalten.

Bei der Durchführung der Verteilnetzanalysen hat sich bereits gezeigt, dass die Übertragbarkeit der Ergebnisse aus den ausgewählten Regionen auf andere Regionen in Deutschland nur eingeschränkt möglich ist und weiterer Analysen bedarf. Die durchgeführte Hochrechnung ist daher mit Unsicherheiten verbunden und kann lediglich die Größenordnung der notwendigen Aufwendungen abschätzen. Um Aussagen für einzelne Verteilnetze zu erhalten ist in jedem Fall eine jeweils individuelle Analyse und eine systematische Ableitung von Maßnahmen erforderlich.

7. Energiebereitstellung durch das deutsche Energiesystem

In diesem Kapitel werden die Methodik, Annahmen und Ergebnisse aus der Modellierung des Energiesystems erläutert. Ziel der Analyse ist es, die unterschiedlichen Auswirkungen der drei Szenarien auf das Energiesystem Deutschland zu ermitteln und zu bewerten. Gleichzeitig sollen die Ergebnisse die Grundlage bilden, um den ermittelten Ertüchtigungsbedarf im Nieder- und Mittelspannungsnetz (Kapitel 6.4.4) in den Gesamtkontext einzuordnen (Kapitel 8).

7.1. Methodik

Die Analyse des Einflusses der verschiedenen Antriebskonzepte der Elektromobilität auf das Energiesystem wird im Rahmen einer geschlossenen mathematischen Optimierung durchgeführt. Die wesentliche Zielsetzung der Modellierung besteht in der Minimierung der Gesamtkosten des Systems unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen der einzelnen Anlagen bzw. Elemente des Energiesystems. Abbildung 67 stellt die Grenzen des für die Studie definierten Energiesystems im Rahmen der Modellierung auf Systemebene dar. Ausgangspunkt hierfür ist die Strom- und Wasserstoffnachfrage in den Verbrauchssektoren Haushalte, GHD¹⁹ (beide hier zusammengefasst als Gebäudesektor) sowie Industrie und Verkehr. Dabei werden die beiden Energieträger über die entsprechenden Netze zu den Endverbrauchern übertragen und grundsätzlich als Basislast (Strom im Gebäude- und Industriesektor), Wärme (Heizwärme und Warmwasser im Gebäudesektor und Prozesswärme in der Industrie), Grundstoff (Wasserstoff in der Industrie) oder als Kraftstoff im Verkehr eingesetzt.

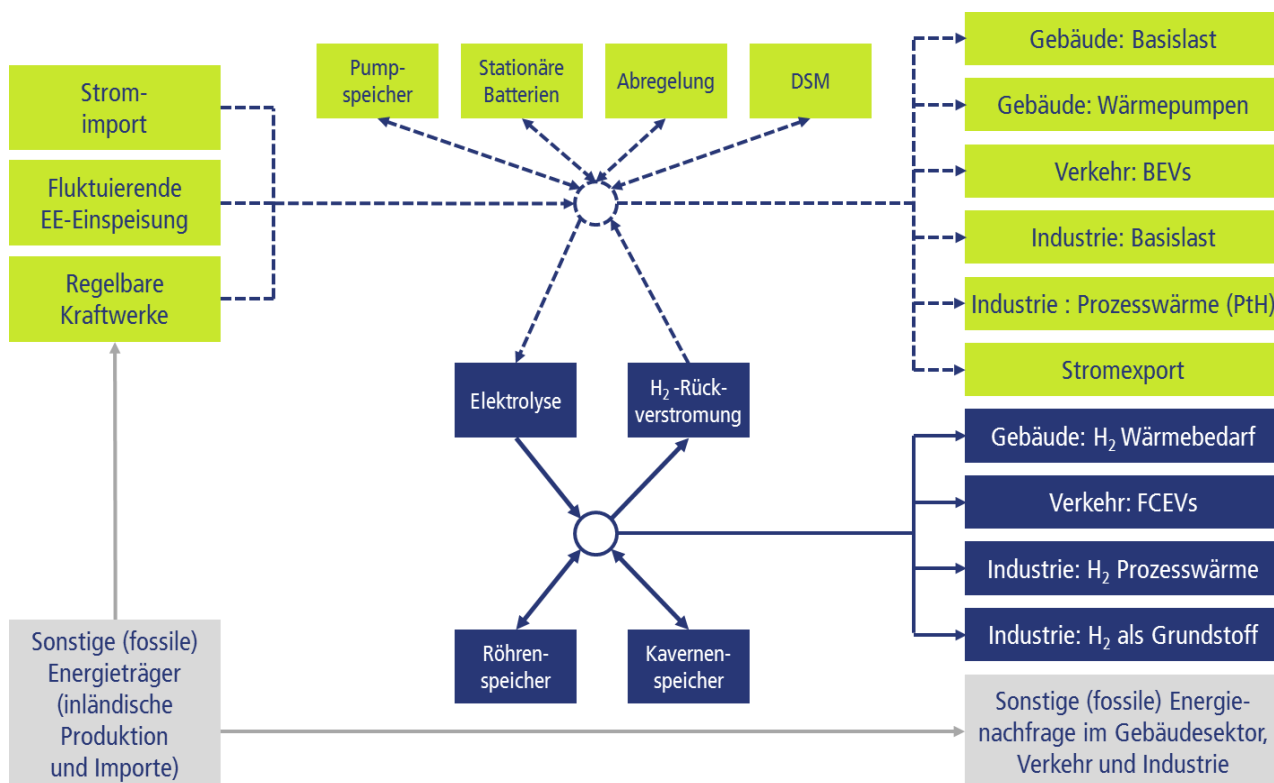


Abbildung 67: Grenzen des Energiesystems im Rahmen der Modellierung auf Systemebene

¹⁹ GHD: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Der elektrische Energiebedarf wird zunächst primär durch fossile Kraftwerke und mit zunehmender Dekarbonisierung durch erneuerbare Energien gedeckt. Ergänzend dazu kann der Strom nach Deutschland aus dem benachbarten Ausland importiert bzw. dorthin exportiert werden. Die beiden zentralen Elemente der Sektorenkopplung zwischen den beiden Infrastrukturen Strom und Gas stellen die Wasser-Elektrolyse und die H₂-Rückverstromung (GuD-Anlagen, Gasturbinen sowie stationäre Brennstoffzellen) dar, die Strom zu Wasserstoff bzw. umgekehrt umwandeln. Stromseitig wird ggf. zusätzlich benötigte Flexibilität im Energiesystem durch Stromspeicher (Pumpspeicher und stationäre Batterien), Abregelung der EE-Anlagen sowie Demand Side Management (DSM) erreicht. In Bezug auf Wasserstoff werden Röhrenspeicher sowie unterirdische Salzkavernen als Energiespeicher eingesetzt. Sonstige Energieträger (z.B. Erdgas, Kohle, etc.) werden nur im Rahmen der Stromerzeugung in regelbaren Kraftwerken bilanziell berücksichtigt bzw. bewertet (ökonomisch und bezüglich der Treibhausgase). Die dazugehörigen Infrastrukturen (z.B. Kohletransport) werden zur Vereinfachung ausgeklammert.

Die Modellierung des Energiesystems basiert zunächst auf den Annahmen und den entsprechend aufbereiteten Daten zur Energienachfrage in den einzelnen Verbrauchssektoren in Deutschland (siehe Abbildung 68). Daneben fließen in die Modellierung weitere Annahmen auf Systemebene ein. Dazu gehören:

- allgemeine Rahmenbedingungen wie z.B. Energiepreise oder THG-Obergrenze,
- techno-ökonomische Daten der einzelnen Anlagen,
- regionenspezifische Daten insbesondere bezüglich der geographischen Verteilung der Energienachfrage und der Anlagen im System,
- Topologie der Strom- und Gasnetze²⁰ inklusive der bestehenden Leitungskapazitäten und den Entfernungen zwischen den Regionen sowie
- zeitliche Profile für die Energienachfrage und EE-Einspeisung in stundenscharfer Auflösung.

²⁰ Die Analyse in diesem Kapitel umfasst ausschließlich die Transportnetzebene (Strom und Gas). Die Verteilnetze Strom werden in Kapitel 6 im Detail betrachtet. Die Verteilung von Wasserstoff in Rohrleitungen wird auf Basis von Literaturwerten in 4.4 abgeschätzt.

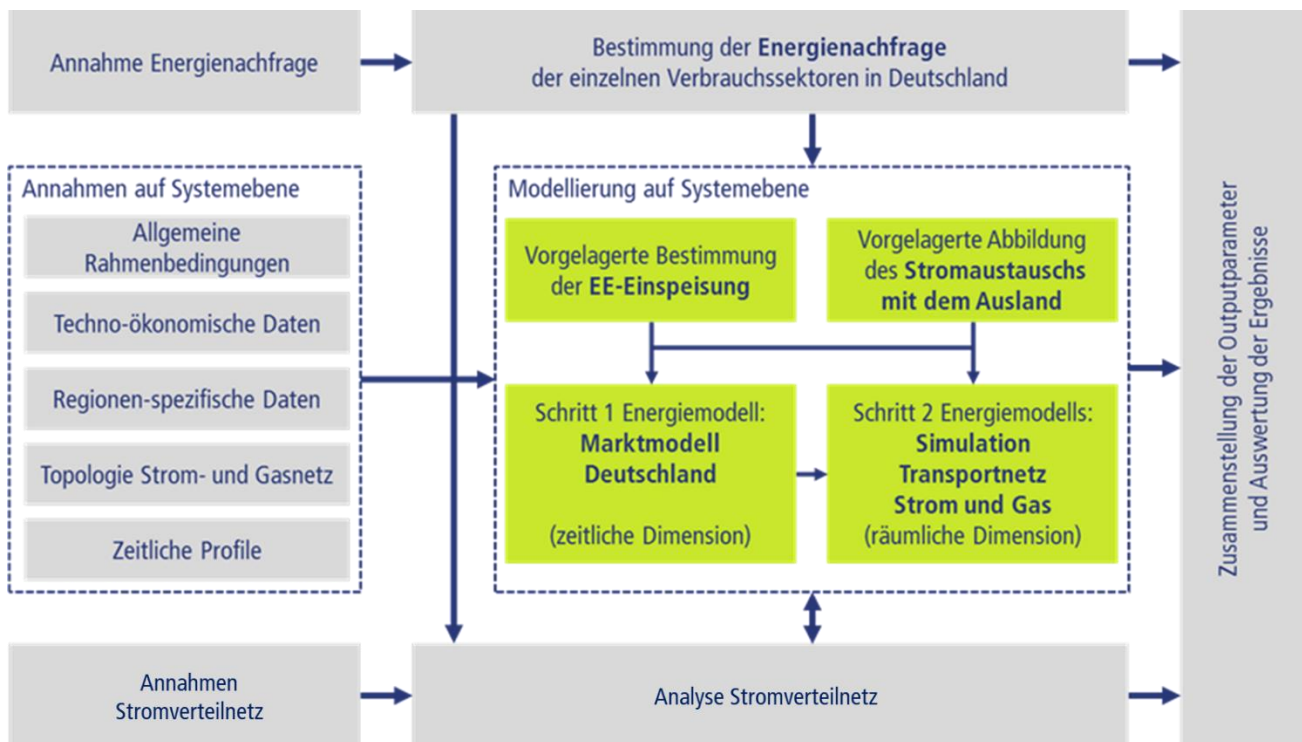


Abbildung 68: Struktur und Einbettung der Modellierung auf Systemebene in die allgemeine Vorgehensweise

Wie in Abbildung 68 dargestellt wird die Modellierung auf Systemebene zudem von einer vorgelagerten Bestimmung der stündlichen Zeitreihen für die EE-Einspeisung sowie für den Stromaustausch zwischen Deutschland und dem benachbarten Ausland ergänzt. Die letztgenannte Zeitreihe basiert dabei auf historischen Werten, die für die erwarteten Entwicklungen in den jeweiligen Zeitschritten angepasst werden. Auf diese Weise wird der Stromtransit zwischen zwei Ländern durch Deutschland hindurch und damit die resultierende Belegung der entsprechenden Stromübertragungskapazitäten innerhalb Deutschlands berücksichtigt.

Das Kernstück der eigentlichen Modellierung bildet eine lineare Optimierung des Energiesystems in zwei Schritten. Im ersten Schritt wird in Anlehnung an die Methodik des Netzentwicklungsplans-Strom zunächst der Strommarkt ohne Netzrestriktionen simuliert (Stichwort: „Kupferplatte“ Deutschland). Hierfür wird die Dimensionierung der einzelnen Anlagen (Kapazität der Kraftwerke, Speicher, Elektrolyse) sowie deren stündlicher Einsatz (Stromproduktion durch Kraftwerke, H₂-Produktion durch Elektrolyse, Ein- und Ausspeicherung von Strom und H₂, Abregelung der erneuerbaren Energien, Nutzung des DSM) simultan für alle Stunden eines prototypischen Jahres optimiert. Dabei wird in dem deterministischen Modell die Annahme der perfekten Voraussicht („perfect foresight“) für alle Stunden des Jahres sowie des perfekten Marktes (ohne Marktmacht und Informationsasymmetrien etc.) getroffen. Als Nebenbedingung gelten vor allem die Kapazitätsrestriktionen der Anlagen sowie die THG-Obergrenze.

Im zweiten Schritt der Modellierung werden die Ergebnisse aus dem ersten Schritt anhand geeigneter geographischer Schlüssel (z.B. Fahrzeug- oder Bevölkerungsverteilung, bestehende Kraftwerkskapazitäten) auf alle Netzknoten der beiden Infrastrukturen Strom und Gas verteilt. Dabei werden die zeitabhängigen Variablen (Investitionen in neue Kapazitäten, Speichernutzung und DSM) fixiert. Dafür wird unter Berücksichtigung der Kapazitätsgrenzen der einzelnen Leitungen für jeden Zeitschritt separat der Energietransport zwischen den einzelnen Netzknoten optimiert. Dabei sollen die bestehenden Leitungen

möglichst optimal ausgelastet und der Zubau an neuen Leitungen durch geeignete Parameterwahl minimiert werden. Ergänzend dazu kann der Redispatch der regelbaren Kraftwerke, die abweichende Nutzung der Elektrolyse sowie die zusätzliche Abregelung der EE-Anlagen den Netzausbaubedarf reduzieren.

Als Ergebnis können auf Basis der entsprechenden Outputparameter die optimale Auslegung und der Betrieb des Systems sowie die dazugehörigen Kosten im ökonomischen Optimum aus Systemsicht bestimmt werden. Nachgelagerte Analysen ergänzen diese Auswertungen. Zudem korrespondiert die Modellierung des Energiesystems auf Systemebene mit den einzelnen Analysen auf Stromverteilnetzebene, die hochskaliert und ins Verhältnis gesetzt werden können (siehe dazu Kapitel 6.5 und 8). Bei der Interpretation der Resultate sind die im Abschnitt 6.5 genannten Einschränkungen aus der möglicherweise eingeschränkten Übertragbarkeit der Ergebnisse aus den Verteilnetzanalysen auf andere Regionen in Deutschland zu beachten.

7.2. Annahmen zur Entwicklung der Energienachfrage

Der Fokus dieser Studie liegt auf der Analyse der Infrastruktur zur Versorgung von Batterie- und Brennstoffzelle-Pkw. Um die Energieversorgung der Pkw und deren Auswirkung auf das Energiesystem in Deutschland gesamtheitlich beurteilen zu können, ist es erforderlich die Entwicklung der Energienachfrage auch für andere Sektoren zu definieren. Die für den Haushalts-, Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor sowie für den Industriesektor getroffenen Annahmen zum Energiebedarf sind jeweils für alle drei betrachteten Szenarien gültig. Für den Straßenverkehr werden Annahmen abhängig von den Szenarien für die Pkw getroffen.

In den folgenden Unterkapiteln wird die angenommene Entwicklung der Energienachfrage in den einzelnen Sektoren kurz dargestellt. Diese wurden von anderen Studien übernommen [50] [51]. Die hier getroffenen Annahmen sind mit den Zielen des Pariser Klimaabkommens kompatibel.

7.2.1. Haushalts-, Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor

Der Endenergiebedarf privater Haushalte sowie des GHD-Sektors geht von heute etwa 1.000 TWh auf gut 500 TWh in 2050 zurück. Haupttreiber des Rückgangs sind deutliche Erfolge im Bereich der Gebäudesanierung, wodurch der Wärmebedarf etwa auf die Hälfte gesenkt werden kann. Zusätzlich wird durch den Einsatz effizienterer Wärmeerzeugungssysteme (z.B. Brennwertgeräte und Wärmepumpen) der Endenergiebedarf überproportional reduziert. Im Gegensatz dazu steigt der konventionelle Strombedarf bis 2050 leicht an. Die Entwicklung der einzelnen Energieträger ist in Abbildung 69 dargestellt.

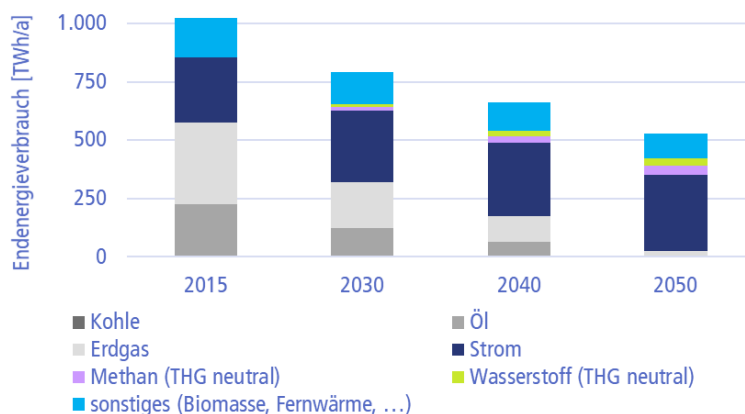


Abbildung 69: Endenergiebedarf in Haushalten und im GHD-Sektor (nach [51])

Fossile Energieträger werden bis 2050 nahezu vollständig durch Strom und THG-neutrale Gase (Methan und Wasserstoff) ersetzt. Weitere Energieträger wie z.B. Biomasse oder Fernwärme tragen ebenfalls relevant zur Energieversorgung in diesem Bereich bei.

7.2.2. Industriesektor

Im Zuge der Entfossilierung²¹ erfährt der Industriesektor bis 2050 tiefgreifende Veränderungen. Großindustrielle Prozesse wie z.B. die Erzeugung von Primärstahl, die Produktion von Ammoniak basierten Düngemitteln oder die Erzeugung von Methanol müssen auf die Nutzung weitgehend THG-neutraler Energieträger und Rohstoffe umgestellt werden. Ein Beispiel ist die Nutzung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff zur Ammoniaksynthese. Der bisher eingesetzte Wasserstoff wird vor allem aus fossilen Energieträgern wie Erdgas gewonnen. In der Primärstahlerzeugung kann ebenfalls erneuerbarer Wasserstoff Anwendung finden. Hier ersetzt das Gas den Einsatz von Koks als Reduktionsmittel im Hochofen. Mit einer flächendeckenden Umstellung der Prozesse wird nicht vor 2030 gerechnet.

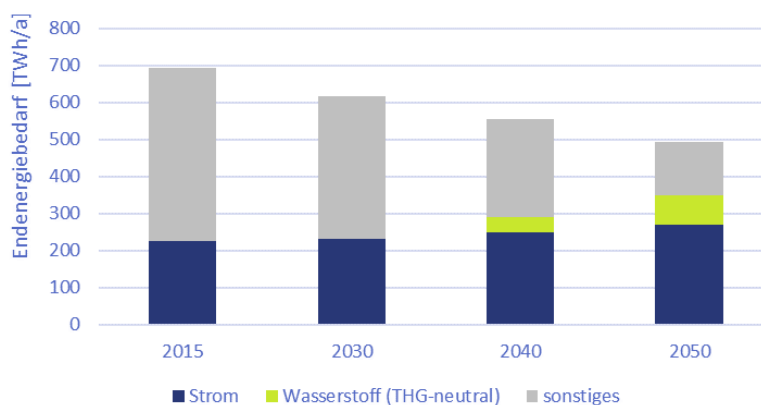


Abbildung 70: Entwicklung des Endenergiebedarfs im Industriesektor bis 2050

Basierend auf [50] und einem europäischen Verteilungsschlüssel der wichtigsten Industriezweige kann für 2030 und 2050 der in Abbildung 70 dargestellte Endenergiebedarf für 2030 und 2050 abgeschätzt werden. Die Werte für 2040 sind interpoliert. Die Entwicklung im Industriesektor ist mit den Zielen des Pariser Klimaschutzabkommens kompatibel.

²¹ Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger und damit der Emittierung zusätzlicher THG in die Atmosphäre

7.2.3. Verkehrssektor

Für den verbleibenden Straßenverkehr (d.h. ohne die bereits in Kapitel 2 berücksichtigten Pkw) wurde angenommen, dass die Aufteilung der Nullemissionstechnologien (BEV, FCEV) ebenfalls der jeweiligen Aufteilung²² der Szenarien folgt. Der Anteil an Nullemissionsfahrzeugen je Fahrzeugklasse ggü. Fahrzeugen mit konventionellem Antrieb wurde nach gleicher Methodik wie für die Nullemissions-Pkw ermittelt. Vor allem im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge steigt der Anteil an Nullemissionsfahrzeugen im Vergleich zu Pkw deutlich verzögert an. Während 2050 bereits 40 Mio. Nullemissions-Pkw auf der Straße unterwegs sind (entspricht bezogen auf den heutigen Pkw Bestand bzw. die heutige Pkw-Fahrleistung etwa 87 %), erreichen Lkw (<12t) bis 2050 nur einen auf die heutige Fahrleistung bezogenen Anteil von ca. 63 %. Die nicht durch Nullemissionsfahrzeuge erbrachte Fahrleistung wird im Rahmen dieser Studie nicht weiter spezifiziert bzw. behandelt. Da sich die Anteile jeweils auf die heutige Fahrleistung beziehen, kann es sich bei den nicht spezifizierten Anteilen um einen Rückgang der Fahrleistung handeln und/oder um Fahrleistung, die unter Verwendung anderer fossiler oder nicht fossiler Energieträger (z.B. synthetische oder aus Biomasse hergestellte Flüssigkraftstoffe oder Methan) erbracht wird. Dies kann auch Technologiekombinationen innerhalb eines Fahrzeugs (z.B. Plug-in Hybride oder Range-Extender) einschließen. Um vor allem im Schwerlastverkehr eine für die Szenarien erforderliche (batterie-)elektrische Fahrleistung zu ermöglichen, kann eine (teilweise) Elektrifizierung von Hauptfahrrouten mittels Fahrdrachts erforderlich sein. Ggf. erforderliche Infrastrukturen für nicht-Pkws (z.B. elektrische Oberleitungen oder H₂-Betankungskapazitäten für Lkw) sind nicht Teil der Studie und werden in der Kostenrechnung nicht erfasst.

Tabelle 51: Durchschnittliche Fahrleistung sowie spezifischer Strom- und Wasserstoffbedarf für Nullemissionsfahrzeuge [4]

Fahrzeugklasse	Fahrleistung [km/Jahr]	Strombedarf [kWh/km]			Wasserstoffbedarf [kWh/km]		
		Heute	2030	2050	Heute	2030	2050
Lkw < 3.5t	19.000	0,39	0,39	0,39	0,58	0,56	0,53
Lkw 3.5 – 12t	25.000	0,75	0,75	0,75	1,08	1,08	1,08
Lkw > 12t	75.000	1,39	1,35	1,14	2,00	1,94	1,64
Bus	58.000	2,70	2,60	2,20	3,89	3,75	3,17

Die Entwicklung des Strom- und Wasserstoffbedarfs im Straßenverkehr (ohne Pkw) bis 2050 ist in Abbildung 71 dargestellt.

²² FOKUS BEV: 80 % BEV, Mix: 50 % BEV, FOKUS FCEV: 20 % BEV



Abbildung 71: Entwicklung der zusätzlichen (ohne Pkw) Strom- und H₂-Nachfrage im Straßenverkehr je Szenario bis 2050

Für den Zugverkehr werden ein steigender Strombedarf sowie ein geringer Bedarf an Wasserstoff angenommen. Die Energieversorgung des nationalen und internationalen Flug- und Schiffsverkehrs wird in dieser Studie nicht berücksichtigt. Es kann hier vereinfachend angenommen werden, dass benötigte THG-neutrale Energieträger international importiert werden und damit keinen relevanten Einfluss z.B. auf das deutsche Stromnetz haben.

7.3. Weitere Annahmen

Weitere Annahmen beziehen sich insbesondere auf die entsprechenden Inputparameter auf Systemebene wie im vorherigen Kapitel zusammengefasst.

Allgemeine Rahmenbedingungen

Die fossilen Energiepreise sowie die Preise für die CO₂-Zertifikate in Tabelle 52 leiten sich von den Daten aus dem „New Policies Scenario“ des World Energy Outlook 2017 der Internationalen Energieagentur ab [52]. Die Annahmen zur Biomasse für die Biomassekraftwerke basiert auf internen Analysen der LBST sowie Angaben in [53].

Tabelle 52: Angenommene Energiepreise und Preise für CO₂-Zertifikate für die Modellierung auf Systemebene nach [52] und [53]

Energieträger in €/MWh	2030	2040	2050
Braunkohle	4,0	4,0	4,0
Steinkohle	9,7	10,1	10,5
Erdgas	31,7	35,3	39,3
Biomasse	61,0	61,5	62,0
Öl	71,5	79,9	89,4
CO ₂ Zertifikate (€/t)	50	80	128

Für alle Szenarien wird jeweils die gleiche jahresspezifische THG-Obergrenze für die Stromerzeugung gesetzt. Dafür wird unterstellt, dass der Stromsektor bis 2030 die THG-Emissionen um 60 % im Vergleich zu 1990 auf 184 Mt_{CO₂}/a und im Jahr 2040 um 80 % auf ca. 93 Mt_{CO₂}/a reduziert. Im Jahr 2050 wird eine vollständige THG-Neutralität des Energiesystems angenommen. Damit dürfen zu diesem Zeitschritt keine THG-Emissionen im Stromsektor stattfinden.

Dementsprechend wird der EE-Anteil an der Stromerzeugung im Jahr 2030 auf 65 % und im Jahr 2040 auf 80 % festgesetzt. Um die Verluste aus der potenziellen Energiespeicherung sowie der Rückverstromung zu berücksichtigen, wird im Jahr 2050 eine EE-Einspeisung von 30 % über der eigentlichen Energienachfrage aus den einzelnen Verbrauchssektoren festgelegt. In allen Zeitschritten werden zudem die Wirkungsgradverluste der Elektrolyse berücksichtigt. Der EE-Technologiemix orientiert sich im ersten Zeitschritt bis 2030 an der Verteilung im Netzentwicklungsplan-Strom [54]: Wind onshore 50 %, Wind offshore 25 %, PV 25 %. In den Zeitschritten 2040 und 2050 wird dafür die jeweilige Potenzialgrenze in Anlehnung an [53] herangezogen: Wind onshore 35 %, Wind offshore 30 %, PV 35 %.

Darüber hinaus wird für die weiteren Berechnungen ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie vor 2030 sowie aus Kohle vor 2040 unterstellt. Die Potenziale für Biomasse (7,7 GW), Laufwasser (17 TWh/a) und Pumpspeicher (37 GWh) in Deutschland gelten als weitestgehend ausgeschöpft, sodass ein weiterer Zubau der entsprechenden Kapazitäten im Modell nicht zugelassen wird. Für 2030 werden die bereits installierten Kapazitäten für fossile Kraftwerke gemäß Netzentwicklungsplan-Strom [54] angenommen (siehe Tabelle 53). Ab 2040 werden nur die Kapazitäten der Biomassekraftwerke übernommen.

Tabelle 53: Angenommene Kapazität der bereits existierenden Kraftwerke nach [54]

Erzeugungskapazität in MW	2030	2040	2050
Braunkohle	9.300		
Steinkohle	15.000		
Erdgas GuD	21.037		
Biomasse	7.700	7.700	7.700
Erdgas Gasturbine	18.163		
Öl	700		

Ferner wird unterstellt, dass bis 2030 kein Ausbau von H₂-Ferngasleitungen zu erwarten ist und Elektrolysekapazitäten zunächst regional in der Nähe des H₂-Verbrauchs zugebaut werden. Dementsprechend ist in diesem Zeitschritt die Nutzung von Salzkavernen für großtechnische H₂-Speicherung noch nicht verfügbar, da diese aufgrund der geologischen Konditionen nur an bestimmten Standorten errichtet werden können (z.B. in Norddeutschland). Ab 2040 sind H₂-Leitungen und H₂-Salzkavernen in allen Szenarien uneingeschränkt verfügbar. Die Abregelung der EE-Anlagen unterliegt keinen Restriktionen und stellt damit in der Modellierung das ökonomische Optimum dar. Der kalkulatorische Zinssatz für Anlagen im Energiesystem beträgt 6 %.

Techno-ökonomische Daten

Die nachfolgenden Tabellen fassen die techno-ökonomischen Daten für die wesentlichen Elemente des Energiesystems zusammen.

Tabelle 54: Techno-ökonomischen Daten für Kraftwerke und Elektrolyse

Kraftwerke Elektrolyse	Investition (€/kW)			Wartungs- kosten*	Lebens- dauer	Wirkungs- grad	Spez. Emissionen (tCO ₂ /MWh)
	2030	2040	2050				
Braunkohle	1.600	1.600	1.600	3 %	45 a	49 %	0,4062
Steinkohle	1.500	1.500	1.500	3 %	45 a	50 %	0,3380
GuD	700	700	700	4 %	30 a	60 %	0,1980**
Gasturbine	400	400	400	4 %	25 a	40 %	0,1980**
Öl	450	450	450	4 %	25 a	34 %	0,2847
Brennstoffzellen	2.000	1.850	1.700	4 %	20 a	52 %***	0
Elektrolyse	700	500	300	4 %	25 a	67 %****	0

* Jährliche fixe Kosten in % der Investition
 ** Nur für Erdgas, für Bioenergie und Wasserstoff keine Emissionen
 *** Elektrischer Wirkungsgrad; thermischer Wirkungsgrad 31 %
 **** bezogen auf unteren Heizwert

Tabelle 55: Spezifische Kosten der EE-Stromerzeugung

EE-Stromerzeugung	Spez. Kosten (€/MWh)		
	2030	2040	2050
Laufwasser	80	80	80
Wind onshore	54	51	47
Wind offshore	96	71	46
Photovoltaik	72	59	45

Tabelle 56: Techno-ökonomischen Daten für Energiespeicher

Energiespeicher	Investition (€/kW)*			Wartungs- kosten**	Lebens- dauer	Wirkungsgrad Input/Output	
	2030	2040	2050				
Pumpspeicher	110	110	110	3 %	80 a	89 %	90 %
Batterie	400	375	350	1 %	15 a	98 %	95 %
H ₂ Röhrenspeicher	11	11	11	1 %	30 a	98 %	95 %
H ₂ Salzkaverne	1	1	1	2 %	30 a	94 %	100 %

* Festes Verhältnis zwischen Leistung und Energiemenge in MW/MWh:
 Pumpspeicher: 6, Batterie: 2, H₂-Röhrenspeicher: 24, H₂-Salzkaverne: 500
 ** Jährliche fixe Kosten in % der Investition

In Bezug auf DSM geht die Analyse in Anlehnung an [54] von einer maximale Leistung von 2,5 GW aus, die sich auf die Nachfrage nach Basisstrom (d.h. direkter Strombedarf aus dem Gebäudesektor und Industrie) stützt und innerhalb von 6 Stunden zu einem Preis von 50 €/MWh zeitlich verschoben werden kann.

Regionen-spezifische Daten

Zur Untersuchung des Strom- und H₂-Transportes auf Systemebene wird Deutschland in Anlehnung an [55] in insgesamt sieben Regionen unterteilt, die durch unterschiedliche EE-Potenziale und Energienachfragen charakterisiert sind. Die beiden Regionen Nord-West (Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen und Bremen) sowie Nord-Ost (Mecklenburg-Vorpommern) zeichnen sich einerseits durch hohe Potenziale für Wind onshore und offshore und andererseits im Verhältnis dazu relativ geringe Energienachfrage aus. Auch die Region Ost (Brandenburg, Berlin, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Sachsen) ist windreich, sodass in dieser Region entsprechende Stromüberschüsse entstehen können. Die beiden Regionen West (Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland) sowie NRW (Nordrhein-Westfalen) sind hingegen durch eine relativ große Ener-

gienachfrage im Verhältnis zur EE-Einspeisung charakterisiert. Die Regionen Süd-West (Baden-Württemberg) und Süd-Ost (Bayern) verfügen sowohl über hohe PV-Potenziale als auch über hohe Energienachfrage. Abbildung 72 zeigt die oben genannten Regionen Deutschlands.

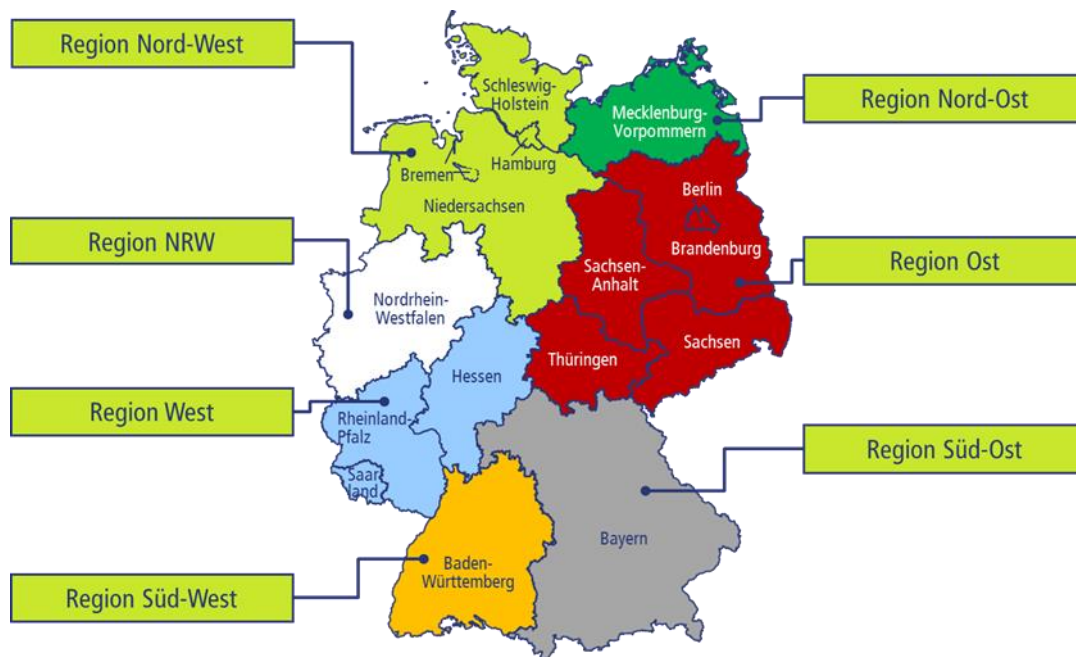


Abbildung 72: Regionen in Deutschland für die Modellierung auf Systemebene

Die regionale Verteilung der Energienachfrage sowie Speicher und Kraftwerke wird nach den Folgenden Schlüsseln festgelegt:

- in den Sektoren Haushalte und GHD: nach der heutigen Einwohnerzahl in den jeweiligen Regionen,
- im Verkehr auf der Straße nach den Zulassungszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes [49],
- in der Industrie nach den Angaben der Stahlindustrie [56], branchenspezifischen Untersuchung des Bundeskartellamtes zur Zementindustrie [57], internen LBST-Datenbank zur H₂-Nachfrage in der Industrie sowie aus den Beschäftigtenzahlen der jeweiligen Branchen [58];
- für Pumpspeicher wird die heutige regionale Verteilung übernommen,
- für stationäre Speicherbatterien nach dem am EE-Aufkommen für H₂ Salzkavernen nach entsprechenden geologischen Bedingungen und Potenzialen,
- für H₂-Röhrenspeicher nach H₂ Verbrauch und für die Kraftwerke nach den Angaben im Netzentwicklungsplan-Strom [54].

Topologie der Strom- und Gasnetze

Die aktuellen Stromnetzkapazitäten (siehe Tabelle 57), die mit einem Sicherheitsabschlag von 20 % zur Berücksichtigung des (N-1)-Kriteriums versehen werden [59], die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen sowie die angesetzten Außenhandelsmengen für Strom basieren auf den Prognosen des Netzentwicklungsplans Strom [54] für das Jahr 2030 und orientieren sich an den Angaben in [59]. Für die Zeitreihen für den Stromaustausch mit dem benachbarten Ausland werden die Daten von der Transparenzplattform der ENTSO-E für das Jahr 2015 angesetzt [60]. In Anlehnung an [54] und [61] werden folgende spezifische Kosten für die Stromtrassen unterstellt (mit einer Lebensdauer von 30 Jahren): Neubau von Wechselstromleitungen für 1,0 Mio. €/km (380 kV Doppelleitung) sowie der Bau von HGÜ-Leitungen 4 Mio. €/km (2 GW DC-Erdkabel).

Zudem werden die Betriebskosten des Stromnetzes aus dem Monitoring Bericht der Bundesnetzagentur 2017 [62] abgeleitet und betragen 0,60 €/MWh. Fixe Kosten im Stromnetz werden mit 1 % der Investitionssumme angesetzt.

Tabelle 57: Angenommene Übertragungskapazitäten für Strom zwischen den Netzknoten im Startnetz

MW	Mecklenburg-Vorpommern	Nord	NRW	West	Baden-Württemberg	Bayern	Ost
Mecklenburg-Vorpommern	0	4.080	0	0	0	0	3.608
Nord	4.080	0	11.872	784	0	0	2.720
NRW	0	11.872	0	19.640	0	0	0
West	0	784	19.640	0	5.060	4.956	2.040
Baden-Württemberg	0	0	0	5.060	0	7.388	0
Bayern	0	0	0	4.956	7.388	0	3.060
Ost	3.608	2.720	0	2.040	0	3.060	0

Ab 2040 erfolgt der Ferntransport von Wasserstoff in Gasrohrleitungen, die aus der Umwidmung von Erdgasleitungen zur Verfügung gestellt werden. Die dazugehörigen spezifischen Kosten betragen 125 €/(MW_{H2} * km) bei einer Lebensdauer von 30 Jahren. Die Wartungskosten werden mit 4 % der Investitionen angesetzt, um so ggf. dem erhöhten Aufwand für H₂-Messungen im Gasnetz Rechnung zu tragen. Zudem wird für die Einspeisestation von Wasserstoff ein spezifischer Wert von 22 €/MW_{H2} bei einer Lebensdauer von 15 Jahren angenommen [17]. Dabei werden die etwaigen Verluste von Wasserstoff im Transportnetz vernachlässigt. Für den Transport von Erdgas wird mit Betriebskosten von 2,30 €/MWh_{CH4} gerechnet [63].

Die Leitungslängen zwischen den jeweiligen Netzknoten ergeben sich aus den kürzesten Entfernungen zwischen den Flächenschwerpunkten der einzelnen Regionen (siehe Tabelle 58).

Tabelle 58: Angenommene mittlere Entfernungen zwischen den Netzknoten

km	Mecklenburg-Vorpommern	Nord	NRW	West	Baden-Württemberg	Bayern	Ost
Mecklenburg-Vorpommern		228					328
Nord	228		219	333			280
NRW	0	219		147			
West	0	333	147		197	274	312
Baden-Württemberg				197		181	
Bayern				274	181		260
Ost	328	280		312		260	

Zeitliche Profile

Die stündlichen Einspeisepprofile der EE-Anlagen basieren auf historischen Daten der Transparenzplattform ENTSO-E für das Jahr 2015 [60]. Dabei orientieren sich die jeweils in den Betrachtungsregionen angesetzten Zeitreihen an den Profilen der entsprechenden Regelzonen in Deutschland wie in Tabelle 59 zusammengefasst.

Tabelle 59: Datengrundlage für EE-Einspeisepprofile

Einspeisepprofil	Wind onshore	Wind offshore	PV	Laufwasser
Mecklenburg-Vorpommern	Tennet	Tennet	50Hertz	Amprion
Nord	Tennet	Tennet	50Hertz	Amprion
NRW	Amprion		Amprion	Amprion
West	Amprion		Amprion	Amprion
Baden-Württemberg	Transnet BW		Transnet BW	Transnet BW
Bayern	Transnet BW		Transnet BW	Transnet BW
Ost	50Hertz		50Hertz	Amprion

Auch die stündliche Nachfrage nach Basisstrom der Industrie und des Gebäudesektors stammen aus der Transparenzplattform ENTSO-E für das Jahr 2015 [60]. Die Nachfrage nach Wärme wird basierend auf der Außentemperatur für das Jahr 2015 unter Berücksichtigung der Wärmespeicherkapazität der Gebäude berechnet. Dabei dauert die Heizperiode vom 1. Oktober bis zum 30. April. Warmwasser wird täglich zwischen 6:00 Uhr und 23:00 Uhr erzeugt. Die Temperaturabhängigkeit des Wirkungsgrads von Wärmepumpen wurde dabei berücksichtigt. Die Zeitreihen im Verkehr basieren für Brennstoffzellenfahrzeuge auf Daten, die in [53] aufbereitet und verwendet wurden und orientieren sich an typischen Betankungsprofilen an konventionellen Tankstellen orientieren. Für Batterie-Fahrzeuge wird das stündliche Profil aus der Verteilnetzanalyse in den vorhergehenden Kapiteln übernommen.

7.4. Ergebnisse

Die Ergebnisse aus der Modellierung des deutschen Energiesystems werden in zwei Unterkapiteln näher beschrieben. Zunächst werden die optimale Auslegung und der Betrieb der einzelnen Komponenten des Systems dargestellt. Anschließend erfolgt eine Bewertung der Strom- und Wasserstoffbereitstellung auf Basis der jährlichen Gesamtkosten des Systems. Dabei ergibt sich der Einfluss der verschiedenen Antriebskonzepte auf das Energiesystem aus dem direkten Vergleich (z.B. Unterschiede in den erfassten Kosten) zwischen den einzelnen Szenarien in den jeweiligen Zeitschritten.

7.4.1. Auslegung des Energiesystem in Deutschland

Durch die zunehmende Dekarbonisierung des Energiesystems steigt einerseits im Rahmen der Sektorenkopplung die Nachfrage nach elektrischer Energie und andererseits wird zur Deckung dieser Nachfrage die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgebaut. Wie in Abbildung 73 dargestellt nimmt die jährliche Bereitstellung an elektrischer Energie von 650-680 TWh/a in 2030 auf ca. 850 TWh/a in 2040 und über 1,100 TWh/a in 2050 zu. Dabei ist der Unterschied zwischen den Szenarien aufgrund des geringeren Gesamtwirkungsgrades der Brennstoffzellenfahrzeuge vergleichsweise gering und beträgt zwischen den Szenarien Fokus BEV und Fokus FCEV je nach Zeitschritt nur 17-30 TWh/a (bzw. 2 % - 5 % bezogen auf die Stromerzeugung im Szenario Fokus BEV). Zum einen ist dies auf die insgesamt geringe Stromnachfrage aus dem Verkehr im Vergleich zu den anderen Sektoren zurückzuführen. Zum anderen wird angenommen, dass

ab 2040 die H₂-Nachfrage zu einem Drittel durch Importe nach Deutschland gedeckt wird, was die Differenz zwischen den Szenarien dämpft.

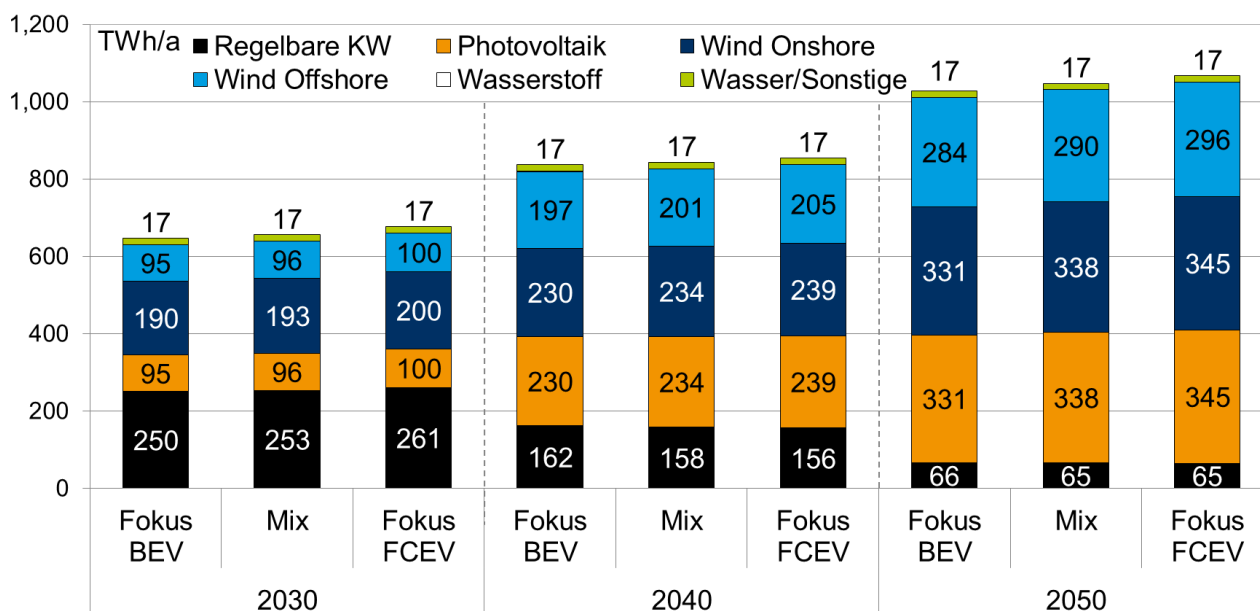


Abbildung 73: Jährliche Bereitstellung an elektrischer Energie aus regelbaren und EE-Kraftwerken in Deutschland

Bereits in 2030 machen die erneuerbaren Energien mehr als 60 % (ca. 400 TWh/a) der gesamten Stromerzeugung aus. Darunter dominiert in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan-Strom Wind onshore gefolgt von Wind offshore und PV mit gleichen Anteilen. Wasserkraft trägt aufgrund der begrenzten Ausbaupotenziale in allen Szenarien konstant ca. 17 TWh/a bei. Die Abregelung der fluktuierenden EE-Einspeisung befindet sich mit ca. 14 TWh/a bzw. 3 % - 4 % der Einspeisung auf einem relativ geringen Niveau (siehe Abbildung 74).

Die regelbaren Kraftwerke produzieren mit über 250 TWh/a nur 40 % der elektrischen Energie in Deutschland (siehe Abbildung 75). Unter diesen Kraftwerken dominieren Kohlekraftwerke, die mit über 150 TWh/a und einer Auslastung von über 6.000 Volllaststunden im Wesentlichen die Grundlast abdecken. Die GuD-Kraftwerke auf Basis von Erdgas tragen 86-91 TWh/a bei und werden mit über 2.000 Volllaststunden als Spitzenlastkraftwerke betrieben. Erdgas-Gasturbinen, Ölkraftwerke sowie Biomassekraftwerke²³ stellen zusammen nur ca. 10 TWh/a zur Verfügung und werden bei einer Auslastung von weniger als 1.000 Volllaststunden nur zur Deckung einzelner Nachfragespitzen eingesetzt. Die Struktur der installierten Leistung der regelbaren Kraftwerke von unter 100 GW ist in allen Szenarien vergleichbar. Kohle- und Biomassekraftwerke machen definitionsgemäß in allen Szenarien jeweils 24 GW bzw. 8 GW aus. Die verbleibende gesicherte Leistung wird in etwa zur Hälfte von GuD-Kraftwerken (33-35 GW) und Erdgas-Gasturbinen (23-31 GW) bereitgestellt. Auffallend ist, dass in allen Zeitschritten im Szenario mit hoher Durchdringung der Brennstoffzellenfahrzeuge (d.h. im Szenario Fokus FCEV) die geringste gesicherte Leistung benötigt wird. Dies hängt mit der geringeren elektrischen Spitzenlast zusammen, die in den anderen Szenarien durch

²³ Aufgrund der vergleichsweise hohen variablen Kosten ohne entsprechende EEG-Vergütung bzw. Einspeisevorrang werden Biomassekraftwerke im ökonomischen Optimum als Spitzenlastkraftwerke betrieben.

das Laden der größeren Anzahl an batteriebetriebenen Pkw entsteht. Gleichzeitig unterstützt die größere Elektrolyseleistung die Integration der erneuerbaren Energien in das Energiesystem, sodass in diesem Szenario in den Zeitschritten 2030 und 2040 die Abregelung der EE-Anlagen vergleichsweise gering ist.

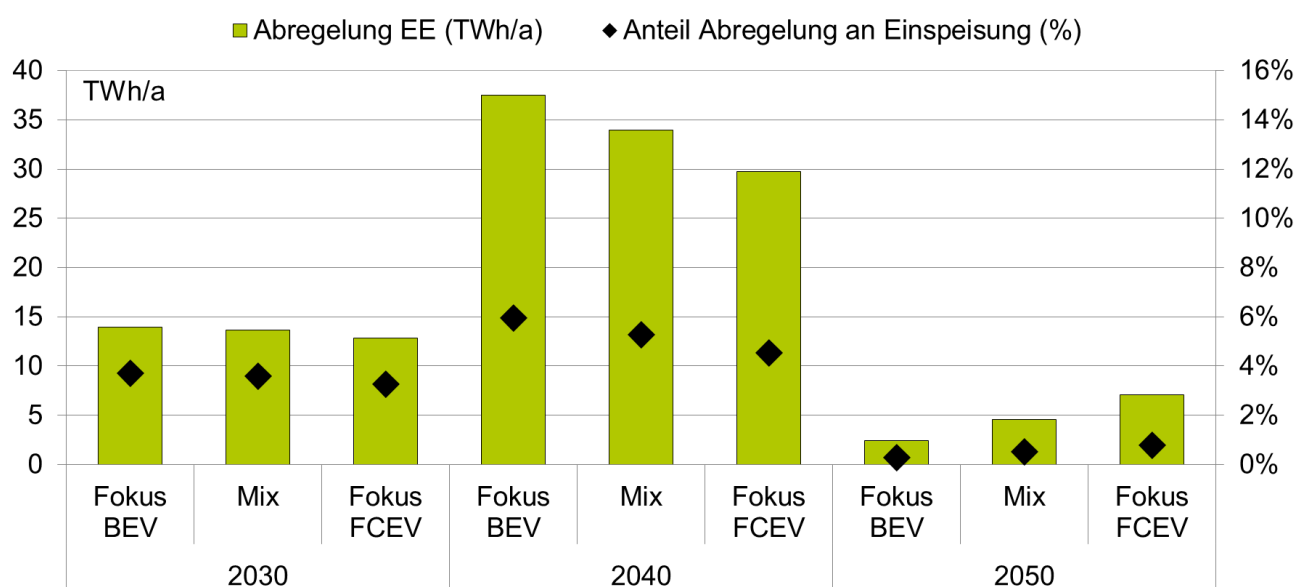


Abbildung 74: Abregelung der EE-Anlagen in Deutschland

Bis 2040 erfolgt ein weiterer Ausbau der EE-Anlagen, die mit 670-700 TWh/a mehr als 80 % der Stromerzeugung ausmachen. Aufgrund von Potenzialgrenzen stagniert dabei der Ausbau von Wind onshore, der aber durch deutliche Steigerung der Einspeisung aus Wind offshore und PV kompensiert wird. Da in diesem Zeitschritt auch fossile Kraftwerke bei Dunkelflaute im begrenzten Ausmaß bis zur vordefinierten THG-Obergrenze eingesetzt werden können und damit eine saisonale Stromspeicherung nicht notwendig ist, fällt die Abregelung der EE-Anlagen stärker aus als in anderen Zeitschritten. Sie beträgt 30-38 TWh/a bzw. 5 % bis 6 % der fluktuierenden Einspeisung.

Gleichzeitig nimmt die gesicherte Leistung durch regelbare Kraftwerke auf 100-110 GW zu. Unter den regelbaren Kraftwerken (zusammen ca. 160 TWh/a) dominieren Erdgas-GuD-Kraftwerke (über 140 TWh/a bei 45-52 GW an installierter Leistung), die jedoch weiterhin eine geringe Auslastung von bis zu 3.000 Volllaststunden (im Szenario Fokus FCEV) aufweisen. Dabei wird aufgrund der hohen Emissionen der Betrieb der Kohlekraftwerke unterbunden, während die Erdgas-Gasturbinen (8-9 TWh/a bzw. 45-52 GW) und Biomassekraftwerke (ca. 6 TWh/a bzw. 8 GW) als Spitzenlastanlagen betrieben werden (< 1.000 Volllaststunden). Im Szenario Fokus BEV werden zudem zur Deckung der elektrischen Nachfrage auch H₂-GuD-Anlagen und H₂-Gasturbinen zugebaut. Diese haben aber im ökonomischen Optimum eine geringe Leistung von ca. 1 GW und stellen zusammen knapp 2 TWh/a Strom, bei einer kombinierten Auslastung von unter 1.500 Volllaststunden, bereit.

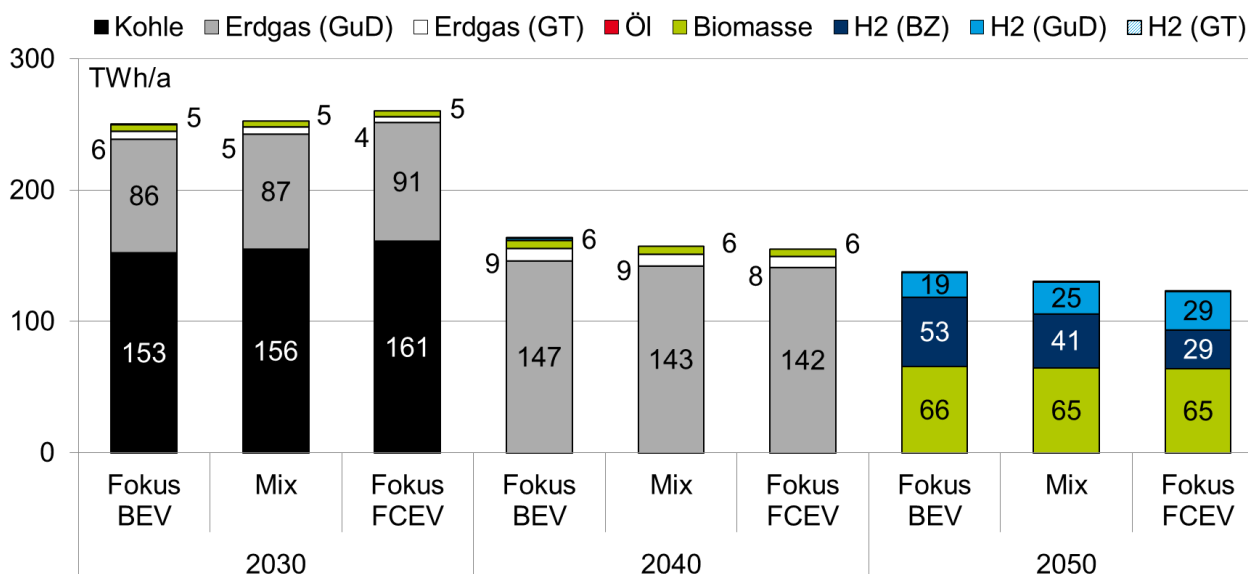


Abbildung 75: Jährliche Bereitstellung von Strom aus regelbaren Kraftwerken in Deutschland (GuD = Gas- und Dampfturbine; GT = Gasturbine; BZ = Brennstoffzelle)

Die vollständige Dekarbonisierung bis 2050 erfordert einen radikalen Umbau des Energiesystems. Die gesamte Stromerzeugung steigt auf über 1.100 TWh/a. Die fluktuierenden EE-Anlagen stellen den Großteil an Energie zur Verfügung, die sich wie im vorangegangenen Zeitschritt in etwa gleichmäßig auf Wind onshore, Wind offshore und PV verteilt. Daher müssen die erneuerbaren Energien zum Teil bis zur ihrer Potenzialgrenze ausgebaut werden. In diesem Zusammenhang wird die EE-Einspeisung fast vollständig ausgenutzt, sodass die Abregelung mit 2-7 TWh/a weniger als 1 % der EE-Produktion ausmacht.

Da fossile Energieträger in diesem Zeitschritt nicht zugelassen sind, können die regelbaren Kraftwerke insgesamt nur einen begrenzten Beitrag leisten. Dafür werden vor allem Biomassekraftwerke eingesetzt, die bei der vorgegebenen Leistung von ca. 8 GW mehr als 65 TWh/a produzieren und damit als Grundlastkraftwerke eine Auslastung von über 8.000 Volllaststunden erreichen. Ergänzend dazu wird zur Überbrückung der Dunkelflauten die Rückverstromung von Wasserstoff eingesetzt. Zusammen stellen diese H₂-Anlagen je nach Szenario 60-72 TWh/a an elektrischer Energie bereit. Den größten Beitrag darunter leisten die sehr effizienten stationären Brennstoffzellen, die neben Strom (29-53 TWh/a) auch Wärme (20-36 TWh/a) produzieren und stromgeführt eine Auslastung von ca. 2.000 Volllaststunden erreichen. H₂-GuD-Kraftwerke sowie H₂-Gasturbinen sind mit 58-67 GW für den Großteil der gesicherten Leistung verantwortlich, weisen aber dennoch zur Deckung der Lastspitzen nur eine geringe Auslastung von unter 1.000 Volllaststunden auf.

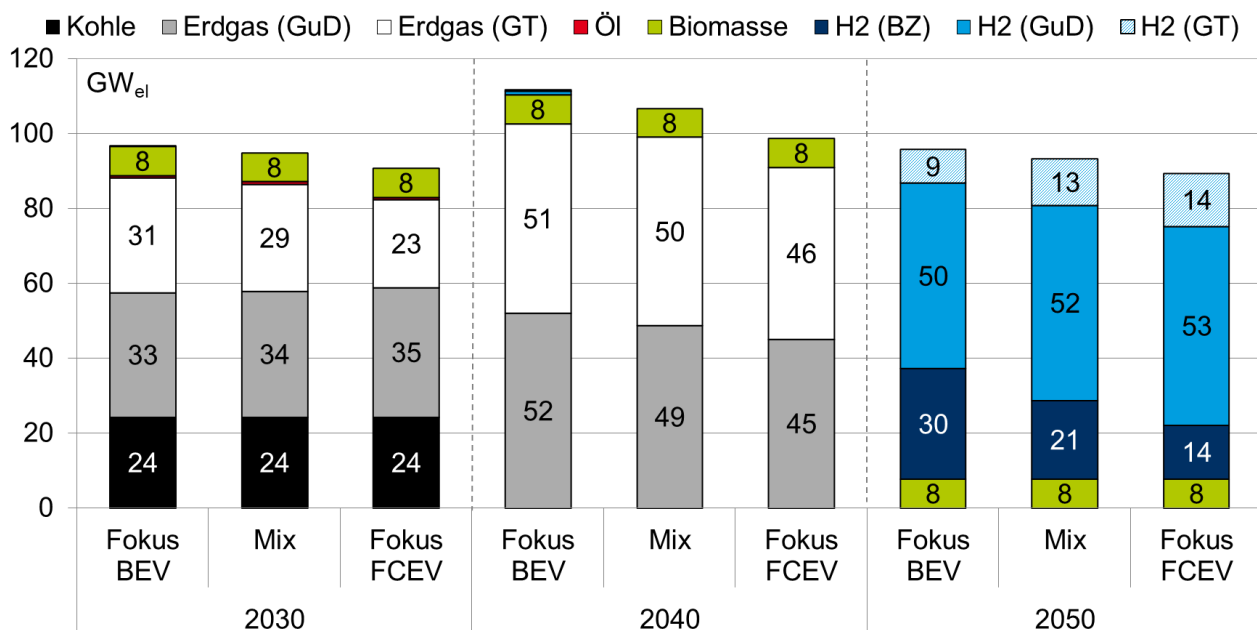


Abbildung 76: Installierte Leistung der regelbaren Kraftwerke in Deutschland (GuD = Gas- und Dampfturbine; GT = Gasturbine; BZ = Brennstoffzelle)

Abbildung 77 stellt die installierte Leistung der Elektrolyse in Deutschland sowie die dazugehörige Auslastung dar. Wie erwartet orientiert sich die optimale Auslegung der Elektrolyse grundsätzlich an der H₂-Nachfrage: je größer die Nachfrage (z.B. bei zunehmender Dekarbonisierung des Energiesystems oder bei stärkerem Fokus auf Brennstoffzellenfahrzeuge) desto größer die installierte Leistung. In diesem Zusammenhang wird bis 2030 mit 6-13 GW eine relativ kleine Elektrolysekapazität zugebaut, die mit 4.000 bis 6.000 Volllaststunden vergleichsweise gut ausgelastet wird. Damit wird im ökonomischen Optimum nicht immer „grüner“ sondern auch „grauer“ Wasserstoff produziert. Die größere Leistung und bessere Auslastung wird dabei stets im Szenario Fokus FCEV erreicht, da hier die direkte H₂-Nachfrage am größten und der Bedarf an direktelektrischer Last am geringsten ist.²⁴

Bis 2040 steigt die Elektrolyseleistung auf 40-60 GW an, deren Auslastung reduziert sich aber auf 2.500-3.000 Volllaststunden. Dies ist einerseits auf die insgesamt höhere H₂-Nachfrage im Verkehrssektor zurückzuführen und andererseits auf die verstärkte Nutzung der Elektrolyse als flexible Last. Aus diesem Grund ist die Differenz zwischen den Szenarien geringer als im vorherigen Zeitschritt. Dieser Trend setzt sich auch bis 2050 fort. Die Leistung steigt auf 135-155 GW, während die Auslastung nur noch bei 2.300-2.600 Volllaststunden liegt.

²⁴ Da die direktelektrische Last der Batterie-Fahrzeuge im ökonomischen Optimum Vorrang vor anderen Nutzungsarten hat (um den Speicherbedarf zu reduzieren), muss die verbleibende elektrolytische H₂-Produktion auf andere Zeitpunkte mit höheren Einspeisespitzen verschoben werden.

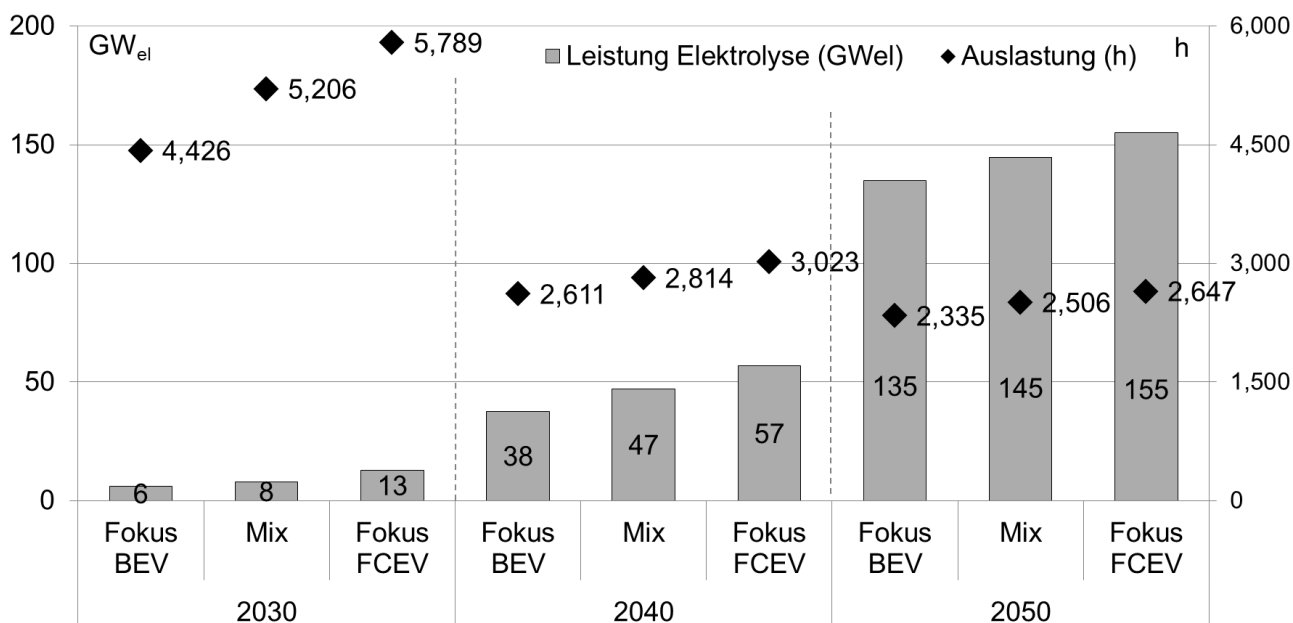


Abbildung 77: Installierte Leistung und Auslastung der Elektrolyse in Deutschland

Auch der Speicherbedarf in den jeweiligen Szenarien verändert sich grundlegend mit voranschreitender THG-Neutralität des Energiesystems (siehe Abbildung 78). Bis 2030 werden nur die bereits existierenden Pumpspeicher sowie geringfügige Kapazitäten an H_2 -Röhrenspeichern von bis zu 200 GW_{H_2} benötigt und eingesetzt. Stationäre Batterien sind in diesem Zeitschritt zu teuer, während Salzkavernen aufgrund der fehlenden H_2 -Infrastruktur im Energiemodell nicht zugelassen sind.

Bis zum Jahr 2040 nimmt der Bedarf an Flexibilisierung durch Speicher zu. Neben den Pumpspeichern werden vor allem im Szenario Fokus BEV bis zu 4 GW an stationären Batterien zugebaut, um so die steigende Stromnachfrage und EE-Einspeisung auszugleichen. Bei den Wasserstoffspeichern werden vor allem Salzkavernen mit einer Kapazität von bis zu 15 TWh benötigt. Bei einer vollständigen THG-Neutralität im Jahr 2050 wird vor allem saisonale Speicherung von Energie als Wasserstoff in Salzkavernen erforderlich. Der entsprechende Speicherausbau liegt bei 67-72 TWh bei einer durchschnittlichen Speicherdauer von über 150 Tagen. Ergänzend dazu werden auch geringe Kapazitäten an Röhrenspeichern benötigt. Interessanterweise ist die Kapazität der H_2 -Speicher im Szenario Fokus BEV trotz der geringeren H_2 -Nachfrage höher als im Szenario Fokus FCEV. Dies ist einerseits auf den abweichenden Betrieb der Elektrolyse mit geringerer Auslastung und zum anderen auf die zusätzliche saisonale Speicherung von Wasserstoff zur Rückverstromung (z.B. zur Versorgung von Batteriefahrzeugen) zurückzuführen.

Daneben erfolgt auch ein Ausbau an stationären Batterien, die eine sehr effiziente Stromspeicherung insbesondere bei direktelektrischer Nachfrage der Batterie-Fahrzeuge ermöglichen. Die entsprechenden Kapazitäten bewegen sich zwischen 30 GW im Szenario Fokus FCEV und 90 GW im Szenario Fokus BEV. Die Stromspeicher werden dabei als Leistungsspeicher mit einer eher geringen durchschnittlichen Speicherdauer von 1-2 Tage betrieben.

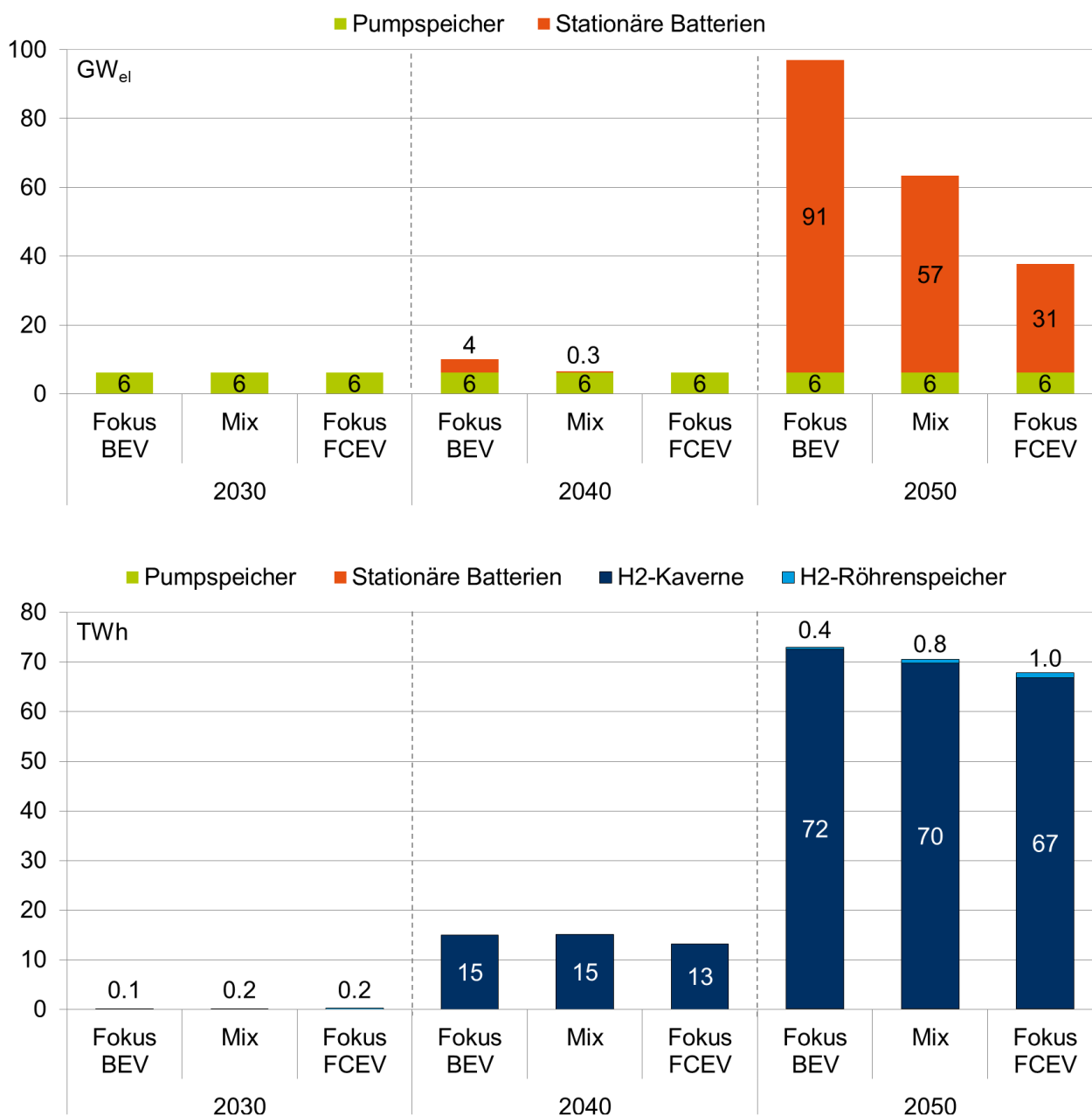


Abbildung 78: Bedarf an Strom- bzw. Wasserstoffspeicherung (oben bzw. unten) in Deutschland

Wie in Abbildung 79 zusammengefasst korreliert der Bedarf an Energietransport²⁵ im zweiten Schritt der Modellierung mit der Energienachfrage. Definitionsgemäß wird bis 2030 nur Strom zwischen den Regionen übertragen, da für diesen Zeitraum ein Ausbau von H₂-Rohrleitungen als unwahrscheinlich eingeschätzt

²⁵ Definiert als kumulierte Energiemenge, die zwischen allen Netzknoten in allen Stunden des Jahres transportiert wird. Dabei kann die gleiche Energiemenge doppelt gezählt werden, wenn der Transport zwischen zwei Netzknoten, die nicht direkt miteinander verbunden sind (z.B. zwischen Region Nord-Ost bzw. Mecklenburg-Vorpommern und der Region West), über einen dritten Netzknoten erfolgt (z.B. über die Region Nord-West).

wird. Dementsprechend befindet sich die Elektrolyse vor Ort in der Nähe der H₂-Nachfrage und der dazugehörige Stromtransport resultiert insbesondere im Szenario Fokus FCEV in etwas höheren transportierten Strommengen als in den beiden anderen Szenarien. Dabei wird die Energie klassischerweise vom windreichen Norden (Region Nord-West sowie Mecklenburg-Vorpommern) in den energieintensiven Süden transportiert. Gleichzeitig wird neben den Übertragungskapazitäten im AC-Netz von insgesamt 65 GW, das bereits existiert bzw. gemäß Netzentwicklungsplan-Strom bis 2030 erwartet wird, ein Zubau an HGÜ-Leitung von insgesamt bis zu 30 GW benötigt (siehe Abbildung 80).²⁶ Die wesentliche Netzverstärkung erfolgt analog zu den transportierten Strommengen auf der Nord-Süd-Achse: vor allem einerseits zwischen den Regionen Nord-West, West und Baden-Württemberg und andererseits zwischen der Region Ost und Bayern. Die traditionell starke Anbindung von NRW an die Region Nord-West (d.h. primär Niedersachsen) ist weitestgehend ausreichend.

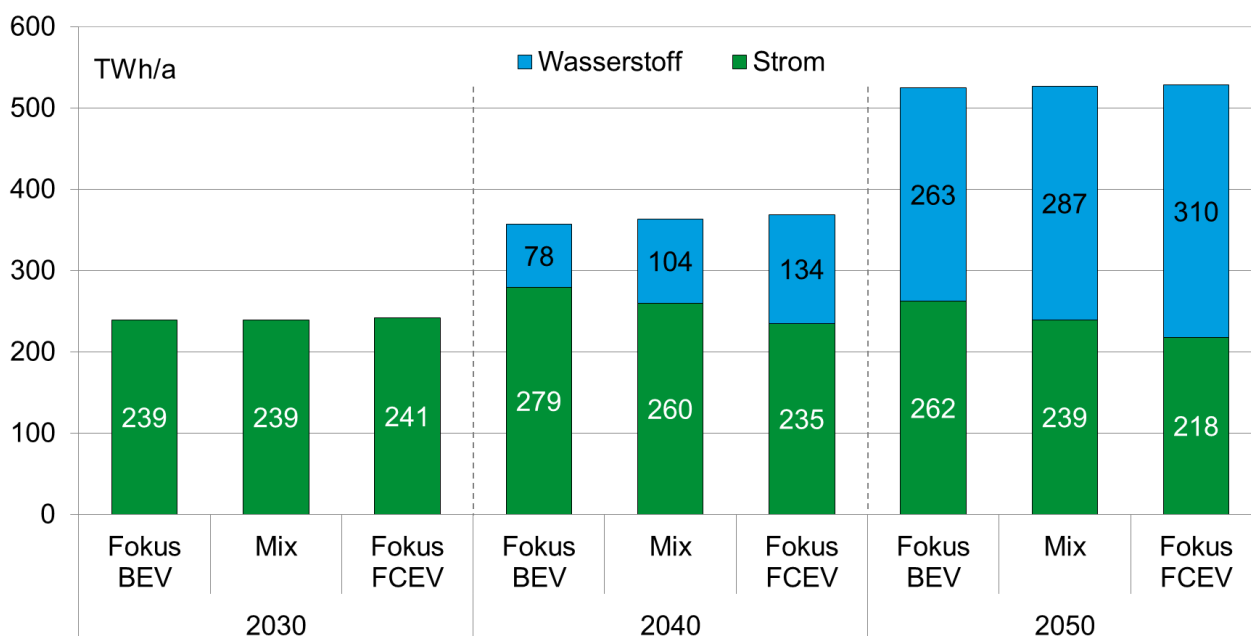


Abbildung 79: Energietransport zwischen den einzelnen Regionen in Deutschland

In den darauffolgenden Zeitschritten werden H₂-Ferngasleitungen zugelassen. Damit ersetzen sie bis 2040 mit knapp 80 TWh/a bis über 130 TWh/a aufgrund der EE-nahen Verortung der Elektrolyse zumindest teilweise den stromgebundenen Transport der erneuerbaren Energien. Die dazugehörigen H₂-Transportkapazitäten bewegen sich zwischen 30 GW und 50 GW. Im Szenario Fokus FCEV kann zudem der H₂-Transport den Stromtransport kompensieren, sodass in diesem Szenario die transportierten Strommengen auf 235 TWh/a leicht zurückgehen und der Ausbaubedarf im Stromtransportnetz am geringsten ausfällt. In den beiden anderen Szenarien müssen die Stromtransportnetze mit insgesamt

²⁶ Die gesamte Übertragungskapazität für Strom und Gas wird als Summe aller Leitungen zwischen allen Netzknoten definiert und stellt eine Kennzahl dar, mit der Ausbaubedarf zwischen den Szenarien verglichen werden kann. Dabei kann der angegebene Ausbaubedarf in der Wirklichkeit überschätzt werden, da einzelne Leitungen (z.B. zwischen den Regionen Nord-West und Bayern über NRW und die Region West) mehrfach gezählt werden. Bei der Bewertung der Netze werden im darauffolgenden Kapitel jedoch die Kosten richtig abgeschätzt, da für jede Relation eine entsprechende (kürzere) Distanz angesetzt wird.

58-63 GW etwas mehr verstärkt werden. Auch hier ist die Nord-Süd-Achse wie 2030 besonders wichtig, wobei zusätzlich auch weitere Übertragungskapazitäten zwischen Niedersachsen und NRW benötigt werden. Der H₂-Transport folgt in etwa der Übertragung von Strom. Die entsprechenden H₂-Leitungen liegen mit bis zu 10 GW zwischen der Region Nord-West und der Region West im Szenario Fokus FCEV liegen im Wesentlichen im Bereich der bereits heute existierenden Kapazitäten für Erdgastransport.

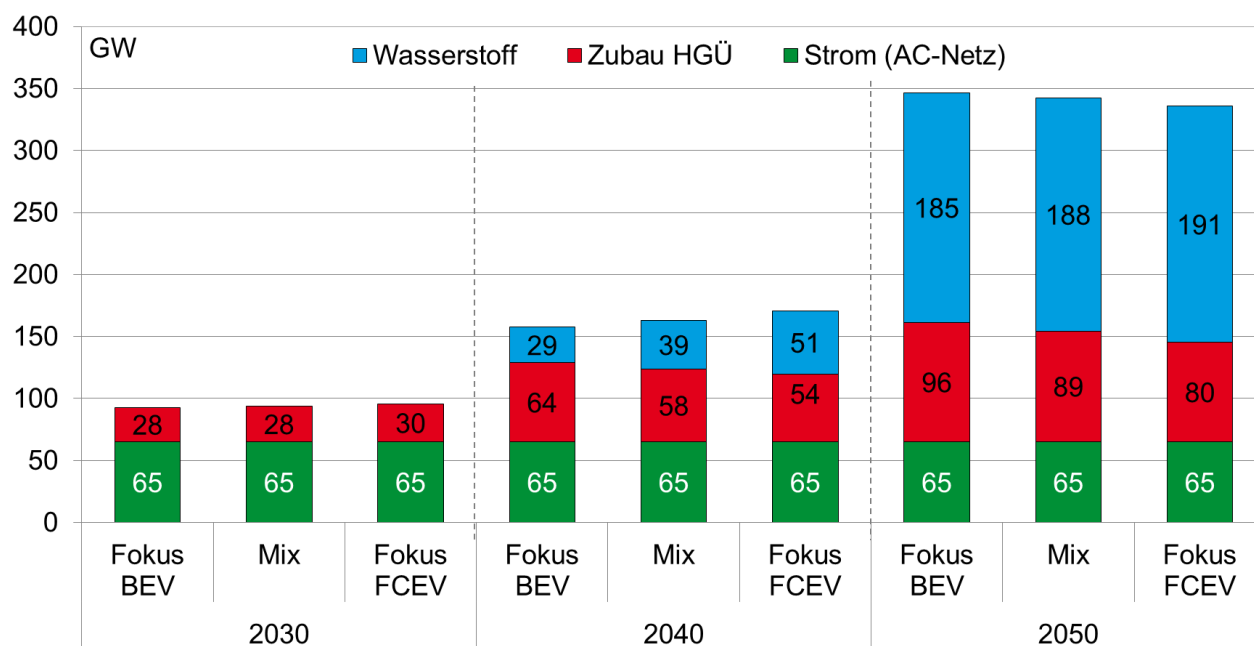


Abbildung 80: Bedarf an Übertragungskapazität für Strom und Gas zwischen den einzelnen Regionen in Deutschland

Im Jahr 2050 wird ein deutlicher Ausbau sowohl der Strom- als auch der H₂-Netze erforderlich. Die transportierte Strommenge geht zwar im Vergleich zu 2040 durch günstigere Positionierung der neuen Rückverstromungsanlagen leicht zurück (220-260 TWh/a), dafür müssen aber deutlich mehr HGÜ-Leitungen (80-100 GW) zugebaut werden, um die EE-Einspeisespitzen bedienen zu können. In diesem Zusammenhang wird nicht nur die Windenergie von Nord nach Süd, sondern auch die PV-Energie insbesondere im Sommer in umgekehrter Richtung übertragen. Auch in diesem Zeitschritt werden besonders viele HGÜ-Leitungen zwischen den Regionen Nord-West und West sowie zwischen der Region Ost und Bayern zugebaut. Insgesamt müssen auch die Stromnetze zwischen allen Netzknoten über das bereits vorhandene AC-Netz verstärkt werden. In diesem Zeitschritt wird auch besonders viel Wasserstoff von bis zu 190 TWh/a transportiert, was einen entsprechend hohen Bedarf an Netzkapazitäten nach sich zieht (ca. 190 GW). Besonders hoch fällt dies im Szenario Fokus FCEV mit hoher H₂-Nachfrage aus. Dabei wird zwischen Niedersachsen und den beiden bevölkerungsreichen und industrieintensiven Regionen NRW sowie West besonders viel Wasserstoff (60-80 TWh/a) transportiert bei einem sehr hohen Netzbedarf (30-50 GW zwischen diesen Regionen).

7.4.2. Bewertung der Strom- und Wasserstoffbereitstellung in Deutschland

Die folgende Bewertung der Strom- und Wasserstoffbereitstellung in Deutschland erfolgt grundsätzlich durch den Vergleich der jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems zwischen den verschiedenen Szenarien im jeweiligen Zeitschritt. Dabei ist es besonders wichtig zu beachten, dass durch die voranschreitende

Sektorenkopplung die direkte Nutzung der fossilen Energieträger (z.B. von Öl im Verkehr oder Erdgas bei Heizungen im Gebäudesektor) zurückgeht und der Strom bzw. H₂-Bedarf sowie die damit verbunden Anforderungen an die Strom- und H₂-Erzeugung zunehmen. Da jedoch in der Bewertung die dazugehörigen Einsparungen aus den vermiedenen Importen der fossilen Energieträger in den Verbrauchssektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr nicht berücksichtigt sind, können die vorliegenden Analysen nur bedingt für eine abschließende Bewertung der Strategien zur Dekarbonisierung des Energiesystem herangezogen werden. Vielmehr dienen sie als einheitliche Basis für den Vergleich der Auswirkung der unterschiedlichen Antriebskonzepte auf die Strom- und H₂-Versorgung in Deutschland in den jeweiligen Zeitschritten. Damit sind vor allem die Kostenunterschiede zwischen den Szenarien relevant.

Ferner werden die Investitionen auf Annuitätenbasis nur für die neu installierten Anlagen (z.B. Elektrolyse, neue Kraftwerke, Netzausbau) berücksichtigt, während die bereits getätigten Investitionen in existierende Anlagen (z.B. bereits existierende Kraftwerke oder Strom- und Gasnetze) im Sinne der sog. „sunk costs“ nicht in die Bewertung einfließen. Bei diesen Anlagen werden daher lediglich die laufenden Kosten (Wartung und ggf. variable Kosten wie z.B. Brennstoffkosten für Kraftwerke) bewertet. Insgesamt wird jedoch ein Teil der Investition in neue Anlagen unabhängig von den zu erzielenden THG-Minderungszielen in Zukunft ohnehin getätigt werden müssen, sobald die existierenden Anlagen ihre technische Lebensdauer erreicht haben.

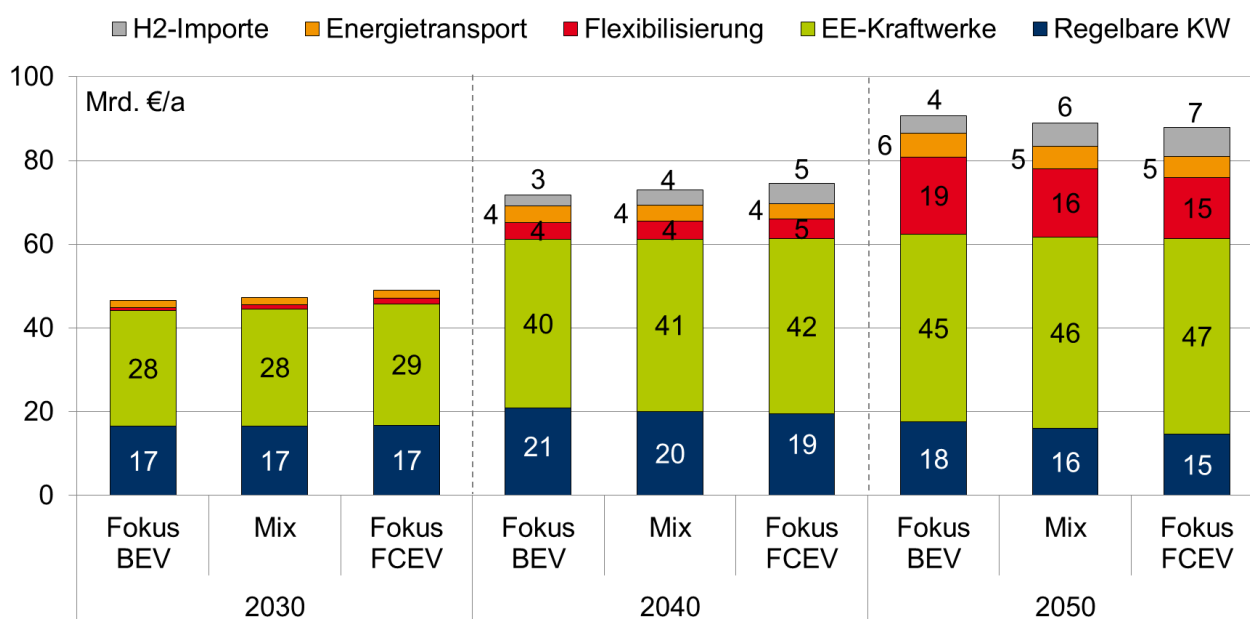


Abbildung 81: Jährliche Gesamtkosten des Energiesystems in Deutschland (ohne Einsparungen aus vermiedenen Importen der fossilen Energieträger in den einzelnen Verbrauchssektoren)

Wie in Abbildung 81 dargestellt resultiert die optimale Auslegung des Energiesystems in jährlichen Gesamtkosten, die für den jeweiligen Zeitschritt ein vergleichbares Niveau und Struktur zwischen den Szenarien aufweisen. Bis 2030 liegen die jährlichen Gesamtkosten bei knapp 50 Mrd. €/a und werden maßgeblich durch die Bereitstellung von Strom in regelbaren Kraftwerken (ca. 17 Mrd. €/a) sowie in EE-Anlagen (28-29 Mrd. €/a) beeinflusst. Dabei handelt es sich bei den regelbaren Kraftwerken vor allem um variable Kosten der Stromerzeugung und damit Zahlungen für fossile Energieträger (Kohle und Erdgas), während bei den EE-Anlagen die fixen Kosten (d.h. dazugehörige Annuität und fixe Betriebskosten) zu Buche schlagen. Die übrigen Kostenkategorien (Energiespeicherung, Energietransport, H₂-Importe, etc.)

spielen nur eine untergeordnete Rolle. Der leichte Anstieg der Kosten für EE-Stromerzeugung, Elektrolyse (siehe Abbildung 82) sowie Stromtransport (siehe Abbildung 83) ist auf die höhere H₂-Nachfrage sowie die zusätzliche Stromübertragung zur Elektrolyse vor Ort in den Szenarien mit zunehmender Durchdringung der FCEV zurückzuführen. Insgesamt ist das Energiesystem im Szenario Mix bzw. Fokus FCEV bis 2030 lediglich um 0,6 Mrd. €/a bzw. 2,5 Mrd. €/a teurer im Vergleich zum Szenario Fokus BEV.

Mit zunehmender Dekarbonisierung des Energiesystems in den Zeitschritten 2040 und 2050 verändern sich sowohl die Höhe als auch die Zusammensetzung der Gesamtkosten. Aus den genannten Gründen steigen die jährlichen Gesamtkosten der Strom- und H₂-Erzeugung auf über 70 Mrd. €/a im Jahr 2040 und ca. 90 Mrd. €/a im Jahr 2050 an. Insgesamt überwiegt 2040 der Vorteil der effizienteren Energiebereitstellung, sodass die beiden Szenarien Mix und Fokus FCEV um ca. 1,5-2,5 Mrd. €/a teurer sind als das Szenario Fokus BEV. Dieses Verhältnis dreht jedoch mit vollständiger Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2050 um. Die niedrigsten jährlichen Gesamtkosten fallen im Szenario Fokus FCEV mit der höchsten Durchdringung der Brennstoffzellenfahrzeuge an (ca. 2,5 Mrd. €/a geringer als im Szenario Fokus BEV), gefolgt vom Szenario Mix (ca. 1,5 Mrd. €/a als im Szenario Fokus BEV).

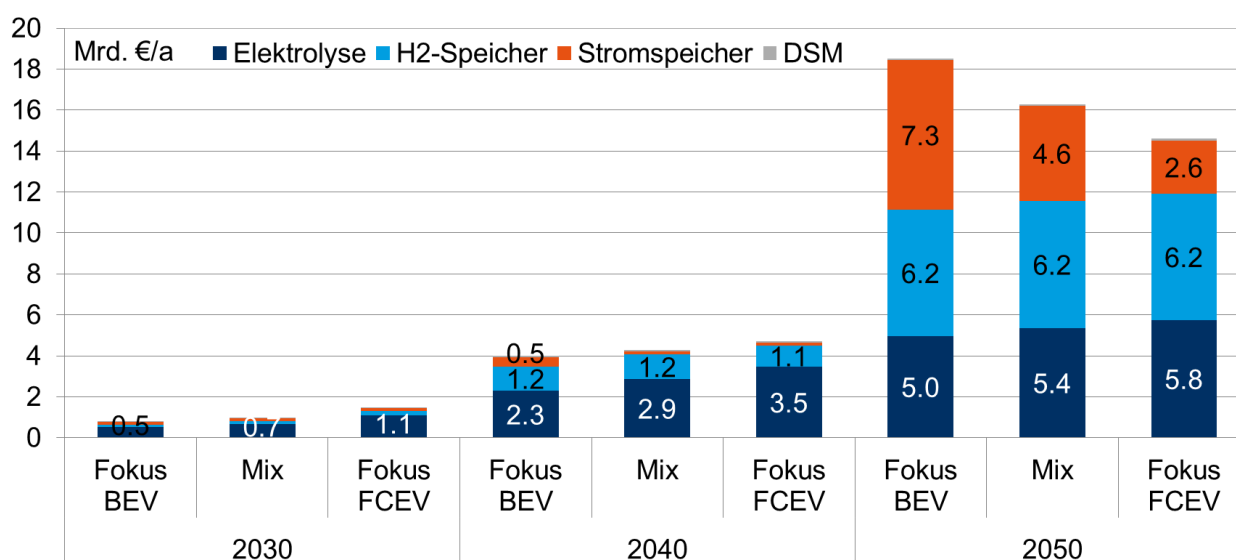


Abbildung 82: Jährliche Kosten der Flexibilisierung der Stromerzeugung in Deutschland

Zunächst sind in beiden Zeitschritten die Kosten für die Bereitstellung von Strom aus regelbaren und erneuerbaren Kraftwerken aufgrund der steigenden fossilen Preise in 2040 (insbesondere für Erdgas) bzw. aufgrund des größeren Bedarfs an Rückverstromung in 2050 trotz der Wirkungsgradverluste der Elektrolyse mit ca. 61-62 Mrd. €/a nahezu ausgeglichen. In 2040 dominieren bei den Kosten der regelbaren Kraftwerke vor allem die Ausgaben für Erdgas für die entsprechende Stromproduktion (ca. 13 Mrd. €/a), während im Jahr 2050 die Annuität und fixe Kosten (8-10 Mrd. €/a) der H₂-Rückverstromung gefolgt von variablen Kosten der Biomassekraftwerke (ca. 6 Mrd. €/a) den Großteil der Kosten ausmachen. Die Kosten der EE-Kraftwerke steigen proportional mit dem THG-Minderungsziel zwischen den Zeitschritten und den Wirkungsgradverlusten der Elektrolyse zwischen den Szenarien auf 40-41 Mrd. €/a im Jahr 2040 bzw. 45-47 Mrd. €/a an.

Unter den Kosten für Flexibilisierung des Energiesystems werden die Kosten für Strom- sowie H₂-Speicher, Demand Side Management (DSM) und Elektrolyse zusammengefasst, die als flexible Last zur Entlastung des

Energiesystems beitragen kann. Typischerweise hängen die Kosten für die Elektrolyse direkt von der H₂-Nachfrage in den jeweiligen Szenarien ab. Sie sind daher im Jahr 2030 mit 0,5-1,1 Mrd. €/a vergleichsweise gering, wobei der untere Wert im Szenario Fokus BEV mit der niedrigsten H₂-Nachfrage und der höchste Wert im Szenario Fokus FCEV mit der größten H₂-Nachfrage erreicht werden. Die Stromspeicherung, lokale H₂-Röhrenspeicherung sowie DSM haben in diesem Zeitschritt keinen nennenswerten Einfluss auf die Gesamtkosten. Damit sind die geringfügigen Unterschiede in dieser Kostenkategorie zwischen den Szenarien in diesem Zeitschritt vor allem auf die vergleichsweise noch teurere Elektrolyse mit einem leichten Vorteil bei Fokus auf BEV zurückzuführen.

Mit zunehmendem Ausbau der EE-Anlagen sowie mit steigender H₂-Nachfrage steigen auch die Kosten für Elektrolyse und sonstige Flexibilisierung im Energiesystem. Die Elektrolysekosten belaufen sich im Jahr 2040 auf 2,3 - 3,5 Mrd. €/a gefolgt von H₂-Speicherung mit über 1 Mrd. €/a. Die Kosten der Stromspeicherung (d.h. vor allem stationäre Batterien) leisten nur im Szenario mit Fokus auf BEV mit 0,5 Mrd. €/a einen nennenswerten Beitrag. Aus diesem Grund sind die Kosten der Flexibilisierung bis 2040 zwischen den Szenarien nahezu ausgeglichen.

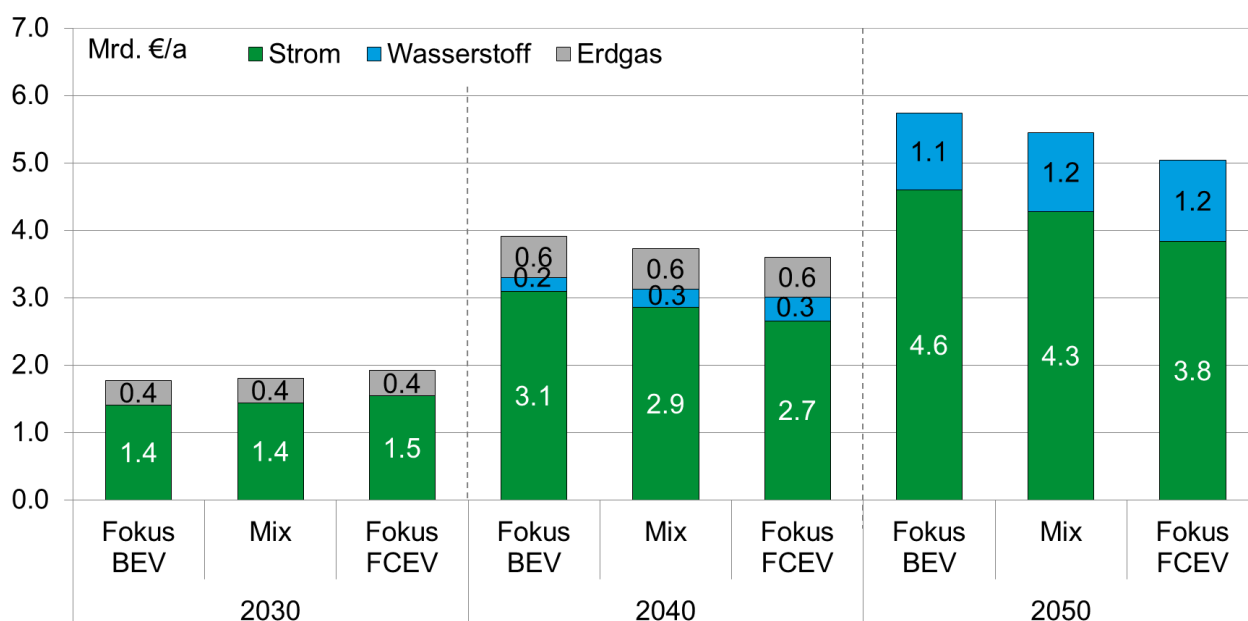


Abbildung 83: Jährliche Kosten des Energietransportes zwischen den gewählten Regionen in Deutschland

Bei einer vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2050 ist der Kostenanstieg der Flexibilisierung signifikant. Die Elektrolyse, die auch bei Fokus auf BEV einerseits als flexible Last eingesetzt wird und zur Produktion von Wasserstoff für seine anschließende Rückverstromung bei Dunkelflauten benötigt wird, verursacht in allen Szenarien vergleichbare Kosten von 5-6 Mrd. €/a. Auch die H₂-Speicherung beläuft sich in allen Szenarien auf 6 Mrd. €/a, was auf den entsprechenden saisonalen Speicherbedarf in Salzkavernen zurückzuführen ist. Den wesentlichen Unterschied zwischen den Szenarien macht dabei die Stromspeicherung aus. Durch den entsprechenden Kapazitätsausbau an stationären Batterien betragen die dazugehörigen Kosten zwischen 3 Mrd. €/a und 7 Mrd. €/a. Dabei fallen die größten Batteriekosten im Szenario Fokus BEV mit über 7 Mrd. €/a an, die die Kostenvorteile aus geringeren Elektrolysekapazitäten in diesem Szenario überkompensieren. Damit sind die Kostenunterschiede zwischen den Szenarien vor allem auf die

möglichst effiziente stationäre Stromspeicherung bei starker Durchdringung der batterieelektrischen Fahrzeuge zurückzuführen. Das DSM verursacht sowohl im Jahr 2040 als auch 2050 untergeordnete Kosten.

Abbildung 83 fasst die Kosten des Energietransports zusammen. Diese sind bis zum Jahr 2030 mit knapp 2 Mrd. €/a in allen Szenarien stabil und vor allem auf die Stromübertragung zurückzuführen. Der zusätzliche Transport von Strom für die Elektrolyse verursacht nur einen geringfügigen Kostenanstieg insbesondere im Szenario Fokus FCEV. Der Transport von Erdgas für die Kraftwerke macht in allen Szenarien etwa 0,4 Mrd. €/a aus. Ferner wird in diesem Zeitschritt definitionsgemäß kein überregionaler H₂-Transport zugelassen, sodass die dazugehörigen Kosten für ein H₂-Fernleitungssystem entfallen.

Der EE-Ausbau hat in den darauffolgenden Zeitschritten auch eine entsprechende Verstärkung der Transportkapazitäten mit den dazugehörigen Kosten zur Folge. Im Jahr 2040 belaufen sich die Transportkosten auf fast 4 Mrd. €/a, wobei die höchsten Kosten bei Fokus auf BEV erreicht werden. Dies ist auf die spezifisch teureren HGÜ-Leitungen zurückzuführen, die in diesem Szenario besonders stark ausgebaut werden. Da H₂-Ferngasleitungen insgesamt deutlich günstiger sind, fallen in den Szenarien Mix und Fokus FCEV trotz des stärkeren Pipelineausbaus die Transportkosten auch geringer aus. Der kraftwerksbedingte Erdgastransport nimmt zu und verursacht in diesem Zeitschritt ca. 0,6 Mrd. €/a an Zusatzkosten.

Der oben beschriebene Trend setzt sich auch bis 2050 fort. Durch den vermehrten HGÜ-Ausbau steigen die Stromtransportkosten auf 3,8 - 4,6 Mrd. €/a an, wobei davon das Szenario Fokus BEV am stärksten betroffen ist. Die Umwidmung der Erdgasleitungen auf Wasserstoff führt zu zusätzlichen Kosten von bis zu 1,2 Mrd. €/a. Auch in diesem Zeitschritt ist der Unterschied zwischen den Szenarien in dieser Hinsicht relativ gering. Da außerdem im Jahr 2050 keine Kraftwerke auf mehr Erdgasbasis betrieben werden, fallen dafür keine Transportkosten an. Insgesamt liegen die jährlichen Kosten für den Energietransport bis 2050 zwischen ca. 5 Mrd. €/a bei Fokus auf FCEV und knapp 6 Mrd. €/a bei Fokus auf BEV. Dieses Ergebnis verdeutlicht den positiven Effekt der Brennstoffzellenfahrzeuge auf die Kosten der Übertragungsinfrastruktur im überregionalen Kontext.

Schließlich stellen die Importkosten für Wasserstoff die letzte Kategorie bei den Gesamtkosten dar. Da definitionsgemäß bis 2030 keine H₂-Importe stattfinden, fallen dafür auch keine Kosten an. Erst ab 2040 müssen entsprechende Ausgaben berücksichtigt werden, die sich je nach Szenario und Zeitschritt an der H₂-Nachfrage orientieren. Bis 2040 belaufen sich die H₂-Importkosten bei einem durchschnittlichen Importpreis von 88 €/MWh_{H₂} auf 3-5 Mrd. €/a, wobei der höchste Wert im Szenario Fokus FCEV erreicht wird. Mit steigender H₂-Nachfrage bis 2050 gehen auch die Importkosten auf 4-7 Mrd. €/a nach oben. Dabei wird jedoch ihr Anstieg durch den leichten Rückgang des durchschnittlichen Importpreises auf 80 €/MWh_{H₂} gedämpft, was insbesondere dem Szenario Fokus FCEV zugutekommt.

8. Ökonomisches Gesamtergebnis

Die in den vorangestellten Kapiteln ermittelten Kosten für die einzelnen Elemente der Energieversorgungskette bis zum Pkw werden nun zusammengeführt. Um eine einheitliche Vergleichsbasis der Kosten zu erhalten, werden sämtliche Kosten in Kosten pro Jahr (€/a) umgerechnet. Dazu werden die Investitionskosten gleichmäßig über die Nutzungsdauer des Investitionsguts abgeschrieben. Hinzu werden die jährlichen Kosten für Wartung- und Instandhaltung addiert. Das Fahrzeug ist nicht teil der Betrachtung.

Abbildung 84 zeigt die Summe und die einzelnen Kostenelemente pro Jahr und Szenario in Mrd. €. Zunächst wird deutlich, dass die Kosten für die Energieversorgungsinfrastruktur für Nullemissions-Pkw (Ladepunkte, Wasserstofftankstellen, H₂-Anlieferung, Ertüchtigung der NS- und MS-Netze) lediglich etwa 10 % der erfassten Kosten des deutschen Energiesystems betragen. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass im Rahmen der Analyse des Energiesystems nur Kosten erfasst werden, die zukünftig anfallen (siehe auch Kapitel 7). Eine finanzielle Bewertung bereits bestehender Infrastrukturen wie beispielsweise Kraftwerke oder Strom- und Gasnetze erfolgt nicht. Ebenfalls nicht enthalten sind Kosten für fossile Kraftstoffe. Im Rahmen der Energiesystemanalyse werden (soweit relevant) Kosten für neue Kraftwerke, zusätzliche Transport- und Verteilinfrastrukturen für Energie (Strom und Gas), neue Energiespeicher, Kosten für Energieträger im Kraftwerksbereich (z.B. Steinkohle für Steinkohlekraftwerke) sowie sonstige Betriebs- und Wartungskosten erfasst. Die von 2030 über 2040 bis 2050 steigenden Kosten spiegeln also den sukzessiv steigenden Anteil der erfassten Kosten durch den Umbau des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energien wider und sind nicht gleichbedeutend einer Kostensteigerung im Energiesystem. Die erfassten Kosten umfassen auch die zunehmend erneuerbare Energieversorgung anderer Sektoren (z.B. Wärme, Industrie). Da die Entwicklung in anderen Sektoren in allen Szenarien identisch ist, sind Kostenunterschiede zwischen den Szenarien aber voll dem Straßenverkehrssektor zuzuordnen.

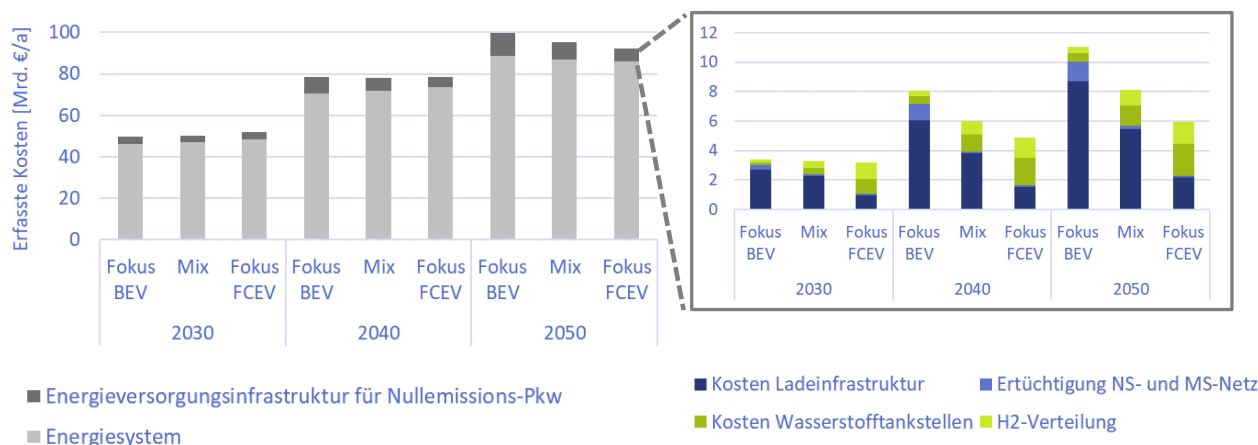


Abbildung 84: Kostenvergleich der betrachteten Szenarien

Des Weiteren ist zu erkennen, dass die ermittelten Kosten für die Ertüchtigung des Nieder- und Mittelspannungsstromnetzes, die aufgrund der getroffenen Annahmen (vergleiche Kapitel 6) eher als obere Grenze²⁷

²⁷ Im Rahmen dieser Studie wurden die Kosten für die Ertüchtigung der NS- und MS-Netze durch den erforderlichen Zubau von Kabeln und Transformatoren ermittelt. Der Einsatz innovativer Maßnahmen wie zum Beispiel zur Steuerung von Verbrauchern (insbesondere Batterie-Pkw) wurden nicht betrachtet. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten für die Netzertüchtigung durch den Einsatz innovativer Maßnahmen reduziert werden kann.

einzuordnen sind, unter den getroffenen Annahmen maximal 14 % (Szenario BEV) der Kosten für die dedizierte Energieversorgungsinfrastruktur (Ladepunkte, Wasserstofftankstellen, Ertüchtigung NS- und MS-Netz und regionale H₂-Versorgung) für Nullemissions-Pkw ausmachen. In den Szenarien Mix und Fokus FCEV ist der Anteil für die Netzertüchtigung im einstelligen Prozentbereich. Dabei ist zu beachten, dass noch untersucht werden muss, inwiefern die für die Analyse der Verteilnetze ausgewählten Netzstrukturen repräsentativ für andere deutsche Regionen sind und eine Skalierung auf das gesamte Energiesystem mit einer entsprechenden Unsicherheit behaftet ist. Trotz dieser Einschränkung machen die Ergebnisse deutlich, dass die Kosten für die Ertüchtigung der NS- und MS-Ebene die durch die Einführung von Nullemissions-Pkw verursacht werden, im Gesamtkontext eine nachgeordnete Rolle spielen und daher kein unüberwindbares Hindernis für die flächendeckende Einführung von Nullemissions-Pkw sind. Allerdings sind dennoch systematische Untersuchungen und Maßnahmen für die Vorbereitung der Stromverteilnetze auf eine wachsende Zahl von Batteriefahrzeugen auch im Zusammenspiel mit anderen Sektoren notwendig.

Für den Vergleich der drei Szenarien ist weniger die Gesamthöhe der erfassten Kosten aus Abbildung 84, als vielmehr der Unterschied zwischen den Szenarien im jeweils gleichen Jahr relevant. Dieser ist, jeweils bezogen auf das Szenario Mix, in Abbildung 85 dargestellt. Im Jahr 2030 sind die Kosten für die Energieversorgung von Nullemissions-Pkw in den Szenarien Fokus BEV und Mix nahezu gleich. Das Szenario Fokus FCEV zeigt zu diesem Zeitpunkt etwa 2 Mrd. € höhere jährliche Kosten. Bis zum Jahr 2040 nähern sich die Kosten der drei Szenarien bis auf knapp 2 Mrd. € pro Jahr an. Durch die erwarteten Skaleneffekte im Bereich der Wasserstofftankstellen sind die Kosten für Ladepunkte und Wasserstofftankstellen (inkl. der Wasserstoffversorgung) in den Szenarien Mix und Fokus FCEV bereits deutlich günstiger als der flächendeckende Ausbau von Ladepunkten (inkl. der ggf. notwendigen Netzertüchtigungsmaßnahmen) in Kombination mit vergleichsweise kleinen und dadurch spezifisch teureren Wasserstofftankstellen im Szenario Fokus BEV. Dieser Kostenvorteil wird 2040 jedoch noch weitgehend von höheren Energiesystemkosten für die Szenarien Mix und Fokus FCEV ausgeglichen.

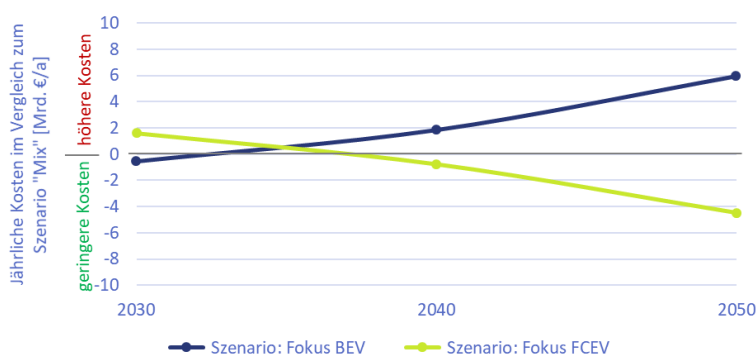


Abbildung 85: Kostenunterschiede zwischen den betrachteten Szenarien bezogen auf das Mix Szenario

Nach 2040 steigt die Anzahl der Nullemissions-Pkw von etwa 27 Millionen auf 40 Millionen Fahrzeuge an. Die Kosten sind nun für Szenarien mit höheren FCEV Anteilen geringer als für das Szenario Fokus BEV mit einem hohen Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge. Dieser Kostenunterschied beruht hauptsächlich auf den geringeren Kosten für die Wasserstoffbetankungsinfrastruktur im Vergleich zu den Kosten für Ladepunkte. Hauptgrund dafür sind die erwarteten Skaleneffekte der Wasserstofftechnologie bei größeren Verarbeitungs- bzw. Betankungskapazitäten. Vor allem für die Kosten privater Ladepunkte wurden keine vergleichbaren Effekte angenommen.

Die Energiesystemkosten sind 2050 für die drei Szenarien weitgehend identisch. Dies zeigt, dass die im Vergleich zu Batterie-Pkw etwas geringere Effizienz der Brennstoffzellen-Pkw in einem System, das auf erneuerbaren Energien basiert, kostenseitig keinen Nachteil darstellt. Zwar verursacht die Wasserstoffproduktion und -Nutzung in Fahrzeugen einen höheren Bedarf an Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, dafür reduziert sich im Vergleich zu Ladepunkten der Bedarf an regelbaren Kraftwerken und sonstiger Systemflexibilität. Zusätzliche Kapazitäten an regelbaren Kraftwerken (z.B. Gasturbinen-, GuD- und Brennstoffzellenkraftwerke) müssen zur Versorgung des Energie- und Leistungsbedarfs der Elektrofahrzeuge während längerer Phasen²⁸ mit geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen („Dunkelflaute“) vorgehalten werden. Diese Kraftwerke werden mit THG-neutralem Wasserstoff betrieben, welcher insbesondere in Zeiten mit EE-Überproduktion via Elektrolyse erzeugt und eingespeichert wurde (siehe auch Kapitel 7.4.2).

Ein weiterer Grund weshalb die Energiesystemkosten bei den Szenarien mit höherem FCEV Anteil nicht höher ausfallen als beim Szenario Fokus BEV, ist der 2050 bestehende Wasserstoffbedarf aus dem Wärme- und vor allem dem Industriesektor. Der von den betrachteten Pkw-Szenarien unabhängige Wasserstoffbedarf erfordert ohnehin Infrastruktur für die Erzeugung (ggf. auch Import), die Speicherung und den Transport von Wasserstoff. Zusätzlicher Gasbedarf fällt dadurch nur vermindert kostenseitig ins Gewicht.

Insgesamt zeigt die ökonomische Betrachtung, dass sich die Kostenunterschiede in den Szenarien vor allem durch die Kostenunterschiede zwischen Ladepunkten und Wasserstofftankstellen ergeben. Bei einer hohen Anzahl an Nullemissions-Pkw können höhere FCEV-Anteile aufgrund der Skaleneffekte der Wasserstofftechnologie tendenziell zu Kostenvorteilen führen.

²⁸ Längere Phasen geringerer EE-Stromerzeugung können nicht kosteneffizient mit Batteriespeichern überbrückt werden.

9. Handlungsempfehlungen

Im Rahmen dieser Studie wurden die Rückwirkungen der Lade- und Betankungsinfrastruktur zur Versorgung von 40 Millionen Nullemissions-Pkw auf das Energiesystem, insbesondere auch auf die Nieder- und Mittelspannungsnetze, untersucht. Es wurde gezeigt, dass sich die untersuchten Infrastrukturen für die Versorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw grundsätzlich in das bestehende Energiesystem integrieren lassen. Um eine möglichst reibungslose und effiziente Integration der Lade- und Betankungsinfrastruktur und damit eine massenhafte Nutzung von Nullemissions-Pkw zu ermöglichen, wurden die im Folgenden kurz erläuterten Handlungsbedarfe identifiziert. Wesentliche Voraussetzung für einen reibungslosen, effizienten und zielgerichteten Ausbau der Versorgungsinfrastruktur für Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw ist, dass **die jeweiligen Akteure über eine möglichst hohe Planungssicherheit verfügen**.

Ausbaustrategie Lade- und Betankungsinfrastruktur

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführte Betrachtung der Batterielade- bzw. Wasserstoff-tankstelleninfrastruktur hat gezeigt, dass es für Deutschland derzeit keine koordinierte langfristige (bis 2050) Entwicklungsstrategie für die Einführung der Batterie- oder Brennstoffzellenelektromobilität gibt. **Diese gilt es in einem konsolidierten nationalen Strategierahmen zu entwickeln**, dieses umso mehr als die hier näher untersuchte Batterielade- bzw. Wasserstoffbetankungsinfrastruktur für Pkw integraler Bestandteil einer Gesamtinfrastruktur zur Versorgung aller Verkehrssektoren sein sollte.

Die Zusammenführung der unterschiedlichen Kostenelemente für die Energiebereitstellung, Energieverteilung sowie Lade- und Betankungsinfrastruktur zeigt, dass insbesondere die Kosten für die Errichtung privater Ladepunkte das ökonomische Gesamtergebnis beeinflussen. **Die Rahmenbedingungen für deren Errichtung sollten daher so ausgestaltet werden, dass eine möglichst kosteneffiziente Installation realisierbar ist**. Dazu sollte beispielsweise eine vorausschauende Planung mit entsprechenden Reserven beim Ausbau privater Stromleitungen in größeren Wohneinheiten gehören, für die entsprechende Regelungen zur Kostenumlage erforderlich sind.

Anpassung Verteilnetze

Die Ergebnisse zeigen, dass sich in den betrachteten Nieder- und Mittelspannungsnetzen die Belastungssituation bei einer steigenden Anzahl an Batterie-Pkw relevant erhöht. Die Auswirkungen müssen nicht in allen Fällen in einer tatsächlichen Überlastung der Betriebsmittel oder eine Überschreitung von technischen Grenzwerten resultieren. Eine Erhöhung der Belastung führt aber prinzipiell immer zu einer Reduzierung der Betriebsreserven der entsprechenden Netzstrukturen und verringert somit die Spielräume des Netzbetreibers bei Planung und Betrieb der Verteilnetzstrukturen, welche insbesondere bei der Umstellung weiterer Sektoren auf vermehrte erneuerbare Stromnutzung relevant sind. Die Studie analysiert ausgewählte Netze und die erhaltenen Erkenntnisse können auf ähnliche Netzstrukturen übertragen werden. Inwiefern die für die Analyse der Verteilnetze ausgewählten Netzstrukturen aber repräsentativ für andere deutsche Regionen sind, muss noch untersucht werden. Eine individuelle Netzanalyse und -planung ist daher in jedem Fall unverzichtbar. **Die Auswirkungen von Lade- und Betankungsinfrastrukturen auf das Stromverteilnetz sowie ggf. der Ertüchtigungsbedarf sollten daher frühzeitig für jedes Netz individuell ermittelt werden**.

Zusätzlich wird bei fortschreitender Kopplung der Energiesektoren Strom und Gas z.B. durch Wasserstoff-tankstellen mit Onsite-Elektrolyse, durch dezentrale Stromerzeugungseinheiten oder durch elektrische Hybridwärmepumpen²⁹ eine gleichzeitige Betrachtung von Strom- und Gasnetzen erforderlich und sinnvoll sein. **Demzufolge sollten lokale Strom- und Gasverteilnetze (ggf. auch Fernwärmenetze) zukünftig zu-**

²⁹ Elektrische Luft-Wärmepumpe mit Gaskesselunterstützung bei kalten Außentemperaturen

nehmend abgestimmt analysiert und geplant werden. Dazu sind entsprechende Vorgaben und Rahmenbedingungen zu entwickeln. Zudem sollten mögliche Analysen, wie die jeweiligen wirtschaftlichen Optima bei der parallelen bzw. abgestimmten Weiterentwicklung der beiden Netze gesichert bleiben können, durchgeführt werden.

Die Untersuchungen ausgewählter Netzstrukturen der Nieder- und Mittelspannungsebene ergaben Belastungssituationen, die unterstützende Maßnahmen zur Integration von Ladepunkten in die Verteilnetze erfordern. **Dabei sollten Handlungsoptionen zur Integration von Batterie-Pkw in die Verteilnetze im Vordergrund stehen, die einen ökonomisch aufwändigen und mit langen Planungs- und Realisierungszeiten verbundenen klassischen Netzausbau reduzieren helfen.**

Zu den Handlungsoptionen, die bereits in der Planungsphase betrachtet werden sollten, zählt die optimale Verteilung einphasiger Ladeanschlüsse im Niederspannungsnetz über die drei Phasen, um dadurch zusätzliche Unsymmetrien im Netz zu vermeiden. Um die **Verteilung solcher Ladepunkte z.B. durch den jeweiligen Verteilnetzbetreiber überwachen und beeinflussen zu können, müssen die rechtlichen Rahmenbedingungen entsprechend angepasst werden.** Ein weiterer Ansatz zur Vermeidung zusätzlicher Unsymmetrien kann der verstärkte Einsatz dreiphasiger Ladepunkte mit 11 kW Anschlussleistung sein.

Als nächste Gruppe von Optionen ist die Etablierung von Lademanagementsystemen zu nennen, die einen Betrieb der Ladeinfrastruktur im öffentlichen und privaten Bereich nach Vorgaben der Verteilnetzbetreiber erlauben. **Es wird empfohlen, die rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen derart zu gestalten, dass die Errichtung wirksamer netzdienlicher Lademanagementsysteme im Verteilnetz ermöglicht wird. Eine Pflicht, ausgewählte Ladepunkte für eine entsprechende Steuerung nachrüstbar zu gestalten, ist in Erwägung zu ziehen.**

Weitere Möglichkeiten zur Reduzierung der Belastung der Netzinfrastuktur sowohl im öffentlichen als auch privaten Bereich stellen Kombinationen mit Speichersystemen dar. Dies kann vor allem für die öffentliche (Schnell-) Ladeinfrastruktur relevant sein. **Es ist daher zu prüfen, ob Anreize bzw. Rahmenvorgaben für entsprechende Anlagen-Kombinationen sinnvoll und/oder notwendig sind.**

Insgesamt ist es wichtig, Anreize für eine frühzeitige Analyse des erwarteten Ertüchtigungsbedarfs der Stromverteilnetze zu schaffen, die Voraussetzung für eine proaktive Planung und deren rechtzeitige Umsetzung sind.

Transport und Verteilung von Wasserstoff

Bei der Betrachtung der Verteilung von Wasserstoff zu den Tankstellen im Rahmen dieser Studie wurde angenommen, dass die dafür erforderliche Infrastruktur neu errichtet werden muss. Dies ist jedoch nicht zwingend die kostenoptimale Lösung. Nicht berücksichtigt wurde die gegebenenfalls mögliche und potenziell kostengünstigere Nutzung bestehender Infrastrukturen, insbesondere des Erdgasverteilnetzes. **Teile des Netzes könnten im Zuge des stetig sinkenden Bedarfs an fossilem Erdgas beispielsweise im Wärmesektor für die Verteilung von Wasserstoff ertüchtigt werden. Dafür müssen die zukünftig benötigten und möglicherweise freiwerdenden Gasnetzkapazitäten analysiert werden.**

Wasserstoff könnte dadurch kostengünstig nicht nur für den Verkehr, sondern auch für die Nutzung im Wärme- und Industriesektor bereitgestellt werden. Sich dadurch ergebende Skaleneffekte und Synergien führen dann auch zu Kostensenkungen bei der Versorgung von Pkw. **Die Machbarkeit einer vollständigen, teilweisen oder sektionsweisen Umwidmung bestehender Erdgasrohrleitungen sollte untersucht und resultierende wirtschaftlichen Chancen im zukünftigen Energiesystem ermittelt werden.** Die zukünftige Nutzung des Gastransportnetzes kann z.B. den Bedarf neuer Stromtransportleitungen reduzieren. **Darüber hinaus wird angeregt, eine übergeordnete deutsche bzw. europäische Wasserstoff-Gasnetzstrategie zu entwickeln, um eine sinnvolle zeitliche und geographische Koordination bei Umstellung und Ausbau der**

Infrastruktur sicherzustellen. Dies ermöglicht es, ggf. bevorstehende Ersatzinvestitionen im Erdgasnetz möglichst zukunftsfähig zu gestalten.

Die Integration eines hohen Anteils fluktuierender Stromerzeugungskapazitäten in das deutsche Energiesystem erfordert in allen drei betrachteten Mobilitätsszenarien die flexible Erzeugung und großtechnische Speicherung von Wasserstoff. **Rahmenbedingungen um dafür erforderliche Technologien, Konzepte und Geschäftsmodelle rechtzeitig zu entwickeln und zu erproben, sollten geschaffen werden.**

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current - Wechselspannung
ADAC	Allgemeiner Deutscher Automobil-Club
BAB	Bundesautobahnen
BEV	Batterie Electric Vehicle
BMA	Biomasseanlage
BW	Baden-Württemberg
BW_KS	Struktur bzw. Referenznetz „Kleinstadt“ der Typregion „Land“
BW_L	Struktur bzw. Referenznetz „ländlich“ der Typregion „Land“
BZ	Brennstoffzelle
CAPEX	Capital Expenditures – Investitionsausgaben
CGH ₂	Compressed gas hydrogen – Druckwasserstoff
DC	Direct Current – Gleichspannung
DIN	Deutsches Institut für Normung
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Erneuerbare-Energie-Anlage
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO	European Network for Transmission System Operators
EV	Electric Vehicle (Batteriefahrzeug)
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
GHD	Gebäude, Handel, Dienstleistung
GS	Großstadt
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampf
H ₂	Wasserstoff
HA	Hausanschlüsse
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung
HH_LD	Struktur bzw. Referenznetz „Peripherie“ der Typregion „Großstadt“
HH_ST	Struktur bzw. Referenznetz „Stadt“ der Typregion „Großstadt“
HH_VS	Struktur bzw. Referenznetz „Vorstadt“ der Typregion „Großstadt“
KS	Kleinstadt
L1, L2	ländliche Gebiete 1 und 2
LBST	Ludwig-Bölkow Systemtechnik GmbH
LH ₂	Liquid hydrogen – Flüssigwasserstoff
Lkw	Lastkraftwagen
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MS-	Mittelspannung-

NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NGO	Nichtregierungsorganisation
NS	Niederspannung-
ONS	Ortsnetzstation
OPEX	Operational Expenditures – Betriebskosten
Pkw	Personenkraftwagen
PtH	Power-to-Heat
PVA	Photovoltaikanlage
RF	Regionalisierungsfaktor
THG	Treibhausgas
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VS	Vorstadt
VT1	Verteilung für Untersuchung 1 (hier Basisfall)
VT2	Verteilung für Untersuchung 2 (hier Sensitivitätsbetrachtung)
WEA	Windenergieanlage
WLTP	Worldwide Harmonized Light Vehicle Test Procedures
Wt	Wochentag

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bestandteile des Energieversorgungssystems für Nullemissions-Pkw und dazugehörige Berichtskapitel	9
Abbildung 2: Entwicklung der Fahrleistung Nullemissions-Pkw.....	10
Abbildung 3: Entwicklung der Anzahl an Nullemissions-Pkw in den drei Szenarien in Deutschland.....	12
Abbildung 4: Strom- und Wasserstoffbedarf für Pkw bis 2050.....	13
Abbildung 5: Entwicklung der Betankungsinfrastruktur für Wasserstoff in den drei Szenarien (für alle Fahrzeugklassen)	15
Abbildung 6: Übersicht über die im Rahmen dieser Studien betrachteten H ₂ -Versorgungsoptionen	15
Abbildung 7: Anteil der H ₂ -Versorgungstechnologien in der Stadt und auf dem Land.....	16
Abbildung 8: Beispielhafte Darstellung der möglichen H ₂ -Vektorisierung	19
Abbildung 9: Entwicklung der privaten Ladepunkte in den drei Szenarien bis 2050.....	22
Abbildung 10: Lade- und H ₂ -Betankungsinfrastruktur entlang der Bundesautobahnen für verschiedene Szenarien [19].....	23
Abbildung 11: Methodik Analyse Verteilnetzausbau	27
Abbildung 12: Klassifizierung der ländlichen Netzgebiete zur Identifizierung der NS-Strukturen.....	29
Abbildung 13: Ausgewählte Netzmodelle der Typregion „Land“	29
Abbildung 14: Klassifizierung der ländlichen Netzgebiete zur Identifizierung der MS-Strukturen.....	30
Abbildung 15: Klassifizierung des großstädtischen Netzgebietes zur Identifizierung der NS-Strukturen	32
Abbildung 16: Ausgewählte Netzmodelle der großstädtischen Typregion.....	32
Abbildung 17: Klassifizierung des großstädtischen Netzgebietes zur Identifizierung der MS-Strukturen.....	33
Abbildung 18: Gleichzeitigkeitsfaktor nach Ladeleistung (nach [29])	36
Abbildung 19: Mittlere Ladekurve der Batteriefahrzeuge von Erwerbstätigen in Abhängigkeit der Ladeleistung (nach [29])	36
Abbildung 20: Vorgehen zur Ermittlung der ladenden Flotten	37
Abbildung 21: Netzausschnitt einer Gewerbestruktur mit ringförmiger Netztopologie	38
Abbildung 22: Tagesverlauf Gleichzeitigkeitsfaktor "Laden auf Arbeit" [29]	39
Abbildung 23: Tagesverlauf Gleichzeitigkeitsfaktor Ladung gewerblicher Fahrzeuge [38]	39
Abbildung 24: Netzausschnitt einer Industriestruktur	40
Abbildung 25: Gleichzeitigkeitsfaktor der Schnellladestationen [40]	41
Abbildung 26: Methodik der Monte-Carlo-Simulation	43
Abbildung 27: Auswahl der Simulationszeiten.....	45
Abbildung 28: Erstellung eines kritischen Szenarios anhand des Verletzungswahrscheinlichkeitskriteriums	46
Abbildung 29: Vergleich der Kennzahlen der Referenzstrukturen Niederspannung Hamburg	48
Abbildung 30: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz HH_ST.....	49
Abbildung 31: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz HH_VS	49
Abbildung 32: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz HH_LD	50
Abbildung 33: Spannung und Auslastung der Betriebsmittel in HH_LD für das Jahr 2050 in den Szenarien a) Fokus BEV b) Mix und c) Fokus FCEV („Loading Range“ = Farbe der Verbindung; „Lower Voltage Range“ = Farbe des Knotens).....	53
Abbildung 34: Referenznetzstrukturen der Mittelspannungsuntersuchungen der Typregion „Großstadt“ ..	54
Abbildung 35: Verteilungen der Spannungen [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz HH_VS1 nach Szenario und Stützjahr	56

Abbildung 36: Verteilung der Leitungsbelastung [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz HH_VS1 nach Szenario und Stützjahr.....	57
Abbildung 37: Verteilungen der Trafobelastung [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz HH_VS1 nach Szenario und Stützjahr.....	58
Abbildung 38: Verteilungen des (N-1)-Kriteriums [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz HH_VS1 nach Szenario und Stützjahr.....	58
Abbildung 39: Vergleich der Kennzahlen der Referenzstrukturen Niederspannung Typregion „Land“	61
Abbildung 40: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz BW_KS1	62
Abbildung 41: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz BW_KS2	62
Abbildung 42: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz BW_L1	63
Abbildung 43: Transformatorauslastung für die Szenarien Fokus BEV, Mix und Fokus FCEV für die Jahre 2030, 2040 und 2050 für das Referenznetz BW_L2	63
Abbildung 44: Spannung und Auslastung der Betriebsmittel in BW_KS1 für das Jahr 2050 in Szenarien a) Fokus BEV b) Mix und c) Fokus FCEV („Loading Range“ = Farbe der Verbindung; „Lower Voltage Range“ = Farbe des Knotens)	66
Abbildung 45: Referenznetzstrukturen der Mittelspannungsuntersuchungen der Typregion „Land“	68
Abbildung 46: Verteilungen der Spannungen [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz BW_LD1 nach Szenario und Stützjahr.....	70
Abbildung 47: Verteilungen der Leitungsbelastung [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz BW_LD1 nach Szenario und Stützjahr.....	71
Abbildung 48: Verteilungen der Transformatorbelastung [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz BW_LD1 nach Szenario und Stützjahr.....	72
Abbildung 49: Verteilungen des (N-1)-Kriteriums [Stunden/Jahr] im Mittelspannungsnetz BW_LD1 nach Szenario und Stützjahr.....	72
Abbildung 50: Veränderung der Transformatorauslastung in zwei Netzregionen (BW_KS2: links, HH_LD: rechts) infolge veränderter Verteilung der Ladeleistung	74
Abbildung 51: Veränderung der Kabelauslastung eines Kabels in zwei Netzregionen (BW_KS2: links, HH_LD: rechts) infolge veränderter Verteilung der Ladeleistung	75
Abbildung 52: Veränderung der Spannung eines Netzknotens in zwei Netzregionen (BW_KS2: links, HH_LD: rechts) infolge veränderter Verteilung der Ladeleistung	76
Abbildung 53: Veränderung der Unsymmetrie eines Netzknotens in zwei Netzregionen (BW_KS2: links, HH_LD: rechts) infolge veränderter Verteilung der Ladeleistung	77
Abbildung 54: Auslastung und Verletzungswahrscheinlichkeit der Transformatoren im Netz BW_KS2 bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren	78
Abbildung 55: Auslastung und Verletzungswahrscheinlichkeit der Transformatoren im Netz HH_LD bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren	78
Abbildung 56: Auslastung und Verletzungswahrscheinlichkeit eines transformatornahen Kabels im Netz BW_KS2 bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren.....	79
Abbildung 57: Auslastung und Verletzungswahrscheinlichkeit eines transformatornahen Kabels im Netz HH_LD bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren	79
Abbildung 58: Spannung eines Netzknoten im Netz BW_KS2 bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren	80
Abbildung 59: Spannung eines Netzknoten im Netz HH_LD bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren	80

Abbildung 60: Unsymmetriefaktor eines Netzknoten im Netz BW_KS2 bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren	81
Abbildung 61: Unsymmetriefaktor eines Netzknoten im Netz HH_LD bei unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren	81
Abbildung 62: Änderung der Netzrestriktionen durch den Einfluss der Wärmepumpe; a - Transformator, b - transformatornahes Kabel, c - Spannung eines Netzknoten, d - Unsymmetrie eines Netzknoten	83
Abbildung 63: Ausbaumaßnahmen Niederspannungsstruktur	85
Abbildung 64: Ausbaumaßnahmen Mittelspannungsstruktur	86
Abbildung 65: Ausbaurkosten der NS-Strukturen in Baden-Württemberg a) ländlich b) kleinstädtisch c) vorstädtisch	88
Abbildung 66: Ausbaurkosten der MS-Strukturen a) ländlich b) kleinstädtisch	89
Abbildung 67: Grenzen des Energiesystems im Rahmen der Modellierung auf Systemebene	93
Abbildung 68: Struktur und Einbettung der Modellierung auf Systemebene in die allgemeine Vorgehensweise	95
Abbildung 69: Endenergiebedarf in Haushalten und im GHD-Sektor (nach [51])	97
Abbildung 70: Entwicklung des Endenergiebedarfs im Industriesektor bis 2050	97
Abbildung 71: Entwicklung der zusätzlichen (ohne Pkw) Strom- und H ₂ -Nachfrage im Straßenverkehr je Szenario bis 2050	99
Abbildung 72: Regionen in Deutschland für die Modellierung auf Systemebene	102
Abbildung 73: Jährliche Bereitstellung an elektrischer Energie aus regelbaren und EE-Kraftwerken in Deutschland	105
Abbildung 74: Abregelung der EE-Anlagen in Deutschland	106
Abbildung 75: Jährliche Bereitstellung von Strom aus regelbaren Kraftwerken in Deutschland (GuD = Gas- und Dampfturbine; GT = Gasturbine; BZ = Brennstoffzelle)	107
Abbildung 76: Installierte Leistung der regelbaren Kraftwerke in Deutschland (GuD = Gas- und Dampfturbine; GT = Gasturbine; BZ = Brennstoffzelle)	108
Abbildung 77: Installierte Leistung und Auslastung der Elektrolyse in Deutschland	109
Abbildung 78: Bedarf an Strom- bzw. Wasserstoffspeicherung (oben bzw. unten) in Deutschland	110
Abbildung 79: Energietransport zwischen den einzelnen Regionen in Deutschland	111
Abbildung 80: Bedarf an Übertragungskapazität für Strom und Gas zwischen den einzelnen Regionen in Deutschland	112
Abbildung 81: Jährliche Gesamtkosten des Energiesystems in Deutschland (ohne Einsparungen aus vermiedenen Importen der fossilen Energieträger in den einzelnen Verbrauchssektoren)	113
Abbildung 82: Jährliche Kosten der Flexibilisierung der Stromerzeugung in Deutschland	114
Abbildung 83: Jährliche Kosten des Energietransportes zwischen den gewählten Regionen in Deutschland	115
Abbildung 84: Kostenvergleich der betrachteten Szenarien	117
Abbildung 85: Kostenunterschiede zwischen den betrachteten Szenarien bezogen auf das Mix Szenario	118

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: BEV und FCEV Anteile an Nullemissions-Pkw in den drei Szenarien	12
Tabelle 2: Durchschnittliche Fahrleistung sowie spezifischer Strom- bzw. Wasserstoffbedarf für Nullemissions-Pkw [4]	12
Tabelle 3: Kosten der Wasserstofftankstellen.....	17
Tabelle 4: Strombedarf der Tankstellen	18
Tabelle 5: Techno-ökonomische Daten der Lkw-Anlieferung von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff (basierend auf [8], [12]).....	20
Tabelle 6: Technische und ökonomische Daten H ₂ -Verflüssiger	20
Tabelle 7: Kostenübersicht Ladeinfrastruktur	24
Tabelle 8: Kostenannahmen für Ladepunkte	25
Tabelle 9: Auswahl der betrachteten Netze Baden-Württemberg	31
Tabelle 10: Entwicklung des Gesamtenergieverbrauchs.....	31
Tabelle 11: Auswahl der betrachteten Netze Typregion „Großstadt“	34
Tabelle 12: Verteilung der Ladeleistung (nach [30] [31] [32]).....	35
Tabelle 13: Anteil der Elektrofahrzeuge nach Ladeverhalten	35
Tabelle 14: Parametrierung gewerblicher Netzstrukturen	38
Tabelle 15: Parametrierung industrieller Netzstrukturen	40
Tabelle 16: Installierte Leistung (GW) nach Erzeugungstechnologie (nach [41], [42])	41
Tabelle 17: Installierte Leistung nach Erzeugungstechnologie in Baden-Württemberg und Hamburg (nach [42], [43])	42
Tabelle 18: Bewertungskriterien für Niederspannungsnetze	43
Tabelle 19: Stützstellen des Tageslastgangs für MC-Simulation	44
Tabelle 20: Kennzahlen der Referenznetze in der Typregion "Großstadt"	47
Tabelle 21: Entwicklung der Kabelauslastung in HH_ST.....	51
Tabelle 22: Entwicklung der Kabelauslastung in HH_VS	51
Tabelle 23: Entwicklung der Kabelauslastung in HH_LD	51
Tabelle 24: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in HH_ST	52
Tabelle 25: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in HH_VS.....	52
Tabelle 26: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in HH_LD.....	52
Tabelle 27: Entwicklung der Unsymmetrie in HH_LD.....	54
Tabelle 28: Kennzahlen der Mittelspannungs-Referenznetze der Typregion „Großstadt“	55
Tabelle 29: Entwicklung der BEV sowie der Lade- und Betankungsinfrastruktur in den Mittelspannungs-Strukturen nach Szenario	56
Tabelle 30: Kennzahlen der Referenznetze in der Typregion „Land“	60
Tabelle 31: Entwicklung der Kabelauslastung in BW_KS1.....	64
Tabelle 32: Entwicklung der Kabelauslastung in BW_KS2.....	64
Tabelle 33: Entwicklung der Kabelauslastung in BW_L1	64
Tabelle 34: Entwicklung der Kabelauslastung in BW_L2	64
Tabelle 35: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in BW_KS1	65
Tabelle 36: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in BW_KS2	65
Tabelle 37: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in BW_L1	65
Tabelle 38: Entwicklung der Spannungsbandverletzung in BW_L2	65
Tabelle 39: Entwicklung des Unsymmetriegrades in BW_KS1	67
Tabelle 40: Entwicklung des Unsymmetriegrades in BW_KS2	67
Tabelle 41: Entwicklung des Unsymmetriegrades in BW_L1	67
Tabelle 42: Entwicklung des Unsymmetriegrades in BW_L2	67

Tabelle 43: Kennzahlen der Mittelspannungs-Referenznetze der Typregion "Land"	69
Tabelle 44: Entwicklung der BEV sowie der Lade- und Betankungsinfrastruktur in den Mittelspannungs- Strukturen nach Szenario	70
Tabelle 45: Verteilung der Ladetechnologien für die Sensitivitätsanalyse	74
Tabelle 46: Annahmen Durchdringung von Wärmepumpen	82
Tabelle 47: Ausbaukriterien für sichere Versorgung nach Betriebsmitteln [19].....	84
Tabelle 48: Monetäre Bewertung konventioneller Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen nach [47]	87
Tabelle 49: Zusammenfassung Ergebnisse der Niederspannungsnetze	90
Tabelle 50: Zusammenfassung Ergebnisse der Mittelspannungsnetze	91
Tabelle 51: Durchschnittliche Fahrleistung sowie spezifischer Strom- und Wasserstoffbedarf für Nullemissionsfahrzeuge [4]	98
Tabelle 52: Angenommene Energiepreise und Preise für CO ₂ -Zertifikate für die Modellierung auf Systemebene nach [52] und [53].....	99
Tabelle 53: Angenommene Kapazität der bereits existierenden Kraftwerke nach [54]	100
Tabelle 54: Techno-ökonomischen Daten für Kraftwerke und Elektrolyse.....	101
Tabelle 55: Spezifische Kosten der EE-Stromerzeugung	101
Tabelle 56: Techno-ökonomischen Daten für Energiespeicher	101
Tabelle 57: Angenommene Übertragungskapazitäten für Strom zwischen den Netzknoten im Startnetz ..	103
Tabelle 58: Angenommene mittlere Entfernungen zwischen den Netzknoten	103
Tabelle 59: Datengrundlage für EE-Einspeisepprofile	104

Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Automobil Treuhand, *Diesel-Barometer Mai 2019*, 2019.
- [2] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik, *Mehr- statt eingleisig: VDI und VDE fordern gleichberechtigte Förderung von Brennstoffzellen- und Batteriefahrzeugen*, 2019.
- [3] Welt, *Auf das Diktat von Volkswagen reagiert BMW eindeutig*, 2019.
- [4] Dena; LBST, *E-Fuels Study - The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU*, 2017.
- [5] Kraftfahrtbundesamt, *Gesamtfahrleistung und durchschnittliche Fahrleistung nach Fahrzeugarten im Jahr 2016*, 2017.
- [6] Forschungszentrum Jülich, *Comparative Analysis of Infrastructure: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles*, 2018.
- [7] G. Parks, R. Boyd, J. Cornish und R. Remick, „Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs“, Golden (Colorado), 2014.
- [8] J. Zerhusen, „DeliverHy Deliverable 6.2: Impact of high capacity CGH2-Trailers“, Ottobrunn, 2013.
- [9] N. Baker und S. Carter, „Evaluation of hydrogen demonstration systems“, 2005.
- [10] K. Stephan, in Dubbel - Taschenbuch für den Maschinenbau: Thermodynamik, section D, Berling, Heidelberg: Springer, 2007.
- [11] A. Elgowainy und K. Reddi, „Hydrogen Fueling Station Pre-Cooling Analysis“, 2015.
- [12] Lubitz Zeiten Media, *Lastauto Omnibus Katalog*, Lubitz Zeiten Media, 2018.
- [13] Linde, „Linde Homepage - News and Media“, 2018. [Online]. Available: https://www.the-linde-group.com/de/news_and_media/press_releases/news_20181024.html.
- [14] IdealHy, *Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction for Hydrogen - Hydrogen Liquefaction Report*, 2013.
- [15] K. B. U. Andreassen, *Norwegian Hydro Energy in Germany*, 1992.
- [16] Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem - Abschlussbericht*, 2014.
- [17] D. Krieg, *Konzept und Kosten eines pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*, 2012.
- [18] Nationale Plattform Elektromobilität, „Fortschrittsbericht 2018 - Markthochlaufphase“, Berlin, 2018.
- [19] J. Michalski, M. Poltrum und U. Bünger, „The role of renewable fuel supply in the transport sector in a future decarbonized energy system“, Ottobrunn, 2018.
- [20] T. Gehrlein und B. Schultes, „Ladesäulen-Infrastruktur, 2 Überarbeitete Auflage“, Thorsten Gehrlein, Königswinter, 2017.
- [21] Volkswagen Aktiengesellschaft, „E-Lade von Flotten - Ein Kompendium für den Aufbau einer E-Ladeinfrastruktur in Unternehmen“, 2018.
- [22] Nationale Plattform Elektromobilität, „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland - Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015“, Berlin, 2015.
- [23] Prognos, BDI, BCG, *Klimapfade Verkehr 2050 - 2030*, Basel, 2019.
- [24] S. Funke, „Techno-ökonomische Gesamtbewertung heterogener Maßnahmen zur Verlängerung der Tagesreichweite von batterieelektrischen Fahrzeugen“, Kassel, 2018.

- [25] C. Schwarzer, „Ladeinfrastruktur: So lädt Deutschland bis 2025 - Eine interne Prognose des VDA nennt konkrete Zahlen zum Hochlauf der Infrastruktur,“ 2018. [Online].
- [26] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, *Sofortpaket Ladeinfrastruktur 2019*, 2019.
- [27] M. Agsten, S. Schlegel und D. Westermann, „Einfluss Gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf Verteilnetze bei volatiler Windeinspeisung,“ *At-Automatisierungstechnik 60* (DOI: 10.1524/auto.2012.0975), pp. 92-101, 2012.
- [28] D. B. D. Castro, R. Rezanian und M. Litzlbauer, „V2G-Strategien : Auswirkung verschiedener Elektromobilitätsszenarien auf die Spannungsqualität von Niederspannungsnetzen unter Betrachtung der Phasenunsymmetrie,“ in *Projekt V2G-Strategien*, 2012, pp. 1-13.
- [29] L. Liu, „Technische Universität Darmstadt,“ 20 06 2017. [Online]. Available: http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/7171/1/Liu_Diss_2018e.pdf.
- [30] A. Probst, „Uni Stuttgart,“ 2014. [Online]. Available: https://www.ieh.uni-stuttgart.de/dokumente/dissertationen/Diss_Probst.pdf.
- [31] D. Lindenberg und J. Richter, „Potenziale der Elektromobilität bis 2050 (DOI: 10.1007/978-3-642-16254-1),“ Köln, Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln, 2010, p. 142.
- [32] H. Scoot, „A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure,“ 2018, pp. 508-523.
- [33] M. Klobasa, T. Erge und B. Wille-Haussmann, „Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement,“ 2009. [Online]. Available: <https://www.wind-last.de/downloads/Endbericht-Wind-Last-ISI-2009.pdf>.
- [34] P. Bretschneider, F. Schaller und D. Beyer, „Anforderungsanalyse der E-Mobilität an elektrische Versorgungsnetze,“ Fraunhofer IOSB-AST, Ilmenau, 2010.
- [35] Statistisches Amt für Hamburg und Schlesweig-Holstein, „Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in Hamburg,“ Statistik Nord, 30 06 2017. [Online]. Available: <https://www.statistik-nord.de/zahlen-fakten/erwerbstaetigkeit-verdienste-arbeitskosten/beschaeftigung/>.
- [36] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „Mobilität in Deutschland (MiD),“ Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin, 2018.
- [37] B. Schlomann, H. Kleeberger, L. Hardi, B. Geiger, E. Gruber und A. Gerspacher, „): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. Schlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi),“ 2015. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/sondererhebung-zur-nutzung-erneuerbarer-energien-im-gdh-sektor-2011-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=6. [Zugriff am 23 01 2019].
- [38] D. Schulz, „Metastudie Elektromobilität,“ 09 12 2016. [Online]. Available: http://edoc.sub.uni-hamburg.de/hsu/volltexte/2017/3156/pdf/Metastudie_Elektromobilitaet_HH1.pdf.
- [39] Nationale Plattform Elektromobilität, „Fortschrittsbericht 2018 - Markthochlaufphase,“ 05 2018. [Online]. Available: http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2018_barrierefrei.pdf. [Zugriff am 16 05 2019].
- [40] Fraunhofer ISI, „A Model for Public Fast Charging Infrastructure Needs,“ in *World Electric Vehicle Journal 8*, Fraunhofer ISI, 2016, pp. 943-954.
- [41] M. Robinius, „Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles,“ *Energie & Umwelt/ Energy & Environment*, Nr. 408, 2018.
- [42] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH,

- „Szenariorahmen für den Netzenwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019): Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,“ [Online]. Available: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf. [Zugriff am 18.09.2018].
- [43] M. Schmidt, T. Kelm und A.-L. Fuchs, „Energie- und Klimaschutzziele 2030,“ [Online]. Available: http://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/125179/bwks16001_4_endbericht_energie_klimaschutzziele_2030_final.pdf?command=downloadContent&filename=bwks16001_4_endbericht_energie_klimaschutzziele_2030_final.pdf&FIS=203, 2017.
- [44] C. Rehtanz, „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg,“ 2017. [Online]. Available: http://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/mum/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf, 2017.
- [45] Deutsches Institut für Normung, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160, Beuth publishing DIN, 2011.
- [46] Agentur Für Erneuerbare Energien, „Bundesländer-Übersicht zu Erneuerbaren Energien - Anteil Gebäude mit Wärmepumpe,“ 11.2018. [Online]. Available: https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW%7CBY%7CB%7CBB%7CHB%7CHH%7CHE%7CMV%7CNI%7CNRW%7CRLP%7CSL%7CSN%7CST%7CSH%7CTH%7CD/kategorie/waerme/auswahl/1031-anteil_gebaeude_mit_/#goto_1031.
- [47] Deutsche-Energie-Agentur (dena), „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,“ 11.12.2012. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf.
- [48] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, „Regionalstatistik,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.regionalstatistik.de>.
- [49] Kraftfahrtbundesamt, „Datensatz FZ 3 für 2015,“ abgerufen 2018. [Online]. Available: www.kba.de.
- [50] European Commission, „A European long-term strategy vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy,“ Brussels, 2018.
- [51] Trinomics, LBST, „Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure,“ to be published in 2019.
- [52] International Energy Agency, *World Energy Outlook 2017*, 2017.
- [53] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), *Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen*, Düsseldorf, 2019.
- [54] 50 Hertz; Amprion; Tennent; Transnet BW, *Netzentwicklungsplan Strom 2030*, 2017.
- [55] e-HIGHWAY 2050 Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050, *Deliverable D 2.2. European cluster model of the Pan-European transmission grid*, 2012.
- [56] Wirtschaftsvereinigung Stahl, *Fakten Stahlindustrie Deutschland 2017*, Düsseldorf, 2017.
- [57] Bundeskartellamt, *Sektoruntersuchung Zement und Transportbeton*, Bonn, 2017.
- [58] Statistisches Bundesamt, *Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe*, Wiesbaden, 2018.
- [59] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, „SciGrid - Power grid data Germany,“ [Online]. Available: <https://www.power.scigrid.de>.
- [60] European Network of Transmission System Operators for Electricity, „ENTSO_E 2018 - Transparency

Platform," 2018. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu>.

- [61] Energy Research & Scenarios, *Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung*, Köln, 2018.
- [62] Bundesnetzagentur, *Monitoringbericht 2017*, Bonn, 2017.
- [63] Ludwig-Bölkow Systemtechnik (LBST), *Intelligente Sektorenkopplung - Ermittlung des volkswirtschaftlichen sowie des klimarelevanten Nutzens mittels Power-to-Gas*, Ottobrunn, 2018.
- [64] H2Mobility, „70 MPa Hydrogen Refuelling Station Standardization," 2010.
- [65] Deloitte, „E-Mobility Ladeinfrastruktur als Geschäftsfeld," 2018.
- [66] E4tech Sarl, Element Energy Ltd., Study on development of water electrolysis in the EU, 2014.
- [67] International Energy Agency, *IEA Wind Task 26: Offshore Wind Farm Baseline Documentation*, 2016.
- [68] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson und S. Few, *Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study*, 2017.
- [69] Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; ifeu u. Stiftung Umweltenergierecht, „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht," Kassel, 2015.
- [70] H. Höfling und M. J. H. Capota, „Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW) Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg," Stuttgart, 2013.

