

Netzanschlussbeurteilung

Projektbericht

Dr. Urs Trinkner

Dr. Matteo Mattmann

Prof. Dr. Andreas Ulbig

Niklas Wehbring

Marian Meyer

Markus Stroot

Bericht zuhanden der E-Control Austria

09.05.2022

ISSN 2235-1868

Titel: Netzanschlussbeurteilung
Status: Projektbericht
Datum: 09.05.2022
Autoren: Urs Trinkner, Matteo Mattmann, Niklas Wehbring, Markus Stroot
Kontakt: Urs Trinkner, urs.trinkner@swiss-economics.ch, +41 44 500 56 24
Niklas Wehbring, n.wehbring@iaew.rwth-aachen.de, +49 241 80-90178

Disclaimer

Dieses Gutachten wurde von **Swiss Economics SE AG** (Swiss Economics) mit dem **Institut für Elektrische Anlagen und Netze** (IAEW) im Auftrag der Energie-Control GmbH (E-Control) erstellt. Obwohl Swiss Economics und das IAEW sich bemühen, nur wahre und korrekte Informationen zu verwenden und eigene Aussagen sorgfältig zu tätigen, kann hinsichtlich der Richtigkeit, Aktualität, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit und Verwendbarkeit der nachfolgenden Informationen keine Gewähr oder Haftung übernommen werden. Swiss Economics und das IAEW haften in keinem Fall für Schäden oder Folgeschäden jeglicher Art, die in irgendeiner Weise im Zusammenhang den nachfolgend bereitgestellten Informationen stehen. Die nachfolgenden Informationen stellen keine rechtliche Beratung dar.

© Swiss Economics SE AG
Ottikerstrasse 7, CH-8006 Zürich
www.swiss-economics.ch

Inhalt

Management Summary	8
1 Einleitung.....	15
1.1 Ausgangslage.....	15
1.2 Zielsetzung	15
1.3 Struktur des Berichts.....	15
2 AP A – Analyse der Praxis der gegenwärtigen Netzanschlussbeurteilung.....	16
2.1 Durchführung Umfrage Netzbetreiber und Erzeugerverbände	16
2.1.1 Thematische Schwerpunkte der eigens durchgeführten Umfrage.....	16
2.1.2 Auswahl der befragten Netzbetreiber und Erzeugerverbände	18
2.1.3 Rücklauf der eigens durchgeführten Umfrage.....	18
2.1.4 Inhalt der von E-Control durchgeführten Umfrage zu aktuellen Herausforderungen.....	19
2.2 Auswertung der Dokumente, Fragebogen und Interviews.....	19
2.2.1 Vorgehen Netzanschlussverfahren	19
2.2.2 Gründe für unterschiedliche Vorgehensweisen und Harmonisierungsbedarf	24
2.2.3 Anpassungen zur Förderung der Erneuerbaren	24
2.3 Fazit und Harmonisierungsbedarf.....	26
3 AP B - Qualitative Analyse der Anwendungsregeln zur Netzanschlussbeurteilung.....	29
3.1 Wichtige Grundlagen der Netzanschlussbeurteilung.....	29
3.2 Technische und organisatorische Regeln für Netzbetreiber und -nutzer (TOR).....	29
3.2.1 TOR Teil C.....	29
3.2.2 TOR Teil D2.....	30
3.2.3 TOR Erzeuger	33
3.3 Schlussfolgerungen für Methode zur Bestimmung von Netzkapazitäten	36
4 AP C – Bestimmung von Netzanschlusskapazitäten.....	38
4.1 Eingangsdaten	38
4.2 Methodischer Vergleich.....	44
4.3 Ergebnisse	49
4.3.1 Ergebnisse der komplexen Methode (Variante 1)	49
4.3.2 Methodenvergleich von Variante 1-4.....	53
4.4 Zusammenfassung und Schlussfolgerung.....	55
5 AP D – Methoden zur Erhöhung des Integrationspotentials	57
5.1 Maßnahmenübersicht	57
5.2 Aufhebung der Redundanz des HS/MS-Transformators	57

5.3 Speichertechnologien	59
5.4 Lokale Blindleistungsregelung	61
5.5 Transformatorregelung	64
5.6 Einspeisemanagement	66
5.7 Zusammenfassung	70
A Fragebogen Verteilernetzbetreiber.....	73
A.1 Ausgangslage und Hintergrund	73
A.2 Teil 1: Netzanschlussverfahren von Stromerzeugungsanlagen	73
A.2.1 Netzanschlussantrag einer Stromerzeugungsanlage	73
A.2.2 Anschlussbeurteilung und -konzept	74
A.2.3 Netzanschlussvertrag	76
A.3 Teil 2: Unterschiedliche Vorgangsweisen	76
A.4 Teil 3: Förderung der Einspeisung erneuerbarer Energien	76
B Weitere Ergebnisgrafiken.....	78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Unterschiede zwischen österreichischer TOR und deutscher TAR.....	32
Tabelle 4-1	Eigenschaften der verwendeten SimBench-Netze.....	38
Tabelle 4-2	Verteilung der Anlagentypen auf Typ und Spannungsebene	40
Tabelle 4-3	Leistungsverteilung zwischen Photovoltaik und Wind.....	41
Tabelle 4-4	Spitzenlast für den betrachteten 48h-Zeitraum	44
Tabelle 4-5	Erläuterung zu den Unterscheidungskriterien der Methoden	45
Tabelle 4-6	Übersicht über die implementierten und untersuchten Methoden.....	45
Tabelle 4-7	Verwendete Nebenbedingungen für das Integrationspotential	46
Tabelle 4-8	Integrationspotential des 95%-Quantils in Variante 1 im Vergleich zu Variante 4	55
Tabelle 5-1	Übersicht und Beschreibung der Methoden zur Erhöhung des Integrationspotentials.....	57
Tabelle 5-2	Relative Abregelung der Jahresenergiemenge bei pauschaler Spitzenkappung.....	69

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1	Aspekte der Netzurückwirkungen gemäß Tor und Relevanz für Methode	36
Abbildung 4-1	Installierte Leistung im Ursprungsszenario.....	39
Abbildung 4-2	Anlagenleistung der zugebauten Anlagen	41
Abbildung 4-3	Maximale Einspeisung Photovoltaik/Wind an 365 Tagen im Jahr	42
Abbildung 4-4	Verwendetes Erzeugungsprofil für Photovoltaik und Wind.....	43
Abbildung 4-5	Aggregierte Lastprofile im städtischen Netz.....	43
Abbildung 4-6	Verfahrensablauf eines Simulationsdurchlaufes	46
Abbildung 4-7	Konvergenzverhalten des iterativen Verfahrens.....	47
Abbildung 4-8	Integrationspotential Variante 1 bei 100% Leitungslänge.....	49
Abbildung 4-9	Auswertung der Gründe eines Simulationsabbruches nach Anlagentyp und Art der Grenzwertverletzung	51
Abbildung 4-10	Entfernung des Anschlussortes zum nächstgelegenen HS/MS-Transformator	52
Abbildung 4-11	Einfluss der Leitungslänge auf das Integrationspotential (Summe alle Netze)	52
Abbildung 4-12	Vergleich der Methoden beim städtischen Netzgebiet (100% Länge ohne Regelung)	53
Abbildung 4-13	Vergleich der Methoden beim gewerblichen Netzgebiet (100% Länge ohne Regelung)	54

Abbildung 5-1	Vergleich des Integrationspotential mit (N-1) und (N-0)-Kriterium.....	58
Abbildung 5-2	Bandbreite der kumulierten PV-Erzeugung in 24h.....	59
Abbildung 5-3	Ideales Peak-Shaving eines Speichers mit 1 kWh/kWp	60
Abbildung 5-4	Integrationspotential bei unkoordiniertem Laden der EKFZ	61
Abbildung 5-5	Integrationspotential bei PV-gesteuertem Laden der EKFZ.....	61
Abbildung 5-6	Q(U)-Parametervariation	63
Abbildung 5-7:	rONT Sammelschienenregelung.....	64
Abbildung 5-8:	rONT Weitbereichsregelung	64
Abbildung 5-9	Vergleich von Weitbereichs- und Sammelschientransformatorregelung ..	66
Abbildung 5-10	P(U)-Kennlinie nach TOR	67
Abbildung 5-11	P(U)-Kennlinie in Untersuchung.....	67
Abbildung 5-12	Spannungsbasierte Wirkleistungsreduktion.....	68
Abbildung 5-13	Pauschale Spitzenkappung	69
Abbildung 5-14	Eingespeiste Gesamtenergie (PV + Wind) pro Jahr bei Spitzenkappung.....	70
Abbildung B-5-15	Integrationspotential aller Netze nach Variante 2.....	78
Abbildung B-5-16	Normiertes Integrationspotential aller Netze nach Variante 3.....	79
Abbildung B-5-17	Integrationspotential aller Netze nach Variante 4	80
Abbildung B-5-18	Vergleich der Integrationspotentiale im ländlichen Netz	81
Abbildung B-5-19	Vergleich der Integrationspotentiale im vorstädtischen Netz.....	81

Abkürzungen

ANB	Allgemeinen Bindungen der Verteilernetzbetreiber
Abs.	Absatz
AP	Arbeitspaket
Art.	Artikel
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
E-ControlG	Energie-Control-Gesetz
EKFZ	Elektro-Kraftfahrzeug
EAG	Erneuerbaren Ausbau Gesetz
EE	erneuerbare Energien
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EU	Europäische Union
HS	Hochspannung

IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft
IG	Interessensgemeinschaft
kV	Kilovolt
kVA	Kilovolt-Amperes
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak
MS	Mittelspannung
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
p.u.	per unit
PV	Photovoltaik
RfG-VO	Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SNE-VO	Systemnutzungsentgelte-Verordnung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussregeln
TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VDE TAR	Technische Anschlussregeln des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

Management Summary

Ausgangslage und Zielsetzung

Österreich verfolgt das Ziel, bis 2030 den verbrauchten Strom bilanziell aus erneuerbaren Energien (EE) zu erzeugen. Vor diesem Hintergrund werden in diesem Jahrzehnt eine Vielzahl von Netzanschlussbegehren erwartet, die durch die Netzbetreiber beurteilt werden müssen.

Das Ziel des vorliegenden Projekts ist es, die Heterogenität zwischen Verteilernetzbetreibern (VNB) bei der Netzanschlussbeurteilung sowie mögliche Harmonisierungspotentiale zu identifizieren. Darauf aufbauend soll eine universelle Methode gemäß § 20 des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 in der geltenden Fassung (EIWOG 2010 i.d.g.F.) zur Bestimmung verfügbarer Netzkapazitäten für erneuerbare Energien auf Netzebene (NE) 4 in Österreich, im Folgenden auch als Integrationspotential bezeichnet, entwickelt werden. Abschließend sind geeignete Maßnahmen zu identifizieren und zu bewerten, die das Integrationspotential sinnvoll erhöhen.

Die wichtigsten Ergebnisse des Projekts werden nachfolgend entlang der durchgeführten Arbeitspakete zusammengefasst.

Arbeitspaket A: Harmonisierungspotenziale bei der Netzanschlussbeurteilung in Österreich

Zur Identifikation allfällig unterschiedlicher Herangehensweisen bei der Netzanschlussbeurteilung wurden neun Verteilernetzbetreiber mit unterschiedlichen strukturellen Merkmalen befragt sowie zwei Verbände (IG Wind und PV Austria). Da acht der Netzbetreiber eine konsolidierte Antwort via Österreichs Energie abgegeben haben, kann nicht vollends geschlussfolgert werden, ob und inwiefern VNB Netzanschlussbegehren heterogen beurteilen.

Die Verteilernetzbetreiber betonen, dass Netzanschlussbegehren stets den Vorgaben der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) folgen. Der Interessensverband PV Austria weist darauf hin, dass neben den Anforderungen gemäß TOR auch die verfügbare Netzkapazität entscheidend für die Beurteilung eines Anschlussbegehrens sei. Jene Berechnung ist aus Sicht der PV Austria intransparent und ließe keine Beurteilung der Homogenität zu.

Diesbezüglich deuten die geführten Interviews darauf hin, dass es Unterschiede bei der Berechnung von Netzkapazitäten gibt, sowohl zwischen VNB als auch zwischen Netzgebieten desselben VNB. Dies ist vor allem durch die historisch gewachsenen und damit heterogenen Netzstrukturen sowie örtlichen Gegebenheiten begründet. Entscheidend für die Beurteilung der Netzkapazität ist zudem die verfügbare Datenlage, zum einen in Form von realen Messdaten und zum anderen von digitalisierten Netzmodellen. Messdaten liegen bei jedem Netzbetreiber meist für die Umspannwerke (Spannung, Ströme der Abgänge) vor und nur selten für Ortsnetzstationen.

Aus wissenschaftlicher Sicht lässt sich auf dieser Messdatenbasis nur in den seltensten Fällen die Netzkapazität eindeutig bestimmen, weshalb zusätzliche Lastflusssimulationen erforderlich sind. Diese werden laut Netzbetreibern durchgeführt. Jedoch bleiben die Berechnungsannahmen wage und es ist nicht klar, inwiefern Lastflussberechnungsergebnisse und Messwerte abgeglichen werden. Daraus lässt sich schließen, dass zumindest bei der Berechnung von Netzanschlusskapazitäten Unterschiede zwischen VNB bestehen, was wiederum zu einer Heterogenität bei der gesamten Netzanschlussbeurteilung führen kann. Der unterschiedliche Digitalisierungsstand zwischen VNB unterstreicht diesen Umstand. So verfügen die größeren VNB laut Umfrage über

Netzmodelle in der Nieder- und Mittelspannungsebene, kleinere Stadtwerke voraussichtlich jedoch nur über Mittelspannungsmodelle.

Eine Harmonisierung ist folglich wünschenswert, muss allerdings differenziert betrachtet werden. Einerseits ist eine universell einsetzbare Berechnungsmethode zur Bestimmung von Netzkapazitäten erforderlich, die jeder Netzbetreiber transparent und vergleichbar durchführen kann. Mit dem § 20 EIWOG 2010 i.d.g.F. und den Untersuchungen im Rahmen dieser Studie ist eine wichtige Grundlage geschaffen. Andererseits ersetzt die universelle Berechnungsmethode nicht vollständig die notwendigen Einzelfallprüfungen im Rahmen von Netzanschlussbegehren, für die ebenfalls standardisierte Vorgehen zu empfehlen sind. Es ist jedoch denkbar, dass bei ausreichendem Integrationspotential eine Einzelfallprüfung für kleinere Anlagen < 30 kVA¹ entfallen kann und somit eine Vielzahl von Begehren beschleunigt werden kann.

Arbeitspaket B: Qualitative Analyse der gegenwärtigen Vorgaben zur Anschlussbeurteilung

Die Grundlagen der Anschlussbeurteilung hat die E-Control gestützt auf § 22 Abs. 2 des Energie-Control-Gesetzes (E-ControlG) in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Stromnetzen in den TOR festgelegt, welche u.a. die Netzkodizes der EU umsetzen. Weiters sind die einzelnen Verteilernetzbetreiber gemäß § 47 EIWOG 2010 i.d.g.F. angehalten, ihre Allgemeinen Bedingungen der Verteilernetzbetreiber (ANB) der E-Control zu Genehmigung vorzulegen. Die ANB referenzieren in ausgewählten technischen Aspekten wiederum auf die TOR.

Insbesondere in der TOR C, TOR D2 und TOR Erzeuger werden Vorgaben zur Anschlussbeurteilung von Stromerzeugungsanlagen in der Mittel- und Niederspannungsebene gemacht. Fokus der Analyse waren die zu beachtenden Netzzrückwirkungen bei einem Netzanschluss und insbesondere deren Berücksichtigung bei der Erstellung einer universellen Methode zur Bestimmung des Integrationspotentials im Sinne des § 20 EIWOG 2010 i.d.g.F. Grundsätzlich sind beim Netzanschluss Grenz- und Richtwerte für die Kurzschlussleistung, Spannungsänderung, Flicker, Unsymmetrien, Oberschwingungen, Kommutierungseinbrüche, Beeinflussung der Signalübertragung und Betriebsmittelauslastung zu beachten. Die meisten dieser Netzzrückwirkungen sind durch geeignete Auslegung der Kundenanlage sicher zu begrenzen. Die TOR bietet entsprechende Maßnahmen an, die sich insbesondere auf eine adäquate Auslegung der Anlage beziehen. So können bspw. Flicker, Oberschwingungen, Kommutierungseinbrüche und Störpegel in der Signalübertragung durch Kompensationsanlagen bzw. Saugkreise eingedämmt, schaltbedingte Spannungsänderungen durch Netzdröseln reduziert werden. Zur Vermeidung von Spannungsunsymmetrien ist eine gleichmäßige Verteilung von einphasig angeschlossenen Niederspannungskunden anzustreben, wofür in der TOR bereits geeignete Vorgaben gemacht werden. Eine ausreichende, aber nicht zu hohe Kurzschlussleistung kann durch Auslegung von Schutzgeräten und Umrichtern der Stromerzeugungsanlagen sichergestellt werden. Diese Netzzrückwirkung wirken sich bei geeigneter Auslegung der Kundenanlage folglich nicht begrenzend auf die Netzkapazität aus. Insgesamt konnten bei einem Vergleich mit den deutschen technischen Anschlussregeln (TAR) nur geringfügige Unterschiede zur TOR identifiziert werden, da sie mit den D-A-CH-CZ-Regeln und der EN 50160 auf einer ähnlichen Grundlage fußen.

Des Weiteren wurden in Bezug auf die TOR Erzeuger Anforderungen an den Netzentkupplungsschutz, die fernwirksame Anbindung und Blindleistungskompensation in Abhängigkeit der Leistungsklasse analysiert. Mit steigender Leistungsklasse werden erwartungsgemäß höhere

¹ Ab 30 kVA wird gemäß TOR Erzeuger ein externer Netzentkupplungsschutz benötigt, weshalb dieser Wert als erste Indikation ausgewiesen ist.

Anforderungen bspw. an die Zugänglichkeit der Schaltstelle oder die Eingriffsmöglichkeit in die Wirk- und Blindleistungsabgabe gestellt, was sich letztlich auf die Kosten, Flexibilität und den Schutz des Netzanschlusses auswirkt. Im Rahmen einer Kostenanalyse konnte eine größere Bandbreite für die Einzelkomponenten in Abhängigkeit von Herstellern und Kunden festgestellt werden, wenngleich exakte Preise nur durch Projektierer wirklich verbindlich verfügbar sind.

Für die Methode zur Bestimmung des Integrationspotentials konnte geschlussfolgert werden, dass die stationäre Spannungshaltung und die Betriebsmittelbelastung restriktiv auf die auszuweisende Netzkapazität wirken und folglich als einzige Netzzrückwirkungen in einer universellen Methode zu beachten sind. Die Betriebsmittelbelastung kann durch betriebsmittelindividuelle Leistungsgrenzwerte berücksichtigt werden. Da in der Mittel- und Niederspannungsebene ein gemeinsames Spannungsband bewirtschaftet wird, wird als Vorgabe für die stationäre Spannungshaltung gemäß EN 50160 ein Spannungsband von $\pm 10\%$ am Endkunden bezogen auf die vereinbarte Versorgungsspannung für die Methode angesetzt².

Arbeitspaket C: Erarbeitung einer Methode zur Bestimmung von Netzanschlusskapazitäten

Ziel dieses Arbeitspakets war es, einen Vergleich zwischen verschiedenen Methoden zur Bestimmung des Integrationspotentials im Sinne des § 20 EIWOG 2010 i.d.g.F. durchzuführen und zu bewerten, welche Methode sich für die universelle Anwendung durch VNB eignet. Es wurden vier Varianten geprüft, die sich hinsichtlich ihrer Berechnungsgenauigkeit und Einfachheit in der Anwendung unterscheiden:

- Variante 1: Die am Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) erprobte komplexe Methode ermöglicht eine sehr exakte Vorhersage des Integrationspotentials. Die Komplexität setzt jedoch eine gute Datenbasis mit digitalisierten Netzdaten der Nieder- und Mittelspannungsebene bei den VNB sowie ein hohes Know-How bei der Anwendung und verfügbare Rechenkapazitäten voraus. Grundidee ist eine iterative Simulation, bei der schrittweise Photovoltaik (PV)- und Windenergieanlagen in ein zu betrachtendes NS- und MS-Netzgebiet integriert werden, wobei Anlagenleistung und Netzanschlusspunkt durch eine Zufallsziehung ermittelt werden. Die Simulation endet bei Auftreten einer Grenzwertverletzung (Spannungsbänder und Stromgrenzen gemäß AP B), wobei das Verfahren insgesamt 1000 Mal wiederholt wird, um den Einfluss der Stochastik zu beurteilen.
- Variante 2: Das Grundprinzip dieser Variante ist mit der komplexen Methode vergleichbar. Zur Reduktion der Rechenzeit wurden zwei Vereinfachungen angesetzt. Zum einen wurden Blindleistungsregelungen von Stromerzeugungsanlagen sowie Stufenstellungen von Transformatoren deaktiviert, zum anderen wurde statt einer 48h-Zeitraumbetrachtung eine Zeitpunkt Betrachtung (Worst-Case-Abschätzung) durchgeführt.
- Variante 3: Entspricht ebenfalls der komplexen Methode, jedoch wurden mit Ausnahme der Transformatorbelastung sämtliche Nebenbedingungen entfernt, um den Einfluss der Transformatoren auf das Integrationspotential quantifizieren zu können.

² Abweichend von der üblichen Norm wurde ein Spannungsband von $\pm 8\%$ in den Berechnungen angenommen. In der Wissenschaft wird dies häufig angesetzt, um einen Sicherheitspuffer zur Grenze bei Planungszwecken zu haben, da Spannungsgrenzen sehr restriktiv sind. Den Ergebnissen in AP C und AP D vorweggreifend kann gezeigt werden, dass an den Kernaussagen zur Methode als auch den Maßnahmen zur Erhöhung des Integrationspotentials keine Änderungen eintreten, wenn alternativ mit $\pm 10\%$ gerechnet wird.

- Variante 4: Es handelt es sich um eine einfache Methode, bei der auf Basis von historischen Messwerten an der Umspannungsanlage, der Bemessungsscheinleistung des MS/HS-Transformators sowie zu erwartenden Gleichzeitigkeiten der Einspeisung das verbleibende Integrationspotential berechnet wird. Es findet aus Sicht des Verteilernetzbetreibers keine umfangreiche Simulation statt und auch keine probabilistische Betrachtung, was diese Methode sehr einfach anwendbar macht und eine geringe Datenbasis erfordert.

Eine wesentliche Erkenntnis ist, dass die verfügbare Netzkapazität für NE 4 im Sinne § 20 ElWOG 2010 i.d.g.F. unabhängig von der verwendeten Methode nicht eindeutig durch einen diskreten Wert bestimmt werden kann. Die Netzkapazität hängt vielmehr maßgeblich von der Positionierung und Dimensionierung der Anlagen in den unterlagerten Netzebenen ab. Abhilfe schafft eine Quantilsbetrachtung, die sich aus den 1000 durchgeführten Simulationen bei stochastischer Ziehung der Anlagengröße und Anlagenleistung ergibt. Aus den Studienergebnissen kann eine Empfehlung für die Ausweisung des 50%- oder 95%-Quantil (500- bzw. 50-höchstes ermitteltes Integrationspotential bei 1000 Simulationen) gefolgert werden. In der Kommunikation gegenüber den VNB und der Öffentlichkeit ist dabei zu betonen, dass der Wert des Integrationspotentials im 95%-Quantil eine flexible Verteilung der zu integrierenden EE-Anlagen erfordert. Ein Integrationspotential gemäß dem 95%-Quantil bedeutet explizit nicht, dass jegliches Anschlussbegehren mit einer Anschlussleistung kleiner dem ausgewiesenen Integrationspotential ohne Netzausbau durchführbar wäre. Das 5% Quantil hingegen ist in zu vielen Netzgebieten voraussichtlich nahe 0 MW und bietet daher keine Vergleichbarkeit zwischen Netzen und Netzbetreibern. Das 50%-Quantil wäre ein guter Kompromiss aus Vergleichbarkeit zwischen Netzgebieten und realistischer Ausweisung der Netzkapazität, die keine falsche Erwartungshaltung bei Antragstellern hervorrufen würde.

Aus den Vergleichsrechnungen zwischen den vier Varianten konnten darüber hinaus folgende Erkenntnisse gezogen werden:

- Eine Vereinfachung zu einer Zeitpunkt- statt Zeitraumbetrachtung ist ohne größere Genauigkeitsverluste durchführbar und als Mittel zur Komplexitätsreduktion sinnvoll.
- Ein Verzicht auf die Berücksichtigung einer Blindleistungsregelung ist in Netzen mit kurzen Leitungslängen und infolgedessen geringen Spannungsbandproblemen valide. In ländlichen Netzen mit sehr langen Leitungen führt der Verzicht hingegen zu einer signifikanten Unterschätzung des Integrationspotentials.
- Eine Abstrahierung von Leitungsbelastungen und Spannungsbändern durch ausschließliche Fokussierung auf Transformatorauslastungen führt zu einer großen Ungenauigkeit und Überschätzung des Integrationspotentials.

Aus diesen Erkenntnissen können wiederum Empfehlungen für die Einführung einer universell einsetzbaren Methode gemäß § 20 ElWOG 2010 i.d.g.F. abgeleitet werden. Die Berechnungen haben gezeigt, dass die Veröffentlichung einer Netzkapazität (für NE 4) nach Vorgabe von § 20 ElWOG 2010 i.d.g.F. nicht den Anspruch haben kann, eine Einzelprüfung bei konkreten Anschlussbegehren ersetzen zu können, da eine signifikante Abhängigkeit von der Anlagenplatzierung (Verortung) und der Anlagendimensionierung in den unterlagerten Netzen besteht. Diese Aussage gilt unabhängig von der verfügbaren Datenlage und Qualität der Methode, d.h. auch die Verwendung von Variante 1 zur Bestimmung des Integrationspotentials würde keine Einzelprüfung ersetzen.

Eine Einzelprüfung sollte transparent und möglichst einheitlich durchgeführt werden, ist im Rahmen dieser Studie jedoch nicht Fokus weiterer Betrachtungen. Ob eine Einzelprüfung für Anlagen mit geringer installierter Leistung (bspw. < 30 kVA) entfallen kann, sofern ein ausreichendes Integrationspotential ausgewiesen wurde, ist denkbar, kann jedoch auf Basis der Ergebnisse nicht final geschlussfolgert werden.

Betreffend der Methode zur Beurteilung von Netzkapazitäten gemäß § 20 EIWOG 2010 i.d.g.F. lässt sich folgendes ausführen:

- **Kurz- bzw. mittelfristig** verfügt nicht jeder Verteilernetzbetreiber in Österreich über digitalisierte Netzmodelle der Niederspannungsebene, die zur Umsetzung der Varianten 1 oder 2 erforderlich sind. Die Simulation der vereinfachten Methoden zeigt hingegen auf, dass in vielen Szenarien Leitungsauslastung oder Spannungsband entscheidend sind, weshalb Variante 3 und 4 nicht als dauerhafte Herangehensweise zu empfehlen sind. Jedoch kann Variante 4 als temporäre, aber universell einsetzbare Methode eingeführt werden. Damit die Ergebnisse entsprechend der in Abschnitt 4.2 vorgestellten Berechnungsvorschrift mit den exakten Ergebnissen nach Variante 1 übereinstimmen, sind Korrekturfaktoren in Abhängigkeit des ausgewählten Quantils anzusetzen. Von einer Variation des Korrekturfaktors für verschiedene Netzcharakteristiken wird abgeraten, da es eine Scheingenauigkeit suggeriert, die auf Basis der Studienergebnisse nicht fundiert gestützt werden kann.
- **Langfristig** ist eine Verwendung von Variante 2 zu empfehlen, die ähnlich präzise Ergebnisse wie Variante 1 ermöglicht, den Berechnungsaufwand jedoch eingrenzt. Grundvoraussetzung ist die Einführung einer verpflichtenden Digitalisierung der Netzdaten bis auf NE 7 (Netzstruktur, Leitungstypen), die eine automatisierte Aktualisierung der Netzkapazitätsberechnung ermöglicht. Es ist wahrscheinlich, dass mittelfristig keine Messzeitreihen für Lasten (in der NE 7) vorliegen werden, weshalb neben verpflichtenden digitalisierten Netzdaten auch transparente Vorgaben zur Verwendung von Lastprofilen gemacht werden müssen. Lastprofile, die bereits für den Netzbetrieb eingesetzt werden, können auch für die Netzplanung herangezogen werden (bspw. BDEW-Lastprofile). Im Sinne der Homogenität ist es entscheidender, dass einheitliche Profile verwendet werden, als dass über die genaue Form des Lastprofils diskutiert wird. Lastprofile können dabei nie den Anspruch besitzen, das exakte Verbrauchsprofil jedes Haushalts exakt abzubilden. Jene Vorgaben könnten auch dazu dienen, Einzelprüfungen für Netzanschlussbegehren zukünftig zu harmonisieren.

Arbeitspaket D: Methoden zur Erhöhung des Integrationspotentials

Im Rahmen von AP D wurden fünf Einzelmaßnahmen untersucht, mit denen das Integrationspotential von Erneuerbaren Energien erhöht werden könnte. Diese Einzelmaßnahmen sind:

- Aufweichung der Anwendung des (N-1)-Kriteriums bei MS/HS-Transformatoren
- Netzdienliche Nutzung von Heimspeichern und E-Fahrzeug-Batterien
- Einführung eines Einspeisemanagement in Form einer Spitzenkappung
- Optimierung der Blindleistungsregelung von Stromerzeugungsanlagen
- Verbesserung der Spannungsregelung von regelbaren Ortsnetztransformatoren

Die ersten drei Maßnahmen zielen auf eine Reduzierung der Belastung von Leitungen und Transformatoren ab. Die wesentlichen Erkenntnisse der simulativen Untersuchungen sind:

- **HS/MS-Transformatoren** sind in der Regel nur bis 50% ausgelastet, um bei Ausfall eines Transformators über eine ausreichende Reserve zu verfügen. In Rückspeisefällen (starke

Einspeisung aus unterlagerten Ebenen) könnte eine volle Belastbarkeit bis 100% erlaubt werden, sofern ein schnelles Eingreifen in die Betriebsweise von Stromerzeugungsanlagen im Fehlerfall sichergestellt ist. In den durchgeführten Simulationen konnte aufgrund der selten limitierenden Wirkung des HS/MS-Transformators kein allgemeines Potential dieser Maßnahme festgestellt werden, wenngleich ein Nutzen in Spezialfällen nicht ausgeschlossen werden kann und daher nicht pauschal auszuschließen ist.

- Wirtschaftlich sinnvoll dimensionierte **Heimspeicher** (1 kWh/kWp) können nur mit intelligenter Steuerung einen Beitrag zur Spitzenglättung leisten. Werden voraussagengestützte Peak-Shaving Algorithmen eingesetzt, so kann potentiell eine signifikante Reduzierung des Einspeisepeaks erzielt werden, welche einer Spitzenkappung auf 60%, bezogen auf die installierte Leistung der PV-Anlage, entspricht. Regulatorisch kann dies durch Vorgabe von Sperrzeiten erfolgen, die jedoch nicht pauschal, sondern dynamisch und basierend auf einer Wettervorhersage anzusetzen sind, da sie sonst einen Großteil des Jahres kontraproduktiv wirken würden. Aus wissenschaftlicher Sicht ist dies denkbar, indem Netzbetreiber im Rahmen einer Netzbetriebsplanung für den Folgetag auf Basis von Wetterprognosen die Auslastung prognostiziert und für den Folgetag Sperrzeiten für Heimspeicher definiert. Inwiefern dies regulatorisch und juristisch umsetzbar ist, wird im Rahmen dieser Studie nicht thematisiert.
- Eine Alternative zu Heimspeichern bilden die Speicher in **Elektrofahrzeugen**. Während normales Ladeverhalten von Verbrauchern das Integrationspotential bereits leicht, aber nicht signifikant steigern kann, führt das bevorzugte Laden mit PV-Strom zu einer deutlichen Steigerung des Integrationspotentials.
- Eine spannungsbasierte Wirkleistungsreduktion (**P(U)**) sollte im Rahmen eines regulatorischen Einspeisemanagements trotz nachgewiesener, geringfügiger Erhöhung des Integrationspotentials nicht in Betracht gezogen werden. Eine spannungsbasierte Wirkleistungsreduktion ist als Schutzmechanismus im Notfall eingeführt worden und sollte weiterhin nicht für Spitzenglättung zweckentfremdet werden.
- Eine dedizierte Abregelung der Anlagen auf einen Prozentsatz ihrer Nennleistung (Spitzenkappung) zeigt hingegen deutlichere Effekte. Eine pauschale Limitierung, vor allem von PV-Anlagen, kann das Integrationspotential spürbar erhöhen. Durch die zusätzliche installierbare Leistung kann wesentlich mehr Energie eingespeist und damit die abgeregelte Energie überkompensiert werden. Im Falle einer dynamischen Abregelung, bei der eine Abregelung nicht pauschal, sondern nur bei Auftreten von thermischen Überlastungen von Betriebsmitteln greift, steigert sich die eingespeiste Energie bei gleichem Integrationspotential zusätzlich. Als wirtschaftlicher Trade-off zwischen Erhöhung des Integrationspotentials (und damit verbundenem Zubau von EE-Anlagen) und der abgeregelten Energiemenge ist eine Spitzenkappung auf 70% zielführend. **Das Einspeisemanagement ist unter den untersuchten Maßnahmen die effektivste, um das Integrationspotential von EE-Anlagen zu erhöhen.**

Die zweite Art von Grenzwertverletzung, welche die Integration von Anlagen limitieren kann, sind spannungsbedingte Verletzungen.

- Eine **Q(U)-Regelung** kann signifikant zur statischen Spannungshaltung beitragen kann und ist gegenüber einer $\cos\phi$ (P)-Steuerung in der Nieder- und Mittelspannungsebene stets zu bevorzugen. Dabei ist eine ausgewogene Parametrierung der Kennlinie wichtig, damit die Regelung einerseits nicht zu inaktiv ist, andererseits keine unnötige Blindleistungseinspeisung hervorruft. Die aktuelle Parametrierungsempfehlung der TOR ist insbesondere in Hinblick

auf das Totband sinnvoll gewählt, eine zusätzliche Erhöhung der Steilheit ist mitunter zielführend.

- Der Einsatz **regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT)** kann ebenfalls genutzt werden, um Spannungsbandprobleme zu beheben. Dabei liefert eine Weitbereichsregelung konstant bessere Ergebnisse als eine Regelung, die nur auf Spannungsänderungen an der Sammelschiene reagiert. Aufgrund der hohen Investitionskosten für rONTs, speziell bei Weitbereichsregelungen, sollte diese Lösung jedoch besonders problematischen (Teil-)Netzen vorbehalten bleiben. Wie die Q(U)-Regelung kann auch die rONT-Regelung zudem einen Nutzen bei lastbedingten Spannungsproblemen erbringen, was bei einer reinen Betrachtung des Integrationspotentials jedoch nicht relevant ist.

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Österreich verfolgt das Ziel, bis 2030 100% des Stroms bilanziell aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Vor diesem Hintergrund werden in diesem Jahrzehnt eine Vielzahl von Netzanschlussbegehren erwartet, die durch die Netzbetreiber beurteilt werden müssen.

Die Netzanschlussbedingungen sind in den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) und den Allgemeinen Bedingungen der Verteilernetzbetreiber (ANB) festgelegt. Aufgrund historisch gewachsener Netzstrukturen, unterschiedlicher Netztopologien sowie örtlicher Gegebenheiten sind trotz einheitlicher Gesetzgebung unterschiedliche Vorgehensweisen bei der Netzanschlussbeurteilung zwischen Netzbetreibern denkbar. Möglichkeiten zur weiteren Harmonisierung sind vor diesem Hintergrund zu untersuchen.

Die Heterogenität zwischen den Netzbetreibern könnte auch dazu führen, dass verfügbare Netzkapazitäten zur Aufnahme weiterer Stromerzeugungsanlagen unterschiedlich beurteilt werden. Jene noch verfügbaren Netzkapazitäten sind gemäß dem § 20 EIWOG 2010 i.d.g.F. je Umspannwerk auf Netzebene 4 auszuweisen und quartalsweise zu aktualisieren. Der Gesetzgeber sieht eine bundesweit einheitliche Ausgestaltung einer Methode zur Berechnung der verfügbaren Kapazitäten vor. In Hinblick auf diese Ausgangslage wird eine universelle Berechnungsvorschrift angestrebt, die es zu definieren gilt.

1.2 Zielsetzung

Das Ziel der Studie ist es, die Heterogenität zwischen Netzbetreibern bei der Netzanschlussbeurteilung sowie mögliche Harmonisierungspotentiale zu identifizieren. Darauf aufbauend ist eine universelle Methode zur Bestimmung verfügbarer Netzkapazitäten für erneuerbare Energien auf NE 4 in Österreich, im Folgenden auch als Integrationspotential bezeichnet, zu entwickeln. Abschließend sind geeignete Maßnahmen zu identifizieren und zu bewerten, die das Integrationspotential sinnvoll erhöhen.

1.3 Struktur des Berichts

Der Bericht ist nach den folgenden Arbeitspaketen (AP) gegliedert:

- **Kapitel 2** (AP A) wird die Praxis der gegenwärtigen Netzanschlussbeurteilung auf der Grundlage eines Fragebogens und Interviews mit den Verteilernetzbetreibern analysiert. Ein resultierendes Handbuch für VNB zur Netzanschlussbeurteilung ist dem Bericht beigelegt.
- In **Kapitel 3** (AP B) wird eine qualitative Analyse der Anwendungsregeln (TOR) zur Netzanschlussbeurteilung vorgenommen. Dabei wird ein Vergleich mit den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) in Deutschland gezogen und Kriterien für eine computergestützte Methode identifiziert.
- In **Kapitel 4** (AP C) wird eine Methode zur Bestimmung von Netzanschlusskapazitäten entwickelt. Dabei werden umfangreiche Simulationen zur Bestimmung des Integrationspotentials und ein Methodenvergleich zwischen vier Varianten durchgeführt.
- In **Kapitel 5** (AP D) werden Methoden zur Erhöhung des Integrationspotentials zusammengefasst und bewertet. Insbesondere werden die Auslegung von Umspannwerkstransformatoren, Speichertechnologien, Blindleistungsregelungen, Transformatorregelungen sowie Einspeisemanagement vertiefend betrachtet.

2 AP A – Analyse der Praxis der gegenwärtigen Netzanschlussbeurteilung

2.1 Durchführung Umfrage Netzbetreiber und Erzeugerverbände

Mit der obersten Prämisse, die Einspeisung durch Erneuerbare Energien in Österreich zu fördern, ist es das Ziel von AP A zu untersuchen, wie die Verteilernetzbetreiber (VNB) die Netzanschlussbeurteilung von Stromerzeugungsanlagen aktuell vornehmen (Status Quo). Daraus sollen die Heterogenität zwischen VNB abgeleitet und Harmonisierungspotentiale identifiziert werden.

Zu diesem Zweck wurden Dokumente gesichtet, schriftliche Umfragen durchgeführt sowie Interviews mit einzelnen VNB geführt. Dies umfasste:

- Sichtung des Entwurfs zum Leitfaden für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen
- Auswertung einer bereits von E-Control durchgeführten Umfrage zu den Problemstellungen und möglichen Maßnahmen im Netzanschlussverfahren
- Im Rahmen dieser Studie erstellter Fragebogen für VNB und zwei Interessensverbände zum Vorgehen bei der Netzanschlussbeurteilung
- An die Auswertung des Fragebogens anschließende Interviews mit dem Verband Österreichs Energie sowie zwei VNBs zur Klärung von Detailfragen

Der thematische Schwerpunkt der Umfrage sowie die Ergebnisse der vier aufgeführten Untersuchungsschritte werden nachfolgend näher beschrieben

2.1.1 Thematische Schwerpunkte der eigens durchgeführten Umfrage

Die thematischen Schwerpunkte der durchgeführten Umfragen lassen sich in drei Kategorien unterteilen (vgl. Anhang A für den vollständigen Fragebogen):

- Vorgehensweise in der Anschlussbeurteilung und dem Anschlusskonzept;
- Unterschiede in der Vorgehensweise zwischen Verteilernetzbetreibern;
- Möglichkeiten zur Förderung der Einspeisung erneuerbarer Energien.

Nachfolgend werden die drei Themenblöcke und die dahinterliegenden Ziele erörtert.

Was ist die Vorgehensweise in der Anschlussbeurteilung und dem Anschlusskonzept von Netzanschlusspunkten?

Der erste Themenblock hat zum Ziel, den Status quo bezüglich der Vorgehensweise in der Anschlussbeurteilung und dem Anschlusskonzept von Netzanschlusspunkten zu erheben. Dabei ging es darum, zu eruieren, ob überhaupt Heterogenität in der Vorgehensweise zwischen den verschiedenen Netzbetreibern besteht und, falls ja, wo diese liegt.

In Bezug auf die den Netzbetreiber gestellten Fragen wurden verschiedene Schritte im Netzanschlussverfahren unterschieden:

- **Netzanschlussantrag einer Stromerzeugungsanlage:** Hier gestellte Fragen hatten zum Ziel, zu identifizieren, welche Unterlagen – über die in der TOR festgelegten Dokumente – durch die Netzbetreiber in einem Netzanschlussantrag eingereicht werden müssen und ob sich das Vorgehen bezüglich Netzanschlussantrag nach Art der Stromerzeugungsanlage unterscheidet.

- **Anschlussbeurteilung und -konzept.** Insbesondere:
 - *Technische Bewertung des Netzanschlusspunktes:* Die diesbezüglich gestellten Fragen zielten unter anderem auf die Art der Bestimmung der Maximalkapazität an einem Netzanschlusspunkt, auf die Durchführung von Lastflusssimulationen zur Bestimmung der verfügbaren Kapazitäten am Netzanschlusspunkt, auf die Berücksichtigung von Transformator- und Leitungsauslastungen sowie Spannungsbandrestriktionen und auf die getroffenen Annahmen für das Netzbenutzerverhalten ab.
 - *Entscheidung über die Wahl eines technisch geeigneten Anschlusspunktes:* Hier wurde insbesondere erhoben, wer über die Wahl eines Netzanschlusspunktes entscheidet, welche wirtschaftlichen und technischen Kriterien bei der Wahl eines Netzanschlusspunktes entscheidend sind und wer die Kosten des Netzanschlusses trägt.
 - *Berücksichtigung von Flexibilitäten durch betriebliche Maßnahmen:* Dabei wurden Fragen nach der Höhe des Erzeugungsmanagements, nach der Berücksichtigung von Lastmanagement oder dem Einsatz von Speicher, und nach den üblichen Vorgaben für Wirk- und Blindleistungsregelung von Stromerzeugungsanlagen gestellt.
 - *Vorgehen, falls die beantragte Höchstleistung nicht zur Gänze über den vorhandenen Netzanschlusspunkt eingespeist werden kann:* Besteht in diesem Fall insbesondere eine Abwägung zwischen Netzausbau und den Möglichkeiten eines flexiblen Netzbetriebs, wird der vorhandene Netzanschlusspunkt verstärkt oder die Anschlussleistung begrenzt und kann das Netzanschlussbegehren für mehrere Netzanschlusspunkte aufgeteilt werden.
 - *Berücksichtigung allfälliger Netzurückwirkungen:* Dieser Themenblock befasst sich mit der Beurteilung von Oberschwingungen, Flicker, anderen Spannungsqualitätsmerkmalen, dem Kurzschlussstrombeitrag und der Relevanz von Netzurückwirkungen, die über die TOR hinausgehen.
 - *Kriterien für Nichtanschluss:* Eine letzte Frage hat schließlich spezifisch nach den Kriterien für einen Nichtanschluss bezüglich technischer Inkompatibilitäten oder Sicherheitsbedenken gefragt.
- **Netzanschlussvertrag:** Hier wird insbesondere abgefragt, ob zusätzlich zu den laut TOR geforderten Bestandteilen, weitere Informationen Teil des Netzanschlussvertrags sind und inwiefern sich der Netzanschlussvertrag nach Technologie der Stromerzeugungsanlage unterscheidet.

Was sind die Unterschiede in der Vorgehensweise?

Die diesbezüglichen Fragen fokussieren auf mögliche Gründe für ein unterschiedliches Vorgehen zwischen den Netzbetreibern, auf existierende Handlungsspielräume und auf mögliche Bereiche, die stärker oder weniger stark reguliert werden sollten. Das Ziel der hier gestellten Fragen war, die Sicht der Netzbetreiber bezüglich möglicher Unterschiede beim Netzanschlussverfahren von Stromerzeugungsanlagen zwischen verschiedenen Netzbetreibern zu erheben.

Was sind die Möglichkeiten zur Förderung der Einspeisung erneuerbarer Energien?

Der letzte Fragenblock der Umfrage erhält Fragen zu den Möglichkeiten, wie die Einspeisung erneuerbarer Energien erhöht werden könnte. Das Ziel dieser Fragen war es schließlich, den Netzbetreibern – und den Interessensgemeinschaften (IG) Wind und PV Austria (vgl. Abschnitt 2.1.2) – zu ermöglichen, eigene Vorschläge zur Förderung der Einspeisung erneuerbarer Energien einzubringen. Dazu wurde spezifisch erhoben, ob eine stärkere Berücksichtigung von Speicher-,

Last- und Erzeugungsmanagement als Alternative zum Netzausbau betrachtet werden kann, ob regulatorische Hemmnisse existieren, die die Netzanschlussbeurteilung erschweren, inwiefern eine Entbürokratisierung und die Digitalisierung den Netzanschlussprozess vereinfachen würden und ob eine Harmonisierung der Anschlussbeurteilung die Einspeisung erneuerbarer Energien fördern könnte.

2.1.2 Auswahl der befragten Netzbetreiber und Erzeugerverbände

Um ein möglichst repräsentatives Bild der potenziell unterschiedlichen Vorgehensweisen in Österreich zu erhalten, wurden verschiedene Netzbetreiber zur Befragung ausgewählt. Die Auswahl der zu befragenden Netzbetreiber wurde anhand eines Clusterings in Bezug auf die folgenden Variablen vorgenommen:

- Verhältnis der Netzlänge zur Anzahl der Anschlüsse;
- Anteil der Erzeugungsleistung auf den Ebenen 3 und 4 an der gesamten Erzeugungsleistung;
- Anteil der Erzeugungsleistung von PV- und Windenergie an der gesamten Erzeugungsleistung.

Basierend auf dem resultierende Clustering wurden in Folge neun zu befragende Netzbetreiber ausgewählt. Dabei wurde berücksichtigt, dass die ausgewählten Netzbetreiber regional möglichst ganz Österreich abdecken und keiner der Netzbetreiber eine zu geringe erneuerbare Erzeugungsleistung hat. Den folgenden Netzbetreibern wurde der Fragebogen zugestellt:

- Feistritzwerke-STEWEAG;
- Stadtwerke Kitzbühel;
- Netz Niederösterreich;
- KNG-Kärnten Netz GmbH;
- Elektrizitätswerk der Stadtgemeinde Kindberg;
- Salzburg Netz;
- Wiener Netze GmbH;
- Stromnetz Graz GmbH & Co KG;
- Energie Klagenfurt GmbH.

Zusätzlich wurde der Fragebogen an zwei Interessensvertretungen, IG Wind und PV Austria, zur Beantwortung zugestellt. IG Wind und PV Austria haben dabei nur den letzten Teil des Fragebogens – mit Fragen zu den Möglichkeiten zur Förderung der Einspeisung erneuerbarer Energien – beantwortet.

2.1.3 Rücklauf der eigens durchgeführten Umfrage

Acht der neun befragten Netzbetreiber haben sich zu einer konsolidierten Antwort über den Dachverband Oesterreichs Energie entschieden. Von den Stadtwerken Kitzbühel (nicht Mitglied von Oesterreichs Energie) ist keine Rückmeldung eingegangen. Neben der Rückmeldung von Oesterreichs Energie wurden Teile des Fragebogens auch durch die Erzeugerverbände IG Wind und PV Austria beantwortet.

Zur Klärung von Anschlussfragen wurden in Folge Gespräche mit Oesterreichs Energie, mit Salzburg Netz und mit Netz Niederösterreich geführt.

Die Konsolidierung der Antworten durch Oesterreichs Energie hat zur Folge, dass die kleinen Netzbetreiber tendenziell untervertreten sind. Eine Sichtung der technischen Anschlussbedingungen kleinerer Netzbetreiber³ hat aber ergeben, dass sich diese nicht substantiell von den technischen Anschlussbedingungen der größeren Netzbetreibern unterscheiden. Unterschiede sind aber durchaus in Hinblick auf den Digitalisierungsstand zu erwarten, der wiederum die Anwendbarkeit einer universellen Methode zur Bestimmung des Integrationspotentials erschwert (siehe AP C).

2.1.4 Inhalt der von E-Control durchgeführten Umfrage zu aktuellen Herausforderungen

Die E-Control führte im Jahr 2021 eine Umfrage unter österreichischen Verteilernetzbetreibern durch, bei der sie bis zu drei derzeitige und zukünftige Problemstellungen im Zuge von Netzanschlussverfahren nennen sowie mögliche Maßnahmen vorschlagen konnten. E-Control erhielt 28 Rückmeldungen der Verteilernetzbetreiber, die sich jedoch in der Ausführlichkeit der Antworten teils deutlich unterschieden.

Problemstellungen

Die wichtigsten – d.h. von mehreren Netzbetreibern erwähnten – Problemstellungen umfassen die Folgenden:

- Die starke Zunahme der eingehenden Netzanschlussanträge in den letzten Jahren erschwert eine zeitnahe Bearbeitung der Anträge.
- Viele Projekte sind von externen Risiken und Unsicherheiten betroffen. Dazu gehören etwa sich ändernde politische Vorgaben und offene Rechtsfragen.
- Viele Anträge sind unvollständig bzw. von schlechter Qualität und binden dadurch wertvolle Ressourcen zur Bearbeitung weiterer Anträge.
- Netzausbau ist für viele Netzanschlussbegehren zukünftig unausweichlich, weshalb präventiver Netzausbau vielfach angestrebt, aber nicht angemessen regulatorisch berücksichtigt wird.

Die Problemstellungen und Maßnahmen zur Verbesserung der aktuellen Situation werden gemeinsam mit den Auswertungen der eigens durchgeführten Umfrage nachfolgend detailliert dargestellt.

2.2 Auswertung der Dokumente, Fragebogen und Interviews

2.2.1 Vorgehen Netzanschlussverfahren

Netzanschlussantrag einer Stromerzeugungsanlage

Das Vorgehen der Netzbetreiber erfolgt gemäß Aussagen der Netzbetreiber TOR-konform. Insbesondere hat die Umfrage ergeben, dass für einen Netzanschlussantrag keine über die in den TOR definierten Unterlagen durch die Netzbenutzer eingereicht werden müssen und dass sich

³ VKW (<https://www.vorarlbergnetz.at/pv-anlagengroesse-30kva.htm>), Energie Ried (<http://www.ooe-ausfuehrungsbestimmungen.at/de/hauptmenu/>), E-Werk Kittlmühle (https://kittelmuehle.at/wordpress/wp-content/uploads/2018/05/A8_Parallelaufbedingungen_NETZ-N%C3%96.pdf), Wüster Strom (https://www.wuesterstrom.at/wp-content/uploads/2022/01/Technische-Ausfuehrungsbestimmungen_Netzebene_-wuesterstrom.s11012022.pdf).

das Vorgehen für die unterschiedlichen Erzeugertypen A bis D an den regulatorischen Vorgaben orientiert.

In der durch E-Control im Vorfeld dieser Studie durchgeführten Umfrage äußerten mehrere VNB zudem Sorgen über ein exponentielles Wachstum der eingehenden Netzanschlussanträge, so dass das zeitnahe Bearbeiten der Anträge häufig nicht gewährleistet werden kann. In Folge dessen müsse das Personal und IT-Budget aufgestockt sowie Prozesse vereinfacht werden. Es ist nicht zu erwarten, dass die angedeuteten Prozessvereinfachungen ein grundsätzlich geändertes Vorgehen beim Netzanschlussantrag zur Folge hätten. Vereinzelt wird als Konsequenz um längere Übergangsfristen bei Gesetzes- und Richtlinienänderungen (z.B. TOR Erzeuger) gebeten. Ebenfalls wurde empfohlen, Förderungen, die das schubartige Einreichen von Anträgen zu Stichtagen begünstigen, in eine laufende Förderung oder spezifische Fristen umzuwandeln. E-Control hat dabei keinen direkten Einfluss auf die Fördergesetzgebung, könnte jedoch dem Gesetzgeber eine Motivation für entsprechende Änderungen darlegen. Zudem würden Generalanfragen und Leistungsreservierungen durch Antragssteller ohne wirkliche Installationsabsicht wichtige Ressourcen binden. Abhilfe könnte ein bundeseinheitliches Bearbeitungsentgelt leisten, so dass Anträge nur bei ernster Absicht gestellt werden. Gemäß § 20 EIWOG i.d.g.F. (2) kann die begehrte Kapazität innerhalb eines Monats ab Beantwortung des Netzzutrittsantrags durch den Netzbetreiber durch Leistung einer Anzahlung (Reugeld) auf das (voraussichtliche) Netzzutrittsentgelt reserviert werden. Die Reservierung erlischt und die Anzahlung verfällt in der Regel, wenn die begehrte Kapazität nicht innerhalb von zwölf Monaten ab Reservierung in Anspruch genommen wird.

Die hohe Zahl an Netzanschlussbegehren sowie das Gleichbehandlungsprinzip verhindern auch, dass seriöse Anträge mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit nicht mehr von Generalanfragen bzw. Anträgen mit schlechter Qualität unterschieden werden können. Dies hat wiederum zur Folge, dass schnell realisierbare Anträge zum einen erst später bearbeitet und zum anderen eine Genehmigung zu einem späteren Zeitpunkt ausgestellt werden kann, da freie Netzkapazitäten für vorherige Netzanschlussbegehren vorgehalten werden müssen. Vor diesem Hintergrund gilt es, das First-in-First-out-Prinzip zu hinterfragen oder aber eine Vorabprüfung durch eine öffentliche Institution einzuführen, die die Unterlagen auf Vollständigkeit und Genehmigungswürdigkeit prüft. Es schließt sich die Problemstellung an, wie lange Netzkapazitäten für Anschlussbegehren reserviert werden, da Anschlussbegehren auch häufig von externen Risiken, wie politischen Vorgaben oder juristischen Einsprüchen betroffen sind. VNB wünschen sich daher klare Vorgaben zur definierten Gültigkeitsdauer der Netzzugangsverträge.

Anschlussbeurteilung und -konzept

Jedes Anschlussbegehren wird mit allen verfügbaren Daten geprüft. Diese umfassen sowohl reale Messdaten als auch Ergebnisse von **Lastflusssimulationen**, die im Rahmen von Netzanschlussbegehren durchgeführt werden. Reale Messdaten liegen in der Regel für NE 4 und 5 vor, d.h. es werden die unterspannungsseitigen Abgänge in Umspannwerken messtechnisch erfasst. Die Ebenen NE 6 und NE 7 sind hingegen nur sehr vereinzelt für Pilotregionen messtechnisch erfasst. Für Lastflusssimulationen werden digitalisierte Netzmodelle verwendet, die laut den VNB flächendeckend für NE 5 vorliegen. NE 6 und 7 sind hingegen bei den großen Verteilernetzbetreibern zumeist vorhanden, bei kleineren Netzbetreibern hingegen nicht. In der Regel erfolgt eine Zeitpunkt Betrachtung, bei der eine repräsentative Jahreshöchsteinspeisung bei Netz-

schwachlast angenommen wird. In der Mittelspannungsebene können die Einspeise- und Lastwerte aus Messprofilen entnommen werden, für die Niederspannung werden hingegen standardisierte Gleichzeitigkeiten (wahlweise 1 oder 0,85 bei PV-Anlagen) verwendet.

Mit Hilfe der Messwerte und Lastflusssimulationen können erwartete Betriebsmittelauslastungen und Spannungen nach Netzanschluss prognostiziert werden. **Belastungsgrenzen** der Betriebsmittel sind durch die Komponentenhersteller vorgegeben und werden von VNB konsequent in Netzplanung und -betrieb beachtet. Etwaige kurzzeitige Überlastfähigkeiten (bspw. bei Transformatoren) sind möglich und theoretisch von VNB auch unterschiedlich beurteilt. Regulatorische Vorgaben werden in dieser Hinsicht aber nicht empfohlen, da das Überlasten wegen hoher elektrischer Verluste und Schädigung der Betriebsmittel nicht dauerhaft angewendet werden sollte und somit auch kein Bestandteil von Planungsgrundsätzen ist. Grundsätzlich ist eine transparente Darlegung der Planungsgrundsätze in Netzentwicklungsplänen gemäß Binnenmarkttrichtlinie 944/2019 Art 32 (3) erforderlich.

Bezüglich der Spannung wird laut VNB ein gemeinsames **Spannungsband** von MS- und NS-Ebene gemäß EN50160 bewirtschaftet. Demnach gilt ein einzuhaltendes Spannungsband von $\pm 10\%$ am Endkunden bezogen auf die vereinbarte Versorgungsspannung⁴. Zusätzlich spezifiziert die TOR D2, dass eine Spannungsanhebung durch Stromerzeugungsanlagen in der NS-Ebene von 3%, in der MS-Ebene von nur 2% erlaubt ist. Die Spannungsanhebung und deren Grenzwerte beziehen sich dabei auf die Integration einer weiteren Stromerzeugungsanlage und ist damit differenziert vom gesamtheitlich zulässigen Spannungsband gemäß EN50160 zu betrachten⁵. Die Regelungen der TOR D2 stehen im Einklang mit den technischen Anschlussregeln des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE TAR) 4110 und 4105 und werden laut Umfrage auch von den österreichischen VNB berücksichtigt. Sowohl in der österreichischen als auch deutschen Norm besteht die Möglichkeit, in begründeten Fällen (bspw. Spannungsregler, regelbare Ortsnetztransformatoren) von der Einzelvorgabe je Spannungsebene abzuweichen, solange das gesamte Spannungsband gemäß EN50160 eingehalten wird. Eine Anpassung der TOR D2 wird in dieser Hinsicht nicht empfohlen, da sie einerseits präzise die Vorgaben regelt und gleichzeitig die Flexibilität in Einzelfällen gewährt. Zudem sind in den durchgeführten Umfragen keine Anpassungswünsche in dieser Hinsicht herangetragen worden.

Einen Beitrag zur Einhaltung der Spannungsgrenzen liefert die **Blindleistungseinspeisung** von Stromerzeugungsanlagen. Laut Aussagen der VNB in Umfrage und Interviews wird in der NE 5

⁴ Abweichend von der EN50160 wurde ein Spannungsband von $\pm 8\%$ in den Berechnungen zu AP C und AP D angenommen. In der Wissenschaft wird dies häufig angesetzt, um einen Sicherheitspuffer zur Grenze bei Planungszwecken zu haben, da Spannungsgrenzen sehr restriktiv sind. Ergebnisse in AP C legen nahe, dass an den Kernaussagen zur Methode als auch den Maßnahmen zur Erhöhung des Integrationspotentials (AP D) keine Änderungen eintreten, wenn alternativ mit $\pm 10\%$ gerechnet wird.

⁵ Bei einer Anschlussprüfung für eine neue Stromerzeugungsanlage werden die Grenzwerte (3%/ 2%) durch VNB streng geprüft. Diese Grenzwerte werden jedoch nicht als Restriktion für die Methode zur Bestimmung der Netzkapazität gemäß § 20 EIWOG i.d.g.F. zu Grunde gelegt (siehe AP C), da darin nicht der Zubau einer weiteren Anlage, sondern das Integrationspotential für das Netzgebiet ganzheitlich ermittelt wird (Trennung von Einzelprüfung und ganzheitlicher Bestimmung der Netzkapazität). Stattdessen werden in der Methode gemäß § 20 EIWOG i.d.g.F. die Grenzwerte der EN50160 angesetzt, weil es jene Grenzwerte sind, die im Betrieb von MS- und NS-Netzen gelten und bestmöglich überwacht werden. Im realen Netzbetrieb erfolgt, anders als bei der Anschlussbeurteilung, erfahrungsgemäß keine Trennung von Spannungsbändern zwischen MS- und NS-Ebene, da ausschließlich die vereinbarte Versorgungsspannung am Endkunden entscheidend ist und zudem keine vollständige Messwerterfassung in diesen Spannungsebenen vorliegt. Trotz der fehlenden Berücksichtigung in der Methode gemäß § 20 EIWOG i.d.g.F. sollten die Grenzwerte folglich auch weiterhin in einer Netzanschlussbeurteilung geprüft werden.

bis NE 7 überwiegend eine Q(U)-Regelung angewendet. Neben der Q(U)-Regelung, die auch aus wissenschaftlicher Sicht die zu bevorzugende Blindleistungsregelung in NE 5 bis NE 7 darstellt, bietet die TOR D2 auch eine $\cos\phi(P)$ -Steuerung als Alternative an. Diese Art der Blindleistungsbereitstellung findet noch vereinzelt Anwendung. In der Mittel- und Niederspannung dient die Blindleistung dazu, die Spannung bei hoher Einspeisung zu senken, um die Grenzwerte einzuhalten. Die Blindleistungsbereitstellung in der Hochspannungsebene ist hingegen vor einem anderen Gesichtspunkt zu betrachten. In der Hochspannung sind weniger Spannungsbandvorgaben, sondern spezifische Blindleistungsvorgaben am Netzanschlusspunkt einzuhalten. Diese Blindleistungsvorgabe wird wiederum benötigt, um den Vorgaben des überlagerten Übertragungsnetzbetreibers nachzukommen. Vor diesem Hintergrund ist weder eine Q(U)-Regelung noch eine $\cos\phi(P)$ -Steuerung in der HS-Ebene zielführend, sondern eine von der tatsächlichen Wirkleistungseinspeisung unabhängige $\cos\phi$ Vorgabe. Die aktuelle TOR Erzeuger Typ D bietet diese Art der Regelung (neben drei weiteren Möglichkeiten) an, sodass eine Änderung nicht erforderlich ist. Zur Erreichung der Blindleistungsvorgabe kann neben der Einspeisung der Stromerzeugungsanlage selbst, auch die spannungshebende Wirkung der Kabelkapazitäten berücksichtigt werden, da die Vorgabe ab Netzanschlusspunkt gilt.

Im Rahmen der durchgeführten Umfrage wurde auch das **(N-1)-Kriterium** thematisiert. Dieses besagt, dass bei Ausfall einer beliebigen Komponente ein Betrieb ohne Grenzwertverletzungen weiterhin gewährleistet ist. Das Kriterium findet grundsätzlich in der Hochspannungsebene und im Übertragungsnetz Anwendung. Zudem wird das (N-1)-Kriterium in der Regel auch für NE 4 angewendet, so dass HS/MS-Transformatoren üblicherweise redundant ausgelegt sind. In (offenbetriebenen) Ringnetzen der Mittelspannungsebene befinden sich daher meist zwei Transformatoren im Umspannwerk, wobei bereits ein Transformator das gesamte Versorgungsgebiet im Fehlerfall versorgen könnte. In Strangnetzen bzw. Maschennetzen der Mittelspannung kann der Transformator im Umspannwerk auch einfach ausgeführt sein, jedoch ist eine Wiederversorgung nach Umschaltung in diesem Fall durch ein weiteres Umspannwerk möglich. Die Redundanz gilt folglich auch in diesen Netzen, was im Übrigen auch im Einklang mit gängiger deutscher Praxis ist und von österreichischen VNB bestätigt wurde. Laut Umfrage wird auf diese Praxis nur in Ausnahmefällen verzichtet, wenn der Transformator ein reines Einspeisernetz versorgt, bei dem der Anlagenbetreiber keinen (N-1)-Anschluss vertraglich zugesichert bekommen hat. In Kenntnis der Kostenfolgen für (N-1)-Sicherheit besteht seitens Anlagenbetreiber selten die Zahlungsbereitschaft für entsprechende zusätzliche Infrastrukturen.

In der Umfrage wurde auch die Rolle möglicher Flexibilitäten bei der Netzanschlussbeurteilung erfragt. So wurde explizit der Einfluss von **Speichern**, bspw. bei Anschluss einer PV-Anlage in Kombination mit Heimspeicher, als auch die Möglichkeit des Einspeisemanagements thematisiert. Die Auswertung ist diesbezüglich eindeutig: Speicher werden bei Netzanschlussbegehren nicht belastungsmindernd bewertet, sondern im Gegenteil der beantragten Leistung der Stromerzeugungsanlage hinzugerechnet, sofern eine Rückspeisung ins Netz technisch möglich ist. Einerseits ist diese Praxis aus Netzbetreibersicht nachvollziehbar, da sie aktuell über keine Eingriffsmöglichkeit in die Nutzung des Speichers verfügen und somit nicht netzdienlich eingesetzt werden. Folgerichtig könnte ein Speicher eine Mehrbelastung darstellen und ist entsprechend im Netzanschlussbegehren zu berücksichtigen, wenngleich eine gleichzeitige Ausspeisung von Speichern bei hohem EE-Einspeisedargebot unwahrscheinlich ist. Andererseits kann ein Speicher, den Ergebnissen von AP D vorweggreifend, eine netzentlastende Wirkung herbeiführen, so dass eine regulatorische Berücksichtigung diesbezüglich denkbar sein kann. Entsprechende Überlegungen werden in AP D diskutiert (siehe 5.3).

Selbiges gilt auch für das **Einspeisemanagement von Stromerzeugungsanlagen**. Aktuell werden laut VNB Anschlussbegehren ohne Berücksichtigung von Einspeisemanagement durchgeführt, d.h. dem temporären Abregeln von Stromerzeugungsanlagen zur Vermeidung von Grenzwertverletzung, obwohl Einspeisemanagement nachweislich die Netzkapazität erhöht. Die österreichischen VNB verweisen auf die fehlende rechtliche Grundlage und äußern zugleich den Wunsch einer Einführung einer pauschalen Spitzenkappung nach Vorbild der deutschen Norm. Aktuell sieht § 54 ElWOG 2010 i.d.g.F. lediglich eine Kappung von 1% der Jahreserzeugung bei Anlagen < 250 kW vor. VNB wünschen sich dementsprechend eine spürbare Vergrößerung der Kappungsbandbreite als auch Eingriffe in größere Anlagen.

Des Weiteren gibt es eine Besonderheit bei der Beurteilung von Stromerzeugungsanlagen, bei denen technisch ausgeschlossen ist, dass eine Rückspeisung ins Netz erfolgt. Jene Anlagen (mit **positiver Residuallast** am Netzanschlusspunkt) werden laut VNB vereinfacht geprüft, d.h. ohne Hinzunahme von Lastflusssimulationen oder Messwerten.

Grundsätzlich kann ein Netzanschlussbegehren nicht abgelehnt werden, da keine rechtliche Grundlage dafür besteht. VNB sind dazu verpflichtet, einen technisch geeigneten **Netzanschlusspunkt** zuzuweisen. Bei der Ausarbeitung des Anschlusskonzepts sind laut Verordnung die technische Zweckmäßigkeit (insbesondere die Vermeidung von technischen Überkapazitäten und die Versorgungsqualität), die wirtschaftlichen Interessen aller Netzbenutzer (Verteilung von Netzkosten auf alle Netzbenutzer) und die Interessen des Netzbenutzer angemessen zu berücksichtigen. Darüber hinaus sind die gesetzlichen Anforderungen an den Netzbetreiber hinsichtlich Ausbau, Betrieb und Sicherheit seines Netzes zu beachten. Es besteht somit kein Rechtsanspruch des Netzbenutzers auf den ausschließlich für ihn wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt und die günstigste Übergabestelle/Eigentumsgrenze. Bei fehlender Netzkapazität kann ein Netzanschlussbegehren laut Aussage der VNB temporär verschoben werden, bis notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen durchgeführt wurden. Im Rahmen der von E-Control durchgeführten Umfrage wurde in diesem Zusammenhang auch die Wichtigkeit von präventiven Netzausbaumaßnahmen betont, die lange Verzögerungen des Netzanschlusses verhindern würden. Allerdings seien präventive Maßnahmen nicht adäquat im regulatorischen Benchmarking berücksichtigt, weshalb eine Korrektur der Inputbasis mit größeren Zukunftshorizont gewünscht ist⁶.

Unklarheit besteht hinsichtlich des sogenannten **Anlagensplittings**, d.h. ob die beantragte Netzanschlussleistung auf mehrere Teilanträge aufgeteilt werden kann. Das Anlagensplitting wird vor allem als Umgehungslösung genutzt, um auf Basis der niedrigeren Einstufung in die TOR Erzeuger-Klasse hohe technische Anforderungen zu vermeiden und z.B. teure Kommunikationseinrichtungen einzusparen. Ein solches Umgehen der Anforderungen ist aus Gesetzgebersicht nicht erwünscht und sollte ausgeschlossen werden.

Der Netzbenutzer trägt jene Kosten des Netzbetreibers, die durch den Anschluss seiner Anlage verursacht werden. Der Netzkunde trägt zudem auch die Aufwendungen des Netzbetreibers, die mit der erstmaligen Herstellung des Anschlusses an das Netz oder einer vom Netzbenutzer verursachten Änderung (z.B. durch Bautätigkeit, Erhöhung der Netznutzung) des Anschlusses unmittelbar verbunden sind. Dieses **Netzzutrittsentgelt** bemisst sich gemäß § 54 El-

⁶ Gemäß Binnenmarktrichtlinie 944/2019 Art 32 (3) sind VNB verpflichtet, mindestens alle zwei Jahre Netzentwicklungspläne für den erforderlichen mittel- und langfristigen Netzausbau und Flexibilitätsleistungen zu veröffentlichen. Inwiefern dies bereits eine adäquate regulatorische Berücksichtigung von präventivem Netzausbau darstellt, ist nicht Gegenstand dieser Studie.

WOG 2010 i.d.g.F. nach den angemessenen, tatsächlich getätigten Aufwendungen des Netzbetreibers. Bei Netzanschlüssen kann eine Pauschalierung auf Basis der Gesamtinvestitionskosten des Netzbetreibers für gleichgelagerte Neuanschlüsse auf dieser Netzebene erfolgen. Für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger auf den Netzebenen 3 bis 7 ist ein nach der Engpassleistung gestaffeltes, pauschales Netzzutrittsentgelt zu verrechnen. Die Netzzutrittspauschalen seien laut Befragung tendenziell gering, so dass eine verursachergerechte Zuteilung der tatsächlichen Kosten mitunter erschwert ist. Änderungsvorschläge zielen darauf ab, in pauschalisierte Kostensätze leichter steuernd eingreifen zu können, was jedoch nicht im Einflussbereich der Regulierungsbehörde liegt. Die geeignet anzusetzende Höhe des Netzzutrittsentgelts wurde im Rahmen dieser Studie nicht untersucht, weshalb abschließend keine Empfehlung diesbezüglich ausgesprochen werden kann.

Netzanschlussvertrag

Der Netzanschlussvertrag ist gemäß dem EIWOG 2010 i.d.g.F, Landes-EIWOG, Verteilernetzbedingungen (Allgemeinen Bindungen der Verteilernetzbetreiber (ANB)) und den Marktregeln ausgestaltet. Weitere bedeutende Inhalte sind z.B. Eigentumsgränze, Anschlussleistung, Zählpunkt, Art der Messung, Netzebene, Nennspannung. Netzanschlussverträge unterscheiden sich weder nach Technologie (Umrichter, Speicher, Generator, etc.) noch nach Energieträger (PV, Wind, etc.) der Stromerzeugungsanlage.

2.2.2 Gründe für unterschiedliche Vorgehensweisen und Harmonisierungsbedarf

Unterschiedliche Vorgehensweise können verschiedene Ursachen haben. Dazu gehören laut Aussagen der Netzbetreiber insbesondere die folgenden:

- Netztopologie;
- Historie der Netzentwicklungen;
- Vorhandene Spannungsebenen;
- Örtliche Gegebenheiten;
- Anslusstechnik;
- Unterschiedliche behördliche Vorgaben (bspw. bzgl. Landes-EIWOG).

Insgesamt betonen die Verteilernetzbetreiber, dass die Anschlussbeurteilungen über die TOR bereits sehr gut harmonisiert seien und Unterschiede aufgrund der oben aufgeführten Gründe zwar vorhanden, aber keine grundsätzliche Heterogenität bekannt sei. Der Interessensverband IG Wind hat sich zu möglichen Unterschieden nicht explizit geäußert. PV Austria weist dagegen darauf hin, dass die Beurteilung der verfügbaren Netzkapazitäten intransparent sei. Dadurch sei es unmöglich, eine etwaige Heterogenität überhaupt aufzudecken. Vor diesem Hintergrund wurde sich auch skeptisch darüber geäußert, dass Netzanschlussbegehren homogen behandelt werden.

2.2.3 Anpassungen zur Förderung der Erneuerbaren

Sichtweise der Netzbetreiber

Aus den Umfragen geht hervor, dass die österreichischen VNB eine Leistungsbegrenzung und fernwirktechnische Anlagenbeeinflussung als geeignetes Mittel ansehen, den Netzausbaubedarf zu dämpfen. Der Eingriff in Anlagen betrifft dabei sowohl die Erzeugerseite als auch den möglichen Bezug auf Lasten, sofern Netzbetreiber über ein gesichertes lastseitiges Flexibilitätspotential

verfügen. Speicher dienen hingegen eher der Optimierung von Anlagen als der Dämpfung des Netzausbaus.

Vor diesem Hintergrund wünschen sich die VNB regulatorische Anpassungen, die teilweise bereits zuvor ausgeführt wurden. Diese umfassen:

- Einführung einer Spitzenglättung bei Stromerzeugungsanlagen nach dem Vorbild der deutschen Spitzenkappung (70% Regelung);
- Absicherung der Nutzung von Smart-Meter-Messwerten durch die Netzbetreiber via ELWOG 2010-Anpassung, so dass die Beobachtbarkeit erhöht und die Zustandsschätzung präzisiert werden kann
- Besondere regulatorische Anreize für kapazitätserhöhende operative Maßnahmen im laufenden Netzbetrieb, d.h. Möglichkeiten des Lastmanagements schaffen oder auch regelbare Ortsnetztransformatoren gegenüber Leitungsausbau in von Spannungsbandproblemen dominierten Netzen anzureizen;
- Klare Richtlinien zum Thema Anlagensplitting, die unter Beachtung aller Interessen ermöglicht, bei Anschlussprojekten mit mehreren Anlagen, diese auf verschiedene Netzanschlusspunkte zu verteilen, um Netzkapazitäten bestmöglich auszunutzen.
- Schärfere Vorgehensweise bzgl. Qualitätsmängel / Zertifizierung verbauter Komponenten von Stromerzeugungsanlagen.

Sichtweise der IG Wind

Die IG Wind bemängelt in erster Linie den schleppenden Netzausbau als größtes Hemmnis für die Förderung der Erneuerbaren Energien. Speicher-, Last- und Erzeugungsmanagement sei in den letzten Jahren bereits verstärkt genutzt worden. Eine zusätzliche Incentivierung dieser operativen Maßnahmen durch Anpassung der Regulierung wird nicht explizit gefordert. Vielmehr wird betont, dass Speicher-, Last- und Erzeugungsmanagement keine wirkliche Alternative zum notwendigen Netzausbau seien.

Neben dem schleppenden Netzausbau wird insbesondere die Blindleistungsanforderung bei Anschluss von Windparks in HS-Netzen kritisiert. In der Hochspannung gilt laut technischen Anschlussbedingungen ein $\cos\phi$ von 0,9 am Netzanschlusspunkt⁷, während in der Mittelspannung bereits ein $\cos\phi$ von 0,95 ausreichend ist. Dies hat zur Folge, dass Windenergieanlagen zur Erfüllung dieser Vorgabe mitunter mit einer teureren Vollumrichter-ausstattung ausgerüstet werden müssen, die eine größere Blindleistungseinspeisung erlaubt. Eben jenes zusätzliche Blindleistungspotential sei laut IG Wind in den meisten Fällen jedoch nicht notwendig und treibe unnötigerweise die Kosten für die Erneuerbaren. Zum anderen entsteht eine Ungleichbehandlung gegenüber Anschlussbegehren, die in der Mittelspannung realisiert werden. Die IG Wind fordert daher eine Anpassung der Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG-VO) zur Schaffung eines Level-Playing-Fields. Dabei soll insbesondere die Benachteiligung der 110-kV-Ebene gegenüber Netzanschlusspunkten auf einer Netzebene <110 kV abgebaut werden. Zudem sollen laut IG Wind Erneuerbare Energien gemäß Art. 13 der Binnenmarktverordnung der Europäischen Union zuletzt im Redispatch abgeregelt werden und somit gegenüber konventionellen Anlagen bevorzugt werden, um einen

⁷ Anforderung gilt am Netzanschlusspunkt, so dass die kapazitive Wirkung der Windparkverkabelung sowie die Stufung des Transformators die Blindleistungsanforderung der Erzeugungsanlagen etwas senkt.

Investitionsanreiz zu schaffen. Bürokratieaufwände seien dagegen bei Windanschlussbegehren begrenzt und kein größeres Hemmnis.

Sichtweise von PV Austria

Die Aussage der PV Austria stimmen mit jener der IG Wind hinsichtlich des schleppenden Netzausbaus überein, nach der fehlende Netzkapazitäten ein großes Hemmnis bei der Förderung von Erneuerbaren darstellen.

Bezüglich Speicher-, Last- und Erzeugungsmanagement sowie zu bürokratischen Hürden besteht eine differenzierte Meinung. PV-Anlagen stellen die große Mehrheit von Netzanschlussbegehren (im Vergleich zu Windenergieanlagen) dar, weshalb PV Austria eine standardisierte Online-Abwicklung von Anträgen begrüßen würde. Dies könne zugleich die Belastung für die Netzbetreiber reduzieren und auch Qualitätsmängel in den Anträgen reduzieren. Speicher-, Last- und Erzeugungsmanagement sei aktuell kaum nutzbar, da wenige finanzielle Anreize für Anlagenbetreiber beständen, wofür eine regulatorische Änderung nötig ist.

Anders als die österreichischen VNB sieht PV Austria ein großes Hemmnis in der Heterogenität der Netzanschlussbeurteilung. PV Austria führt aus, dass VNB gemäß der TOR regelkonform vorgehen würden, allerdings die Beurteilung der Netzanschlusskapazität ebenfalls entscheidet für die Freigabe des Netzanschlussbegehrens ist. Die Berechnung der Netzanschlusskapazität sei allerdings intransparent, da weder Berechnungsgrundlagen noch bestehende Netzauslastungen durch VNB preisgegeben würden. Ohne Transparenz sei die Bewertung, ob VNB homogen vorgehen würden, nicht beurteilbar. Die Einführung einer universellen Berechnungsmethode für noch verfügbare Netzanschlusskapazitäten ist daher wünschenswert und sollte zugleich auch transparent sein.

2.3 Fazit und Harmonisierungsbedarf

Aus den Umfragen und Interviews kann nicht eindeutig geschlussfolgert werden, ob und inwiefern Verteilernetzbetreiber Netzanschlussbegehren heterogen beurteilen. Alle befragten VNB betonen, dass Netzanschlussbegehren stets TOR konform behandelt werden. Der Interessensverband PV Austria weist darauf hin, dass neben den Anforderungen gemäß TOR auch die verfügbare Netzkapazität entscheidend für die Beurteilung eines Anschlussbegehrens ist. Jene Berechnung ist aus Sicht der PV Austria intransparent und ließe keine Beurteilung der Homogenität zu.

Die geführten Interviews deuten darauf hin, dass es Unterschiede bei der Berechnung von Netzkapazitäten gibt, sowohl zwischen VNB als auch zwischen Netzgebieten desselben VNB. Dies ist vor allem durch die historisch gewachsenen und damit heterogenen Netzstrukturen sowie örtlichen Gegebenheiten begründet. Entscheidend für die Beurteilung der Netzkapazität ist zudem die verfügbare Datenlage, zum einen in Form von realen Messdaten und zum andern von digitalisierten Netzmodellen. Messdaten liegen bei jedem Netzbetreiber meist für die Umspannwerke (Spannung und Ströme der Abgänge) vor und nur selten für Ortsnetzstationen.

Aus wissenschaftlicher Sicht lässt sich auf dieser Messdatenbasis nur in den seltensten Fällen die Netzkapazität eindeutig bestimmen, weshalb zusätzliche Lastflusssimulationen erforderlich sind. Diese werden laut Netzbetreibern durchgeführt, wenngleich die Berechnungsannahmen wage bleiben. Auch diesbezüglich kann aus wissenschaftlicher Sicht gesagt werden, dass die Annahmen zu Last- und Erzeugungsprofilen einen erheblichen Einfluss auf das Berechnungsergebnis haben. Ferner blieb eine Aussage schuldig, inwiefern Lastflussergebnisse und Messwerte abgeglichen bzw. sich im Einklang befinden. Daraus lässt sich objektiv schließen, dass zumindest

bei der Berechnung von Netzanschlusskapazitäten Unterschiede zwischen VNB bestehen, was wiederum zu einer Heterogenität bei der gesamten Netzanschlussbeurteilung führen kann. Der unterschiedliche Digitalisierungsstand zwischen VNB unterstreicht diesen Umstand. So verfügen die größeren VNB laut Umfrage über Netzmodelle in der Nieder- und Mittelspannungsebene, kleinere Stadtwerke voraussichtlich jedoch nur über Mittelspannungsmodelle.

Eine Harmonisierung ist folglich wünschenswert, muss allerdings differenziert betrachtet werden. Zum einen ist eine universell einsetzbare Berechnungsmethode zur Bestimmung von Netzkapazitäten erforderlich, die jeder Netzbetreiber transparent und vergleichbar durchführen kann. Mit dem § 20 des ElWOG 2010 i.d.g.F. und den Untersuchungen im Rahmen dieser Studie (vgl. Kapitel 4) ist eine wichtige Grundlage geschaffen. Den Ergebnissen zu AP C vorweggreifend ist eine Netzkapazität jedoch auch mit einer transparenten und einheitlichen Methode nicht umfassend, da Netzkapazitäten für die NE 4 ausgewiesen werden und die Positionierung neuer Stromerzeugungsanlagen in den darunterliegenden Netzebenen zusätzlich einschränkend wirken kann.

Vor diesem Hintergrund ist neben einer allgemeinen Ausweisung der Netzkapazität voraussichtlich auch weiterhin für jedes Netzanschlussbegehren eine individuelle Prüfung ausreichender Netzkapazität erforderlich. In Anlehnung an die Berechnung der Netzkapazität (auf NE 4) könnten auch für die Individualprüfung folglich universelle Vorgaben gemacht werden. Auch wenn jene Vorgaben nicht Gegenstand dieser Studie sind, so sollten diese Vorgaben Angaben zu anzuwendenden Last- und Erzeugungsprofilen sowie einen Abgleich mit realen Messdaten umfassen.

Im Rahmen der Umfragen und Interviews wurden weitere Empfehlungen der Verteilernetzbetreiber bzw. der Interessensverbände zur Anpassung der Regulierung gegeben, die nachfolgend zusammenfassend aufgelistet, im weiteren Verlauf dieser Studie aber nicht mehr vertiefend behandelt werden. Es wird zudem darauf hingewiesen, dass die Empfehlungen der VNB teilweise bereits in Gesetzen verankert sind und daher kein Anpassungsbedarf besteht sowie mitunter außerhalb des Einflussbereichs der Regulierungsbehörde liegt.

- Einführung einer laufenden Förderung bzw. spezifische Fristen, um schubartige Antragswellen für Netzanschlussbegehren zu vermeiden
- Einführung eines bundeseinheitlichen Bearbeitungsentgelts, so dass Anträge nur bei ernster Absicht gestellt werden
- Überdenken des First-in-First-out-Prinzips, um schnell realisierbare Anträge vorziehen zu können
- Begrenzung der Gültigkeitsdauer der Netzzugangsverträge, um freie Kapazitäten nicht zu lange vorhalten zu müssen
- Homogenisierung der Blindleistungsanforderungen für Anschlüsse in der Mittel- und Hochspannungsebene
- Regulatorische Anreize für präventiven Netzausbau, um zukünftig Netzanschlussbegehren schneller umsetzen zu können, wobei eine Umsetzung bereits heute über Verteilernetzentwicklungspläne möglich ist
- Flexiblere Anpassung von Netzzutrittspauschalen, um die tatsächlichen Kosten verursachergerechter zu adressieren
- Absicherung der Nutzung von Smart-Meter-Messwerten durch die Netzbetreiber via ElWOG-Anpassung
- Schärfere Vorgehensweise bzgl. Qualitätsmängel / Zertifizierung verbauter Komponenten von Stromerzeugungsanlagen

- Einführung einer standardisierten Online-Abwicklung von Anträgen für PV-Anlagen

Darüber hinaus wurden in den Umfragen auch Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität vorgeschlagen, die in AP D (siehe Kapitel 5) detailliert behandelt werden.

3 AP B - Qualitative Analyse der Anwendungsregeln zur Netzan- schlussbeurteilung

In diesem Arbeitspaket werden die österreichischen Anwendungsregeln zur Netzanschlussbeurteilung qualitativ analysiert, ein Vergleich mit deutschen Normen durchgeführt, Schlussfolgerungen für eine Methode gemäß § 20 EIWOG 2010 i.d.g.F. gezogen und eine kurze Marktübersicht über Anbieter und Preise für Komponenten des Netzanschlusses geboten.

3.1 Wichtige Grundlagen der Netzanschlussbeurteilung

Die Grundlagen der Anschlussbeurteilung hat die E-Control gestützt auf § 22 Abs. 2 des Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Stromnetzen in den TOR festgelegt, welche u.a. die Netzkodizes der EU umsetzen.

Des Weiteren sind die Verteilernetzbetreiber gemäß § 47 EIWOG 2010 i.d.g.F. angehalten, die ANB der E-Control zur Genehmigung vorzulegen. Die ANB referenzieren in ausgewählten technischen Aspekten wiederum auf die TOR. Die ANB werden durch die VNB erstellt und durch die E-Control genehmigt. Sie regeln das, den Netzzugang betreffende, Rechtsverhältnis zwischen dem VNB und dem Netzbenutzer und bilden einen Bestandteil des Netzzugangsvertrags. Im Allgemeinen sind die ANB unterteilt in Regeln bezüglich des Netzanschlusses, der Netznutzung, der Messung und Lastprofilen, des Datenmanagements, kaufmännischer und sonstiger vertragsrechtlicher Bestimmungen.

Die TOR setzt sich aus mehreren Teilen und Unterabschnitten zusammen, die nur teilweise den Netzanschluss neuer Stromerzeugungsanlagen betreffen:

- TOR Begriffe – Begriffsbestimmungen und Erläuterungen
- TOR Netze und Lasten ÜNA – Anschluss und Parallelbetrieb von Netzen und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss
- TOR Teil C – Technische Regeln für Netze mit Netzspannung < 110 kV
- TOR Teil D – Besondere technische Regeln
 - D1 – Netzzurückwirkungsrelevante elektrische Betriebsmittel
 - D2 – Richtlinie für die Beurteilung von Netzzurückwirkungen
 - D3 – Tonfrequenz-Rundsteuerung:
- TOR Erzeuger – Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen

Im Folgenden werden die TOR Teile C, D2 und Erzeuger näher analysiert. Die übrigen TOR Teile stellen hingegen nicht den Fokus dieser Studie dar und werden daher nicht weiter untersucht.

3.2 Technische und organisatorische Regeln für Netzbetreiber und -nutzer (TOR)

3.2.1 TOR Teil C

Die technischen Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV legen technische Regeln fest, die den **Anschluss** (Neuanschluss bzw. Erweiterung bestehender Netzanschlüsse), den **Betrieb von Anlagen von Netzbenutzern** und den **Betrieb von Netzen** mit Nennspannung < 110 kV vorgeben. Kapitel 6 (Anschlussbedingungen) von TOR Teil C regelt dabei die Anschlussbedingungen für den Neuanschluss und für wesentliche Änderungen bereits angeschlossener Anlagen von Netzbenutzern.

Gemäß Kapitel 6 des TOR Teil C bildet das Netzkonzept des VNB, die vom Netzbenutzer angegebenen Daten und die Zielstellung eines sicheren Systembetriebs die Grundlage der Netzanschlussbeurteilung. Das Netzkonzept des VNB ist dabei nicht näher spezifiziert. Sofern der bestehende bzw. geplante Netzanschlusspunkt nicht für die gewünschte Netznutzung geeignet ist, wird der VNB dem Netzbenutzer ein neues Anschlusskonzept vorlegen. Das Ablehnen eines Netzanschlussbegehrens ist folglich nicht bzw. nur in begründeten Ausnahmefällen möglich. Daran anschließend wird die Konsensfindung präzisiert, die bei Netzanschlüssen notwendig wird, wenn die Netzverhältnisse nicht den Anforderungen des Netzbenutzers entsprechen. So kann der VNB Ausbaumaßnahmen im Verteilernetz festlegen, die die Anlagen weiterer Netzbenutzer nicht unzulässig beeinflusst.

Darüber hinaus werden technische Inhalte des Netzanschlusses thematisiert. Dies umfasst einerseits die Ausführung der Netzanbindung einschließlich der Sternpunktbehandlung, Mess- und Zählleinrichtungen sowie die Kurzschlussleistung und das Schutzkonzept. Die Einhaltung einer bestimmten Kurzschlussleistung ist aus technischer Sicht für die dynamische Spannungshaltung notwendig und muss innerhalb einer geeigneten Bandbreite liegen. Die Untergrenze der vorzuhaltenden Kurzschlussleistung ist entscheidend, damit Kurzschlussströme durch Schutzgeräte detektiert werden können. Die Obergrenze wird auf Basis der Auslegung von Betriebsmitteln festgelegt, um Schäden im Störfall zu vermeiden. Umrichtergekoppelte erneuerbare Stromerzeugungsanlagen tragen in Höhe ihres Bemessungsstroms zur Kurzschlussleistung bei und sind damit wetterdargebotsabhängig. Zudem kann eine Kurzschlussleistung durch Umrichter auch ohne Wirkleistungseinspeisung bereitgestellt werden. Eine Prüfung der Kurzschlussleistung im Rahmen von Netzanschlussbegehren ist folglich notwendig, kann jedoch durch entsprechende Parametrierung von Schutzgeräten und Auslegung der Umrichter beherrscht werden und stellt damit in seltensten Fällen einen limitierenden Faktor für das Integrationspotential dar.

Des Weiteren werden die Spannungsqualität und zulässige Netzzrückwirkungen behandelt. Die elektrische Anlage des Netzbenutzers ist so auszulegen, dass keine unzulässigen Rückwirkungen auf das Verteilernetz sowie Anlagen anderer Netzbenutzer entstehen. Die zu prüfenden Netzzrückwirkungen sind in TOR Teil D2 präzisiert (vgl. 3.2.2).

3.2.2 TOR Teil D2

Die besonderen technischen Regeln unter TOR D2 geben die Richtlinien zur **Beurteilung von Netzzrückwirkungen** vor. Das Ziel des Dokuments ist die Sicherung einer einheitlichen Vorgehensweise bei der Beurteilung von Netzzrückwirkungen in Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen. Zu diesem Zweck gibt das Dokument **Grenz- und Richtwerte** vor. Grenz- und Richtwerte beim Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen, zu denen laut Vorschrift auch Speicher gezählt werden, sind in Kapitel 9 der TOR D2 festgelegt. Sie beziehen sich auf Spannungsänderungen, Flicker und Unsymmetrien, Oberschwingungen, Kommutierungseinbrüche und die Beeinflussung der Signalübertragung.

Im Folgenden werden die Grenzwerte, die im Rahmen der Netzanschlussbeurteilung berücksichtigt werden müssen, näher beschrieben:

- **Stationäre Spannungsanhebung:** Die zulässige Spannungsanhebung, die sich durch den Anschluss von dezentralen Stromerzeugungsanlagen ergibt, darf in der Mittelspannungsebene nicht 2%, in der Niederspannung nicht 3% überschreiten. Die Spannungsanhebung berechnet sich dabei durch die Anwendung des Überlagerungsprinzips, bei dem die betrachtete Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt durch jede Einzelanlage summiert wird.

Bei möglicher Verletzung der Spannungsanhebungsvorgabe empfiehlt die TOR D2 u.a. ein geeignetes Blindleistungsmanagement, eine Regelung der Wirkleistungseinspeisung sowie eine Spannungsregelung der HS/MS- und MS/NS-Transformatoren. Die TOR D2 ermöglicht des Weiteren eine abweichende höhere als auch niedrigere Ansetzung des Grenzwertes durch den Netzbetreiber, sofern es die Betriebsweise des Netzes erlaubt bzw. in Sonderfällen erfordert.

- **Schaltbedingte Spannungsänderungen:** Beim Zuschalten von Stromerzeugungsanlagen darf am Verknüpfungspunkt der Stromerzeugungsanlage der Betrag der relativen Spannungsänderung nicht den Wert von 2% (Mittelspannung) bzw. 3% (Niederspannung) überschreiten. Dies gilt für Spannungsänderungen mit einer Wiederholungsrate von $r < 0,1$ 1/min, d.h. einer Änderung in 10 Minuten. Für selten auftretende kurzzeitige Spannungsänderungen ($r < 0,01$ 1/min) wird eine größere Toleranz von 3% bzw. 6% erlaubt. Mit Hilfe von Drosseln und Widerständen können schaltbedingte Überlastungen in der Regel vermieden werden.
- **Flicker:** Flicker sind visuell wahrnehmbare Schwankungen der Leuchtdichte, die vor allem durch über Asynchronmaschinen angeschlossene Windenergieanlagen hervorgerufen werden. Die Flickerstärke darf am ungünstigsten Verknüpfungspunkt aller Stromerzeugungsanlagen den Wert von 0,46 p.u. nicht überschreiten. Aus netztechnischer Sicht lässt sich durch Auswahl von Anlagen mit geringem Anlagenflickerbeiwert sowie dynamische Kompensationsanlagen eine Überschreitung des Grenzwertes vermeiden.
- **Oberschwingungen:** Eine Beurteilung von Oberschwingungen ist nur bei Anschluss der Stromerzeugungsanlage über Umrichter oder Wechselrichter notwendig. In diesem Fall gilt ein Emissionsgrenzwert von 50% bezogen auf die Berechnungsvorschrift gemäß Formel 5-2 der TOR D2, die u.a. den Anlagenstrom, Oberschwingungsstrom und die Anschlussleistung der Anlage berücksichtigt. Zur Einhaltung der Grenzwerte eignen sich Ausstattungen mit Saugkreisanlage oder Oberschwingungskompensationen.
- **Kommutierungseinbrüche:** Kommutierungseinbrüche sind periodisch auftretende, kurzzeitige Spannungseinbrüche, die bei Anschluss über netzgeführte Wechselrichter einen Grenzwert nicht überschreiten dürfen. Für Stromerzeugungsanlagen liegt der Grenzwert bei 0,025 (Mittelspannung) bzw. 0,05 (Niederspannung), was der höchsten Abweichung der Netzspannung vom Augenblickswert der Grundschwingung entspricht. Zur Vermeidung von zu hohen Kommutierungseinbrüchen können Kompensation- und Saugkreisanlagen sowie Drosseln verwendet werden.
- **Spannungsunsymmetrie:** Eine Unsymmetrie entsteht bei ungleichmäßiger Belastung der drei Außenleiter, welches ein ausschließliches Problem in der Niederspannung darstellt und vor allem durch Lasten hervorgerufen wird. Stromerzeugungsanlagen dürfen nur bis 3,68 kVA einphasig angeschlossen werden, darüberhinausgehend ist ein dreiphasiger Anschluss verpflichtend. Der Unsymmetriegrad aller Kundenanlagen ist auf 2% beschränkt, welcher sich aus der Anlagenleistung und Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt ermitteln lässt.
- **Signalübertragung:** Stromerzeugungsanlagen können Störpegel erzeugen, die die Signalübertragung beeinträchtigen und den Tonfrequenzsendepegel reduzieren. Die zwischenharmonische Spannung der Stromerzeugungsanlage mit Frequenz der Rundsteuerfrequenz darf 0,1% der Nennspannung nicht übersteigen, sowie innerhalb der Bandbreite von ± 100 Hz jener Frequenz nicht um 0,3% überschreiten. Zur Vermeidung von Störpegeln können ebenfalls Saugkreise an den Kundenanlagen verwendet werden.

Unterschiede zwischen österreichischer TOR und deutscher TAR

Die technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Netz und deren Betrieb (TAR) sind in den deutschen VDE Anwendungsregeln dokumentiert. Anders als die TOR unterscheidet die TAR zwischen den verschiedenen Spannungsebenen

- VDE-AR-N 4100: TAR Niederspannung (allgemein Kundenanlagen)
- VDE-AR-N 4105: Stromerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Verweise 4100
- VDE-AR-N 4110: TAR Mittelspannung
- VDE-AR-N 4120: TAR Hochspannung

Grundsätzlich sind die Unterschiede zwischen österreichischer TOR und deutscher TAR als sehr gering einzustufen, da sie u.a. mit der EN 50160 und den D-A-CH-CZ-Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen – auf einer ähnlichen Grundlage für Anschlussregeln aufbauen. Anders als in der TOR werden in deutschen Normen keine Berechnungsbeispiele aufgeführt, sondern stattdessen auf die D-A-CH-CZ-Regeln verwiesen. Ferner sind keine Maßnahmen zur Minimierung der Netzrückwirkungen aufgeführt. Der Hauptfokus liegt auf der Darstellung der Grenzwerte für Netzrückwirkungen, deren (geringfügigen) Unterschiede und Gemeinsamkeiten zur TOR nachfolgend aufgelistet sind:

Tabelle 3-1: Unterschiede zwischen österreichischen TOR und deutschen TAR

Netzrückwirkung	Unterschiede	Verweis VDE-Regel
Stationäre Spannungsanhebung	Identische Grenzwerte zur TOR	AR-N 4105 S.22 AR-N 4110 S.44
Schaltbedingte Spannungsänderung	Die Grenzwerte der TAR sind in Abhängigkeit zur Häufung und Pausenzeiten zwischen Spannungsänderungen gesetzt. Anders als in der TOR werden in der Mittelspannung daher sogar Abweichungen von bis zu 5% erlaubt, sofern dies nur zwei Mal in 24h mit mindestens 5h Pausenzeit auftritt.	AR-N 4110 S.45. AR-N-4100 S.29.
Flicker	Die TAR unterscheidet zwischen Langzeit- und Kurzzeitflickern, wobei bereits die Langzeitflicker-Grenzwerte weniger restriktiv sind (0,6 statt 0,46 in TOR). Kurzzeitflicker sind sogar bis 0,8 p.u. erlaubt.	AR-N 4110 S.47 AR-N-4100 S.30.
Oberschwingungen	Verweis auf D-A-CH-CZ-Regeln, wobei Grenzwerte ebenfalls in Abhängigkeit des Verknüpfungspunktes und der Anlagenleistung ermittelt werden	AR-N 4110 S.48. AR-N-4100 S.31.
Kommutierungseinbrüche	Die Grenzwerte sind mit 0,03 (Mittelspannung) und 0,05 (Niederspannung) nahezu identisch zur TOR.	AR-N 4110 S.51 AR-N-4100 S.35
Spannungsunsymmetrie	Der einphasige Anschluss von Stromerzeugungsanlagen in der Niederspannung darf bis zur einer Anlagenleistung von 4,6 kVA (statt 3,68 kVA) ⁸ erfolgen.	AR-N 4110 S.45 AR-N-4100 S.36
Signalübertragung	Identische Grenzwerte für die Störspannung	AR-N-4100 S.52

⁸ Der deutsche Grenzwert ist somit weniger restriktiv. Grundsätzlich ist das Thema Spannungsunsymmetrie von hoher Relevanz und mit mehr E-Fahrzeugen und Speichern in Zukunft wichtig. Eine aktuelle Studie vom VDE FNN (<https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/netzbetrieb-sicherheit/netzbetrieb/unsymmetrie-studie>) kommt zu dem Entschluss, dass der derzeitige deutsche Grenzwert ausreichend ist. Aufgrund fehlender Untersuchungen kann daraus jedoch nicht geschlossen werden, dass der österreichische Grenzwert zukünftig angehoben werden sollte.

3.2.3 TOR Erzeuger

Die TOR Erzeuger-Dokumente regeln den **Anschluss** und **Parallelbetrieb** von **Stromerzeugungsanlagen**. Dabei wird zwischen vier Arten von Anlagen unterschieden:

- **Typ A:** Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV;
- **Typ B:** Maximalkapazität > 250 kW und < 35 MW und Nennspannung < 110 kV;
- **Typ C:** Maximalkapazität > 35 MW und < 50 MW und Nennspannung < 110 kV;
- **Typ D:** Maximalkapazität > 50 MW oder Nennspannung > 110 kV.

In allen Dokumenten beschreibt **Kapitel 4** das Netzanschlussverfahren. Dabei werden die folgenden Schritte definiert:

- **Bestimmung der Maximalkapazität** der Stromerzeugungsanlage: Die Maximalkapazität wird zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer vereinbart und entspricht im Normalfall der Netto-Engpassleistung (Engpassleistung abzüglich des für den Betrieb der Stromerzeugungsanlage nötigen Eigenbedarfs.) oder der Bemessungsleistung (Nennleistung) der Stromerzeugungsanlage.
- **Netzanschlussantrag:** Diese wird durch (zukünftigen) Netzbenutzer eingereicht. Dabei überliefert der Netzbenutzer zumindest die folgenden Informationen: Anlagen- und Betriebsart (z.B. PV-Anlage, Kleinwasserkraftwerk, Erdgas-Blockheizkraftwerk (BHKW), Voll- oder Überschusseinspeisung), prognostizierte Jahresenergiemenge in kWh, Informationen gemäß § 16a ElWOG 2010 i.d.g.F. (bei gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlagen) und Informationen zur geplanten Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage.
- **Erstellung einer Anschlussbeurteilung** und -konzept: Der Netzbetreiber erstellt auf der Grundlage des vorgelegten Netzanschlussantrags und nach seiner Anschlussbeurteilung ein Anschlusskonzept (Anschlusszusage) oder ein Angebot für den Netzanschluss.
- **Abschluss eines Netzanschlussvertrags:** Im Netzanschlussvertrag werden unter anderem Aspekte des Parallelbetriebes zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart.

Gemäß TOR Erzeuger werden technische Anforderungen an den Netzentkupplungsschutz, die fernwirktechnische Anbindung sowie die Blindleistungskompensation gestellt. Darin sind u.a. folgende Aspekte der technischen Anforderungen geregelt:

- **Netzentkupplungsschutz:** Der Netzentkupplungsschutz trennt die dezentrale Erzeugungseinheit vom Verteilernetz im Falle eines Fehlers. In der TOR Erzeuger ist u.a. die Zugänglichkeit der Schaltstelle definiert. Demnach muss diese durch den VNB stets zugänglich sein. Eine Ausnahme bilden kleinere Anlagen bis 30 kVA in der Niederspannung, für die eine selbsttätig wirkende Freischaltstelle ausreichend ist. Die Ansteuerung des Entkupplungsschutzes kann ober- oder unterspannungsseitig erfolgen. Der Entkupplungsschalter muss ausreichend dimensioniert werden, sodass das Lastschaltvermögen zuzüglich der Kurzschlussleistung sicher geschaltet werden kann. Es ist eine Genauigkeit kleiner 1% für die Schutzfunktion innerhalb eines Frequenzbereichs von 45 Hz bis 55 Hz gefordert.
- **Fernwirktechnische Anbindung:** In der TOR Erzeuger werden u.a. Anforderungen an den Datenaustausch, Eingriffsmöglichkeiten in die Wirkleistungsabgabe, Backup-Systeme für die Kommunikation und Kommunikationsstandards aufgeführt. Ab einer Wirkleistungseinspeisung der Stromerzeugungsanlage von 1 MW (Typ C, D, teilweise B) ist eine Echtzeit oder periodische Übermittlung von Daten gemäß der SOGL Datenaustausch-Verordnung erforderlich. Zudem ist ab einer Wirkleistungseinspeisung von 1 MW eine Online-Sollwertvorgabe für

die Wirkleistungsabgabe und Blindleistungsbereitstellung notwendig. Kleiner 1 MW ist lediglich eine diskrete Vorgabe in 4 Stufen bzw. für Typ A lediglich eine vollständige Abregelung innerhalb von 5 Sekunden ausreichend. Die Online-Sollwertvorgabe ist durch ein Back-up System für die Kommunikation abzusichern (Typ B, C und D). Geforderte, gängige Kommunikationsstandards sind IEC 60870-5-101 oder IEC 60870-5-104.

- **Blindleistungskompensation:** Stromerzeugungsanlagen, die aufgrund ihrer Konstruktion einen Blindleistungsbedarf aufweisen (z.B. Asynchrongeneratoren), benötigen eine Einrichtung zur Blindleistungskompensation, sofern die Blindleistung nicht aus dem Verteilernetz gedeckt werden kann. Zudem ist eine entsprechende Regelung vorzusehen, sofern der Blindleistungsbedarf stark schwankend ist. Diese Bedingungen gelten laut TOR Erzeuger für die Typen A und B. Für die Typen C und D kann der relevante Netzbetreiber verlangen, dass eine zusätzliche Blindleistung bereitzustellen ist, wenn sich der Netzanschlusspunkt einer Stromerzeugungsanlage weder an den Klemmen des Netztransformators der Spannungsebene des Netzanschlusspunktes noch an den Klemmen des Umrichters (Generators) befindet, falls kein Netztransformator vorhanden ist. Diese zusätzliche Blindleistung muss den Blindleistungsbedarf der Leitung oder des Kabels zwischen den Klemmen des Netztransformators der Stromerzeugungsanlage oder, falls kein Netztransformator vorhanden ist, zwischen den Klemmen des Umrichters (Generators) und dem Netzanschlusspunkt decken und ist vom zuständigen Eigentümer dieser Leitung bzw. dieses Kabels bereitzustellen.

Preisanalyse

Für die aufgeführten Ausstattungen der Kundenanlagen wurden Marktpreise recherchiert.

- **Netzentkupplungsschutz:** Der Netzentkupplungsschutz setzt sich aus einem Schutzrelais, Messwandler und Kuppelschalter zusammen. Für Erzeuger des Typs A (zentraler Netzentkupplungsschutz ab 30 kVA notwendig) sowie kleinen Anlagen des Typ B sind meist Komplettsysteme verfügbar und in der Regel auch verwendet, wenngleich auch Einzelkomponenten käuflich erwerbbar sind. Beim Bau größerer Windparks (20-50 MW; Typ B und Typ C) ist neben dem Netzentkupplungsschutz der Einzelanlage in der Regel eine eigene Schaltanlage zum Anschluss an das Mittelspannungsnetz notwendig. VNB übernehmen häufig Bau und Betrieb dieser Schaltanlage als Dienstleistung, wobei für den Bau ein hoher 6- bis niedriger 7-stelliger Betrag fällig wird.
 - Preise: Je nach Leistungsklasse (für Typ A) zwischen 1.200 € und 4.500 €, bei Einzelkomponenten (nur Messwandler, Schutzrelais) auch unter 1.000 €
 - Beispiel: Ein 3x400 VAC Messrelais von compact electric kostet 350 €
 - Hersteller: Hager, Janitza, Ziehl, Eaton, Hensel, Bender, Schneider Electric⁹
- **Fernwirktechnische Schnittstelle:** Für den Anschluss von Kundenanlagen stehen mehrere Technologien zur Verfügung. Dies sind vor allem Power Line Communication, CDMA (450 MHz) und der Mobilfunk (LTE, EDGE, UMTS)

⁹ u.a. https://www.bender.de/produkte/mess-und-ueberwachungsrelais/linetraxx_vmd460-na, <https://www.hensel-electric.de/de-de/produkt/27718/Mi-AE-1243>, <https://hager.com/de/katalog/produkt/eu400-spannungs-und-frequenzrelaisna-schutz>,

- Preise: 100 € - 500 € für ein PLC-Modem, abhängig vom Hersteller; LTE-Modem ab 120 € bis unter 1.000 € für eine PV-Dachanlage
- Hersteller: SAE IT, Landis Gyr, Elster, LMS¹⁰
- **Blindleistungskompensation:** In Anlagen mit Vollumrichterausstattung ist in der Regel keine zusätzliche Blindleistungskompensation notwendig, da der Umrichter bereits in der Lage ist, die notwendige Blindleistung bereitzustellen. Für kleine Anlagen in der Niederspannung sind bei Bedarf einer Kompensation kleine Kondensatoren verfügbar. Der Preis bewegt sich dabei unterhalb von 100 €. Ein möglicher Hersteller ist Iskra¹¹. Für den Anschluss von Windparks werden in Anlehnung an die TOR Blindleistungsvorgaben durch den VNB gemacht, die der Kunde einzuhalten hat. Bei Anschluss in der Mittelspannung ist dies meist $\cos \phi$ von 0,95 induktiv, in der Hochspannungsebene sogar 0,9 induktiv für den Starkeinspeisefall am Netzanschlusspunkt. Bei Anschluss in der Hochspannungsebene sind daher häufig auch Vollumrichter mit erweitertem Blindleistungspotential (beim Hersteller Enercon als FTQ-Ausstattung deklariert) notwendig. Diese Kosten betragen ca. 35.000€ je Windenergieanlage, wobei nicht jede Windenergieanlage des Windparks ausgestattet werden muss, sondern additiv nur so viele, bis die nötige Blindleistungsbereitstellung erreicht wird. In Absprache mit dem VNB können aber auch geringere Blindleistungsvorgaben gemacht werden, solange dies der Netzbetrieb erlaubt.
- **Umrichterzertifizierung:** Bei der Umrichterzertifizierung gibt es große Qualitäts- und Preisunterschiede zwischen Anbietern. Es werden in der Regel Umrichterserien geprüft, sodass eine Einzelprüfung je Umrichter bei bestandener Zertifizierung der Serie entfallen kann. Ferner wurde auf Anfrage¹² dargelegt, dass die Zertifizierung einen hohen Fixpreis unabhängig von der Anlagengröße verlangt. Übliche Kosten liegen bei 100.000 € für 300 kW. Der hohe Fixpreis resultiert aus der Anmietung von Laborprüfzeiten und dem Prüfprozedere einschließlich Dokumentierung. Ob deutlich kleinere Umrichter für den Heimbedarf (< 10 kW) geringere Anforderungen hinsichtlich des Prüfprozederes haben und somit in der Zertifizierung kostengünstiger sind, ist nicht bekannt. Zudem lagen keine Preise für Ergänzungsprüfungen (Delta Prüfung) gemäß TOR Erzeuger vor.

Die aufgeführten Preise sind stichtagsbezogene Richtpreise. Die Aufzählung der Hersteller soll eine grobe Übersicht der Marktakteure bieten, hat jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Ferner ist dem IAEW bekannt, dass Netzbetreiber als auch VNB mitunter individuelle Preise mit Herstellern ausgehandelt haben und insbesondere beträchtliche Rabatte bei hohen Stückzahlen denkbar sind. Daher sind die aufgeführten Preise mehr als grobe Indikation zu verstehen, exakte Preise können hingegen nur von Projektierern projektindividuell ausgewiesen werden.

¹⁰ u.a. <https://www.sae-it.com/de/produkte/fernwirktechnik.html>, <https://www.landisgyr.de/product/landisgyr-fty-funk-rundsteuerung-2/>, <https://www.distrelec.de/de/lte-gateway-lte-4g-gprs-edge-umts-hspa-100mbps-moxa-oncell-g3150a-lte-eu/p/30101166>

¹¹ <https://www.iskra.eu/de/Niederspannungs-Kompensationskondensator/Niederspannungs-Kompensationskondensatoren/#:-:text=Die%20KNK%2DKondensatoren%20werden%20zur,bis%20zu%20690%20V%20eingesetzt.>

¹² <https://www.fgh-zertifizierung.de/de/zertifizierung>

3.3 Schlussfolgerungen für Methode zur Bestimmung von Netzkapazitäten

Nach §20 des EIWOG 2010 i.d.g.F. ist eine Methode zu bestimmen, die auf NE 4 (an der HS/MS-Schnittstelle) die noch verfügbaren Netzkapazitäten bestimmt. Die Netzkapazitäten sind begrenzt durch mögliche Netzzrückwirkungen in Folge eines Anschlusses weiterer Stromerzeugungsanlagen.

In der Wissenschaft wird zur Bewertung der Netzanschlusskapazität die stationäre Spannungshaltung und die thermische Auslastung von Betriebsmitteln als maßgebend herangezogen¹³. Die Annahme ist insofern auch für die reale Anwendung valide, da die in TOR D2 analysierten Netzzrückwirkungen durch Modifizierung der Anlagentechnik (der neu zu errichtenden Stromerzeugungsanlagen) begrenzt werden können. Dies gilt für schaltbedingte Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen, Kommutierungseinbrüche, Unsymmetrien und die Rückwirkung von Signalübertragungen. Die stationäre Spannungsanhebung und thermische Belastung der Betriebsmittel sind hingegen durch die physikalischen Zusammenhänge nicht zu verhindern und begrenzen folglich die Netzkapazität. Entsprechend ergibt sich die Übersicht nach Abbildung 3-1 für die zu betrachtenden Netzzrückwirkungen in einer universellen Methode zur Bestimmung der Netzkapazität.

Abbildung 3-1 Aspekte der Netzzrückwirkungen gemäß Tor und Relevanz für Methode

Netzzrückwirkung	Anschluss von EZA nach TOR D2	Relevant für Methode: Bestimmung der Netzanschlusskapazität
(stationäre) Spannungsanhebung	✓	✓
Schaltbedingte Spannungsänderung	✓	✗
Flicker	✓	✗
Oberschwingung	✓	✗
Kommutierungseinbrüche	✓	✗
Unsymmetrie (Belastung)	✓	✗
Rückwirkung auf Signalübertragung	✓	✗
Zwischenharmonische Spannungen	✗	✗
Auslastung der Betriebsmittel	k.A.	✓

Die thermische Auslastung von Betriebsmitteln kann über Strom- bzw. Leistungsgrenzwerte für Betriebsmittel approximiert werden. Für die Auslastung der Betriebsmittel sind folglich betriebsmittelindividuelle Leistungsgrenzen vorzugeben. In der Mittel- und Niederspannungsebene wird ein gemeinsames Spannungsband bewirtschaftet. Gemäß EN 50160 ist ein Spannungsband von $\pm 10\%$ am Endkunden bezogen auf die vereinbarte Versorgungsspannung einzuhalten. Abweichend von der üblichen Norm wird ein Spannungsband von $\pm 8\%$ in den Berechnungen angenommen. In der Wissenschaft wird dies häufig angesetzt, um einen Sicherheitspuffer zur Grenze bei Planungszwecken zu haben, da Spannungsgrenzen sehr restriktiv sind und durch die Verkleinerung Spannungsbandprobleme in Netzsimulationen schneller hervorgerufen werden können. Da Aussagen zum Integrationspotentials eines gesamten Netzgebiets getroffen werden

¹³ Bspw. in: Sherif M. Ismael, Shady H.E. Abdel Aleem, Almoataz Y. Abdelaziz, Ahmed F. Zobaa, „State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation“, Renewable Energy, Volume 130, 2019, 1002-1020 pp

sollen, wird die individuelle stationäre Spannungsanhebung je Erzeugungsanlage (2% bzw. 3%) nicht betrachtet, sondern stattdessen das ganzheitliche Spannungsband berücksichtigt. Den Ergebnissen in AP C und AP D vorweggreifend kann gezeigt werden, dass an den Kernaussagen zur Methode als auch den Maßnahmen zur Erhöhung des Integrationspotentials keine Änderungen eintreten, wenn alternativ mit $\pm 10\%$ statt $\pm 8\%$ gerechnet wird.

4 AP C – Bestimmung von Netzanschlusskapazitäten

Im Rahmen des Arbeitspaket C werden vier simulative Methoden zur Bestimmung des Integrationspotentials implementiert, auf Modellnetze angewandt und hinsichtlich ihrer Eignung für den Einsatz zur Netzanschlussbeurteilung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in Verteilernetzen verglichen. Das Integrationspotential ist dabei definiert als jene installierbare Leistung von EE-Anlagen, die ausgehend von einem Ist-Bestand an Stromerzeugungsanlagen gerade noch integriert werden kann, ohne eine Verletzung von technischen Randbedingung, wie Betriebsmittelüberlastung oder Spannungsbandverletzung, hervorzurufen.

Die implementierten Methoden unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Berechnungsgenauigkeit und Anwendbarkeit. Wie nachfolgend näher skizziert, bieten komplexe Berechnungsverfahren eine sehr präzise Ermittlung des Integrationspotentials. Nachteilig wirkt sich die Genauigkeit jedoch auf eine universelle Einsetzbarkeit der Methode für Verteilernetzbetreiber aus. Ziel dieses Vorgehens ist es daher, einen objektiven Vergleich der Methoden zu ermöglichen, um auf dieser Basis eine ausgewogene Auswahl für eine universell einsetzbare Methode zu treffen. Dazu setzen alle Methoden auf der gleichen Eingangsdatenbasis auf, die nachfolgend näher beschrieben wird.

4.1 Eingangsdaten

Als Basis für die Bestimmung des Integrationspotentials werden vier Netze aus dem SimBench-Projekt¹⁴ verwendet. Die Simulationen werden für die Netzebenen NE 4 bis NE 7 durchgeführt.

Tabelle 4-1 **Eigenschaften der verwendeten SimBench-Netze**

Struktur	Knoten [#]	Leitungen [#]	Kabel [km]	Oberleitung [km]	Gesamtlänge ¹⁵ [km]	Transformator [#]	Spannungsniveau (Knotenanzahl)	Inst. Last / Erzeugung
Städtisch	10450	10328	214,30	0,00	214,30	135	0.4 kV: 10314 10.0 kV: 135 ¹⁶	49,7 MVA 11,3 MWp
Vorstädtisch	9097	8993	199,24	20,58	219,82	112	0.4 kV: 8982 20.0 kV: 114	31,6 MVA 12,1 MWp
Ländlich	5477	5391	167,54	46,80	214,34	92	0.4 kV: 5382 20.0 kV: 94	17,3 MVA 13,5 MWp
Gewerbe	6202	6129	151,91	20,55	172,46	81	0.4 kV: 6099 20.0 kV: 102	34,5 MVA 7,41 MWp

Quelle: SimBench

¹⁴ SimBench war ein durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft gefördertes Forschungsprogramm mit dem Ziel, eine Simulationsdatenbasis zum einheitlichen Vergleich von innovativen Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und –betriebsführung zu schaffen. Aus dem Projekt gingen ca. 240 freiverfügbare Netzdatensätze einschließlich Versorgungsaufgaben hervor, die wissenschaftlich anerkannt sind (<https://simbench.de/de/>).

¹⁵ Zur Sensitivitätsanalyse werden im weiteren Verlauf diese Netze auch in zusätzlichen Variationen mit +50% und +100% Leitungslänge berechnet.

¹⁶ In Österreich sind städtische MS-Netze, wie die meisten anderen MS-Netze auch, mit 20 kV betrieben. Das betrachtete SimBench Netz ist für 10 kV parametrisiert (insbesondere Netzauslastung, Leitungslängen und

Alle Netzgebiete sind realitätsnah parametrisiert und weisen im Ausgangszustand bereits einen Bestand an EE-Anlagen auf. Dieser umfasst sowohl PV als auch Wind, Biomasse und Wasserkraft. Zudem sind Verbraucher einschließlich Lastprofile eines Jahres in 15-minütiger Auflösung berücksichtigt. Die dabei verwendeten installierten Leistungen für die Anlagen sind in Abbildung 4-1 zusammengefasst. Dort wird das Verbraucherzählpeilsystem angewandt, d. h. positive Leistungswerte stehen für Energieverbrauch, während negative Werte für -erzeugung stehen. Weiterhin werden die unterschiedlichen Profilarten durch Kürzel kodiert. Die Anfangsbuchstaben G, L und H stehen für gewerbliche, landwirtschaftliche und Haushaltsprofile. Die darauf folgenden Zahlen und Buschstaben geben Auskunft über die Profilform und Ausprägung¹⁸.

Ausgehend von diesem Zustand werden probabilistisch neue EE-Anlagen hinzugefügt, um das Integrationspotential der jeweiligen Netze zu bestimmen. Für den Zubau werden ausschließlich Photovoltaik und Windenergieanlagen betrachtet, wobei der Zubau nach einem definierten Verteilungsschlüssel erfolgt. Die Häufigkeitsverteilung der Anlagengrößen bzw. Leistungen sind dem deutschen Marktstammregister von 2020 entnommen, die Verteilung zwischen den Anlagentypen und Spannungsebenen wurde wiederum aus österreichischen Realdaten abgeleitet. Daraus ergibt sich folgende Verteilung der Anlagentypen, die dem Zubau zugrunde liegt.

Tabelle 4-2 Verteilung der Anlagentypen auf Typ und Spannungsebene

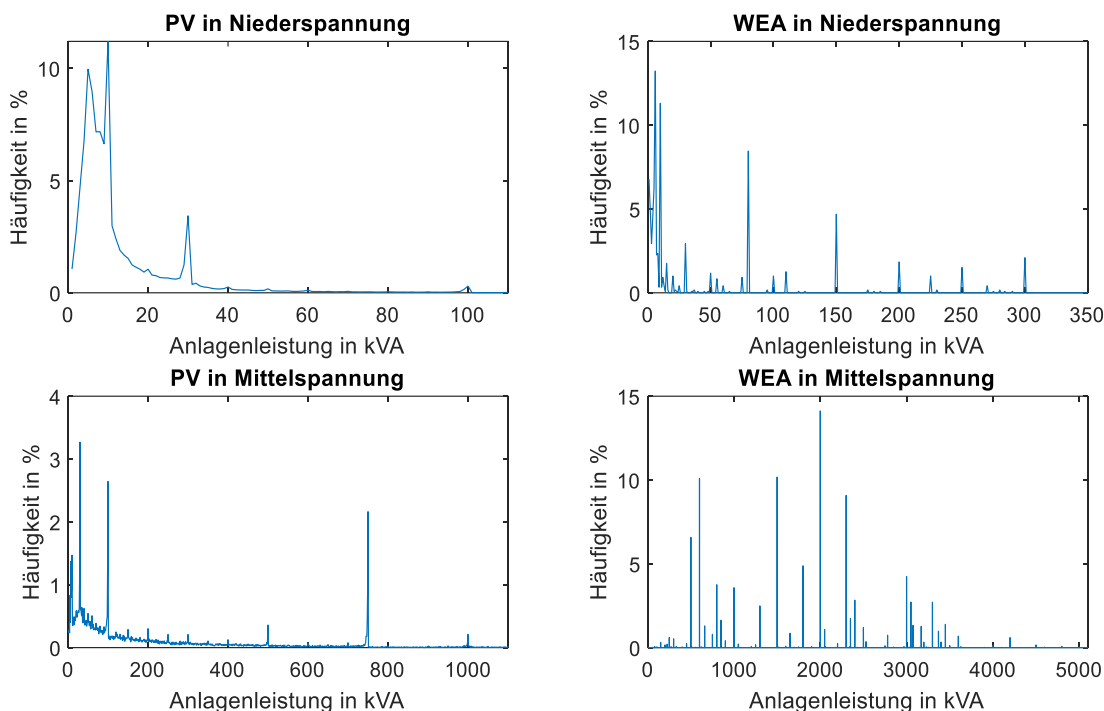
	Niederspannung (NS)	Mittelspannung (MS)	Summe
Photovoltaik	96,46%	2,78%	99,24%
Wind	0,10%	0,66%	0,76%

Quelle: Österreichische Realdaten 2021

Auch innerhalb einer Spannungsebene wird je Anlagentyp noch einmal hinsichtlich der Anlagenleistung differenziert. Abbildung 4-2 zeigt die entsprechende Häufigkeitsverteilung. Die größten Anlagen werden als Windenergieanlage in der Mittelspannung gebaut mit einer Leistung von bis zu einigen MW. Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von wenigen Kilowatt sind fast ausschließlich PV-Anlagen. Windenergieanlagen in der Niederspannung mit kleinerer Leistung gibt es ebenfalls, allerdings sind diese nicht weit verbreitet. Die Wahl des konkreten Anschlussknotens wird auf Basis aller verfügbaren Netzknoten in der Spannungsebene mit einer Gleichverteilung ausgewählt.

¹⁸ Genaue Details zur Generierung der Profile und den individuellen Zeitreihen sind in der Simbench Dokumentation zu finden: https://simbench.de/wp-content/uploads/2020/01/simbench_documentation_en_1.0.0.pdf

Abbildung 4-2 Anlagenleistung der zugebauten Anlagen



Quelle: Deutsches Marktstammdatenregister 2020

Aufgrund der höheren durchschnittlichen Leistung der Anlagen in der Mittelspannung ist die Aufteilung der Anlagenleistungen mehr zugunsten der Windenergieanlagen verschoben. Insgesamt ergibt sich ein Zubau von 2/3 im Bereich PV und 1/3 im Bereich Windenergie bei Betrachtung der installierten Leistungen.

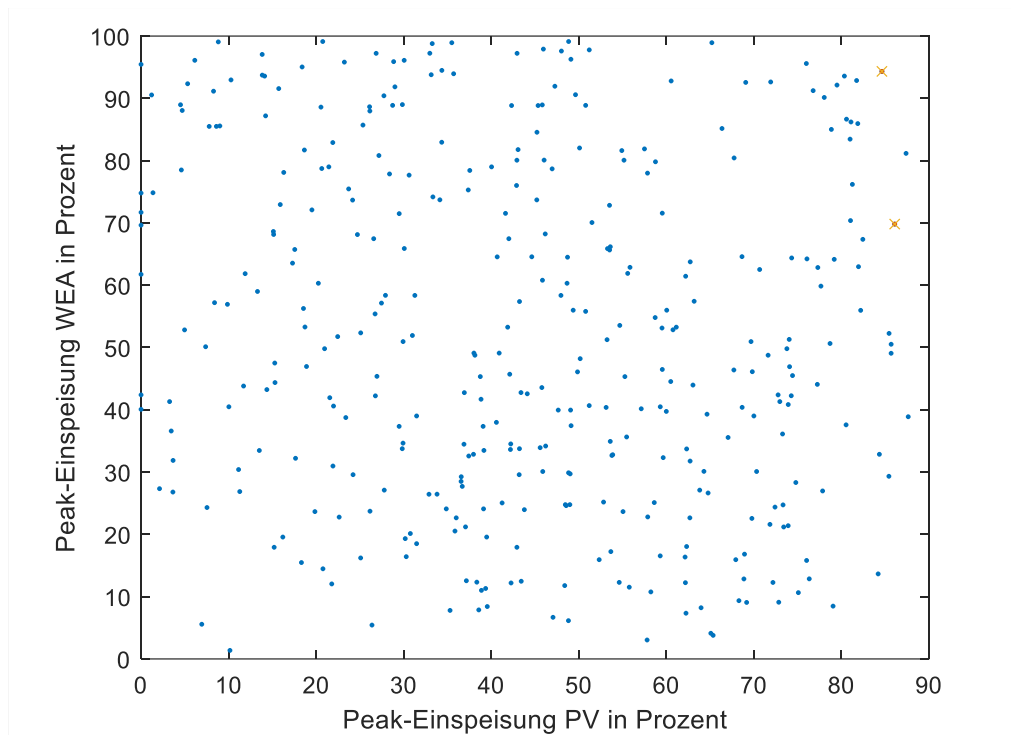
Tabelle 4-3 Leistungsverteilung zwischen Photovoltaik und Wind

Spannungsebene	PV		WEA	
	NS	MS	NS	MS
Mittlere Anlagenleistung	14,67 kVA	381,66 kVA	120,98 kVA	1793 kVA
Gewichtete Anlagenleistung ¹⁹	14,15 kVA	10,61 kVA	0,12 kVA	11,83 kVA
Anteil Anlagenleistung	38,55%	28,90%	0,33%	32,22%
Summiert pro Anlagentyp	67,45%		32,55%	

Für die Leistung der Anlagen über die Zeit werden durchschnittliche Zeitreihen aus dem Sim-Bench-Projekt verwendet. Nachfolgend ist die Peak-Einspeisung je Tag eines Jahres bezogen auf die installierte Leistung dargestellt. Windreiche Sommertage weisen teilweise Gleichzeitigkeiten über 90% auf und sind im oberen rechten Teil der Grafik wiederzufinden.

¹⁹ Produkt aus relativer Häufigkeit in % und der zugrundeliegenden Anlagenleistung in kVA gemäß Abbildung 4-2.

Abbildung 4-3 Maximale Einspeisung Photovoltaik/Wind an 365 Tagen im Jahr



Quelle: SimBench

Das Integrationspotential ist für die größte zu erwartende Auslastung des Netzes zu ermitteln. Diese ist bei einem zu Anstieg von PV- und Windenergieanlagen vor allem an wind- und sonnenreichen Tagen zu erwarten. Vor diesem Hintergrund und mit dem Ziel, den Rechenzeitbedarf der Simulation bei Betrachtung sehr ausgedehnter Netzgebiete zu reduzieren, werden einzelne Tage ausgewählt, die eine hohe Einspeisung von sowohl Photovoltaik als auch Wind aufweisen und daher besonders kritisch hinsichtlich des Zubaus dieser Anlagen sind. In der Netzplanung werden üblicherweise neben dem hier betrachteten Starkeinspeisefall noch weitere auslegungsrelevante Netznutzungsfälle betrachtet. Dies sind insbesondere Starklastfälle bei niedriger Einspeisung, jedoch sind jene Netznutzungsfälle für die Bestimmung der Netzkapazität in Folge eines starken EE-Zubaus nicht auslegungsrelevant und damit nicht Fokus dieser Studie.

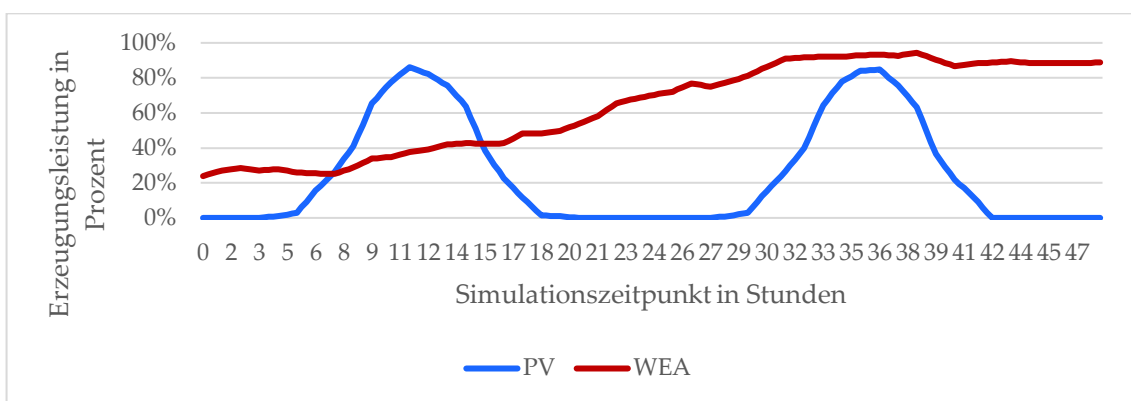
In der obigen Abbildung ist dargestellt, welche Einspeisewerte an den 365 Tagen im Jahr in der Spitze aufgetreten sind. Der Tag 206 ist dabei der Tag mit dem höchsten Spitzenwert (in Gold in der oberen rechten Ecke markiert). Dieser Tag wird daher für die Simulation der Integrationspotentiale ausgewählt. Zusätzlich wird noch der angrenzende Tag 205 simuliert, da an diesem Tag die Photovoltaikeinspeisung minimal höher ist. Aufgrund der verwendeten identischen Zeitreihen für Bestandsanlagen und den Zubau neuer Anlagen unabhängig vom Netzgebiet, gilt diese Analyse gleichermaßen für alle vier betrachteten Netze.

Gemäß der zuvor ermittelten Verteilung der Anlagenleistungen lässt sich auch eine Gewichtung für die mittlere Gleichzeitigkeit angeben gemäß der Formel:

$$\text{MAX}(67,45\% \cdot P_{PV}^{\text{rel}} + 32,55\% \cdot P_{WEA}^{\text{rel}}) = 87,45\%.$$

Nachfolgend ist das verwendete Einspeiseprofil der PV- und Windenergieanlagen mit 15-minütiger Auflösung dargestellt, welches für alle Ausbausimulationen herangezogen wird.

Abbildung 4-4 Verwendetes Erzeugungprofil für Photovoltaik und Wind

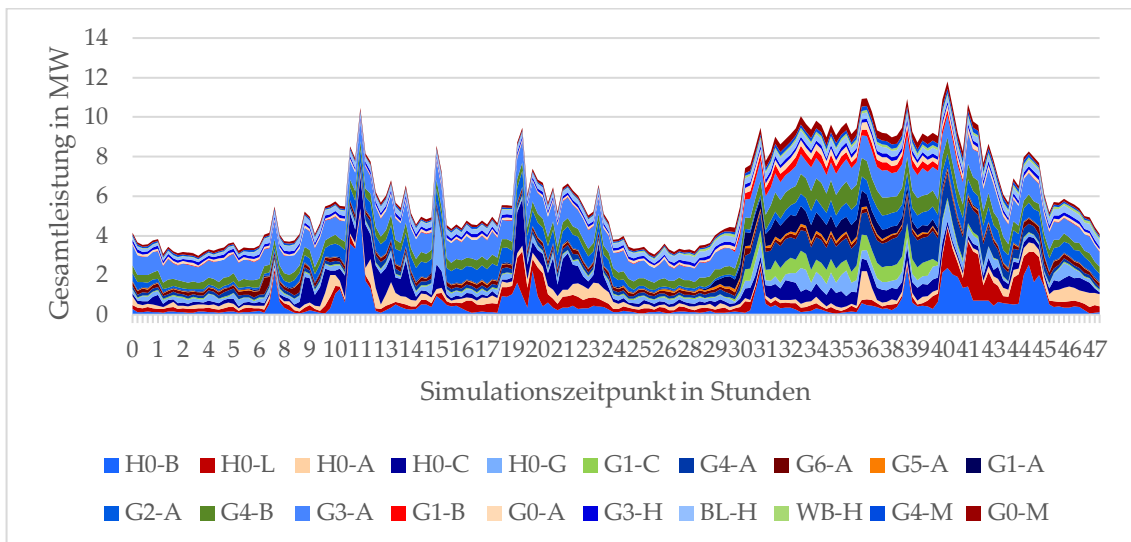


Quelle: SimBench

Zusätzlich zu den Erzeugungprofilen werden Lasten berücksichtigt, wobei die Bestandslasten in den Netzen ebenfalls von SimBench übernommen werden. Die installierte Last wird für alle Simulationen als konstant angenommen.

Die Daten zu Lasten umfassen die Anlagenposition, die Profiluordnung und die Profile in 15-Minuten-Auflösung für Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und sonstige Verbraucher. Die Verwendung der SimBench-Daten sichert eine hohe Reproduzierbarkeit der Ergebnisse auch ohne Zugriff auf interne Institutsdaten, da diese Profile zusammen mit den SimBench-Netzen öffentlich zugänglich sind. In der folgenden Abbildung ist der exemplarische Lastverlauf im städtischen Netz dargestellt.

Abbildung 4-5 Aggregierte Lastprofile im städtischen Netz



Quelle: SimBench

Die einzelnen Lastprofile sind durch einen Buchstaben, gefolgt von einer Ziffer und einem weiteren Buchstaben kodiert. Der erste Buchstabe steht für die Art des Verbrauchers, differenziert nach Haushalt (H), Gewerbe (G) und besonderen Lasten wie Industriebetriebe (BL, WB). Die Ziffer verweist auf das konkret ausgewählte Lastprofil, bei der aus einer Vielzahl von probabilistischen Lastprofilen für einen Verbrauchertyp gewählt werden kann. Der hintere Buchstabe deutet die Höhe des Verbrauchs an, wobei der Buchstabe A durch einen niedrigeren Verbrauch im Vergleich zu einem Haushaltprofil H0-G charakterisiert ist.

Die Spitzenlasten unterscheiden sich zwischen den Netzen. Die höchste Spitzenlast von knapp 12 MW tritt im städtischen Netz auf, gefolgt von dem gewerblich strukturierten Netz. Im ländlichen Netz ist die Last mit knapp über 5 MW am geringsten.

Tabelle 4-4 Spitzenlast für den betrachteten 48h-Zeitraum

Städtisch	Vorstädtisch	Ländlich	Gewerbe
11,81 MW	7,62 MW	5,11 MW	10,35 MW

4.2 Methodischer Vergleich

Gemäß §20 des EIWOG 2010 i.d.g.F. müssen Netzbetreiber verfügbare Kapazitäten (Integrationspotential) je Umspannwerk (NE 4) veröffentlichen. Die Berechnungsmethode ist dabei bundeseinheitlich auszugestalten. Die Anforderungen an eine Methode sind folglich einerseits eine präzise Bestimmung des Integrationspotentials und andererseits eine universelle Anwendbarkeit, die durch jeden VNB ausgeführt werden kann. Beide Anforderungen stehen jedoch im Spannungsverhältnis, da präzise Berechnungen meist komplexe Methoden und eine genaue Datenbasis erfordern, was wiederum eine einfache Anwendbarkeit konterkariert. Daher werden im Rahmen dieser Studie vier Methoden implementiert und untersucht, die sich hinsichtlich ihrer Berechnungsgenauigkeit und Anwendbarkeit unterscheiden. Grundsätzlich arbeiten die vier implementierten Methoden mit den gleichen Netzdaten und verfolgen das Ziel, das Integrationspotential je Netzgebiet möglichst präzise zu bestimmen.

Ausgangsbasis der vier Methoden ist ein sehr komplexes Verfahren, welches am Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) über mehrere Jahre entwickelt und für Dissertationen und Forschungsprojekte eingesetzt und erprobt ist. Dieses Verfahren ermöglicht eine sehr präzise Berechnung des Integrationspotentials, erfordert auf der anderen Seite jedoch eine hohe Rechenzeit und Know-How des Anwenders sowie vollumfänglich digitalisierte Netzmodelle. Die Rahmenbedingungen erschweren folglich die universelle Anwendbarkeit der Methode. Aus diesem Grund werden ausgehend von der komplexen Methode Vereinfachungen hinsichtlich Rechenaufwand und Datenbedarf vorgeschlagen und untersucht. Die nachfolgenden zwei Tabellen zeigen übersichtlich die getroffenen Vereinfachungen einschließlich deren Erläuterungen.

Tabelle 4-5 Erläuterung zu den Unterscheidungskriterien der Methoden

Definition/ Erläuterung	
Lastflusssimulation	Verwendung von rechenbaren Netzmodellen (NE 4 bis NE 7 gekoppelt); Parametrierung der zugrundeliegenden Versorgungsaufgabe (Lastprofile, Einspeisungsprofile) notwendig
Probabilistische Anlagenverteilung	Der Anlagentyp (PV/Wind), die Anlagengröße und der Anlagenort werden zufällig gewählt. Der Zubau erfolgt iterativ.
Q-Regelung	Berücksichtigung wahlweise einer Q(U) oder cosphi (P) Regelung von EE-Anlagen möglich
Zeitraumbetrachtung	Jahressimulation in 15-minütiger Auflösung, Extrahierung eines 48h-Zeitraums zur Reduzierung der Rechenzeit
Alle Nebenbedingungen	Leitungsauslastungen von NS- und MS-Kabeln, Transformatorauslastung (NS/MS und MS/HS), Spannungsbandgrenzen $\pm 8\%$ (gemeinsames NS/MS-Spannungsband)
Ergebnisdarstellung	Je nach verwendeter Variante ein Einzelwert oder eine Bandbreite (Quantil)
Erwartete Genauigkeit	Je nach verwendeter Variante sehr präzise bis grobe Abschätzung

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 4-6 Übersicht über die implementierten und untersuchten Methoden

	Variante 1: Komplex	Variante 2: Lastfluss- Probabilistisch	Variante 3: Transformator- auslastung- Simulativ	Variante 4: Transformator- auslastung- Messwerte
Lastflusssimulation	✓	✓	✓	✗
Probabilistische Anlagenverteilung	✓	✓	✓	✗
Q-Regelung	✓	✗	✓	✗
Zeitraumbetrachtung	✓	✗	✓	✗
Alle Nebenbedingungen	✓	✓	✗	✗
Ergebnisdarstellung	Bandbreite (Quantile)	Bandbreite (Quantile)	Bandbreite (Quantile)	Einzelergebnis
Erwartete Genauigkeit	Sehr präzise	Präzise	Mäßig	Grob

Quelle: Eigene Darstellung

Die Verfahren weisen eine abnehmende Berechnungsgenauigkeit auf, jedoch auch eine abnehmende Anwendungskomplexität, was die Implementierung bei einem VNB vereinfacht. Die Grundidee ist dabei der iterative Zubau von Windenergie- und PV-Anlagen bis die Restriktionen in dem Netz verletzt werden. Die Restriktionen sind in folgender Tabelle aufgeführt.

Tabelle 4-7 Verwendete Nebenbedingungen für das Integrationspotential

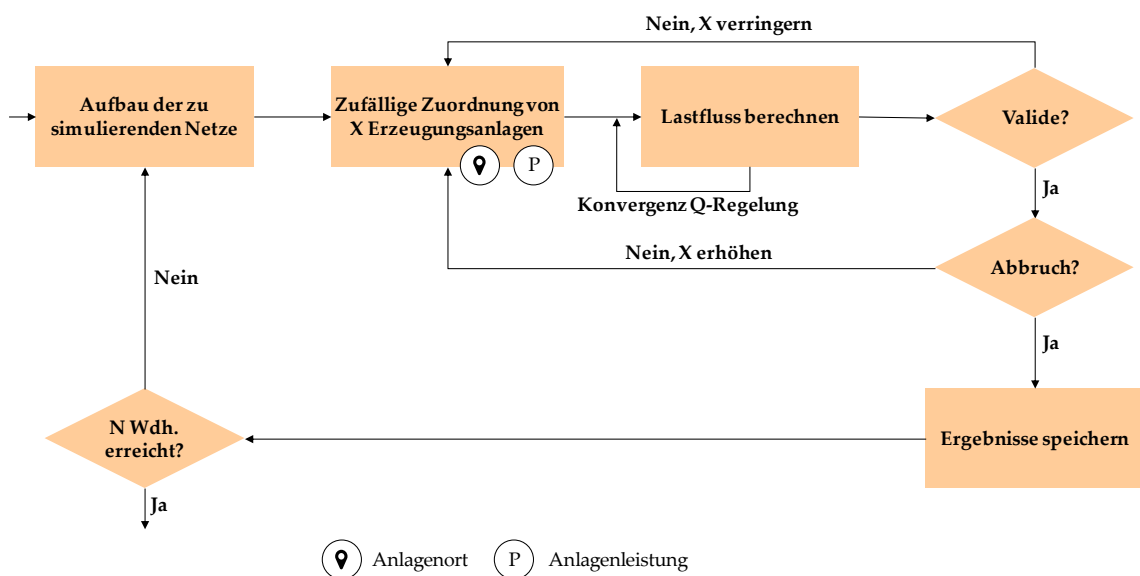
Transformatoren	Leitungen	Knoten
120% Strombelastung	100% Strombelastung	Spannung ²⁰ : $\pm 8\%$ von U_c

Die Spannungsgrenze ist dabei etwas enger gefasst als es die Norm DIN EN 50160 vorschreibt. Dies ist ebenso wie die Annahme der kurzzeitigen Überlastbarkeit des Transformators eine verbreitete Annahme in wissenschaftlichen Untersuchungen, um beispielsweise Schwankungen in der überlagerten Ebene berücksichtigen zu können²¹. In diesen Untersuchungen ist es auch zielgerecht, da Voruntersuchungen zeigen, dass das Spannungsband erst bei verlängerten Leitungslängen ein relevanter begrenzender Faktor ist, was eine Untersuchung von Spannungshaltungsverfahren unmöglich machen würde.

Das Auftreten von Grenzwertverletzungen ist insbesondere auch davon abhängig, welcher Anlagentyp mit welcher Anlagenleistung an welchem Netzanschlussort angeschlossen wird:

- **Anlagentyp:** Zubau ausschließlich von PV und Wind; Im EE-Bestand ist zusätzlich Wasser und Biomasse berücksichtigt
- **Anschlussort:** Zufälliger Netzknoten in MS- oder NS-Ebene
- **Anlagengröße:** Ziehung gemäß beschriebener Verteilungsfunktion abhängig von Anlagentyp und Netzebene

Abbildung 4-6 Verfahrensablauf eines Simulationsdurchlaufes



Quelle: Eigene Darstellung

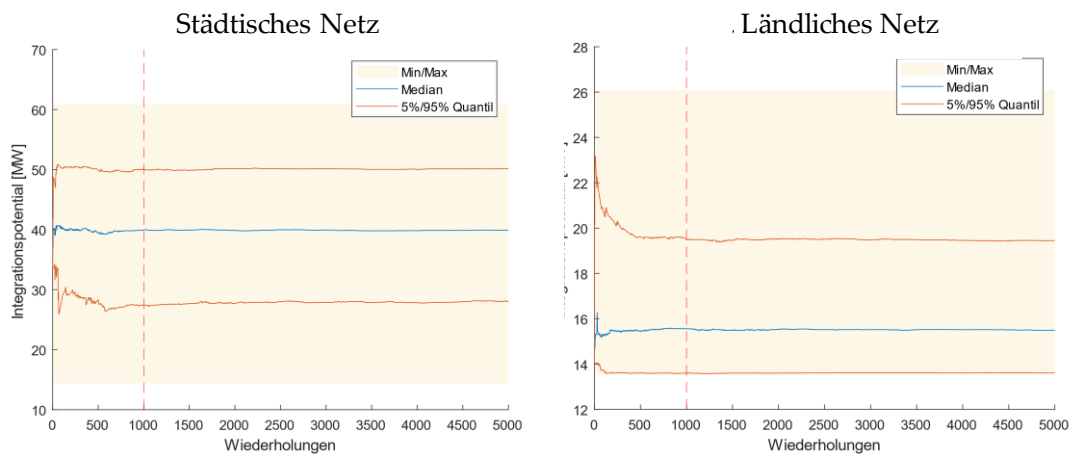
Das iterative Verfahren integriert zufallsbasiert (probabilistisch) solange neue Anlagen in das jeweils betrachtete Netzgebiet, bis eine Grenzwertverletzung auftritt. Die bis dahin hinzugefügte installierte Summenleistung der Anlagen wird als Integrationspotential ausgewiesen. Der Verfahrensablauf ist in Abbildung 4-6 dargestellt.

²⁰ Spannung am Endkunden bezogen auf vereinbarte Versorgungsspannung.

²¹ Nachträgliche Simulationen mit einem Spannungsband von $\pm 10\%$ bestätigen die getätigten Aussagen dieser Studie.

Je nach Zufallsziehung kann es zu einem frühen Abbruch der Simulation und somit einem gering auszuweisenden Integrationspotential kommen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn eine verhältnismäßig große Anlage in der Niederspannungsebene zufällig am Strangende positioniert wird. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wird das iterative Verfahren nicht einmalig, sondern 1000 Wiederholungen mit veränderten Zufallsparametern durchgeführt. Es wird folglich nicht ein spezifisches Integrationspotential ermittelt, sondern eine Bandbreite, die sich aus den 1000 Einzelwerten ergibt. Voruntersuchungen zeigten, dass die Bandbreite des Integrationspotentials bei 1000 Wiederholungen konvergiert, d.h. hinsichtlich der betrachteten Quantile stabil ist und sich keine großen Veränderungen mehr ergeben.

Abbildung 4-7 Konvergenzverhalten des iterativen Verfahrens



Quelle: Eigene Darstellung

Die **erste Variante** (komplex) ist die anspruchsvollste, aber auch genaueste Methode. Hierbei wird in probabilistischen Zeitreihensimulationen unter Beachtung aller Nebenbedingungen das Integrationspotential bestimmt. Die Blindleistungsregelungen für die Verbesserung des Integrationspotentials sind implementiert, weshalb diese Methode auch als Basis für die Untersuchungen in AP D dient. Das komplexe Simulationsverfahren ist in der Programmiersprache Matlab umgesetzt. Basierend auf den importierten Netzdaten, weiteren Einstellungen des zu simulierenden Zeitraums und den aktiven Regelungen werden Zeitreihensimulationen durchgeführt. Dabei wird für alle Anlagen der aktive Leistungswert je Zeitpunkt bestimmt und dieser in einer Leistungsflussrechnung übernommen. Diese berechnet die resultierenden Spannungen je Netzknoten und Leitungsbelastungen. Für die exakte Bestimmung der Blindleistungseinspeisung gibt es für jeden Zeitpunkt eine weitere Simulationsschleife, in der das Regelungsverfahren wiederholt angewandt wird, bis eine Konvergenz der resultierenden Spannungen erzielt wird. Dies ist insbesondere für die Blindleistungsregelung $Q(U)$ relevant, um einen gültigen stationären Endwert zu erzielen, da es eine Rückkopplung der Blindleistung auf die Spannungsmesswerte gibt. Nach der Simulation liegen für alle Knoten und Leitungen Zeitreihen mit Spannungswerten und Belastungen vor, die direkt nach der Simulation mit definierbaren Auswertungsfunktionen zu wenigen relevanten Datenpunkten aggregiert werden. Dies ist insbesondere für die parallele Berechnung auf einem HPC-Cluster²² relevant, um die zu übertragende Datenmenge zu reduzieren.

²² Die Anzahl der parallelen Rechenkerne ist flexibel wählbar. Für eine Berechnung mit 100 Kernen beträgt die Berechnung des Integrationspotentials (mit 1000 Simulationsschritten) für ein Netzgebiet in etwa 24 h.

Die resultierenden Datenpunkte sind für eine einzelne Wiederholung nicht aussagekräftig, so dass eine Funktionalität zur Berechnung von stabilen Quantilswerten integriert ist.

Bei der **zweiten Variante** sind aufwendige Spannungsregelung nicht implementiert. Dies betrifft sowohl die Anlagenregelungen mit Blindleistungsverfahren als auch regelbare Transformatoren, die für alle Niederspannungsnetze verwendet werden.²³ Zudem wird nicht ein Zeitraum betrachtet, sondern nur ein einziger, virtueller Zeitpunkt, um die benötigte Rechenzeit zu reduzieren. Dieser Zeitpunkt stellt dabei eine Worst-Case-Abschätzung dar, bei der die Peakleistung der EE-Anlagen innerhalb des betrachteten 48h-Intervalls herangezogen wird. Es wäre ebenso möglich, alternativ den realen Zeitpunkt mit der höchsten kombinierten Einspeisung heranzuziehen. In diesem Fall wäre die kombinierte Einspeisung aus PV- und Windenergie geringfügig niedriger als die Peakleistung des virtuell angenommenen Zeitpunktes. Da auch beim Integrationspotential eine Grenzwertbetrachtung durchgeführt wird und die Gleichzeitigkeit der Erzeugungsprofile hoch ist, stellt die Zeitpunkt Betrachtung voraussichtlich eine sinnvolle Komplexitätsreduktion dar. Es ist davon auszugehen, dass durch die Komplexitätsreduktion die Rechenkapazität kein Hindernis mehr bei der Ermittlung des Integrationspotentials durch Verteilernetzbetreiber darstellt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die notwendige Datenbasis in Form von digitalisierten Netzen zumindest für kleinere Netzbetreiber weiterhin limitierend sein wird.

Die Berücksichtigung von allen Nebenbedingungen (Transformator, Leitung und Spannungsband) erlaubt durch zahlreiche Wiederholungen präzise Ergebnisse über das Integrationspotential. Dies wird bei der **dritten Variante** aufgelöst, bei der die komplexe Methodik ausschließlich unter Beachtung der Transformatorauslastung zum Einsatz kommt. Die Variante 3 stellt folglich weniger eine wirkliche Alternative zu Variante 1 und 2 bei der universellen Einsetzbarkeit dar, weil sie weder die Datenbasis noch die Rechenkomplexität merklich reduziert. Jedoch verbessert sie die Vergleichbarkeit der Methoden, da sie einerseits die Relevanz der unterschiedlichen Restriktionen unterstreicht und andererseits die Aussagekraft von Variante 4 bewertbar macht.

Bei dieser letzten **Variante 4** der Integrationspotentialbestimmung handelt es sich um eine einfache Methode, bei der auf Basis von historischen Messwerten an den Transformatoren der Umspannungsanlage (HS-MS) das verbleibende Integrationspotential berechnet wird. Es findet aus Sicht des Verteilernetzbetreibers keine umfangreiche Simulation statt und auch keine probabilistische Betrachtung, was diese Methode sehr einfach anwendbar macht und eine geringe Datenbasis erfordert. Die Methode folgt der Logik, dass die MS/HS-Transformator einen wichtigen limitierenden Faktor darstellt. Aus den historischen Messwerten kann die Jahreshöchstauslastung im Rückspeisefall ($P_{Rück}$) entnommen werden. Die Differenz aus der Bemessungsscheinleistung des Transformators (S_{Trafo}) und der max. Rückspeisung stellt konsequenterweise die noch freie Kapazität dar, die durch zusätzliche zu integrierende EE-Anlagen verfügbar ist. Der durch diese Vereinfachung verursachte Fehler ist abhängig davon, wie relevant Leitung- und Spannungsbandrestriktionen sind. In räumlich ausgedehnten ländlichen Netzen ist dabei mit einer größeren Abweichung zu rechnen.

Die Abschätzung der installierbaren Leistung wird mit folgender Formel durchgeführt:

$$P_{Int} = \frac{S_{Trafo} \cdot 1,2 - P_{Rück}}{0,88}$$

²³ Wie bereits in 4.1 beschrieben, sind in allen Ortsnetzstationen regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) theoretisch einsetzbar und auch die komplexe Methode nach Variante 1 bietet die Berücksichtigung einer Stufenregelung. Für AP C ist diese Funktion jedoch deaktiviert, da in AP D eine Detailauswertung dafür erfolgt.

Dabei beschreibt der Faktor 1,2 die Überlastfähigkeit des Transformators und 0,88 die erwartete Gleichzeitigkeit von einer Kombination aus Wind/PV. Historische Messzeitreihen von HS/MS-Transformatoren liegen in der Regel jedem Verteilernetzbetreiber vor, weshalb diese Methode universell einsetzbar ist. Da im Rahmen dieser Studie auf Modellnetze zurückgegriffen wird, wurden die historischen Messreihen durch eine Jahreslastflusssimulation vor EE-Ausbau synthetisch ermittelt. Durch das einheitliche Vorgehen kann auch die Vergleichbarkeit zu den anderen drei Variante gewahrt werden.

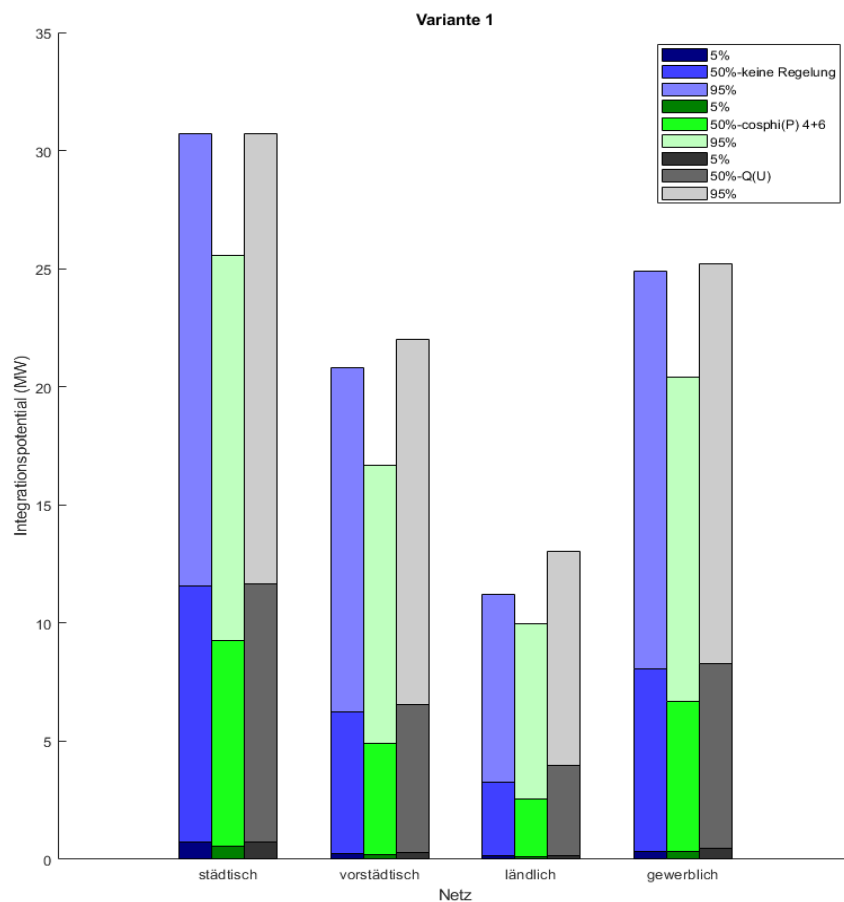
4.3 Ergebnisse

Nach der Vorstellung der Methodik werden im folgenden Abschnitt die Ergebnisse für die unterschiedlichen Methoden vorgestellt. Zunächst wird auf die detaillierten Ergebnisse der komplexen Methode (Variante 1) eingegangen. Im Anschluss werden die Ergebnisse für die unterschiedlichen Methoden gegenübergestellt und Schlussfolgerungen gezogen.

4.3.1 Ergebnisse der komplexen Methode (Variante 1)

Bei Anwendung der komplexen Methode ergibt sich folgendes Ergebnis für das Integrationspotential in den vier betrachteten Netzgebieten.

Abbildung 4-8 Integrationspotential Variante 1 bei 100% Leitungslänge



Quelle: Eigene Darstellung

Für jedes der vier Netzgebiete sind drei Säulen dargestellt, die sich durch eine Variation der Blindleistungsregelung ergeben. Die Q(U)-Blindleistungsregelung und die cosphi (P)-Steuerung sind gemäß der TOR parametrisiert.

Zwischen den Blindleistungsverfahren ist $Q(U)$ deutlich im Vorteil gegenüber $\cos\phi(P)$, welches sogar gegenüber dem Fall ohne Regelung das Integrationspotential reduziert. Dies hängt damit zusammen, dass kaum Spannungsrestriktion, sondern Leitungs- oder Transformatorbelastungen in den betrachteten Netzgebieten vorherrschend sind, weshalb ein Spannungshaltungsverfahren das Integrationspotential nicht steigern kann. Die zusätzliche Belastung durch die Blindleistung führt in diesen Szenarien zu einem reduzierten Integrationspotential. Das Verfahren $Q(U)$ weist diese Problematik nicht auf, da erst bei einer hohen Spannung Blindleistung stützend eingespeist wird, nicht aber zwangsläufig bei einer hohen Wirkleistungseinspeisung.

Es sind zudem in unterschiedlichen Helligkeitsstufen drei Quantile (5/50/95%) dargestellt, um die Bandbreite der Ergebnisse zu verdeutlichen. In einigen wenigen Fällen der 1000 Simulationen können kaum zusätzliche Anlagen zum bestehenden Bestand integriert werden, was zu einem entsprechend geringen Integrationspotential führt (5%-Quantil). Es gibt jedoch auch zahlreiche Fälle auf der anderen Seite des Spektrums mit einem Integrationspotential von mehreren Megawatt zusätzlich zu den Bestandsanlagen (95%-Quantil). Die große Spannweite der Ergebnisse lässt den Schluss zu, dass die Anlagengröße und Anschlussort einen signifikanten Einfluss auf das Integrationspotential haben.

Die Quantile verdeutlichen, dass das Integrationspotential nicht eindeutig ausgewiesen werden kann und einen Interpretationsspielraum bietet. Verteilernetzbetreiber sind zunächst in der Pflicht, sämtliche Netzanschlussbegehren zu prüfen und wenn möglich zu bewilligen. Der Anlagentyp und die Anlagengröße sind bereits durch den Antragssteller und zukünftigen Anlagenbetreiber exogen vorgegeben. Auch bezüglich des Anschlussortes hat der Netzbetreiber nur begrenzten Spielraum, da der Ort rational gewählt werden muss und dieser sich zumeist in räumlicher Nähe zum Aufstellungsort der Anlage befindet. Wird das Integrationspotential als jenes Potential definiert, welches stets in einem Netz verfügbar ist, um jegliche Art des Netzanschlussbegehrens zu erfüllen, so entspricht dies im Wesentlichen dem **5%-Quantil**. Die Ergebnisse in Form des 5%-Quantils zeigen ein nur sehr begrenztes Integrationspotential. Der Vorteil einer Ausweisung des 5%-Quantils läge darin, dass jeder Antragssteller auf Basis der veröffentlichten Netzkapazität direkt einsehen könnte, ob ein Antrag mit entsprechend beantragter Leistung kleiner der Netzkapazität im Netzgebiet realisiert werden könnte. Andererseits müsste in vielen Netzgebieten 0 MVA ausgewiesen werden, was wiederum keine Vergleichbarkeit zwischen Netzen ermöglichen würde, bei denen zumindest an bestimmten Netzanschlusspunkten trotz fehlendem Integrationspotential noch eine Anlage angeschlossen werden könnte.

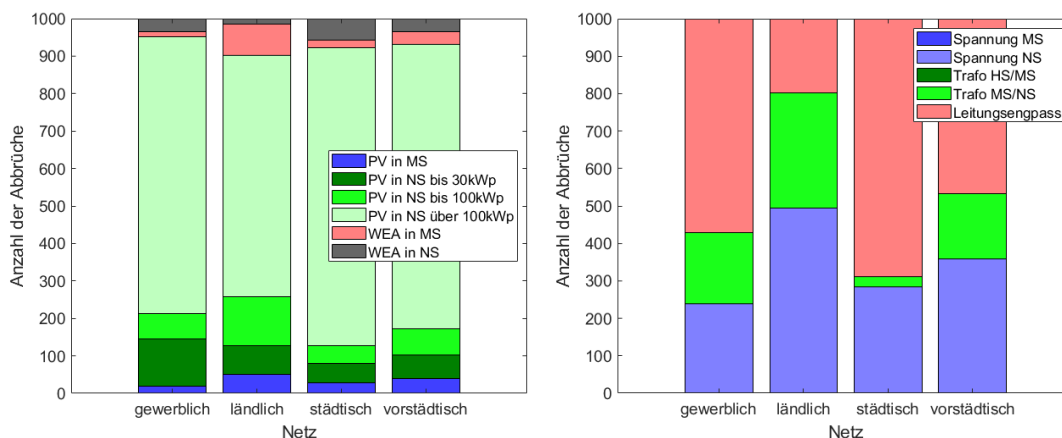
Das **95%-Quantil** kann hingegen herangezogen, wenn das Integrationspotential auch als eine optimale Distribution der Neuanlagen im Netz verstanden wird, bei der die Anlagen so positioniert und dimensioniert werden, dass das Netz bestmöglich ausgelastet aber nicht überlastet wird. Das 95%-Quantil ermöglicht die beste Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Netzgebieten, allerdings nur einen geringen Mehrwert, um spezifische Netzanschlussbegehren zu prüfen. Anschlussbegehren mit beantragter Leistung kleiner dem ausgewiesenen Integrationspotential (im 95%-Quantil) könnten anders als beim 5%-Quantil nicht automatisch freigegeben werden. Stattdessen ist weiterhin eine Einzelprüfung erforderlich.

Das **50%-Quantil** entspricht dem Median der 1000 Simulationen und wäre ein Kompromiss zwischen den beiden Grenzbetrachtungen. Eine Einzelprüfung bei Netzanschlussbegehren wäre jedoch weiterhin erforderlich. Der Vorteil des 50%-Quantils ist, dass die Gesellschaft und insbesondere Antragssteller keine falsche Erwartungshaltung besäßen, die zweifelsohne durch eine Ausweisung des 95%-Quantils entstünde. Beim 95%-Quantil bestünde das Problem, dass An-

tragssteller aufgrund der ausgewiesenen hohen Netzkapazität von einer zeitnahen Netzanschlusszusage ausgehen könnten, da die Annahme einer idealen Distribution von Anlagen nicht bekannt sein könnte. Vor diesem Hintergrund ist das Ansetzen des 50%-Quantils im Rahmen des §20 EIWOG 2010 i.d.g.F., gepaart mit einer Einzelprüfung von Netzanschlussbegehren, eine adäquate Möglichkeit.

Zusätzlich sind Detailauswertung zu den Gründen der Simulationsabbrüche durchgeführt worden. Abbildung 4-9 (links) zeigt den Anlagentyp, der zur Beendigung des Verfahrens im jeweiligen iterativen Durchgang geführt hat. Von 1000 durchgeführten Simulationen je Netz sind demnach vornehmlich sehr große PV-Anlagen (>100 kWp) in der Niederspannung für den Abbruch und damit für die Begrenzung des Integrationspotentials verantwortlich. Aber auch kleinere PV-Anlagen sowie PV-Anlagen in der Mittelspannung stellen insgesamt für etwa 20% der Abbrüche den Grund dar. Windenergieanlagen spielen, auch aufgrund der geringen Ziehungswahrscheinlichkeit (siehe Abschnitt 4.1), nur eine untergeordnete Rolle.

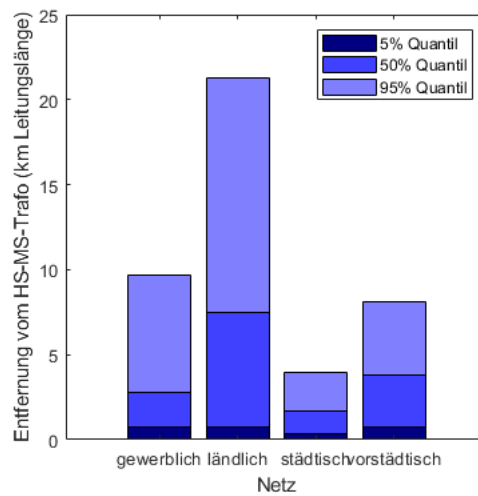
Abbildung 4-9 Auswertung der Gründe eines Simulationsabbruches nach Anlagentyp und Art der Grenzwertverletzung



Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 4-9 (rechts) Grafik ist die durch den Zubau der letzten EE-Anlage hervorgerufene Grenzwertverletzung dargestellt. Dabei führen Spannungsbandprobleme in der Niederspannungsebene als auch Leitungsüberlastungen in gleichem Maße zu Grenzwertverletzungen. Erwartungsgemäß sind in ländlichen Netzen Spannungsbandprobleme gravierender als in städtischen Netzen. Es sei zu beachten, dass durch den Zubau von EE-Anlagen auch mehrere Grenzwertverletzungen gleichzeitig auftreten können, diese in der obenstehenden Grafik jedoch nur einfach gewertet wurden. Besonders im Fall der Spannungsbandverletzungen wurden zusätzlich auch strombedingte Grenzwertverletzungen festgestellt. Darüber hinaus wurde die Entfernung des Anschlussortes der für die Grenzwertverletzung verantwortlichen EE-Anlage zum nächstgelegenen HS/MS-Transformator ausgewertet. Da die durchschnittliche Entfernung (50%-Quantil) in den betrachteten Netzen ungefähr auch den Mittelwert zwischen dem 5%- und 95%-Quantil darstellt, ist keine eindeutige Tendenz zu erkennen, dass Simulationsabbrüche durch sehr entfernte Anlagen hervorgerufen werden.

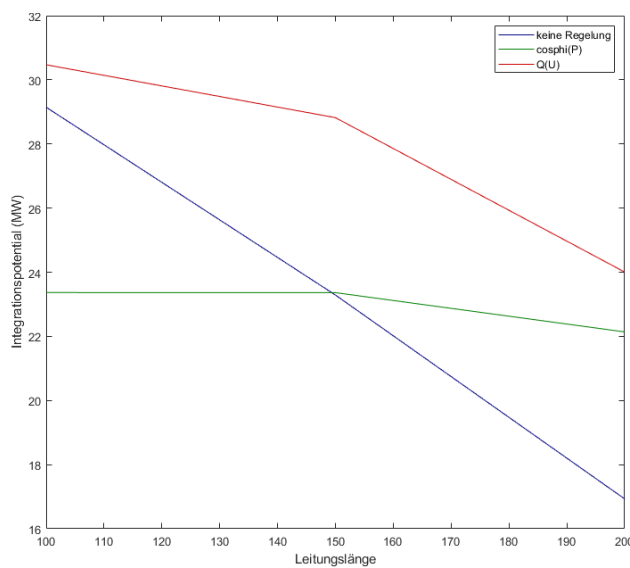
Abbildung 4-10 Entfernung des Anschlussortes zum nächstgelegenen HS/MS-Transformator



Quelle: Eigene Darstellung

Im Folgenden wird zur Verdeutlichung des Effektes der Blindleistungsregelungen eine Variation mit längeren Leitungslängen durchgeführt. Alle Leitungen werden um 50% bzw. 100% verlängert, was dazu führt, dass die Spannungsgrenzen relevanter werden während die Leitungs- und Transformatorbelastung nahezu identisch bleiben. Wie in der folgenden Abbildung dargestellt sinkt dadurch das Integrationspotential ab. Dargestellt ist das kumulierte Integrationspotential über alle vier Netzgebiete in Abhängigkeit der gewählten Leitungslänge und des Blindleistungsverfahrens. Mit steigender Leitungslänge vergrößert sich der positive Effekt durch Blindleistungseinspeisung. Bei längeren Leitungslängen kann auch $\cos\phi(P)$ das Integrationspotential gegenüber dem Szenario ohne Regelung erhöhen.

Abbildung 4-11 Einfluss der Leitungslänge auf das Integrationspotential (Summe alle Netze)



Quelle: Eigene Darstellung

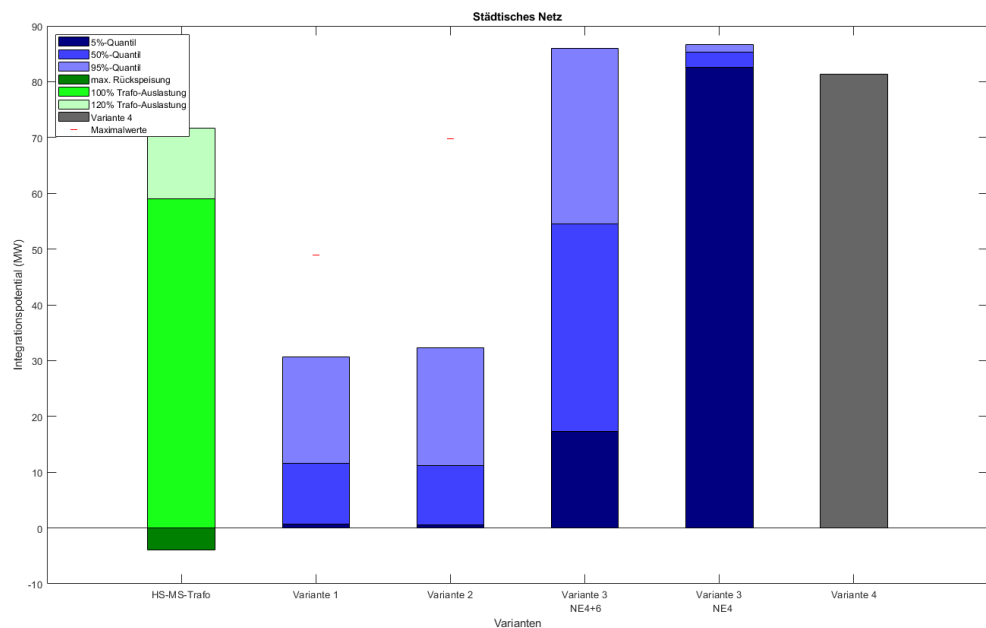
Aus dem Ergebnis kann geschlossen werden, dass insbesondere in Netzen mit langer Leitungslänge (vor allem ländlichen Netzen) Spannungsbandprobleme für die Höhe des Integrationspotentials maßgebend und in einer exakten Methode zu berücksichtigen sind. Zudem kann

unabhängig des Integrationspotentials eine allgemeine Empfehlung für Q(U)-Regelungen gegenüber anderen Blindleistungsregelungen in der Mittel- und Niederspannungsebene²⁴ ausgesprochen werden²⁵.

4.3.2 Methodenvergleich von Variante 1-4

Nachdem zunächst der Fokus auf die Ergebnisse der genauen Methode gelegt wurde, werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse zwischen den unterschiedlichen Methoden verglichen.

Abbildung 4-12 Vergleich der Methoden beim städtischen Netzgebiet (100% Länge ohne Regelung)



Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 4-12 ist das Integrationspotential für das städtische Netz mit der standardmäßigen Leitungslänge und fehlender Blindleistungsregelung dargestellt. Dargestellt sind sechs Säulen, wobei die vier blauen Säulen die Simulationsergebnisse der Variante 1-3 zeigen. Für die dritte Methode wird zwischen zwei Subvariante differenziert. NE 4+6 zeigt an, dass sowohl die Nebenbedingungen der NS/MS-Transformators sowie des MS/HS-Transformators berücksichtigt wurden, bei NE 4 hingegen ist ausschließlich der MS/HS-Transformator restriktiv. Das Ergebnis der Variante 4 ist in grau dargestellt, da im Gegensatz zu den ersten drei Varianten (abgesehen von der Jahreslastflusssimulation als Hilfsmittel) keine computergestützte Simulation, sondern aus-

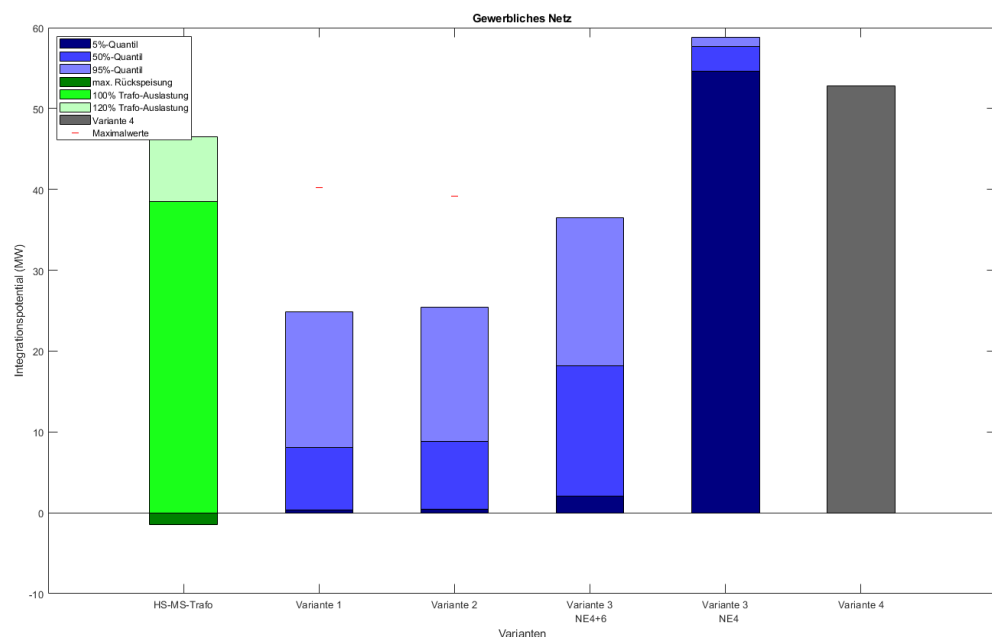
²⁴ In Interviews mit Netz Niederösterreich und TiNetz wurde betont, dass eine Q(U)-Regelung nicht für die Hochspannungsebene anzusetzen ist, da Blindleistungsvorgaben am Netzübergabepunkt eingehalten werden müssen. Daher gilt für Erzeugungsanlagen in der Hochspannungsebene zumeist eine feste $\cos\phi$ Vorgabe (vgl. Abschnitt 2.2.2)

²⁵ Andere wissenschaftliche Studien kommen ebenfalls zu dem Ergebnis, dass Q(U) einen Mehrwert gegenüber $\cos\phi(P)$ bietet. Bedenken bezüglich der Stabilität der Q(U)-Regelungen konnten vielfach widerlegt werden, z.B. in: . Lindner, R. Witzmann, „On the stability of Q(V) in distribution grids“, 2018 IEEE PES Conference Innovative Smart Grid Technologies Europe, Sarajevo, 21.-25. October 2018

schließlich eine mathematische Rechnung ausreichend ist. Die linke Säule in Grün zeigt wiederum unabhängig von der gewählten Methode die noch freie Kapazität des MS/HS-Transformators. In diesem Fall handelt es sich um einen 63 kVA Transformator²⁶, der eine Jahreshöchstrückspeisung vor EE-Ausbau von ca. 4 MW erfährt (Bereich unterhalb der Abszisse).

Zwischen den ersten beiden Varianten gibt es keinen signifikanten Unterschied hinsichtlich des Integrationspotentials, was darauf schließen lässt, dass die Vereinfachung auf eine Worst-Case-Zeitpunkt Betrachtung valide ist. Bei einer Relaxation der Nebenbedingungen (Variante 3) steigt das Integrationspotential dagegen deutlich an. Dies ist wiederum ein Indikator dafür, dass in zahlreichen Fällen das Spannungsband bzw. die Leitungsbelastung das Integrationspotential begrenzt. Die Vernachlässigung führt also zu großer Ungenauigkeit. Sofern ausschließlich Anlagen in der NE 4 bei Variante 3 betrachtet werden, ist die Bandbreite der Ergebnisse deutlich kleiner und liegt in der Nähe der vereinfachten Variante 4. Dies bedeutet, dass ein großer Teil der Unsicherheit hinsichtlich des Integrationspotentials aus der Niederspannung und insbesondere durch die NS/MS-Transformatoren hervorgerufen wird. Sofern ausschließlich NE 4 betrachtet wird, stellt sich die Methode 4 als ähnlich valide heraus.

Abbildung 4-13 Vergleich der Methoden beim gewerblichen Netzgebiet (100% Länge ohne Regelung)



Quelle: Eigene Darstellung

Die Ergebnisse spiegeln sich zu einem großen Teil auch in den Ergebnissen der anderen drei Netzgebiete wider. Exemplarisch ist in Abbildung 4-13 das Ergebnis für das gewerbliche Netz abgebildet. Grafiken mit Detailergebnissen zu den Varianten 2, 3 und 4 können zudem dem Anhang entnommen werden. In allen vier Netzgebieten wird das Integrationspotential in den Varianten 3 und 4 überschätzt, während Variante 2 nahezu identische Ergebnisse zu Variante 1

²⁶ Die MS/HS-Transformatoren sind redundant, d.h. in zweifacher Ausführung ausgelegt. Gemäß dem (N-1)-Kriterium wird das Integrationspotential für den Fall bestimmt, dass ein Transformator ausfallen kann und der zweite dennoch nicht überlastet ist.

aufweist. Daraus lässt sich schließen, dass eine Überschätzung des Integrationspotentials in Variante 4 durch einen Ausgleichsfaktor kompensiert werden müsste. Dazu bietet die nachfolgende Tabelle eine Übersicht.

Tabelle 4-8 Integrationspotential des 95%-Quantils in Variante 1 im Vergleich zu Variante 4

Netzgebiet	Städtisch	Vorstädtisch	Ländlich	Gewerbe
Variante 1 (5%-Quantil)	0,72 MW	0,24 MW	0,14 MW	0,35 MW
Variante 1 (50%-Quantil)	11,59 MW	6,25 MW	3,26 MW	8,04 MW
Variante 1 (95%-Quantil)	30,71 MW	20,79 MW	11,20 MW	24,88 MW
Variante 4	81,41 MW	47,38 MW	25,11 MW	52,83 MW
Ausgleichsfaktor 5%	0,009	0,0051	0,0056	0,0066
Ausgleichsfaktor 50%	0,14	0,13	0,13	0,15
Ausgleichsfaktor 95%	0,38	0,44	0,45	0,47

Quelle: Eigene Darstellung

4.4 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Ziel dieses Arbeitspakets war es, einen Vergleich zwischen verschiedenen Methoden zur Bestimmung des Integrationspotentials durchzuführen und zu bewerten, welche Methode sich für die universelle Anwendung durch Verteilernetzbetreiber eignet. Die vier umgesetzten Varianten unterschieden sich hinsichtlich ihrer Berechnungsgenauigkeit und Einfachheit in der Anwendung. Mit der am IAEW erprobten komplexen Methode (Variante 1) konnte eine sehr exakte Vorhersage des Integrationspotentials ermittelt werden. Die Komplexität setzt jedoch eine gute Datenbasis mit digitalisierten Netzdaten der Nieder- und Mittelspannungsebene bei den Verteilernetzbetreibern sowie ein hohes Know-How bei der Anwendung und verfügbare Rechenkapazitäten voraus. Das Integrationspotential wurde als Bandbreite dargestellt, welches in erster Linie durch ein 5%-, 50%- und 95%-Quantil charakterisiert wird. Wenngleich es für sämtliche Quantile passende Interpretationen gibt, sollte das 50%- oder 95%-Quantil maßgebend sein. In der Kommunikation gegenüber den Verteilernetzbetreibern und der Öffentlichkeit ist dabei zu betonen, dass der Wert des Integrationspotentials im 95%-Quantil eine flexible Verteilung der zu integrierenden EE-Anlagen erfordert. Ein Integrationspotential gemäß dem 95%-Quantil bedeutet explizit nicht, dass jegliches Anschlussbegehren mit einer Anschlussleistung kleiner dem ausgewiesenen Integrationspotential ohne Netzausbau durchführbar wäre. Das 5%-Quantil ist in zu vielen Netzgebieten voraussichtlich 0 MW und bietet daher keine Vergleichbarkeit zwischen Netzen und Netzbetreibern.

Die Vergleichsrechnungen mit Variante 2 und 3 führten im Wesentlichen zu drei Erkenntnissen:

- Eine Vereinfachung zu einer Zeitpunkt- statt Zeitraumbetrachtung ist ohne größere Genauigkeitsverluste durchführbar und als Mittel zur Komplexitätsreduktion sinnvoll.
- Ein Verzicht auf die Berücksichtigung einer Blindleistungsregelung ist in Netzen mit kurzen Leitungslängen und in Folge dessen geringen Spannungsbandproblemen valide. In ländlichen Netzen mit sehr langen Leitungen führt der Verzicht hingegen zu einer signifikanten Unterschätzung des Integrationspotentials.
- Eine Abstrahierung von Leitungsbelastungen und Spannungsbändern durch ausschließliche Fokussierung auf Transformatorauslastungen führt zu einer großen Ungenauigkeit und Überschätzung des Integrationspotentials.

Aus diesen Erkenntnissen können wiederum Empfehlungen für die Einführung einer universell einsetzbaren Methode abgeleitet werden.

Es muss dabei differenziert werden zwischen einer universellen Methode gemäß § 20 ElWOG 2010 i.d.g.F. und einer Methode zur Beurteilung von Netzanschlussbegehren. Die Quantilbetrachtungen haben gezeigt, dass die Veröffentlichung einer Netzkapazität (für NE 4) nach Vorgabe von § 20 ElWOG 2010 i.d.g.F. (zumindest für das 50%- und 95%-Quantil) nicht den Anspruch haben kann, eine Einzelprüfung bei konkreten Netzanschlussbegehren ersetzen zu können, da eine Abhängigkeit von der Anlagenplatzierung in den unterlagerten Netzen besteht. Diese Aussage gilt unabhängig von der verfügbaren Datenlage und Qualität der Methode, d.h. auch die Verwendung von Variante 1 zur Bestimmung des Integrationspotentials würde keine Einzelprüfung ersetzen. Ob eine Einzelprüfung für Anlagen mit geringer installierter Leistung (bspw. < 100 kVA) entfallen kann, sofern ein ausreichendes Integrationspotential ausgewiesen wurde, ist denkbar, kann jedoch auf Basis der Ergebnisse nicht final geschlussfolgert werden. Auch die Einzelprüfung sollte transparent und möglichst einheitlich durchgeführt werden, ist im Rahmen dieser Studie jedoch nicht Fokus weiterer Betrachtungen.

Die Ausweisung der Netzkapazität gemäß § 20 ElWOG 2010 i.d.g.F. sollte folglich einerseits Transparenz und Vergleichbarkeit zwischen Netzgebieten und Netzbetreibern schaffen sowie andererseits das Integrationspotential zumindest im Durchschnitt treffen. Kurz- bzw. mittelfristig verfügt nicht jeder VNB in Österreich über digitalisierte Netzmodelle der Niederspannungsebene, die für Variante 1 und 2 unabdingbar sind. Die Simulation der vereinfachten Methoden zeigt hingegen auf, dass in vielen Szenarien Leitungsauslastung oder Spannungsband entscheidend sind, weshalb Variante 3 und 4 nicht als dauerhafte Herangehensweise zu empfehlen sind. Die errechneten Korrekturfaktoren zwischen Variante 1 und Variante 4 zwischen 40-45% (im 95%-Quantil) bzw. 13-15% (im 50%-Quantil) können daher kurzfristig eine Möglichkeit sein, eine universelle, aber temporäre Methode gemäß Variante 1 einzuführen. Von einer Variation des Korrekturfaktors für verschiedene Netzcharakteristiken wird abgeraten, da es eine Scheingenauigkeit suggeriert, die auf Basis der Studienergebnisse nicht fundiert gestützt werden kann.

Langfristig ist eine Verwendung von Variante 2 zu empfehlen, die ähnlich präzise Ergebnisse wie Variante 1 ermöglicht, den Berechnungsaufwand jedoch eingrenzt. Grundvoraussetzung ist die Einführung einer verpflichtenden Digitalisierung der Netzdaten bis auf NE 7 (Netzstruktur, Leitungstypen), die eine automatisierte Aktualisierung der Netzkapazitätsberechnung ermöglicht. Es ist wahrscheinlich, dass mittelfristig keine Messzeitreihen für Lasten (in der NE 7) vorliegen werden, weshalb neben verpflichtenden digitalisierten Netzdaten auch transparente Vorgaben zur Verwendung von Lastprofilen gemacht werden müssen. Im Sinne der Homogenität ist es entscheidender, dass einheitliche Profile verwendet werden als dass über die genaue Form des Lastprofils diskutiert wird. Lastprofile können dabei nie den Anspruch besitzen, das exakte Verbrauchsprofil jedes Haushalts exakt abzubilden. Jene Vorgaben könnten auch dazu dienen, Einzelprüfungen für Netzanschlussbegehren zukünftig zu harmonisieren.

5 AP D – Methoden zur Erhöhung des Integrationspotentials

In Arbeitspaket D werden diverse Methoden zur Erhöhung des Integrationspotentials untersucht. Dazu wird eine differenzierte Betrachtung verschiedener Ausprägungen einzelner Maßnahmen vorgenommen. Dieses Vorgehen ergibt einen Eindruck über die Wirksamkeit jeder einzelnen Methode. Basis aller Untersuchungen ist die bereits für die Bestimmung des Integrationspotentials in AP C herangezogene Variante 1, da sie die höchste Genauigkeit bietet.

5.1 Maßnahmenübersicht

Die betrachteten Maßnahmen zur Erhöhung des Integrationspotential werden im Simulationsframework der komplexen Methode aus Kapitel 4 durchgeführt, um eine möglichst detailgetreue Berechnung des Integrationspotentials und Vergleichbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen. Eine komprimierte Übersicht über die Maßnahmen ist in untenstehender Tabelle zu sehen. Im Folgenden wird das Vorgehen für jede Methode erläutert und die resultierenden Ergebnisse diskutiert.

Tabelle 5-1 Übersicht und Beschreibung der Methoden zur Erhöhung des Integrationspotentials

Maßnahme	Kurzbeschreibung
Redundanz des MS/HS-Trafos	Die in AP C angenommene redundante Auslegung wird aufgehoben und eine vollständige Auslastung beider Transformatoren angenommen.
Speichertechnologien	Das Potential zur Spitzenkappung durch Heimspeicher wurde berechnet und der Einfluss PV-optimierten Ladens von EKFZ wurde simuliert.
Lokale Blindleistungsregelung	Es wurde eine Parametervariation der relevanten Stützpunkte einer Q(U)-Kennlinie berechnet und mit der aktuellen Empfehlung in der TOR verglichen.
Transformatorregelung	Die Nutzung von rONT wurde mit einer Sammelschienen- und einer Weitbereichsregelung simuliert.
Einspeisemanagement	Der Einfluss von pauschaler und spannungsabhängiger Spitzenkappung, sowie deren Auswirkung auf die eingespeiste Jahresenergie wurden simuliert.

5.2 Aufhebung der Redundanz des HS/MS-Transformators

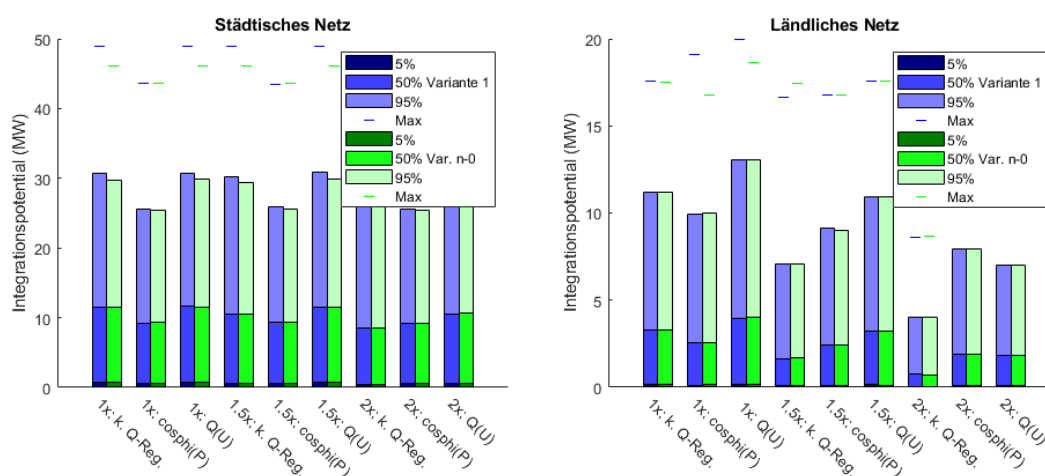
Die Simulationen wurden gemäß dem bekannten Ansatz, beschrieben in Abschnitt 4.2, erneut durchgeführt. Der einzige Unterschied ergibt sich aus der Parametrierung der zwei parallelen HS/MS-Transformatoren. Aufgrund der (N-1)-sicheren Auslegung der NE 4 sind hier zwei Transformatoren am gleichen Übergabepunkt integriert, deren maximale Belastbarkeit pro Transformator auf 50% der realen Belastbarkeit herunterskaliert wurde, sodass im Fehlerfall ein einzelner Transformator die gesamte Netzlast versorgen kann. In Kombination mit der angenommenen kurzfristigen Überlastfähigkeit der Transformatoren von 120% ergibt sich eine effektive Belastbarkeit von 60%. Diese Restriktion wurde bei der hier betrachteten Untersuchung aufgehoben, um die Erhöhung des Integrationspotentials in Folge einer Aufweichung des (N-1)-Kriteriums für NE 4 zu quantifizieren. Beide Transformatoren sind hier in der Lage, ihre Überlastfähigkeit von 120% voll auszureizen.

Eine solche Relaxation steht aktuell unter Netzbetreibern, Anlagenbetreibern und Regulierungsbehörden in der Diskussion, da eine redundante Auslegung des HS/MS-Transformators vor allem die sichere Versorgung der Verbraucher gewährleisten soll. Dementsprechend erfolgte die

Dimensionierung der Transformatoren in der Vergangenheit in der Regel auf Basis des Starklastfalls. Das Integrationspotential jedoch ist im Wesentlichen limitiert durch Zeitpunkte mit hoher Einspeisung. Sollte es in Zeiten hoher Einspeisung zu einem Ausfall eines Transformators kommen, so kann die Versorgung auch durch Abregelung der Stromerzeugungsanlagen sichergestellt werden, sofern ein schneller ferngesteuerter Eingriff möglich ist. Daher ist zumindest aus theoretischer Sichtweise eine redundante Auslegung des Netzes im Fall hoher Einspeisung nicht zwingend erforderlich.

Die Ergebnisse werden exemplarisch für das städtische und ländliche Netz in Abbildung 5-1 dargestellt. Die Auswertungen zeigen keinen relevanten Unterschied zwischen einer (N-1)-sicheren Auslegung gemäß AP C (blaue Säulen) und dem neu ermittelten Integrationspotential bei Aufweichung der redundanten Auslegung (grüne Säulen). Die Beobachtung gelten für sämtliche Berechnungen, unabhängig von der Leitungslänge, dem Netzgebiet oder der Blindleistungsregelung. Die Ergebnisse stützen die Erkenntnisse der Analysen aus AP C zum Grund der Simulationsabbrüche. Bereits dort zeigte sich, dass selbst mit angesetztem (N-1)-Kriterium der HS/MS-Transformator nicht als limitierender Faktor wirkte. Demzufolge wirken Spannungsbandprobleme sowie Überlastungen von Leitungen- und Ortsnetztransformatoren in den betrachteten Netzen restriktiver, und erlauben auch bei Relaxation des (N-1)-Kriteriums kein erhöhtes Integrationspotential.

Abbildung 5-1 Vergleich des Integrationspotential mit (N-1) und (N-0)-Kriterium



Quelle: Eigene Darstellung

An dieser Stelle sei jedoch auf die Eingangsdaten für die Simulationen (beschrieben in Abschnitt 4.1) verwiesen. Die synthetischen Netze, welche in dieser Untersuchung verwendet wurden, zielen lediglich darauf ab, durchschnittliche Mittel- und Niederspannungsnetze abzubilden. Unter den vielen, heterogenen Mittelspannungsnetzen Österreichs ist es jedoch wahrscheinlich, dass es auch Netze gibt, in denen die Übergabestelle zur Hochspannung das metaphorische Nadelöhr darstellt. In solchen Netzen ist eine Aufweichung des (N-1)-Kriteriums durchaus ein probates Mittel zur Erhöhung des Integrationspotentials, jedoch kein allgemeines Mittel, welches in allen Netzen gleichermaßen effektiv wirkt. Darüber hinaus sind die Anforderungen insbesondere in Hinblick auf eine schnelle Abschaltbarkeit von Stromerzeugungsanlagen bei Ausfall eines Transformators zu beachten, die eine praktische Anwendbarkeit der Maßnahme erschweren.

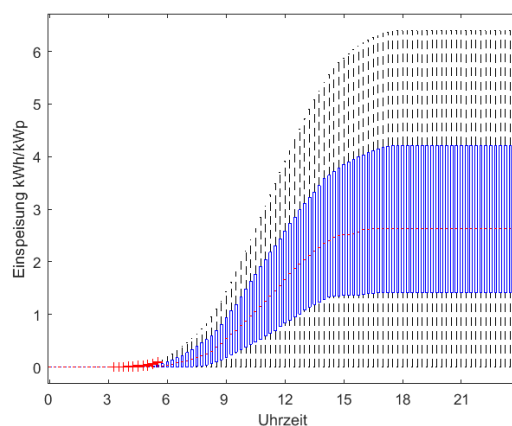
5.3 Speichertechnologien

Heimspeicher

Die Grundidee der Nutzung von Speichern zur Erhöhung des Integrationspotentials ist naheliegend, wenngleich mehrere Aspekte die praktische Umsetzbarkeit einschränken. Speicher können prinzipiell dazu genutzt werden, den Energiebedarf eines Verbrauchers zeitlich zu verschieben. Heimspeicher, welche zur Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Anlagen genutzt werden, sind aus wirtschaftlichen Gründen zumeist in ihrer Speicherkapazität begrenzt. Eine maximale Kapazität von 1 kWh/kWp bezogen auf die zugehörigen PV-Anlage gilt als praxisüblich.²⁷

Als einfache Voruntersuchung wurden in Abbildung 5-2 die kumulierte Energie einer normierten PV-Anlage im Tagesverlauf für alle Tage im Jahr dargestellt. Die Ermittlung basiert zur Wahrung der Konsistenz auf dem in dieser Studie durchgängig verwendeten PV-Erzeugungsprofil. Dargestellt ist die kumulierte Energie als Boxplot, wobei der blaue Bereich das 25%- bis 75%-Quantil, die rote Linie den Median und die schwarzen Enden Minimal- und Maximalwerte darstellen. Folglich entspricht die eingespeiste Energiemenge (in kWh) durch eine PV-Anlage an einem durchschnittlichen Tag der zweifachen Leistung der PV-Anlage (in kWp). Für das Integrationspotential entscheidend ist hingegen das obere Ende der Kurve, da die Tage mit der höchsten Einspeisung limitierend wirken. Es wird schnell ersichtlich, dass eine Energiemenge von 1kWh/kWp (und damit übliche Speicherdimensionierung) sehr schnell erreicht ist und bis um das 6-fache überschritten werden kann. Dies führt zur Schlussfolgerung, dass eine einfache Eigenverbrauchsoptimierung ohne Anreiz eines netzdienlichen Verhaltens das Integrationspotential nicht erhöhen kann, da die Speicher an sonnenreichen Tagen bereits vor dem Punkt der maximalen Einspeisung vollgeladen sind. Eine größere Dimensionierung des Speichers wäre aus netzdienlicher Sicht eine mögliche Lösung, dies ist jedoch ohne zusätzliche Förderungen und Anreize aus wirtschaftlichen Gründen für die Endverbraucher nicht sinnvoll²⁷.

Abbildung 5-2 Bandbreite der kumulierten PV-Erzeugung in 24h

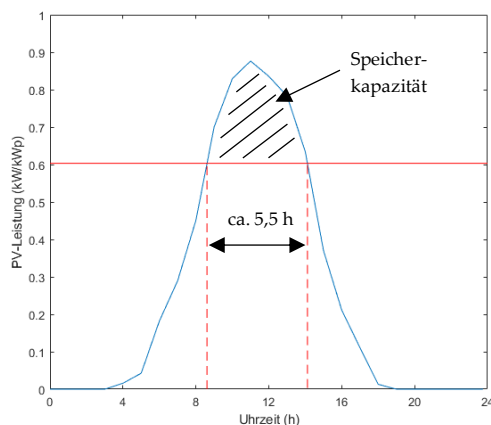


Ein Lösungsansatz für diese Problematik kann die Vorgabe von Sperrzeiten für das Laden von PV-Speichern am Vormittag sein. Pauschale Sperrzeiten können nicht empfohlen werden, da sie sehr restriktiv für wenige sonnenreiche Stunden im Jahr ausgelegt werden müssten, um den Einspeisepeak spürbar zu glätten, diese sich andererseits jedoch zum überwiegenden Teil des Jahres

²⁷ Weniger, Johannes ; Bergner, Joseph ; Tjaden, Tjarko ; Quaschnig, Volker : Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende, S. 1-80, BWV Berliner Wissenschafts-Verlag, Berlin, 2015, ISBN 978-3-8305-3548-5, URL : <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Studie-Dezentrale-Solarstromspeicher.pdf>

nachteilig auswirken würden. So würde in Wintermonaten beispielsweise eine restriktive Sperrzeit das Laden des Speichers wohlmöglich gänzlich verhindern. Eine dynamische Sperrung an Tagen, für die eine hohe Sonneneinstrahlung vorhergesagt wird, kann dagegen Abhilfe schaffen. Das ideale Ergebnis kann mithilfe von voraussagegestützter Spitzenkappung erzielt werden. Abbildung 5-3 zeigt klar, dass bei gleicher Dimensionierung des Speichers eine Reduktion des Einspeisepeaks auf bis zu 60% am sonnenreichsten Tag im Jahr möglich ist. Die Schwierigkeit dieses Ansatzes ist, dass ein ideales „Peak-Shaving“ eine perfekte Voraussicht auf das Wetter im Tagesverlauf voraussetzt, so dass bei praktischer Umsetzung mit einem etwas geringeren, wenngleich nicht vernachlässigbaren Potential zu rechnen ist. Die Auswirkungen des Peak-Shavings auf das Integrationspotential kann Abschnitt 5.6 (pauschale Spitzenkappung auf 60%) entnommen werden.

Abbildung 5-3 Ideales Peak-Shaving eines Speichers mit 1 kWh/kWp



E-Mobilität

Das zuvor geschilderte Problem ergibt sich aus der verhältnismäßig kleinen Heimspeichergröße zu der an sonnenreichen Tagen eingespeisten Energie. Größere Heimspeicher sind jedoch nicht wirtschaftlich, da sie an sonnenärmeren Tagen nicht vollständig geladen werden können. Verbesserungspotential ergibt sich aus einer anderen nachhaltigen Entwicklung der letzten Jahre: Der Verbreitung von E-Mobilität. Elektro-Kraftfahrzeuge (EKFZ) besitzen im Vergleich zu Heimspeichern ein Vielfaches der Kapazität. Diese dient primär der Fortbewegung, kann aber auch zur Spitzenglättung mitgenutzt werden, solange das Auto während der Mittagszeit an einer Ladevorrichtung angeschlossen ist.

Die Untersuchungen werden mithilfe von synthetisch generierten EKFZ Ladeprofilen durchgeführt, welche mit einem am IAEW entwickelten und erprobten Verfahren generiert wurden. Das Verfahren nutzt probabilistische Nutzerverhalten, Fahrzeugdaten und Ladeeinrichtungen für eine Bottom-Up Generierung individueller Profile.

Für die Untersuchungen wird aufbauend auf der bestehenden Versorgungsaufgabe mehrere tausend Ladeprofile generiert und bei jeder Simulationswiederholung zufällig im Netz an Haushaltsknoten platziert. Die Durchdringung von EKFZ wird von 10 bis 50% der Knoten variiert. Abbildung 5-4 zeigt eine leichte Verbesserung des Integrationspotentials, die sich durch ein unkontrolliertes Ladeverhalten oder gezielte Anreize netzdienlichen Ladens ergibt. Der Effekt resultiert aus der erhöhten Last durch zufällige Ladevorgänge während der sonnenreichsten Stunden. Aufgrund der Nutzungsmuster der Fahrzeuge finden die meisten Ladevorgänge jedoch nach Feierabend statt und tragen somit nicht zur Erhöhung des Integrationspotential bei.

Abbildung 5-4 Integrationspotential bei unkoordiniertem Laden der EKfZ

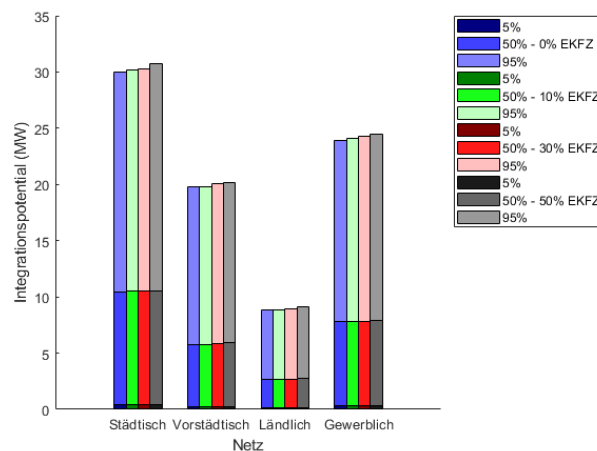
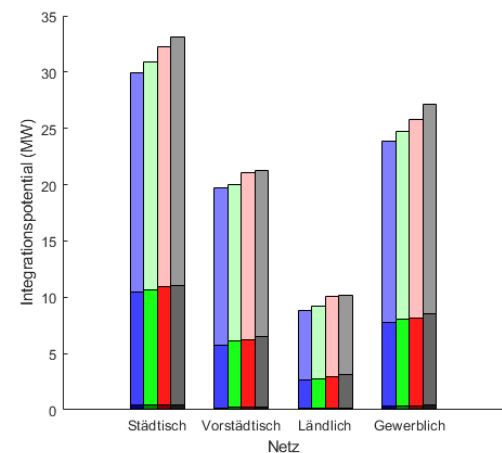


Abbildung 5-5 Integrationspotential bei PV-gesteuertem Laden der EKfZ



Durch eine Optimierung in Hinblick auf eine Verschiebung der Ladevorgänge in sonnenreiche Stunden kann das Integrationspotential weiter gesteigert werden. Ein solches Vorgehen bietet Vorteile für Anschlussnehmer und Netzbetreiber. Für die Verbraucher ist das Laden des E-Fahrzeugs aus selbst erzeugt PV-Strom wesentlich günstiger als der Bezug aus dem Netz und für den Netzbetreiber ergibt sich ein netzdienliches Verhalten.

Der durchgeführten Optimierung der Ladevorgänge liegen Annahmen zugrunde. Die Ladevorgänge sind unter Einhaltung der physikalischen Grenzen des Netzes so verschoben, dass die Einspeisespitze möglichst umfassend reduziert wird. Zu dem Zweck wurde ein Optimierungsproblem formuliert, welches als Zielfunktion versucht, den Einspeisepeak zu minimieren. Als Freiheitsgrade stehen die Ladeleistungen der EKfZ zu den jeweiligen Zeitpunkten zur Verfügung. Einschränkende Nebenbedingungen sind die Anwesenheit und Abfahrtszeiten, die maximalen Ladeleistungen und die pro Anwesenheitsperiode bezogene Energiemenge. Dabei kann die bezogene Energie nur innerhalb einer Anwesenheitsperiode verschoben werden, um sicherzustellen, dass genug Energie für die anstehende Fahrt bereitsteht. Die Simulation berücksichtigt daher einerseits eine perfekte Voraussicht der PV-Einspeisung und andererseits Standzeiten des EKfZ, die mit Hilfe des Verfahrens generiert werden. Für die reale Anwendung können Systeme für PV-gesteuertes Laden verwendet werden. Diese benötigen Wissen über einen geplanten Abfahrtszeitpunkt und einen zu der Zeit gewünschten Ladestand. Damit ist es dann möglich, die benötigte Energie bis zur Abfahrt bevorzugt aus überschüssiger PV-Erzeugung zu laden, ohne ein komplexes Optimierungsproblem lösen zu müssen.

Weitere Verbesserungspotentiale sind denkbar, wenn die bezogene Energie zwischen Anwesenheitsperioden verschiebbar ist. Dies setzt jedoch detailliertes Wissen über zukünftige Anfahrtszeiten und Energiebedarfe voraus, was im Rahmen dieser Studie nicht weiter evaluiert wurde. In Abbildung 5-5 ist zu erkennen, dass selbst ohne dieses zusätzliche Potential PV-gesteuertes Laden eine deutliche Verbesserung des Integrationspotentials mit sich bringt, verglichen zum Basisfall des unkoordinierten Ladens in Abbildung 5-4.

5.4 Lokale Blindleistungsregelung

Die lokale Blindleistungsregelung in Mittel- und Niederspannungsnetzen dient der statischen Spannungshaltung, speziell bei großen Lasten und Einspeisern, welche das Spannungslevel signifikant beeinflussen können. Q(U)-Regelungen und $\cos\phi(P)$ -Steuerungen sind gängige Praxis

und gemäß der TOR zulässig. In AP C konnte gezeigt werden, dass eine Q(U)-Regelung systemische Vorteile gegenüber der cosphi (P)-Steuerung besitzt, weshalb die Parametrierung der Q(U)-Regelung noch einmal detailliert untersucht wird.

Die Freiheitsgrade der Regelung ergeben sich aus der verwendeten Kennlinie, die in Abbildung 5-6 a dargestellt ist. Punkte a-d können in sinnvollem Rahmen frei gewählt werden. Punkte b und c bestimmen hierbei die breite des Totbandes, also jenen Bereich, in dem die Regelung nicht eingreifen soll. Ein breites Totband sorgt für einen effizienten Blindleistungseinsatz, da Anlagen nur dann Blindleistung einspeisen, wenn das Spannungsniveau kritisch wird. Dadurch beteiligen sich vorwiegend Anlagen am Strangende an der Spannungsregelung. Ein Problem ergibt sich jedoch bei langen Strängen, da es dort die Blindleistung potentiell nicht mehr ausreicht, um das Spannungsband von $\pm 10\%$ einzuhalten. In solchen Fällen ist ein kleineres Totband sinnvoll, da sich dann auch Anlagen am Stranganfang an der Spannungshaltung beteiligen.

Die Punkte a und d bestimmen relativ zu den inneren Stützpunkten die Steigung der Regelung. Eine steile Steigung kann genutzt werden, um die Probleme eines breiten Totbandes zu kompensieren, da die betroffenen Anlagen dann schneller mehr Blindleistung einspeisen. Generell sorgt eine Parametrierung mit etwas breiterem Totband und steiler Steigung für einen effizienteren Netzbetrieb, da Verluste durch unnötige Blindleistung vermieden, aber gleichzeitig ausreichend Blindleistung bereitgestellt werden kann. Bedenken wegen möglicher Instabilität der Regelung bei zu steiler Steigung konnten in der Literatur²⁸ nicht bestätigt werden.

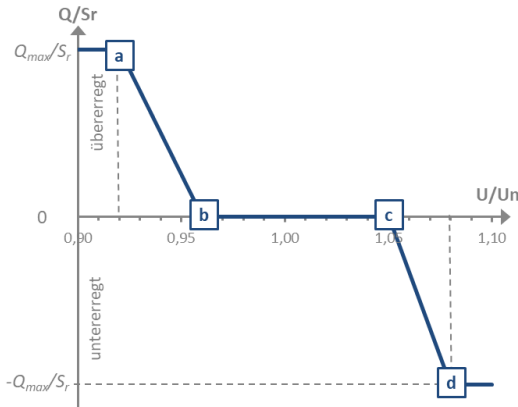
In den folgenden Untersuchungen wird eine Parametervariation der Punkte c und d vorgenommen, um den Effekt auf das Integrationspotential in unterschiedlichen Netzen zu zeigen. Punkte a und b sind im Falle von starker Einspeisung nicht relevant, da der starke Erzeugungsüberschuss die Spannung immer anheben wird. Sie werden daher zur Reduktion der Rechenzeit nicht variiert.

Die Ergebnisse sind Abbildung 5-6 b-d dargestellt. Auf der X-Achse ist die Position der Stützstelle c abzulesen, d.h. kleine Werte in der Nähe des Ursprungs zeigen ein schmales Totband an. Die unterschiedlichen Farben entsprechen der Steilheit der Kennlinie, wobei die blaue Säule (0.01 p.u.) eine sehr steile Kennlinie symbolisiert. Die Steigung der Kennlinie im unter- und übererregten Bereich ist in der Regel symmetrisch. Rot umrahmt ist jene Parametrierung, die in der TOR empfohlen wird. Die Ergebnisse in Abbildung 5-6 b zeigen, dass die Parametrierung in Netzen mit kurzen Leitungen, wie dem städtischen Netz, nur minimale Unterschiede bewirkt. Hintergrund ist vor allem die begrenzende Wirkung der Leitungs- oder Transformatorüberlastungen, nicht jedoch des Spannungsniveaus, welches selten in einen Bereich befindet, bei dem die Regelung überhaupt aktiv wird.

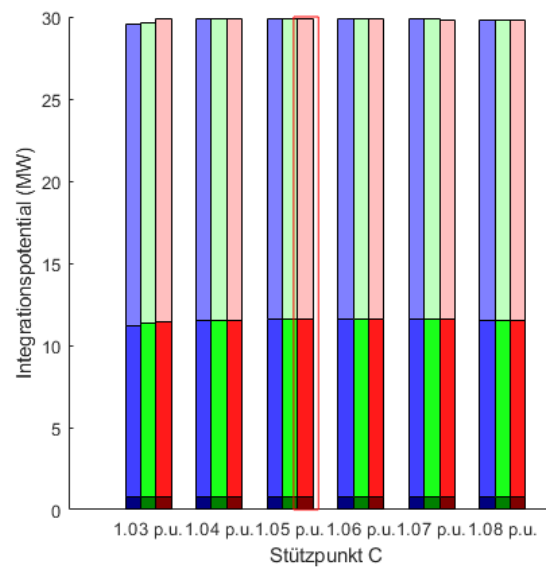
²⁸ M. Lindner, R. Witzmann, „On the stability of Q(V) in distribution grids“, 2018 IEEE PES Conference Innovative Smart Grid Technologies Europe, Sarajevo, 21.-25. October 2018

Abbildung 5-6 Q(U)-Parametervariation

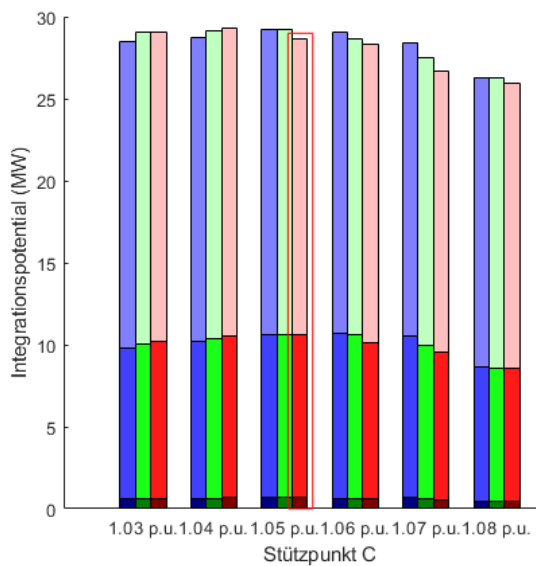
a) Q(U)-Kennlinie mit Parametrierung nach TOR



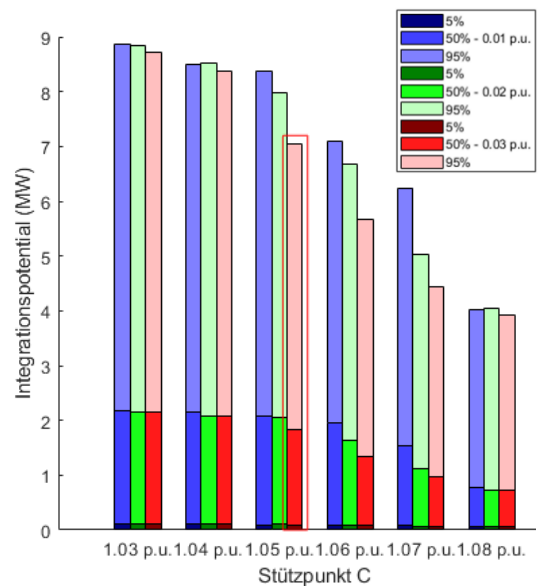
b) Städtisches Netz - 100% Leitungslänge



c) Städtisches Netz - 200% Leitungslänge



d) Ländliches Netz - 200% Leitungslänge



Die Balken bei $c = 1.03 \text{ p.u.}$ zeigen eine leichte Verringerung des Integrationspotentials, was auf die zusätzliche Betriebsmittelbelastung durch vermeidbare Blindleistungseinspeisung bei schmalen Totbändern zurückzuführen ist. Dieser Effekt ist auch im Falle des städtischen Netzes mit 200% Leitungslänge in Abbildung 5-6 c sichtbar.

Ein sehr breites Totband wirkt sich ab einem bestimmten Punkt noch wesentlich kritischer auf das Integrationspotential aus. Die eingesetzte Blindleistung genügt in diesem Fall nicht mehr, um das Spannungsniveau zu halten. Das Problem nimmt überhand in Netzen mit extrem langen Strängen, wie das ländliche Netz mit 200% Leitungslänge in Abbildung 5-6 d. Es resultiert ein quasi-monotoner Abwärtstrend des Integrationspotentials von schmalen Totbändern und steilen Steigungen hin zu breiten Totbändern und flachen Steigungen. In solchen Netzen stellt die Spannungshaltung das primäre Problem dar, dem durch eine aggressive Parametrierung (schmales

Totband, steile Steigung) der Q(U)-Regelung zu begegnen ist, bei dem auch die Anlagen am Stranganfang einen Beitrag liefern müssen.

Für eine pauschale Vorgabe der Parametrierung der Q(U) Regelung müssen diese unterschiedlichen Fälle betrachtet werden. Aggressivere Kennlinien sorgen für eine bessere Performance in sehr ländlichen Netzen, verschlechtern aber potentiell das Verhalten in Netzen mit vorwiegenden Stromproblemen. Eine ausgewogene Parametrierung ist ein guter Kompromiss. In den Ergebnisgrafiken ist die aktuell in der TOR empfohlene Parametrierung der Kennlinie rot umrandet. Sie stellt bereits eine verhältnismäßig ausgewogene Parametrierung dar. Es wird empfohlen, das Totband gemäß des aktuellen Parametrierungsvorschlags beizubehalten.

Hinsichtlich der Steigung könnte für eine etwas größere Steilheit argumentiert werden. Um dabei einen Kompromiss für die Netzbetreiber einzugehen, welche schnellen Regelungen aus Stabilitätsbedenken oft skeptisch gegenüberstehen, könnte die Steilheit in der Empfehlung von 0.03 p.u. auf 0.02 p.u. geändert werden. Das würde eine Verschiebung des Stützpunktes d von 1.08 p.u. auf 1.07 p.u. bedeuten. Bestandsanlagen müssen dabei nicht zwingend neu parametriert werden, auch wenn dies in vielen Fällen durch eine entsprechende Fachkraft einfach zu realisieren ist. Es wird nicht erwartet, dass unterschiedlich parametrierte Q(U)-Regelungen in Anlagen im selben Netz negative Nebenwirkungen erzeugen.

5.5 Transformatorregelung

Eine weitere Möglichkeit, Spannungsbandprobleme bei der Integration von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zu vermeiden, ist die Nutzung von rONTs. Diese sind in der Lage, automatisiert zwischen einigen diskreten Stufen zu schalten und somit das Spannungsniveau auf der Niederspannungsseite unabhängig von der Mittelspannungsseite einzustellen. Hierzu bedarf es einer Regelung, welche entscheidet, wann der rONT eine Stufe herunter- oder heraufschaltet. Im Allgemeinen wird zwischen zwei Regelungsstrategien unterschieden: Der Sammelschienenregelung (siehe Abbildung 5-7) und der Weitbereichsregelung (siehe Abbildung 5-8).

Abbildung 5-7: rONT Sammelschienenregelung

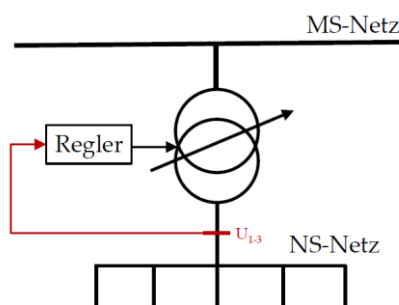
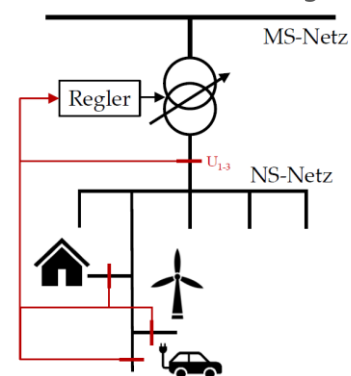


Abbildung 5-8: rONT Weitbereichsregelung



Bei der Sammelschienenregelung wird das Spannungsniveau an der niederspannungsseitigen Sammelschiene gemessen. Diese Stufe wird dann vom Regler so eingestellt, dass diese Spannung möglichst nah an der Nennspannung von 1 p.u. liegt. Die Regelung kann erfolgreich Spannungsverschiebungen aus der überlagerten Spannungsebene negieren. Der Nachteil dieses Ansatzes ist jedoch, dass problematische Spannungsniveaus in der Regel am Ende eines Stranges auftreten und nicht am Transformator selbst, worauf die Regelung folglich nicht direkt reagieren kann.

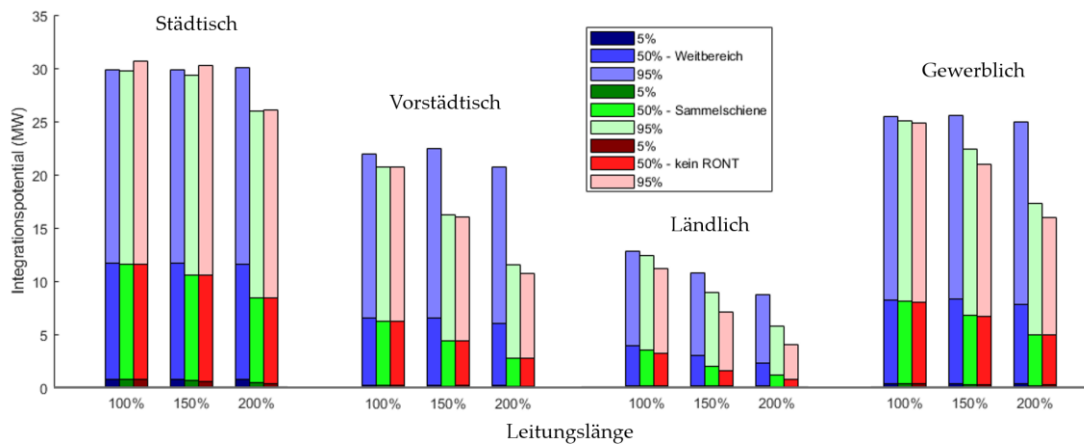
Hierfür kann eine Weitbereichsregelung Abhilfe schaffen. Bei diesem Ansatz werden Spannungsmessungen im unterlagerten Netz durchgeführt. Über die Minimal- und Maximalwerte dieser Messungen wird die aktuell genutzte Bandbreite der Spannung ermittelt. Der Regler schaltet dann auf eine Stufe, welche die aktuell genutzte Bandbreite möglichst zentral um die Nennspannung und somit in das erlaubte Spannungsband legt.

Bei den folgenden Untersuchungen wird ein Szenario betrachtet, in dem jede Ortsnetzstation mit einem rONT ausgestattet ist. Es wurde sowohl eine Sammelschienen- wie auch Weitbereichsregelung simuliert. Die Weitbereichsregelung empfängt Messwerte von allen unterlagerten Netzknoten der jeweiligen Transformatoren. In der Realität sind zumeist nur ausgewählte Niederspannungsnetze über einen rONT angeschlossen und eine Weitbereichsregelung nur durch vereinzelte Messpunkte im Netz umgesetzt. Nichtsdestotrotz kann die gewählte Implementierung genutzt werden, um die maximale Auswirkung dieser Technologie auf das Integrationspotential aufzuzeigen. Eine Weitbereichsregelung ist aufgrund der geschilderten Vorteile objektiv besser geeignet, um das Integrationspotential zu erhöhen. Es ist daher vielmehr stets zwischen gesteigertem Integrationspotential und höheren Kosten der Messinfrastruktur abzuwägen.

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 5-9 zu sehen. Für alle vier Netztypen und unterschiedliche Leitungslängen ist das Integrationspotential der Transformatorregelungen im Vergleich zum Basisszenario (kein rONT) dargestellt. Ähnlich wie bei der lokalen Blindleistungsregelung ist bei Netzen, die nur wenige Spannungsbandprobleme haben, kein großer Effekt zu erkennen (siehe städtisches Netz, bei 100-150% Leitungslänge). Weiterhin wurde die Annahme bestätigt, dass eine Weitbereichsregelung in allen Fällen eine größere Verbesserung liefert als die Sammelschienenregelung. Speziell im Fall des vorstädtischen und des gewerblichen Netzes mit erhöhten Leitungslängen ergibt sich eine deutliche Erhöhung des Integrationspotentials gegenüber dem Basisszenario und der Sammelschienenregelung. Letztere kann jedoch trotzdem einen Nutzen bringen. Im ländlichen Netz sieht man auch bei der Sammelschienenregelung ein verbessertes Integrationspotential gegenüber dem Basisszenario.

Die Diskrepanz zwischen der Wirksamkeit der Sammelschienenregelung in den unterschiedlichen Netzen lässt sich vermutlich auf den Ort der Grenzwertverletzung zurückführen. Im ländlichen Netz ist die durchschnittliche Länge einer Mittelspannungsleitung fast doppelt so groß wie in den anderen Netzen. Daher wird das Spannungsniveau bereits in der Mittelspannung stärker gesenkt/erhöht, was ein rONT mit Sammelschienenregelung jedoch kompensieren kann. In den anderen Netzen entstehen die Probleme primär zum Ende der Niederspannungsstränge, worauf eine solche Regelung nicht reagieren kann.

Abbildung 5-9 Vergleich von Weitbereichs- und Sammelschienentransformatorregelung



Zuletzt sei noch darauf hingewiesen, dass ein rONT im Median keine negative Auswirkung hat. Eine interessante Beobachtung ist jedoch, dass im 95%-Quantil in wenigen Fällen eine leichte Verschlechterung zu sehen ist. Diese ergibt sich aus dem Fakt, dass eine leicht höhere Spannung auch eine leichte Verringerung des Stroms und somit der Betriebsmittelbelastung mit sich bringt. Die Symmetrierung der Spannung durch den rONT bewirkt in diesen Fällen eine leichte Absenkung der durch die Stromerzeugungsanlagen erhöhten Spannung. Dies wiederum sorgt für eine leicht erhöhte Belastung. Der Fall ist jedoch nur in wenigen Netzen relevant, deren Integrationspotential bei beliebiger Anlagenverteilung nur durch die Betriebsmittelbelastung und nie durch Spannungsprobleme limitiert sind.

Schlussendlich ist die Nutzung von rONTs auch eine wirtschaftliche Entscheidung. Der regelbare Transformator an sich bringt erhebliche Mehrkosten mit sich und im Falle einer Weitbereichsregelung muss in der Regel auch die passende Messinfrastruktur ausgebracht werden. Der gewonnene Mehrwert muss diese Kosten aufwiegen können, was oft nur in ausgewählten Netzen der Fall ist, welche potentiell auch Probleme mit der Spannungshaltung im Hochlastfall haben.

5.6 Einspeisemanagement

Als Einspeisemanagement werden in dieser Untersuchung verschiedene Ansätze bezeichnet, die unter bestimmten Bedingungen einen Einfluss auf die Wirkleistungseinspeisung der Stromerzeugungsanlagen vorsehen. Namentlich werden eine spannungsbasierte Wirkleistungsreduktion und eine pauschale oder dynamische Spitzenkappung betrachtet.

Spannungsbasierte Wirkleistungsreduktion

Die spannungsbasierte Wirkleistungsreduktion oder auch P(U)-Regelung ist vergleichbar mit der lokalen Blindleistungsregelung (Q(U)-Regelung in Abschnitt 5.4). Der Unterschied besteht primär darin, dass auf Basis der lokalen Spannung nicht die Blindleistung hinauf, sondern die Wirkleistung herabgeregelt wird. Auch die Wirkleistungsregelung benötigt eine Kennlinie, welche das Reglerverhalten beschreibt. Die von der TOR vorgesehene Kennlinie ist in Abbildung 5-10 zu sehen. Sie lässt direkt erkennen, dass eine P(U)-Regelung primär als Schutzmechanismus implementiert ist. Die eingespeiste Leistung wird erst ab 1,1 p.u. reduziert, zu welchem Zeitpunkt die Spannung sich bereits außerhalb des erlaubten Spannungsbandes befindet. Aufgrund der Art der Bestimmung des Integrationspotentials, bei dem solche Grenzwertverletzungen zu einem Abbruch der Integration führen, hätte eine solche Parametrierung keinen Einfluss auf das zu bestimmende Integrationspotential. Um den Effekt einer Regelung dennoch zu demonstrieren,

wird eine alternative Parametrierung angenommen, bei der die Wirkleistung im Intervall von 1,07 bis 1,08 p.u. von 100% auf 70% der Nennleistung reduziert wird (siehe Abbildung 5-11). Die Begrenzung der Abregelung ist hierbei wichtig, da eine Abregelung auf 0% potentiell zu unendlichem Integrationspotential führen könnte, bei dem jede Anlage jedoch keine Leistung mehr einspeisen würde. Für die in der TOR vorgesehene Schutzfunktion ist eine komplette Abregelung dennoch sinnvoll.

Abbildung 5-10 P(U)-Kennlinie nach TOR

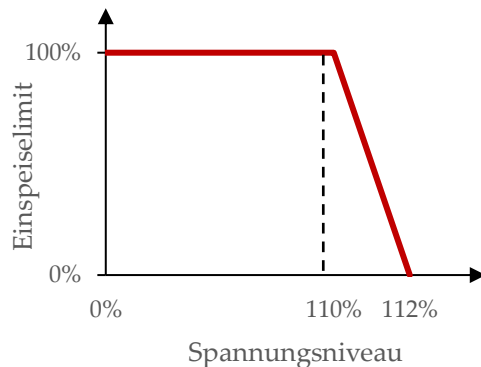
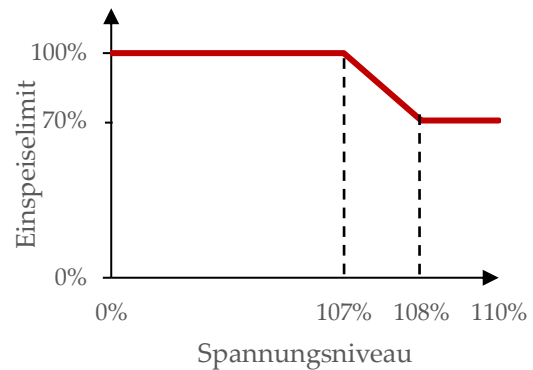
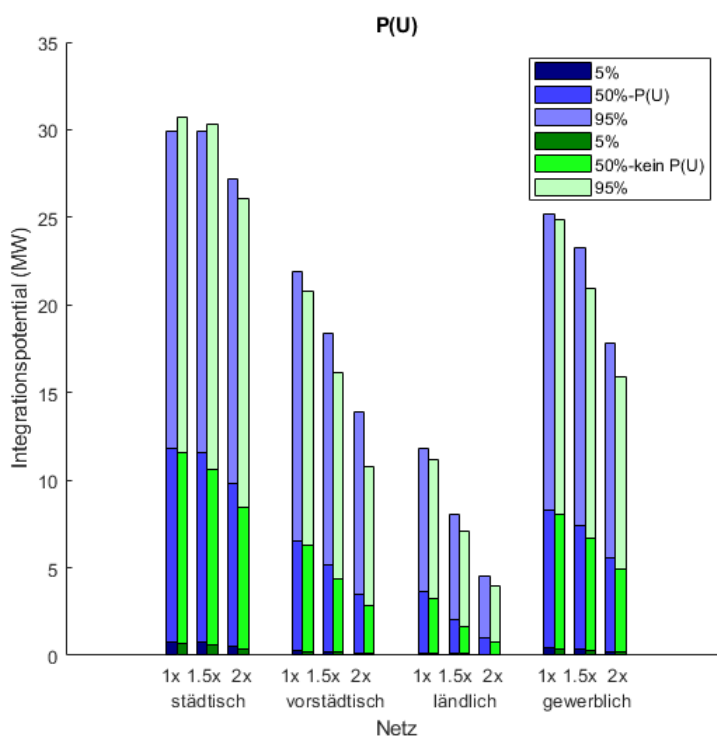


Abbildung 5-11 P(U)-Kennlinie in Untersuchung



Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 5-12 zu sehen. Sie zeigen eine leichte Steigerung des Integrationspotentials im Vergleich zum Basisszenario. Diese Verbesserung ist erwartbar, da die abgeregelt Leistung für offenes Potential sorgt. Jedoch kann kein klarer Zusammenhang zwischen Potentialerhöhung, Netztyp und Leitungslänge hergestellt werden. Dies ist damit zu begründen, dass die Reduktion von Wirkleistung primär Betriebsmittelbelastungen reduziert, während die Spannung jedoch hauptsächlich Informationen über Spannungsbandprobleme liefert. Es kommt somit zu Fällen, wo trotz einer Überlastung die Anlagen nicht entsprechend abgeregelt werden, da sich die Spannung noch nicht in einem kritischen Bereich befindet.

Abbildung 5-12 Spannungsbasierte Wirkleistungsreduktion



Sollten Spannungsprobleme adressiert werden, so sind eine Blindleistungsregelung wie in Abschnitt 5.4 oder eine Transformatorregelung wie in Abschnitt 5.5 wesentlich effektiver. Zur Verbesserung der Leitungs- und Transformatorbelastung kann eine Spitzenkappung durch Speicher (vgl. Abschnitt 5.3) oder durch dedizierte Abregelung, wie im Folgenden beschrieben, eingesetzt werden. Als Überspannungsschutzfunktion, wie in der aktuellen TOR beabsichtigt, ist die P(U)-Regelung weiterhin sinnvoll, zur Erhöhung des Integrationspotential verteilter Stromerzeugungsanlagen ist sie jedoch nicht zielführend.

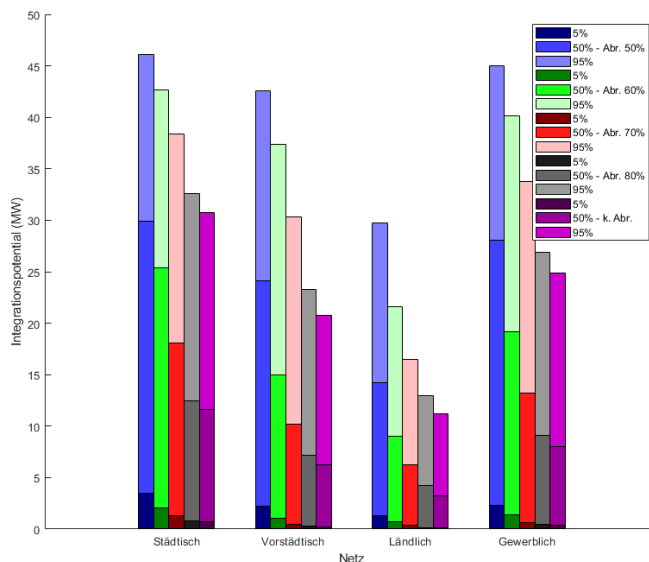
Pauschale Spitzenkappung

Eine pauschale Spitzenkappung ist eine einfache Methode, das Integrationspotential zu erhöhen. Sie begrenzt die Volatilität erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen, indem sie die erlaubte Einspeisung relativ zu ihrer Spitzenleistung begrenzt. Pauschale Spitzenkappung vermeidet einen Netzausbau, der auf die Spitzenleistung ausgelegt ist. Gleichzeitig wird die durchschnittliche Einspeisung pro Jahr aufgrund der geringen Volllaststunden nicht wesentlich beeinflusst, was speziell auf PV-Anlagen zutrifft, da diese ihre Maximalleistung nur an wenigen sonnenreichen Tagen im Jahr abrufen können.

Im Rahmen der Untersuchung wurde die pauschale Spitzenkappung nachempfunden, indem die simulierten Erzeugerzeitreihen bei 50%, 60%, 70% und 80% der Nennleistung abgeschnitten wurden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5-13 zu sehen. Sie zeigen eine vorhersehbare, stufenweise Steigerung des Integrationspotentials bei sinkender Spitzenleistung. Der Grund ergibt sich aus dem Fakt, dass in der Regel der Zeitpunkt der größten Erzeugung das Limit des Integrationspotentials definiert. Durch das Abschneiden dieser Spitze können zusätzliche Anlagen integriert werden, bis das limitierende Erzeugungsniveau wieder erreicht ist. Diese Ergebnisse sind äquivalent zu den Ergebnissen, die bei Simulationen mit lokaler Energiespeicherung generiert würden, wenn von idealer Spitzenkappung durch den Speicher ausgegangen werden kann. Wie be-

reits in Abschnitt 5.3 gezeigt, kann ein moderner Heimspeicher unter dieser Annahme den Einspeisepeak bis auf 60% der Nennleistung reduzieren. Das zugehörige Integrationspotential kann dementsprechend in den grünen Säulen abgelesen werden.

Abbildung 5-13 Pauschale Spitzenkappung



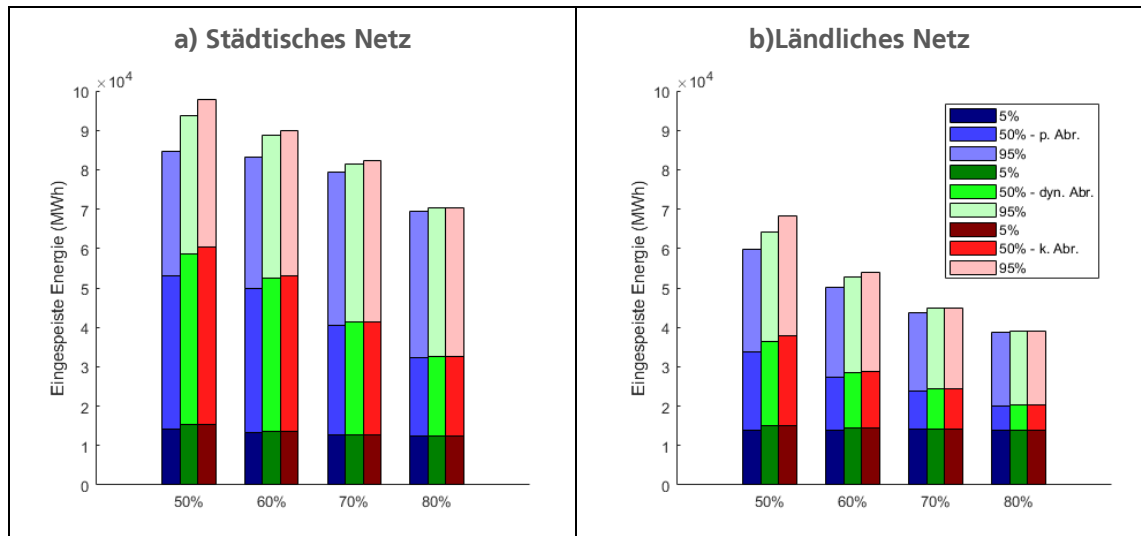
Im Gegensatz zur Spitzenkappung durch Speicher kann bei einer Abregelung im Rahmen des Einspeisemanagements eine quantifizierbare Energiemenge nicht eingespeist und auch nicht verschoben werden. Deshalb wird in weiteren Simulationen bestimmt, wie viel Energie durch diese Maßnahme nicht eingespeist werden kann und sich diese im Verhältnis zur gewonnenen Energie durch das gesteigerte Integrationspotential verhält. Zunächst ist dazu in Tabelle 5-2 die Menge der abgeregelten Energie für PV- und Windenergieanlagen bezogen auf die erzeugte Jahresenergie bei pauschaler Kappung angegeben. Gemäß der Tabelle hat eine Abregelung wesentlich weniger Einfluss auf die eingespeiste PV-Energie als auf die Windenergie hat. Dies bestätigt die zuvor getroffene Annahme, dass eine Spitzenkappung besonders bei PV-Anlagen sinnvoll sein kann.

Tabelle 5-2 Relative Abregelung der Jahresenergiemenge bei pauschaler Spitzenkappung

Kappung auf	50%	60%	70%	80%
Photovoltaik	7.5%	3.1%	0.9%	0.1%
Windenergie	17.4%	10.3%	5.1%	1.8%

Des Weiteren zeigt Abbildung 5-14 in den blauen Säulen die eingespeiste Jahresenergiemenge aller Stromerzeugungsanlagen im Netz in Abhängigkeit zur Spitzenkappung. Die Grafiken offenbaren, dass in Folge steigender Spitzenkappung zwar weniger Energie durch Anlagen eingespeist werden kann, jedoch insgesamt deutlich mehr Anlagen ins Netz integriert werden können, die diesen Effekt überkompensieren. In Summe kann folglich über das Jahr gesehen mehr Energie durch pauschale Spitzenkappung eingespeist werden.

Abbildung 5-14 Eingespeiste Gesamtenergie (PV + Wind) pro Jahr bei Spitzenkappung



Das wirtschaftliche Optimum der Höhe der Abregelung ergibt sich aus den zusätzlichen Investitionskosten für die größeren oder zusätzlichen Anlagen, welche irgendwann den Wert der zusätzlich produzierten Energie kompensieren. Daher ist abweichend vom dargestellten Trend keine pauschale Spitzenkappung von über 50% zu empfehlen, sondern in Abwägung aller Aspekte auf einen höheren Wert zu begrenzen. In Deutschland ist eine pauschale Abregelung von bis zu 70% regulatorisch vorgesehen, dessen durch die vorliegenden Ergebnisse gestützt wird und auch für Österreich zu empfehlen ist.

Um die Abregelung zudem effizienter zu gestalten, kann sie dynamisch statt pauschal erfolgen. Dies bedeutet, dass die technisch mögliche Einspeisung nicht pauschal und systematisch auf 70% reduziert der installierten Leistung reduziert wird, sondern nur zu jenen wenigen Zeitpunkten im Jahr, in denen eine Überlastung droht. Vor diesem Hintergrund wurden weitere Simulationen durchgeführt, bei denen bei gleicher Anlagenverteilung wie im Falle der pauschalen Spitzenkappung nur bei Vorliegen einer Grenzwertverletzung die Anlagen in ihrer Einspeisung begrenzt wurden. Das resultierende Ergebnis zeigt die grünen Säulen in Abbildung 5-14. Es kann eine klare Steigerung der eingespeisten Energie beobachtet werden. Zum Vergleich wurde mit den roten Balken die eingespeiste Energie ohne Abregelung aufgetragen. Dieser Wert ist als fiktiv zu betrachten, da er zu Grenzwertverletzungen führt, wengleich er symbolisch eine obere Grenze der einspeisbaren Energiemenge unter Annahme einer gezielten dynamischen Abregelung von Einzelanlagen darstellt.

5.7 Zusammenfassung

Die gezeigten Ergebnisse verdeutlichen, dass es viele Wege gibt, das Integrationspotential für erneuerbare Energien in Verteilernetzen zu verbessern. Im Folgenden werden die gezeigten Ansätze noch einmal kurz zusammengefasst.

Ein zentraler Faktor, der die Integration von Stromerzeugungsanlagen limitiert, ist die Belastbarkeit von Leitungen und Transformatoren. Ein erster Ansatz kann dementsprechend sein, die Belastbarkeit zu erhöhen, indem das (N-1)-Kriterium für HS/MS-Transformatoren aufgeweicht und bei Rückspeisung eine volle Belastbarkeit erlaubt wird. Voraussetzung ist die Möglichkeit eines

schnellen Eingriffs in die Betriebsweise von Stromerzeugungsanlagen im Falle einer Grenzwertverletzung. In den durchgeführten Simulationen konnte aufgrund der selten limitierenden Wirkung des HS/MS-Transformators kein allgemeines Potential festgestellt werden, wenngleich ein Nutzen in Spezialfällen nicht ausgeschlossen werden kann und daher nicht pauschal auszuschließen ist.

Des Weiteren wurden Speicher als Möglichkeit der Glättung von Spitzenbelastungen untersucht. Wirtschaftlich sinnvoll dimensionierte Heimspeicher (1 kWh/kWp) sind nur mit intelligenter Steuerung in der Lage, einen Beitrag zur Spitzenlastglättung zu leisten. Werden voraussagengestützte Peak-Shaving-Algorithmen eingesetzt, so kann potentiell eine signifikante Reduzierung des Einspeisepeaks erzielt werden, welche einer Spitzenkappung auf 60%, bezogen auf die installierte Leistung der PV-Anlage, entspricht. Regulatorisch kann dies durch Vorgabe von Sperrzeiten erfolgen. Diese sollten jedoch nicht pauschal festgelegt werden, da sie sonst einen Großteil des Jahres kontraproduktiv wirken würden, sondern dynamisch und basierend auf einer Wettervorhersage in Kraft treten. Eine Sperrzeit, die an die Jahreszeit (Sommer) gekoppelt ist könnte hier einen Kompromiss darstellen. Allerdings schwanken die Wetterbedingungen in der Regel auch stark von Tag zu Tag und Jahr zu Jahr, was zu Verlusten bei den Verbrauchern führen kann. Eine Alternative zu Heimspeichern bilden die Speicher in EKFZ. Während normales Ladeverhalten von Verbrauchern das Integrationspotential bereits leicht, aber nicht signifikant steigern kann, führt das bevorzugte Laden mit PV-Strom zu einer deutlichen Steigerung des Integrationspotentials.

Ein weiterer Ansatz der Spitzenglättung ist das Einspeisemanagement. Es konnte ein geringer positiver Effekt einer spannungsbasierten Wirkleistungsreduktion nachgewiesen werden, wenngleich diese Art der Regelung als eher indirekt im Kontext des Integrationspotentials angesehen wird. Eine spannungsbasierte Wirkleistungsreduktion ist als Schutzmechanismus im Notfall eingeführt worden und sollte weiterhin nicht für Spitzenglättung zweckentfremdet werden.

Eine dedizierte Abregelung der Anlagen auf einen Prozentsatz ihrer Nennleistung (Spitzenkappung) zeigt hingegen deutlichere Effekte. Eine pauschale Limitierung, vor allem von PV-Anlagen, kann das Integrationspotential spürbar erhöhen. Durch die zusätzliche installierbare Leistung kann wesentlich mehr Energie eingespeist und damit die abgeregelte Energie überkompensiert werden. Im Falle einer dynamischen Abregelung, bei der eine Abregelung nicht pauschal, sondern nur bei Auftreten einer Grenzwertverletzung greift, steigert die eingespeiste Energie bei gleichem Integrationspotential zusätzlich. Als wirtschaftlicher Trade-off zwischen Erhöhung des Integrationspotentials (und damit verbundenem Zubau von EE-Anlagen) und der abgeregelten Energiemenge ist eine pauschale Spitzenkappung auf 70% bei PV-Anlagen zielführend. Bei Windenergieanlagen liegen die Investitionskosten normalerweise wesentlich höher. Dadurch ist eine Anbindung per Kommunikationsschnittstelle zum Zwecke der dynamischen Abregelung wirtschaftlich interessanter. Das Einspeisemanagement ist unter den untersuchten Maßnahmen die effektivste, um das Integrationspotential von EE-Anlagen zu erhöhen.

Die zweite Art von Grenzwertverletzungen, welche die Integration von Anlagen limitieren kann, sind spannungsbedingte Verletzungen. Hierzu wurde bereits im vorherigen Kapitel gezeigt, dass eine lokale, spannungsgesteuerte Blindleistungsregelung, auch Q(U)-Regelung genannt, signifikant zur statischen Spannungshaltung beitragen kann. Dabei ist eine ausgewogene Parametrierung der Kennlinie wichtig, damit die Regelung einerseits nicht zu inaktiv ist, andererseits keine unnötige Blindleistungseinspeisung hervorruft. Die aktuelle Parametrierungsempfehlung der TOR ist insbesondere in Hinblick auf das Totband sinnvoll gewählt, eine zusätzliche Erhöhung der Steilheit von 0.03 p.u. auf 0.02 p.u. ist mitunter zielführend.

Der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren kann ebenfalls genutzt werden, um Spannungsbandprobleme zu beheben. Dabei liefert eine Weitbereichsregelung konstant bessere Ergebnisse als eine Regelung, die nur auf Spannungsänderungen an der Sammelschiene reagiert. Aufgrund der hohen Investitionskosten für rONTs, speziell bei Weitbereichsregelungen, sollte diese Lösung jedoch besonders problematischen (Teil-)Netzen vorbehalten bleiben. Wie die Q(U)-Regelung kann auch die rONT-Regelung zudem einen Nutzen bei lastbedingten Spannungsproblemen erbringen, was bei einer reinen Betrachtung des Integrationspotentials jedoch nicht relevant ist.

A Fragebogen Verteilernetzbetreiber

A.1 Ausgangslage und Hintergrund

Österreich verfolgt das Ziel, bis 2030 100% des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Vor diesem Hintergrund werden in diesem Jahrzehnt eine Vielzahl von Netzanschluss-begehren erwartet, die durch die Netzbetreiber beurteilt werden müssen.

Die Netzanschlussbedingungen sind in den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) und den Allgemeinen Bindungen der Verteilernetzbetreiber (ANB) festgelegt. Grundsätzlich ist die Netzanschlussbeurteilung in den TOR und den ANB abschließend geregelt, jedoch sind durchaus auch Spielräume bei der Anwendung einzelner Bestimmungen zur Beurteilung des Netzanschlusses für den Netzbetreiber vorhanden. Dieser lässt unterschiedliche mögliche Vorgehensweisen bei der Beurteilung der Netzanschlüsse zu und erlaubt unterschiedliche Auffassungen bezüglich der verfügbaren Kapazität von weiteren Stromerzeugungsanlagen. Die Situation für österreichische Verteilernetzbetreiber ist zudem komplexer geworden durch einen sich ändernden europäischen Rechtsrahmen, die steigende Zahl der „Prosumer“, die fortschreitende Dekarbonisierung und – damit zusammenhängend – die Integration neuartiger Verbraucher, wie Elektrofahrzeuge, Speicher und Wärmepumpen, die zusätzliche Anforderungen an die Anlagen der Netznutzer bedingen.

Diese Entwicklungen stellen eine erhebliche Mehrbelastung für die österreichischen Verteilernetze dar, die einerseits eine effiziente Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur als auch einen zusätzlichen Netzausbaubedarf unabdingbar machen. Mit der Entwicklung der europäischen Network Codes, den Vorgaben aus dem Clean Energy Package sowie dem Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) und der EIWOG Novelle wurden zudem neue rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen.

Vor diesem Hintergrund untersucht eine Arbeitsgemeinschaft aus Swiss Economics SE AG und dem Institut für elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen den Status Quo bei der Netzanschlussbeurteilung in Österreich.

Auftraggeberin der Studie ist die Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control).

Die Arbeitsgemeinschaft aus Swiss Economics SE AG und dem IAEW erhält Einsicht in die von Ihnen gegebenen Antworten. E-Control erhält nur Einsicht in anonymisierte Antworten und kann keine Rückschlüsse auf die befragten Netzbetreiber ziehen.

A.2 Teil 1: Netzanschlussverfahren von Stromerzeugungsanlagen

A.2.1 Netzanschlussantrag einer Stromerzeugungsanlage

1. Müssen über die in der TOR festgelegten Unterlagen weitere Informationen durch den Netzbetreiber in einem Netzanschlussantrag eingereicht werden? Falls ja, welche?

Text einfügen...

2. Inwiefern unterscheidet sich das Vorgehen bezüglich Netzanschlussantrag je nach Art von Stromerzeugungsanlagen? Wie werden die Stromerzeugungsanlagen über die TOR-Erzeugertypen A bis D hinaus unterschieden? Werden Unterschiede je nach Technologie (z.B. Wind, PV, Wasser), außer den in den TOR vorgesehenen Unterscheidungen (z.B. Umrichter, kein Umrichter) gemacht?

Text einfügen...

A.2.2 Anschlussbeurteilung und -konzept

3. Wie wird ein Netzanschlusspunkt technisch bewertet? Insbesondere:

1. Wie bestimmen Sie die Maximalkapazität an einem Netzanschlusspunkt als Basis zur Bestimmung der an eine Stromerzeugungsanlage gestellten Anforderungen?

Text einfügen...

2. Werden Lastflusssimulationen zur Bestimmung der verfügbaren Kapazitäten am Netzanschlusspunkt durchgeführt?

Text einfügen...

3. Werden Transformatorauslastungen und/oder Leitungsauslastungen berücksichtigt? Falls ja, welche Vorgehensweise wird hier gewählt? Bei Fallbetrachtungen, welche Konstellationen werden als maßgeblich herangezogen? Werden reale Messdaten verwendet? Falls ja, welche Granularität (zeitlich, Standort der Messungen) haben diese Daten?

Text einfügen...

4. Welche Spannungsbandrestriktionen werden berücksichtigt? Wird ein gemeinsames Spannungsband für die NS- und MS-Ebene gemäß EN 50160 für die Beurteilung des Netzanschlusspunktes zu Grunde gelegt? Wenn ja, wie erfolgt die Aufteilung?

Text einfügen...

5. Welche Annahmen werden für das Netzbenutzerverhalten getroffen? Welche Last- und Einspeiseprofile oder Gleichzeitigkeiten der vorhandenen Netznutzer werden unterstellt?

Text einfügen...

6. Unterscheidet sich die Bewertung eines Anschlusspunktes mit bereits vorhandener Überschusseinspeisung von einem mit ausschließlich positiver Residuallast²⁹?

Text einfügen...

7. Inwiefern wird die Maximalkapazität des Anschlusspunktes bei Kombination mit einem elektrischen Energiespeicher (Batterie) angepasst?

Text einfügen...

8. Inwiefern unterscheidet sich die Maximalkapazität je nach Technologie (Umrichter, Speicher, Generator, ...) und Energieträger (PV, Wind, ...) der Stromerzeugungsanlage?

Text einfügen...

4. Wie erfolgt die Entscheidung über die Wahl eines technisch geeigneten Anschlusspunktes? Insbesondere:

1. Wer entscheidet über die Wahl des Netzanschlusspunktes? Wird der Wunsch des Netzbenutzers dabei berücksichtigt?

Text einfügen...

2. Welche wirtschaftlichen und technischen Kriterien sind bei der Wahl des Netzanschlusspunktes entscheidend?

²⁹ Die Residuallast berechnet sich wie folgt: N (Nachfrage) – EE (Einspeisung aus Erneuerbare Energien).

Text einfügen...

3. Wer trägt welche Kosten des Netzanschlusses? Wie erfolgt die Aufteilung?

Text einfügen...

5. Werden Flexibilitäten durch betriebliche Maßnahmen bei der Beurteilung des Netzanschlusses berücksichtigt? Insbesondere:

1. In welcher Höhe wird Erzeugungsmanagement berücksichtigt?

Text einfügen...

2. Wird Lastmanagement oder der Einsatz von Speichern berücksichtigt?

Text einfügen...

3. Welche Vorgaben für Wirk- und Blindleistungsregelung von Stromerzeugungsanlagen werden üblicherweise vorgegeben? Wie unterscheiden sich diese in Abhängigkeit der Technologie (Umrichter, Speicher, Generator, ...) und Energieträger (PV, Wind, ...) der Stromerzeugungsanlage?

Text einfügen...

6. Wie wird vorgegangen, falls die beantragte Höchstleistung nicht zur Gänze über den vorhandenen Netzanschlusspunkt in das Netz eingespeist werden kann? Insbesondere:

1. Inwiefern erfolgt eine Abwägung zwischen Netzausbau und den zuvor dargestellten Möglichkeiten eines flexiblen Netzbetriebs?

Text einfügen...

2. Sofern nötig, wird der vorhandene Netzanschlusspunkt verstärkt, ein neuer Netzanschlusspunkt errichtet oder die Anschlussleistung vertraglich und technisch begrenzt?

Text einfügen...

3. Kann das Netzanschlussbegehren für mehrere Stromerzeugungsanlagen auf mehrere Netzanschlusspunkte aufgeteilt werden? Haben Sie dazu auch in der Praxis schon Anwendungsfälle? Falls ja, bitte um Darlegungen.

Text einfügen...

7. Inwiefern werden allfällige **Netzzrückwirkungen** beurteilt? Insbesondere:

1. Wie erfolgt die Beurteilung von Oberschwingungen?

Text einfügen...

2. Wie erfolgt die Beurteilung von Flicker?

Text einfügen...

3. Wie erfolgt die Beurteilung von weiteren Spannungsqualitätsmerkmalen?

Text einfügen...

4. Inwiefern spielt der zusätzliche Kurzschlussstrombeitrag der Stromerzeugungsanlagen eine Rolle bei der Netzanschlussbeurteilung?

Text einfügen...

5. Sind weitere Netzzrückwirkungen (insbesondere über die TOR hinaus) bei der Netzanschlussbeurteilung von Relevanz? Falls ja, welche und wie wird mit diesen umgegangen?

Text einfügen...

8. Welche Kriterien für Nichtanschluss bestehen bezüglich technischer Inkompatibilitäten oder Sicherheitsbedenken (siehe §17a, §46 EIWOG)?

Text einfügen...

A.2.3 Netzanschlussvertrag

9. Sind zusätzlich zu den laut TOR geforderten Bestandteilen weitere Informationen Teil des Netzanschlussvertrags? Falls ja, welche?

Text einfügen...

10. Inwiefern unterscheidet sich der Netzanschlussvertrag je nach Technologie (Umrichter, Speicher, Generator, ...) und Energieträger (PV, Wind, ...) der Stromerzeugungsanlage?

A.3 Teil 2: Unterschiedliche Vorgangsweisen

11. Wodurch können sich Unterschiede beim Netzanschlussverfahren von Stromerzeugungsanlagen zwischen verschiedenen Netzbetreibern ergeben? In Bezug auf...

1. ...die Festlegung des technisch geeigneten Anschlusspunkts?

Text einfügen...

2. ...die Bestimmung der Maximalkapazität des Netzanschlusspunktes?

Text einfügen...

3. ...in Bezug auf die Nutzung betrieblicher Maßnahmen zur Vermeidung von Netzausbau?

Text einfügen...

4. ...die Pflicht zur Einreichung eines Netzanschlussantrags?

Text einfügen...

5. ...den Netzanschlussvertrag?

Text einfügen...

12. In welchen Bereichen ergeben sich die größten Handlungsspielräume und wie werden diese genutzt?

Text einfügen...

13. In welchem Bereich sollte es weitere Festlegungen geben? Welches Ziel soll damit erreicht werden?

Text einfügen...

14. Wo sollte es sinnvollerweise (mehr) Handlungsspielraum geben und welches Ziel soll damit erreicht werden?

Text einfügen...

A.4 Teil 3: Förderung der Einspeisung erneuerbarer Energien

15. Inwiefern kann eine stärkere Berücksichtigung von Speicher-, Last- und Erzeugungsmanagement als Alternative zum Netzausbau betrachtet werden?

Text einfügen...

16. Inwiefern wird eine prozentuale Beschränkung der maximalen Einspeiseleistung berücksichtigt, insbesondere auch Nulleinspeisung?

Text einfügen...

17. Gibt es regulatorischen Hemmnisse, die die Netzanschlussbeurteilung erschweren? Falls ja, welche?

Text einfügen...

18. Inwiefern ist neben der Leistungsfähigkeit des Netzes auch der Arbeitsaufwand zur Prüfung und Genehmigung des Netzanschlusses ein Hemmnis?

Text einfügen...

1. Inwiefern trüge eine Entbürokratisierung zur Vereinfachung des Netzanschlussprozesses bei?

Text einfügen...

2. Inwiefern würden Fortschritte in der Digitalisierung den Prozess vereinfachen?

Text einfügen...

19. Inwiefern könnte eine Harmonisierung der Anschlussbeurteilung die Einspeisung erneuerbarer Energien fördern?

Text einfügen...

B Weitere Ergebnisgrafiken

Abbildung B-5-15 Integrationspotential aller Netze nach Variante 2

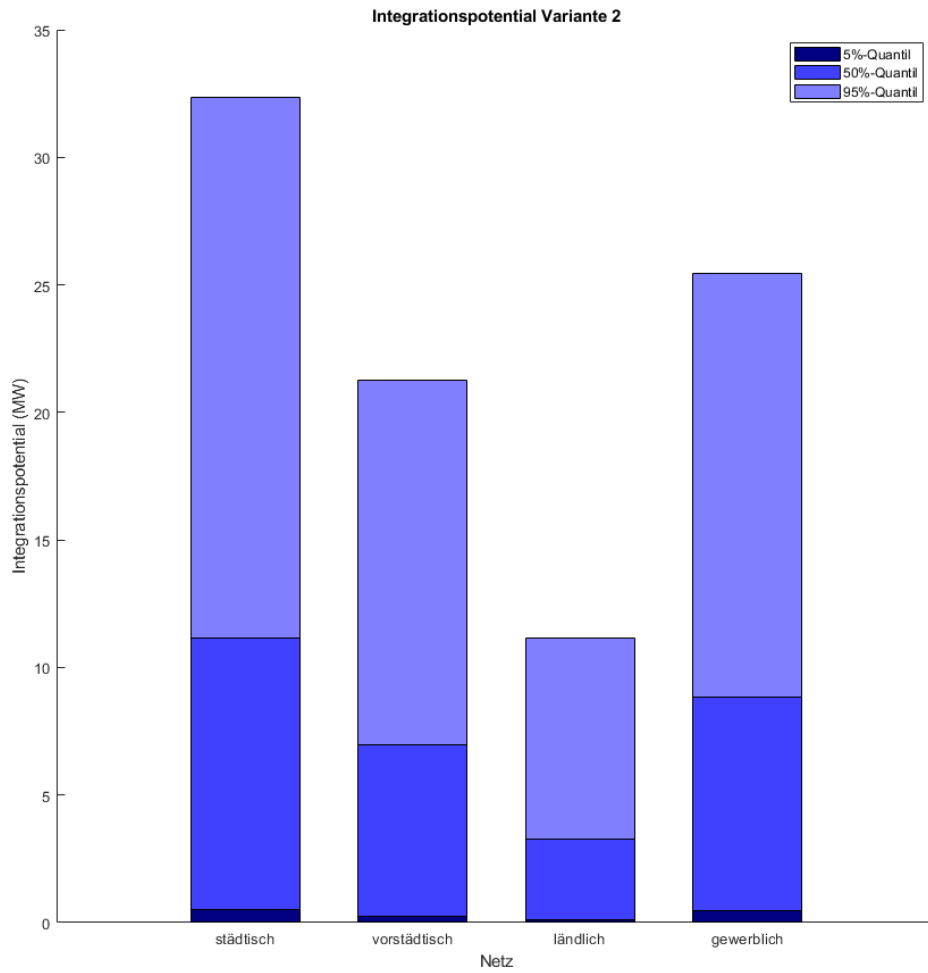
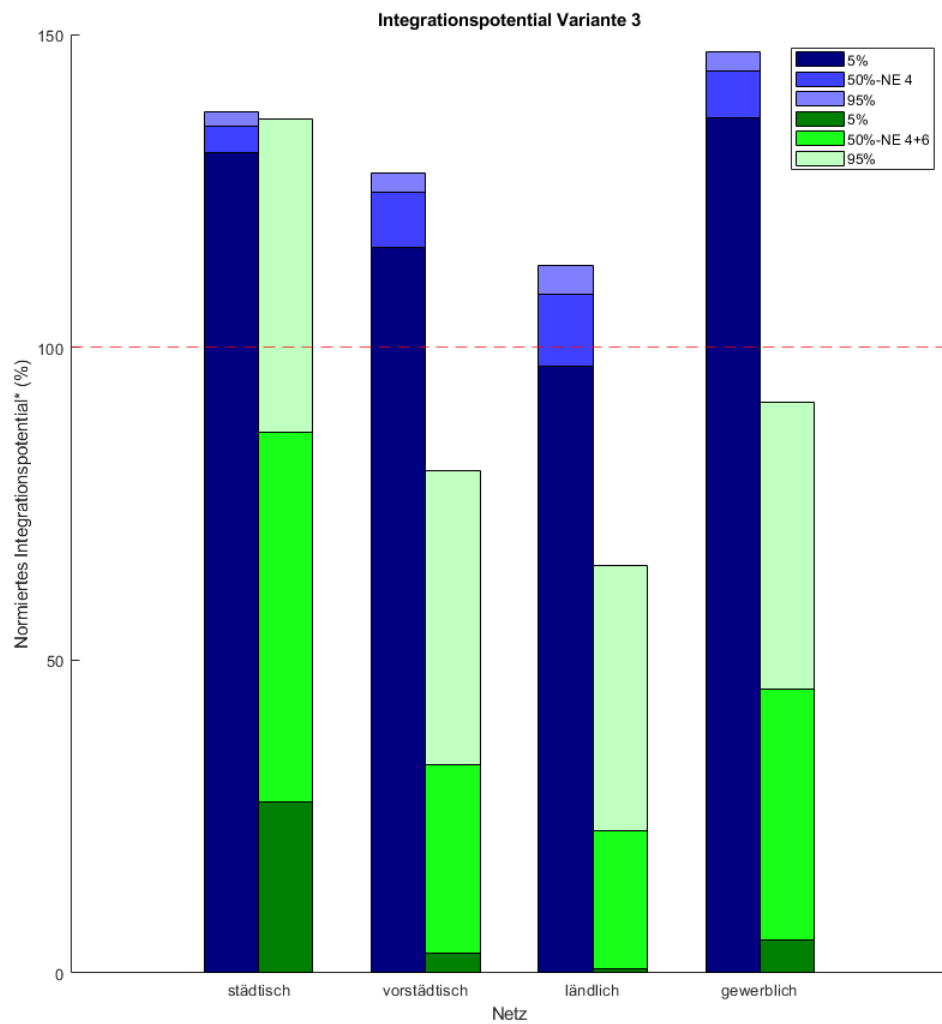


Abbildung B-5-16 Normiertes Integrationspotential aller Netze nach Variante 3



Die Normierung erfolgt auf Basis der Scheinleistung des HS/MS-Transformators im jeweiligen Netz. Integrationspotential größer der entsprechenden Scheinleistung ergeben sich durch kompensierenden Verbrauch im Netz, die Überlastfähigkeit des Transformators sowie Gleichzeitigkeitsfaktoren der Erzeugung.

Abbildung B-5-17 Integrationspotential aller Netze nach Variante 4

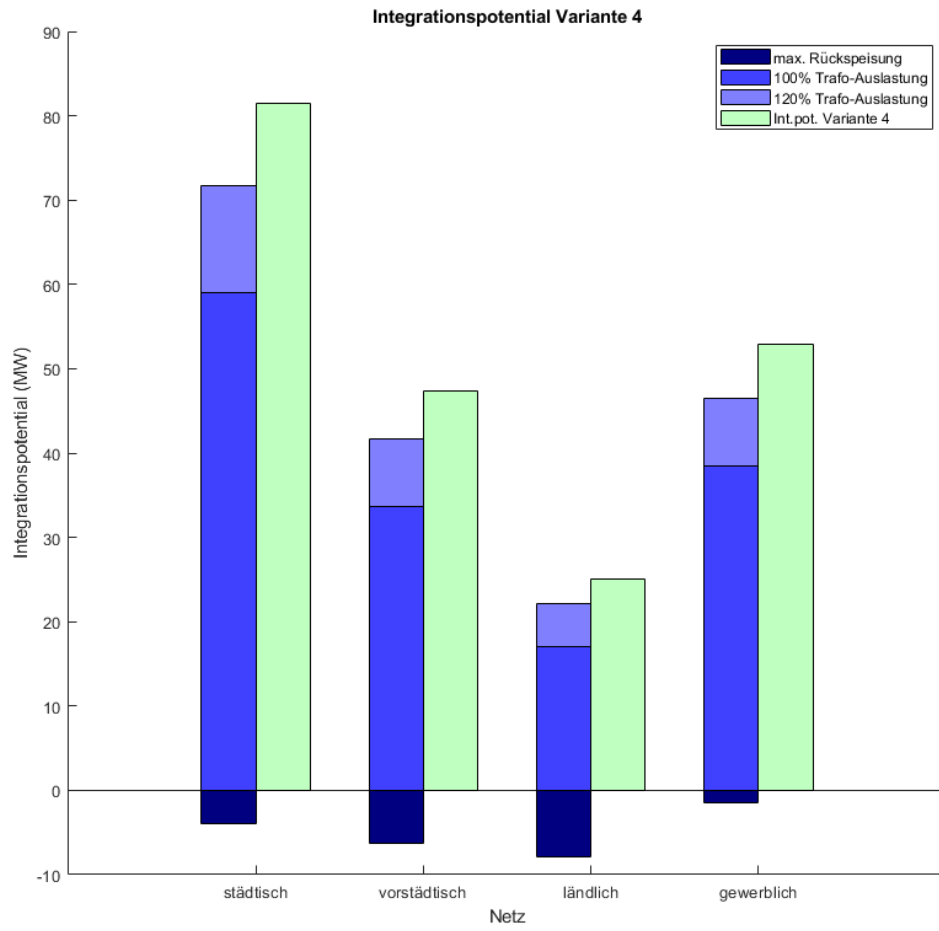


Abbildung B-5-18 Vergleich der Integrationspotentiale im ländlichen Netz

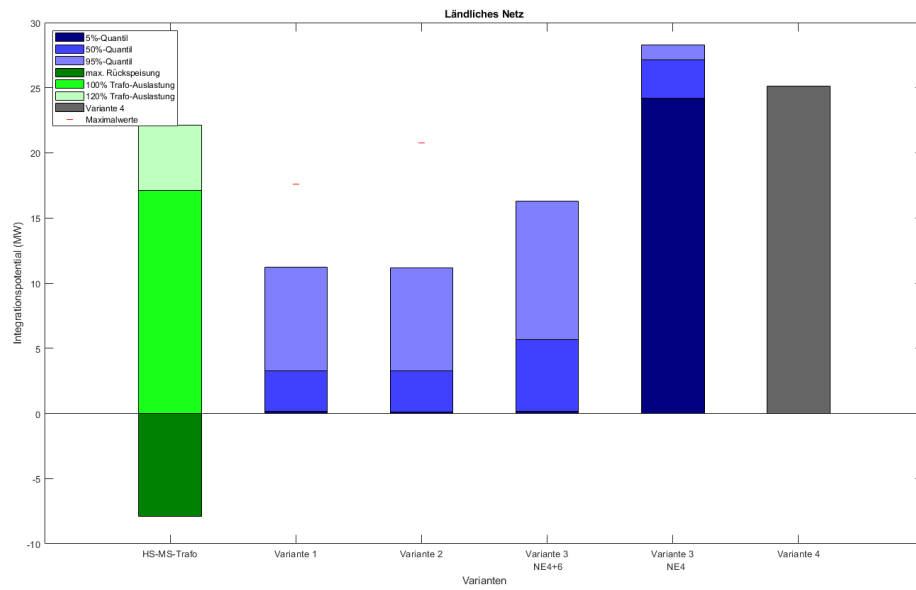
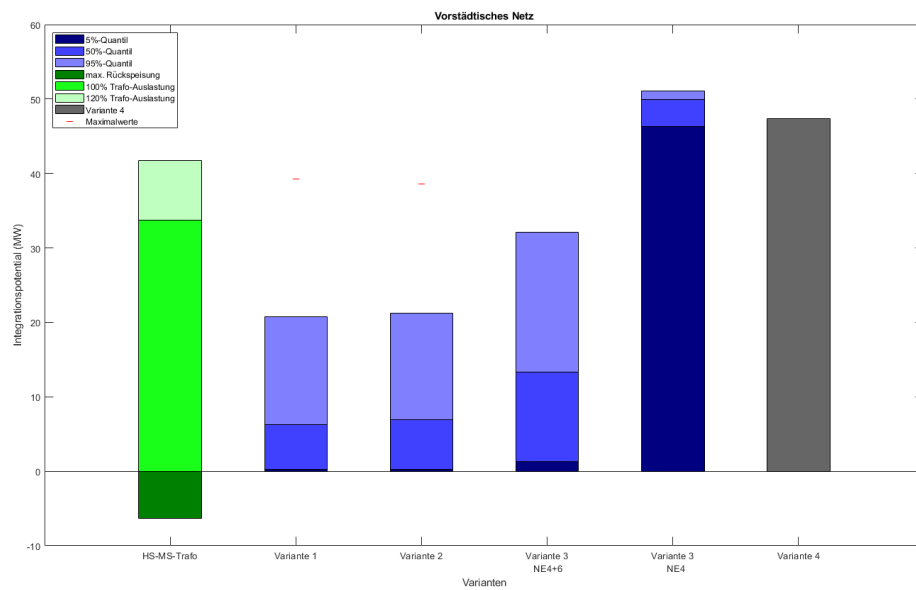


Abbildung B-5-19 Vergleich der Integrationspotentiale im vorstädtischen Netz



swiss economics

Swiss Economics SE AG
Ottikerstrasse 7
CH-8006 Zürich

T: +41 (0)44 500 56 20
F: +41 (0)44 500 56 21

office@swiss-economics.ch
www.swiss-economics.ch



IAEW der RWTH Aachen
Schinkelstraße 6
DE-52062 Aachen

T: +49 (0)241 80 97653
F: +49 (0)241 80 92197

info@iaew.rwth-aachen.de
www.iaew.rwth-aachen.de