

## Netzberechnungen Österreich

Einfluss der Entwicklungen von Elektromobilität und  
Photovoltaik auf das österreichische Stromnetz



November 2020

## Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	3
A. Ausgangslage & Motivation .....	4
A.1 Generelle Einleitung.....	4
A.2 Grundlegende Beschränkungen der Handlungsspielräume der ÜNB/VNB.....	5
A.3 Heterogenität der Verteilernetzinfrastruktur .....	6
A.4 Vergleichbare Studien .....	9
B. Zielsetzung, Fragestellung .....	11
B.2 Eingrenzung der Technologien.....	11
B.3 Zielgruppe .....	13
B.4 Spektrum der möglichen Handlungsfelder .....	14
C. Beteiligte Organisationen .....	15
D. Methode .....	16
D.2 Einheitliche Annahmen und Lastansätze.....	19
D.3 Netzberechnungswerkzeuge und -ansätze.....	26
D.4 Kostenbewertungsansatz .....	29
D.5 Kostenbewertung für nicht mitwirkende VNB.....	30
D.6 Einbindung des Ausbaubedarfs des Übertragungsnetzes .....	31
E. Ergebnisse .....	33
E.2 Kosten.....	36
F. Folgerungen.....	38
F.2 Abgeleitete Handlungsempfehlungen.....	40
F.3 Fazit und Ausblick .....	42
G. Literatur .....	44

## **Vorwort**

Die österreichischen Netzbetreiber sind im nationalen Verband Oesterreichs Energie vertreten und bearbeiten hier im Arbeitskreis Verteilernetze und in anderen Gremien unternehmensübergreifende Fragestellungen.

Nach der Veröffentlichung der ambitionierten #mission2030-Ziele der österreichischen Bundesregierung 2018 wurde den Netzbetreibern klar, dass auf sie im Stromsektor relativ kurzfristig beträchtliche Aufgaben zukommen. Um unternehmensintern und auch national die Kosten für die Ertüchtigung der Stromnetze für diese rasche Transformation abzuschätzen, fiel der Beschluss zu einer koordinierten Abwicklung von Netzberechnungen für ganz Österreich.<sup>1</sup>

Die vorliegende Studie beschreibt die Berechnungsansätze und gewählten Methoden und stellt die so gewonnenen Ergebnisse dar.

---

<sup>1</sup> Der Bearbeitungszeitraum erstreckte sich von Juni 2019 bis Oktober 2020.

## A. Ausgangslage & Motivation

### A.1 Generelle Einleitung

Im elektrischen Energieversorgungssystem werden in den kommenden Jahren und Jahrzehnten wesentliche Veränderungen erwartet. Diese Veränderungen werden durch eine Reihe umfassender Transformationsprozesse getrieben:

- 1. Dekarbonisierung der Erzeugung:** Die Dekarbonisierung der Energiebereitstellung ist heute national, auf europäischer Ebene [1] und global ein politisches und gesellschaftliches Kernthema. So wurde in Österreich 2018 in der *#mission2030* das Ziel definiert, die elektrische Energieversorgung national, bilanziell bis 2030 vollständig auf erneuerbare Erzeugung umzustellen [1]. Dieses Ziel wird auch im aktuellen Regierungsprogramm der österreichischen Bundesregierung fortgeschrieben [2]. Um dies zu erreichen, ist vor allem ein signifikanter Zubau von Photovoltaik und Windkraft vorgesehen. Für die Photovoltaik bedeutet dies etwa eine Verachtfachung der, mit Ende 2019 in Österreich installierten Anlagenleistung. Für die Windkraft ist in etwa eine Verdreifachung, der mit Ende 2019 in Österreich installierten Anlagenleistung von 3,1 GW notwendig.  
Bei der Photovoltaik ist mit einer starken geographischen Verteilung sowie Installation in allen Spannungsebenen zu rechnen. Die Mehrheit der Photovoltaikanlagen in Österreich wurde jedoch bisher in den unteren Netzebenen (NE6 und NE7) installiert. Je nach Netzbetreiber können dies zwischen 50 % und 75 % der Gesamtheit aller PV-Anlagen sein. Bei der Windkraft wiederum ergibt sich durch das entsprechende lokale Energiedargebot sowie einer entsprechenden Raumordnung eine starke geographische Fokussierung sowie Konzentration auf die höheren Spannungsebenen.
- 2. Elektrifizierung der Bedarfsseite:** Durch technologische Entwicklungen und einen entsprechenden gesetzlichen Rahmen wird in den kommenden Jahren mit einer starken Elektrifizierung der Bedarfsseite gerechnet. Dies umfasst die Bereiche der Raumheizung und -kühlung, Warmwasserbereitung sowie Mobilität. Mit dem aktuellen Regierungsprogramm (Stichwort: „Raus aus dem Öl“) wird eine weitere Beschleunigung dieser Entwicklung erwartet.  
Auch bei der Elektromobilität werden in den kommenden Jahren wesentliche Steigerungen in den Verkaufszahlen angenommen. Für das Jahr 2030 wird je nach Szenario ein Anteil von bis zu 30 % elektrisch angetriebener PKWs am gesamten PKW-Bestand (Durchdringung) erwartet [3].
- 3. Demokratisierung & Flexibilisierung:** Ein zusätzlicher Treiber für Veränderung ist die Fokussierung der europäischen und nationalen Gesetzgebung auf den Endkunden. Auf europäischer Ebene beschlossene Pakete ermöglichen in Zukunft die Implementierung von Energiegemeinschaften, die Bereitstellung von flexiblen Tarifen und fördern die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilernetz.  
Für Netzkunden in den Netzebenen 6 und 7 werden zunehmend dynamischere Energiepreismodelle angeboten, die zum Beispiel basierend auf kurzfristigen Märkten zeitvariable Strompreise abbilden. Erste Produkte sind bereits am Markt verfügbar [4][5]. Mit der Einführung von solchen Preisansätzen für kleinere Verbraucher wird mittelfristig ein verändertes Lastprofil und eine sichtbar erhöhte Gleichzeitigkeit der Verbraucher erwartet. Bei entsprechender Durchdringung kann dies in weiterer Folge je nach Netzkonfiguration zu einer sichtbaren Steigerung der Spitzenlast [6][7], bis zu einer Verdopplung in Verteilernetzen führen [8].

In Kontext der oben genannten Entwicklungen, vor allem der steigenden Elektrifizierung der Bedarfsseite, ist in den kommenden Jahren von einer starken Veränderung des Nutzerverhaltens bzw. des daraus resultierenden Lastprofils mit einer steigenden Belastung der Übertragungs- und Verteilernetze auszugehen. Die bestehenden elektrischen Netzstrukturen sind nur zum Teil in der Lage, all diese neuen Anlagen und Technologien aufzunehmen bzw. zu integrieren. Daher ist mit einem entsprechenden Bedarf an Ertüchtigung dieser Netze zu rechnen.

Findet diese Ertüchtigung nicht statt, kann dies derzeit dazu führen, dass der Zubau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen in den Verteilernetzen in gewissen Bereichen wirtschaftlich nicht möglich ist. Dadurch wird die notwendige Dekarbonisierung des Energiesystems gebremst bzw. verzögert. Daher sind zeitnah entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen, um eine kosteneffiziente Ertüchtigung der Netze und damit die Energiewende in einem entsprechenden Zeitrahmen zu ermöglichen.

Ein wesentlicher Beitrag dazu wird mit der vorliegenden Studie geleistet. Erstmals wurde der Netzausbaubedarf für die Umsetzung aktueller politischer Ziele für Elektromobilität und Photovoltaik für ganz Österreich anhand einer gemeinsamen Vorgehensweise durch die beteiligten Netzbetreiber abgeschätzt. Dies stellt eine wesentliche Entwicklung dar, da es in Österreich 124, aus verschiedenen Perspektiven sehr heterogene Verteilernetzbetreiber (VNB) gibt (siehe Kapitel A.3 Heterogenität der Verteilernetzinfrastruktur), die Planungen für das eigene Versorgungsgebiet mit unterschiedlichen Werkzeugen, Methoden, Datengrundlagen und Planungsansätzen durchführen. Eine Bewertung des Gesamtausbaubedarfs in den Verteilernetzen war bisher aufgrund fehlender harmonisierter Berechnungsansätze und Szenarien nicht möglich. Mit der Erarbeitung dieser Berechnungsansätze, Szenarien und Durchführung von Netzsimulationen bildet die vorliegende Studie einen Meilenstein in der Bewertung des zukünftigen Gesamtausbaubedarfs der Netze in Österreich.

Die Studie betrachtet jene Technologien, bei denen in den kommenden Jahren die größte Wirkung auf die Verteilernetze erwartet wird. Der Ausbaubedarf für Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasse-Anlagen sowie weiterer elektrischer Verbrauchsanlagen (insbesondere Wärmepumpen) werden in dieser Studie nicht betrachtet.

Diese Abschätzung kann daher als erste Basis für die nachfolgende Entwicklung von mittel- und langfristige Planungsstrategien dienen. Anhand der ermittelten Kostenabschätzung der einzelnen Spannungsebenen ist es für die verschiedenen Akteure (Netzbetreiber, Politik, ...) einfacher, den zu erwartenden Investitionsbedarf, der durch zusätzliche Erzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen verursacht wird, abzuschätzen.

## **A.2 Grundlegende Beschränkungen der Handlungsspielräume der ÜNB/VNB**

Die zunehmend schnellere Veränderung des Energiesystems benötigt ein entsprechendes elektrisches Netz, das sowohl wirtschaftlichen als auch technischen Anforderungen genügt. Die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber haben die Kernaufgabe, einen effizienten und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten und sind dafür verantwortlich, die elektrischen Netze entsprechend den

zukünftigen Anforderungen weiterzuentwickeln. Dabei ist der Handlungsspielraum durch die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die betriebswirtschaftlichen Anforderungen, sozioökonomische Aspekte sowie durch öffentliche und private Interessen eingeschränkt.

Die Anpassung der Netzinfrastruktur an die neuen Anforderungen erfolgt durch Optimierung des Betriebs sowie Verstärkung der Bestandsnetze und Neubau von Netzen. All diese Maßnahmen erfordern Investitionen in die Netzinfrastruktur und bedürfen daher entsprechender finanzieller Mittel. Die Finanzierungskosten werden mit einem von der Regulierungsbehörde vorgegebenen Kapitalkostensatz (WACC) abgegolten. Dieser WACC ist in der Vergangenheit bereits gesunken, mit einem weiter sinkendem WACC wird es zunehmend unattraktiver, Investitionen in die Netze zu tätigen. Ein sachgerechter WACC ist eine Möglichkeit, Investitionen in die Netze zu fördern sowie die Netze zukunftsfit zu gestalten. Zusätzlich zu den finanziellen Mitteln müssen für Investitionen in die elektrische Netzinfrastruktur auch ausreichend personelle Ressourcen in den Bereichen Planung, Betrieb und Bau vorhanden sein. Durch den gestiegenen Kostendruck seitens der Regulierungsbehörde auf die Netzbetreiber wurden im letzten Jahrzehnt die personellen Ressourcen auf ein Minimum reduziert. Ein rasch erforderlicher steigender Investitionsbedarf kann weder mit dem bestehenden Personal noch durch in Österreich am Markt erhältliche Dienstleistungen in der erforderlichen Qualität umgesetzt werden. Somit ist aktuell erforderlich, zusätzlich zu den Investitionen in die elektrische Netzinfrastruktur auch ausreichend personelle Ressourcen mit den notwendigen Qualifikationen in den Bereichen Planung, Betrieb und Bau zu sicherzustellen.

Durch die gegebenen Restriktionen sind zielgerichtete Investitionen in die Netzinfrastruktur und auch in weiteren Bereichen (z.B. Prozesse, Ausbildung, Systeme) unumgänglich. Ein professionelles Asset-Management zur langfristigen und optimalen Steuerung der Investitionen in die elektrischen Netze ist dabei von hoher Bedeutung. Zusätzlich ist es wichtig, den Netzbetreibern Anreize zu bieten, um vermehrte Aktivitäten in anwendungsorientierte Forschungsprojekte zu setzen. Damit wird ein flexibles Reagieren auf zukunftsweisende Technologien sowie deren praktische Erprobung im Verteilernetz ermöglicht.

Darüber hinaus wird es schwieriger die geplanten Investitionsvorhaben umzusetzen, denn zunehmend schwindet das Verständnis und die Zustimmung der betroffenen Parteien (Grundstückseigentümer, Anrainer, NGO-s, Interessenvertretungen) bei der erforderlichen Verstärkung von bestehenden sowie der Errichtung von neuen Leitungen und Anlagen. Langwierige Genehmigungsverfahren sind die Folge und dringend benötigte Infrastrukturprojekte können selten zeitnah und effizient umgesetzt werden.

### **A.3 Heterogenität der Verteilernetzinfrastruktur**

Die Struktur der elektrischen Übertragung und Verteilung ist in Österreich sehr heterogen. Während die Austrian Power Grid AG (APG) und die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) die gesamte Energieübertragung organisiert, gibt es derzeit 124 VNB. Diese unterscheiden sich teilweise signifikant in einer Reihe von Faktoren voneinander. Dementsprechend unterschiedlich ist die Ausgangslage der einzelnen Netzbetreiber für die Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende:

- **Kundenanzahl:** Eine der wesentlichen Unterscheidungen ist die Anzahl der zu versorgenden Netzkunden. Die Bandbreite reicht dabei von kleinen lokalen Verteilernetzbetreibern mit einigen

wenigen hundert Netzkunden bis zu großen VNB die tlw. fast ganze Bundesländer mit mehr als hunderttausend bis zu über einer Mio. versorgten Netzkunden abdecken.

- **Größe des Verteilernetzgebietes:** Die geographische Ausdehnung des Verteilernetzgebietes ist bei den VNB in Österreich stark unterschiedlich. Geprägt durch die historische Entwicklung und entsprechende Gesetzgebung gibt es je nach Region mehr oder weniger VNB. Vor allem die historische Herausbildung von städtischen VNB und ländlichen VNB führte zu wesentlichen Unterscheidungen der geographischen Ausdehnung der Verteilernetzgebiete.
- **Topographische Unterschiede:** Neben der Größe des Verteilernetzgebietes spielt auch die lokale Topographie eine wesentliche Rolle. So finden sich in Österreich Flachland, Hügelland und alpine Bereiche. Einerseits hat dies eine Auswirkung auf die Kundenstruktur und andererseits auf die eingesetzte Netzinfrastruktur. In weiterer Folge hat auch die Bodenbeschaffenheit sichtbare Einflüsse auf die Kosten für die Verlegung von Kabeln, die auch innerhalb des Versorgungsgebietes sehr stark variieren können. Weiteres ergeben sich daraus zusätzliche Unterschiede hinsichtlich des Potenzials für erneuerbare Erzeugungsanlagen.
- **Struktur des Versorgungsgebietes:** Aus der Kundenanzahl und der Größe des Verteilernetzgebietes ergeben sich unterschiedliche Strukturen. Diese Strukturen können grob auf Gemeindeebene in urbane, suburbane (intermediär) und ländliche Gebiete eingeteilt werden. Viele Netzbetreiber haben dabei in ihrem Versorgungsgebiet gemischte Strukturen. Im Kontext der jeweils lokal bzw. regional geltenden Raumordnung ergeben sich weitere Unterscheidungen in der Struktur des Versorgungsgebietes.
- **Kundenstruktur im Versorgungsgebiet:** Darunter fallen unterschiedliche Verbrauchergruppen wie Haushalte, Landwirtschaften, Gewerbe und Industrie. Jede dieser Kundengruppen weist einerseits unterschiedliche Verbrauchscharakteristika auf, andererseits ist deren Rolle in der Energiewende im Sinne der Möglichkeit zur Installation von PV und Anschaffung von Elektrofahrzeugen jeweils unterschiedlich ausgeprägt.
- **Geographische Sondereffekte:** Regional bzw. in den unterschiedlichen Versorgungsgebieten kann es auch zu - vor allem touristischen - Sondereffekten kommen. So kann es beispielsweise durch touristische Einrichtungen an exponierten Stellen im Netz zu sichtbar divergierenden Verbrauchsstrukturen kommen. In diesem Kontext sind auch teils sichtbare Unterschiede hinsichtlich der Dienstbarkeitskosten (Grundstückskosten) zu nennen, die je nach Region auftreten können.
- **Netztopologie:** Aus den oben genannten Aspekten ergibt sich jeweils lokal eine entsprechende Netztopologie. Die Netztopologie kann wiederum im Versorgungsgebiet, abhängig von den jeweiligen lokalen Gegebenheiten, eines Netzbetreibers unterschiedlich sein.
- **Bestehende Planungsansätze:** Dies umfasst Lastannahmen für einzelne Netzkunden und Kundengruppen sowie die Verteilung des verfügbaren Spannungsbandes. Die unterschiedlichen Planungsansätze sind dabei ein Ergebnis der jeweiligen Verteilernetzstruktur. So haben die im Verteilernetzgebiet bestehenden Mittelspannungsniveaus (5 kV / 6 kV / 10 kV / 20 kV / 25 kV / 30 kV) ebenfalls Einfluss auf die gewählten Planungsansätze. Die bestehende Netztopologie sowie in weiterer Folge der Grad der Abdeckung der n-1-Sicherheit<sup>2</sup> in Verteilernetzen (Mittelspannungsnetze) haben zusätzlichen Einfluss auf die bestehenden Planungsansätze.

---

<sup>2</sup> Die n-1-Sicherheit in Verteilernetzen beschreibt die Fähigkeit, einen Netzabschnitt bei einem Ausfall oder Abschaltung durch Umschaltung an ein anderes Netz weiter zu betreiben.

- **Werkzeuge zur Netzplanung:** Die digitalen Werkzeuge sowie die entsprechende Datenbasis zur Netzplanung variieren zwischen den Netzbetreibern sichtbar. Einerseits gibt es eine große Menge an verfügbaren Programmen für die Netzplanung. Andererseits ist der Bedarf an detaillierten Netzberechnungen im Kontext der Struktur und Größe des Versorgungsgebietes und in weiterer Folge der Funktionsumfang der digitalen Werkzeuge unterschiedlich.
- **Betriebsmittel<sup>3</sup>:** Je nach Struktur und Planungsgrundlage werden teils sichtbar unterschiedliche Betriebsmittel eingesetzt. Dies umfasst vor allem unterschiedliche Kabeltypen bzw. Nennquerschnitte sowie Transformatornennleistungen.
- **Verkabelungsgrad:** Ein weiterer Faktor ist der Verkabelungsgrad, der in den einzelnen Versorgungsgebieten meist zunimmt und doch stark unterschiedlich ist. Dies ist einerseits auf den guten Zustand bestehender Freileitungen zurückzuführen, zudem kann im Kontext lokaler Gegebenheiten eine Freileitung die wirtschaftlich und technisch optimale Lösung sein.
- **Ausbaugrad erneuerbarer Erzeugungsanlagen:** Die bereits installierte Anzahl und Leistung an PV-Anlagen, sowie deren Verteilung auf die einzelnen Netzebenen, spielt eine wesentliche Rolle auf die zukünftige Aufnahmefähigkeit der Netze. Unterschiedliche regionale Ausbaugrade sind auch auf regionale Fördersysteme und Gesetzgebungen zurückzuführen. Neben der Photovoltaik spielt auch der Ausbaugrad anderer Erzeugungsanlagen (vor allem Wasserkraft und Windkraft mit hoher regionaler Konzentration je nach Energiedargebot) eine Rolle. Diese Anlagen werden vereinzelt auch in den Netzebenen 6 und 7 installiert, sind jedoch vor allem in den überlagerten Netzebenen (NE 4 und darüber) von Bedeutung. Es ist jedoch zu beachten, dass die Netzebenen nicht entkoppelt sind und die Aufnahmefähigkeit der Netze für neue Verbraucher und Erzeugungsanlagen gesamthaft zu beurteilen ist. So kommt es durch Einbindung von Erzeugungsanlagen auf den höheren Spannungsebenen (NE 4 und 5) zu Rückwirkungen auf die unteren Spannungsebenen (NE 6 und 7). Umgekehrt haben Erzeugungsanlagen in den unterlagerten Ebenen eine Rückwirkung auf die überlagerten Netzebenen.
- **Historische Netzinvestitionen:** Unterschiede in den bisher getätigten Investitionen in das Verteilernetz führen heute zu ungleichen Ausgangssituationen der jeweiligen Netzbetreiber. Dies beeinflusst den Zeitpunkt, an dem ein zusätzlicher Leistungsbedarf einen Netzausbau erfordert. So haben zum Beispiel einzelne Netzbetreiber in der Vergangenheit Initiativen zur Verkabelung gestartet/durchgeführt. Damit entstehen unterschiedliche Ausgangspunkte für die weitere Integration von Photovoltaik und Elektromobilität.

Die aufgezählten Unterscheidungsmerkmale zeigen, wie heterogen die Situation sich für Netzbetreiber in Österreich darstellt. Dies bezieht sich einerseits auf den zukünftigen Ausbaubedarf aber auch andererseits auf die aktuelle Kostensituation der Netzbetreiber. Aufgrund dieser Heterogenität ist eine Abschätzung des nationalen Ausbaubedarfs mit beträchtlichem Aufwand verbunden. So ist es wesentlich, lokale Gegebenheiten der jeweiligen Netzbetreiber in der Bewertung des Netzausbaubedarfes zu beachten. In dieser Studie wurde eine einheitliche Vorgehensweise zur Ermittlung der Kosten entwickelt, die es jedem VNB ermöglicht, nach den internen Planungsvorgaben Netzrestrukturierungsmaßnahmen inkl. der Miteinbeziehung regionaler Gegebenheiten und individueller Berechnungsansätze durchzuführen, um auch den zuvor aufgezählten verschiedenen Gegebenheiten gerecht zu werden.

---

<sup>3</sup> Sämtliche Anlagen/Komponenten, die in den Netzen installiert sind (Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Schaltanlagen, etc.)

Aufgrund der oben dargestellten Unterscheidungsmerkmale (sowie der unterschiedlichen Ausgangspositionen der einzelnen Netzbetreiber) sind die errechneten Teilergebnisse für einen Vergleich der Netzbetreiber untereinander nur bedingt aussagekräftig. Auf eine bundeländerscharfe Darstellung der Ergebnisse wird daher in dieser Studie verzichtet.

#### **A.4 Vergleichbare Studien**

Zur Bewertung des zukünftigen Netzausbaubedarfs im Kontext der Energiewende gibt es zahlreiche Forschungsaktivitäten sowie Veröffentlichungen. Je nach definierten Szenarien, Rahmenbedingungen für die Untersuchung und gewählter Methode ergibt sich dabei ein sehr heterogenes Bild der Ergebnisse. Die Vielzahl der Aktivitäten spiegelt die Breite des Themas wider und zeigt auf, dass strategische Verteilernetzplanung ein zentrales Thema darstellt. Im Folgenden sind wesentliche Studien zusammengefasst, die der Fragestellung des zukünftigen Netzausbaubedarfs nachgehen. Um einen entsprechenden Fokus zu erhalten wurden nur Studien aufgelistet, die eine größere Anzahl von Netzen untersuchen und eine Abschätzung der skalierten Kosten durchführen. Daneben werden spezifische Studien zu einzelnen Themen (z. B. Gleichzeitigkeit) in den jeweiligen Kapiteln nach Bedarf genannt.

#### **Agora – Elektromobilität**

Die durch die Agora Verkehrswende durchgeführte Studie „Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus“ [9] schätzt die durch die Elektromobilität verursachten Kosten im gesamten deutschen Netzgebiet ab. Die Studie vergleicht sowohl für den Markthochlauf bis 2030, als auch für die Vollelektrifizierung der Mobilität in 2050 je zwei unterschiedliche Szenarien, die der „Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems“ oder einer „Mobilitätswende“ entsprechen. Für die Betrachtungen des Jahres 2030 wird angenommen, dass die Stromgestehung zu 65 % aus Erneuerbaren erfolgt. Anhand von ausgewählten typischen Netztopologien aus den Kategorien „Stadt“, „Halbstadt“ und „Land“, die im Wesentlichen auf der Bevölkerungsdichte beruhen, werden die Ergebnisse einzelner statischer Lastflusssimulationen auf das Bundesgebiet hochskaliert. Die auftretenden Ladeleistungen werden durch Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF)<sup>4</sup> unter der Annahme einer konstanten 11 kW Ladeleistung pro Fahrzeug abgebildet. Zur Abschätzung der Kostenreduktion durch Ladeleistungsmanagement werden auch netzdienliche Ladestrategien evaluiert.

Die Ergebnisse zeigen auf, dass sich die zu tätigen Investitionen in die elektrischen Netze in einem vergleichbaren Ausmaß wie bisher bewegen und nicht signifikant ansteigen. In diesem Fall würden die Einnahmen durch die zusätzlichen Netzabgaben bei bestehendem Netzentgelt ausreichen, um diesen Ausbau zu finanzieren. Die Studie simuliert hierzu ein netzoptimales Ladelastmanagement durch Spitzenlastreduktion. Dazu werden im betrachteten Netzabschnitt die Ladezeiten optimal verschoben, unter der Annahme, die Nutzung der Fahrzeuge einen Tag im Vorhinein perfekt zu kennen. Geht man nicht von einem flächendeckenden netzoptimalen Ladelastmanagement, sondern von gänzlich ungesteuerten Ladevorgängen aus, steigen die Investitionen laut Studie um das Doppelte an. Damit ist bei ungesteuertem Laden die Finanzierbarkeit des notwendigen Netzausbaus durch bestehende Netzentgelte nicht mehr gegeben. Somit kommt die Studie zu dem Schluss, dass

---

<sup>4</sup> GZF dienen dazu das Verhältnis der tatsächlich bzw. erwarteten maximal auftretenden Last zur Summenlast mehrerer Lasten/Erzeuger gleichen Typs abzuschätzen, z.B. einer Vielzahl von E-Fahrzeugen in einem definierten Netzgebiet. Dieser Faktor ist maßgeblich abhängig von der Anzahl der betrachteten Lasten.

hohe Ladeleistungen nur in Verbindung mit einer Lastflexibilisierung ermöglicht werden sollten und Nutzer durch zeitvariable Netztarife zu netzdienlichem Laden angeregt werden sollten.

### **leafs**

Im Rahmen des Forschungsprojekts leafs [10] wurde eine Methode zur Durchführung flächen-deckender Netzberechnungen entwickelt. Damit wurde erstmals eine detaillierte Simulation der gesamten Niederspannungsnetze eines VNBs sowie eine algorithmische Bestimmung des notwendigen Netzausbaus bei unterschiedlichen Technologieszenarien möglich. Es wurden unterschiedliche Regelungskonzepte für verteilte Erzeugungs- und Speicheranlagen untersucht. Die folgenden Ergebnisse konnten dabei im Rahmen des Projektes erzielt werden:

- Es konnte gezeigt werden, dass der Zubau von Photovoltaik nach den definierten Zielen in der *#mission2030* zu einem teils sichtbaren Netzausbaubedarf in den Niederspannungsnetzen führt. Wesentlich höher fällt jedoch der Netzausbaubedarf bei einem Vollrollout von Elektromobilität aus. Je nach Ladeleistung und Gleichzeitigkeitsfaktor der Ladung aller Kunden in einem Netz müssen bis zu 80 % der bestehenden Niederspannungsnetze verstärkt werden.
- Es konnte im Projekt auch gezeigt werden, dass durch relativ einfache Maßnahmen der Netzausbaubedarf sichtbar gesenkt werden konnte. Teilweise wurde durch Blindleistungsregelung bei PV-Anlagen bzw. eine spannungsabhängige Reduktion der Ladeleistung bei Elektromobilität eine Reduktion von bis zu 50 % des Netzausbaubedarfs erreicht.
- Durch den erstmals angewandten Ansatz konnten für die definierten Szenarien der Netzausbaubedarf in den Niederspannungsnetzen quantifiziert werden. Dies umfasste sowohl die genaue Anzahl und Nennleistung von Transformatoren sowie die Länge der zu verlegenden Niederspannungskabel.
- Die Netzanalysen wurden für zwei VNB durchgeführt, die Unterschiede in der Netzplanung, Kundenstruktur, Topographie und Betriebsmittel aufweisen. Es konnte damit gezeigt werden, dass der Ausbaubedarf je Netzbetreiber bzw. dessen Ausgangssituation stark unterschiedlich ist.

### **FNN Metastudie**

Diese Studie [11] evaluiert die Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf das Stromnetz mittels der quantitativen und qualitativen Auswertung von 284 nationalen und 36 internationalen Studien. Basierend auf den Erkenntnissen dieser Studien, werden zentrale Handlungsempfehlungen für den zukünftigen Umgang mit der Elektromobilität abgeleitet. Als zentrale Kenngrößen in Bezug auf EV-induzierte Netzausbaumaßnahmen werden folgende Faktoren genannt: die Anzahl der E-Fahrzeuge, der Gleichzeitigkeitsfaktor des Ladens sowie die konkrete lokale Lastsituation in Verteilernetzen. Neben diesen Erkenntnissen, werden unter anderem folgende ungeklärte Forschungsbedarfe aufgezeigt:

- Im Sinne der Vergleichbarkeit der Ergebnisse, muss der den Netzberechnungen zugrundeliegende Gleichzeitigkeitsfaktor deutlich ausgewiesen werden.
- Neben dem bisherigen Fokus auf städtische Netze, bedarf es einer umfassenden Analyse der Netzauswirkungen im ländlichen Raum.
- In vielen Studien fehlt die Quantifizierung des Netzausbaubedarfs aufgrund zukünftiger E-Mobilität.

## **Move2Grid**

Im Rahmen dieses Forschungsprojekts [12] wird die optimale Versorgung der E-Mobilität mittels lokaler, erneuerbarer Erzeugung in Form von PV-Anlagen sowie deren Integration in das lokale Verteilernetz analysiert. Mittels Langzeitnetzsimulationen (ein Jahr) basierend auf realen Mobilitätsdaten werden Netzengpässe aufgrund zukünftiger EV- und PV-Durchdringungen aufgezeigt. Bei einer Ladeleistung von 3,68 – 11 kW treten erste Netzrestriktionen in einem städtischen Mittelspannungsnetz in Form von Spannungsbandverletzungen und thermischer Überlastung ab einer EV-Durchdringung von 75 % auf. Bei einer gemeinsamen flächendeckenden Integration von E-Fahrzeugen und PV-Anlagen kommt es hingegen bereits bei einer 25-%-igen EV- und PV-Durchdringung zu Netzengpässen. Zusätzlich verdeutlicht diese Studie, dass flächendeckendes dreiphasiges Laden mit reduzierter Ladeleistung (3,68 kW bzw. 1,23 kW pro Phase) sogar hohe EV-Durchdringungen ermöglicht, bei gleichzeitiger Erfüllung sämtlicher Mobilitätsbedürfnisse.

## **B. Zielsetzung, Fragestellung**

### **B.1 Kernaussagen, die getroffen werden sollen**

Das in vergleichbaren Studien aufgezeigte breite Spektrum an potenziellen Auswirkungen auf das Netz (A.4) sowie die hohe Heterogenität der Verteilernetzinfrastruktur (A.3), erschweren die Umliegung bestehender Erkenntnisse auf sämtliche österreichische Stromnetze. Infolgedessen bedarf es einer österreichweit einheitlichen Vorgehensweise zur Netzberechnung, um Netzauswirkungen aufgrund zukünftiger EV- und PV-Durchdringungen zu bestimmen. Die dabei berücksichtigten Ladeleistungen entsprechen dem Stand der Technik heutiger E-Fahrzeugmodelle und übersteigen somit unter Berücksichtigung des entsprechenden GZF bestehende Netzlasten (z. B. Haushaltslasten) erheblich.

Basierend auf diesen Netzberechnungen lassen sich die aus der Umsetzung der politischen Ziele bis 2030 resultierenden Investitionskosten quantifizieren und herkömmlichen Regelinvestitionskosten gegenüberstellen. Durch Einbeziehung des Großteils der österreichischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber (Kapitel C. Beteiligte Organisationen) sollen die Kosten für ganz Österreich ermittelt und in aggregierter Form einer breiten Zielgruppe (B.3 Zielgruppe) zur Verfügung gestellt werden. In dieser Studie wurden 87 % der Trafostationen bzw. 87 % der in Österreich vorhandenen Anzahl der Nieder- und Mittelspannungskunden anhand der in dem Konsortium vertretenen Verteilernetzbetreiber betrachtet. Die Aggregation bzw. Skalierung der Ergebnisse ermöglicht es, ein Gesamtbild für ganz Österreich unter der Einbeziehung heterogener Netzstrukturen und Lastsituationen in unterschiedlichen Netzebenen darzustellen. Zum anderen liefern die Erkenntnisse der flächendeckenden Netzberechnung eine fundierte Grundlage für strategische Netzplanungsprozesse, die sich mit der Integration zukünftiger Netzkunden auseinandersetzen. Neben der Ermittlung des Bedarfs an zukünftigen Netzausbaumaßnahmen ermöglicht diese Studie die Ableitung von Handlungsempfehlungen (F.2 Abgeleitete Handlungsempfehlungen), um diesen Netzausbaumaßnahmen entgegenzuwirken bzw. zu reduzieren.

### **B.2 Eingrenzung der Technologien**

In der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 [13] wird ein Zielwert von 95 g CO<sub>2</sub>-Ausstoß pro Kilometer für die Neuwagenflotte ab dem Jahr

2020 festgelegt. Zur Erreichung dieser Zielgröße empfiehlt die Europäische Kommission eine Elektromobilitätsdurchdringung von 30 % im Jahr 2030 [14]. Unter der Berücksichtigung einer österreichweiten PKW-Anzahl von 5.039.548 [15] (Stand: Dezember 2019), einer flächendeckenden Gesamtladeleistung von 11 kW (bzw. 3,68 kW pro Phase) sowie eines österreichweiten Gleichzeitigkeitsfaktors von 20 % (siehe Abbildung 2, Kapitel D.2), resultiert dies in einer zusätzlichen Netzlast von 3,3 GW (im Vergleich dazu betrug die maximale Gesamtlast in der Regelzone APG 10,8 GW im Jahr 2019 mit einem Median von 7,2 GW) [16]. In bestehenden Verteilernetzen kann eine lokale Häufung mehrerer E-Fahrzeuge in einzelnen Netzabschnitten zu einer signifikanten Erhöhung der bestehenden Netzlast führen.

Das österreichische Regierungsprogramm 2020 – 2024 [2] sieht außerdem eine Stromversorgung aus 100 % erneuerbarer Energien (national bilanziell) bis zum Jahr 2030 vor. Dies erfordert für den Zeitraum 2020 – 2030 eine zusätzliche Erzeugung von 27 TWh, die mittels eines Ausbaus an Wasserkraft-, Windkraft-, Biomasse- und PV-Anlagen (Tabelle 1) gewährleistet werden soll. Basierend auf den in Tabelle 1 dargestellten Jahresvolllaststunden, bedarf dies erzeugungseitig einer zusätzlichen installierten Gesamtleistung aller Erzeugungstechnologien von 16,9 GW.

Tabelle 1: Angestrebte Energie- und Leistungswerte von Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien im Jahr 2030 [2][17][18]

	Zusätzliche Erzeugung 2030 [TWh]	Jahresvolllaststunden [h]	Notwendige installierte Leistung 2030 [GW]
<b>Wasserkraft</b>	5	5.300	0,9
<b>Windkraft</b>	10	2.100	4,8
<b>Biomasse</b>	1	5.000	0,2
<b>Photovoltaik</b>	11	1.000	11,0
<b>Summe</b>	<b>27</b>	<b>-</b>	<b>16,9</b>

Verglichen mit anderen erneuerbaren Erzeugungstechnologien soll der Großteil der zusätzlich notwendigen installierten Erzeugungslleistung durch den Ausbau an PV-Leistung (+ 11 GW) erfolgen. Trotz geringer Volllaststunden kann eine zunehmende installierte PV-Leistung in Schwachlastzeiten zu Netzengpässen führen. Neben potenziellen Auswirkungen aufgrund zukünftiger PV-Anlagen, werden die angestrebten Ziele in Hinblick auf Wasserkraft und Biomasse sowie insbesondere auf Windkraft auf der Erzeugerseite auch zu neuen Herausforderungen für bestehende Netze führen. Im Vergleich zu zukünftigen PV-Anlagen (und E-Fahrzeugen), erfolgt der zukünftige Ausbau an Windkraft vorwiegend in Form von größeren Anlagen mit hoher Leistung, die infolgedessen in höheren Spannungs- (Hochspannung) bzw. Netzebenen (ab NE 4) angeschlossen werden. Dies erlaubt eine getrennte Betrachtung von PV- und Windkraftanlagen auf der Erzeugerseite und deren Auswirkungen auf bestehende Verteilernetze.

Neben der Forcierung der E-Mobilität wird eine vermehrte Installation von Wärmepumpen diese zukünftigen Herausforderungen auf der Verbraucherseite intensivieren. Dennoch wird im Vergleich zum zukünftigen Ladebedarf von E-Fahrzeugen der zukünftige Leistungszuwachs aufgrund von

Wärmepumpen, selbst bei einer Worst-Case-Betrachtung, als gering eingestuft: Mit Hilfe von ambitionierten Förderungsmaßnahmen wird von einer Anzahl an 524.000 Wärmepumpen im Jahr 2030 ausgegangen [19]. Basierend auf einer durchschnittlichen elektrischen Leistung von 3 kW [20][21] pro Wärmepumpe (je nach Objekt – Sanierung oder Neubau) und einem im Worst-Case angenommenen Gleichzeitigkeitsfaktor von 1,0 entspricht dies einem Leistungszuwachs von 1,6 GW. Die Berücksichtigung einer durchschnittlichen elektrischen Leistung von 1,9 kW<sup>5</sup> (unter Einbeziehung realitätsnaher Gleichzeitigkeit) resultiert in einer Gesamtlast von lediglich rund 1,0 GW. Infolge der genannten Aspekte behandelt die vorliegende Studie ausschließlich den durch E-Fahrzeuge und PV-Anlagen hervorgerufenen Netzausbaubedarf und seine Kosten unter Vernachlässigung weiterer Technologien. Es wurde ein allgemeiner Lastzuwachs angesetzt, der den Leistungsbedarf dieser Technologien auch mitberücksichtigt.

### **B.3 Zielgruppe**

Die vorliegende Studie adressiert all jene, die an den Auswirkungen von E-Mobilität und Photovoltaik auf die elektrischen Netze in Österreich interessiert sind. Besonders werden jene Gruppen angesprochen, die durch direkte und indirekte Handlungen auf Investitionen in die elektrische Infrastruktur Einfluss nehmen.

### **Netzplaner**

Die in dieser Studie erarbeiteten Ergebnisse können den einzelnen Netzplanern wichtige Erkenntnisse für zukünftige Planungsansätze für Netze, netztechnische Restrukturierungsmaßnahmen bzw. Instandhaltungsmaßnahmen und die damit erforderliche Dimensionierung von Betriebsmitteln (z.B. Transformatoren, Kabel und Freileitungen) liefern. Es werden Methoden und Möglichkeiten aufgezeigt, wie die Implikationen von neuen Technologien (E-Mobilität, PV) auf die elektrischen Netze und die damit verbundenen erforderlichen Investitionen exemplarisch ermittelt werden können. Somit soll es auch „kleineren“ Netzbetreibern ermöglicht werden, selbst Berechnungen zu dieser Thematik mit vergleichbaren Annahmen durchzuführen.

### **Management und Eigentümervertreter der Netzbetreiber**

Der Umbau des Energiesystems führt zu zunehmender Komplexität in Netzplanung und -betrieb und einem zukünftig vermehrten Investitionsbedarf. Nur bei entsprechend vorhandener Fachkompetenz bei den Netzbetreibern können zielgerichtete Investitionen sichergestellt werden. Die Bereitstellung der entsprechenden personellen und finanziellen Ressourcen obliegt dem Management und den Eigentümervertretern der Netzbetreiber. Die vorliegende Studie soll das Erfordernis einer Anpassung dieser erforderlichen Ressourcen an die zukünftigen Aufgaben aufzeigen.

### **Regulierungsbehörde**

Das Handeln der Netzbetreiber wird maßgeblich durch die Vorgaben der Regulierungsbehörde beeinflusst. Daher sollen der Regulierungsbehörde die zukünftigen Anforderungen und die damit erforderlichen Investitionen in die elektrischen Netze dargelegt werden. Bei der weiteren Ausgestaltung der Regulierungssystematik sind die sich ändernden Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

---

<sup>5</sup> Erfahrungswerte von Netz OÖ zeigen unter Berücksichtigung etwaiger Gleichzeitigkeiterscheinungen eine durchschnittliche Spitzenleistung in den Wintermonaten von 1,9 kW je Wärmepumpe.

### **Politische Entscheidungsträger, Gesetzgeber, Fördergeber**

Die Dynamik des Umbaus des elektrischen Energiesystems wird wesentlich von der jeweils aktuell gültigen Gesetzes- und Förderlage beeinflusst. Den politischen Entscheidungsträgern sowie dem Gesetz- und Fördergeber soll aufgezeigt werden, welche Auswirkungen die geplanten Änderungen in den Bereichen Mobilität und erneuerbare Energien auf die elektrischen Netze haben.

### **B.4 Spektrum der möglichen Handlungsfelder**

Zur Bewältigung der zukünftigen Herausforderungen in den elektrischen Netzen, durch die Ladung von E-Mobilität und der massiven Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen, bedarf es einer Vielzahl von Maßnahmen in unterschiedlichen Bereichen (z.B. netztechnisch, regulatorisch, normativ, rechtlich).

In den Bereichen Planung und Betrieb der Netzbetreiber sind entsprechende Anpassungen erforderlich, um auch weiterhin den effizienten und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Bei der Planung von Netzprojekten sind die zukünftigen Auswirkungen von E-Mobilität und PV zu berücksichtigen, sodass die Netze, die heute geplant und errichtet werden, auch den Anforderungen der nächsten Jahrzehnte genügen. Im Netzbetrieb sind zunehmend volatile Netzbelastungen und Spannungsniveaus zu erwarten, die unter anderem durch geeignete Regelungs- bzw. Steuerungseingriffe zu beherrschen sind. Aber auch bei geplanten Schalthandlungen, um beispielweise Instandhaltungsarbeiten durchzuführen, sind die Einflüsse von E-Mobilität und PV zu berücksichtigen.

Zukünftig sollte es den Netzbetreibern möglich bzw. erlaubt sein, alle prinzipiell verfügbaren Daten auch für die Zwecke der Netzplanung und -betrieb einzusetzen. Vor allem Daten aus den Smart Metern kommt hier große Bedeutung zu bzw. bieten diese hier den Netzbetreibern vielfältige Möglichkeiten aufgrund realer Messdaten möglichst effiziente und effektive Maßnahmen für die Netze (Netzmonitoring, Netzausbau, Netzoptimierung, ...) der Zukunft abzuleiten. Damit diese Datennutzung möglich wird, ist der Gesetzgeber aufgerufen, die entsprechenden Rahmenbedingungen zu schaffen.

Die Netzbetreiber haben gemeinsam mit der Regulierungsbehörde die Möglichkeit Richtlinien und Regelwerke so anzupassen, dass eine optimale Ausnutzung der Netzinfrastruktur und ein sicherer Netzbetrieb unterstützt werden. Beispiele hierfür sind eine permanente oder temporäre Begrenzung der Ladeleistung von privaten Ladestationen, die Einführung von Basisschutzfunktionen (z.B. Unterspannungsauslösung...) in Ladestationen oder netzdienliche Regelstrategien (z.B. Kappung von Erzeugungsspitzen bzw. Einspeisespitzen,  $Q(U)$ ,  $P(U)$ , ...) von Photovoltaikanlagen. Daher werden entsprechende Änderungen, Anpassungen und Erweiterungen in den AGBs der Netzbetreiber und den TORs (Technisch organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen in Österreich) vorzunehmen sein.

Die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben (z.B. Topologie, Lastdichte, historische Entwicklung) der einzelnen Netzbetreiber und die damit verbundenen Eigenschaften der Netze (siehe A.3 Heterogenität der Verteilernetzinfrastruktur) führen dazu, dass sich die Zunahme von E-Mobilität und Photovoltaik unterschiedlich stark auswirkt. So kann eine Steigerung von Photovoltaik um einen bestimmten Prozentsatz in einem Netzgebiet bereits Netzinvestitionen auslösen, in einem anderen

Netzgebiet noch ohne erforderliche Netzmaßnahmen integriert werden. Zusätzlich kann es durch die unterschiedlichen Förder- und Genehmigungsrahmenbedingungen zu einer Inhomogenität bei der Verteilung von Photovoltaik in Österreich kommen. Somit können sich zukünftig aufgrund der Versorgungsaufgabe und der Verteilung von E-Mobilität und PV teils sehr unterschiedliche Investitionserfordernisse ergeben. Die damit einhergehende Kostensteigerung ist durch den Netzbetreiber im Wesentlichen nicht beeinflussbar. Bei der Ausgestaltung der zukünftigen Regulierungssystematik sind daher die sich ändernden Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

Die Regulierungsbehörde kann auch durch die Ausgestaltung der Netztarife eine optimale Ausnutzung der Netzinfrastruktur fördern. Da die Netzinfrastruktur auf die maximal auftretende Belastung ausgelegt werden muss, sollte auch die von den Netzkunden erforderliche maximale Leistung stärker im Netztarifsysteem abgebildet werden [22], (Positionspapier der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft). Nur so können Anreize für die Netzkunden gesetzt werden, den Energie- und Leistungsbedarf möglichst netzdienlich zu gestalten (Vermeidung von Erzeugungs- und Belastungsspitzen, möglichst gleichmäßige Belastung).

### **C. Beteiligte Organisationen**

Die vorliegende Studie wurde von Österreichs Energie organisiert und in einer Arbeitsgruppe innerhalb des Arbeitskreises Verteilernetze erarbeitet. An der Ausarbeitung nahmen unterschiedliche VNB sowie die Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) teil. Maßgeblich an der Studie wirkten die folgenden Netzbetreiber mit (alphabetisch sortiert):

- APG Austrian Power Grid AG
- Elektrizitätswerk der Stadtgemeinde Kindberg
- Energienetze Steiermark GmbH
- Feistritzwerke-STEWEAG GmbH
- Innsbrucker Kommunalbetriebe AG
- KNG-Kärnten Netz GmbH
- Linz Netz GmbH
- Netz Burgenland GmbH
- Netz Niederösterreich GmbH
- Netz Oberösterreich GmbH
- Salzburg Netz GmbH
- Energie Klagenfurt GmbH
- Stromnetz Graz GmbH
- TINETZ-Tiroler Netze GmbH
- Vorarlberger Energienetze GmbH
- Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH
- Wels Strom GmbH
- Wiener Netze GmbH

Durch die Mitwirkung dieser Netzbetreiber wurden aus jedem einzelnen Bundesland Ergebnisse eingebracht. Damit konnte ein sehr umfassendes Bild zum Netzausbaubedarf in Österreich erhoben

werden. Für jene Netzbetreiber, die nicht an der Studie teilnahmen, wurden Hochrechnungen zum Versorgungsgebiet getroffen.

Das Konsortium wurde von einem wissenschaftlichen Beirat unterstützt. Die Rolle und Aufgabe dieses wissenschaftlichen Beirats bestand darin, die wissenschaftliche Qualität der Darstellung bzw. Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Methode sicherzustellen, sowie ein entsprechendes Kontext-Setting der Ergebnisse durchzuführen. Der wissenschaftliche Beirat besteht aus den folgenden Institutionen (alphabetisch sortiert):

- AIT Austrian Institute of Technology GmbH
- Fachhochschule Vorarlberg
- Montanuniversität Leoben

## **D. Methode**

Im Rahmen dieser Studie wurden die Auswirkungen der Umsetzung der politischen Ziele für 2030 auf bestehende Übertragungs- und Verteilernetze basierend auf Netzsimulationen und/oder statistischen Methoden analysiert. Zu diesem Zweck wurden aus diesen politischen Zielen sowie technisch möglichen Ladeleistungen von derzeitigen E-Fahrzeugmodellen nationale Szenarien abgeleitet (D.1 Nationale Szenario-Entwicklung) und mittels statischer Lastansätze simuliert (D.2 Einheitliche Annahmen und Lastansätze und D.3 Netzberechnungswerkzeuge und -ansätze). Potenzielle Netzauswirkungen wurden schließlich auf das gesamte Verteilernetz der einzelnen VNB hochskaliert und deren Kosten ermittelt (D.4 Kostenbewertungsansatz). Ein einheitliches Gesamtbild für ganz Österreich wird infolgedessen mittels der Hochskalierung der ermittelten Kosten für jedes Bundesland (D.5 Kostenbewertung für nicht mitwirkende VNB) sowie der Einbeziehung der Ergebnisse der Übertragungsebene (D.6 Einbindung des Ausbaubedarfs des Übertragungsnetzes) gewährleistet.

### **D.1 Nationale Szenario-Entwicklung**

Um die zur Erreichung der europa- und österreichweiten Zielsetzungen bis 2030 (B.2 Eingrenzung der Technologien) notwendigen Durchdringungen<sup>6</sup> in Bezug auf E-Fahrzeuge<sup>7</sup> und PV-Anlagen und deren Folgen für bestehende Übertragungs- und Verteilernetze abzubilden, wurden drei Szenarien definiert und mittels Netzsimulationen analysiert (siehe Tabelle 2).

---

<sup>6</sup> Die Durchdringung definiert die relative Anzahl von Anlagen und Systemen (z.B. PV-Systeme, E-Fahrzeuge) in Bezug auf eine definierte Bezugsgröße (z.B. Haushalte, Anzahl an Fahrzeugen). Als Bezugsgröße wurde im Rahmen dieser Studie die Anzahl der Zählpunkte gewählt.

<sup>7</sup> Im Kontext dieser Studie werden darunter batterieelektrische Personenkraftfahrzeuge verstanden. Die Ladung dieser Fahrzeuge erfolgt direkt am Stromnetz. Synonym wird im Rahmen der Studie auch der Begriff EV (electric vehicle) verwendet.

Tabelle 2: Analysierte Szenarien in Hinblick auf zukünftige E-Mobilität und PV-Einspeisung

Szenario	Annahme
EV10	10% EV-Durchdringung im Jahr 2030
EV30	30% EV-Durchdringung im Jahr 2030
PV2030	Verachtfachung des PV-Bestands (2019) bis zum Jahr 2030

Aufgrund der hohen Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der E-Mobilität bis zum Jahr 2030, werden zwei unterschiedliche EV-Durchdringungsraten herangezogen. Während eine Elektrifizierung der PKW-Flotte von 10 % einem eher moderaten Zuwachs an E-Fahrzeugen entspricht, liegen dem EV30-Szenario die Empfehlung der Europäischen Kommission (B.2 Eingrenzung der Technologien) und damit eine EV-Durchdringung von 30 % zu Grunde. Auch die Modellrechnung der AustriaTech geht in dieser Hinsicht von einer EV-Durchdringung von 27,1 % im Jahr 2030 aus [3], gefolgt von einem rasanten Anstieg der Bestandszahlen (Abbildung 1). Im Dezember 2019 waren österreichweit 5.039.548 Personenkraftwagen zugelassen, davon 29.523 (0,59 %) rein elektrisch betrieben [15]. Basierend auf der Annahme, dass die Mehrheit der Ladevorgänge an der eigenen Ladestation zu Hause erfolgt bzw. erfolgen wird [23][24][25], berücksichtigen beide EV-Szenarien ausschließlich diese Form der Ladung. Neben dieser sind natürlich auch privat ladende E-Fahrzeuge am Arbeitsplatz sowie öffentlich ladende E-Fahrzeuge in Einkaufszentren und Autobahnraststationen für zukünftige Netzlasten ausschlaggebend. Diese weisen jedoch deutlich unterschiedliche Zeitpunkte des Ladens bzw. Spitzenlastzeiten als das heimische Laden auf (z.B. E-Fahrzeuge am Arbeitsplatz werden hauptsächlich nach Ankunft am Morgen nachgeladen). Zur Vermeidung der mehrfachen Berücksichtigung einzelner E-Fahrzeuge wurden diese weiteren EV-Nutzergruppen in dieser Studie nicht im Detail betrachtet. Infolgedessen wurden im Rahmen dieser Untersuchung sämtliche E-Fahrzeuge ohne Steuerungsmaßnahmen (gesteuertes Laden, tarifbasiertes Laden, etc.) an Heimpladestationen geladen. Basierend auf dem Stand der Technik in Hinblick auf technisch mögliche Ladeleistungen aktueller E-Fahrzeugmodelle [26], wurde eine einheitliche Ladeleistung von 11 kW für jedes E-Fahrzeug angenommen.

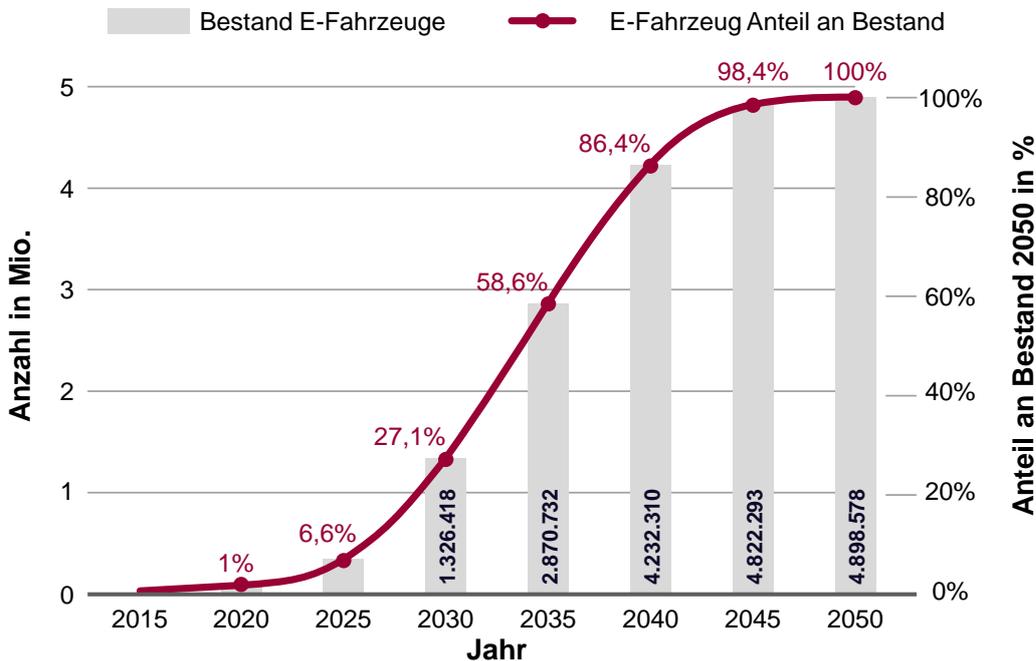


Abbildung 1: Prognostizierte Entwicklung des E-Fahrzeugbestandes bis 2050 (in eigener Darstellung basierend auf den Daten aus [3])

Neben den Auswirkungen zukünftiger E-Fahrzeuge, wurde der Netzausbaubedarf aufgrund einer zunehmenden PV-Einspeisung im Szenario PV2030 untersucht. Dieses Szenario berücksichtigt einen Ausbau der bestehenden (Ende 2019) österreichweiten Einspeiseleistung auf 12,6 GWp zur Erreichung der, gemäß den politischen Zielen, angestrebten zusätzlichen PV-Erzeugung von 11 TWh bis 2030. Bezogen auf eine installierte Leistung von 1,6 GWp Ende 2019, entspricht dies einer Verachtfachung des installierten PV-Bestandes bzw. der installierten PV-Einspeiseleistung.

Während E-Fahrzeuge vorwiegend während des späten Nachmittags bzw. in den Abendstunden zu Hause geladen werden [27], sind in Hinblick auf zukünftige PV-Anlagen Spitzenleistungen während der Mittagsstunden zu erwarten. Aufgrund dessen wurden potenzielle Überlagerungen von zukünftigen EV-Heimladungen und zukünftiger dezentraler PV-Einspeisung vernachlässigt. Demnach wurde keine PV-Einspeisung in den beiden EV-Szenarien und keine E-Fahrzeuge im Szenario PV2030 berücksichtigt. Bestehende Ladestationen (Starklastfall) sowie bereits installierte PV-Anlagen (Schwachlastfall) wurden ebenfalls im jeweiligen Lastfall getrennt betrachtet. Der mittels Netzsimulationen aufgezeigte Netzausbaubedarf bzw. die damit verbundenen Kosten sind deshalb individuell für jedes Szenario zu betrachten und dürfen keinesfalls addiert werden. Diesbezüglich besteht durchaus zusätzlicher Forschungsbedarf, um potenzielle Synergieeffekte, auch in Bezug auf unterschiedliche Netzregionen, zu analysieren (F.2 Abgeleitete Handlungsempfehlungen). Zudem wurden, aufgrund der hohen Heterogenität der Verteilernetzstruktur in unterschiedlichen Regionen und im Sinne der Vergleichbarkeit der Ergebnisse, Sonderfälle der zukünftigen E-Mobilität (z. B. die Elektrifizierung des öffentlichen Nahverkehrs in Form von Elektrobussen, öffentliche Ladestationen auf Parkplätzen von Schigebieten, etc.) sowie der zukünftigen Einspeisung erneuerbarer Energieträger (zusätzliche PV-Freiflächenanlagen, Windparks, Wasserkraftanlagen, etc.) im Rahmen dieser Studie ausgeschlossen und bedürfen daher weiterer Netzanalysen.

## **D.2 Einheitliche Annahmen und Lastansätze**

Um zukünftige Netzengpässe in Abhängigkeit des untersuchten Szenarios mittels statischer Netzsimulationen zu bestimmen, wurden im Rahmen des Konsortiums einheitliche Lastannahmen und -ansätze getroffen. Dabei wurde jeweils zwischen Szenarien der Elektromobilität (EV10 und EV30) und jenem der Photovoltaik (PV2030) unterschieden. Im Folgenden werden, die den Netzsimulationen zu Grunde liegenden einheitlichen Lastannahmen und -ansätze erläutert.

Neben der Abschätzung zukünftiger Lasten aufgrund von E-Fahrzeugen und Einspeisung durch PV-Anlagen, verlangt die Identifikation von Netzengpässen eine exakte Definition der bestehenden Netzsituation im Basisfall (ohne die Berücksichtigung von EV und PV). Anhand der unterschiedlichen Kundengruppen klassifiziert, gemäß den Marktregeln der E-Control wie z.B. Haushalte (H0), Landwirtschaft (L0-L2), Gewerbekunden (G0-G7) sowie Warmwasserspeicher (ULA, ULB, etc.), können bei einer genügend hohen Durchdringung diese Netzkunden<sup>8</sup> anhand interner Leistungsannahmen des jeweiligen VNBs anhand von Erfahrungswerten abgeschätzt werden. Eine weitere Möglichkeit zur Abschätzung und Skalierung der Maximalleistung in einem Niederspannungsnetz ist die Verwendung von Schleppzeigmessungen, die Verwendung von Smart-Meter-Daten der Netzkunden bzw. die kontinuierliche messtechnische Aufzeichnung anhand von Betriebsmessungen in den Ortsnetztransformatorstationen (ONS). Die im Basisfall eruierten maximalen Belastungen werden anhand von Worst-Case-Betrachtungen durch die zusätzliche Last der Elektromobilität (Szenario 10 % bzw. 30 %) je Niederspannungsnetz hinzugefügt. Zusätzlich wurde die zunehmende Elektrifizierung des Energiesystems anhand einer Laststeigerung in der MS-Ebene von 1 % pro Jahr angenommen. Aufgrund der angenommenen dreiphasigen Ladung mit 11 kW wurden sowohl Netzlasten bestehender Netzkunden (Starklastfall) als auch zukünftige Netzlasten von E-Fahrzeugen als phasensymmetrisch angenommen. An dieser Stelle sollte jedoch erwähnt werden, dass flächendeckendes einphasiges Laden auf der gleichen Phase vor allem in der NS-Ebene zu erheblichen Asymmetrien, Spannungsbandverletzungen und thermischer Überlastung führen kann.

Die Analyse der maximalen Netzauswirkungen - ausgelöst durch zukünftige PV-Einspeisung – hingegen beruht auf der Annahme, dass diese in Zeiten minimaler Last, dem sogenannten Schwachlastfall, auftritt. Sowohl Stark- als auch Schwachlastfall wurden von jedem VNB individuell gemäß den eigenen Planungsrichtlinien bewertet und bilden die Grundlage einer exakten Bestimmung potenzieller Netzengpässe. Gleichzeitig bedarf es einer genauen Darstellung der zukünftigen Netzsituation in Hinblick auf die E-Mobilität und PV-Anlagen im Jahr 2030. Die zu diesem Zweck im Rahmen dieser Studie gewählten Berechnungsansätze sind im Folgenden erläutert.

### **Berechnung der Netzlasten aufgrund zukünftiger E-Mobilität (EV10 und EV30)**

Für eine flächendeckende Netzberechnung für ganz Österreich wurde der PKW-Bestand mit Hilfe der Fahrzeugzahlen der Statistik Austria (Stand: Dezember 2019) [15] von jedem VNB für sein Versorgungsgebiet eruiert. Aus dem ermittelten PKW-Bestand und der Anzahl an Anschlusspunkten<sup>9</sup>, die der Ausfall- und Störstatistik (ASS) entnommen wurden, konnte schließlich das Verhältnis zwischen

---

<sup>8</sup> Natürliche oder juristische Personen (Unternehmen), deren Anlagen/Verbraucher an das Netz eines Netzbetreibers angeschlossen sind. Dies umfasst unter anderem Haushalt, Landwirtschaften, Gewerbe, Industrie, Erzeugungsanlagen usw.

<sup>9</sup> Physikalischer Übergabepunkt zwischen Netzbetreiber und Netzkunde

der Anzahl an Anschlusspunkten und dem jeweiligen PKW-Bestand berechnet und für das gesamte Versorgungsgebiet eruiert werden. Mit Hilfe dieser Kennzahl und der Anzahl an Anschlusspunkten lässt sich die Anzahl der PKWs für jede ONS in dem betrachteten Versorgungsgebiet bestimmen. Für eine detaillierte Betrachtung der NS-Ebene (je nach zur Verfügung stehenden Datengrundlage, siehe Tabelle 4), werden diese wiederum gemäß der Anzahl an Anschlusspunkten den jeweiligen NS-Strängen aliquot zugeordnet (gleichmäßige Verteilung der Fahrzeuge auf alle Anschlusspunkte). Durch Multiplikation des PKW-Bestands mit der entsprechenden EV-Durchdringung (10 % und 30 %) wurde nun der Bestand an E-Fahrzeugen für jede ONS bzw. jeden Strang ermittelt. Da diese Studie ausschließlich die Heimladung an der privaten Ladestation zu Hause in Betracht zieht, wurde je E-Fahrzeug eine private Ladestation angenommen.

### **Beispiel 1:**

*Einer Ortsnetzstation mit insgesamt 100 zu versorgenden Anschlusspunkten innerhalb eines Versorgungsgebietes mit einem Verhältnis zwischen der Anzahl an Anschlusspunkten und dem PKW-Bestand von 0,5 und einer angenommenen EV-Durchdringung von 30 % werden demnach 15 E-Fahrzeuge bzw. private (heimische) Ladestationen zugeordnet.*

Diese Vorgehensweise geht sowohl auf der NS- als auch auf der MS-Ebene von einer räumlich gleichmäßig verteilten Durchdringung innerhalb des jeweiligen Netzes aus. Naturgemäß kann es jedoch in einzelnen Netzabschnitten zu lokalen Häufungen von E-Fahrzeugen und demnach einer höheren EV-Durchdringung kommen, weshalb dieser Ansatz zu einer Unterschätzung der auftretenden Last führen kann. Gleichzeitig erfolgt durch diesen Ansatz die Verortung sämtlicher E-Fahrzeuge auf der NS-Ebene, wodurch diese wiederum durchaus konservativ betrachtet wird: Private Park- und in weiterer Folge Lademöglichkeiten sind vor allem im städtischen Raum gering, weshalb Fahrzeugbesitzer oft auf öffentliche Ladestationen, die zum Teil in der MS-Ebene angeschlossen sind, angewiesen sind. Da öffentliches Laden innerhalb dieser Studie vernachlässigt wird, werden sämtliche E-Fahrzeuge sowohl von der MS- als auch von der NS-Ebene versorgt.

Basierend auf der beschriebenen geographischen Verortung der E-Fahrzeuge, erfolgte nun die Berechnung der zu erwartenden Netzlasten aufgrund zukünftiger E-Mobilität anhand eines zweistufigen Verfahrens: Im ersten Schritt wurden Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF) ladender E-Fahrzeuge auf Basis von Zeitreihen mittels realer Mobilitätsdaten modelliert. Diese dienen bei statischen Netzberechnungen der Abschätzung maximal auftretender Auslastungen durch eine Häufung von Lasten gleichen Typs (Maximallast und Charakteristik). In der vorliegenden Studie werden GZF eingesetzt, um bei gegebener Durchdringung durch E-Fahrzeuge im betrachteten Netzabschnitt die maximale auftretende Ladeleistung abzuschätzen. Im Folgenden wird vorerst ein kurzer Überblick über die in der Literatur vorhandenen GZF gegeben und anschließend die Methodik und Datengrundlage, die in dieser Studie angewandt wurde, erläutert.

Anudi et al. [28] ermittelten GZF basierend auf einer statistischen Auswertung von Ladevorgängen. Es wurden an 72 privaten und 54 gewerblichen Ladestationen Messungen in einer 10-minütigen Auflösung durchgeführt. Zur Errechnung der GZF wurden für die Anzahl von 10, 21, 32, 43, und 54 Fahrzeugen, je 10 Ziehungen aus der Grundgesamtheit durchgeführt und ausgewertet. Es wurden minimale, maximale und durchschnittliche GZF für alle untersuchten Flottengrößen ausgewertet. Wieland et al. [29] basierten ihre probabilistische Analyse der Ladevorgänge auf einer Datenbasis von

öffentlichen/halböffentlichen und betrieblichen Ladepunkten im Großraum Graz. Die ausgewerteten Ladepunkte umfassen zum größten Teil betriebliche und halböffentliche Ladestellen. Schober [30] hat in seiner Masterarbeit GZF basierend auf Ladeprofilen für private Nutzung (Laden Zuhause nach letzter Wegstrecke) erstellt. Als Grundlage dienten dazu die Verteilungsfunktionen für Weglängen und Ankunftszeiten. Die Weglängen basierten auf einer statistischen Erhebung spezifisch für Vorarlberg [31], die Ankunftszeiten waren aus 40 GPS-Fahrprofilen im Rahmen einer Dissertation von Nobis abgeleitet [32]. Leitinger und Litzlbauer [33] nutzten 3.500 Tagesdatensätze der niederösterreichischen Mobilitätserhebung [34] um Gleichzeitigkeitskurven inklusive glatter Näherungskurven zu erstellen. Es wurden 20.000 Wiederholungen pro betrachteter Fahrzeuganzahl durchgeführt, um deren GZF zu ermitteln. Der Arbeitskreis Verteilernetze bei Österreichs Energie [35] veröffentlichte GZF für tariflich stark beeinflusstes Laden unter flexiblen Energietarifen und unincentiviertes Laden ohne flexible Tarife. Die dokumentierten GZF weisen abhängig von der tariflichen Ausgestaltung eine starke Schwankungsbreite auf (nahezu eine Verdreifachung der GZF bei 300 Ladestellen durch eine Tarifflexibilisierung).

Methodisch erscheint das Vorgehen, möglichst große statistisch erfasste Grundgesamtheiten als Basis für die Erstellung von Gleichzeitigkeitskurven zugrunde zu legen, nach der Analyse vorangegangener Arbeiten empfehlenswert. Ebenso scheint es ratsam, nicht nur Mittelwerte zu betrachten, sondern das Maximum der auftretenden GZF anzugeben. Die zugrunde gelegten Daten sollten vor allem die Ladung in Niederspannungsnetzen durch einzelne Ladestellen im privaten Bereich abbilden, da diese für den Netzbetreiber schlagend zu werden drohen. Eine geschlossene glatte Näherungskurve erleichtert die Errechnung der Gleichzeitigkeit, sollte jedoch nur im Bereich über einer signifikanten Anzahl an E-Fahrzeugen erfolgen, um die Ergebnisse nicht zu verfälschen. Im Folgenden soll die für diese Studie gewählte Berechnungsmethodik beschrieben werden. Der Gleichzeitigkeitsfaktor  $GZF$  der  $n_{EV}$  E-Fahrzeuge mit den auftretenden Ladeleistungen  $P_i$  ausgewertet über alle Zeiten  $t$  ist gegeben durch:

$$GZF(n_{EV}) = \frac{\max_t \sum_{i=1}^n P_i(t)}{\sum_{i=1}^n \max_t P_i(t)} .$$

Mittels der Berechnung des GZF für eine unterschiedliche Anzahl an E-Fahrzeugen wurden Kurven für unterschiedliche Ladeleistungen in folgender Form erstellt, die für ganzzahlige Werte der Ladestellen  $n_{EV}$  eine Berechnung der Gleichzeitigkeit  $G$  erlauben:

$$G(n_{EV}) = \begin{cases} 1, & n_{EV} \leq n_{GW} \\ c_1 * (n_{EV} - 1)^{c_2} + c_3, & n_{EV} > n_{GW} \end{cases} ,$$

wobei hier die Parameter  $c_1, c_2, c_3, n_{GW}$  durch Fehlerminimierung zu fixieren sind. Anschließend wurden die durch die beiden Analysen erstellten Parameter gemittelt. Die errechneten Funktionen sind in Abbildung 2 dargestellt, die zugehörigen Parameter in Tabelle 3 angeführt. Neben einer Ladeleistung von 11 kW wurden GZF für die Ladeleistungen von 5,5 kW und 3,68 kW erstellt, um bei Bedarf für die Untersuchung von Auswirkungen einer reduzierten Ladeleistung zur Verfügung zu stehen. Die ermittelten GZF für eine Ladeleistung von 11 kW sind in sehr guter Übereinstimmung (Abweichungen unter 1 %) mit der in der TAEV2020 [36] ermittelten Gleichzeitigkeit.

Tabelle 3: Ermittelte Parameter und Koeffizienten für die glatten Gleichzeitigkeitskurven für Ladeleistungen von 11 kW, 5,5 kW und 3,68 kW

Parameter	Ladeleistung		
	11 kW	5,5 kW	3,68 kW
$C_1$	2,341	2,028	1,926
$C_2$	-0,773	-0,564	-0,515
$C_3$	0,198	0,204	0,250
$n_{GW}$	5	6	7

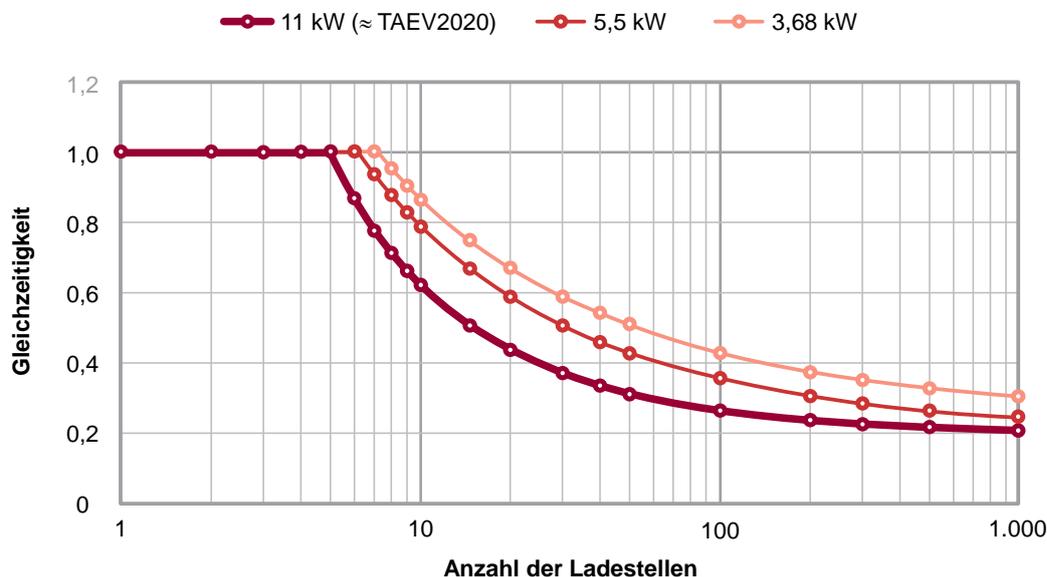


Abbildung 2: Ermittelte Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Ladeleistungen von 11 kW, 5,5 kW und 3,68 kW

Es wurden zwei unterschiedliche Ansätze zur Berechnung von GZF durch den Lehrstuhl für Energieverbundtechnik der Montanuniversität Leoben, sowie dem Forschungszentrum Energie der Fachhochschule Vorarlberg verfolgt. Beide Methoden dienen der Ermittlung von GZF für ungesteuertes Laden zu Hause, um den gewählten Annahmen (wie oben beschrieben) gerecht zu werden. Sie sollen hier kurz beschrieben werden.

Der Ansatz der Montanuniversität Leoben basiert auf den Ergebnissen aus Lastfluss-Simulationen typischer Verteilnetze / Ortsnetzstationen mit unterschiedlichen Durchdringungen von E-Fahrzeugen. Mit Hilfe stochastischer Zeitreihensimulationen über einen Simulationszeitraum von insgesamt 100 Wochen wurden die GZF (unkontrolliert) ladender E-Fahrzeuge realitätsnah abgebildet. Zu diesem Zweck wurden neun Niederspannungsnetzmodelle in drei unterschiedlichen Netzregionen (Stadt, Vorstadt und Land) zur Verfügung gestellt. In Abhängigkeit der Kundenanzahl (Anzahl an H0, G0-7, L0-3 Profilen) wurde die Anzahl der Fahrzeuge und in weiterer Folge die Anzahl der E-Fahrzeuge für eine Durchdringung von 20 % für jeden Anschlusspunkt abgeschätzt. Für jedes dieser E-Fahrzeuge wurden folgende Parameter mit Hilfe eines stochastischen Ansatzes basierend auf statistischen

Daten und Zufallszahlen ermittelt: Ankunftszeit<sup>10</sup>, zurückgelegte Wegstrecke [37], Batteriekapazität, spezifischer Verbrauch sowie der Ladewirkungsgrad [38]. Mittels der Verknüpfung dieser Parameter mit gemessenen Ladekurven von 21 unterschiedlichen EV-Modellen konnten unter Berücksichtigung variierender Ladeleistungen (3,68, 5,5 und 11 kW) zeitlich aufgelöste Ladeprofile über einen Zeitraum von 100 Wochen modelliert werden. Diese wurden schließlich für drei unterschiedliche Anknüpfungspunkte – Trafostationsebene, NS-Strangebene und Kundenanschlussebene – im Netz aggregiert, um den GZF für eine unterschiedliche Anzahl an E-Fahrzeugen gemäß der oben genannten Formel zu bestimmen. Trotz der zeitlichen Streuung der ermittelten GZF (vor allem bei geringer EV-Anzahl), sind die aufgezeigten Unterschiede hinsichtlich diverser Netzregionen (Stadt, Vorstadt und Land) gering. Dies resultiert aus ähnlichen Mobilitätsdaten, die für dieses Verfahren Anwendung fanden: Während einheitliche Ankunftszeitverteilungen herangezogen wurden, dienten die Wegstreckenverteilungen unterschiedlicher Kategorien (Großstadt ohne Wien, zentrale Bezirke und periphere Bezirke) als Datengrundlage [37]. Dennoch weisen diese eine zu geringe Differenzierung auf, wodurch vor allem im ländlichen Raum Bedarf an realitätsnahen Mobilitätsdaten herrscht.

Der Ansatz der FH Vorarlberg nutzt ausschließlich die Daten der Studie „Österreich unterwegs“ [37] und berechnet die GZF anhand einer rein probabilistischen Betrachtung des Nutzerverhaltens. Als Datengrundlage wurde Österreich Unterwegs als die den Autoren größte bekannte Mobilitätsrecherche der vergangenen Jahre in Österreich genutzt [37]. Diese erlaubt es Fahrten des motorisierten Individualverkehrs zu extrahieren und den Wegzweck zuzuordnen. Nach Bereinigung des Datensatzes durch Ausschluss inkonsistenter Daten, konnte ein Datensatz mit 15.435 privaten Fahrprofilen erzeugt werden, also Fahrten die außer jenen zur/von der Arbeitsstätte lediglich private Nutzungszwecke auswiesen. Hinsichtlich der Verfügbarkeit wurde zu allen Zeiten nach einem Wegzweck nach Hause angenommen, dass das Fahrzeug an der Ladestelle zuhause zur Ladung bereit ist. Basierend auf der Wegstrecke wurde mithilfe des spezifischen Verbrauchs von  $\eta = 15 \frac{\text{kWh}}{100 \text{ km}}$  und einer konstanten Ladeleistung von  $P_{EV} = 3,68 \text{ kW}, 5,5 \text{ kW}, 11 \text{ kW}$ , sowie einem Ladewirkungsgrad von  $\eta_L = 0,9$  die maximale Ladedauer errechnet, die in den Zeiten der Verfügbarkeit umgesetzt wurde. Es wurde eine konstante maximale Ladeleistung angenommen. Bei Ladezeiten über 24 Uhr hinaus, wurden die resultierenden Ladeleistungen am Beginn des Tagesprofils überlagert. Dadurch konnten 24h-Profile erzeugt werden. Es wurden GZF für folgende Anzahlen von Fahrzeugen errechnet:  $n_{EV} = 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 20, 50, 100, 300, 500, 1000$ . Es wurden pro zu betrachtender Anzahl 30.000 zufällige Ziehungen vorgenommen und jeweils die maximale auftretende Gleichzeitigkeit evaluiert. Anschließend wurden Koeffizienten für eine glatte Näherungsfunktion, wie oben beschrieben, durch Minimierung der Summe der Fehlerquadrate bestimmt.

### **Übertragung der Gleichzeitigkeiten auf die Mittelspannung**

Für die Berechnung der EV-Netzlasten auf der MS-Ebene wurde ein konstanter GZF von 0,2 (siehe Abbildung 2) unabhängig von der Anzahl an E-Fahrzeugen gewählt, siehe Abbildung 2. Dies erfolgt unter der Annahme, dass sowohl bei einer zehn- als auch bei einer dreißigprozentigen EV-Durchdringung im gesamten MS-Netz über 250 E-Fahrzeuge versorgt werden. Obwohl diese Annahme für die Betrachtung einzelner HS/MS-Umspannwerke zutrifft, werden potenzielle Netzlasten an einzelnen ONS vor allem in ländlichen bzw. dünn besiedelten Regionen mit einer geringeren Kunden- bzw. EV-Anzahl und einer damit verbundenen höheren Gleichzeitigkeit unterschätzt. Während die Verortung

<sup>10</sup> Verkehrsanalysen durchgeführt im Rahmen des FFG-Projekts Move2Grid (2017)

sämtlicher E-Fahrzeuge auf der NS-Ebene zu einer Überschätzung führt, kann es basierend auf einen einheitlichen Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,2 zu einer Unterschätzung auf der MS Ebene führen.

Mit Hilfe der modellierten Gleichzeitigkeitsfaktoren wurde schließlich in einem zweiten Schritt die maximal resultierende Summenleistung für jede ONS (Berechnung der MS-Ebene) und jeden Strang (Berechnung der NS-Ebene) in Abhängigkeit der EV-Durchdringung ermittelt. Um GZF der NS-Ebene zu ermitteln, wurden zwei unterschiedliche Ansätze je nach zur Verfügung stehenden Datengrundlage gewählt (Tabelle 4): Für die Ermittlung des GZF eines Strangs (GZF nach Strang) wurde dessen EV-Anzahl herangezogen und für die Betrachtung sämtlicher E-Fahrzeuge innerhalb dieses Strangs angewandt. Im Gegensatz dazu, werden für die GZF-Berechnung nach Trafo sämtliche E-Fahrzeuge der jeweiligen ONS berücksichtigt und für die Analyse der ONS eingesetzt. Die EV-Summenleistung ergibt sich schließlich aus der Multiplikation der Anzahl an E-Fahrzeugen in Abhängigkeit der EV-Durchdringung, deren GZF und der verfügbaren Ladeleistung. Die aggregierte Leistung der ladenden E-Fahrzeuge wird ausschließlich mit einem Leistungsfaktor von 1 (keine Berücksichtigung des Blindleistungsbedarfs) aliquot den Anschlusspunkten der ONS bzw. des Strangs zugeordnet.

**Beispiel 2:** Für die in Beispiel 1 betrachtete ONS mit insgesamt 100 Anschlusspunkten, einem berechneten Bestand von 15 E-Fahrzeugen, dem entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,5 und einer verfügbaren Ladeleistung von 11 kW resultiert dieses Berechnungsschema in einer EV-Summenleistung von 83 kW. Dies entspricht einer Leistung von 0,83 kW pro Anschlusspunkt, die zu der jeweiligen Leistung im Starklastfall addiert wird.

Der angewandte statische Berechnungsansatz ermittelt die maximal auftretende Netzlast und basiert auf den internen Planungsrichtlinien der jeweiligen Netzbetreiber. Somit stellen die im Rahmen dieser Studie ermittelten Netzsituationen netzplanerische Werte dar, welche durchaus von realen Betriebswerten abweichen können. Das zeitliche Verhalten mehrerer Verbraucher desselben Verbrauchertyps (z. B. Haushalte) wird mit Hilfe von GZF berücksichtigt. Allerdings beruht der verwendete Berechnungsansatz auf der Annahme, dass die Lastspitzen sämtlicher Verbrauchertypen (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und EV) zum selben Zeitpunkt des Tages auftreten und sich überlagern. Für die exemplarische Berechnung der Summenleistung eines Strangs mit insgesamt vier Haushalten (GZF für Haushalte wurden individuell vom VNB gewählt) inkl. vier E-Fahrzeugen (GZF von 1, siehe Abbildung 2) wurde aufgrund des gewählten Lastansatzes die zeitliche Überlagerung zwischen Haushalts- und EV-Lastspitze für alle vier Haushalte angenommen. Auch hier ist zu erwarten, dass reale Betriebswerte unterhalb derer im gewählten Ansatz liegen können. Um die zeitliche Überlagerung mehrerer Verbrauchertypen zu berücksichtigen, müssten verbrauchertypenübergreifende Gleichzeitigkeitsfaktoren unter Beachtung des zeitlichen Nutzerverhaltens bestimmt werden. Für die Berechnung des genannten Beispiels müsste dementsprechend der GZF für vier Haushalte und vier EV mit Hilfe einer kombinierten GZF-Modellierung ermittelt werden, um das zeitliche Zusammenspiel zwischen diesen realitätsnah abzubilden. Im Rahmen dieser Studie wurde das zeitliche Zusammenspiel unterschiedlicher Verbrauchertypen nicht berücksichtigt und im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung von einer Überlagerung der Lastspitzen ausgegangen.

### **Berechnung der Netzeinspeisung aufgrund zukünftiger Photovoltaikanlagen (PV2030)**

Die geographische Verteilung der geplanten PV-Einspeisung (Bestand Ende 2019 multipliziert mit acht, siehe A.1 Generelle Einleitung) erfolgte mit Hilfe von drei unterschiedlichen Ansätzen in

Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Datengrundlage (Tabelle 4). Zu diesem Zweck wurde die bestehende installierte PV-Einspeiseleistung ( $W_p$ ) im Jahr 2019 (Bestand) für jedes Verteilernetz (Ansatz 1), jedes HS/MS-Umspannwerk (Ansatz 2) bzw. jede Ortsnetztrafostation (Ansatz 3) identifiziert. Die Umrechnung zwischen Anlagennennleistung ( $W_p$ ) und resultierender Netzeinspeisung ( $W_{real}$ ) erfolgte mittels eines angenommenen Leistungsverhältnisses von 85 %<sup>11</sup>. Letztere wurde schließlich mit dem Faktor acht multipliziert, um die angestrebte Netzeinspeisung im Jahr 2030 zu ermitteln. Falls bestehende PV-Anlagen in den genannten Planungsrichtlinien für den Schwachlastfall inkludiert sind, ist ein Multiplikationsfaktor von sieben anzuwenden (Zubau um Faktor sieben) – falls diese als tatsächliche Netzeinspeisung ( $W_{real}$ ) inkludiert ist, fällt auch die Berücksichtigung des Leistungsverhältnisses weg. Großanlagen, die für den gewählten Zeitraum bis 2030 bereits eingeplant sind, wurden von Verteilernetzbetreibern individuell berücksichtigt.

**Beispiel 3** (Berechnung der PV-Einspeisung gemäß Ansatz 1; Bestand ist **nicht** Teil des Schwachlastfalles): *In einem Verteilernetz mit einer PV-Anlagennennleistung von 58,8 MW<sub>p</sub> bzw. einer realen Netzeinspeisung von 50 MW<sub>real</sub> im Jahr 2019 ergibt die Berechnung gemäß Ansatz 1 eine reale angestrebte Netzeinspeisung von 400 MW<sub>real</sub> im Jahr 2030.*

**Beispiel 4** (Berechnung der PV-Einspeisung gemäß Ansatz 2; Bestand ist **nicht** Teil des Schwachlastfalles): *Für ein HS/MS-Umspannwerk mit einer bestehenden installierten PV-Anlagennennleistung von 5,9 MW<sub>p</sub> ergibt die Berücksichtigung des Leistungsverhältnisses von 0,85 sowie der Zubau um den Faktor sieben eine reale Netzeinspeisung von 40 MW<sub>real</sub> im Jahr 2030.*

**Beispiel 5** (Berechnung der PV-Einspeisung gemäß Ansatz 3; Bestand ist **nicht** Teil des Schwachlastfalles): *Die Berechnung für eine ONS mit einer bestehenden PV-Anlagennennleistung von 100 kW<sub>p</sub> ergibt gemäß Ansatz 3 eine reale Netzeinspeisung von 680 kW<sub>real</sub> im Jahr 2030.*

Die Zuordnung der geplanten PV-Einspeisung auf die Netzebenen 5, 6 und 7 wurde von jedem Verteilernetzbetreiber für sein Versorgungsgebiet individuell gewählt. Basierend auf der Anzahl an Hausanschlusspunkten pro Station, Umspannwerk oder Versorgungsgebiet (siehe Tabelle 4) wurde schließlich die reale Einspeiseleistung pro Haushalt der Netzebenen 5, 6 und 7 abgeschätzt. Für die Netzsimulation wurde diese je nach interner Planungsrichtlinie mit einem Leistungsfaktor  $\cos(\varphi)$  von 0,95 (untererregt) bzw. einem Leistungsfaktor  $\cos(\varphi)$  von 1,0 (siehe Tabelle 4) dem jeweiligen Schwachlastfall überlagert. Für die Berechnung der NS-Ebene wurde die PV-Einspeiseleistung pro Haushalt für die Netzebenen 6 (Zuordnung auf die Niederspannungs-Sammelschiene der ONS) und 7 (aliquote Verteilung auf alle Haushalte) herangezogen. Die MS-Ebene wurde hingegen unter Berücksichtigung der Netzebenen 5 (aliquote Verteilung auf alle Stationen), 6 und 7 (Zuordnung auf die jeweilige Mittelspannungs-Sammelschiene der ONS) simuliert.

Analog zur Berechnung der EV-Lasten, wird aufgrund des gewählten Berechnungsansatzes das zeitliche Zusammenspiel zwischen bestehenden Netzlasten und zukünftiger PV-Einspeisung vernachlässigt bzw. von einer Überlagerung des Schwachlastfalles und der PV-Spitzeinspeisung ausgegangen.

---

<sup>11</sup> Empirische Ermittlung (C. Panhuber, 2009, ehemals Leiter Sparte Solarelektronik Fronius International GmbH)

### D.3 Netzberechnungswerkzeuge und -ansätze

Die Berechnungen der einzelnen Verteilnetzbetreiber wurde je nach zur Verfügung stehender Tools und Möglichkeiten bzw. gängiger Praxis umgesetzt. Grob kann zwischen wenigen Methoden unterschieden werden, wobei die Ausführung in unterschiedlichen Applikationen bewerkstelligt werden kann und der Detaillierungsgrad der Berechnungen je nach Datenlage stark unterschiedlich ausgeprägt ist.

Tabelle 4 gibt einen Überblick über die gewählten Ansätze und Annahmen der einzelnen VNB. Im Folgenden sollen die einzelnen tabellarisch zusammengetragenen Ausprägungen und Aspekte erläutert werden:

**Methode Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze:** In der Praxis werden die Berechnungen meist getrennt für Nieder- (NE 6, 7) und Mittelspannungsnetze (NE 5) durchgeführt und oftmals auch in unterschiedlichen Tools bewerkstelligt, dadurch ist es zielführend die Ansätze hinsichtlich dieser Anwendungsdomäne unterschiedlich zu klassifizieren.

**Statische und zeitreihenbasierte Lastflussberechnungen:** Grundsätzlich gilt es statische und zeitreihenbasierte Lastflussberechnungen zu unterscheiden. Statische Lastflussberechnungen stützen sich auf die Annahme über GZF (wie in D.2 Einheitliche Annahmen und Lastansätze definiert) basierend auf der Evaluation von Stark- und Schwachlastfall die Netze zu beurteilen. Diese Methode erlaubt eine vollumfängliche Umsetzung der im Konsortium erstellten Methodik, wie oben beschrieben. Im Konsortium eingesetzte Tools für die Berechnung von Niederspannungsnetzen umfassen *MATLAB*, *PowerFactory*, *NEPLAN*, *Direct Power Analysis* und von Mittelspannungsnetzen *NEPLAN* und *PSS Sincal*.

Bei zeitreihenbasierten Lastflussberechnungen hingegen wird die zusätzliche Last durch die Elektromobilität nicht aufgrund von Gleichzeitigkeitsfaktoren und einer Gleichverteilung in die bestehenden Netze integriert, sondern eine zufällige Verteilung einzelner Fahrzeuge im Netzgebiet angenommen, um diese einzelnen Lasten über zeitlich aufgelöste Profile darstellen zu können. Bei der PV Integration verhält es sich analog dazu, hierzu werden die Erzeugungsanlagen zufällig im Netzgebiet verteilt. Der betrachtete Simulationszeitraum umfasst üblicherweise ein volles Jahr. Das einzige im Konsortium eingesetzte Tool zur zeitreihenbasierten Lastflusssimulation ist die Software *envelio Intelligent Grid Platform*.

**Simulierte Netzgebiete: Repräsentative Netzabschnitte und Massensimulationen:** Ein weiterer wichtiger Unterschied in der Methodenwahl stellt die Auswahl der zu simulierenden Netzgebiete dar. Je nach Datenverfügbarkeit und verwendeter Software kann hier entweder eine Massensimulation oder lediglich einzelne repräsentative Netzabschnitte betrachtet werden. Im Falle von Massensimulationen wird eine signifikante Anzahl von Netzen simuliert, die es erlaubt, davon auszugehen, dass alle auftretenden Spezifika einzelner Netzabschnitte abgebildet wurden. Basieren die Ergebnisse hingegen auf Simulationen einzelner repräsentativer Netzabschnitte (einzelne Ortsnetzstationen bzw. Mittelspannungsnetze), wird versucht, eine Auswahl typischer Netze zu bewerkstelligen und in die Kategorien der Ausfall- und Störstatistik in Land, Vorstadt und Stadt unterteilt. Die Ergebnisse werden aufgrund der Annahme der Ähnlichkeit in den Kategorien der Ausfall- und Störstatistik auf das gesamte Netzgebiet skaliert.

**Methode der Lastskalierung:** Neben diesen klassischen Netzberechnungsansätzen zur statischen oder zeitreihenbasierten Lastflussberechnung kamen ebenso tabellenbasierte Methoden zur Abschätzung der auftretenden Last in den Szenarien zum Einsatz. Die gewonnenen Schätzungen dienten in weiterer Folge als Grundlage, um die durch die Szenarien verursachten zusätzlichen Kosten zu berechnen. Hierzu wurden von den VNB Excel-basierte Kalkulationen in unterschiedlichem Detaillierungsgrad erstellt, die mittels den von den VNB intern erarbeiteten und spezifischen Abschätzungen parametrisiert wurden. Oftmals werden hier die Versorgungskapazitäten einzelner Stationen abgeschätzt und dann überprüft, ob bei den sich aus den Szenarien ergebenden zusätzlichen Lasten und Einspeisern Grenzwertverletzungen auftreten. Ebenso kam hierbei die Green-Field-Methode zum Einsatz, die eine Projektierung des gesamten Netzes von Grund auf umfasst, um die nötigen Kapazitäten zur Verfügung zu stellen. Die Methode der Lastskalierung basiert somit sehr stark auf Erfahrungswerten der einzelnen Netzbetreiber und der realistischen Einschätzung bestehender Infrastruktur. In einzelnen Fällen wurde der Ansatz der Lastskalierung mit der Simulation repräsentativer Netzabschnitte gekoppelt, um die Zuverlässigkeit der Ergebnisse zu erhöhen, dies ist dementsprechend in Tabelle 4 ersichtlich.

**Annahmen EV / Verteilung der Lasten, Gleichzeitigkeitsfaktoren:** Es wird bei der Zuordnung der zusätzlich in den Szenarien auftretenden Lasten unterschieden, da diese wie oben beschrieben homogen auf alle Anschlusspunkte oder auch zufällig nach gegebener Verteilung auf einzelne Anschlusspunkte erfolgen kann. Bei der zufälligen Zuordnung werden entweder Verteilungsfunktionen zugrunde gelegt, die zu erwartende Verteilung im Netzgebiet des VNB angibt, oder zufällige Anschlusspunkte ausgewählt, um zeitreihenbasierte Berechnungen zu ermöglichen. Wie in D.2 (Einheitliche Annahmen und Lastansätze) beschrieben, gilt es weiteres zu unterscheiden, ob die Gleichzeitigkeit auf die Anzahl der Ladestellen bezogen auf den Strang (ONS Abzweig) oder auf alle Ladestellen im Versorgungsgebiet der ONS ermittelt wird. In ist der hier gewählte Ansatz durch die Unterscheidung in GZF nach Strang, bzw. GZF nach Trafo erfasst.

**Annahmen PV / Verwendeter Leistungsfaktor und Zuordnung Lastzuwachs:** Es wird der angenommene Leistungsfaktor der PV angegeben ( $\cos(\varphi)$  von 0,95 (untererregt) oder 1), sowie auf welche Gesamtheit die Leistungszunahme der installierten PV Leistung von acht bezogen wird (das gesamte Netzgebiet, das Umspannwerk, oder die Ortsnetzstation), wie oben (D.2) bereits ausführlich beschrieben.

Die durchgeführten Berechnungen der einzelnen zu betrachtenden Szenarien (EV10, EV30, PV2030) führen in einzelnen Netzabschnitten zu Spannungsbandverletzungen, Überschreitungen zulässiger thermischer Belastungen von Leitungen und Leistungsgrenzen von Transformatoren. Gemäß den bei den VNB bestehenden Strategien und definierten Prozessen zur Netzertüchtigung werden folglich nötige Schritte geplant und bewertet. Die so abgeschätzten nötigen Netzertüchtigungen erlauben es dann, eine Kostenabschätzung durchzuführen, die im Detail in den folgenden Kapiteln beschrieben wird.

Wesentlich ist hier zu erwähnen, dass einzelne VNB Annahmen getroffen haben, um dem aktuellen Stand ihrer internen Planung von Investitionen gerecht zu werden. So wurden einzelne zuvor geplante Investitionen in neue Umspannwerke bereits berücksichtigt. Einzelne VNB entschieden sich

dafür, die üblichen und bestehenden Netzreserven je nach eigenen Planungsrichtlinien zu erhalten. In diesem Fall werden die Netzertüchtigungen dementsprechend projiziert. In anderen Fällen wurden die bestehenden Netzreserven durch die Integration der PV und E-Fahrzeuge aufgebraucht, oftmals war dies durch die gewählte Berechnungsmethode nicht anders möglich.

Tabelle 4: Übersicht der von den beteiligten Verteilnetzbetreibern (VNB1 bis VNB15) gewählten Netzberechnungsansätze

	Methode NS Netze				Methode MS Netze				Annahmen EV				Annahmen PV						
	Zeitreihenbasierte Lastflussberechnung	Statische Lastflussberechnung	Repräsentative Ortsnetze	Massensimulation Ortsnetze	Lastskalierung	Zeitreihenbasierte Lastflussberechnung	Statische Lastflussberechnung	Repräsentative Netze	Massensimulation	Lastskalierung	Homogene Verteilung	Zufällige Zuordnung	GZF nach Strang	GZF nach Trafo	$\cos(\varphi)=0,95$	$\cos(\varphi)=1$	Stations-spezifische Aufteilung	UW-spezifische Aufteilung	Gesamthafte Aufteilung
VNB1		X		X			X		X		X		X		X		X		
VNB2						X		X		X			X		X				X
VNB3		X	X			X	X			X				X					X
VNB4		X		X					X	X				X				X	
VNB5																			
VNB6		X		X			X		X	X			X						X
VNB7					X				X	X			X		X				X
VNB8		X		X		X		X		X		X		X					X
VNB9		X		X	X	X			X	X		X							X
VNB10	X			X		X		X			X								X
VNB11					X				X	X									X
VNB12		X	X			X	X			X			X		X		X		
VNB13		X	X			X	X			X			X	X			X		
VNB14		X	X			X	X			X			X					X	
VNB15			X		X		X		X		X		X						X

### Konzepte zur Hochskalierung auf das gesamte Versorgungsgebiet einzelner Netzbetreiber:

Je nach gewählter bzw. verfügbarer Berechnungsmethode ist eine Hochskalierung der Ergebnisse auf das gesamte Versorgungsgebiet des jeweiligen Verteilnetzbetreibers notwendig. Diese Hochskalierung ist bei der Methode der Modellnetzberechnung notwendig und bezieht sich auch ausschließlich auf diese. Bei einer flächendeckenden Simulation und der statistischen Methode der Lastskalierung ist eine Hochskalierung der Ergebnisse nicht notwendig.

Die Ergebnisse der Netzberechnungen der einzelnen Verteilnetzbetreiber wurden linear auf das gesamte Versorgungsgebiet hochskaliert. Dazu wurden für Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze Verstärkungen auf Basis der verstärkten Ortsnetzstationen, Transformatoren und Leitungen

aus den Berechnungen ermittelt. Für die 110-kV–Leitungen und die zusätzlichen Erfordernisse für 110-kV/MS-Umspannwerke wurden Verstärkungen auf Basis individueller Abschätzungen der VNB berücksichtigt.

Je nach Netzbetreiber wurden dabei eine unterschiedliche Anzahl an Netzen für die Skalierung herangezogen. Die Anzahl der Netze zur Berechnung wurde dabei auf Basis der unterschiedlichen Netztopologien sowie der Berechnungsmöglichkeiten des jeweils verwendeten Tools gewählt. Bei der Methode der repräsentativen Netze wurden zwischen 0,5 % und 3 % der Netze auf das Gesamtnetz hochgerechnet. Damit sind die Ergebnisse der Kosten in umfassendem Maße von den gewählten Netzen abhängig. Eine einheitliche Vorgabe über die Auswahl der entsprechenden Netze wurde im Rahmen der Ausarbeitungen nicht getroffen, sondern je nach Netzgebiet spezifisch aufgrund der Erfahrungen der Netzbetreiber gewählt. Grundsätzlich war vorgesehen, das Verhältnis von ländlichen und städtischen (nach der Ausfall- und Störstatistik) so zu wählen, dass diese dem Gesamtverhältnis der Netze entspricht.

#### **D.4 Kostenbewertungsansatz**

Auf Basis der durchgeführten Simulationsrechnungen wurden die Gesamtkosten für den Netzausbau aus den einzelnen Simulationsrechnungen der verschiedenen PV- und EV-Szenarien eruiert. Dazu wurden sowohl Netzrestrukturierungsmaßnahmen für die MS-/NS-Ebene sowie für Umspannwerke (N3-NE4) berücksichtigt:

Netzrestrukturierungsmaßnahmen in der MS-/NS-Ebene (NE 7 - NE 5), wie z.B.:

- Notwendige Leitungsverstärkungen (NS-Ebene),
- Erhöhung der Transformatornennleistungen bestehender ONS, etwaige Zusatzkosten (Verlegung von Netztrennstellen, ONS-Umbau oder -Neubau, Grundstückskosten, usw.),
- Notwendiger Neubau oder Leitungsverstärkungen (MS-Ebene),
- Verlegung von Netztrennstellen.

Netzrestrukturierungsmaßnahmen in den Umspannwerken (NE 4 – NE 3), wie z.B.:

- Neubau sowie Erweiterung bestehender MS-Schaltanlagen, sowie
- erforderliche Aufteilungen bestehender MS-Abzweige im Normalschalt- und im Ersatzversorgungszustand inkl. notwendiger Erdschlusslöschspulen,
- Austausch leistungsstärkerer Umspanner (HS/MS-Ebene), aber auch
- Neubau zusätzlicher Umspannwerke,
- notwendiger Neubau oder Leitungsverstärkungen (HS-Ebene).

Die Kostenerhebung wurde von jedem teilnehmenden VNB selbst durchgeführt. Dabei wurden die eigenen Kostenansätze angewandt. Damit wurde sichergestellt, dass die Kostenbewertung möglichst nah an die tatsächlich erwarteten Kosten herankommt. Die Ausbaukosten für Leitungen im Verteilernetz wurden von den VNB auf Basis von Mischkostensätze berechnet. Für die Ertüchtigung von ONS wurden je nach Ertüchtigungsbedarf die Erhöhung der Transformatornennleistung sowie der Bau von neuen ON-Stationen berücksichtigt.

Jene Kosten für die Ertüchtigung des Höchstspannungsnetzes (220 kV und 380 kV) wurden von der APG gesondert berechnet. In den Kosten der APG sind ebenfalls die Kosten der VÜN (Vorarlberger

Übertragungsnetz GmbH) sowie Kosten für die 380-kV- und 220-kV-Netze in Wien und Tirol enthalten.

Die ermittelten Gesamtkosten der verschiedenen EV- und PV-Szenarien treten vorwiegend in der MS- und NS-Ebene auf. Aus diesem Grund wurden aus dem Regelinvestitionsbudget bis 2030 anrechenbare Investitionskosten ermittelt und von diesen anrechenbaren Regelinvestitionskosten insgesamt 20 % herangezogen, um damit die ermittelten Gesamtkosten des jeweiligen EV- und PV-Szenarios zu diskontieren.

Aufgrund der Lebensdauer energietechnischer Betriebsmittel im Bereich von 50 Jahren lässt sich dieser konservative Ansatz zur Diskontierung des jeweiligen Szenarios anhand der anrechenbaren Regelinvestitionskosten von 20 % erklären. Aus Sicht der Netzbetreiber erscheint die Annahme (20 %) auch sinnvoll, da die Mehrheit der Betriebsmittel buchhalterisch einen Nutzungszeitraum von 50 Jahren und damit im Betrachtungszeitraum von 10 Jahren der buchhalterische Lebensdauerverbrauch der Betriebsmittel 20 % beträgt. Eine entsprechende empirische Grundlage dafür wurde im Rahmen der Studie nicht geschaffen. Es bleibt zu beachten, dass in der Vergangenheit der Ausbau der Netze nicht gleichmäßig über die Jahre verteilt war und daher ein zukünftiger Tausch der Betriebsmittel dementsprechend auch nicht gleich verteilt sein wird. Zusätzlich ist darauf hinzuweisen, dass energietechnische Betriebsmittel nicht automatisch am Ende der buchhalterischen Lebensdauer getauscht werden.

Die folgenden Kostenpunkte der Regelinvestitionen wurden für die anrechenbaren Regelinvestitionskosten nicht herangezogen:

- Instandhaltung und Wartung bestehender Betriebsmittel
- Laufender und zukünftiger Smart-Meter-Rollout
- Maßnahmen für die #mission2030, die von Netzbetreibern bereits geplant wurden
- Maßnahmen der VNB im Kontext des Netzentwicklungsplans der APG

#### **D.5 Kostenbewertung für nicht mitwirkende VNB**

Neben der Ermittlung der Netzausbaukosten (Regelinvestitionskosten und zusätzliche Ausbaukosten aufgrund der politischen Ziele 2030) je Verteilernetzbetreiber mit Hilfe des in Kapitel D.4 (Kostenbewertungsansatz) beschriebenen Kostenbewertungsansatzes, wurden diese auf jedes Bundesland hochskaliert, um ein österreichweites Gesamtbild unter Einbeziehung regionaler Gegebenheiten zu gewährleisten. Mit einem Gesamtanteil von 87 % der versorgten Trafostationen bzw. 87 % der in Österreich vorhandenen Nieder- und Mittelspannungskunden wurde ein signifikanter Anteil der österreichischen Verteilernetze im Rahmen dieser Studie abgedeckt. Während die Netzausbaukosten der an dieser Studie mitwirkenden VNB in jedem Bundesland aggregiert wurden, bedurfte es einer Abschätzung der Kosten jener VNB, die entweder nicht Teil dieser Studie waren oder über keine Simulationsressourcen verfügten. Zu diesem Zweck, wurden die berechneten und aggregierten Kosten jedes Bundeslandes (nur VNB die selbst Berechnungen durchführten) sowohl auf der NS- als auch auf der MS-Ebene aliquot hochskaliert. Während auf der NS-Ebene die Anzahl an ONS herangezogen wurde, diente auf der MS-Ebene entweder die Anzahl oder die installierte Leistung der HS/MS-Umspannwerke als Skalierungsgrundlage.

**Beispiel 6:** Hochskalierung der NS- und MS-Ebene: Für ein fiktives Bundesland mit insgesamt drei Verteilernetzbetreibern, einer Gesamtanzahl von 12.000 ONS, 100 HS/MS-Umspannwerken mit einer installierten Summenleistung von 9 GW (Tabelle 5) soll diese Vorgehensweise exemplarisch dargelegt werden. VNB 1 mit insgesamt 9.000 ONS, 75 Umspannwerken mit einer installierten Gesamtleistung von 6 GW hat gemäß dem erläuterten Kostenbewertungsansatz folgende fiktive Kosten für das Jahr 2030 berechnet: 100 Mio. € auf der NS- und 120 Mio. € auf der MS-Ebene.

Tabelle 5: Exemplarische Anzahl an Ortsnetzstationen (ONS) sowie Anzahl und installierte Leistung der Umspannwerke für ein fiktives Bundesland

Gesamt	VNB 1	VNB 2	VNB 3	Summe
Anzahl ONS	9.000	2.000	1.000	12.000
Anzahl Umspannwerke	75	20	5	100
Installierte Umspannwerksleistung [GW]	6	2	1	9

Eine aliquote Hochskalierung der berechneten Kosten der NS-Ebene von VNB 1 auf das gesamte Bundesland anhand der Anzahl an ONS ergibt demnach einen Gesamtbetrag von 133,3 Mio. €. Die Hochskalierung der MS-Ebene anhand der Umspannwerksanzahl führt wiederum zu einer Summe von 160,0 Mio. €. Im Vergleich dazu ergibt die Hochskalierung - basierend auf der installierten Umspannwerksleistung - einen Gesamtbetrag von 180,0 Mio. € für die MS-Ebene.

Die dargelegte Form der Hochskalierung der Kosten pro Bundesland stellt einen vereinfachten Ansatz dar, der von einer homogenen Last- und Netzstruktur im gesamten Bundesland ausgeht. Jedoch weist, wie in Kapitel B.3 erläutert, die österreichische Verteilernetzinfrastruktur starke Heterogenität in Hinblick auf z. B. zu versorgenden Netzregionen (Stadt, Vorstadt und Land), Kundenanzahl und -struktur und topographische Unterschiede, auf. Dennoch muss festgehalten werden, dass der Großteil der VNB im Rahmen dieser Studie selbst Berechnungen in ihrem Versorgungsgebiet durchführte. So wurden 87 % der Trafostationen bzw. 87 % der in Österreich vorhandenen Anzahl der Nieder- und Mittelspannungskunden anhand der in dem Konsortium vertretenen VNB betrachtet. Die Hochskalierung auf Bundesländer mittels der genannten Methode weist daher durchaus Gültigkeit auf.

## D.6 Einbindung des Ausbaubedarfs des Übertragungsnetzes

Gemäß der gesetzlichen Verantwortung wird der Ausbau des österreichischen Übertragungsnetzes unter Zugrundelegung der energiewirtschaftlichen Entwicklungsprognosen vorausschauend, sicher und zuverlässig geplant. Im Rahmen des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E erfolgt eine koordinierte Netzausbauplanung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. APG ist seit 2010 intensiv an der Erstellung und Weiterentwicklung des TYNDP beteiligt. Auf Basis abgestimmter energiewirtschaftlicher Szenarien werden Markt- und Netzsimulationen für Europa durchgeführt, deren Ergebnisse zur Identifikation und Bewertung von Netzausbauprojekten herangezogen werden. Die Ergebnisse dieser europäischen Übertragungsnetzplanung finden sich im TYNDP der ENTSO-E, der erstmals im Juni 2010 veröffentlicht wurde. Die sechste Auflage, der TYNDP 2020 [39], wird Ende 2020 veröffentlicht<sup>12</sup>. Die im TYNDP genannten Übertragungsnetzprojekte von APG finden sich im

<sup>12</sup> <http://tyndp.entsoe.eu/>

Netzentwicklungsplan (NEP) wieder. Der NEP für die Regelzone APG mit einem 10-jährigen Ausblick wird seit 2011 jährlich erstellt und aktualisiert [40].

Die dem TYNDP und damit dem NEP zugrundeliegenden Methodik umfasst die Berücksichtigung einer kurzfristigen Prognose (n+5 Jahre) und langfristigen Szenarien für mehrere Zeithorizonte (z.B.: 2030 und 2040). Die Berechnungen für jeden Zeithorizont erfolgen anhand eines Jahreslaufs in einem Stundenraster von 8760 h. Der Umfang der Modelle umfasst dabei das gesamte Übertragungsnetz der ENTSO-E. Den eigentlichen AC-Lastflussberechnungen geht immer eine dementsprechende Marktsimulation für die notwendigen Eingangszeitreihen voraus. In diesem zweistufigen Prozess werden dabei bis zu 35 verschiedene Wetterjahre (abgebildet durch 3 repräsentative Wetterjahre) simuliert. Diesen Wetterjahren liegen unterschiedliche Zeitreihen für Wind, PV, natürlichen Zufluss und Temperatur (beeinflusst die Last signifikant) zugrunde und berücksichtigen ebenfalls eine technologische Entwicklung der einzelnen Erzeugungsarten. Die identifizierten Projekte aus diesem Planungsprozess werden in weiterer Folge mithilfe einer Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis eines Multikriterien-Ansatzes bewertet. (Siehe auch Kapitel 3 in NEP2020 [40])

Das für die Studie wesentliche Szenario ist hierbei „National Trends 2030“ (NT 2030). Maßgebend für die Szenarientwicklung ist die Einhaltung eines vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Budgets. Das Szenario NT 2030 kann als zentrales Szenario bezeichnet werden, da dieses Szenario auch die Entwürfe der nationalen Energie- und Klimapläne (NEKP) soweit als möglich bereits berücksichtigt. Es folgt daher auch dem EU 2030 Klima- und Energierahmen (32 % EE und 32,5 % Energieeffizienz) und den Zielen der Langzeitstrategie 2050 der Europäischen Kommission, des vorrangigen Klimaziels einer CO<sub>2</sub>-Reduktion von 80-95 % im Vergleich zum Niveau von 1990. Durch die Berücksichtigung der NEKP werden auch die Zielvorgaben der #mission2030 berücksichtigt.

Ein erster Schritt in der Studie war daher der Vergleich der aktuellen Planungsannahmen der APG für das Szenario NT 2030 für Photovoltaik (PV) und Elektromobilität (EV – Electric Vehicles) mit den in der Studie von den VNBs ermittelten Grundlegendaten und Methoden.

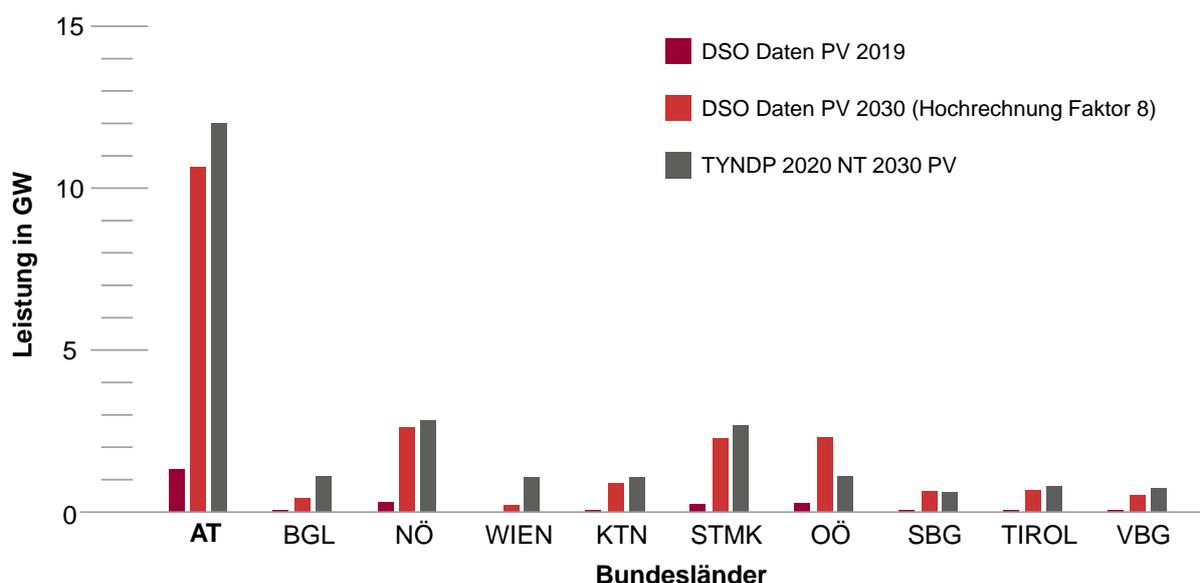


Abbildung 3: Gegenüberstellung Annahmen PV 2030 in der Studie dem TYNDP 2020 NT 2030 Szenario [40][39] (eigene Darstellung, MWp\*0,85; Daten entnommen aus NEP2020)

Wie aus Abbildung 3 ersichtlich, stimmt die Verteilung der PV-Anlagen in Österreich mit den Annahmen der VNB im Vergleich zu den Annahmen im Szenario NT 2030 sehr gut überein. Die Verschiebung der Verteilung der Anlagen von Oberösterreich (OÖ) nach Wien und Burgenland (BGL) in NT 2030 werden von den VNBs als wahrscheinlich eingestuft. Die höheren absoluten Annahmen im Szenario NT 2030 für PV gegenüber den VNBs unterstützen die Erkenntnisse und Schlussfolgerungen der Studie. Die Verteilung der Last inklusive EV im Szenario NT 2030 zeigt ebenfalls sehr gute Übereinstimmungen mit den Annahmen in dieser Studie. (siehe auch Anhang A in NEP2020 [40]).

Diese Übereinstimmung der Annahmen der Verteilung der PV und EV in der Studie und den bisherigen Annahmen für das Szenario NT 2030 des aktuellen TYNDP 2020 machen eine zusätzliche Sensitivitätsrechnung für das Übertragungsnetz der APG hinfällig. Die Erkenntnisse aus der bisherigen Netzausbauplanung der APG können somit direkt übernommen werden.

Daraus folgt, dass der im aktuellen NEP 2020 der APG identifizierte Netzausbaubedarf mit einem Investitionsvolumen von 3,1 Mrd. € ebenfalls bestätigt wird, wenngleich die im NEP 2020 angeführten Projekte und Netzausbauten noch NICHT vollständig mit den Zielzahlen (Einspeiseleistungen) und Szenarien der Erneuerbaren und EV gemäß dem Regierungsprogramm, des nationalen Energie- und Klimaplanes (NEKP) und den erwarteten Zielen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) in Übereinstimmung gebracht wurden. Diesbezügliche Untersuchungen laufen aktuell im Rahmen des TYNDP-Prozesses 2020 bei ENTSO-E und bei APG und die entsprechenden Ergebnisse sowie weitere nötige Netzausbauten werden in die Netzentwicklungspläne des Jahres 2021 und nachfolgende aufgenommen. Eine genauere und abschließende Abschätzung der Kosten für den zusätzlichen Investitionsbedarf war daher im Rahmen dieser Studie noch nicht möglich.

## **E. Ergebnisse**

### **E.1 Netzausbaubedarf**

Auf Basis der in der vorliegenden Studie von den einzelnen VNB-s in den Bundesländern erhobenen Daten, geht man dzt. im Netzregelausbau für Ö bis 2030 ohne zusätzliche außergewöhnliche Treiber von Regelinvestitionskosten im Verteilernetz in der Höhe von ca. 7,3 Mrd. € bzw. im Übertragungsnetz in der Höhe von ca. 3,3 Mrd.€ aus.

Auf Basis der drei definierten Szenarien wurden wie vorangehend beschrieben Netzberechnungen durchgeführt und damit der Netzverstärkungs- bzw. Ausbaubedarf sowie die damit verbundenen Investitionen ermittelt. Die Ergebnisse für den Netzausbaubedarf je Szenario zeigen teilweise einen deutlichen Unterschied zwischen den einzelnen Bundesländern bzw. Netzbetreibern. Dies ist im Wesentlichen auf die Unterschiede in den Anforderungen der Versorgungsaufgabe der einzelnen Netzbetreiber bzw. in einzelnen Netzgebieten zurückzuführen. Der größte Unterschied zeigt sich zwischen ländlichen und städtischen Netzgebieten. Vor allem im ländlichen Raum ist die Spannungshaltung bei allen berechneten Szenarien als größte Herausforderung zu nennen. In den städtischen Gebieten hingegen steht überwiegend die Einhaltung der thermischen Betriebsmittelgrenzen im Vordergrund. Aber auch regionale Besonderheiten wie z.B. Täler mit hoher Dichte an vorhandenen Wasserkraftwerken oder Skigebiete mit hohem Leistungsbedarf für Beschneiungsanlagen tragen zur Diversität der Ergebnisse der einzelnen Netzbetreiber bei.

Bei der Ermittlung des Netzausbau- bzw. Verstärkungsbedarfs wurden keine zusätzlichen Treiber (z.B. Ausbau von Skigebieten, Erweiterung von leistungsstarken Industriebetrieben), die über die angenommene Laststeigerungsrate hinausgehen, angenommen. Daraus können jedoch noch zusätzliche Anforderungen für den Netzausbau entstehen. Singuläre Großprojekte wie Windparks oder Wasserkraftwerke wurden hier ebenfalls nicht betrachtet, da sie in den höheren Netzebenen angeschlossen werden müssen und diese Berechnungen wegen Unkenntnis der Projekte bis 2030 für die Arbeitsgruppe nicht seriös durchführbar waren. Dies ist zu berücksichtigen.

### **Szenario „EV10“**

Bereits beim Szenario „EV10“ zeigt sich ein deutlicher Bedarf an Netzverstärkungen bzw. Netzausbau. Vor allem in ländlichen Niederspannungsnetzabschnitten ergeben die Berechnungsergebnisse, dass Spannungsgrenzwerte an einzelnen Netzknoten unterschritten, aber auch thermische Grenzwerte bei den MS/NS -Transformatoren überschritten werden. Es gibt vereinzelt aber auch städtische Netzabschnitte in denen bereits dieses Szenario im Niederspannungsnetz Grenzwertverletzungen aufweist. Zur Vermeidung der Grenzwertverletzungen im Niederspannungsnetz (ländlich und städtisch) sind entsprechende Netzmaßnahmen erforderlich. Bei der Überlastung des MS/NS- Transformators erfolgt die Verstärkung in Form eines Tausches des Transformators auf einen Transformator mit höherer Nennleistung. Bei erforderlichen Verstärkungen des Leitungsnetzes im Niederspannungsnetz kann dies durch den Einsatz größerer Seilquerschnitte bei Freileitungen, Ersatz von Freileitungen durch Kabel oder Tausch bestehender Niederspannungskabel durch Kabel mit größerem Querschnitt bzw. von Parallelkabeln erfolgen. Es kann auch der Bedarf an zusätzlichen MS/NS-Stationen entstehen.

Auch in einzelnen Mittelspannungsnetzabschnitten kommt es beim Szenario „EV10“ bereits zum Erfordernis von Netzmaßnahmen. Vor allem jene Mittelspannungsnetze, die bereits heute stark ausgelastet sind, können die zusätzliche Belastung durch die E-Mobilität ohne eine Netzverstärkung nicht mehr aufnehmen. Die erforderlichen Netzmaßnahmen im Mittelspannungsnetz stellen im Wesentlichen den Ersatz von querschnittsschwachen Freileitungen durch Kabel, den Ersatz von Kabeln durch Kabel mit größeren Querschnitten aber auch die Errichtung von neuen Mittelspannungskabelstrecken von Umspannwerken zu Lastschwerpunkten dar.

Im Hochspannungsnetz sind beim Szenario „EV10“ vereinzelt Verstärkungsmaßnahmen bei den Umspannern von Hoch- auf Mittelspannung erforderlich. Auch bei einigen wenigen Leitungsabschnitten, die bereits heute hoch ausgelastet sind, werden bei diesem Szenario Maßnahmen erforderlich.

Gesamt zeigt sich bei Szenario „EV10“ ein zusätzlicher Investitionsbedarf von rd. 0,9 Mrd.€ bezogen auf die geplanten Regelinvestitionskosten (10,6 Mrd.€) bis zum Jahr 2030 in die Netzinfrastruktur bedeutet dies eine Erhöhung von rd. 8 %.

### **Szenario „EV30“**

Beim Szenario „EV30“ zeigt sich ein Bedarf für Netzverstärkungen bzw. Netzausbau in einer Vielzahl von Ortsnetzen. Sowohl in ländlichen als auch in städtischen Netzabschnitten sind Maßnahmen in Form von Netzverstärkungen und Tausch von Transformatoren erforderlich. Zusätzlich ist ein

erheblicher Bedarf an neuen Ortsnetzstationen gegeben um die benötigten Leistungen unter Einhaltung aller Spannungsgrenzwerte und thermischen Grenzwerte zur Verfügung zu stellen.

In den Mittelspannungsnetzen führt dieses Szenario zu einer deutlichen Steigerung der Auslastung. Dies führt in vielen Netzabschnitten zu erforderlichen Netzverstärkungen bzw. Netzneubauten. Teilweise sind die Leistungsanforderungen durch Maßnahmen allein auf der Mittelspannungsebene nicht mehr zu beherrschen und neue Umspannwerke werden zur Abstützung des Mittelspannungsnetzes aus dem Hochspannungsnetz nötig.

Außer dem Bau neuer Umspannwerke sind zusätzliche bzw. leistungsstärkere Umspanner in den bestehenden Umspannwerken erforderlich. Auch im Hochspannungsleitungsnetz zeigt sich ein deutlicher Bedarf an Verstärkungsmaßnahmen.

Das Szenario „EV30“ weist einen zusätzlichen Investitionsbedarf von rd. 4,3 Mrd.€ aus. Bezogen auf die die geplanten Regelinvestitionskosten (10,6 Mrd.€) bis zum Jahr 2030 in die Netzinfrastruktur bedeutet dies eine Erhöhung von rd. 41 %.

#### **Szenario „PV2030“**

Das Szenario „PV2030“ zeigt aufgrund der anzunehmenden Gleichzeitigkeit einen hohen Bedarf an Netzverstärkungen bzw. Netzausbau. Wiederum besteht vor allem bei ländlichen Niederspannungsnetzabschnitten erheblicher Handlungsbedarf. Dies ist auch dem Faktum geschuldet, dass die Niederspannungsnetze historisch für reine Energieabgabe an den Netzbenutzer konzipiert wurden und auch das Spannungsband entsprechend unsymmetrisch verteilt wurde. Städtische Netzabschnitte, in denen dieses Szenario im Niederspannungsnetz Grenzwertverletzungen aufweist, sind die Ausnahme. Zur Vermeidung der Grenzwertverletzungen im Niederspannungsnetz (ländlich und städtisch) sind entsprechende Netzmaßnahmen erforderlich. Bei der Überlastung des MS/NS-Transformators erfolgt die Verstärkung wiederum in Form eines Tausches des Transformators auf einen Transformator mit höherer Nennleistung. Bei erforderlichen Verstärkungen des Leitungsnetzes im Niederspannungsnetz kann dies durch den Einsatz höherer Seilquerschnitte bei Freileitungen, Ersatz von Freileitungen durch Kabel oder Tausch bestehender Niederspannungskabel durch Kabel mit höherem Querschnitt erfolgen. Nicht berücksichtigt wurden der Einsatz von z.B. regelbaren Transformatoren (rONT) und Strangreglern.

Ein Teil der Photovoltaikanlagen ist in diesem Szenario direkt im Mittelspannungsnetz angeschlossen. Weiteres kommt es zu vermehrten Rückspeisungen von der Niederspannungs- in die Mittelspannungsebene, wodurch auch in den Mittelspannungsnetzen der Bedarf für zusätzliche Netzmaßnahmen entsteht. Wo eine konventionelle Netzverstärkung bzw. Netzausbau nicht genügt, kann dieses Szenario auch zum Erfordernis von neuen Umspannwerken von neuen Umspannwerken, zum Neubau sowie Erweiterung bestehender MS-Schaltanlagen sowie zu erforderlichen Aufteilungen bestehender MS-Abzweige im Normalschalt- und im Ersatzversorgungszustand inkl. notwendiger Erdschlusslöschspulen führen.

Auch das Szenario „PV2030“ führt im Hochspannungsnetz zu erforderlichen Investitionen. Teilweise sind Verstärkungsmaßnahmen bei den Umspannern von Hoch- auf Mittelspannung sowie von Hochspannungsleitungen erforderlich.

Gesamt zeigt sich beim Szenario „PV2030“ ein zusätzlicher Investitionsbedarf von rd. 2,8 Mrd.€. Bezogen auf die geplanten Regelinvestitionskosten (10,6 Mrd.€) bis zum Jahr 2030 bedeutet dies eine Erhöhung von rd. 27 %.

Bei einer Kombination der definierten Szenarien dürfen die Ergebnisse der einzelnen Szenarien nicht 1:1 miteinander addiert werden. Je nach Kombination gibt es Synergieeffekte beim ermittelten Netzausbau- bzw. Netzverstärkungsbedarf. Beispielsweise sind durch die Netzmaßnahmen für das Szenario „EV10“ bereits ein Großteil der erforderlichen Netzmaßnahmen für das Szenario „PV2030“ abgedeckt. Damit liegen die Kosten für die Netzmaßnahmen bei Kombination dieser beiden Szenarien über den Kosten je Szenario, aber deutlich unter der Summe der beiden einzelnen Szenarienkosten. Dies wurde auch durch Berechnungen von einzelnen Netzbetreibern verifiziert.

## E.2 Kosten

Mit der Ermittlung der Maßnahmen hinsichtlich PV und EV wurden die entstehenden Kosten der einzelnen Netzbetreiber bzw. Bundesländer zusammengefasst. Nachstehende Abbildung 4 zeigt die auftretenden absoluten Gesamtkosten mit Übertragungsnetz und Verteilernetz durch PV und EV bis 2030 für Österreich.

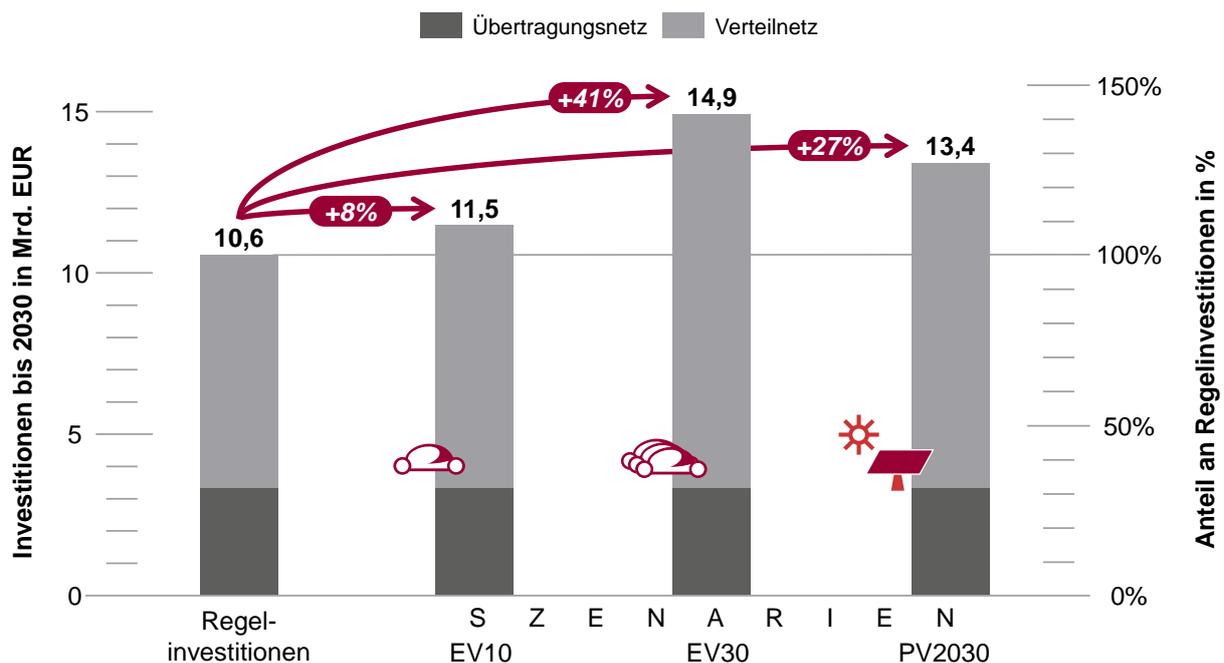


Abbildung 4: Absolute Kosten durch PV und EV bis 2030 für Österreich (Übertragungsnetz und Verteilernetz).

Anmerkungen: Die Zusatzkosten sind in den Regelinvestitionen teilüberlappend eingerechnet. Die Zusatzkosten für PV und EV überlappen sich ebenfalls und dürfen nicht addiert werden.

Die Regelinvestitionskosten für das Übertragungs- und Verteilernetz liegen bis 2030 bei **10,6 Mrd.€**. Aufgrund der **Elektromobilität** steigen die Kosten um **8 %** (10 % Durchdringung EV) bzw. **41 %** (30 % Durchdringung EV). Die **PV** verursacht gegenüber den Regelinvestitionskosten Mehrkosten von **27 %**. Die **Zusatzkosten** entstehen in der **Hoch-, Mittel- und Niederspannung** (NE 3-7). In der Höchstspannung (NE 1-2) treten keine zusätzlichen Kosten auf. Es wird darauf hingewiesen, dass

bei den Kosten für das Übertragungsnetz die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber mit Netzebene 1-2 (NEP), sowie zusätzliche Kosten weiterer Verteilernetzbetreiber mit Netzebene 1-2 enthalten sind. Die nachstehende Abbildung 5 zeigt die auftretenden absoluten Gesamtkosten im Verteilernetz durch PV und EV bis 2030 für Österreich.

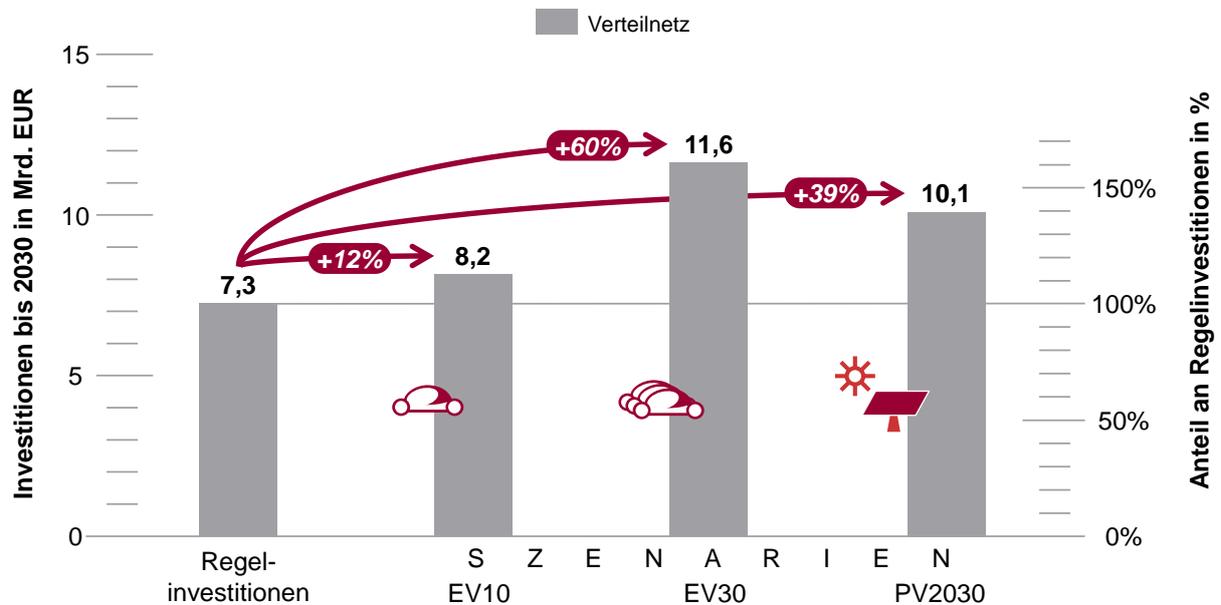


Abbildung 5: Absolute Kosten durch PV und EV bis 2030 für Österreich (nur Verteilernetz).

Anmerkungen: Die Zusatzkosten sind in den Regelinvestitionen teilüberlappend eingerechnet. Die Zusatzkosten für PV und EV überlappen sich ebenfalls und dürfen nicht addiert werden.

Die Regelinvestitionskosten für das Verteilernetz liegen bis 2030 bei **7,3 Mrd.€**. Aufgrund der **Elektromobilität** steigen die Kosten um **12 %** (10 % Durchdringung EV) bzw. **60 %** (30 % Durchdringung EV). Die **PV** verursacht gegenüber den Regelinvestitionskosten Mehrkosten von **39 %**. Nachstehende Abbildung 6 zeigt die auftretenden absoluten Gesamtkosten mit Verteilernetz und Übertragungsnetz durch PV und EV bis 2030 für Österreich nach Netzebenen.

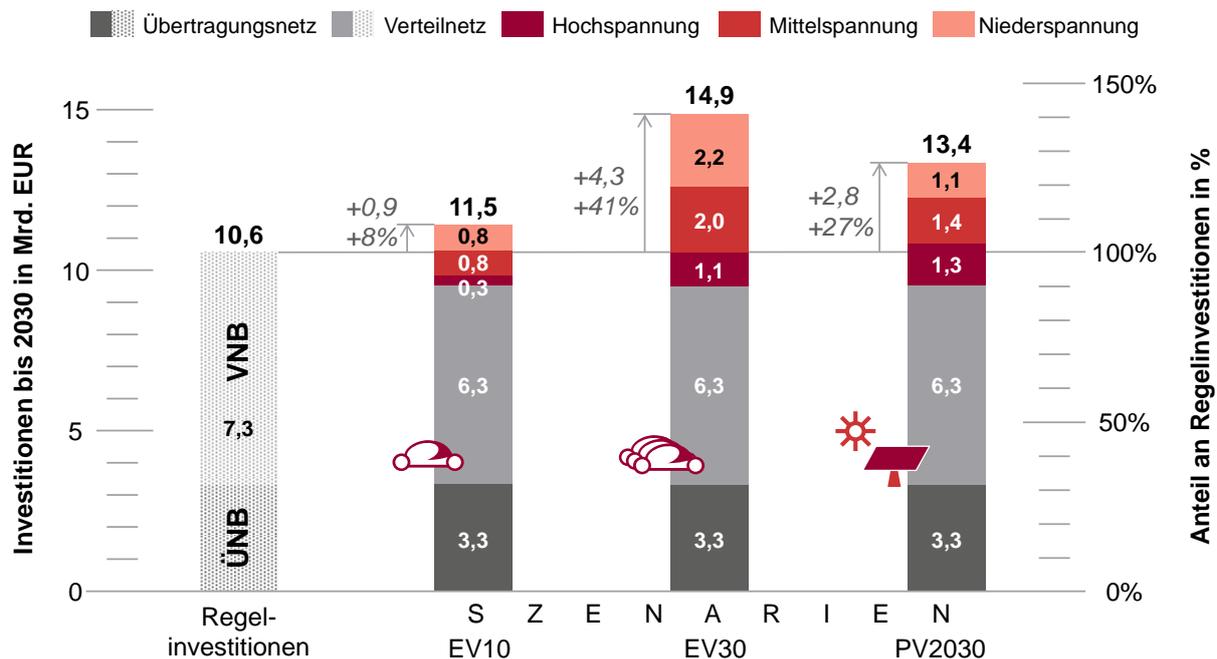


Abbildung 6: Absolute Kosten durch PV und EV bis 2030 für Österreich mit Kosten nach Netzebenen.  
 Anmerkungen: Die Zusatzkosten sind in den Regelinvestitionen teilüberlappend eingerechnet. Die Zusatzkosten für PV und EV überlappen sich ebenfalls und dürfen nicht addiert werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Zusatzkosten für **EV** (10 % und 30 % Durchdringung) zu ca. **80 %** gleichmäßig verteilt in der **Mittel- und Niederspannung** auftreten. Bei der **PV** sind die Zusatzkosten zu jeweils ca. **1/3** zwischen der **Hoch-, Mittel- und Niederspannung** verteilt. Die Zusatzkosten sind in die Regelinvestitionskosten teilüberlappend eingerechnet. Die Zusatzkosten für EV und PV überlappen sich ebenfalls und dürfen nicht addiert werden.

Die ermittelten Kosten für das PV-Szenario sind wesentlich von der angenommenen Aufteilung der PV-Leistung in den einzelnen Netzebenen (NE 7 – NE 4) abhängig. Durch den massiven Einsatz von österreichweiten sowie bundesweiten Fördermechanismen kann es zu Verschiebungen der aktuell angenommenen Verortung der PV-Anlagen in den einzelnen Netzebenen bei den Netzbetreibern kommen. Es wird darauf hingewiesen, dass Simulationsrechnungen in einzelnen Bundesländern gezeigt haben, dass die ermittelten Netzausbaukosten ohne eine Blindleistungsbereitstellung seitens der Wechselrichter ( $\cos \varphi = 1,0$ ) jene eruierten Kosten des Elektromobilitätsszenarios Szenario EV30 erreichen können. Zusätzlich wird angemerkt, dass die Netzausbaukosten zur Integration der PV-Anlagen wesentlich von dem Einsatz eines Blindleistungsmanagements Q(U), Wirkleistungsmanagement P(U) oder einer Spitzenkappung reduziert werden können.

## F. Folgerungen

### F.1 Einschränkungen der verwendeten Methode

Die im Rahmen der Studie erarbeiteten Inhalte und Ergebnisse erlauben ein erstes, grobes Bild darüber, in welcher Größenordnung der Netzausbaubedarf in den kommenden zehn Jahren für die geplante Integration einzelner Technologien liegt. Die Interpretation der Ergebnisse hat dabei im Kontext der gewählten Methoden zu erfolgen:

- Der Ausbaubedarf einzelner Technologien (Photovoltaik und Elektromobilität) wurde separat ermittelt. Ein kumulativer Netzausbaubedarf für beide Technologien wurde nicht behandelt. Positive Synergien beim Netzausbaubedarf wurden nicht beachtet. Der kumulative Ausbaubedarf kann daher unter dem erhobenen Ausbaubedarf beider Szenarien liegen. Eine Addierung der Ausbaukosten für beide Technologien ist des Weiteren nicht zulässig.
- Die Abdeckung der eruierten Netzausbaukosten durch die veranschlagten Regelinvestitionen bis 2030 wurde durch die beteiligten Netzbetreiber auf Basis langjähriger Erfahrungen abgeschätzt. Eine entsprechende empirische Grundlage dafür wurde im Rahmen der Studie nicht geschaffen. Es bleibt zu beachten, dass in der Vergangenheit der Ausbau der Netze nicht gleichmäßig über die Jahre verteilt war und daher ein zukünftiger Tausch der Betriebsmittel dementsprechend zeitlich nicht gleich verteilt sein wird. Eine entsprechende Unsicherheit über die tatsächlichen Ausbaukosten abseits der jährlichen Regelinvestitionen verbleibt damit.
- Es wurden für die Berechnung gemeinsame Annahmen und Szenarien definiert. Die Berechnung selbst erfolgte, aufgrund unterschiedlicher softwaretechnischer Gegebenheiten und Berechnungsmethoden, bei den einzelnen Netzbetreibern sehr heterogen. Dabei wurden die jeweiligen Planungsansätze der einzelnen Netzbetreiber angewandt. Der resultierende Gesamtnetzausbaubedarf ist daher mit einer entsprechenden Unsicherheit und Schwankungsbreite verbunden.
- Die angenommene Ladeleistung von 11 kW für jedes E-Fahrzeug repräsentiert zwar den aktuellen Stand der Technik, muss jedoch vor allem in städtischen Mehrparteienhäusern mit Tiefgaragenparkplätzen hinterfragt werden. Ergänzend ist festzuhalten, dass in keinem der Szenarien ein gesteuerter Ladeprozess angenommen wurde. Zukünftig sind intelligente Ladesysteme v.a. bei hohen Konzentrationen von Elektrofahrzeugen (z.B. Tiefgaragen) denkbar bzw. zu erwarten.
- Der vom Großteil der teilnehmenden Verteilnetzbetreiber im Rahmen dieser Studie gewählte Lastansatz (statischer Starklastfall, statistischer Schwachlastfall) vernachlässigt das zeitliche Zusammenspiel unterschiedlicher Netzverbraucher und kann dementsprechend zu einer Überschätzung der angeführten aggregierten Leistung führen.
- Innerhalb der Studie wurde der Umgang mit bestehenden Netzreserven gemäß den Planungsrichtlinien des jeweiligen VNB behandelt.
- Der Kostenaufschlag bei APG für die Umsetzung der #mission2030 konnte noch nicht im vollen Umfang im Rahmen des NEP 2020 ermittelt werden, deckt aber die voraussichtliche Entwicklung weitestgehend ab.
- Zukünftige singuläre Großprojekte wie Windparks oder Wasserkraftwerke wurden im Rahmen der Studie nicht betrachtet, da sie in den höheren Netzebenen angeschlossen werden müssen und diese Berechnungen wegen Unkenntnis der Projekte bis 2030 für die Arbeitsgruppe nicht seriös durchführbar waren, werden jedoch zusätzliche Kosten verursachen.
- Für die Skalierung auf Bundeslandebene und die weiterführende Berechnung auf Gesamtösterreich wurden für jene Verteilernetzbetreiber, die nicht an den Berechnungen teilgenommen haben, eine Skalierung auf Basis der Anzahl der ON-Stationen (Infrastrukturdaten aus der Ausfall- und Störstatistik) verwendet. Dadurch ist von kleineren Abweichungen in den Ergebnissen zum tatsächlichen Stand auszugehen.
- Die ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren basieren auf der Annahme des privaten Ladens ohne Beanregung gewisser Ladezeiten und stellen somit eine Annahme dar.
- Im Rahmen der Studie wurde keine zusätzliche Reduktion der Rückspeisung von PV durch netzdienlichen Eigenverbrauch (=Reduktion der Einspeisespitzen) mithilfe von

Energiespeichersystemen und/oder Lastmanagement beachtet. Es ist davon auszugehen, dass der Eigenverbrauch zukünftig grundsätzlich eine wichtigere Rolle spielen wird und bei entsprechender, netzfreundlicher Implementierung zusätzliche Entlastungen für das Netz erreicht werden können, die sich auch in einem reduzierten Netzausbaubedarf widerspiegeln.

Im Gesamten reduzieren die beschriebenen Einschränkungen und Vereinfachungen die Aussagekräftigkeit der Studienergebnisse. Dennoch liefert die Studie wesentliche, realistische bzw. belastbare Abschätzungen zum zukünftigen Netzausbaubedarf durch Elektromobilität und Photovoltaik.

## **F.2 Abgeleitete Handlungsempfehlungen**

Im Zuge der vorliegenden Studie wurden einige wesentliche Handlungsempfehlungen abgeleitet, die die kosteneffiziente Umsetzung der Regierungsziele unterstützen. Diese sind relevant für Netzplaner, Geschäftsführungen, Regulierungsbehörde, Gesetzgeber und Fördergeber, aber auch für Hersteller und Installateure von Ladeeinrichtungen der E-Mobilität und PV-Anlagen.

### **Generelle Handlungsempfehlungen**

- Ein professionelles Asset Management zur langfristigen und optimalen Steuerung der Investitionen in die elektrischen Netze wird verstärkt aufgebaut und eingesetzt.
- Die personellen Ressourcen in den Bereichen Planung, Betrieb und Bau bei den Netzbetreibern sind als Voraussetzung für die Umsetzung der erforderlichen Investitionen vorzuhalten.
- Eine regulatorische Anerkennung eines sachgerechten WACC ist wichtig, um einen Anreiz zur Investition in die Zukunftsfähigkeit der Netze zu geben.
- Es braucht die regulatorische Anerkennung einer OPEX-Komponente, damit die Netzbetreiber auch intelligente Maßnahmen in die Netze finanzieren können (z.B. Ingenieurstunden für intelligente Maßnahmen).
- Wichtig sind auch Anreize für die Netzbetreiber, um vermehrte Aktivitäten in anwendungsorientierte Forschungsprojekte zu setzen. Damit wird ein flexibles Reagieren auf zukunftsweisende Technologien sowie deren praktische Erprobung im Verteilernetz ermöglicht. Die Durchführung ergänzender Studien zu folgenden Themen bieten sich beispielsweise an:
  - Analyse möglicher Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und Photovoltaik auf Basis ihrer zeitlichen Last- bzw. Einspeisecharakteristik.
  - Analyse des kumulierten Ausbaubedarfs sowie des Einflusses einer forcierten Installation von Wärmepumpen auf der Verbraucherseite.
  - Ergänzende Analyse des Ausbaubedarfs um weitere - tendenziell großtechnische - Erzeugungstechnologien wie Wind-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen für Netzbetreiber inklusive potenzieller Synergieeffekte abschätzen zu können.
  - Beachtung von aktiven kundenseitigen Maßnahmen und Anreizen zur Reduktion von Spitzenleistungen und daraus folgenden Einsparungen beim Netzausbaubedarf.

### **Handlungsempfehlungen E-Mobilität**

- Insgesamt wirksam sind regulatorische Maßnahmen, die unverhältnismäßigen Netzausbaubedarf dämpfen. Als vordringlichste Maßnahme ist eine spürbare Leistungspreiskomponente in den Netzentgelten auch bei den Haushalten in der NE7 zu werten. Es muss im Interesse des Kunden sein, mit geringer Leistung zu laden. Nur dann ist gleichzeitig von wirklichen Einsparungen beim

Kunden und geringeren Zuwachskosten im Netz auszugehen (Dämpfung von Leistungsspitzen). Diese Lösung ist äußerst wirkungsvoll und zudem verursachergerecht.

- Aufmerksames Beobachten der Entwicklungen, um die Strategien zeitgerecht anpassen zu können: Insbesondere die Hochlaufkurven relevanter Technologien (Zulassungsverhältnis Hybrid- / BEV wegen Leistungsverhältnis 2,3 bzw. 3,7 kW zu 11 kW) sind ebenso zu beobachten, wie technische Entwicklungen bei Ladeeinrichtungen sowie Kostenänderungen.
- Technische und wirtschaftliche Evaluierung mit Umsetzung von alternativen Abminderungsmaßnahmen zur klassischen Netzverstärkung. Dies betrifft z.B. einen Steuerungseingriff in die Leistungsmaxima mittels Schaltkontakt, einer digitalen Schnittstelle oder auch einer autonomen Regelungsstrategie (z.B. P(U,Z) als Beladung in Abhängigkeit der Spannung und der Netzimpedanz).
- Nutzung des Potenzials, aufgrund des vermehrten Einsatzes digitaler Messeinrichtungen zum Monitoring wichtiger elektrischer Kenngrößen in der Niederspannungsebene, um vorhandene Netzreserven besser bewirtschaften und in weiterer Folge einen Netzausbau möglichst lange hinauszögern zu können. **Eine wichtige und sehr kosteneffiziente Maßnahme ist hier, die Nutzung der Viertelstundenwerte aus intelligenten Messgeräten (Smart Meter) für die Verteilnetzbetreiber zu ermöglichen.**
- Der konventionelle Netzausbau (Verstärkungen bei Leitungen, Transformatoren usw.) bleibt Mittel erster Wahl. Gleichzeitig ist die technische Ausrüstung der Netze laufend und treffsicher zu modernisieren und mit zusätzlicher Intelligenz auszustatten. Dazu bedient sich der kompetente Netzplaner situativ aus einem reichhaltigen Werkzeugkasten technischer Möglichkeiten (konventioneller Netzausbau, regelbarer Ortsnetztrafo, MS- und NS-Strangregler, wirkstrom-kompoundierte Spannungsregelung in Umspannwerken, intelligente Ladestrategien bei der E-Mobilität...).
- Weitere neue VNB-Tools, die die effiziente und transparente Bewirtschaftung der Netzreserven unterstützen (Netzinformationssystem NIS, Lastdatenbanken, automatisierte und standardisierte Netzberechnungen, ...)
- Eine Förderung eines netzfreundlichen Eigenverbrauchs kann helfen, den Netzausbaubedarf zu senken. Konkret sind alle Maßnahmen systemfreundlich, die eine vergleichmäßige Auslastung der Stromnetze fördern. Hier ist etwa das Motto „von der lastgesteuerten Erzeugung zur erzeugungsgesteuerten Last“ zu verstehen. Das regelmäßige Laden von E-Fahrzeugen bei hoher PV-Einspeisung kann Netzausbaubedarf dämpfen.

### Handlungsempfehlungen Photovoltaik

- Eine Begrenzung der maximalen PV-Netzeinspeisung aus Kundenanlagen auf 70 % der Summenmodulleistung wird empfohlen. Diese Maßnahme wäre etwa für kleinere Anlagen bis 30 kW sinnvoll und der Ertragsverlust ist mit ca. < 5 % vernachlässigbar, wie die Auswertung zahlreicher Dauerlinien von PV-Anlagen und auch [41] zeigten. Darüber könnte z.B. bei größeren Leistungen > 30kW ein Steuerungseingriff des Netzbetreibers bei Engpässen im System erfolgen.
- Öffentliche Förderung der PV-Einspeiser mit großen Leistungen (MW-Bereich) und signifikanter Systemwirkung in Regionen/Anlagen sollte nur dort erfolgen, wo permanent nennenswerter Verbrauch vorherrscht und/oder die Netze bereits in der Lage sind, größere Einspeiseleistungen aufzunehmen (in Umspannwerksnähe).

- Eine Forcierung homogen verteilter Anlagen mit moderater Leistung (keine konzentrierten PV-Anlagen mit großer Leistung in entlegene Gebiete bspw. am Ende von MS- oder NS-Versorgungsleitungen) ist netzverträglicher.

### F.3 Fazit und Ausblick

Durch umfangreiche Arbeiten der Netzbetreiberbranche und der genannten Forschungseinrichtungen entstand eine aktuelle Kostenabschätzung der vorgelegten Regierungsziele zu Elektromobilität (EV) und Photovoltaik (PV) für die österreichischen Stromnetze bis 2030 (über alle Netzebenen). Dabei wurde der Fokus bewusst auf das zuvor genannte Massengeschäft EV und PV gelenkt.

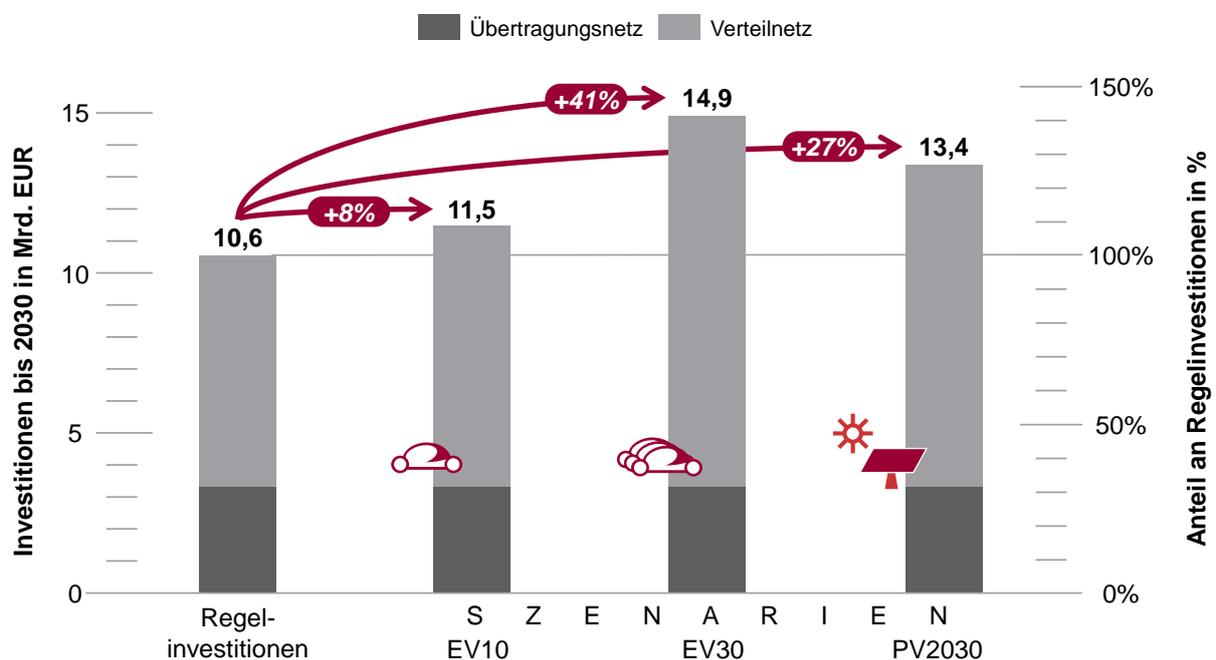


Abbildung 7: Absolute Kosten durch PV und EV bis 2030 für Österreich (Übertragungsnetz und Verteilernetz)

Die kumulierten Regelinvestitionskosten für das Übertragungs- und Verteilernetz liegen bis 2030 bei **10,6 Mrd.€**. Dies ist der Referenzwert, zu dem 3 Szenarien - ebenfalls bis 2030 - als Einzeleffekte berechnet wurden. Aufgrund der **Elektromobilität** alleine steigen die Kosten um **8 %** (10 % Durchdringung EV) bzw. **41 %** (30 % Durchdringung EV). Die **PV** allein verursacht gegenüber den Regelinvestitionskosten Mehrkosten von **27 %**. Die **Zusatzkosten** entstehen in der **Hoch-, Mittel- und Niederspannung** (NE 3-7). In der Höchstspannung (NE 1-2) treten keine zusätzlichen Kosten auf. Es wird darauf hingewiesen, dass bei den Kosten für das Übertragungsnetz die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber mit Netzebene 1-2 (NEP), sowie zusätzliche Kosten weiterer Verteilernetzbetreiber mit Netzebene 1-2 enthalten sind.

#### Welche Zusatzkosten treten nun für Elektromobilität und Photovoltaik gemeinsam auf?

Netzausbauten wirken abhängig von der Homogenitätsverteilung von Elektromobilität und Photovoltaik in den Netzen zwar für beide Anwendungen, aber unterschiedlich stark. Je nach zeitlicher Verlaufszunahme der beiden Anschlussarten, Örtlichkeit im Netz und Leistungsintensität

können die Mehrkosten spürbar variieren. Es kann aber erwartet werden, dass die Mehrkosten für Elektromobilität und Photovoltaik nicht zu addieren sind.

### **Wie können diese Zusatzkosten in den Stromnetzen gedämpft werden?**

Die im Regierungsprogramm 2020 gesteckten Ziele sind beträchtlich und rechtfertigen angesichts der zu erwartenden Kostenzuwächse auch treffsichere regulatorische Eingriffe, um an die neue Situation angepasst zu werden. Hier bieten sich wirksam vor allem Anpassungen im Netzentgeltmodell und bei den Datennutzungen der Smart Meter an.

In den Stromnetzen sind Bemühungen, die eine Verlagerung der Last hin zur Erzeugungscharakteristik ermöglichen, als spürbar kostendämpfend einzuschätzen. Die „Naturstromerzeugung“ aus Sonne, Wind und Laufwasserkraft ist dargebotsabhängig und damit nicht beeinflussbar. Daher sind die lastseitigen Flexibilitäten durch zeitliche Verschiebung und Leistungsanpassung zu nutzen. Kosteneffiziente Beispiele dafür sind bei der PV die Kappung kurzzeitiger Einspeisespitzen und bei der Elektromobilität die dauerhafte oder gelegentliche Reduzierung der Ladeleistung.

Die Netzbetreiber sind ihrerseits aufgerufen, sich verstärkt der weiteren Modernisierung der Berechnungs- und Planungsinstrumente für das sehr kleinteilige Niederspannungssystem zuzuwenden. Die Verwendung von Verbrauchs- und Spannungswerten aus intelligenten Messgeräten (Smart Meter) macht bestehende Netzreserven sichtbar und nutzbar. Auch der Einsatz neuer Komponenten mit erweiterten Stellmöglichkeiten ist verstärkt zu verfolgen. Insbesondere aber wird der Erfolg vom Know-how der Netzplaner und Assetmanager abhängen, die auch personell dafür aufgestellt sein müssen.

Die volkswirtschaftlichen Einsparungserfolge werden aber ebenso maßgeblich dadurch mitbestimmt, wie sehr das öffentliche und regulatorische Umfeld bereit ist, Verständnis für die Physik der Netze aufzubringen und sinnvolle Maßnahmen mitzutragen. Es liegt auch an den verschiedenen Bildungseinrichtungen sowie Interessensvertretungen, ein solches Verständnis bei der Allgemeinbevölkerung zu fördern. Am Ende des Tages muss sich jedoch auch ein spürbarer wirtschaftlicher Vorteil für den Einzelnen ergeben, wenn sinnvolle Maßnahmen mitgetragen werden sollen. Diese Aspekte sind volkswirtschaftlich entscheidend.

Die intensivere Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern und Wissenschaft ist angesichts der zunehmenden Komplexität der Systeme ein wichtiger Baustein, um neue Methoden aufgrund der anstehenden Herausforderungen bei den Netzbetreibern zu etablieren sowie im Dialog Handlungsempfehlungen aufgrund von gemeinsam erarbeiteten Studien abzuleiten.

Die Zusammenarbeit zwischen Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern ergab Präzisionsgewinne in der Lastmodellierung, förderte aber auch das gegenseitige Verständnis für die Welt des jeweils anderen.

Insgesamt gehen wir Netzbetreiber doch mit Zuversicht an die bevorstehenden großen Herausforderungen heran. Die neuen Netzanforderungen mit der Integration der Elektromobilität und Photovoltaik werden zum Wohle unseres Landes ebenso erfolgreich gelingen, wie sämtliche Elektrifizierungsschritte in der Vergangenheit!

## G. Literatur

- [1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus and Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, “#mission2030 - Die österreichische Klima- und Energiestrategie.” Jun. 2018.
- [2] Die neue Volkspartei and Die Grünen - Die Grüne Alternative, “Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020-2024.” Feb. 01, 2020, Accessed: Mar. 06, 2020. [Online]. Available: [https://www.wienerzeitung.at/\\_em\\_daten/\\_wzo/2020/01/02/200102-1510\\_regierungsprogramm\\_2020\\_gesamt.pdf](https://www.wienerzeitung.at/_em_daten/_wzo/2020/01/02/200102-1510_regierungsprogramm_2020_gesamt.pdf).
- [3] T. Eberhard and C. Steger-Vonmetz, “Elektro-Autos zuhause laden - Bedarf an und Maßnahmen für Heimpladestationen in Wohnanlagen,” AustriaTech – Gesellschaft des Bundes für technologiepolitische Maßnahmen GmbH, Raimundgasse 1/6, 1020 Wien, Österreich, Apr. 2019.
- [4] Enamo GmbH, “Die Zukunft hat begonnen: Wärmepumpe erkennt automatisch günstige Energiepreise,” *ENAMO GmbH Online Presse-Center*. <http://news.enamo.at> (accessed Nov. 13, 2018).
- [5] aWATTar GmbH, “HOURLY - Österreichs innovativer Stromtarif mit stündlicher Preisanpassung,” 2018. <https://www.awattar.com/tariffs/hourly> (accessed Nov. 13, 2018).
- [6] W. Prügler *et al.*, “V2G-Strategien,” Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Wien, Austria, Publizierbarer Endbericht, Feb. 2013.
- [7] P. Kepplinger, B. Fässler, G. Huber, M. A. S. T. Ireshika, K. Rheinberger, and M. Preißinger, “Autonomes Demand Side Management verteilter Energiespeicher,” *E Elektrotechnik Informationstechnik*, vol. 137, no. 1, pp. 52–58, Feb. 2020, doi: 10.1007/s00502-019-00782-9.
- [8] F. Moisl, W. Prügler, and G. Lettner, “LEAFS – Assessment of Electricity Storage System and Flexible Loads in the Distribution Grid,” presented at the 15th IAEE European Conference, Vienna, Austria, Sep. 03, 2017.
- [9] “Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project (RAP) (2019): Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus,” 2019.
- [10] J. Kathan *et al.*, “leafs - Integration of Loads and Electric Storage Systems into advanced Flexibility Schemes for LV Networks,” Wien, Sep. 2019.
- [11] H. Vennegeerts, J. Tran, F. Rudolph, and P. Pfeifer, “Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität,” FGH e.V., Aachen, Deutschland, Dec. 2018.
- [12] T. Kienberger *et al.*, “Move2Grid - Final Report - Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung,” Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2019.
- [13] European Commission, “Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen.” Apr. 23, 2009.
- [14] M. Mihov and K. Rademaekers, “Post 2020 CO<sub>2</sub>-emission targets for cars and vans: the right level of ambition; Workshop proceedings,” Apr. 2018. [Online]. Available: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/618992/IPOL\\_STU\(2018\)618992\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/618992/IPOL_STU(2018)618992_EN.pdf).
- [15] Statistik Austria, “Kraftfahrzeuge - Bestand - Kfz-Bestand 2019.” [https://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge\\_-\\_bestand/index.html](https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html) (accessed Jul. 24, 2020).

- [16] Austrian Power Grid AG, "Ist-Last." <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/last/Ist-Last> (accessed Sep. 04, 2020).
- [17] F. Huneke, C. Perez Linkenheil, and P. Heidinger, "Österreichs Weg Richtung 100% Erneuerbare – Eine Analyse von 2030 mit Ausblick 2050 - Im Auftrag der Austrian Power Grid AG," Berlin, Jan. 2019.
- [18] H. Fechner, "Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können mit Fokus auf bis 2030 realisierbare PV-Potentiale im Gebäudesektor und technische Potentiale auf anderen Flächen - Studie im Auftrag von Österreichs Energie," Feb. 2020.
- [19] M. Hartl, P. Biermayr, A. Schneeberger, and P. Schöfmann, "Österreichische Technologie-Roadmap für Wärmepumpen," Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, Austria, Aug. 2016.
- [20] N. Shao, S. You, and H. Segerberg, "Integration of 100% heat pumps and electric vehicles in the low voltage distribution network: A Danish case story," presented at the 3rd International Conference on Microgeneration and Related Technologies, 2013, Accessed: Sep. 04, 2020. [Online]. Available: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/integration-of-100-heat-pumps-and-electric-vehicles-in-the-low-voltage-distribution-network-a-danish-case-story>.
- [21] M. Akmal, B. Fox, J. D. Morrow, and T. Littler, "Impact of heat pump load on distribution networks," *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 8, no. 12, pp. 2065–2073, 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.0056.
- [22] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), "Tarife 2.1' - Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich - Positionspapier der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)." Jun. 2020, [Online]. Available: [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Tarife\\_2-1\\_clean.pdf/42b82644-65d8-8d7a-f48f-62211259a36e?t=1592889197532](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Tarife_2-1_clean.pdf/42b82644-65d8-8d7a-f48f-62211259a36e?t=1592889197532).
- [23] S. Hardman *et al.*, "A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure," *Transp. Res. Part Transp. Environ.*, vol. 62, pp. 508–523, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.trd.2018.04.002.
- [24] M. Baresch and S. Moser, "Allocation of e-car charging: Assessing the utilization of charging infrastructures by location," *Transp. Res. Part Policy Pract.*, vol. 124, pp. 388–395, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.tra.2019.04.009.
- [25] J. Liu, "Electric vehicle charging infrastructure assignment and power grid impacts assessment in Beijing," *Energy Policy*, vol. 51, pp. 544–557, Dec. 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.08.074.
- [26] Austrian Mobile Power, "Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) - Ladedauer und Anschlusstypen-Factsheet #12 - Stand Jänner 2019." .
- [27] B. Harendt, D. Schumann, M. Wirth, B. G. Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität, D. D. I. G. Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität, and V. e. . Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität, *Abschlussbericht der Begleit- und Wirkungsforschung 2017 Schaufenster-Programm Elektromobilität*. 2017.
- [28] M. AUNEDI, M. WOOLF, G. STRBAC, O. BABALOLA, and M. CLARK, "Characteristic demand profiles of residential and commercial EV users and opportunities for smart charging," *power*, vol. 54, p. 26, 2015.

- [29] T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzner, L. Fickert, J. Fabian, and R. Schmied, "Probabilistische Methode zur Modellierung des Ladeverhaltens von Elektroautos anhand gemessener Daten elektrischer Ladestationen – Auslastungsanalysen von Ladestationen unter Berücksichtigung des Standorts zur Planung von elektrischen Stromnetzen," *E Elektrotechnik Informationstechnik*, vol. 132, no. 3, pp. 160–167, Jun. 2015, doi: 10.1007/s00502-015-0299-0.
- [30] L. Schober, "Analyse über die Auswirkungen unterschiedlicher Durchdringungen durch Elektrofahrzeuge in Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung tariflicher Anreizmodelle," Fachhochschule Vorarlberg, Dornbirn, Österreich, Aug. 2017.
- [31] Dipl.-Ing Jörg HERRY Consult GmbH, "Mobilität in Vorarlberg Ergebnisse der Verkehrsverhaltensbefragung 2008 - Studie im Auftrag des Amtes der Vorarlberger Landesregierung," Wien, Österreich, 2009.
- [32] P., Richard Rainer Nobis, "Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen," Technische Universität München, München, Deutschland, 2016.
- [33] C. Leitinger and M. Litzlbauer, "Netzintegration von solar-elektrischer Mobilität," *E Elektrotechnik Informationstechnik*, vol. 129, no. 3, pp. 134–140, May 2012, doi: 10.1007/s00502-012-0092-2.
- [34] Dipl.-Ing Jörg HERRY Consult GmbH, "Mobilität in Niederösterreich – Ergebnisse der landesweiten Mobilitätsbefragung 2008," Amt der niederösterreichischen Landesregierung, Wien, Österreich, 2008.
- [35] EP Elektromobilität des AK Verteilernetze, "Abschlussbericht des EP Elektromobilität," Österreichs Energie, Feb. 2018.
- [36] Österreichs Energie, "Technische Anschlußbedingungen für den Anschluß an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 V, mit Erläuterungen der einschlägigen Vorschriften. Herausgegeben von Oesterreichs Energie im Einvernehmen mit der Bundesinnung der Elektro-, Audio-, Video- und Alarmanlagentechniker." 2020.
- [37] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, "Ergebnisbericht zur österreichweiten Mobilitätserhebung „Österreich unterwegs 2013/2014“,“ Wien, Österreich, Jun. 2016.
- [38] Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V. (ADAC), "ADAC Ecotest – über Stinker und Saubermänner." <https://www.adac.de/infotestrat/tests/ecotest/default.aspx?redirectId=quer.ecotest>; (accessed Jul. 24, 2020).
- [39] ENTSO-E, "TYNDP 2020 Scenario Report." Jun. 2020, [Online]. Available: [https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP\\_2020\\_Joint\\_ScenarioReport\\_final.pdf](https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf).
- [40] Austrian Power Grid AG, "Netzentwicklungsplan 2020 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG) - Planungszeitraum 2021 – 2030." Jun. 2020, [Online]. Available: <https://www.apg.at/api/sitecore/projectmedia/download?id=b4b2d201-9767-4c15-958f-ac858fc75bcf>.
- [41] J. Weniger and V. Quaschnig, "Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern," presented at the 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mar. 2013.