

ABSCHLUSSBERICHT

# Aktualisierung der Netzberechnungen der Studie „Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“

Ausgangsstudie: Jänner 2022

Aktualisierung der Studie: Jänner 2024

Roman Schwalbe (AIT), Helfried Brunner (AIT)

in Zusammenarbeit mit:

Karl Scheida (Oesterreichs Energie), Stephan Brandl (Kärnten Netz), Christoph Groß (Salzburg Netz), Martin Leitner (Stromnetz Graz), Dieter Schoppitsch (Wiener Netze), Wolfgang Sporer (Energienetze Steiermark), Thomas Wieland (Netz Oberösterreich)

Projektlaufzeit 2023-11 – 2023-12

z.H. Frau Ursula Tauscheck, Herr Karl Scheida

22.01.2023 V1.1

# Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
1.1	Studie 2022.....	4
1.2	Kostenaktualisierung der Studie aus 2022.....	4
1.3	Zielsetzung und Projektinhalt.....	4
2	Netzdatenaufbereitung.....	5
2.1	Ansatz der repräsentativen Netze.....	5
2.2	Niederspannung.....	5
2.2.1	Datenbasis.....	5
2.2.2	Repräsentative Netze.....	5
2.2.3	Hochrechnung.....	6
2.3	Mittelspannung.....	6
2.3.1	Datenbasis.....	6
2.3.2	Repräsentative Netze.....	7
2.3.3	Hochrechnung.....	7
2.4	Hochspannung.....	7
3	Netzplanung und Netzberechnung.....	8
3.1	Lastfall und Einspeisefall.....	8
3.2	Grenzwerte für die Netzplanung.....	8
3.3	Anwendung der Gleichzeitigkeitsfaktoren für E-PKW-Ladung.....	9
4	Netzausbau-Treiber und zukunftsszenarien.....	11
4.1	Betrachtungszeitraum.....	11
4.2	Aktualisierung der Stromerzeugungsprognosen.....	11
4.2.1	Studie 2024.....	11
4.3	Überblick.....	12
4.4	Entwicklung der PV-Einspeisung.....	12
4.5	Entwicklung der Wind-Einspeisung.....	13
4.6	Entwicklung der privaten Elektromobilität.....	13
4.7	Entwicklung der privaten Wärmepumpendurchdringung.....	14
5	Berechnungsansatz.....	15
5.1	Niederspannung: Random Sample.....	15
5.2	Mittelspannung: Variation der Freiflächen-PV.....	15
5.3	Hochspannung: Integration der Windenergie.....	16
5.4	Regelinvestitionen.....	16
5.4.1	Überschneidungen.....	16
5.4.2	Größenordnung.....	17
5.4.3	Kostenaktualisierung.....	17
5.5	Kostentabelle.....	17
6	BerechnungsErgebnisse.....	18
6.1	Überblick.....	18

6.2	Parametervariationen .....	18
6.2.1	Niederspannung .....	18
6.2.2	Mittelspannung.....	20
7	Zusammenfassung .....	24
8	Referenzen .....	27

# 1 EINLEITUNG

## 1.1 Studie 2022

Die Studie „Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“ [1] von Frontier Economics und dem Austrian Institute of Technology im Auftrag von Oesterreichs Energie hat gezeigt, dass Österreich sich eine Unterdimensionierung der Stromnetze für die Netzkunden wirtschaftlich negativ auswirken würde, wenn es seine Ökostrom- und Klimaziele erreichen will.

In der im Jahr 2021 durchgeführten und im Jänner 2022 veröffentlichten Studie – im Folgenden kurz *Studie 2022* genannt – hat das AIT die notwendigen Investitionen in die Verteilernetze für die Integration von PV, Wind, private Elektromobilität und private Wärmepumpen bis 2030 mit 15,2 Mrd. € und bis 2040 mit 30,3 Mrd. € abgeschätzt.

## 1.2 Kostenaktualisierung der Studie aus 2022

Zwischenzeitlich haben sich erstens die politischen Zielvorgaben für die Integration von Erneuerbaren (speziell Wind und Photovoltaik – PV) signifikant erhöht, und zweitens sind aufgrund geänderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen die Kosten stark gestiegen. Diese beiden Faktoren lassen erwarten, dass die in 2021 ermittelten Investitionssummen heute nicht mehr ausreichen würden, um damit die Ziele der Energiewende umzusetzen. Die restlichen Aussagen der *Studie 2022*, insbesondere die aufgezeigten Risiken einer Unterfinanzierung behalten weiterhin ihre Gültigkeit. Ziel der vorliegenden Arbeit – im Folgenden kurz *Studie 2024* genannt – ist es, die bis 2030 und 2040 zu erwartenden Investitionssummen mit den aktuellen Eingangsparametern zu aktualisieren, um die notwendigen Investitionssummen nicht zu unterschätzen.

## 1.3 Zielsetzung und Projektinhalt

Zielsetzung dieser *Studie 2024* ist:

1. Aktualisierung der aus heutiger Sicht zu erwartenden Integrationsmengen für unterschiedliche Netzebenen (NE):
  - a. PV (NE5, NE6, NE7)
  - b. Wind (NE3, NE4)
  - c. private Elektromobilität (NE7)
  - d. private Wärmepumpen - WP (NE7)entsprechend dem im Vorprojekt erarbeiteten Berechnungsmodell
2. Aktualisierung der Errichtungskosten für Betriebsmittel für
  - a. Erdkabel und Grabungskosten
  - b. Ortsnetztransformatoren und Ortsnetztransformatorstationen
  - c. HS/MS-Umspanner und HS/MS-Umspannwerke
3. Dokumentation aller Annahmen und des Berechnungsmodells der Netzberechnungen

Weiterhin nicht in der Berechnung berücksichtigt werden die künftigen Entwicklungen von elektrischen Lasten in Bezug auf:

- Maßnahmen zur Dekarbonisierung von Industrie und Gewerbe (NE3, NE4, NE5, NE6)
- Dekarbonisierung Transport und Schwerverkehr (NE4, NE5)
- Zusätzliche E-Ladeinfrastruktur:
  - Supermarkt, Gastronomie, Hotellerie, Tourismus... (NE6, NE7)
  - Raststationen (NE4, NE5)
  - E-Busse: Depot-Anbindung (NE4, NE5)
  - Parkhäuser (NE5, NE6)
- Deckung des Gebäudewärmebedarfs abseits von Ein- und Mehrfamilienhäusern (NE5, NE6, NE7)

Auf der einen Seite kann erwartet werden, dass diese nicht berücksichtigten Treiber für den Ausbau der Stromnetze einen weiteren nennenswerten und nicht zu vernachlässigbaren Anteil an den gesamten Ausbaurkosten haben werden. Auf der anderen Seite kann auch erwartet werden, dass die Netze durch die massiven Netzausbaumaßnahmen zur Ermöglichung der Integration der Erzeugung auch Aufnahmekapazität für neue Verbraucher gewinnen werden. Für eine Ermittlung der Mehrkosten bei Berücksichtigung dieser zusätzlichen elektrischen Lasten sind also alle Maßnahmen gemeinsam zu berücksichtigen.

Es ist somit zu betonen, dass die Kostenergebnisse dieser Studie als Mindestinvestitionen zu verstehen sind, da nicht alle möglichen Kostentreiber für das Verteilernetz berücksichtigt wurden.

## 2 NETZDATENAUFBEREITUNG

Die gesamte Netzdatenaufbereitung und Netzmodellentwicklung wurden im Rahmen der *Studie 2022* im Jahr 2021 durchgeführt. Im Zuge dieser *Studie 2024* wurden keine Änderungen an den verwendeten Netzmodellen und Netzdaten vorgenommen. Der dahinter liegende Ansatz wird in der Folge vorgestellt.

### 2.1 Ansatz der repräsentativen Netze

Ziel der Studie ist es, Investitionssummen für die Verteilernetze in ganz Österreich zu erhalten. Es wurden einzelne Mittel- und Niederspannungsnetze im Detail durchgerechnet, während die Investitionssummen für die Integration der Windparks in der Hochspannungsebene vereinfacht abgeschätzt wurden (siehe Abschnitt 2.4). In der vorliegenden Studie wurde die Aufnahmefähigkeit des 110-kV-Verteilernetzes nicht im Detail modelliert bzw. betrachtet.

Eine vollständige Abbildung der österreichischen Verteilernetzinfrastruktur in den unteren Spannungsebenen ist nicht möglich, da die dafür notwendigen Netzdaten (Topologie- und Betriebsmitteldaten) nicht flächendeckend in ausreichender Qualität digital verfügbar sind. Deshalb wurde der Ansatz der „repräsentativen Netze“ verfolgt, wo eine Zusammenstellung von einzelnen realen Netzen ermittelt wird, welche unter Betrachtung von möglichst vielen technisch Aspekten auf statistischer Basis einem repräsentativen Anteil von ganz Österreich entspricht. Beispielsweise beinhalten die repräsentativen Nieder- und Mittelspannungsnetze das Verhältnis zwischen Freileitungen zu Kabel, sowie typische Transformatorgrößen (250 kVA, 400 kVA, 640 kVA, ...) in ihrer Häufigkeitsverteilung annähernd gleich der realen Häufigkeitsverteilung vorhanden. In weiterer Folge wurde auch das Verhältnis zwischen städtischen und ländlichen Netzen anhand ihrer Häufigkeit in Österreich berücksichtigt.

Mit diesem Ansatz ist es möglich, eine kleine Menge an sogenannten *repräsentativen* Netzen detailliert durchzurechnen. D.h. Zukunftsszenarien werden statistisch heruntergebrochen und in die repräsentativen Netze integriert, und im Anschluss Netzausbaumaßnahmen zur Integration der neuen Netzbenutzer eruiert. Die daraus erhaltenen Ergebnisse werden mit bekannten Hochrechnungsfaktoren auf ganz Österreich skaliert:

- Gemeinsam mit einer Expertengruppe von Verteilernetzbetreibern wurden 25 repräsentative Niederspannungsnetze und 12 repräsentative Mittelspannungsnetze definiert.
- Die Gesamtanzahl aller Niederspannungsnetze in Österreich liegt in der Größenordnung von 80.000 (Stand 2020). Damit ergibt sich der Hochrechnungsfaktor für ganz Österreich zu  $80.000 / 25 = 3.200$  für die Niederspannung.
- Das bedeutet, wenn in der Zusammenstellung der repräsentativen Netze zwei städtische/innerstädtische Niederspannungsnetze enthalten sind, dann würde eine Hochrechnung in Österreich  $2 * 3.200 = 6.400$  städtische/innerstädtische Niederspannungsnetze ergeben. Diese Zahl entspricht dem realen Anteil städtischer Niederspannungsnetze in Österreich.
- Bei rund 850 Mittelspannungsnetzen (Hoch/Mittelspannungs-Umspanner) in Österreich ergibt sich der Hochrechnungsfaktor für ganz Österreich zu  $850 / 12 = 71$ .

Mit diesem Ansatz wird es ermöglicht, jegliche notwendigen Netzausbaumaßnahmen, die sich in diesen Beispielnetzen ergeben, mit dem Hochrechnungsfaktor zu vervielfachen, um damit die Gesamtinvestitionssumme für ganz Österreich abschätzen zu können.

### 2.2 Niederspannung

#### 2.2.1 Datenbasis

Für die Erstellung der *Studie 2022* wurden die vollständigen Niederspannungsnetzdatensätze von Netz Oberösterreich und Salzburg Netz aus den Projekten IGREENGrid [2] und leafs [3] verwendet.

Nachdem die *Studie 2022* als Basisjahr 2020 angenommen hat, sind die ursprünglichen Netzdaten nicht mehr 1:1 verwendbar, da in den Jahren bis 2020 bereits nennenswerte Mengen an PV-Anlagen in die Netze integriert wurden. Diese in den originalen Netzdaten fehlenden PV-Anlagen wurden den Netzdaten im Rahmen der Berechnung hinzugefügt, um einen realistischen Ausgangspunkt 2020 zu erhalten. In allen anderen Aspekten wurden die vorhandenen Datensätze als brauchbar erachtet.

#### 2.2.2 Repräsentative Netze

Im Rahmen der *Studie 2022* wurde die Anzahl der Niederspannungsnetze für die Zusammenstellung der repräsentativen Netze auf 25 festgesetzt. Aus der vorhandenen Datenbasis wurden mehrere Millionen Mal zufällige Kombinationen von 25 Netzen gezogen, und die Summen-Statistik jeder Ziehung mit den angestrebten Zielwerten für ganz Österreich verglichen. Die Netze jener Ziehung, welche die beste

Übereinstimmung mit den österreichischen Zielwerten, in allen untersuchten Parametern ergeben hat, wurden als „repräsentative Netze“ definiert.

Die folgende Tabelle zeigt die 25 repräsentativen Niederspannungsnetze und eine Auswahl verschiedener Parameter. Die Zusammenstellung von repräsentativen Netzen entspricht einer Näherung, die im Rahmen der verwendeten Randbedingungen/Parameter zufriedenstellende Ergebnisse liefert. NS02 und NS13 fallen durch eine Leitungslänge von 0 auf. Diese versorgen keinen einzigen Haushalt und auch keine Landwirtschaft, sondern ausschließlich NE6-Kunden.

Netz	Transformator-nennleistung [kVA]	Leitungslänge [km]	Abzweige [1]	Zählpunkte [1]	H0 [1]	Lx [1]
NS01	160	5,32	4	39	25	4
NS02	630	0	2	12	0	0
NS03	400	4,425	8	89	44	7
NS04	250	3,816	3	29	11	10
NS05	400	6,767	10	194	120	5
NS06	100	3,722	4	42	23	7
NS07	160	2,787	3	29	13	14
NS08	160	2,261	5	20	8	5
NS09	233	3,432	8	160	133	0
NS10	400	0,092	2	5	1	0
NS11	160	1,069	3	19	9	7
NS12	100	1,601	2	8	1	5
NS13	250	0	2	2	0	0
NS14	500	2,398	5	47	19	6
NS15	100	0,661	1	4	0	2
NS16	250	0,923	4	83	73	0
NS17	630	2,917	7	53	28	2
NS18	160	2,115	3	22	10	7
NS19	1250	2,029	9	133	95	0
NS20	75	1,274	4	62	37	6
NS21	630	2,197	5	73	40	0
NS22	400	1,082	6	10	0	2
NS23	250	1,44	4	112	63	3
NS24	800	1,552	9	299	146	0
NS25	800	0,698	0	357	153	0
<b>Summe</b>	<b>9248</b>	<b>54,578</b>	<b>113</b>	<b>1903</b>	<b>1052</b>	<b>92</b>
Hochrechnung AT	29.593.600	174.650	361.600	6.089.600	3.366.400	294.400

Tabelle 1: Charakteristika der repräsentativen Niederspannungsnetze

### 2.2.3 Hochrechnung

Nachdem die Gesamtanzahl aller Niederspannungsnetze in Österreich mit ungefähr 80.000 abgeschätzt wurde (Stand 2020), ergibt sich der Hochrechnungsfaktor für ganz Österreich zu  $80.000 / 25 = 3.200$ . Für die Kostenhochrechnung für ganz Österreich bedeutet das beispielsweise, dass wenn in einem der 25 Netze ein 250-kVA-Transformator auf einen 400-kVA-Transformator verstärkt werden muss- wird für die Hochrechnung auf ganz Österreich davon ausgegangen - dass 3.200 Stück 250-kVA-Transformatoren auf 400 kVA verstärkt werden müssen.

## 2.3 Mittelspannung

### 2.3.1 Datenbasis

Für die Erstellung der *Studie 2022* wurde der vollständige Datensatz der Mittelspannung (MS) von Netz Oberösterreich aus dem Projekt IGREENGrid [2] verwendet. Im Zuge der Aufbereitung wurden die Lastdaten neu übermittelt, d.h. die ursprünglichen Netzmodelle wurden mit neuen Lastdaten aus 2020 gerechnet.

Weiters wurde der vollständige Mittelspannungsnetzdatensatz von Salzburg Netz aus dem Projekt Clean Energy 4 Tourism [4] verwendet. Dieser Datensatz konnte direkt verwendet werden. Zusätzlich wurde der gesamte Mittelspannungsnetzdatensatz von Kärnten Netz übermittelt und aufbereitet. Netz Oberösterreich und Salzburg Netz besitzen MS-Netze mit einer Nennspannung von 30 kV, mit einzelnen (städtischen) Abschnitten von 10 kV. Kärnten Netz besitzen MS-Netze mit einer Nennspannung von 20 kV. In der Datenbasis waren demnach 10 kV, 20 kV und 30 kV Netze enthalten. Ein weiteres in Österreich vorhandenes Spannungslevel stellt 25 kV dar, welches nicht in der Datenbasis vorhanden war.

### 2.3.2 Repräsentative Netze

Im Rahmen der Studie 2022 wurde die Anzahl der Mittelspannungsnetze für die Zusammenstellung der repräsentativen Netze auf 12 festgesetzt. Daraus und auf Basis einer Umfrage innerhalb des am Projekt beteiligten Pools von Verteilernetzbetreibern, ergibt sich die folgende Festlegung der Spannungsniveaus in diesen 12 Netzen:

Nennspannung	Anteil in ganz AT geschätzt	Anzahl Netze	Repräsentiert durch
Bis 15 kV	25%	3	10 kV
16 bis 25 kV	50%	6	20 kV
26 bis 35 kV	25%	3	30 kV
<b>Summe</b>	<b>100%</b>	<b>12</b>	<b>-</b>

Tabelle 2: Spannungsniveaus der repräsentativen Mittelspannungsnetze

Name	Nennspannung [kV]	Umspanner-Nennleistung [MVA]	Leitungslänge [km]	Abgänge [1]	Ortsnetztransformatorstationen [1]
MS01	10	10	12,91	5	20
MS02	10	5	13,72	3	21
MS03	10	40	49,66	12	103
MS04	20	32	55,15	10	92
MS05	20	32	171,72	6	200
MS06	20	20	10,17	1	1
MS07	20	20	84,13	4	128
MS08	20	32	29,72	5	63
MS09	20	32	217,12	5	255
MS10	30	32	43,98	4	51
MS11	30	32	122,34	4	143
MS12	30	40	209,39	7	215
<b>Summe</b>	<b>-</b>	<b>327</b>	<b>1020</b>	<b>66</b>	<b>1292</b>

Tabelle 3: Charakteristika der repräsentativen Mittelspannungsnetze

### 2.3.3 Hochrechnung

Nachdem die Gesamtanzahl aller Mittelspannungsnetze in Österreich mit ungefähr 850 ermittelt wurde (Stand 2020), ergibt sich der Hochrechnungsfaktor für ganz Österreich zu  $850 / 12 = 71$ . Für die Kostenhochrechnung für ganz Österreich bedeutet das beispielsweise, wenn in einer Durchrechnung der 12 MS-Netze in Summe 100 km Leitung verstärkt werden müssen, dann wird für die Hochrechnung auf ganz Österreich davon ausgegangen, dass  $100 \text{ km} * 71 = 7.100 \text{ km}$  Leitung verstärkt werden müssen.

## 2.4 Hochspannung

Für die Berechnung des Netzausbaubedarfs in der Hochspannung wurden keine Netzmodelle verarbeitet. In der vorliegenden Studie wurde die Aufnahmefähigkeit des 110-kV-Verteilernetzes im Detail nicht modelliert und betrachtet. Details zur Kostenabschätzung für die Integration der Windparks in die Hochspannungsebene sind in Abschnitt 5.3 zu finden.

## 3 NETZPLANUNG UND NETZBERECHNUNG

### 3.1 Lastfall und Einspeisefall

Entsprechend der gängigen Praxis in der Netzplanung wurden auch in dieser Studie die beiden Worst-Case-Netzsituationen „Lastfall“ und „Einspeisefall“ betrachtet, um die Einhaltung aller Betriebsgrenzen sicherzustellen. Für die in dieser Studie durchgeführte Berechnung des notwendigen Netzausbaubedarfs, verursacht durch die Integration neuer Netzbenutzer, ist die Betrachtung von Lastfall und Einspeisefall ausreichend, da hier nur die Worst-Case-Leistungsflüsse zählen. Zusätzlich zu dieser Berechnungsmethode wurde in der *Studie 2022* in den Unterfinanzierungsszenarien das Netz nicht vollständig ausgebaut und dann die abgeregelte Energie von angeschlossenen PV-Anlagen und die Verzögerung der Ladung der privaten E-PKWs mithilfe von Jahressimulationen ermittelt. Das war notwendig, da durch die beiden Lastfluss-Rechnungen des Lastfalls und des Einspeisefalls nur Leistungen betrachtet werden können und weder Aussagen über Energien noch über Zeitdauern bzw. Häufigkeiten gemacht werden können.

In der vorliegenden Aktualisierung der Studie wurden keine Jahressimulationen durchgeführt, da es keine Notwendigkeit gab, die Aussagen über die Folgen einer Unterfinanzierung neu zu berechnen und zu bewerten. Die Aussagen zur Unterfinanzierung der *Studie 2022* behalten weiterhin ihre Gültigkeit. Die Aussagen über den notwendigen Netzausbaubedarf zur Integration der neuen Netzbenutzer mit der jeweilig angenommenen Leistung können und werden in der Praxis ausschließlich über Lastfall- und Einspeisefall-Berechnungen durchgeführt.

In der Niederspannung werden die Einspeisefall-Werte der Bestandslast mit 10% der Lastfallwerte abgeschätzt. Weiters sind im Lastfall alle Einspeiser auf null gesetzt.

In der Mittelspannung werden für das Bestandsnetz für Lastfall und Einspeisefall individuelle Werte verwendet, welche von den Netzbetreibern für jedes ausgewählte Mittelspannungsnetz zur Verfügung gestellt wurden.

Generell wurde von einer Laststeigerung von 5% pro Jahrzehnt ausgegangen, d.h. einer Laststeigerung bei der Bestandslast von +5% bis 2030 und von +10,25% bis 2040.

### 3.2 Grenzwerte für die Netzplanung

Die Grenzwerte aus Sicht der Netzplanung wurden in der *Studie 2022* festgelegt und in dieser Aktualisierung der Studie nicht geändert. Es wurden folgende Grenzwerte angewendet:

	NS	MS
<b>Leitungsauslastung</b>	70%	70%
<b>ONT-/UM-Auslastung</b>	70%	70%
<b>Spannungsabfall</b>	6,5%	3,5%
<b>Spannungsanstieg</b>	3%	2%

Tabelle 4: Spannungsniveau in repräsentativen Mittelspannungsnetzen (ONT: Ortsnetztransformator, UM: Umspanner)

Bei den Auslastungsgrenzwerten fällt auf, dass diese offensichtlich niedriger angesetzt sind als für das einzelne Betriebsmittel technisch möglich wäre. Das hat für Nieder- und Mittelspannung unterschiedliche Gründe:

- In der Mittelspannung kann von einer (n-1)-strukturierten Sicherheit ausgegangen werden. Die (n-1)-strukturierte Sicherheit bedeutet, dass bei Ausfall eines einzelnen Betriebsmittels (z.B. Umspanner oder MS-Leitung) durch Umschaltungen zeitnahe die Kunden lastseitig erneut wiederversorgt werden können. Einspeiseseitig wird keine (n-1)-strukturierte Sicherheit berücksichtigt, d.h. bei Ausfall eines Betriebsmittels kann es notwendig sein, Einspeiseanlagen abzuregeln bzw. diese aus Sicherheitsgründen vom Netz zu trennen. Zur rechnerischen Überprüfung der (n-1)-strukturierten Sicherheit müsste jeweils eine Lastfallrechnung für den Ausfall jedes Mittelspannungsbetriebsmittels durchgeführt werden. In weiterer Folge müssten dann anhand von Netzumschaltung die erneute Wiederversorgung – unter Einhaltung der Betriebsauslastungs- und Spannungsgrenzen – geprüft werden. Die Prüfung der (n-1)-strukturierten Sicherheit in Kombination mit Netzausbaualgorithmen würde einen immensen Rechenaufwand darstellen und die Anforderungen an diese Studie übersteigen. Aus diesem Grund wurden zur Berücksichtigung der (n-1)-strukturierten Sicherheit in der

MS-Ebene zur Vereinfachung einzelne Grenzwerte pauschal enger angesetzt.

- In der Niederspannung wurden die Grenzwerte enger gesetzt, um der Problematik der schwindenden Reserven entgegenzusteuern: Aktuell (d.h. im Referenzjahr 2020) sind die NS-Netze im Allgemeinen gut ausgebaut und besitzen auch Reserven für die Zukunft. Wenn die Netzverstärkung mit 100 % Leitungs- und Trafo-Auslastung gerechnet wird, dann würden 2040 alle Netze „voll ausgelastet“ sein, d.h. es würden rechnerisch keine Leistungsreserven für neue Netzbenutzer (= keine freie Hosting-Capacity mehr) vorhanden sein. Würde man die Netze auf „Zukunftstauglichkeit“ benchmarken, würden diese Netze dann 2040 schlechter abschneiden als 2020, obwohl die Netze verstärkt wurden. Die Energiewende ist aber voraussichtlich mit 2040 noch nicht vollständig umgesetzt. Aktuelle Prognosen zeigen, dass mindestens bis 2050 laufend neue Netzbenutzer in die Verteilernetze integriert werden müssen. Deshalb erscheint eine „Optimierung“ auf den Netzzustand 2040 als nicht sinnvoll, da dies notwendige Investitionskosten nicht korrekt darstellen würde (es würden dann spätestens 2041 zeitgleich zahlreiche Grenzwertverletzungen auftreten, die in dieser geballten Häufung für die Verteilernetzbetreiber nicht umsetzbar wären). Aus diesem Grund wurden auch für die NS-Netze die Grenzwerte enger angenommen, um 2040 noch freie Kapazitäten aufweisen zu können. Dies entspricht auch der heutigen Praxis, da die Netze auch heute freie Kapazitäten für die kommenden Jahre aufweisen und diese bspw. auch für Siedlungserweiterungen verwendet werden können.

Die oben genannten Annahmen der Grenzwerte beeinflussen das Berechnungsergebnis. Um einer etwaigen Kritik an diesen Annahmen vorzubeugen, wurden Parametervariation durchgeführt, wo die Grenzwerte für die Leitungs- und Transformatorauslastung auf 50% verringert bzw. auf 90% erhöht wurde, und das Spannungsband um ein halbes Prozent vergrößert bzw. verkleinert wurde. Die Ergebnisse dieser Parametervariationen sind im Ergebniskapitel dargestellt.

### 3.3 Anwendung der Gleichzeitigkeitsfaktoren für E-PKW-Ladung

Sowohl die private E-PKW-Ladung mit 11 kW als auch die 5,5 kW Ladung werden mit ihrer jeweiligen spezifischen Gleichzeitigkeitskurve gerechnet, welche in der Studie Netzberechnung Österreich [9] definiert wurden und in Abbildung 1 nochmals dargestellt sind:

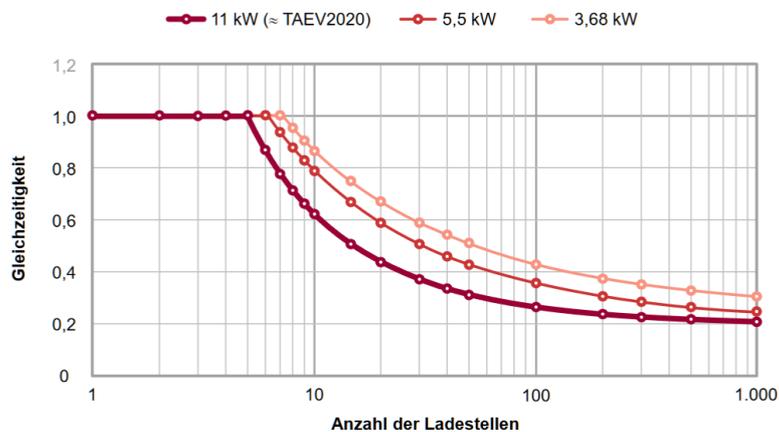


Abbildung 1: Gleichzeitigkeitskurven für private E-PKW-Ladung: Abbildung 2 in [9]

Diese Gleichzeitigkeitsfaktoren für E-PKW-Ladung werden je Netzebene angewandt – d.h. die niedrigere Gleichzeitigkeit bei steigender Anzahl an E-PKWs bei steigender Netzebene wurde mithilfe von Kompensationslasten korrekt modelliert. Um ein konkretes Beispiel zu geben: Eine Ortsnetz-Station hat 4 Abgänge, und an jedem Abgang gibt es 5 Elektroautos. Somit ist bei jedem Abgang entsprechend der Gleichzeitigkeitskurve der Gleichzeitigkeitsfaktor mit  $GF(5) = 1,0$  zu berücksichtigen, während auf der Aggregationsebene des Ortsnetztransformators  $4 * 5 = 20$  Elektro-Autos versorgt werden, womit bei angenommener 11 kW Ladung ein Gleichzeitigkeitsfaktor von  $GF(20) = 0,438$  anzuwenden wäre. Folglich werden im Starklast-Fall je Strang  $5 * 11\text{kW} * 1,0 = 55\text{ kW}$  für die E-PKW-Last angenommen, was in Summe beim Trafo  $55\text{ kW} * 4 = 220\text{ kW}$  E-PKW-Ladeleistung ergeben würde – das ist aber zu viel, wenn man die Gleichzeitigkeitskurve berücksichtigt. Mit Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitskurve wird beim Transformator nur  $20 * 11\text{ kW} * 0,438 = 96\text{ kW}$  für die E-PKW-Last angenommen. Somit wird die Kompensationslast auf der NS-Sammelschiene so eingestellt, dass die Summe von allen vier Strängen von 220 kW auf 96 kW reduziert

wird, also d.h. die Kompensationslast wird auf -124 kW eingestellt. Dieselbe Vorgehensweise wurde an den UW-Abgängen und beim Umspanner durchgeführt. Durch die Modellierung von Kompensationslasten, welche die „überschüssige“ E-PKW-Ladeleistung, welche durch den Abfall der Gleichzeitigkeitskurve zustande kommt, kompensiert, kann der Starklastfall in einer einzigen Lastflussrechnung über mehrere Aggregationsebenen auf einmal durchgeführt werden. Somit werden alle Betriebsmittelauslastungen in einem Schritt korrekt berechnet.

# 4 NETZAUSBAU-TREIBER UND ZUKUNFTSSZENARIEN

## 4.1 Betrachtungszeitraum

In der Studie 2022 wurde der Netzausbaubedarf ermittelt, der ausgehend von den Stromnetzen im Zustand des Basisjahrs 2020 bis 2030 bzw. bis 2040 notwendig wird. D.h.

- 2020: Basisjahr
- 2030: 1. Stützjahr für die Berechnung
- 2040: 2. Stützjahr für die Berechnung

Trotz der Tatsache, dass diese Studie 2024 Ende 2023 durchgeführt wurde, wurden alle Zeiten beibehalten, d.h. auch das Basisjahr 2020 wurde nicht verändert.

## 4.2 Aktualisierung der Stromerzeugungsprognosen

Studie 2022 Das „Erneuerbare Energien – Klimadashboard Österreich“ [5] gibt eine gute Übersicht über die im EAG 2021 [6] definierten Ziele in Österreich:

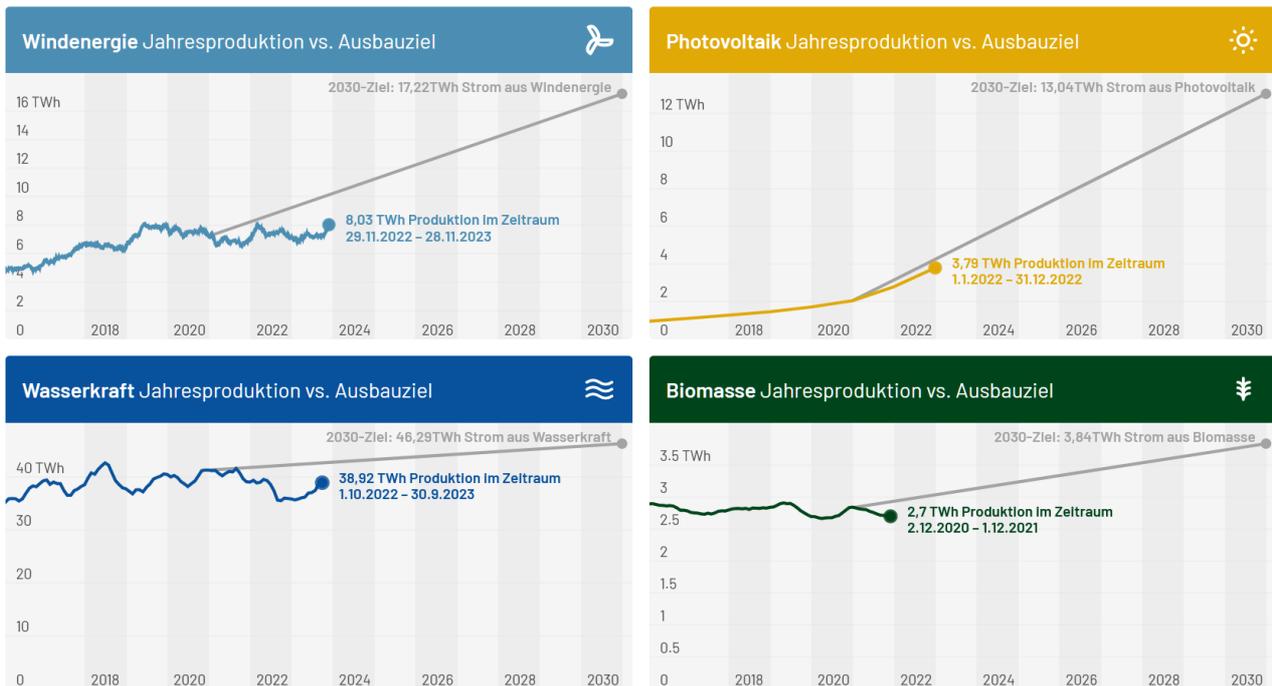


Abbildung 2: Screenshot des Erneuerbare Energien – Klimadashboard Österreich [5] (abgerufen 2023-11-29)

Wie unschwer zu erkennen ist, sind die angestrebten Steigerungen der Stromproduktion für Wasserkraft und Biomasse vernachlässigbar, weswegen diese Technologien nicht modelliert wurden. Für PV- und Wind-Energie sind die angestrebten Steigerungen jedoch erheblich.

### 4.2.1 Studie 2024

Das BMK hat im Juli 2023 den „Integrierten österreichischen Netzinfrstrukturplan, Entwurf zur Stellungnahme“ [7] veröffentlicht, wo in Tabelle 5 die neuen angestrebten Ziele übersichtlich dargestellt sind:

	Energiebilanz	Szenario Transition	
	2020 (TWh)	2030 (TWh)	2040 (TWh)
fossile Energieträger	14	6	0
Wasserkraft	42	47	48
Biomasse	5	6	6
Geothermie	0	0,1	1
Photovoltaik	2	21	41
Wind	7	21	29
Wasserstoff	–	0,1	1
Stromerzeugung gesamt	69	100	127
Nettoimporte	2	-7	-2

Tabelle 5: Stromerzeugung nach Energieträgern: Tabelle 5 aus OENIP-2023 [7]

Weiterhin sind keine nennenswerten Steigerungen bei Wasserkraft und Biomasse zu erwarten, die Ziele für PV und für Wind wurden aber deutlich höher gesetzt. Während die 2040er-Werte in der *Studie 2022* geschätzt bzw. mit Hilfe von 2050er-Werten interpoliert werden mussten, können für diese *Studie 2024* die 2040er-Werte direkt aus dieser Tabelle entnommen werden.

### 4.3 Überblick

Abbildung 3 zeigt zusammenfassend die in der *Studie 2022* angenommenen Zukunftsszenarien für Wind, PV, WP und E-PKWs und daneben die aktualisierten Werte, welche in dieser *Studie 2024* verwendet wurden.

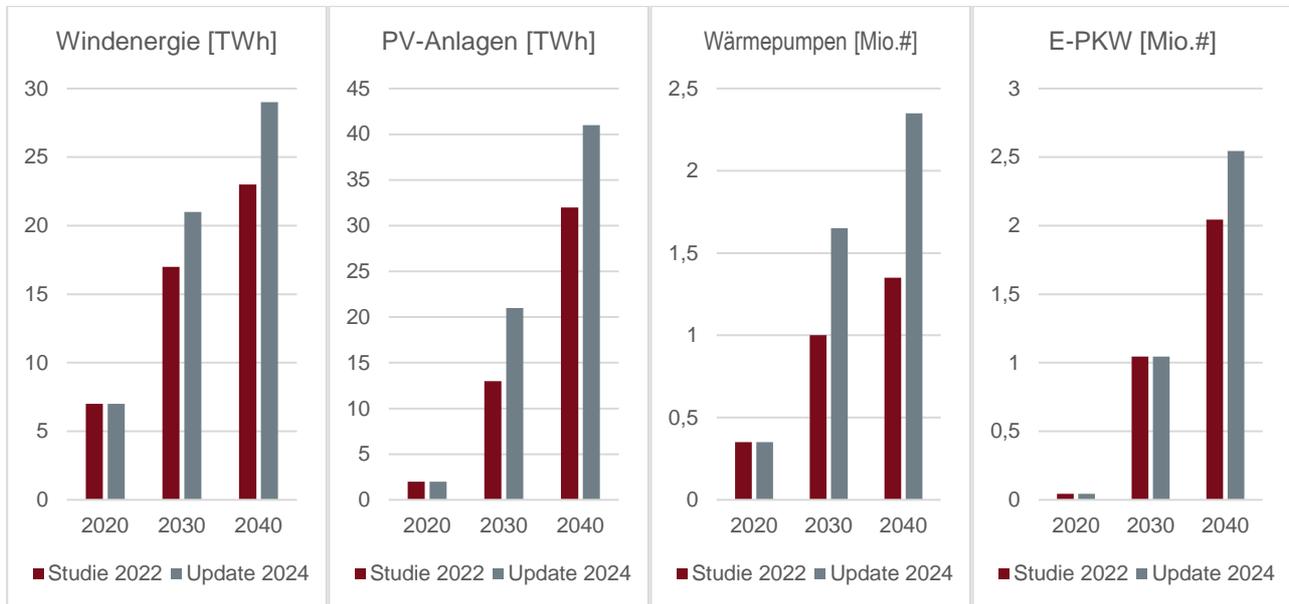


Abbildung 3: Aktualisierte Zukunftsszenarien für Wind, PV, WP und E-PKWs

Nachfolgend werden die einzelnen Technologien im Detail beschrieben.

### 4.4 Entwicklung der PV-Einspeisung

Wie in Tabelle 6 zu sehen ist, wird die Integration der PV in den drei Netzebenen NE5 bis NE7 erwartet, deshalb wird zwischen Aufdach-PV (NE7), Gewerbe-PV (NE6) und Freiflächen-PV (NE5) unterschieden. Die Zielwerte für PV sind in TWh angegeben, die Integration in die Netze erfolgt allerdings in GW. Für die Umrechnung zwischen Energie und Leistung wurden **1.000 Volllaststunden** angenommen.

Netzebene	2020	2030		2040		Typ
<b>Ziele</b>	Bestand: 2 <sup>1</sup> TWh	Studie 2022: 2 <sup>1</sup> + 11 <sup>1</sup> = 13 <sup>1</sup> TWh	Update 2024: 2 <sup>1</sup> + 19 = 21 <sup>2</sup> TWh	Studie 2022: 2 <sup>1</sup> + 30 <sup>3</sup> = 32 TWh	Update 2024: 2 <sup>1</sup> + 39 = 41 <sup>2</sup> TWh	
7	1,2 GWp	+2,2 <sup>4</sup> GWp	+3,9 GWp	+5,4 GWp	+7,1 GWp	Ein-/Zweifamilienhäuser, Mehrgeschoßwohnbauten, Fassadennutzung
6	0,6 GWp	+1,8 <sup>4</sup> GWp	+3,1 GWp	+3,6 GWp	+4,7 GWp	Gewerbe, Industriegebäude (inkl. Hallen)
5	0,2 GWp	+7,0 <sup>4</sup> GWp	+12,0 GWp	+21 GWp	+27,2 GWp	Freiflächen, Deponien, Verkehr, Industriegebäude (inkl. Hallen)
<b>Gesamt</b>	<b>2,0 GWp</b>	<b>+11,0 GWp</b>	<b>+19,0 GWp</b>	<b>+30,0 GWp</b>	<b>+39,0 GWp</b>	

Annahme: **1000 Volllaststunden** => 1 TWh entspricht 1 GWp  
 Legende: Bestand + Integration = Ziel; Integrations-Werte sind immer auf Basis 2020 zusehen  
 Referenzen: <sup>1)</sup> Siehe Abbildung 2 <sup>2)</sup> Siehe Tabelle 5 <sup>3)</sup> Interpoliert aus 2030 und 2050-Wert basierend auf Daten aus [10]. <sup>4)</sup> Siehe [10]

Tabelle 6: Entwicklung der PV-Einspeisung in Österreich bis 2030 und 2040 aufgeschlüsselt in Netzebenen

Aus Tabelle 6 wird ersichtlich, dass sich der Schwerpunkt der Photovoltaik, der aktuell in Netzebene 7 bei Aufdachanlagen liegt, künftig in Richtung niedrigere Netzebenen (= höheren Spannungsebenen) verlagern wird. D.h. auch wenn die Einspeiseleistung der Dachflächen-PV (NE6+7) bis 2040 um rund einen Faktor sechs wachsen wird, wird sich die Einspeiseleistung der Freiflächenanlagen (NE5) mehr als ver Hundertfachen, sodass im Jahr 2040 mehr als doppelt so viel Energie von Freiflächenanlagen kommen wird als von Aufdachanlagen.

#### 4.5 Entwicklung der Wind-Einspeisung

In der *Studie 2022* wurde angenommen, dass private „Mini“-Windkraftanlagen auf NE7 und NE6 eine vernachlässigbare Bedeutung haben werden. Deshalb wurde in der Niederspannung keine Windkraft integriert. Einzelne Windräder könnten grundsätzlich in der Mittelspannung angeschlossen werden, aber es wurde angenommen, dass bei einem günstigen Standort mehrere Windräder aufgestellt werden, und dann ergeben sich Anschlussleistungen in einer Größenordnung, die einen Anschluss in der Hochspannungsebene notwendig machen. Folglich wurde die Integration der Wind-Energie ausschließlich Kosten zur Anbindung dieser in der Hochspannungsebene angesetzt.

Die Zielwerte für Windkraft sind in TWh angegeben (siehe Tabelle 5), die Integration in die Netze erfolgt allerdings in GW. Für die Umrechnung zwischen Energie und Leistung wurden **2.100 Volllaststunden** angenommen. Um von 7 TWh Windenergie 2020 auf 21 TWh 2030 bzw. 29 TWh 2040 zu kommen, werden 14 TWh oder 6,7 GW bis 2030 bzw. 22 TWh oder 10,5 GW bis 2040 in die Hochspannungsnetze integriert (siehe Abbildung 3).

#### 4.6 Entwicklung der privaten Elektromobilität

Aus aktueller Sicht ist zu erwarten, dass der „Goldstandard“ bei der privaten Ladung der Elektromobilität bei 11 kW Ladeleistung liegen wird. Eine höhere Ladeleistung bedeutet Mehrkosten beim Auto und bei der Ladestation, und die Notwendigkeit für schnelleres Laden ist im Privatbereich im Normalfall nicht gegeben. Umgekehrt kann eine niedrigere Ladeleistung, z.B. 5,5 kW für den Privatbesitzer künftig durchaus Sinn machen, wenn leistungsabhängige Netztarife (siehe Stromtarife 2.1 [11]) eingeführt werden. Wie sich das in Zukunft entwickeln wird, bleibt abzuwarten.

In der *Studie 2022* wurde grundsätzlich von einer 11-kW-Ladeleistung ausgegangen, allerdings wurde angenommen, dass sich eine Netzregelung für die Elektromobilität etablieren wird, welche zu Spitzenlastzeiten die Ladeleistung privater E-PKW-Ladung auf 50% drosseln könnte. Der Lastfall stellt den Worst-Case-Lastfluss im Stromnetz dar – dementsprechend bildet es genau jenen Zeitpunkt der Spitzenlastzeit ab. Entsprechend der Annahme einer existierenden Netzregelung zur Drosselung der Ladeleistung auf 50%, ist die gesamte in den Netzen angenommene E-PKW-Ladung mit 5,5 kW zu rechnen. Die flächendeckende Netzregelung zur Reduzierung der Ladeleistung der Elektromobilität verursacht ebenfalls Kosten, diese Komponente wurde in der Studie kostentechnisch nicht betrachtet.

Die Annahme einer flächendeckend etablierten Netzregelung ist mit einer Unsicherheit behaftet, deshalb wurde in einer Parametervariation auch die Ladung mit 11 kW durchgerechnet – also jenes Szenario, in dem keine Netzregelung angenommen wird.

Die Zukunftsszenarien für private Elektromobilität wurde anhand einer logistischen Funktion („Hochlaufkurve“) entsprechend der IEA Szenarien „SDS“ = **S**ustainable **D**evelopment **S**cenario (100% E-PKW bis 2050) und „STEPS“ = **S**TatEd **P**olicies **S**cenario (70% E-PKW bis 2050) abgeschätzt (Abbildung 4). Die beiden verwendeten Werte liegen innerhalb des ambitionierten SDS und dem wahrscheinlichen STEPS Szenario, wobei mit 1,0 Mio. E-PKW bis 2030 ein Wert auf der ambitionierten Seite nahe dem SDS-Verlauf gewählt wurde und mit 2,5 Mio. E-PKWs bis 2040 ein Wert nahe dem STEPS-Verlauf gewählt wurde. Eine schnellere Durchdringung mit E-PKWs wurden in dieser Studie in Form von Parametervariationen gerechnet.

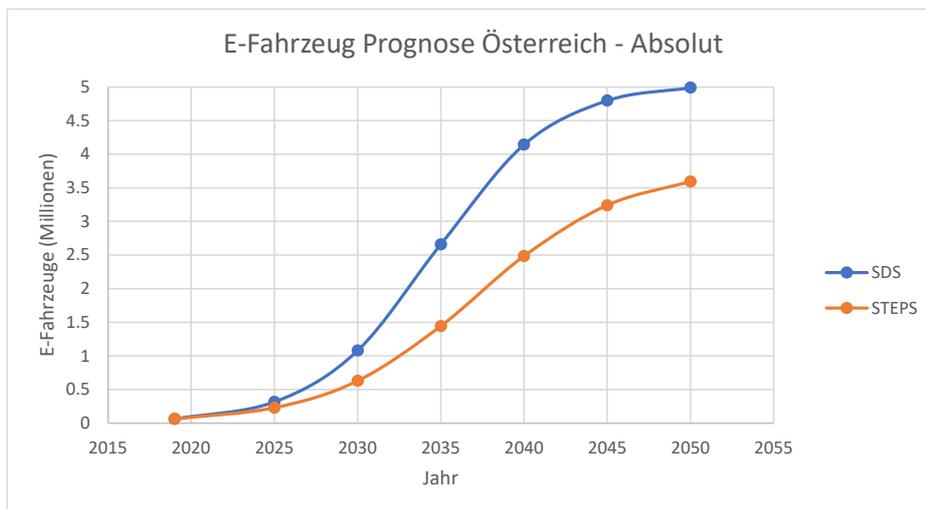


Abbildung 4 Hochlaufkurve des E-PKW-Bestands in Österreich entsprechend den IEA Szenarien „SDS“ und „STEPS“ [11]

Die Integration von 1,0 Mio. privater E-PKWs bis zum Jahr 2030 bedeutet unter der Annahme von jeweils einer privaten 11 kW Ladestationen je E-PKW eine nominell installierte Ladeleistung von 11 GW, die aber niemals gleichzeitig in Anspruch genommen werden wird. Die real auftretende Gleichzeitigkeit und damit zusammenhängend die real auftretende Ladeleistung hängt von der Betrachtungsebene ab: Während in einzelnen zu betrachtenden Niederspannungsnetzen sehr hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren zu berücksichtigen sind, verringert sich die zu erwartende Ladeleistung auf Netzebene 4 entsprechend der Gleichzeitigkeitskurve (Abbildung 1) zu 20% der nominell installierten Ladeleistung. In der Annahme, dass zu Starklastzeiten die Ladeleistung auf 50%, also pauschal auf 5,5 kW, beschränkt wird, treten in der Niederspannung in Summe 3,7 GW netzwerkstabile E-PKW-Ladeleistung als Höchstlast auf (das wären 67% der nominellen Ladeleistung von 5,5 GW bei einer 5,5 kW Ladung). Aufgrund der abfallenden Gleichzeitigkeitskurve treten in der Mittelspannung in Summe nur mehr 1,2 GW netzwerkstabile E-PKW-Ladeleistung als Höchstlast auf (das sind 22% der nominellen Ladeleistung von 5,5 GW bei 5,5 kW Ladung).

Die Integration von 2,5 Mio. private E-PKWs führt zu einer nominell installierten Ladeleistung von 13,75 GW bei flächendeckender 5,5 kW Ladung, wovon 7,6 GW (= 55%) netzwerkstabil in der Niederspannung und 2,8 GW (= 20%) netzwerkstabil in der Mittelspannung gerechnet wurde.

Zusammenfassend muss hervorgehoben werden, dass die reale Höchstlast der netzwerkstabilen E-PKW-Ladeleistung von der Anzahl der E-PKWs (bzw. E-PKW-Ladestationen), der angenommenen Ladeleistung, der angenommenen Gleichzeitigkeitskurve, und vor allem von der Betrachtungsebene im Netz, also der Netzebene, abhängt.

## 4.7 Entwicklung der privaten Wärmepumpendurchdringung

Im Rahmen der *Studie 2022* und dieser *Studie 2024* wurden Zukunftsszenarien für Wärmepumpen mit einer typischen elektrischen Nennleistung zwischen 2 und 3 kW für Ein- oder Mehrfamilienhäuser entwickelt.

Die Umstellung der Heizungsform bei anderen Gebäudetypen zur nachhaltigen Deckung des Wärme- und Warmwasserbedarfs wurde nicht berücksichtigt.

In der *Studie 2022* wurde die Anzahl der zu erwartenden Wärmepumpen aus den Daten der Studie „Wärmezukunft 2050“ [13] abgeschätzt. Wegen der durch die Ukraine-Krise verursachten Energiepreiserhöhungen wird ein wesentlich schnellerer Ausstieg aus fossilen Energieträgern (insbesondere Gas) erwartet. Im Zeitraum 2022 bis 2023 ist aber keine neue Studie erschienen, die eine aktualisierte Prognose der Entwicklung der Wärmepumpen als Ersatz von Öl- oder Gas-Heizungen im Kontext der durch die Ukraine-Krise veränderten Rahmenbedingungen beschrieben hätte. Deshalb wurden für diese *Studie 2024* die Menge der zu integrierenden Wärmepumpen verdoppelt, und eine noch höhere Durchdringung mit Wärmepumpen wurde im Rahmen von Parameter-Variationen untersucht. Das Integrationsziel von 650.000 Wärmepumpen bis 2030 wurde demnach auf 1,3 Mio. Wärmepumpen erhöht, was bei einer angenommenen durchschnittlichen nominalen Wärmepumpenleistung von 2,8 kW<sub>el</sub> 2030 zu einer netzwerkstabilen Leistung von zusätzlich +3,6 GW führt. Durch fortschreitende Gebäude-Wärmedämmungs-Maßnahmen und einer erwarteten Effizienzsteigerung zukünftiger Wärmepumpen bis 2040 wird von einer durchschnittlichen nominalen Wärmepumpenleistung von 2,4 kW<sub>el</sub> ausgegangen. Das führt bei 2 Mio. Wärmepumpen bis 2040 zu einer zusätzlichen netzwerkstabilen Leistung von +4,8 GW.

## 5 BERECHNUNGSANSATZ

Für Nieder- und Mittelspannung wurden ähnliche Ansätze auf Basis von Lastflussrechnungen verwendet, für die Hochspannung wurde ein vereinfachter Berechnungsansatz zur Integration in das bestehende 110-kV-Netz für Windparks gewählt.

### 5.1 Niederspannung: Random Sample

Alle künftigen NE7-PV-Anlagen, E-PKWs und Wärmepumpen wurden existierenden H0- und Lx-Zählpunkten zugeordnet. Per Zufalls-Ziehung („Random-Sample“) wurden der Gesamt-Anzahl an vorhandenen H0- und Lx-Zählpunkten  $n$  entsprechend der AT-Zielwerte der jeweiligen Technologien eine auf das jeweilige NS-Netz heruntergebrochene Anzahl  $m$  neue Netzbenutzern zugeordnet, wobei bei den definierten Gesamt-Zielen immer  $m < n$  gilt. Deshalb ergeben sich bei dieser Zuordnung viele Möglichkeiten, die sich unmittelbar auf den Netzausbaubedarf und dementsprechend auf die Gesamtkosten auswirken. Erwartungsgemäß wird eine zufällige Ziehung von vielen stationsnahen Zählpunkten einen niedrigeren Netzausbaubedarf ergeben als eine Ziehung von vielen stationsfernen Zählpunkten am Ende der Abzweige. Um hier einen aussagekräftigen Wert zu erhalten, wurde diese Zufalls-Ziehung zur Auswahl der H0- und Lx-Zählpunkte, bei denen eine künftige Technologie installiert wird, 101 mal durchgeführt, und für jede dieser 101 Varianten wurde separat der Netzausbaubedarf ermittelt. Mit diesen 101 Durchrechnungen sind die Quantile der jeweiligen Verstärkungskosten, also das 0%-, 25%- 50%, 75%- und das 100%-Perzentil, wohldefiniert. Das 0%-Perzentil beschreibt den Best-Case, also den minimal notwendigen Netzausbaubedarf, der bei optimaler (z.B. stationsnaher, homogen verteilter Integration) Platzierung der neuen Netzbenutzer entsteht. Das 100%-Perzentil beschreibt den Worst-Case, also den maximal notwendigen Netzausbaubedarf, der bei suboptimaler (stationsferner, inhomogen verteilter Integration) Platzierung der neuen Netzbenutzer entsteht. Im Rahmen des Vorprojekts wurde definiert, für die zu erwartenden Netzausbaukosten das 75%-Perzentil heranzuziehen. Das 50%-Perzentil wurde deshalb nicht verwendet, da die Zukunft nicht bekannt ist, d.h. der Verteilernetzbetreiber muss immer proaktiv investieren, also im Vorhinein das Netz ausbauen, anstatt reaktiv im Nachhinein. Somit kann es passieren, dass erwartete Entwicklungen nicht eintreffen, und stattdessen die neuen Netzbenutzer an anderer Stelle als ursprünglich angenommen an das Netz angeschlossen werden. Mit dem 75%-Perzentil wird deshalb eine konservative Annahme mit Sicherheiten ausgewählt.

Eine PV-Anlage wurde 2030 und 2040 mit 5 kWp angenommen, und die Modulleistung wurde über den Faktor 0,85 in netzwirksame Leistung (effektive Lastflussleistung) umgerechnet.

Eine Wärmepumpe wurde 2030 mit durchschnittlich 2,8 kW, und 2040 mit durchschnittlich 2,4 kW angenommen (wegen Technologie-Fortschritten bei den Wärmepumpen, d.h. Steigerung des COP, und auch wegen durchschnittlich besserer Gebäudedämmung im Jahr 2040).

Ein E-PKW wurde mit 5,5 kW und der entsprechenden Gleichzeitigkeitskurve für 5,5 kW Ladung angenommen. Die Gleichzeitigkeitsfaktoren wurden für alle E-PKWs je Abgang individuell berechnet.

### 5.2 Mittelspannung: Variation der Freiflächen-PV

Die Mittelspannungsberechnung ist insofern einfacher als die Niederspannungsrechnung, als dass für die genaue Verortung von NE7- und NE6-Netzbenutzer keine Zufalls-Ziehungen gerechnet werden müssen. Bei einer vorgegebenen Anzahl an H0- und Lx-Zählpunkten an einer Ortsnetzstation kann daraus die Anzahl an NE7-PV, NE6-PV, WP und E-PKW berechnet werden. Für die MS-Berechnung ist nur die Verortung der PV-Freiflächen-Anlagen in der NE5 eine Unbekannte, welche signifikanten Einfluss auf die Ausbaukosten hat. Eine zufällige Zuordnung nach dem Vorbild der NS-Rechnung wurde im Vorprojekt als unrealistisch angesehen, da städtische Mittelspannungsabschnitte ausgeschlossen werden müssen, und eine zufällige Verortung auf den verbleibenden ländlichen Mittelspannungsabschnitten zu unrealistisch hohen Häufungen führen kann. Deshalb wurde folgender Ansatz umgesetzt:

Städtische UW-Abgänge wurden grundsätzlich von der Integration von Freiflächen-PV ausgeschlossen. Bei allen anderen UW-Abgängen wurden ab einer Mindestlänge von 3 km alle 5 km eine PV-Freiflächenanlage gesetzt. D.h. bei einem 4 km langen Abzweig wurde eine PV-Freiflächenanlage ungefähr bei km 3 gesetzt, bei einem 10 km langen Abzweig wurde eine PV-Freiflächenanlage ungefähr bei km 3 und eine ungefähr bei km 8 gesetzt. Die PV-Freiflächenanlagen haben im Mittel eine netzwirksame Leistung von rund 2,8 MW.

Diese gleichmäßige Verortung der PV-Freiflächenanlagen mit konstanter Einspeiseleistung ist für das Netz nicht optimal, da erhebliche Einspeiseleistungen sehr weit weg vom Umspannwerk auftreten würden. Deshalb wurde als alternatives Szenario die Einspeiseleistung bei UW-nahen PV-Anlagen erhöht und gleichzeitig bei UW-fernen PV-Anlagen reduziert.

Anhand eines Beispiels erklärt, haben in der gleichverteilten Variante 3 PV-Freiflächenanlagen an einem Abzweig  $3 \times 3 \text{ MW} = 9 \text{ MW}$  in Summe auf diesem Abzweig. In der UW-nahen Variante hat die erste Anlage 4,5 MW, die zweite Anlage bleibt bei 3 MW und die dritte Anlage hat 1,5 MW. Es werden also 1,5 MW von km 13 auf km 3 „vorgeschoben“. Sollten auf einem Abzweig  $4 \times 3 \text{ MW}$  sitzen, so haben diese vier Anlagen in der UW-nahen Variante 4,5 MW, 3,5 MW, 2,5 MW und 1,5 MW. Diese Vorgehensweise kann aus der PV-Strategie des Landes OÖ abgeleitet werden [8]. In dieser werden leistungsstarke PV-Freiflächenanlagen im Umkreis von 5 km (bzw. 7,5 km) von leistungsstarken Anknüpfungspunkten (Umspannwerke) an das Stromnetz sowie anhand der Bodengüteklasse in die bestehende Strominfrastruktur integriert.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass in der Mittelspannungsrechnung anstatt der 101 zufälligen Varianten, wie sie in der Niederspannung gerechnet wurden, nur zwei Varianten mit systematischer Verteilung der Freiflächen-PV ohne Zufall gerechnet wurden.

### 5.3 Hochspannung: Integration der Windenergie

In der *Studie 2022* und in weiterer Folge auch in diesem Update wurde keine genaue Modellierung und explizite Durchrechnung der Hochspannung durchgeführt, stattdessen wurde eine Abschätzung der Ausbaurkosten zur Integration der neuen Netzbenutzer durchgeführt. In dieser Abschätzung wurde davon ausgegangen, dass bis 2040 in der Hochspannung noch genügend Reservekapazität zur Integration der privaten Elektromobilität und der privaten Wärmepumpen gegeben ist. Allerdings muss davon ausgegangen werden, dass für die Integration der aktuell angestrebten PV-Leistungen (21 GWp entspricht 18 GW netz wirksam bis 2030 und 41 GWp entspricht 35 GW netz wirksam bis 2040) die Hochspannung massiv ausgebaut werden muss. Alternativ müssen andere Strategien zur Beherrschung der Netzsituation bei voller PV-Einspeisung und niedrigem Verbrauch umgesetzt werden (Elektrolyseure, PV-Abregelung, ...).

Nachdem aus heutiger Sicht der PV-getriebene Ausbau der Hochspannung großflächig erst in einigen Jahren notwendig werden wird, konnten im Rahmen der Studie keine spezifischen Kosten für die Integration eines zusätzlichen Gigawatts an PV-Leistung in die Hochspannungsnetze angegeben werden, weshalb der PV-getriebene Ausbau der Hochspannung in dieser Studie nicht quantifiziert werden kann.

Im Rahmen dieser Studie wurde der Investitionsbedarf in die Hochspannung ausschließlich auf Basis der Integration von Windenergie abgeschätzt. Unter der Annahme, dass Windkraft nicht flächendeckend gleichmäßig integriert wird, sondern punktuell an günstigen Standorten Windparks entstehen werden, verursacht jedes Megawatt an Windenergie Ausbaurkosten in der Hochspannung, welche in dieser Studie direkt proportional angenommen wurden. Die Kostenabschätzung für die Hochspannungsebene beruht daher nicht auf einer Netzberechnung, sondern auf einer direkt proportionalen Kostenabschätzung auf Basis der integrierten Windmengen.

Die spezifischen Ausbaurkosten wurden in der *Studie 2022* mit 350 Mio. €/GW integrierter Windkraft angenommen. Diese Kosten erwiesen sich in dieser *Studie 2024* als weiterhin gültig.

### 5.4 Regelinvestitionen

Regelinvestitionen in den verschiedenen Spannungsebenen beinhalten Netzerweiterungen durch bspw. Siedlungserweiterungen, Netzrestrukturierungsmaßnahmen und Ersatzinvestitionen für Betriebsmittel am Ende ihrer Lebensdauer.

#### 5.4.1 Überschneidungen

Im Zuge von Instandhaltungsmaßnahmen von zu tauschenden Betriebsmitteln werden bei der Gelegenheit oft leistungsstärkere und somit zukunftsfitte Betriebsmittel verbaut, sodass optimalerweise über die Lebensdauer der Betriebsmittel (ca. 50 Jahre) keine weiteren Netzinvestitionen in dem betroffenen Gebiet notwendig sind. Wenn man davon ausgeht, dass sämtliche Netzbetriebsmittel innerhalb von ca. 50 Jahren ohnehin erneuert werden müssen, so werden in 10 Jahren ca. 20% der gesamten Netzinfrastruktur erneuert, in 20 Jahren ca. 40%. Es ist daher eine gewisse Überschneidung zwischen den ohnehin durchzuführenden Regelinvestitionen und den aufgrund der Energiewende erforderlichen „Zusatzinvestitionen“ zu erwarten. In der *Studie 2022* wurde diese Problematik intensiv diskutiert, es wurde jedoch keine einfache Methode gefunden, um die Überschneidung zwischen Regel- und Zusatzinvestitionen quantitativ anzugeben. Für eine Berücksichtigung im Netzverstärkungsalgorithmus wäre für jedes Betriebsmittel die Information über das Alter notwendig, allerdings wäre diese Information allein nicht ausreichend, es müssten viele weitere Aspekte berücksichtigt werden, die von einem vollautomatischen Netzverstärkungsalgorithmus nur schwer erfasst werden können.

Da grundsätzlich davon ausgegangen werden kann, dass die Energiewende signifikante Zusatzinvestitionen in die Stromnetze benötigt, und diese im Rahmen von Regelinvestitionen nur zu einem kleinen Teil

Netzabschnitte fit für 2050 gemacht werden können, wurde in der *Studie 2022* entschieden, die Regelinvestitionen und die Zusatzinvestitionen getrennt voneinander darzustellen, und etwaige Überschneidungen (Synergie-Effekte) nicht zu berücksichtigen. Durch diese Darstellung wird die Gesamt-Investitionssumme zwar höher, dafür wurden aber auch nicht alle Treiber für künftigen Netzausbau berücksichtigt (siehe Abschnitt 1.3).

### 5.4.2 Größenordnung

In der Studie „Netzberechnungen Österreich“ [9] wurden die Regelinvestitionskosten von 2020 bis 2030 für ganz Österreich mit rund 7,3 Mrd. € abgeschätzt. Eine zu erwartende Investitionssumme bis 2040 ist in dieser Studie nicht genannt. Im Rahmen der *Studie 2022* wurde von einer gleichbleibenden Regelinvestition auch im darauffolgenden Jahrzehnt ausgegangen, weswegen die Regelinvestitionen von 2020 bis 2040 mit 7,3 Mrd. € \* 2 = 14,6 Mrd. € angegeben wurden.

### 5.4.3 Kostenaktualisierung

Aufgrund der Preissteigerungen der letzten Jahre ist zu erwarten, dass auch die Regelinvestitionen von 7,3 Mrd. € bis 2030, die aus dem Jahr 2021 stammen, aktualisiert werden müssen. Die Kostenaktualisierung der einzelnen Netzverstärkungsmaßnahmen hat eine effektive Preiserhöhung von +35% zwischen 2021 und 2023 ergeben. Diese Preiserhöhung setzt sich zusammen aus den individuellen Kostensteigerungen der einzelnen Betriebsmittel und Bauarbeiten. Sie ergibt sich aus der Steigerung der resultierenden Gesamtkosten bei Durchrechnung derselben notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen mit den alten Kosten und mit den aktualisierten Kosten. Diese +35% wurden auch auf die Regelinvestitionen angewandt, sodass aus 7,3 Mrd. € 9,9 Mrd. € bis 2030 werden, und aus 14,6 Mrd. € werden 19,7 Mrd. € bis 2040.

## 5.5 Kostentabelle

Für die Netzausbaumaßnahmen wurden Kostensteigerungen entsprechend Tabelle 7 angenommen. Es wurde kein Zinsfuß angenommen, d.h. sämtliche in diesem Bericht dargestellten und diskutierten Kosten stellen Kosten aus heutiger Sicht ohne Abzinsung dar. Bei den nachfolgenden Kosten handelt es sich um reale Kostensteigerungen basierend auf Umfragen bei den Netzbetreibern in Österreich.

NE	Bezeichnung	Typ	Kostenupdate 2023
7	Standard-Kabel	1x4x240	+ 10 %
	Grabungskosten	Ländlich	+ 20 %
		Städtisch	+ 70 %
		gewichtetes Mittel	+ 30 %
6	Ortsnetzstation	Neubau	+ 30 %
	Ortsnetztransformatoren	250 kVA	+ 40 %
		400 kVA	+ 40 %
		630 kVA	+ 80 %
		800 kVA	+ 80 %
		1000 kVA	+ 70 %
		1250 kVA	+ 80 %
5	Standard-Kabel	3x1x240	+ 10 %
	Grabungskosten	Ländlich	+ 20 %
		Städtisch	+ 30 %
		gewichtetes Mittel	+ 25 %
4	Umspannwerk	Neubau	+ 60 %
	aktive Kühlung für Umspanner	Nachrüstung	+ 10 %
	HS/MS-Umspanner	10 MVA	+ 100 %
		12 MVA	+ 100 %
		20 MVA	+ 75 %
		32 MVA	+ 100 %
		40 MVA	+ 100 %
50 MVA		+ 100 %	

Tabelle 7 Kostensteigerung der Netzausbaumaßnahmen (auf volle 5% gerundet)

## 6 BERECHNUNGSERGEBNISSE

### 6.1 Überblick

In Anlehnung an Abbildung 2 in [1] lassen sich die aktualisierten Ergebnisse der Studie wie in Abbildung 5 darstellen.

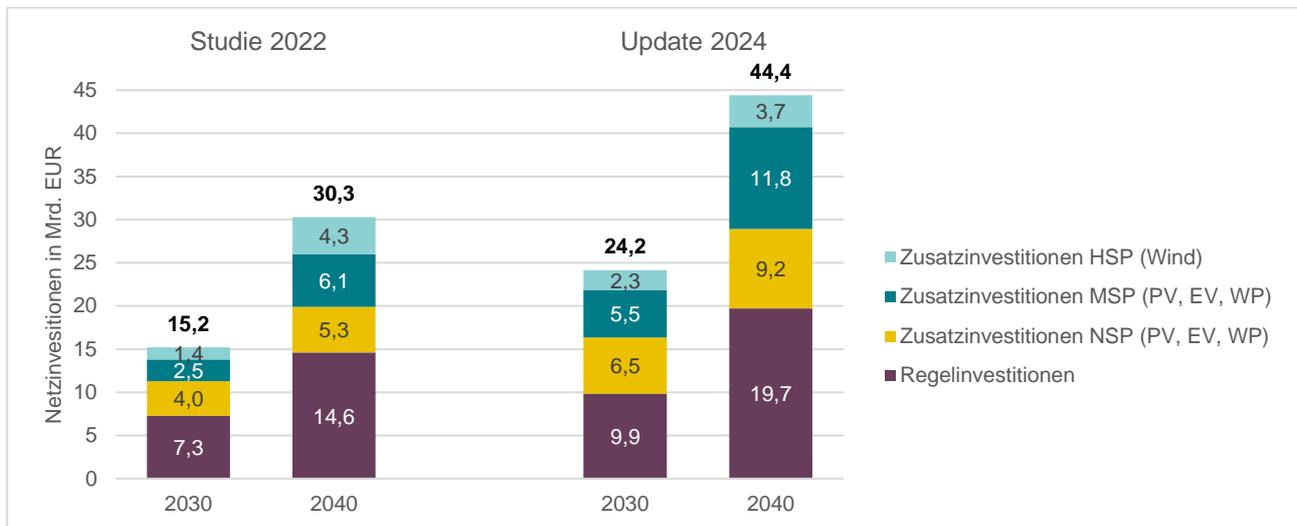


Abbildung 5 Regelinvestition und Zusatzinvestition der österreichischen Verteilernetzbetreiber bis zum Jahr 2030 und 2040 (Ausgangspunkt 2020). Zusatzinvestitionen verursacht durch PV-Anlagen, Windkraft, private E-PKW-Ladung und private Wärmepumpen

### 6.2 Parametervariationen

Die Zahlen in Abbildung 5 sind das Ergebnis jener Durchrechnungsvariante, deren Parameter-Set im Rahmen der *Studie 2022* als „Basisvariante“ definiert wurde. Nachdem jedoch viele künftige Entwicklungen nur schwer abzuschätzen sind, wurden zahlreiche Parameter-Variationen durchgerechnet, welche nachfolgend im Detail dargestellt werden. Aus Sicht des Projektkonsortiums stellt die „Basisvariante“ das wahrscheinlichste Zukunftsszenario dar, und die durchgerechneten Parameter-Variation helfen, mögliche Schwankungen bei Änderungen in den Rahmenbedingungen abzuschätzen.

#### 6.2.1 Niederspannung

Die folgenden Parameter-Variationen wurden zusätzlich zur Basisvariante gerechnet und werden in Abbildung 6 und Abbildung 7 einander gegenübergestellt:

Abkürzung	Beschreibung
Tr-Ausl.90%	Schwellwert für die Verstärkung des ONTs 90% statt 70%
Tr-Ausl.50%	Schwellwert für die Verstärkung des ONTs 50% statt 70%
Lt-Ausl.90%	Schwellwert für die Verstärkung von Leitungen 90% statt 70%
Lt-Ausl.50%	Schwellwert für die Verstärkung von Leitungen 50% statt 70%
SpgBd+0,5%	Spannungsabfall 7% statt 6,5%, Spannungsanstieg 3,5% statt 3%
SpgBd-0,5%	Spannungsabfall 6% statt 6,5%, Spannungsanstieg 2,5% statt 3%
E-PKW+20%	+1,2 statt +1 Mio. E-PKW 2030, +3 statt +2,5 Mio. E-PKW 2040
E-PKW+40%	+1,4 statt +1 Mio. E-PKW 2030, +3,5 statt +2,5 Mio. E-PKW 2040
WP+20%	+1,6 statt +1,3 Mio. WP bis 2030, +2,4 statt + 2 Mio. WP bis 2040
WP+20%	+1,8 statt +1,3 Mio. WP bis 2030, +2,8 statt + 2 Mio. WP bis 2040
PV+20%	Integrierte PV-Leistung für Aufdach- und Gewerbe-PV-Anlagen +20%
PV+40%	Integrierte PV-Leistung für Aufdach- und Gewerbe-PV-Anlagen +40%
E-PKW-Ld11kW	Keine Netzregelung zur Ladeleistungsbegrenzung = E-PKW-Ladung 11 kW statt mit 5,5 kW

Tabelle 8: Parametervariationen der „Basisvariante“ der Niederspannungsrechnung

Abbildung 6 zeigt die auf alle Niederspannungsnetze Österreichs hochgerechneten integrierten netzwerkstarken Leistungen mit Berücksichtigung aller Gleichzeitigkeits-/Abminderungsfaktoren. Hierbei soll nochmals betont werden, dass diese Ergebnisse aus der Integration in 25 repräsentativen NS-Netze durch Multiplikation mit 3.200 entstanden sind, um ein Gesamtergebnis für ganz Österreich zu erhalten.

Die unterschiedlichen Typen künftiger Netzbenutzer Aufdach-PV, Gewerbe-PV, private Wärmepumpen, private E-PKW-Ladung wurden in unterschiedlichen Farben dargestellt, wobei der jeweils kräftigere Farbton für das Jahr 2030 steht und der hellere Farbton für das Jahr 2040. Nachdem die Niederspannungsnetze durch „Nachrüsten“ von PV-Anlagen an das Basisjahr 2020 angepasst wurden, sind auch die 2020 integrierten PV-Mengen in dem jeweils dunkleren Farbton in diesem Diagramm dargestellt. Für Wärmepumpen und E-PKWs ist der dunkle 2020er-Farbton null, weil hier keine zusätzlichen Lasten integriert wurden.

In dem Diagramm ist sehr gut erkennbar, dass bei einer Erhöhung der integrierten Menge an E-PKWs die netzwerkstark Leistung nicht direkt proportional steigt: +20% E-PKWs bewirken +15% netzwerkstark Leistung, und +40% E-PKWs bewirken +30% netzwerkstark Leistung bezogen auf das Basiszenario. Das liegt an der abfallenden Gleichzeitigkeitskurve – je mehr E-Autos auf einem Strang sitzen, umso unwahrscheinlicher wird es, dass alle zeitgleich laden. Auch die Verdopplung der Ladeleistung von 5,5 auf 11 kW zeigt keine Verdoppelung der netzwerkstarken Leistung, weil gleichzeitig die Gleichzeitigkeitskurve für 11 kW verwendet wurde, und nachdem die 11-kW-Gleichzeitigkeitskurve rascher abfällt als die 5,5-kW-Gleichzeitigkeitskurve, ergibt sich keine Verdoppelung der netzwerkstarken Leistung, sondern nur eine Erhöhung um ca. 60%. Dieser Effekt tritt nur in der Niederspannung so stark auf, auf Aggregationsebene der Mittelspannung ist dieser Effekt nur mehr sehr schwach zu beobachten.

Im ersten Block (Basisvariante) wurden die Balken mit absoluten Zahlen beschriftet, und in den folgenden Blöcken wurden die Balken nur dann mit prozentuellen Abweichungen beschriftet, wenn sich die parametervariierten Ergebnisse von der Basisvariante um mehr als 1% unterscheiden. Deshalb gibt es in der Blockgruppe der Parametervariationen der Grenzwerte in der Netzplanung (Block 2 bis 6) keine Balkenbeschriftungen – weil es dort keine Änderungen in den integrierten Leistungen gibt.

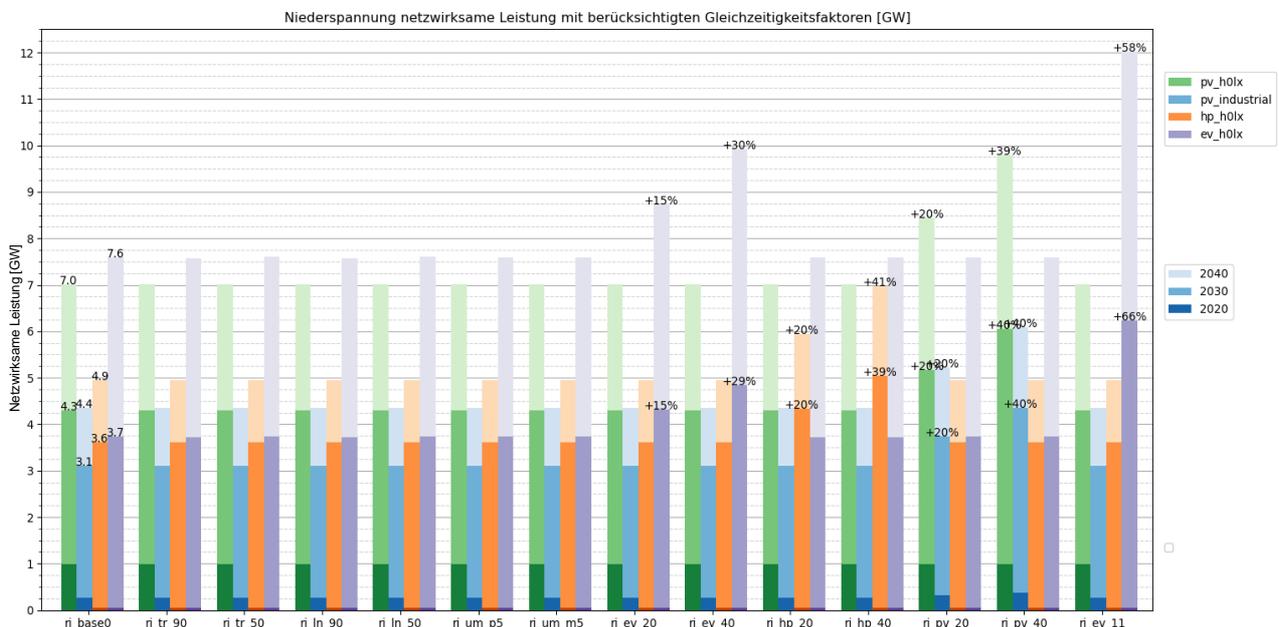


Abbildung 6: In der Niederspannung integrierte netzwerkstark Leistung mit Berücksichtigung aller Gleichzeitigkeits-/Abminderungsfaktoren

Abbildung 7 zeigt die Ergebnisse aller 101 zufälligen Zuordnungen der neuen Netzbenutzer zu H0- und Lx-Kunden in Form des 0%-Perzentils (kräftigster Farbton) bis zum 100% Perzentil (hellster Farbton) für die Jahre 2030 (blau) und 2040 (lila). Zusätzlich sind in den Diagrammen schmale gelb-rote Balken dargestellt, die das 75%-Perzentil markieren, welches für die endgültigen Ergebniszahlen verwendet wurde. Diese schmalen Balken zeigen die Aufteilung der Kosten in Ortsnetzstationen-Neubauten (gelb), Ortsnetz-Trafo-Verstärkungen

(dunkelgelb), Grabungskosten (orange) und Kabelmaterialkosten (rot). Damit ist erkennbar, dass der größte Kostenfaktor die Grabungskosten darstellt.

Durch die Parametervariationen wird ersichtlich, dass die Ergebnisse einigermaßen robust gegenüber Änderungen der Rahmenbedingungen sind. Der größte Einfluss auf die Ausbaukosten hat die Ladeleistungsreduktion der privaten E-PKW-Ladung. Fällt diese weg, ergeben sich um 24 – 30% höhere Ausbaukosten in der Niederspannung. Damit konnte gezeigt werden, dass die Gesamtkosten in einem gewissen Bereich liegen werden, obwohl viele Parameter aus heutiger Sicht nicht eindeutig bestimmbar sind, und Zukunftsszenarien von Natur aus mit Unsicherheiten behaftet sind. Im Endeffekt liegt die größte Schwankungsbreite in den unterschiedlichen Würfelungen: Bei optimaler Verteilung der neuen Netzbenutzer im Netz sinken die Kosten im Jahr 2030 von 6,5 Mrd. € um 23% auf 5,0 Mrd. €, bei ungünstiger Verteilung steigen die Kosten um 26% auf 8,2 Mrd. €, was eine gesamte Schwankungsbreite von knapp 50% ergibt. In diesem Kontext scheint die Frage, *wie viel* neue Netzteilnehmer ins Netz kommen, einen weniger starken Einfluss auf die Gesamtkosten zu haben als die Frage, *wo* die neuen Netzteilnehmer ins Netz integriert werden.



Abbildung 7: Netzausbaukosten zur Integration von Aufdach-PV (NE7), Gewerbe-PV (NE6), private Wärmepumpen (NE7) und private E-PKW-Ladung (NE7) in die Niederspannung

Hinweis zu den Ergebnissen im Diagramm: Die Kostendämpfungen in den Varianten mit 90% Auslastung treten deshalb auf, weil in der Basisvariante mit 70% Auslastung gerechnet wird.

## 6.2.2 Mittelspannung

Die folgenden Parameter-Variationen wurden zusätzlich zur Basisvariante gerechnet und in Abbildung 8 und Abbildung 9 einander gegenübergestellt:

Abkürzung	Beschreibung
Tr-Ausl.90%	Schwellwert für die Verstärkung des ONTs 90% statt 70%
Tr-Ausl.50%	Schwellwert für die Verstärkung des ONTs 50% statt 70%
Lt-Ausl.90%	Schwellwert für die Verstärkung von Leitungen 90% statt 70%
Lt-Ausl.50%	Schwellwert für die Verstärkung von Leitungen 50% statt 70%
Spg+0,5%	Spannungsabfall 4% statt 3,5%, Spannungsanstieg 2,25% statt 2%
Spg-0,5%	Spannungsabfall 3% statt 3,5%, Spannungsanstieg 1,75% statt 2%
E-PKW+20%	+1,2 statt +1 Mio. E-PKW 2030, +3 statt +2,5 Mio. E-PKW 2040
E-PKW+40%	+1,4 statt +1 Mio. E-PKW 2030, +3,5 statt +2,5 Mio. E-PKW 2040
WP+20%	+1,6 statt +1,3 Mio. WP bis 2030, +2,4 statt + 2 Mio. WP bis 2040
WP+20%	+1,8 statt +1,3 Mio. WP bis 2030, +2,8 statt + 2 Mio. WP bis 2040
NS-PV+20%	Integrierte PV-Leistung für Aufdach- und Gewerbe-PV-Anlagen +20%
NS-PV+40%	Integrierte PV-Leistung für Aufdach- und Gewerbe-PV-Anlagen +40%
MS-PV+20%	Integrierte PV-Leistung für Freiflächen-PV-Anlagen +20%
MS-PV+40%	Integrierte PV-Leistung für Freiflächen-PV-Anlagen +40%
E-PKW-Ld11kW	Keine Netzregelung zur Ladeleistungsbegrenzung = E-PKW-Ladung 11 kW statt mit 5,5 kW

Tabelle 9: Parametervariationen der „Basisvariante“ der Mittelspannungsrechnung

Abbildung 8 zeigt die auf alle Mittelspannungsnetze Österreichs hochgerechneten integrierten netz wirksamen Leistungen mit Berücksichtigung aller Gleichzeitigkeits-/Abminderungsfaktoren. Hierbei soll nochmals betont werden, dass diese Ergebnisse aus der Integration in 12 repräsentativen MS-Netze durch Multiplikation mit 71 entstanden sind, um ein Gesamtergebnis für ganz Österreich zu erhalten (siehe Abschnitt 2.3.2).

Die unterschiedlichen Typen künftiger Netzbenutzer NS-PV (=Summe aus Aufdach-PV und Gewerbe-PV), MS-PV (Freiflächenanlagen), private Wärmepumpen, private E-PKW-Ladung wurden in unterschiedlichen Farben dargestellt, wobei der jeweils kräftigere Farbton für das Jahr 2030 steht und der hellere Farbton für das Jahr 2040. Nachdem die Mittelspannungsnetze nicht so wie die Niederspannungsnetze durch „Nachrüsten“ von PV-Anlagen an das Basisjahr 2020 angepasst wurden, sind sämtliche 2020er-Werte (dunkler Farbton) null.

In dem Diagramm ist sehr gut erkennbar, dass die Abschwächung der Gleichzeitigkeitskurve in der Mittelspannung ersichtlich ist: Bei 1 Mio. E-Autos 2030 wäre eine nominell installierte Ladeleistung von insg. 1 Mio. \* 11 kW = 11 GW vorhanden. Allerdings wird von einer Ladeleistungsrosselung auf 50% ausgegangen, dies würde zu einer nominellen Leistung von 5,5 GW führen. Durch große Menge an E-PKWs in der Mittelspannung liegt der Gleichzeitigkeitsfaktor bei ca. 0,2, wodurch sich aus einer Ladeleistung von 5,5 GW eine netz wirksame Leistung 1,2 GW ergeben. Nachdem in der MS-Rechnung die Gleichzeitigkeitsfaktoren fast alle „in Sättigung“ sind, wirkt sich eine Steigerung der Anzahl der E-PKWs beinahe direkt proportional aus, d.h. die in der NS beobachtete Abschwächung ist hier kaum mehr vorhanden.

In diesem Diagramm wird ersichtlich, welche enormen PV-Leistungen in Form von Freiflächenanlagen in die Mittelspannung integriert werden (blaue Balken). Das Diagramm wurde bewusst bei 24 GW abgeschnitten, d.h. die integrierten PV-Mengen in den MS-PV+20% und +40%-Variationen sind für das Jahr 2040 zur Erhaltung der Lesbarkeit und Vergleichbarkeit aller anderen Zahlenwerte abgeschnitten (die beiden abgeschnitten Werte sind 23,2 GW + 20% = 27,8 GW und 23,2 GW + 40% = 32,5 GW).

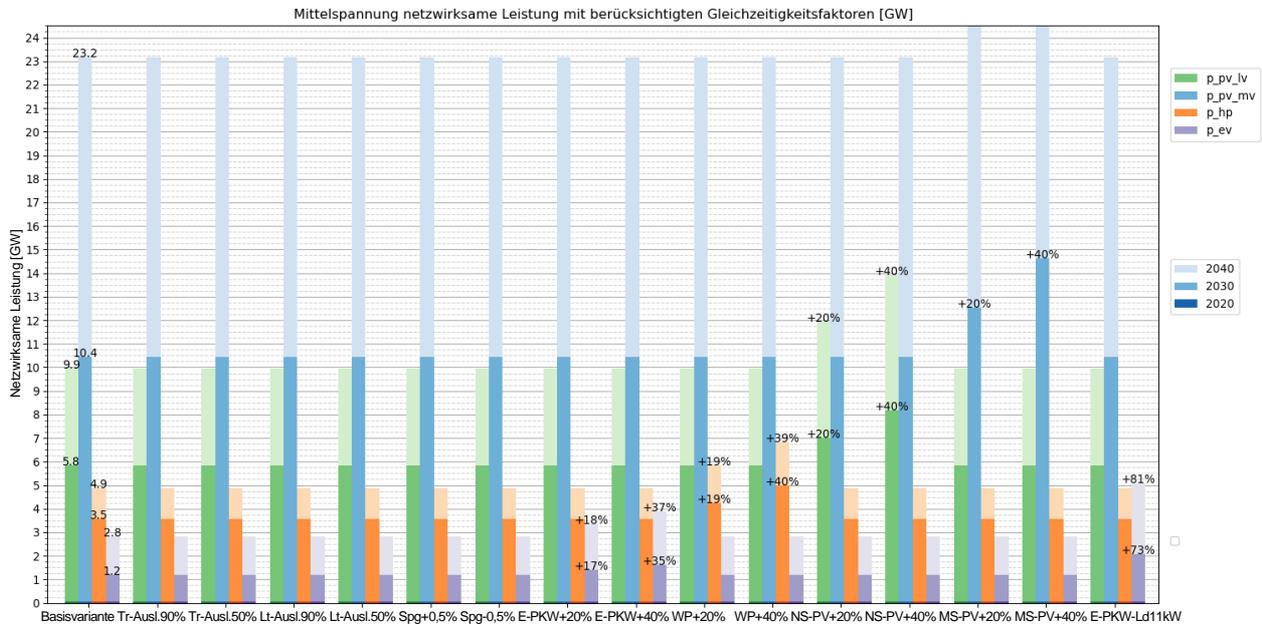


Abbildung 8: In der Mittelspannung integrierte netzirksame Leistung mit Berücksichtigung aller Gleichzeitigkeits-/Abminderungsfaktoren

Abbildung 9 zeigt die Ergebnisse der drei Varianten „MS-PV gleichverteilt“ (heller Farbton) und „MS-PV UW-zentriert“ (kräftiger Farbton) und „Lastfall“ (=ohne PV-Integration) (dunkler Farbton). Zusätzlich sind in den Diagrammen schmale gelb-rote Balken dargestellt, welche die Aufteilung der Kosten in UW-Neubauten (gelb), Umspanner-Verstärkungen (dunkelgelb), Grabungskosten (orange) und Kabelmaterialkosten (rot) zeigen. Damit ist erkennbar, dass die größten Kostenfaktoren die Grabungskosten darstellen und UW-Neubauten darstellen.

Durch die Parametervariationen wird ersichtlich, dass – genau wie in der Niederspannungsrechnung – die Ergebnisse einigermaßen robust gegenüber Änderungen der Rahmenbedingungen sind. D.h. auch wenn aus heutiger Sicht nicht alle Eingangsparameter präzise definiert werden können, zeigen die Ergebnisse der Parametervariationen, dass sich die Investitionskosten nicht um Größenordnungen verändern. Die Mittelspannungsnetze müssen fast ausschließlich einspeisegetrieben ausgebaut werden, verursacht durch die viel größeren Mengen an PV, die in die Netze integriert werden, verglichen mit den erwarteten Leistungen für private Wärmepumpen und private E-PKW-Ladung. Deshalb hat die Annahme einer flächendeckenden privaten E-PKW-Ladung von 11 kW praktisch keine Auswirkung auf die Gesamtkosten, auch wenn dadurch die E-PKW-Ladeleistung um 73 bis 80% steigt. Der größte Einfluss auf die Ausbaukosten hat dementsprechend die Menge an integrierter PV-Leistung.

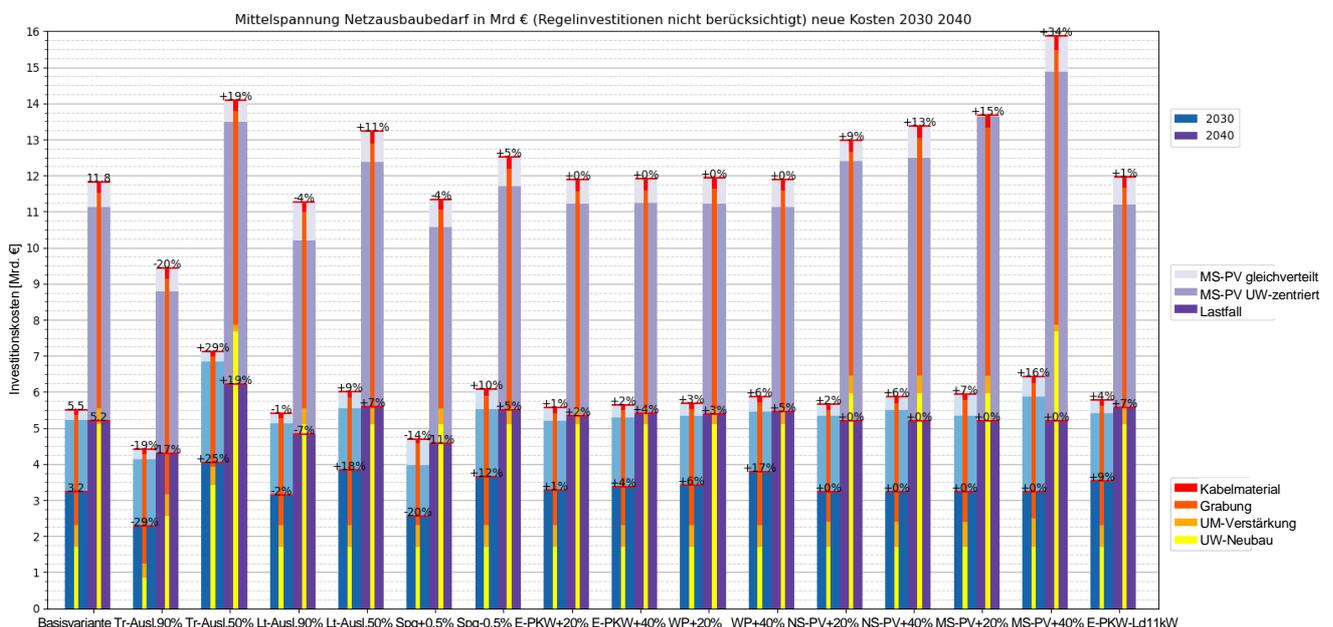


Abbildung 9: Netzausbaukosten zur Integration von NS-PV (Aufdach-PV NE7 & Gewerbe-PV NE6), MS-PV (Freiflächen NE5), private Wärmepumpen (NE7) und private E-PKW-Ladung (NE7) in die Mittelspannung

# 7 ZUSAMMENFASSUNG

## Hintergrund

Die Studie „Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“ [1] von Frontier Economics und dem Austrian Institute of Technology im Auftrag von Oesterreichs Energie hat gezeigt, dass sich in Österreich eine Unterdimensionierung der Stromnetze für die Netzkunden negativ auswirken würde, wenn es seine Ökostrom- und Klimaziele erreichen will.

In dieser im Jahr 2021 durchgeführten und im Jänner 2022 veröffentlichten Studie, wurden die notwendigen Investitionen in die Verteilernetze für die Integration von PV, Wind, private Elektromobilität und private Wärmepumpen bis 2030 und 2040 abgeschätzt. In den Jahren 2022 bis 2023 haben sich sowohl die politischen Zielvorgaben für die Integration von Erneuerbaren (speziell für Wind und Photovoltaik) signifikant erhöht (siehe [7]), als auch die geopolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verändert und zu stark gestiegenen Kosten geführt. Diese Umstände wurden in der vorliegenden Studie durch das Update 2024 berücksichtigt und die zu erwartenden Kosten aktualisiert.

## Untersuchte Zukunftsszenarien

Abbildung 10 zeigt zusammenfassend jeweils links die in der Studie 2022 angenommenen Zukunftsszenarien für Wind, Photovoltaik, Wärmepumpen in Haushalten und private E-Fahrzeuge sowie rechts die im Jahr 2024 aktualisierten Werte.

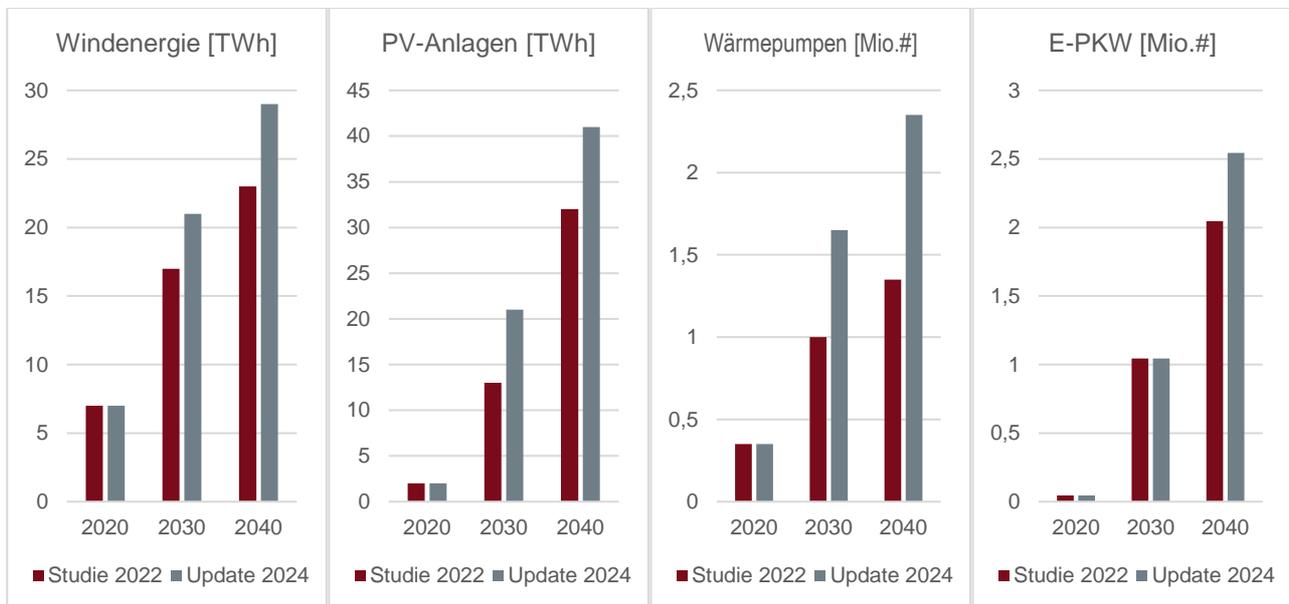


Abbildung 10: Aktualisierte Zukunftsszenarien für Wind, PV, WP und E-PKWs

Es ist zu betonen, dass für elektrische Verteilernetze nicht die umgewandelte bzw. genutzte Jahresenergie bzw. die Anzahl der neuen Netzbenutzer der entscheidende Faktor ist (so wie in den Zielen in Abbildung 10 dargestellt), sondern die netzirksame Leistung der zu integrierenden Lasten und Erzeugungsanlagen. Diese wurden in Tabelle 10 aus den Zielwerten berechnet:

Technologie	2030		2040	
	Zielwerte	Netzirksame Leistung	Zielwerte	Netzirksame Leistung
Windenergie	21,0 TWh	10,0 GW	29,0 TWh	13,8 GW
Photovoltaik	21,0 TWh	17,9 GW	41,0 TWh	34,9 GW
Private Wärmepumpen	1,65 Mio. Stück	4,6 GW	2,35 Mio. Stück	5,6 GW
Private E-Fahrzeuge	1,05 Mio. Stück	3,7 GW in der NS 1,2 GW in der MS	2,55 Mio. Stück	7,6 GW in der NS 2,8 GW in der MS

Tabelle 10: Zielwerte der Zukunftsszenarien und resultierende netzirksame Leistungen

Die angegebenen Zahlen für die zu integrierenden Erzeugungstechnologien berücksichtigen eine vollständige energetische Dekarbonisierung des Energiesystems. Im Rahmen der Studie konnten jedoch nicht alle elektrischen Lastkategorien im Verteilernetz abgeschätzt werden:

- Verbrauchseitigen Maßnahmen zur Dekarbonisierung von Industrie und Gewerbe (z.B. industrielle Wärmepumpen und Elektrolyse)
- Dekarbonisierung gewerblicher Transport und Schwerverkehr (Ladestationen bzw. Elektrolyseure)
- Deckung des Gebäudewärmebedarfs abseits von Ein- und Mehrfamilienhäusern

Da die volle Abschätzung der lastseitigen Entwicklung und damit verbundener Roll-out Szenarien nicht Inhalt der Studie waren, sind die berechneten Gesamtkosten als untere Schranke für die tatsächlich notwendigen Netzausbaukosten zu verstehen. Der hier dargestellte erzeugungsgetriebene Ausbau der Mittelspannungs- und Hochspannungsnetze macht jedoch auch Kapazitäten für die Integration verbrauchseitiger Maßnahmen frei.

### Kosten für den Ausbau der österreichischen Verteilernetze

Wie oben bereits dargestellt, haben sich die Kosten für Komponenten des elektrischen Energiesystems in den Jahren 2022 und 2023 deutlich erhöht. Die Steigerungsraten für die der Studie zugrunde gelegten Komponenten sind in folgender Tabelle dargestellt:

	Niederspannung	Mittelspannung
<b>Grabungskosten und Kabelverlegung</b>	+ 20 – 70 %, im Mittel + 30%	+ 20 – 30 %, im Mittel + 25 %
<b>Verstärkung von</b>	Ortsnetztransformatoren: + 40 – 80 %, im Mittel + 60 %	Umspannern: + 75 – 100 %
<b>Neubau von</b>	Ortsnetzstationen: + 30 %	Umspannwerken: + 60 %
<b>Gesamtkostensteigerung</b>	+ 33 %	+ 38 %

Tabelle 11: Kostensteigerungsraten der Netzausbaumaßnahmen vom Jahr 2021 bis in das Jahr 2023

Die in österreichische Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze zu investierende Beträge belaufen sich (siehe Abbildung 11):

- bis 2030 auf Regelinvestition in der Höhe von **9,9 Mrd. Euro** und Zusatzinvestition für die Integration der berücksichtigten Technologien von **14,3 Mrd. Euro**
- bis 2040 auf Regelinvestition in der Höhe von **19,7 Mrd. Euro** und Zusatzinvestition für die Integration der berücksichtigten Technologien von **24,7 Mrd. Euro**

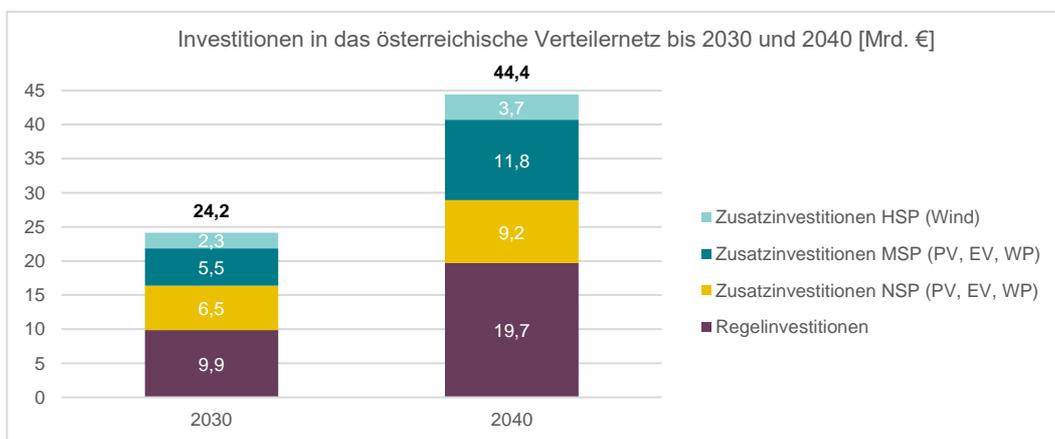


Abbildung 11 Investitionen in das österreichische Verteilernetz bis 2030 und 2040.

In den Niederspannungsnetzen ist primär ein lastgetriebener Netzausbau zu erwarten, da die Integration von Elektromobilität und Wärmepumpen zu einer höheren Netzbelastung führen als die Einspeiseleistungen der zu integrierenden PV-Anlagen.

In den Mittelspannungsnetzen ist, mit den Annahmen der Studie, primär ein erzeugungsgetriebener Netzausbau zu erwarten, da die Integration der privaten Elektromobilität auf dem Aggregationslevel der Mittelspannung nur mehr einen Bruchteil der Leistungsflüsse, im Vergleich zum Aggregationslevel der Niederspannung, erwarten lässt. Zusätzlich zu den großen Leistungen der PV-Anlagen in der Mittelspannung kommen noch jene Rückspeiseleistungen der PV-Anlagen mit Anschluss in der Niederspannungsebene hinzu. Es kann davon ausgegangen werden, dass dieser erzeugungsgetriebene Ausbau auch Kapazitäten für die Integration zusätzlicher Lasten ermöglichen wird.

In dieser Studie wurde davon ausgegangen, dass sich bis 2030 eine Netzregelung für private E-PKW-Ladung etablieren wird, welche zu Spitzenlastzeiten zur Vermeidung von Netzengpässen die E-PKW-Ladung auf 50% der nominellen Ladeleistung von 11 kW drosseln wird. Wenn eine Netzregelung in dieser Form nicht umgesetzt wird, steigen die notwendigen Zusatzinvestitionen in die Niederspannung um 25 bis 30%.

Weiters beinhalten die angenommenen Gleichzeitigkeitsfaktoren für die private Elektromobilität keine Beanreizung der Ladung anhand von Marktsignalen. Das zusammenfallen von Hochlast und der zusätzlichen Last der Elektromobilität – getriggert durch ein externes Marktsignal – würde zusätzlich zu höheren Ausbaurkosten führen.

Die dargestellten Zusatzinvestitionen auf allen drei Spannungsebenen sind als untere Schranke für die tatsächlich anfallenden Zusatzinvestitionen zu verstehen, da in dieser Studie nicht alle künftigen Treiber für Netzausbau berücksichtigt werden konnten.

Die Zusatzinvestitionen in die Hochspannung beinhalten nur jenen Anteil, der durch die Integration der Windkraft verursacht wird. Für den kompletten Ausbau der Hochspannung müssen die Integration von PV, von Elektromobilität und Wärmepumpen, die Dekarbonisierung der Industrie sowie die Integration von Elektrolyseuren berücksichtigt werden.

Es ist zu betonen, dass bereits zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie in einer Vielzahl von österreichischen Netzabschnitten, verteilt über alle Spannungsebenen, Kapazitätslimits im Zuge des PV- und Wind-Ausbaus erreicht wurden.

## 8 REFERENZEN

- [1] Oesterreichs Energie: „Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“, 01-2022: <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/dossiers-1/studie-der-volkswirtschaftliche-wert-der-stromverteilnetze-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-in-oesterreich>
- [2] IGREENGRID - Renewable Energy Integration: <https://www.ait.ac.at/igreengrid>
- [3] LEAFS - Integration of Loads and Electric Storage Systems into Advanced Flexibility Schemes for LV Networks: <https://www.ait.ac.at/leafs>
- [4] NEFI CE4T – Clean Energy for Tourism: <https://www.nefi.at/de/projekt/ce4t>
- [5] Verein Klimadashboard: Erneuerbare Energien – Klimadashboard Österreich: <https://klimadashboard.at/energie/erneuerbare-energien>
- [6] Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket, 07-2021: <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/I/2021/150/20210727>
- [7] BMK: „Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Entwurf zur Stellungnahme“, 07-2023: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/netzinfrastrukturplan.html>
- [8] Amt der OÖ Landesregierung, Abteilung Umweltschutz: "OÖ Photovoltaik Strategie 2030", 08-2022: [https://www.land-oberoesterreich.gv.at/files/publikationen/ooe\\_photovoltaik\\_strategie\\_2030.pdf](https://www.land-oberoesterreich.gv.at/files/publikationen/ooe_photovoltaik_strategie_2030.pdf)
- [9] Oesterreichs Energie: Netzberechnungen Österreich – Einfluss der Entwicklungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf das österreichische Stromnetz, 03-2021: <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/elektromobilitaet-photovoltaik-und-netze>
- [10] H. Fechner: „Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich“, 02-2020: [https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user\\_upload/Oesterreichs\\_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2020/PV-Studie\\_2020.pdf](https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2020/PV-Studie_2020.pdf)
- [11] E-Control: „TARIFE 2.1 - Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich“, 01-2021: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Tarife-2-1-FINAL.pdf>
- [12] Global EV Outlook: <https://www.iea.org/articles/global-ev-data-explorer>
- [13] TU Wien EEG: Wärmезukunft 2050, 2018-01: <https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2018.02.05/1517825327514183.pdf>

**ROMAN SCHWALBE**

Research Engineer  
Electric Energy Systems  
Center for Energy

**AIT Austrian Institute of Technology GmbH**

Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria  
[roman.schwalbe@ait.ac.at](mailto:roman.schwalbe@ait.ac.at) | [www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

**DI HELFRIED BRUNNER, MSc**

Thematic Coordinator Power System Planning and Operation Electric  
Energy Systems  
Center for Energy

**AIT Austrian Institute of Technology GmbH**

Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria  
[helfried.brunner@ait.ac.at](mailto:helfried.brunner@ait.ac.at) | <http://www.ait.ac.at>