

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGS- PARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM- VERTEILERNETZBETREIBER

Gutachten für Energie-Control

16 MAY 2023



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
1.1	Hintergrund	5
1.2	Zielsetzung	5
1.3	Analyseansatz	6
1.4	Struktur des Gutachtens	7
2	Ausgangslage des Effizienzvergleichs in Österreich	8
2.1	Frontier Economics/Consentec (2003) – Bestimmung von Struktur- und Leistungsparameter	8
2.1.1	Modellnetzanalyse in Frontier Economics/Consentec (2003)	10
2.1.2	Variation von Eingangsgrößen zur Bestimmung von Zusammenhängen mit erforderlichen Netzanlagen	11
2.1.3	Berücksichtigung von nichtlinearen Wirkungszusammenhängen für den Effizienzvergleich	14
2.1.4	Berechnung der Leistungs-/Strukturparameter und Weiterverwendung	16
2.2	Internationale Anwendungen von ingenieur-wissenschaftlichen Analysen im Kontext des Effizienzvergleichs	17
2.2.1	Effizienzvergleich für Stromverteilernetzbetreiber in Deutschland für die 3. Regulierungsperiode (2019–2023)	17
2.2.2	Norwegen – Diskussion zu neuen Vergleichsparameter im Effizienzvergleich für Stromverteilernetzbetreiber	21
2.3	Neue Herausforderungen für Stromverteilernetzbetreiber in Österreich	23
3	Vorgehen zur Analyse der Auswirkung unterschiedlicher Kostentreiber auf Stromverteilernetzbetreiber	26
3.1	Auswahl von Untersuchungsnetzen je Spannungsebene und Urbanisierungsgrad	27
3.1.1	Niederspannungsnetze	28
3.1.2	Mittelspannungsnetze	30
3.1.3	Hochspannungsnetz	32
3.2	Variation von Netzparametern zur Abbildung heterogener Versorgungsaufgaben	34
3.2.1	Niederspannungsebene	34

3.2.2	Mittelspannungsebene	35
3.2.3	Hochspannungsebene	35
3.3	Dimensionierung geeigneter Netze zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe	35
3.3.1	Netzsimulationen	36
3.3.2	Ausbau von Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen	38
3.3.3	Ausbau von Hochspannungsnetzen	39
3.3.4	Planungsgrundsätze	40
3.3.5	Auswertungsgrößen	40
4	Ergebnisse der Modellnetzanalyse	44
4.1	Niederspannungsebene	44
4.1.1	Netzanschlussdichte	44
4.1.2	Leistungsdichte	46
4.1.3	Leistungsdistanz	48
4.1.4	Technologieauswirkungen	50
4.1.5	Zusammenfassung – Niederspannungsebene	52
4.2	Mittelspannungsebene	53
4.2.1	Netzanschlussdichte	53
4.2.2	Leistungsdichte	56
4.2.3	Leistungsdistanz	58
4.2.4	Zusammenfassung – Mittelspannung	60
4.3	Hochspannungsebene	61
4.3.1	Zusammenfassung – Hochspannung	62
4.4	Schlussfolgerungen	62
4.4.1	Niederspannungsebene	62
4.4.2	Mittelspannungsebene	64
4.4.3	Hochspannungsebene	65
5	Funktionale Zusammenhänge und Datenerfordernis	66
5.1	Ableitung funktionaler Abhängigkeiten	66
5.1.1	Vorgehen nach aktueller Berechnungssystematik	66
5.1.2	Vorgehen nach mehrdimensionaler Berechnungssystematik	68
5.2	Definitionen zur Datenerhebung	72

5.2.1	Vorgehen nach aktueller Berechnungssystematik	72
5.2.2	Vorgehen nach mehrdimensionaler Berechnungssystematik	72
5.2.3	Flächenermittlung	73
5.2.4	Ermittlung der Transformator-Höchstlast	74
6	Abgeleitete Handlungsempfehlungen und Ausblick auf weiteres Vorgehen	77
6.1	Handlungsempfehlungen zu Effizienzvergleich für 5. Regulierungsperiode (Beginn 2024)	77
6.2	Weiteres Vorgehen zur Datenerhebung und möglicher Anpassungen in der Berechnungssystematik	78
6.2.1	Aktuelle Berechnungssystematik	78
6.2.2	Mehrdimensionale Berechnungssystematik	78
6.2.3	Erforderliche, zusätzliche Datenerfassung zur Weiterentwicklung der Berechnungssystematik	79

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber sind nunmehr seit fast zwei Jahrzehnten der Anreizregulierung unterworfen. Durch die Entkoppelung der anerkannten Kosten vom tatsächlichen Kostenverlauf der Unternehmen während der Regulierungsperiode werden diese „beanreizt“, ihre ökonomische Effizienz zu steigern und resultierende Effizienzgewinne an die Netzbenutzerinnen und Netzbenutzer weiterzureichen.

Zusätzliches Element der Anreizregulierung im bestehenden Regulierungssystem ist der Effizienzvergleich, auf dessen Basis die Regulierungsbehörde gemäß § 59 Abschnitt 2 EIWOG 2010 während der Regulierungsperiode eine Anpassung der festgestellten Kosten um individuelle Zielvorgaben aufgrund der Effizienz von Netzbetreibern vornehmen kann. Die Behörde beabsichtigt auch für die kommende 5. Regulierungsperiode (Beginn 2024), hierauf zurückzugreifen, insbesondere um dem verzerrenden „Ratchet-Effekt“ entgegenzuwirken und weiterhin wirksame Anreize für Effizienzverbesserungen sicherzustellen.

Als methodische Grundlage für das Benchmarking der bisherigen Regulierungsperioden (inklusive der aktuellen) diene insbesondere ein Gutachten von Frontier Economics und Consentec aus dem Jahr 2003. Hierin wurden neben geeigneten Struktur- und Leistungsvariablen zur Identifikation von Einflussgrößen zur Dimensionierung von Netzanlagen für Stromverteilernetzbetreiber auch deren funktionale Zusammenhänge auf Basis eines technik-basierten/ingenieurwissenschaftlichen Ansatzes analysiert. Als relevante Einflussgrößen wurden die Lastdichte sowie die Höchstlast identifiziert.

1.2 Zielsetzung

Seit 2003 hat sich die initiale Versorgungsaufgabe der elektrischen Energienetze durch die Transformation des Energiesystems mit geänderter dezentraler Einspeisestruktur, Änderungen im Abnahmeverhalten (Elektrifizierung ganzer Sektoren, wie bspw. Mobilität und Industrie) sowie dem fortschreitenden Bestreben nach technologischen Innovationen weiterentwickelt, weshalb eine neuerliche gutachterliche Betrachtung zur Bestimmung von Struktur- und Leistungsparameter, welche im Rahmen des Effizienzvergleichs als potentielle Outputparameter verwendet werden können, sinnvoll erscheint.

Das gegenständliche Gutachten nimmt eine Evaluierung und bei Bedarf Neubestimmung geeigneter Struktur- und Leistungsparameter (sog. Outputparameter) zur Identifikation von Einflussgrößen zur Dimensionierung von Netzanlagen (Kostentreiber) für Stromverteilernetzbetreiber sowie deren funktionalen Zusammenhänge vor. Ein besonderes Augenmerk soll im Rahmen der Analyse auf der heterogenen Struktur der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber liegen. So sind im Besonderen die unterschiedliche Größe der

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

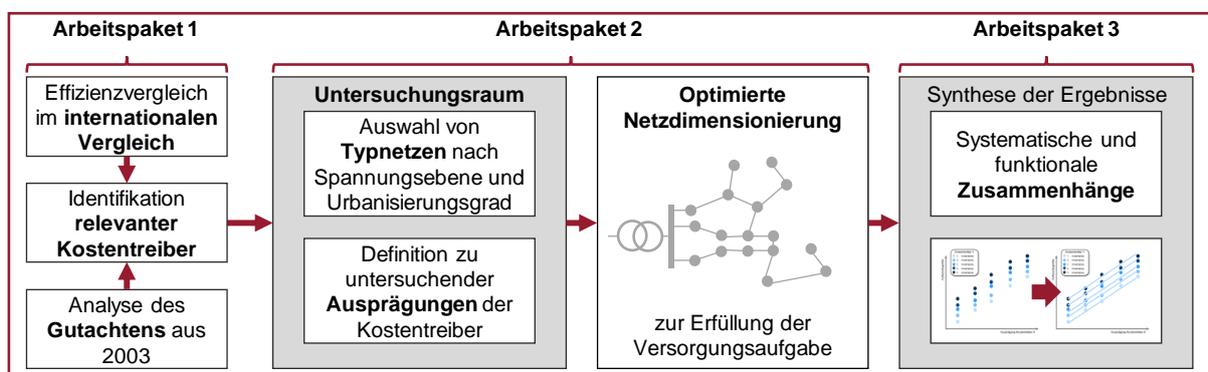
Unternehmen, die relevanten Spannungsebenen sowie die spezifischen Erzeugungs- und ggfs. Verbrauchsstrukturen im jeweiligen Netzbereich mit in Betracht zu ziehen.

Die Zielsetzung dieses Gutachtens ist somit, die in Frontier Economics/Consentec (2003) identifizierten Kostentreiber sowie die identifizierten funktionalen Zusammenhänge vor dem Hintergrund der Änderungen der Energiewelt seit 2003 auf ihre weitere Verwendbarkeit zu prüfen und ggf. Weiterentwicklungsoptionen zu identifizieren. Dies erfolgt durch die Analyse von Kostentreibern und ihrer Wirkzusammenhänge auf den Netzaufwand von Stromverteilternetzbetreibern (z.B. erforderliche Netzlängen oder Trafoleistungen). Die dadurch identifizierten Kostentreiber und Zusammenhänge können dann als Grundlage für die Anpassung der aktuell im Effizienzvergleich für Stromverteilternetzbetreiber verwendeten Struktur- und Leistungsparameter dienen, sofern sich dies als erforderlich herausstellt.

1.3 Analyseansatz

Der Analyseansatz im Rahmen dieses Projektes setzt sich aus drei Arbeitspaketen zusammen (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1 Überblick des Analyseansatzes



Quelle: Frontier/IAEW

Das **erste Arbeitspaket** bildet die Ausgangslage für die nachfolgenden Analyseschritte. Hierin wird zunächst das Gutachten von Frontier Economics/Consentec (2003) kurz aufgearbeitet und die internationale Anwendung von ingenieurwissenschaftlichen Analysen im Rahmen von Effizienzvergleichen diskutiert. Basierend auf der Analyse, der seitdem stattfindenden und für die Zukunft erwarteten, stromwirtschaftlichen Entwicklung werden anschließend relevante Kostentreiber identifiziert, die bei einer Weiterentwicklung möglicher Leistungs- und Strukturparameter für den Effizienzvergleich dienen können.

Das **zweite Arbeitspaket** bildet den quantitativen, ingenieur-wissenschaftlichen Kern dieses Projektes. Als Grundlage für die Ermittlung von Wirkzusammenhängen werden zunächst

unterschiedliche Modellnetze für die Mittel- und Niederspannungsebene sowie ein heterogenes Modellnetz für die Hochspannungsebene definiert¹. Zusätzlich werden für die im ersten Arbeitspaket identifizierten Kostentreiber je Modellnetzgebiet sinnvolle Ausprägungsstufen definiert. Anschließend werden die Netzaufwände zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe für jede Ausprägungskombination der Kostentreiber je Netzgebiet basierend auf Netzsimulationen ermittelt. Die Netzaufwände können zum Beispiel als Netzlängen und Transformatorleistungen ausgedrückt werden.

Die quantitative, ingenieur-wissenschaftliche Analyse und Auswertung verschiedener Modellnetzkonfigurationen ermöglicht dann die Bestimmung von funktionalen Zusammenhängen zwischen den relevanten Kostentreibern und den Netzaufwänden in verschiedenen Netzgebieten. Dies erfolgt abschließend im **dritten Arbeitspaket**.

1.4 Struktur des Gutachtens

Der vorliegende Bericht ist folgendermaßen strukturiert:

- In Abschnitt 2 stellen wir die Ausgangslage und die neuen Herausforderungen für den Effizienzvergleich in Österreich dar.
- In Abschnitt 3 beschreiben wir die Methodik für die ingenieurwissenschaftlichen Netzanalysen.
- In Abschnitt 4 stellen wir die Ergebnisse unserer Analysen dar.
- In Abschnitt 5 leiten wir die funktionalen Zusammenhänge zwischen Strukturparametern und Netzaufwänden ab, präsentieren eine mögliche Weiterentwicklung der Berechnungssystematik und stellen die erforderliche Datenerhebung dar.
- In Abschnitt 6 leiten wir Handlungsempfehlungen aus unseren Analysen für die Bestimmung von Outputparameter im Rahmen des Effizienzvergleichs ab und geben einen Ausblick auf die weitere Vorgehensweise für eine mögliche Weiterentwicklung.

¹ Die ingenieur-wissenschaftliche Analyse wird nicht unmittelbar als Methode für den Effizienzvergleich verwendet, sondern dient als vorgeschalteter Schritt zur Variablenauswahl von Struktur- und Leistungsparameter, die in einem Effizienzvergleich zur Erklärung der Netzkosten herangezogen werden. Dadurch wird es auch ermöglicht, den mittels ingenieur-wissenschaftliche Analyse ausgewählten Struktur- und Leistungsparameter, falls erforderlich, weitere zur Seite zu stellen und gleichwertig in den Effizienzvergleich mit einzubeziehen.

2 Ausgangslage des Effizienzvergleichs in Österreich

In diesem Abschnitt wird die Ausgangslage zum Effizienzvergleich für Stromverteilternetzbetreiber in Österreich dargestellt. Dazu gehören die Beschreibung der Methodik zur Bestimmung von Struktur- und Leistungsparameter für den aktuellen Effizienzvergleich, welcher auf einem Gutachten von Frontier Economics/Consentec (2003) beruht, und der Anwendung von ingenieurwissenschaftlichen Analysen im Rahmen des Effizienzvergleichs in Österreich. Anschließend werden weitere internationale Beispiele für die Anwendung von ingenieurwissenschaftlichen Analysen im Zusammenhang mit einem Effizienzvergleich hinsichtlich der Unterschiede und Gemeinsamkeiten zu Österreich diskutiert. Dabei wird insbesondere herausgestellt, inwieweit in diesen Analysen neue Herausforderungen für Stromverteilternetzbetreiber berücksichtigt werden. Abschließend werden die neuen Herausforderungen für Stromverteilternetzbetreiber seit 2003 zusammengefasst und die sich daraus ergebenden möglichen Auswirkungen auf die Bestimmung von Leistungs- und Strukturparameter identifiziert.

2.1 Frontier Economics/Consentec (2003) – Bestimmung von Struktur- und Leistungsparameter

Zur Bestimmung der Struktur- und Leistungsparameter für den Effizienzvergleich der Stromverteilternetzbetreiber in Österreich wurde in Frontier Economics/Consentec (2003) ein neuartiger Ansatz durch die Integration von ingenieurwissenschaftlichen Analysen („Modellnetzanalyse“) gewählt. Motivation dafür war, dass Erfahrungen aus internationalen Effizienzvergleichen gezeigt haben, dass die Auswahl der Leistungs- und Strukturvariablen, die als (unabhängige) Outputvariablen in den Effizienzvergleich eingehen, eine herausfordernde Aufgabe ist. Grundlage für die Auswahl von Leistungs- und Strukturvariablen waren in der akademischen Literatur und der internationalen Regulierungspraxis zumeist eine Liste von Größen, bei denen ein Zusammenhang mit den Netzkosten vermutet wird, weil dies als intuitiv plausibel erschien.

Frontier Economics/Consentec (2003) empfahlen für die Bestimmung der Outputvariablen die intuitiv plausiblen Kostenzusammenhänge, welche der Auswahl von Outputvariablen im internationalen Benchmarking zugrunde lagen, weiter zu objektivieren. Dies erfolgte in einem vorgelagerten Schritt unter Anwendung einer ingenieurwissenschaftlichen „Modellnetzanalyse“ (MNA). Auf Grundlage der durchgeführten Modellnetzanalysen wurden dann Zusammenhänge zwischen „Eingangsgrößen“, welche die Versorgungsaufgabe eines Stromverteilternetzbetreibers abbilden (z.B. Annahmen zu lokaler Verteilung von Verbrauchern und zu deren Stromnachfragen), und „Ergebnisgrößen“ zum erforderlichen Umfang der Netzanlagen (z. B. Netzlängen oder Trafoleistungen) zur Erfüllung dieser angesetzten Versorgungsaufgaben ermittelt. Die Variablenspezifikation erfolgte hierbei differenziert nach den folgenden Netzebenen der Verteilernetze:

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

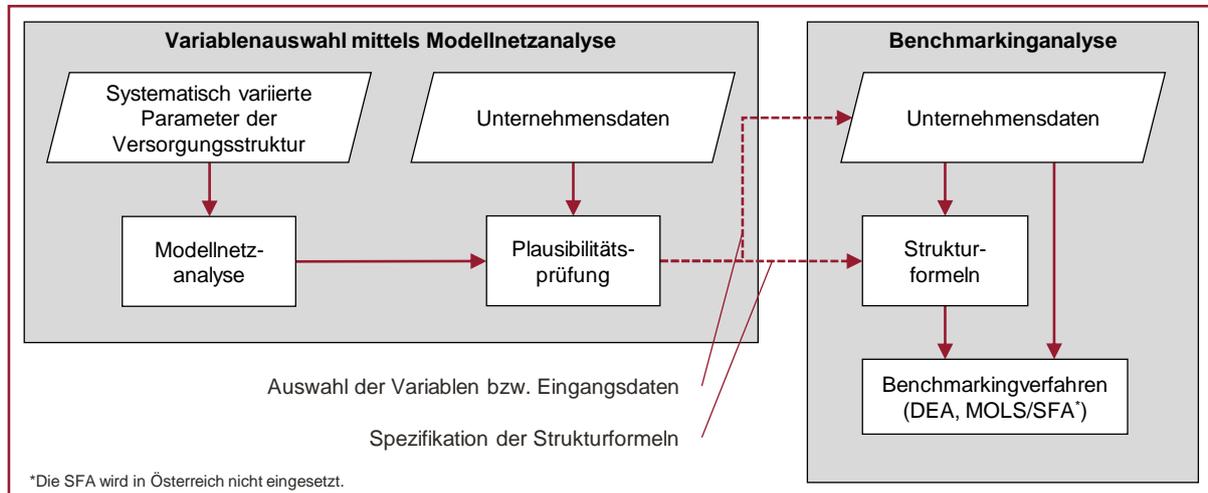
- Netzebene 3: Hochspannungsnetz,
- Netzebene 4: Umspannungsnetz zwischen Hoch- und Mittelspannung,
- Netzebene 5: Mittelspannungsnetz,
- Netzebene 6: Transformatorstationen zwischen Mittel- und Niederspannung,
- Netzebene 7: Niederspannungsnetz.

Diese MNA wurden für eine Vielzahl an Modellnetzen und Versorgungsaufgaben durchgeführt. Auf Basis der Ergebnisse der MNA wurden dann mögliche funktionale Zusammenhänge zwischen der Versorgungsaufgabe und den jeweils erforderlichen Netzanlagen ermittelt. Für die praktische Durchführung des Effizienzvergleiches wurden dann hieraus auch zusätzliche Datenanforderungen für die Stromverteilerbetreiber zur Berechnung der Struktur- und Leistungsparameter definiert. In Abbildung 2 ist der im Rahmen des damaligen Gutachtens betrachtete Zusammenhang zwischen der MNA und der Effizienzanalyse dargestellt.

Nach der Ermittlung der funktionalen Zusammenhänge zwischen den Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe und den Ergebnisgrößen zum erforderlichen Netzanlagenumfang zur Abbildung dieser Versorgungsaufgabe erfolgte zunächst eine Plausibilitätsprüfung. Anhand realer Unternehmensdaten wurde mittels einer Regressionsanalyse überprüft, ob zwischen den Variablen, welche im Rahmen der MNA als Kostentreiber identifiziert wurden, und den realen Unternehmensdaten eine angemessene Korrelation bestand. Im Kontext der MNA wurde damit sichergestellt, dass nicht nur der theoretische Nachweis allein die Auswahl von Eingangsgrößen begründet, sondern dass auch eine angemessene Korrelation mit realen Unternehmensdaten aus der Praxis vorliegt.

Die identifizierten Zusammenhänge aus der MNA wurden zur Modellspezifikation des Effizienzvergleichs genutzt. Dabei wurde der statistische Zusammenhang mittels einer Regressionsanalyse zwischen den Kosten der Netzbetreiber und den aus der MNA ermittelten Variablen sowie weiteren Variablen, die nicht im Rahmen der MNA geprüft wurden, analysiert. Für den Effizienzvergleich der unterschiedlichen österreichischen Netzbetreiber wurden im Gutachten die Data Envelopment Analyse (DEA) als Hauptmethode und die Stochastic Frontier Analyse (SFA) als Kontrollmethode bzw. der Modified Ordinary Least Squares (MOLS) Ansatz bei unzureichender Stichprobengröße empfohlen. Aktuell werden in Österreich die Benchmarkingmethoden DEA und MOLS eingesetzt.

Abbildung 2 Zusammenhang zwischen Modellnetz- und Effizienzvergleichsanalyse im Gutachten



Quelle: Frontier/IAEW

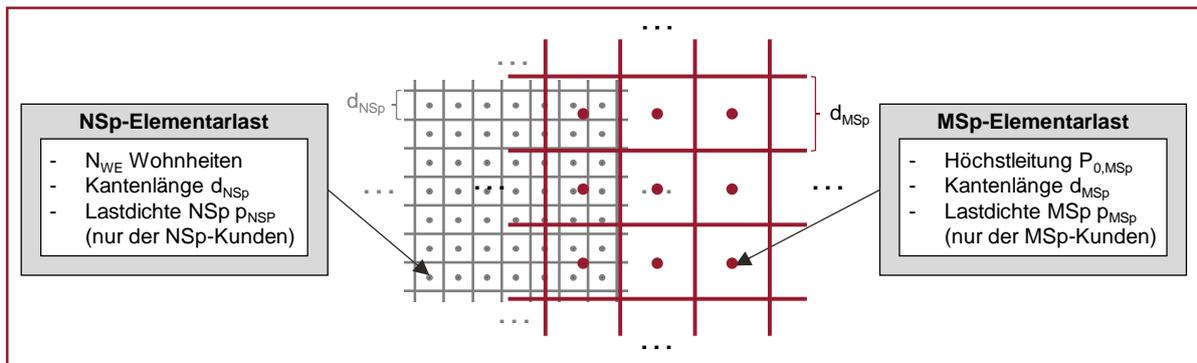
2.1.1 Modellnetzanalyse in Frontier Economics/Consentec (2003)

Durch die MNA wurden in vereinfachter, jedoch objektiver Weise Zusammenhänge zwischen bestimmten exogenen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und dem Anlagenumfang eines Netzes ermittelt, das für eine gegebene Versorgungsaufgabe errichtet werden müsste. Dabei gilt, dass die MNA kein Verfahren zur automatisierten Planung von realen Netzen darstellt. Die Idee der MNA liegt darin, homogene Versorgungsgebiete und darauf aufbauend homogene Modellnetze zu entwerfen, die

- komplex genug sind, um die zu untersuchenden Wechselwirkungen wiederzugeben; und
- gleichzeitig einfach genug sind, um diese Wechselwirkungen deutlich und nachvollziehbar herauszuarbeiten.

Um dies zu erreichen, wird hier in jeder Spannungsebene eine **vollkommen homogene Verteilung von Elementarlasten** in einem Versorgungsgebiet sehr großer Ausdehnung unterstellt. Konkret wird angenommen, dass das Versorgungsgebiet flächendeckend mit **Elementarlasten jeweils gleicher Anschlussleistung** besetzt ist. Diese Annahme gilt *jeweils* für Niederspannung (NSp)- und Mittelspannung (MSp)-Lasten, d. h. die – voneinander unabhängigen – Lastmuster der beiden Ebenen überlagern sich (Abbildung 3). Jede Elementarlast repräsentiert einen Netzanschluss an einer NSp- bzw. MSp-Leitung. Die Hochspannung (HSp)-Ebene wurde in der MNA in Frontier Economics/Consentec (2003) nicht explizit erfasst.

Abbildung 3 Homogenes Modell für MSp- und NSp-Lasten



Quelle: Frontier Economics/Consentec (2003)

Zur Beschreibung dieser Laststruktur wird je Spannungsebene eine Angabe zur Lastdichte (p_{NSp} bzw. p_{MSp}) und eine Angabe zum Höchstlastbeitrag einer Elementarlast benötigt. Für die MSp-Ebene wird angenommen, dass alle Elementarlasten die untereinander zeitgleiche Höchstlast $P_{0,MSp}$ aufweisen. In der NSp-Ebene ist der Durchmischungseffekt der Einzellasten so stark und auch für die hier geforderte Modellierung so bedeutend, dass er explizit berücksichtigt werden muss. Daher wird jede NSp-Elementarlast als eine Gruppe von N_{WE} gleichartigen Wohneinheiten nachgebildet. Zur Durchmischung von Wohneinheiten-Lasten wird auf Informationen zurückgegriffen, die auf statistischen Untersuchungen von Netzbetreibern beruhen.

Diese Parameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe lassen Variationen hinsichtlich der gesamten Lastdichte, deren Aufteilung auf die Netzebenen sowie der Aufteilung der Last auf Elementarlasten zu.

2.1.2 Variation von Eingangsgrößen zur Bestimmung von Zusammenhängen mit erforderlichen Netzanlagen

Die MNA wurde in der Folge verwendet, um den Einfluss der Variation von Eingangsgrößen auf die jeweils dann erforderlichen Netzanlagen zu bestimmen. Als **Eingangsgrößen** zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe wurden gewählt:

- Lastdichte (Höchstlast pro Fläche), getrennt für jede Netzebene;
- Anschlussdichte (Anzahl der Netzanschlüsse pro Fläche), getrennt für jede Netzebene;

Als relevante **Ergebnisgrößen** wurden definiert:

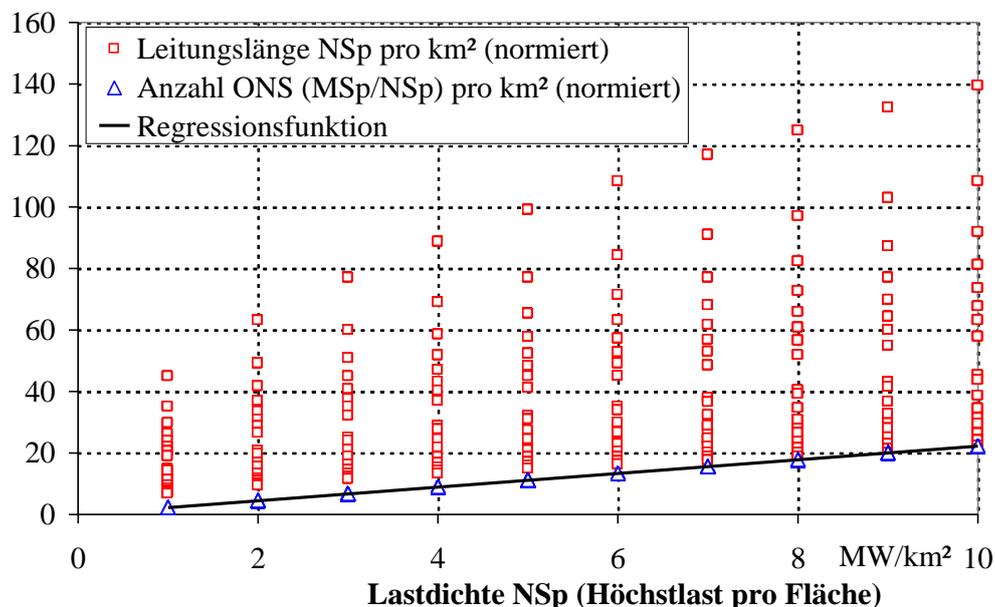
- Leitungsdichte (Leitungslänge pro Fläche), getrennt für jede Leitungsebene (Netzebenen 5 und 7); und

- Anzahl von Umspannstationen pro Fläche, getrennt für jede Umspannebene (Netzebenen 4 und 6).

Wirkung der Lastdichte auf Netzanlagen

Die Variation der Eingangsgrößen „Lastdichte“ sowie „Anschlussdichte“ ergab einen linearen Zusammenhang zwischen der „Lastdichte“ und der erforderlichen Anzahl an „Ortsnetzstationen“ für die NSp-Ebene. Ein klarer Zusammenhang zwischen der „Lastdichte“ und der Leitungslänge konnte allerdings nicht festgestellt werden (Abbildung 4). Für die MSp-Ebene ergab sich ein qualitativ gleiches Ergebnis.

Abbildung 4 Beziehung zwischen Niederspannung-Lastdichte und Dimensionierung der Netzebenen 6 und 7 (Niederspannung)

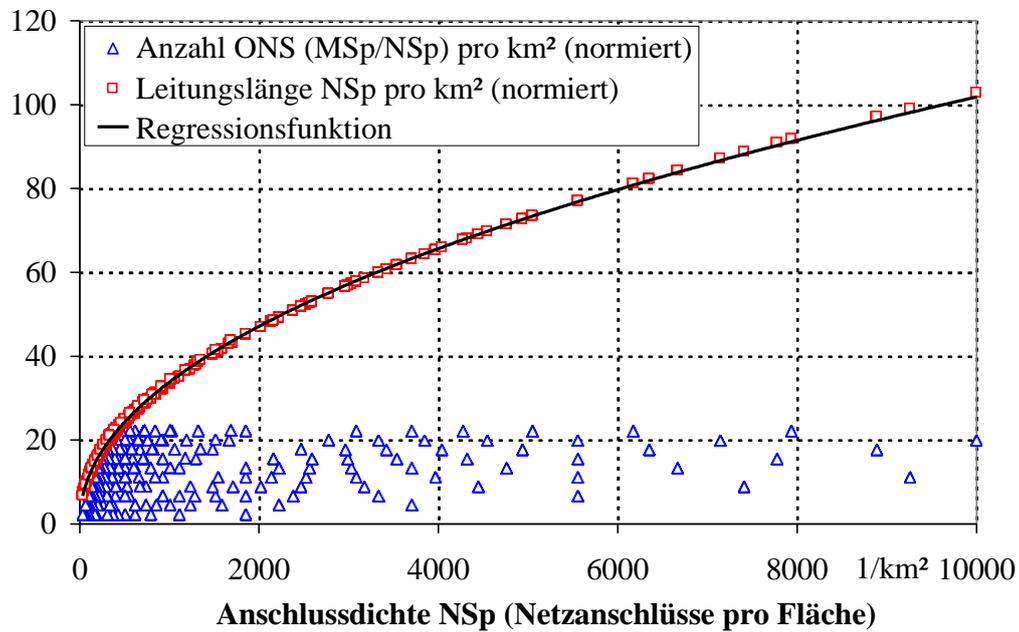


Quelle: Frontier Economics/Consentec (2003)

Wirkung der Anschlussdichte auf Netzanlagen

Die Variation der Eingangsgrößen „Lastdichte“ sowie „Anschlussdichte“ ergab einen nicht-linearen Zusammenhang zwischen der „Anschlussdichte“ und der erforderlichen Leitungslänge für die NSp-Ebene. Ein klarer Zusammenhang zwischen der „Anschlussdichte“ und der Anzahl der Ortsnetztransformatoren konnte allerdings nicht festgestellt werden (Abbildung 5).

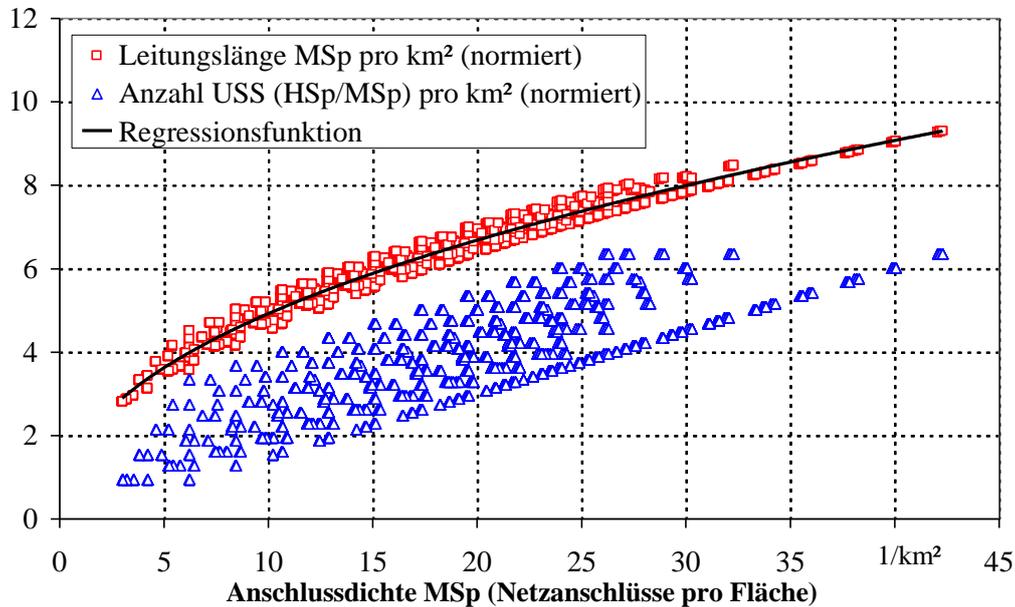
Abbildung 5 Beziehung zwischen NSp-Anschlussdichte und Dimensionierung der Netzebenen 6 und 7 (Niederspannung)



Quelle: Frontier Economics/Consentec (2003)

Für die MSp-Ebene ergab sich ein ähnliches Ergebnis, wobei der Verlauf der Kurve für den Zusammenhang zwischen Anschlussdichte und Leitungslänge flacher ausgeprägt war als bei der NSp-Ebene (Abbildung 6).

Abbildung 6 Beziehung zwischen MSp-Anschlussdichte und Dimensionierung der Netzebenen 4 und 5 (Mittelspannung)



Quelle: Frontier Economics/Consentec (2003)

Zwischenergebnis aus Modellnetzanalyse (2003)

Aus den Ergebnissen der Modellnetzanalyse wurden folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Es gibt keine einzelne Einflussgröße, die den gesamten Anlagenumfang zufriedenstellend erklärt. Der erforderliche Umfang an Netzanlagen wird vielmehr in jeder Netzebene durch individuelle Einflussgrößen determiniert.
- Die Dimensionierung der Umspannebenen (Netzebenen 4 und 6) wird wesentlich von der summarischen Lastdichte (Höchstlast pro Fläche) aller jeweils unterlagerten Netzebenen bestimmt. Der Zusammenhang zwischen diesen Größen ist linear.
- Zwischen der Leitungsdichte und der Anschlussdichte besteht ein signifikanter Zusammenhang (Netzebene 5 und 7). Der Zusammenhang ist stark nichtlinear und kann als quadratwurzelförmig approximiert werden.

2.1.3 Berücksichtigung von nichtlinearen Wirkungszusammenhängen für den Effizienzvergleich

Die MNA hatte ergeben, dass – je Leitungsebene – die Anzahl der Netzanschlüsse pro Fläche (Anschlussdichte) einen signifikanten Einfluss auf die Netzlänge pro Fläche (Leitungsdichte) hat. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass der funktionale Zusammenhang zwischen diesen

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

Größen stark nichtlinear ist. Dies bedeutet, dass beispielsweise zwei Netzbetreiber, deren durchschnittliche Anschlussdichte über das jeweils *gesamte* Versorgungsgebiet identisch ist, dennoch unterschiedlichen Bedarf an Netzlänge haben können, wenn die Anschlussdichten *innerhalb* der Versorgungsteilgebiete unterschiedlich stark schwanken. Die Verwendung differenzierter Daten über Anschlussdichten in einzelnen Versorgungsteilgebieten ist folglich einer Verwendung von Durchschnittswerten vorzuziehen. Als Versorgungsteilgebiete werden in der NSp-Ebene die Zählsprengel (Untereinheit von Gemeinden), der MSp-Ebene die Gemeinden sowie der HSp-Ebene das Versorgungsgebiet des Stromverteilernetzbetreibers herangezogen.

Zur Abbildung des Effekts von unterschiedlichen Anschlussdichten in Teilgebieten des Versorgungsgebiets eines Stromverteilernetzbetreibers wurde deshalb der approximativ ermittelte quadratwurzelförmige Zusammenhang zwischen der Leitungsdichte (l_j/A_j) und Netzanschlussdichte ($N_{NA,j}/A_j$) herangezogen:

$$\frac{l_j}{A_j} = \sqrt{\frac{N_{NA,j}}{A_j}} \quad (1)$$

mit l_j : Leitungslänge je Teilgebiet j ,

mit A_j : Flächengröße je Teilgebiet j ,

mit $N_{NA,j}$: Anzahl der Netzanschlüsse je Teilgebiet j .

Zur Berechnung der Leitungslänge l_{gesamt} wurde (1) entsprechend zu (2) umgeformt. Die Leitungslänge ergibt sich in (2) somit aus der Summe über alle Teilgebiete der Quadratwurzel aus der Anzahl der Netzanschlüsse pro Teilgebiet und der relevanten versorgten Fläche im Teilgebiet.

$$l_{gesamt} = \sum_{j=1}^{N_{TG}} A_j \cdot \sqrt{\frac{N_{NA,j}}{A_j}} = \sum_{j=1}^{N_{TG}} \sqrt{A_j \cdot N_{NA,j}} \quad (2)$$

Zur Ermittlung der Leitungslänge l_{gesamt} für die HSp-, MSp- und NSp-Ebene werden jeweils unterschiedliche Definitionen für die relevanten Teilgebiete verwendet.

Für die Lastdichte ist eine analoge Vorgehensweise nicht erforderlich. Dies ergibt sich aus dem linearen Zusammenhang zwischen der Lastdichte und ONS/USP-Dichte und kann am Beispiel der NSp-Last illustriert werden. Formelmäßig kann der lineare Zusammenhang dargestellt werden durch:

$$\frac{ONS_j}{A_j} = c \cdot \frac{Last_j}{A_j} \quad (3)$$

mit ONS_j : Anzahl der Ortsnetzstationen je Teilgebiet j ,

mit A_j : Flächengröße je Teilgebiet j ,

mit $Last_j$: Last je Teilgebiet j ,

mit c : linearer Zusammenhang.

Wenn man jetzt die gesamte Anzahl der ONS über die Summe der Teilgebiete haben möchte, gilt:

$$ONS_j = c \cdot \frac{Last_j}{A_j} \cdot A_j = c \cdot Last_j \quad (4)$$

$$ONS_{gesamt} = \sum_{j=1}^{TG} (c \cdot Last_j) \quad (5)$$

Aus (5) ist ersichtlich, dass – im Unterschied zu der Leitungslänge – die Verteilung der Last auf die Teilgebiete keinen Einfluss auf die ONS-Anzahl hat. Es wurde deshalb die Gesamthöchstlast als relevanter Parameter verwendet.

2.1.4 Berechnung der Leistungs-/Strukturparameter und Weiterverwendung

Die Ergebnisse der MNA haben ergeben, dass für die Ermittlung der aus der MNA abgeleiteten Leistungs- und Strukturparameter die nachfolgenden Daten der Stromverteilternetzbetreiber erforderlich waren:

- Netzhöchstlasten für MSp- (Netzebene 4-7) und NSp-Ebene (Netzebene 6-7);
- Netzanschlüsse der HSp-, MSp- und NSp-Ebene aufgeteilt nach Gemeindeebene; sowie
- versorgte Fläche aufgeteilt nach HSp-, MSp- und NSp-Ebene.

Die beiden letzten Daten wurden zur Berechnung der Leitungslänge („flächengewichtete transformierte Netzanschlussdichte“) verwendet. Die dadurch ermittelte „flächengewichtete transformierte Netzanschlussdichte“ wurde mit den realen Netzlängen der Stromverteilternetzbetreiber plausibilisiert.

Im Anschluss wurde für die Höchstlast MSp-/NSp-Ebene, die „flächengewichtete transformierte Netzanschlussdichte“ für HSp-/MSp-/NSp-Ebene sowie weitere potentielle Outputvariablen mittels einer Regressionsanalyse getestet, inwieweit durch diese Parameter die Kosten der Stromverteilternetzbetreiber erklärt werden können.

Im Effizienzvergleich von E-Control werden derzeit die **Höchstlast MSp-/ NSp-Ebene** sowie die „**flächengewichtete transformierte Netzanschlussdichte**“ für **HSp-/MSp-/NSp-Ebene** als relevante Leistungs- und Strukturparameter im Effizienzvergleich verwendet.

2.2 Internationale Anwendungen von ingenieur-wissenschaftlichen Analysen im Kontext des Effizienzvergleichs

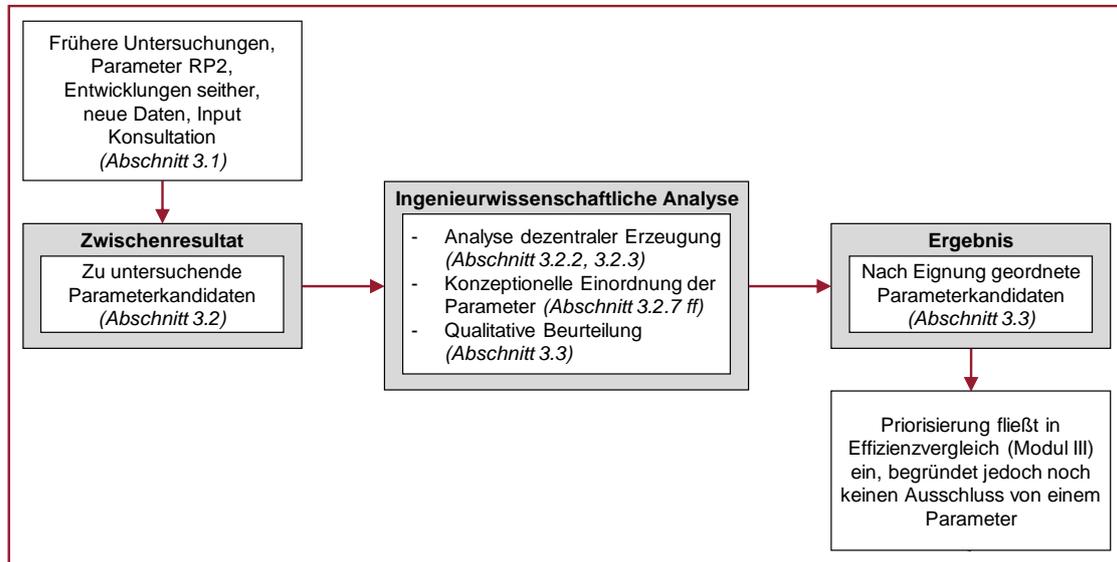
Der derzeitige Effizienzvergleich der Stromverteilternetzbetreiber in Österreich beruht auf den aus Frontier Economics/Consentec (2003) abgeleiteten Zusammenhängen auf Basis der Modellnetzanalysen. Wie oben ausgeführt, trifft die Modellnetzanalyse vereinfachte Annahmen (z. B. einheitliche Lasten für Netzanschlüsse). Seit 2003 haben sich die Herausforderungen für Stromverteilternetzbetreiber geändert. In der Folge stellen wir zwei internationale Beispiele für die Anwendung von ingenieurwissenschaftlichen Analysen im Zusammenhang mit einem Effizienzvergleich dar, bei denen explizit auch neue Herausforderungen für Stromverteilternetzbetreiber adressiert werden.

2.2.1 Effizienzvergleich für Stromverteilternetzbetreiber in Deutschland für die 3. Regulierungsperiode (2019–2023)²

Im Effizienzvergleich für Stromverteilternetzbetreiber in Deutschland wurde eine ingenieurwissenschaftliche Analyse im Rahmen der Kostentreiberanalyse verwendet (Abbildung 7). Die ingenieurwissenschaftliche Analyse wurde dabei zur Identifikation von potenziellen Kostentriibern sowie zu deren Priorisierung für die statistische Kostentreiberanalyse herangezogen. Der Schwerpunkt lag dabei auf dem Effekt der Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen und deren Auswirkung auf die Netzkosten.

² SwissEconomics/Sumicsid/IAEW, Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode (EVS3), Gutachten für Bundesnetzagentur, 2019.

Abbildung 7 Anwendung der ingenieurwissenschaftlichen Analyse bei der Vergleichsparameter Auswahl



Quelle: In Anlehnung an SwissEconomics/Sumicsid/IAEW (2019)

Die ingenieurwissenschaftliche Analyse für die Bestimmung von Parameterkandidaten zur Abbildung der Versorgungsaufgabe „Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen“ erfolgt in mehreren Schritten.

Zunächst wurden potentielle Parameterkandidaten zur Erfassung der Kostenwirkung der „Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen“ identifiziert, u. a.:

- Installierte Erzeugungsleistung (dezentral).
- Höchstlast (Entnahme): spiegelt die Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dem Netz wider und bezieht sich so lediglich auf Lasten im Netz.
- Höchstlast (Rückspeisung): spiegelt die Jahreshöchstlast aller Einspeisung in das Netz wider und bezieht sich lediglich auf Erzeuger im Netz.
- Höchstbelastung: spiegelt die betragsmäßig höchste Belastung der Netze aus Entnahme und Rückspeisung wider, bezieht sich also auf Last und Erzeugung im Netz.

Im Anschluss wurde aus ingenieurwissenschaftlichen Gesichtspunkten die Eignung der potenziellen Parameterkandidaten zur Abbildung der Kostenwirkung durch dezentrale Erzeugungsanlagen bezogen auf die erfassten Netzebenen sowie auf die erfassten Technologien diskutiert. Ergebnis war eine Priorisierung der potenziellen Parameterkandidaten gemäß Tabelle 1, welche im Anschluss gemeinsam mit anderen Parameterkandidaten einer statistischen Kostentreiberanalyse unterzogen wurden. Die Parameter „Höchstlast“ und „Höchstbelastung“ wurden hierbei einerseits zeitgleich

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

gebildet, um je Station die jeweils spezifische, auslegungsrelevante Belastungsspitze zu berücksichtigen. Andererseits wurden die Parameter zeitgleich gebildet, um die höchste tatsächlich auftretende Belastung der betroffenen Umspannebene sowie der vor- bzw. nachgelagerten Spannungsebene zu erfassen.

Tabelle 1 Ergebnis ingenieurwissenschaftliche Analyse – Priorisierung Vergleichsparameter dezentraler Erzeugung

Geeignete Vergleichsparameter	Erfüllung Kriterien
1. Installierte Erzeugungsleistung (dezentral)	Zielorientierung DZA, Kontinuität, hohe Datenverfügbarkeit, keine Beeinflussbarkeit, Disaggregation möglich
2. Höchstlast (Rückspeisung) (zeitgleich und -ungleich)	Zielorientierung DZA, unvollständige Datenverfügbarkeit, theoretische Beeinflussbarkeit
3. Höchstbelastung (zeitgleich und -ungleich)	Universelle Zielorientierung, unvollständige Datenverfügbarkeit, theoretische Beeinflussbarkeit

Unterstützende Parameter
<ul style="list-style-type: none"> • Fläche • Anzahl Einspeisepunkte (dezentral) • Leitungslänge

Quelle: *SwissEconomics/Sumicsid/IAEW (2019)*

Das Ergebnis der Kostentreiberanalyse führte zu einer Modellspezifikation für den Effizienzvergleich der deutschen Stromverteilernetzbetreiber mit

- exogenen (z. B. installierte Erzeugungsleistung, Anzahl der Messtellen) sowie endogenen Vergleichsparametern (reale Netzlängen für HSp, MSp, NSp); sowie
- nach Spannungsebenen aggregierten (Anzahl der Messstellen) sowie disaggregierten (z. B. installierte Erzeugungsleistung, Netzlängen, Netzhöchstlasten) Vergleichsparametern.

Tabelle 2 Finale Vergleichsparameter für Effizienzvergleich der deutschen Stromverteilernetzbetreiber für 3. Regulierungsperiode

Vergleichsparameter	Abbildung der Versorgungsaufgabe
Anzahl der Messstellen (HSp, MSp, NSp)	Abbildung der Dienstleistungsdimension mit Kosten je gemessener Messstelle und der Granularität der Versorgungsaufgabe
Erdkabel HSp	Nach Spannungsebene disaggregierte Abbildung der Netzlängen, auf Ebene HSp zudem Unterscheidung von Erdkabeln und Freileitungen.
Freileitungen HSp	Hierdurch Abbildung der Dienstleistungsdimension (insb. erforderliche Netzlängen zum Anschluss der Endkunden)
Leitungen MSp	

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

Vergleichsparameter	Abbildung der Versorgungsaufgabe
Leitungen NSp	
Höchstlast HSp/MSp	Disaggregierte Abbildung der Kapazitätserfordernisse auf den Umspannebenen HSp/MSp und MSp/NSp
Höchstlast MSp/NSp	
Installierte Erzeugungsleistung Netzebene 1-4	Installierte Erzeugungsleistung der oberen Netzebenen (HöSp, HSp)
Installierte Erzeugungsleistung Netzebene 5-7	Dezentrale installierte Erzeugungsleistung auf den unteren Netzebenen (MSp, NSp) zur Abbildung der Kapazitätsdimension (in Übereinstimmung mit der ingenieurwissenschaftlichen Analyse)

Quelle: *SwissEconomics/Sumicsid/IAEW (2019)*

Zusammenfassend gilt für die Verwendung der ingenieurwissenschaftlichen Analyse im deutschen Kontext des Effizienzvergleichs:

- Im Unterschied zu Österreich wurde durch die ingenieurwissenschaftliche Analyse kein expliziter funktionaler Zusammenhang zwischen einer Eingangsgröße „Dezentrale Erzeugungsanlagen“ sowie daraus resultierenden Ergebnisgrößen ermittelt. Es war auch nicht die Zielsetzung auf Basis eines funktionalen Zusammenhangs einen „synthetischen“ Output (ähnlich der „transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichte“) zu berechnen.
- Die ingenieurwissenschaftliche Analyse wurde zur Identifikation von sachgerechten Parameterkandidaten, die direkt von den Netzbetreibern erhoben wurden, sowie zu deren Priorisierung für die nachfolgende Kostentreiberanalyse verwendet.
- Durch die ingenieurwissenschaftliche Analyse wurde eine neue bzw. eine immer wichtiger werdende Versorgungsaufgabe eines Stromverteilernetzbetreibers „Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen“ adressiert.
- Die ingenieurwissenschaftliche Analyse wurde nicht explizit zur Bestimmung von funktionalen Zusammenhängen z. B. zwischen der Netzanschluss- und Leistungsdichte herangezogen, um auf Basis dessen einen Leistungs- und Strukturparameter für die Abbildung der Anschlussdichte zu erhalten. Stattdessen werden im deutschen Kontext die realen Leitungslängen der Stromverteilernetzbetreiber (disaggregiert nach Netzebenen) verwendet. Dies ist ein wichtiger Unterschied zum aktuellen Vorgehen in Österreich. Die deutsche Regulierungsbehörde nimmt hier eine Abwägung zwischen endogenen vs. exogenen Vergleichsparameter zur Abbildung einer Dimension der Versorgungsaufgabe vor und kommt dabei zu dem Ergebnis, dass ein Fehlanreiz aufgrund endogener realer Leitungslängen geringer zu bewerten ist als der mögliche verzerrende Effekt auf die Ergebnisse des Effizienzvergleichs aufgrund einer unzureichenden Definition eines exogenen Vergleichsparameters.

2.2.2 Norwegen – Diskussion zu neuen Vergleichsparameter im Effizienzvergleich für Stromverteilernetzbetreiber

Der aktuelle Effizienzvergleich für Stromverteilernetzbetreiber in Norwegen verwendet als relevante Vergleichsparameter³:

- Anzahl der Netzkunden;
- Leitungslänge (High-Voltage: 1-22 kV); und
- Anzahl der Umspannungsanlagen (High-Voltage: 1-22 kV).

Die Vergleichsparameter weisen aus Sicht der norwegischen Regulierungsbehörde, RME, allerdings einige Probleme auf, da sie einerseits nicht alle verfügbaren Daten verarbeiten, von den Netzbetreiber teilweise beeinflussbar sind und zudem andererseits auch geändertes Nutzerverhalten nicht reflektieren. Genauer bedeutet das:

- **Smart-Meter Daten** erlauben bessere Beschreibung der Versorgungsaufgabe und sollten genutzt werden.
- Outputs reflektieren nicht die **Herausforderung, Strom über längere Distanzen** zu verteilen.
- Fokus auf physische Netzanlagen im High-Voltage Netz und **Ausklammerung von Low-Voltage (<1kV)**.
- Outputs reflektieren nicht ein möglicherweise **geändertes Nutzerverhalten** durch dezentrale EE/Speicher und E-Mobilität.

RME hat deshalb einen Prozess zur Anpassung der Vergleichsparameter gestartet. Als ein möglicher Kandidat für einen neuen Vergleichsparameter wurde dabei die sog. „**Power Distance**“ identifiziert. Durch die „Power Distance“ werden zwei Informationen der Versorgungsaufgabe eines Stromverteilernetzbetreibers zusammengefasst: (i) die „Distance“ von Trafo-/Umspannstation zu Endkunden, sowie (ii) die „Power“ (Leistung), die zum Netznutzer transportiert wird bzw. die vom Netznutzer wegtransportiert wird. Durch letzteres erfasst die „Power Distance“ geänderte Nutzerverhalten von Endkunden, die als Nachfrager oder Erzeuger von Strom auftreten können.

Die Berechnung der „Power Distance“ ist allerdings komplex. Zunächst ist ein **geeigneter Algorithmus** erforderlich, wie die Distanz von Trafo-/Umspannstation zu Endkunden bestimmt wird. In THEMA (2021)⁴ werden dazu unterschiedliche Algorithmen dargestellt und

³ Zusätzlich werden auch noch Parameter im Effizienzvergleich verwendet, welche zusätzliche Umweltfaktoren abbilden.

⁴ THEMA, Methods for calculating power and energy distance – Formulation, application and comparison of power distance parameters on the Norwegian distribution grid, Bericht für RME, 2021.

deren Vor-/Nachteile diskutiert. Als geeigneter Algorithmus wird der minimale Spannbaum ausgewiesen.

Ebenfalls die Datenanforderungen zur Berechnung der „Power Distance“ sind sehr hoch. Es sind hier **geographisch und zeitlich hoch granular aufgelöste Daten** der Netzbetreiber zu Standort und Last der Netznutzer sowie der bestehenden Trafo-/Umspannstation erforderlich. Diese hoch aufgelösten Daten sind einerseits komplex zu erfassen und stellen andererseits auch eine Herausforderung bei der Sicherstellung der Datenqualität dar. THEMA (2022) hat auf Basis von verfügbaren Daten erste Berechnungen der „Power Distance“ für norwegische Stromverteilernetzbetreiber durchgeführt und gleichzeitig auf noch bestehende Probleme bei der Datenqualität hingewiesen.⁵ Dies kann einerseits die Smart Meter Daten betreffen, welche auf Elhub⁶ Daten beruhen. Beispielsweise wird hier angeführt, dass die Gesamtanzahl der Zähler monatlich stark variiert und dies nur schwer zu erklären ist. Elhub erfasst keine Koordinaten der Zählerstandorte, weshalb die Koordinaten durch einen Abgleich mit anderen Datenquellen erfolgen muss. Die Verschneidung mit anderen Datenquellen bedingt, dass nicht allen Zählerstandorten Koordinaten zugewiesen werden und somit auch nicht alle Zähler zur Berechnung der „Power Distance“ herangezogen werden können⁷. Andererseits betrifft die Datenqualität die Angaben der Stromverteilernetzbetreiber zur physischen Netzinfrastruktur, z. B. richtige Zuordnung von Transformatorstationen zu Spannungsebenen, geographische Verortung. Ein zusätzlicher Aspekt sind unterschiedliche Datenmanagementsystemen zwischen großen und kleinen Stromverteilernetzbetreiber. Letztere haben zumeist nicht alle erforderlichen Daten erfasst und müssen deshalb von der Berechnung der „Power Distance“ ausgeschlossen werden.

Zusammenfassend gilt für die Verwendung der ingenieurwissenschaftlichen Analyse in der aktuellen Diskussion in Norwegen:

- Ähnlich wie in Österreich wird auf Basis einer ingenieurwissenschaftlichen Analyse ein Zusammenhang zwischen Eingangsgrößen mit Ergebnisgrößen („Power Distance“) ermittelt. Auf Basis des Zusammenhangs (Algorithmus) und granularen Daten wird ein „synthetischer“ Vergleichsparameter („Power Distance“) ähnlich wie bei der „transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichte“ in Österreich berechnet. Im

⁵ “ While improvements were made in terms of streamlining computation processes, data handling and quality continue to be a critical factor. Metering data for all grid companies was provided by Elhub. Grid asset data for substations and transformers were provided by RME. Both data sets and the combination of the presented challenges, such as the allocation of coordinates, the matching of company names and the differentiation between grid asset owners and operators. To ensure a fair benchmarking, challenges related to data and computation need to be overcome. (S.4)” THEMA, Developing new output parameters for the use in future efficiency analysis for DSOs, Studie für RME, 2022.

⁶ <https://elhub.no/en/about-elhub/>

⁷ “This limits the scope of points included in the analysis and may result in differences between grid companies depending on data quality. These anomalies should be kept in mind while analysing specific DSOs. Even though the total appears to be correct, small changes and different levels of data availability will also affect smaller DSOs to a greater extent. (S. 19)” THEMA, Developing new output parameters for the use in future efficiency analysis for DSOs, Studie für RME, 2022.

Vergleich zu Österreich wird hier allerdings noch eine zusätzliche Dimension ergänzt und die Leitungslänge um den Faktor „Power“ skaliert.

- Durch die „Power Distance“ wird geändertes Nutzerverhalten durch dezentrale EE/Speicher und E-Mobilität erfasst.
- Die Datenanforderungen für die Ermittlung der „Power Distance“ sind erheblich und der Datenqualität kommt eine hohe Bedeutung zu. Für Österreich würde diese bedeuten, dass deutlich detailliertere Daten von den Stromverteilernetzbetreiber zu den physischen Netzanlagen, d.h. nicht nur die „Gesamtsumme je Spannungsebene“, sondern auch deren geographische Verortung erfasst werden müssten. Aufgrund des noch nicht flächendeckenden Rollouts von Smart Meters in Österreich ist die Erfassung von stundenscharfen Erzeugung-/Lastgangsdaten insbesondere für NSp-Netzkunden nur eingeschränkt möglich. Diese wären allerdings in Verbindung mit der geographischen Verortung des Verbrauchs für die Berechnung der „Power Distance“ erforderlich.
- Wir verstehen, dass die norwegische Regulierungsbehörde noch keine endgültige Entscheidung für die Verwendung der „Power Distance“ im Effizienzvergleich getroffen hat.

2.3 Neue Herausforderungen für Stromverteilernetzbetreiber in Österreich

In Frontier Economics/Consentec (2003) wurde im Rahmen der Modellnetzanalyse noch von eher konventionellen elektrischen Energienetzen ausgegangen, d. h. von Netzen mit zentraler Energieerzeugung durch konventionelle Großkraftwerke und anschließendem elektrischem Energietransport von Übertragungsebene hin zur Verteilernetzebene und den Letztverbrauchern.

Das heutige und zukünftige elektrische Verteilernetz ist im Vergleich dazu stärker durch die Dezentralisierung geprägt. Das heißt, zentrale Großkraftwerke werden zunehmend durch dezentrale Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen ersetzt, welche auf allen Spannungsebenen in das elektrische Energienetz integriert werden und dadurch bidirektionale Leistungsflüsse von der untergelagerten in die übergelagerte Spannungsebene hervorrufen. Verstärkt wird diese Entwicklung durch das sogenannte „Prosumer“-Modell, bei dem Verbraucher mit privaten Erzeugungsanlagen nicht nur ihren Eigenbedarf decken, sondern damit auch aktiv am Energiemarkt teilnehmen. Neben der Erzeugerseite erfährt auch die Verbraucherseite einen sektorenübergreifenden Wandel. Durch die Elektrifizierung des Verkehrs steigt nicht nur die Nachfrage nach elektrischer Energie, sondern auch der Bedarf an Ladeinfrastruktur. Das Laden von Elektrofahrzeugen ruft aufgrund des hohen Leistungsbedarfs zusätzliche Belastungen im Netz hervor, die ggf. zu Überlastungen von Netzabschnitten führen können. Weitere zusätzliche Netzbelastungen stellen zudem Wärmepumpen dar, die auf Haushaltsebene den Heizbedarf elektrisch abdecken.

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

Diese Entwicklungen verändern die Versorgungsaufgabe und stellen damit die Verteilernetzbetreiber vor neuen Herausforderungen bei Planung ihrer Infrastruktur. Die Herausforderungen sind:

- Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen (z. B. Wind und PV),
- Integration von neuartigen Verbrauchern wie Elektromobilität und Wärmepumpen.

Durch die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere von Wind- und PV-Anlagen, sind zusätzliche Netzintegrationsmaßnahmen erforderlich, um mögliche Verletzungen der technischen Randbedingungen des Netzbetriebs zu beheben. In diesem Zusammenhang kann es aufgrund der dargebotsabhängigen Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen mit teilweise hoher Gleichzeitigkeit regional zu Überschreitungen der **thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln** und/oder der **einzuhaltenden Betriebsspannung** kommen. Insbesondere in der Nieder- und Mittelspannungsebene kann die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen zu spannungsbedingten Verletzungen der technischen Randbedingungen führen. Mögliche Netzintegrationsmaßnahmen, die ein Verteilernetzbetreiber zur Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen vornehmen kann, sind:

- Netzverstärkung oder -umbauten, um die Übertragungskapazität des Verteilernetzes zu erhöhen oder um Grenzwertverletzungen zu verhindern,
- Einsatz von Lastmanagementsystemen, um Lastspitzen zu reduzieren,
- Einsatz von regelbaren Ortsnetzstationen zur Unterstützung des Spannungsbandes,
- Witterungsabhängiges Freileitungsmonitoring zur Überwachung der Übertragungskapazitäten,
- Ringschlüsse zur Anpassung von Leistungsflüssen,
- Stromkompensationsanlagen, um den symmetrischen Betrieb des Netzes zu gewährleisten,
- Einsatz von moderner Informations- und Kommunikationstechnologien (Smart Grids), um durch Überwachung und Steuerung der Stromerzeugung, -verteilung und -nachfrage Lastflüsse in Echtzeit zu überwachen und zu steuern.

Im Kontext des Effizienzvergleichs führen diese Netzintegrationsmaßnahmen somit zu zusätzlichen Netzkosten für Verteilernetzbetreiber (aber ermöglichen ggf. auch eine höhere Durchleitungsstrommenge). Da die oben genannten Netzintegrationsmaßnahmen direkt von Verteilernetzbetreiber beeinflussbar sind, sind sie als Kostentreiber für den Effizienzvergleich weniger geeignet. Stattdessen kann die installierte Leistung der zu integrierenden dezentralen Erzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien als Struktur- und Leistungsparameter für den Effizienzvergleich herangezogen werden.

Zusätzliche Aufwände für Verteilernetzbetreiber getrieben durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen zeigen sich u.a. auch durch die hohe Rückspeisung in die vorgelagerten

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

Netzebenen. Hohe Rückspeisungen in vorgelagerte Netzebenen können weitere Netzverstärkungsmaßnahmen (Zubau eines weiteren Transformators) erforderlich machen. Abhängig sind diese Rückspeisungen zum einen von der Gleichzeitigkeit der Einspeisung und zum anderen von der Aufnahmekapazität des Netzes. Die lokale Aufnahmekapazität von hohen Einspeiseleistungen kann dabei beispielsweise in Netzen mit hoher Durchdringung von (steuerbaren) Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur als neuartige Verbraucher höher sein als in Netzen mit konventionellen, unflexiblen Verbraucherlasten. Damit besteht eine Wechselwirkung zwischen der Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen auf der Erzeugerseite und der Integration neuartiger Verbraucher auf der Verbraucherseite. Um im Effizienzvergleich diese Wechselwirkungen zu berücksichtigen, können als Struktur- und Leistungsparameter beispielsweise die Transformator-Höchstlast zur Abbildung der Transformator Kapazität und die Anzahl der Netzanschlüsse (Last und Erzeugung) herangezogen werden.

Zusammenfassend erfordert die Integration neuer Verbrauchs- und Erzeugungstechnologien in die Stromnetze in allen Spannungsebenen eine Anpassung und Optimierung der Netze. Die zukünftigen Herausforderungen liegen dabei in der Gewährleistung der Netzstabilität, der Sicherstellung einer ausreichenden Netzkapazität und der Anpassung an die steigenden Anforderungen durch die Elektrifizierung des Verkehrs und die zunehmende Nutzung von erneuerbaren Energiequellen. Bei der Bestimmung von Struktur- und Leistungsparametern müssen diese Entwicklungen entsprechend berücksichtigt werden. Mögliche Struktur- und Leistungsparameter, welche diese Entwicklungen berücksichtigen, sind:

- Transformator-Höchstlast,
- Installierte Leistung Erneuerbarer Energien,
- Installierte Leistung Wärmepumpen/Ladesäulen, sowie
- Anschlussdichte (versorgte Fläche zu der Anzahl der Netzanschlüsse).

3 Vorgehen zur Analyse der Auswirkung unterschiedlicher Kostentreiber auf Stromverteilernetzbetreiber

In diesem Abschnitt diskutieren wir unser Vorgehen zur Analyse der Auswirkung unterschiedlicher Kostentreiber auf Stromverteilernetzbetreiber vor dem Hintergrund der oben beschriebenen neuen Herausforderungen an die Stromverteilernetze. Unter einem Kostentreiber wird hierbei die Eigenschaft eines Netzgebiets oder die Art und Weise der Netznutzung durch die an ein Netz angeschlossenen Netznutzer verstanden, die sich auf die Höhe der Netzkosten auswirkt. Darunter fallen insbesondere **exogene Kenngrößen**, also Größen, die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar und abhängig von Entscheidungen oder Eigenschaften der Netznutzer sind.

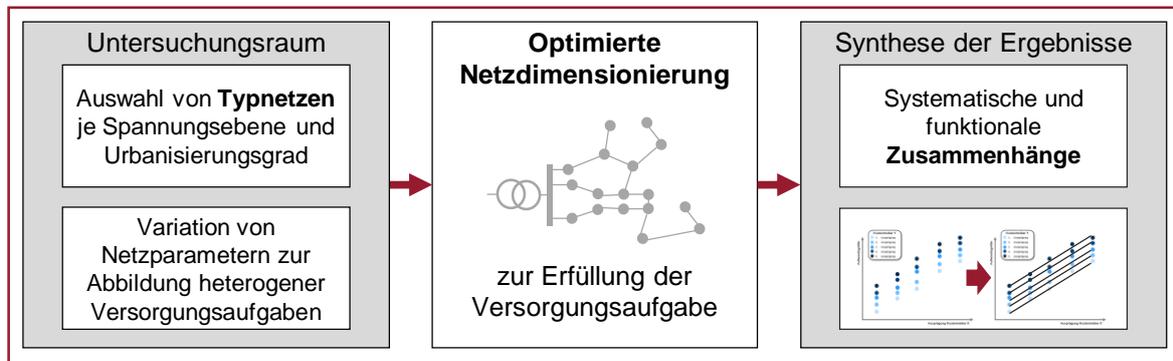
Um den Kosteneinfluss der exogenen Größen abzubilden, können weiterhin die Verfahren zur Modellnetzanalyse herangezogen werden. Mit diesen Verfahren kann ein funktionaler Zusammenhang zwischen exogenen Kenngrößen, welche die Versorgungsaufgabe charakterisieren, und dem dann strukturell bedingten Netzanlagenumfang bestimmt werden. Mit Hilfe dieses aus den Modellnetzanalysen hergeleiteten funktionalen Zusammenhangs kann dann der erforderliche Netzanlagenumfang als Kostentreiber eines Netzbetreibers ermittelt werden.

Im Unterschied zur Modellnetzanalyse von Consentec in Frontier Economics/Consentec (2003) verwendet das vorliegende Gutachten synthetische, heterogene Ausgangsmodellnetze für verschiedene Spannungsebenen im Verteilernetz als Grundlage, um den Effekt von heterogenen Netzstrukturen zu berücksichtigen (und keine gleichverteilten homogene Netze). Diese Heterogenität der Ausgangsmodellnetze ergibt sich insbesondere durch unterschiedliche Größen der Unternehmen, die jeweils relevanten Spannungsebenen sowie die spezifischen Erzeugungs- und ggfs. Verbrauchsstrukturen in den jeweiligen Netzgebieten. Das Ziel ist die Quantifizierung der Einflüsse von strukturellen Netzparametern und deren Kombinationen auf den Netzaufwand und insbesondere die Ermittlung funktionaler Zusammenhänge zwischen diesen Eingangs- und Ergebnisgrößen. Hierzu werden unter Variation der Eigenschaften der Versorgungsaufgabe mithilfe von praxisüblichen Vorgehensweisen bei der Netzplanung aus den synthetischen Ausgangsnetzen jeweils heterogene Modellnetze mit optimierter Netzdimensionierung für die jeweils definierte Versorgungsaufgabe entworfen.

Das methodische Vorgehen dieses Gutachtens ist in Abbildung 8 dargestellt und zielt auf die optimierte Netzdimensionierung der Modellnetze in Abhängigkeit der zugrunde gelegten Versorgungsaufgabe. Im **ersten Schritt** wird der **Untersuchungsraum** aufgespannt. Dazu werden Typnetze für unterschiedliche Spannungsebenen und Gebietsstrukturen ausgewählt sowie Netzparameter, welche die Versorgungsaufgabe charakterisieren, variiert. Im **zweiten Schritt** erfolgt für alle Kombinationen aus Netzgebiet, Kostentreibern und Netzparametern eine **optimierte Netzdimensionierung** mit dem Ziel der Erfüllung der Versorgungsaufgabe

in Form von Modellnetzen. Im nachfolgenden **dritten Schritt** werden die **funktionalen Zusammenhänge** aus den sich ergebenden Netzanlagenumfängen der Modellnetze ermittelt.

Abbildung 8 Überblick des methodischen Vorgehens



Quelle: IAEW

3.1 Auswahl von Untersuchungsnetzen je Spannungsebene und Urbanisierungsgrad

Zur Auswahl von synthetischen Netzen wird der SimBench Benchmark-Datensatz⁸ herangezogen. In dem SimBench Forschungsprojekt⁹ wurde eine „Simulationsdatenbasis zum einheitlichen Vergleich von innovativen Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und -betriebsführung“ entwickelt. In diesem Benchmark-Datensatz werden Netzdaten der Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannung für unterschiedliche Versorgungsaufgaben und (Zukunfts-)Szenarien bereitgestellt, die der Netzanalyse, Netzplanung und die Netzbetriebsführung dienen und durch ihre öffentliche Verfügbarkeit eine Vergleichbarkeit, Reproduzierbarkeit und Transparenz ermöglichen. Somit stellt SimBench einen Benchmarkdatensatz als Datengrundlage zur Verfügung, um Vergleiche zwischen unterschiedlichen Verfahren und Algorithmen durchführen und Simulationsergebnisse wissenschaftlich nachvollziehbar machen zu können. Diese synthetischen Netze können aufgrund ihrer Bandbreite an verfügbaren Netzstrukturen auch auf internationaler Ebene angewendet werden. Die SimBench-Netze wurden auf Basis der aktuellen Planung und Struktur deutscher Verteilernetze mit Unterstützung von einem Fachbeirat deutscher Verteilernetzbetreiber erstellt. Für die Anwendung in Österreich eignen sich diese allerdings

⁸ <https://simbench.de/de/>

⁹ Das SimBench Forschungsprojekt wurde im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung „Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ im Zeitraum von November 2015 bis September 2019 gefördert.

ebenso, da sich die Netzplanungsgrundsätze und die strukturellen Eigenschaften der Verteilernetze im DACH-Raum nicht wesentlich unterscheiden.

SimBench-Netze teilen sich je nach Spannungsebene in die in der Wissenschaft gängigen Gebietsstrukturen „ländlich“, „halbstädtisch“ und „städtisch“ auf und ermöglichen somit eine modelltechnische Abbildung der Verteilernetze in Österreich. Die Heterogenität der Versorgungsgebiete ergibt sich unter anderem durch ihre Energiebedarfsdichte und die vorhandenen Potentiale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bezogen auf Netzstrukturen unterscheiden sich ländliche, halbstädtisch und städtische Netze hinsichtlich der technischen Charakteristika wie Kabellängen und der Anzahl an Abgängen.

Für die Anwendung in der Modellnetzanalyse werden aus dem SimBench-Datenkatalog für die Nieder- und die Mittelspannungsebene je drei Netzmodelle als Typnetze ausgewählt, welche den Kriterien für städtische, halbstädtisch und ländliche Netzgebiete entsprechen. Die Niederspannungsnetze sind dabei strahlenförmig aufgebaut, während in Mittelspannungsnetzen Ringnetzstrukturen vorliegen. Die Unterschiede in den drei Gebietsstrukturkategorien liegen insbesondere in der Anzahl der Anschlüsse sowie den verwendeten Transformatorgrößen zu der überlagerten Netzebene.

Aufgrund der räumlichen Ausdehnung von Hochspannungsnetzgebieten ist eine Einteilung in ländliche, halbstädtische und städtische Netzgebietstypen nicht sinnvoll, da pro HSp-Netzgebiet mehrere solcher Gebietstypen enthalten sein können. Mit Blick auf die resultierende Heterogenität innerhalb eines Netzgebietes wird für die Hochspannungsebene daher ein synthetisches Netz mit „gemischter Gebietsstruktur“ aus dem Datensatz ausgewählt. Diese „gemischte Gebietsstruktur“ ist insbesondere durch eine Verteilung von ländlichen, halbstädtischen sowie städtischen Mittelspannungsanschlüssen an den HSp/MSp-Transformatoren gekennzeichnet.

3.1.1 Niederspannungsnetze

Der Benchmark-Datensatz stellt insgesamt sechs NSp-Netzmodelle unterschiedlicher Urbanisierungsgrade zur Verfügung, die sich in Abhängigkeit ihrer zugeordneten Gebietsstruktur in der Abgangs- und Knotenzahl sowie Betriebsmitteltypen unterscheiden. Verteilt sind die Betriebsmittel über synthetisch generierte Geokoordinaten, um die relativen Positionen zu den MSp-Knoten abzubilden. Für die Modellnetzanalyse wird jeweils ein Netz der drei Gebietsstrukturen als Typnetz herangezogen. In Tabelle 3 sind die wesentlichen Netzparameter der NSp-Ebene zusammengefasst.

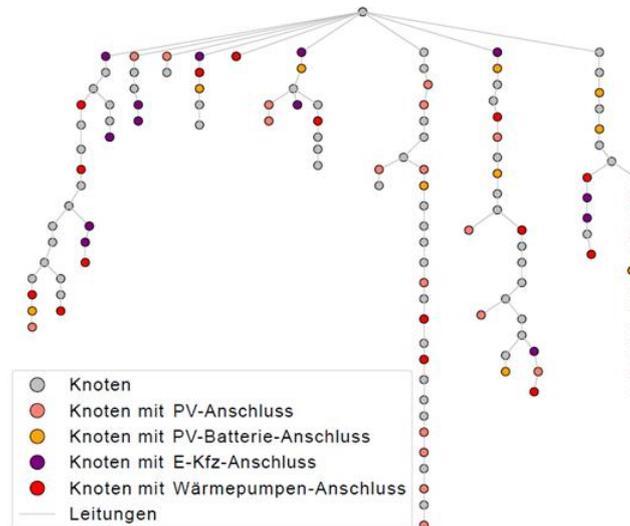
Tabelle 3 Übersicht netzbeschreibender Parameter der Niederspannung-Netze

	Ländlich	Halbstädtisch	Städtisch
Nennspannung in kV	0,4	0,4	0,4
MSp/NSp-Transformatornennleistung in kVA	250	400	630
Abgangsanzahl	4	3	7
Knotenanzahl	96	43	58
Verbraucheranzahl	99	41	111
Summe installierter Erzeugungseinheiten in kW	145	6,5	57
Summe angeschlossener Lasten in kW	202	243	441
Leitungslänge in m	1470	746	1078
Mittlere Leitungslänge in m	15,44	17,76	18,9
Min. Leitungslänge in m	1,52	0,69	0,19
Max. Leitungslänge in m	75	60	77,75
DEA-Anzahl	8	1	5
Angeschlossene DEA-Typen	PV	PV	PV

Quelle: *SimBench Dokumentation*

Da in den dichter besiedelten halbstädtischen und städtischen Netzgebieten mehr Lasten vorzufinden sind, kommen größer dimensionierte Transformatoren zum Einsatz. Weiterhin variieren auch die Leitungslängen der einzelnen Netzmodelle aufgrund der unterschiedlichen Distanzen der Lasten zueinander. Die Leitungslängen sind in den dichter besiedelten halbstädtischen und städtischen Netzgebieten tendenziell kürzer als in ländlichen Gebieten. Da in der Regel keine Windkraftanlagen in der NS-Ebene angeschlossen sind, beschränken sich die installierten Typen der Dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) auf Photovoltaik (PV) Anlagen. Ein beispielhaftes Typnetz der Niederspannung ist in Abbildung 9 dargestellt.

Abbildung 9 Typnetz Niederspannung

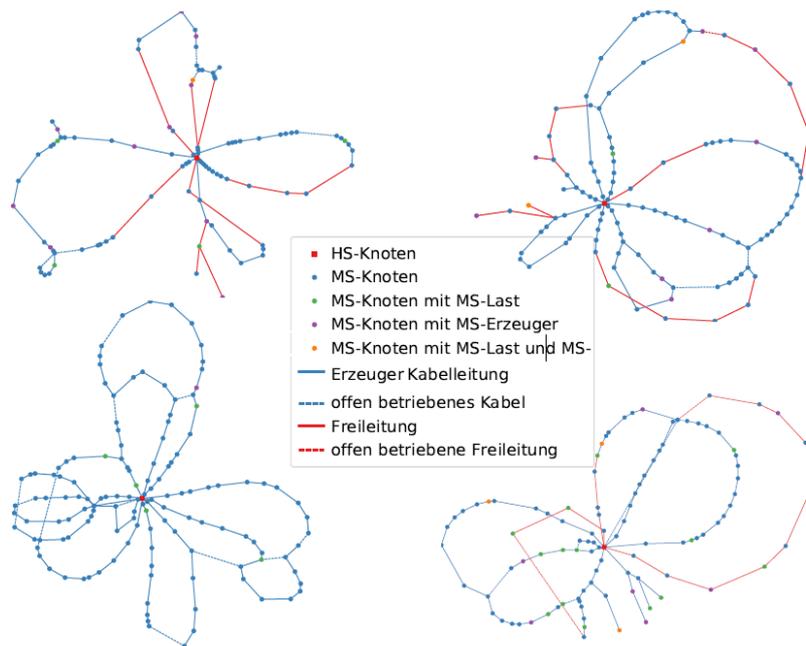


Quelle: SimBench Dokumentation

3.1.2 Mittelspannungsnetze

Im SimBench Benchmark-Datensatz sind jeweils ein MSp-Netzmodell der Gebietsstrukturen „ländlich“, „halbstädtisch“ sowie „städtisch“ und zusätzlich noch ein MSp-Netzmodell der sogenannten gewerblichen Gebietsstruktur vorhanden. Wie bei den NSp-Netzen unterscheiden sich die MSp-Netze in Abhängigkeit ihrer zugeordneten Gebietsstruktur in der Abgangs- und Knotenzahl sowie der eingesetzten Betriebsmitteltypen, und darüber hinaus in der Nennspannung (10 kV und 20 kV) und im Verkabelungsgrad. Zudem besteht ein wesentlicher Unterschied in der Netztopologie zwischen den in der Modellnetzanalyse verwendeten ländlichen, halbstädtischen und städtischen MSp-Netzen. Während das ländliche MS-Netz durch offen betriebene Ringe charakterisiert ist, sind die Ringe im halbstädtischen und städtischen MSp-Netz zusätzlich vermascht. Das städtische MSp-Netz besitzt außerdem eine Schwerpunktstation, von der vier neue offen betriebene Ringe ausgehen. Zur Abbildung der relativen Position zu den HSp-Knoten sind die Betriebsmittel ebenfalls über synthetisch generierte Geokoordinaten verteilt. Zusammengefasst sind die Netzparameter der im Rahmen der Modellnetzanalyse verwendeten MSp-Netze in Tabelle 4.

Abbildung 10 Typnetz Mittelspannung



Quelle: SimBench Dokumentation, Darstellung der MS-Netze: ländlich (links oben), vorstädtisch (rechts oben), städtisch (links unten) und gewerblich (rechts unten)

Entsprechend der Angaben aus Abbildung 10 sind die Abgangslängen des ländlichen MSP-Netzes mit bis zu 23,3 km gegenüber maximal 4,7 km im städtischen MSP-Netz deutlich länger. Versorgungspunkte sind alle Netzknoten, an die Verbraucher aus der MSP- oder NSp-Ebene angeschlossen sind. Wenn es sich nicht um direkt in der MSP-Ebene angeschlossene Verbraucher handelt, entsprechen die Lasten den SimBench-NSp-Netzen, wobei diese so verteilt sind, dass in dem ländlichen MS-Netz ebenfalls vermehrt ländliche NSp-Netze vorkommen.

An das städtische MSP-Netz ist die höchste Lastsumme angeschlossen. Da hier bei gleicher Übertragungsleistung und gleichzeitig geringerer Nennspannung größere Querschnitte benötigt werden, sind im städtischen MSP-Netz Kabeltypen mit größeren Querschnitten eingesetzt. Installierte DEA-Typen sind im städtischen MS-Netz PV-Anlagen und Windkraftanlagen, und im ländlichen und halbstädtischen MS-Netz zusätzlich Biomasseanlagen.

Tabelle 4 Übersicht netzbeschreibender Parameter der Mittelspannung-Netze

	Ländlich	Halbstädtisch	Städtisch
Nennspannung in kV	20	20	10
HS/MS-Transformatornennleistung	2x25 MVA	2x40 MVA	2x63 MVA
Abgangsanzahl	8	9	14
Knotenanzahl	97	117	144
Summe installierter Lasten in MW	17,3	31,6	49,7
Summe angeschlossener Erzeugung in MW	25,6	23,8	13,6
Max. Abgangslänge in km	7,3-22,3	3,4-11,9	0,7-4,7
Mittlere Abgangslänge in km	12,4	6,4	2,2
Max. Anzahl Versorgungspunkte je Abgang	5-22	6-22	4-18
Mittlere Anzahl Versorgungspunkte je Abgang	11,4	12,3	9,5
Verkabelungsgrad in Prozent	60	70	100
Angeschlossene DEA-Typen	Wind, PV, BM, Wasserkraft	Wind, PV, BM, Wasserkraft	Wasserkraft

Quelle: SimBench Dokumentation

3.1.3 Hochspannungsnetz

Für die Untersuchung der Hochspannungsebene wird ein georeferenziertes HSp-Netzmodell mit gemischtem Urbanisierungsgrad aus dem SimBench-Datensatz für die Simulationen herangezogen. Gekennzeichnet ist das gemischte HSp-Netz durch drei Netzverknüpfungspunkte zur Höchstspannungsebene, zwei davon zur 380 kV-Ebene und einer zur 220 kV-Ebene. Die Netzkuppeltransformatoren sind hierbei redundant ausgelegt. Das gemischte HSp-Netzmodell beinhaltet 64 Standorte mit 64 Stationen. Diese Stationen sind mit 95 redundant ausgelegten Leitungen verbunden und bilden eine Gesamtstromkreislänge von 1084 km ab. Die Topologie des gemischten HSp-Netzes weist eine Masche auf sowie einen längeren Abgang in südlicher Ausrichtung. Direkt an das HSp-Netz angeschlossene DEA sind ausschließlich Windkraftanlagen. Die netzbeschreibenden Parameter des gemischten HSp-Netzes sind in Tabelle 5 aufgelistet.

Tabelle 5 Übersicht netzbeschreibender Parameter der Hochspannung-Netze

	Gemischtes HS-Netz
Nennspannung in kV	110
HöS/HS-Transformatorleistung	2x300 MVA, 4x350 MVA
Anzahl Stationen	64
Anzahl Versorgungspunkte	58
Anzahl Leitungen	95
Gesamte Leitungslänge in km	1084
Verkabelungsgrad in Prozent	0
DEA-Anzahl	42
Angeschlossene DEA-Typen	Wind

Quelle: SimBench Dokumentation

Abbildung 11 Typnetz für Hochspannung



Quelle: SimBench Dokumentation

3.2 Variation von Netzparametern zur Abbildung heterogener Versorgungsaufgaben

Das Ziel der Netzparametervariation im Rahmen der Modellanalyse ist die Variation der Versorgungsaufgabe eines zugrunde gelegten Typnetzes, um darauf aufbauend dann den erforderlichen Netzbereich analysieren zu können. Dies wird erreicht, indem zunächst die Netzparameter, welche die Versorgungsaufgabe charakterisieren, für jedes Typnetz im realitätstypischen Wertebereich angepasst werden. Zu diesen Werten zählen die Netzanschlussdichte, die installierte Leistung von Last und Erzeugung sowie deren Verteilung. Da jede Spannungsebene strukturelle Unterschiede aufweist, wird die Netzparametervariation je nach Spannungsebene anders umgesetzt. In der Niederspannungsebene werden Typanschlüsse definiert, welche neben der regulären Verbraucherlast ebenso Wärmepumpen, Ladesäulen sowie PV-Anlagen berücksichtigen. Diese Erhöhung der Last- und Einspeisesituation wird in der MSp-Ebene durch Variation der Lasten und Erzeugungen an den Ortsnetzstationen abgebildet. In der HSp-Ebene findet die schrittweise Anpassung eines SimBench-Status-Quo-Modells zu einem Zukunfts-Netzmodell statt. Die Einzelheiten der drei Spannungsebenen werden nachfolgend vorgestellt. Bei der Simulation einer konkreten Versorgungsaufgabe wird die probabilistische Platzierung von Lasten und Einspeisungen innerhalb des Netzes berücksichtigt. Somit kann dann für jede angesetzte Versorgungsaufgabe das zur Erfüllung dieser Versorgungsaufgabe nötige Netz in seiner Dimensionierung, insbesondere in Form der Netzlängen, passend zum Typnetz bestimmt werden.

3.2.1 Niederspannungsebene

Die Netzparametervariation in der NSp-Ebene wird in zwei Schritten vorgenommen. Im ersten Schritt werden Typanschlüsse generiert, welche in einem zweiten Schritt zufallsbasiert auf die Bestandsnetze lokal verteilt werden.

Die NSp-Ebene ist in den drei betrachteten Typnetzgebieten durch typische Hausanschlüsse geprägt. Diese variieren im Grundzustand im Verbrauch insbesondere je nach Anzahl der am Netzanschlusspunkt verorteten Haushalte. Sind einem Netzanschlusspunkt mehrere Haushalte zugeordnet, beispielsweise in Mehrfamilienhäusern, ist die dementsprechende Anschlussleistung im Grundzustand höher. Da diese Lasten allein keine vollständige Abbildung einer zukünftigen Entwicklung der Versorgungsaufgabe widerspiegeln, werden im Rahmen der Netzparametervariation zudem auch noch Wärmepumpen, Ladesäulen und PV-Anlagen berücksichtigt. Durch Permutation verschiedener Hausanschlusstypen, Wärmepumpen, Ladesäulen und PV-Anlagen werden zukünftige typische Verteilungen von Netzanschlusstypen generiert.

Anschließend werden diese Netzanschlusstypen zufallsbasiert auf das bestehende Grundgerüst des betrachteten Netzes verteilt. Durch das schrittweise Hinzufügen von

Typanschlüssen kann eine Erhöhung der Netzanschlussdichte im betrachteten Gebiet berücksichtigt werden.

3.2.2 Mittelspannungsebene

Die Last- und Erzeugungsdichten in der MSp-Ebene werden durch Variation der entsprechenden Netzknoten (i.d.R. Ortsnetzstationen) des Typnetzes über Multiplikationsfaktoren angepasst. Dabei kommen sowohl Multiplikationsfaktoren kleiner als auch größer eins in Betracht, um eine entsprechende Verkleinerung bzw. Vergrößerung der Last- und Erzeugungsdichte im Vergleich zum Ausgangsnetz vorzunehmen. Beispielsweise führt ein Multiplikationsfaktor von 0,5 für die Lastdichte dazu, dass die Last an den Knoten des Mittelspannungsnetzes in Summe halbiert wird. Dagegen wird bei einem Multiplikationsfaktor größer eins die summarische Last im Netz erhöht. Die Aufteilung dieser resultierenden Verkleinerung bzw. Vergrößerung der Last auf die Netzknoten wird probabilistisch vorgenommen.

Neben der so modellierten Veränderung der Versorgungsaufgabe an den bestehenden MSp-Netzanschlüssen (beispielsweise den Zubau von Wärmepumpen und Ladesäulen durch Erhöhung der Last) wird in der MSp-Ebene ebenso wie in der NSp-Ebene eine Variation der Netzanschlussdichte vorgenommen. Dazu können Anschlusspunkte des Mittelspannungsnetz-Grundgerüst entfernt oder hinzugefügt werden. Die Entscheidung, welche Anschlusspunkte betroffen sind, wird zufallsbasiert getroffen.

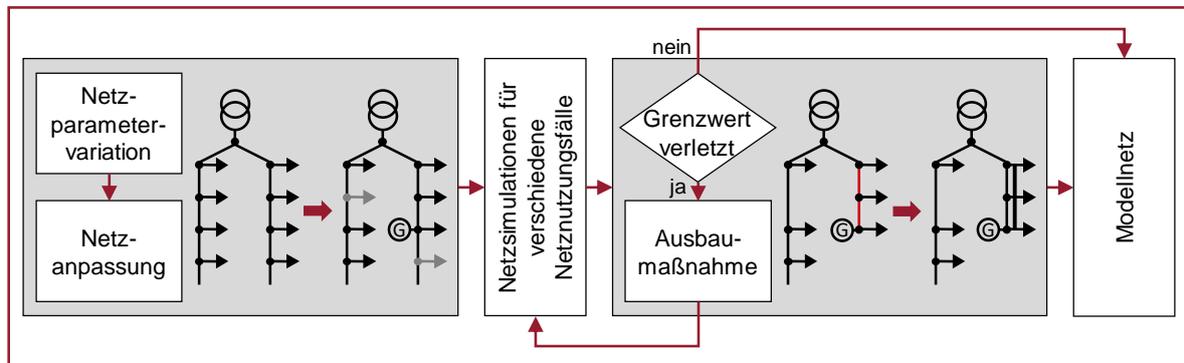
3.2.3 Hochspannungsebene

Die Netzparametervariation in der HSp-Ebene wird für das betrachtete SimBench-Hochspannungsnetz anhand einer Entwicklung des Status Quo Netzes hin zu einem von SimBench bereitgestellten Zukunfts-Netzmodell des HS-Netzes modelliert. Diese Entwicklung ist insbesondere durch den Zubau von Windenergieanlagen geprägt. Ebenso wie beim Vorgehen in der MSp-Ebene werden die Lasten und Erzeugungsleistungen an den Netzanschlusspunkten zufallsbasiert variiert und verteilt.

3.3 Dimensionierung geeigneter Netze zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe

Um funktionale Zusammenhänge zwischen der Versorgungsaufgabe und den dann jeweils erforderliche Netzaufwänden zu ermitteln, wird eine auf den Netzparametervariationen basierende optimierte Netzdimensionierung bestimmt. Das allgemeine Vorgehen ist in Abbildung 12 dargestellt.

Abbildung 12 Allgemeines Vorgehen zur Optimierung der Netzdimensionierung



Quelle: IAEW

Die optimierte Netzdimensionierung kann sowohl den Rückbau als auch den Ausbau des Netz-Grundgerüsts beinhalten. So werden nach der Netzparametervariation und der daraus resultierenden Netzanpassung für die zugrunde gelegte Versorgungsaufgabe die erforderlichen Leitungstrassen sowie Betriebsmitteldimensionierungen (Leitungslänge und Transformatorkapazität) bestimmt. Dazu werden Netzsimulationen für verschiedene Netznutzungsfälle mit ausbau- und bemessungsrelevanten Last- und Einspeisesituationen durchgeführt. Im weiteren Schritt wird das Nichtvorliegen von Grenzwertverletzung des Netzes überprüft und ggf. Ausbaumaßnahmen zur Behebung von Grenzwertverletzungen vorgenommen. Nach einer Ausbaumaßnahme müssen evtl. verbleibende Grenzwertverletzungen erneut mittels Netzsimulationen überprüft werden. Erst wenn das Nichtvorliegen von Grenzwertverletzungen des Netzes gewährleistet ist, wird das angepasste und ausgebaute Typnetz als „fertiges Modellnetz“ für die definierte Versorgungsaufgabe ausgegeben.

3.3.1 Netzsimulationen

Neben thermischen Grenzwertüberschreitungen von Betriebsmitteln können auch Spannungsbandverletzungen vorkommen. Um zu überprüfen, ob es zu solchen Grenzwertverletzungen kommt, müssen entsprechend des üblichen Vorgehens von Netzbetreibern viele Netzsimulationen für unterschiedliche Netznutzungsfälle durchgeführt werden. Erforderlich ist dazu die Auswahl von planungsrelevanten Netznutzungsfällen, damit das Netz im Rahmen des Netzausbaus einerseits ausreichend bemessen wird und andererseits die Mindestanforderungen für den Netzbetrieb gewährleistet werden. Grundsätzlich werden in der Netzausbauplanung zwei Betriebsfälle berücksichtigt: der „Starklastfall mit geringer Erzeugung“ und der „Schwachlastfall mit hoher Erzeugung“. Auf Basis dieser häufig verwendeten Netznutzungsfälle wurden in SimBench eigene planungsrelevante Netznutzungsfälle mit einer zusätzlichen Unterscheidung zwischen Wind- und PV-Erzeugung definiert. Beschrieben werden diese Netznutzungsfälle in SimBench durch

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGS- PARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

die in Tabelle 6 zusammengefassten Skalierungsfaktoren der Last- und Erzeugungsleistung und die eingetragenen Sollspannungswerte des sog. „Slack-Knoten“ und der Transformatoren sowie dem Leistungsfaktor der Lasten (Tabelle 7).

Tabelle 6 Beschreibung der Netznutzungsfälle¹⁰

Netznutzungsfälle	Last	Erzeugung		
		Wind	PV	Andere
Starklast, geringe Erzeugung	1,00	0	0	0
Starklast, sehr hohe Winderzeugung, hohe Erzeugung	1,00	1,00	0,80	1,00
Starklast, sehr hohe PV-Erzeugung, hohe Erzeugung	1,00	0,85	0,95	1,00
Schwachlast, sehr hohe Winderzeugung, hohe Erzeugung	0,25 (HV), 0,10 (MV/LV)	1,00	0,80	1,00
Schwachlast, sehr hohe PV-Erzeugung, hohe Erzeugung	0,25 (HV), 0,10 (MV/LV)	0,85	0,95	1,00

Quelle: IAEW

In der Realität resultiert die Aggregation mehrerer Lastprofile in einem Gesamtlastprofil mit einer geringeren Spitzenlast als die Summe der Einzelspitzenlasten. Um diesen Effekt in den Netzsimulationen zu berücksichtigen, werden Gleichzeitigkeitsfaktoren herangezogen. In der Literatur und Praxis existieren unterschiedliche Ansätze, um diese Gleichzeitigkeitsfaktoren zu bestimmen. Ein Ansatz besteht darin, den Gleichzeitigkeitsfaktor in Abhängigkeit der Anzahl der Netzanschlüsse n über die Gleichung

$$g(n) = g_{\infty} + (1 - g_{\infty}) \cdot n^{-k}, \quad k \in [0,5; 1] \quad (6)$$

zu berechnen. Dabei beschreibt g_{∞} den Gleichzeitigkeitsfaktor, der bei Aggregation unendlich vieler Lastprofile erreicht werden würde. Der Parameter k kann innerhalb des angegebenen Wertebereichs frei gewählt werden. Mit dieser Gleichung wird gewährleistet, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor mit zunehmender Anzahl an Netzanschlüssen stark abnimmt. Im Falle von Ladesäulen für Elektromobilität führt dies exemplarisch bei einer Ladesäule zu einem

¹⁰ Basierend auf den Netznutzungsfällen der SimBench-Netze

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

Gleichzeitigkeitsfaktor von $g(1) = 1$, wobei dieser Faktor bei 10 Ladesäulen bereits bei $g(10) = 0,55$ liegt.

Für die Netzsimulationen wird die Nennleistung jeder Erzeugungsanlage bzw. die Spitzenlast von jedem Knoten mit den entsprechenden Skalierungsfaktoren aus den Netznutzungsfällen und dem Gleichzeitigkeitsfaktor multipliziert.

Tabelle 7 Spannungssollwerte und Leistungsfaktoren der Lasten¹¹

Slack- und Transformatorsollspannung			Last
HSp	MSp	NSp	$\cos(\varphi)$
1,025pu ¹²	1,035pu	0,965pu	0,93 untererregt
	1,015pu	1,055pu	0,90 untererregt

Quelle: IAEW

3.3.2 Ausbau von Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen

Der Ausbau des Netzes erfolgt in zwei Schritten. Im ersten Schritt werden zunächst alle Fälle der thermischen Grenzwertüberschreitungen bei Leitungen und Transformatoren gelöst. Anschließend werden im zweiten Schritt die Spannungsbandverletzungen behoben. Für die optimale Konfiguration der Netze werden in diesem Verfahren unterschiedliche Maßnahmen für den Ausbau der Netze definiert. Mögliche Ausbaumaßnahmen werden an dieser Stelle für die NSp- und MSp-Netze vorgestellt.

Die genutzten begrenzenden Betriebsmittelauslastungen und zulässigen Spannungsbänder sind in Tabelle 7 dargestellt. Dabei gilt für die NSp-Ebene ein Spannungsband mit einer maximalen Abweichung von 10%, während eine maximal zulässige Auslastung von 100% der Leitungs- und Transformatorkapazität zugelassen ist. Das Spannungsband in der MSp-Ebene ist auf maximal 5% Abweichung festgelegt, um der NSp-Ebene ausreichend Kapazitäten für weitere Erhöhung/Verringerung der Spannung bereitzustellen. Das MSp-Netz wird in der Regel innerhalb einer Ringtopologie im Strang betrieben. Um im Falle eines Betriebsmittelausfalls den gesamten Ring versorgen zu können, wird eine Leitungsauslastung von 50% im Normalschaltzustand angenommen. Um sicherzustellen, dass die Netzsimulationen und der Netzausbau in angemessener Zeit für jede Netzvariation gerechnet werden, wird für den Netzausbau auf Heuristiken zurückgegriffen, welche Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen nach vordefinierten Maßnahmen in den Netzen beheben. Eine geschlossene numerische Optimierung des

¹¹ Basierend auf den verwendeten Annahmen in SimBench.

¹² Das Per-Unit-System (pu) ist eine dimensionslose Referenzgröße bezogen auf einen Bezugswert, hier die Spannung.

Netzausbaus ist an dieser Stelle zwar für überschaubare Netzgrößen noch möglich, stellt allerdings ein komplexes Optimierungsproblem dar, was zu einem hohen Rechenaufwand führt. In heutigen Netzplanungsprozessen wird daher auf vereinfachte heuristische Verfahren zurückgegriffen. In dem hier vorgestellten Ansatz werden ebenfalls heuristische Lösungen als Ausbaumaßnahmen herangezogen, um Netzkonfigurationen ohne Grenzwertverletzungen zu finden. Die resultierenden Netzkonfigurationen werden als optimale Netzkonfiguration für die entsprechende Versorgungsaufgabe im weiteren Vorgehen herangezogen.

Für den Ausbau der Netze wird zunächst für jeden Netznutzungsfall die individuellen Betriebsmittelauslastungen und Spannungswerte an jedem Knoten durch eine Lastflussberechnung bestimmt. In einem **ersten Schritt** werden die **thermischen Überlastungen** der Betriebsmittel durch eine parallele Verstärkung behoben. Diese parallele Verstärkung findet nur im Maße der Überlastung statt, eine vorausschauende Verstärkung ist im Sinne der optimalen Netzplanung nicht vorgesehen. Ist beispielsweise eine Leitung überlastet, wird diese mit dem Zubau einer Parallelleitung verstärkt, was eine diskrete Ausbaumaßnahme beschreibt. Analog werden Umspann- und Ortsnetzstationen mit einem zusätzlichen Transformator erweitert, wenn die Kapazität des ursprünglichen Transformators überschritten wird. Als mögliche Betriebsmittel wird hier auf einen Katalog an Standardbetriebsmitteln zurückgegriffen¹³. Im Anschluss wird erneut eine Lastflusssimulation für jeden Netznutzungsfall durchgeführt und geprüft, ob die Betriebsmittelauslastungen im zulässigen Bereich sind.

Im **zweiten Schritt** werden **Spannungsbandverletzungen** gelöst. Bevor entsprechende Ausbaumaßnahmen durchgeführt werden, erfolgt zunächst erneut eine Netzsimulation, um zu überprüfen, ob durch die Ausbaumaßnahmen zur Behebung thermischer Grenzwertverletzungen auch Spannungsbandverletzungen behoben sind. Ist dies nicht der Fall, kann eine Leitungstrennung an den betroffenen Strängen auf 2/3 der Leitungslänge durchgeführt werden. Dazu wird eine neue Leitung parallel zur ursprünglichen Leitung verlegt und mit einem Netzknoten auf 2/3 der Leitungslänge verbunden. Werden die Spannungsbänder weiterhin verletzt, kann anschließend eine weitere parallele Verstärkung des Systems vorgenommen werden, bis die Verletzungen beseitigt sind. Als Ergebnis liegt ein ausgebautes Netz ohne Grenzwertverletzungen mit optimierter Netzdimensionierung als Modellnetz für die nachfolgende Kostentreiberanalyse vor.

3.3.3 Ausbau von Hochspannungsnetzen

Der Ausbau der HSp-Ebene erfolgt nach einem anderen Verfahren als in der MSp- und NSp-Ebene. Insbesondere die Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit in Hochspannungsnetzen muss im Ausbaurverfahren berücksichtigt werden. Dazu wird im Rahmen einer Netzausfallsimulation jeweils der Ausfall eines Betriebsmittels iterativ simuliert. Liegt eine

¹³ Als Standardbetriebsmittel wird auf die Betriebsmittel aus der Open-Source-Entwicklung pandapower (<https://pandapower.readthedocs.io>) zurückgegriffen.

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

Betriebsmittelüberlastung bei Ausfall eines Netzelements vor, wird das betroffene Betriebsmittel dementsprechend parallel ausgebaut. Dieses Verfahren wird fortgeführt, bis das Nichtvorliegen einer Grenzwertverletzung bei Einzelausfall eines jeden Betriebsmittels vorliegt. Da die Übergabepunkte zur Höchstspannung sowie zur Mittelspannung mit Transformatoren mit Stufenschaltern ausgestattet sind, treten keine Spannungsbandprobleme auf. Dementsprechend müssen keine Ausbaumaßnahmen auf Grund von Spannungsbandverletzungen vorgenommen werden.

3.3.4 Planungsgrundsätze

Für alle durchgeführten Simulationen werden die in Tabelle 8 gezeigten Planungsgrundsätze angewendet. Mittels der Planungsgrundsätze wird eine Parametrierung der Referenzplanung für alle Netzebenen angenommen. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Planungsgrundsätze je Netzbetreiber abweichen können, sie allerdings auf die im Verlaufe des Berichts gezeigten funktionalen Zusammenhänge geringen Einfluss haben. Das hängt insbesondere damit zusammen, dass beispielsweise für die Netzdimensionierung einheitliche Kabeltypen angenommen werden. Eine Reduktion der maximal zulässigen Auslastung von Leitungen kann äquivalent zu einer größer dimensionierten Leitung behandelt werden. Diese würde sich im funktionalen Zusammenhang lediglich auf den Offset sowie unwesentlich auf die Steigung auswirken, jedoch nicht auf den grundsätzlich ermittelten funktionalen Zusammenhang (z.B. wurzelförmig, linear) selbst. Die vorausgesetzten Annahmen der Planungsgrundsätze und die mit diesen durchgeführten Simulationen fungieren so als allgemeine Planungsreferenz. Falls die individuellen Planungsgrundsätze der Verteilernetzbetreiber von der Referenz abweichen, ist kein anderer funktionaler Zusammenhang zu erwarten als der, der in dieser Studie ermittelt wurde.

Tabelle 8 Planungsgrundsätze in der optimierten Netzauslegung

	NSp	MSp	HSp
Spannungsband	0.90-1.1 pu	0.95-1.05 pu	-
Betriebsmittelauslastung	Leitungen 100%, MSp/NSp- Transformatoren 100%	Leitungen 100%, HSp/MSp-Transformatoren 100%	Leitungen 100%
n-1	nein	ja	ja

Quelle: IAEW

3.3.5 Auswertungsgrößen

Die zuvor beschriebenen Schritte der Netzauslegung liefern ein nach Netzebenen differenziertes Mengengerüst des Netzes, welches für jede Kombination der Netzparametervariationen zur Erfüllung der jeweiligen Versorgungsaufgabe geeignet ist. Aus

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

der Dimensionierung der Betriebsmittel können Aufwandsgrößen definiert werden, die für den späteren Effizienzvergleich als potenzielle Outputparameter (neben anderen Outputparametern) herangezogen werden können. Die betrachteten Aufwandsgrößen sind die **Gesamtleitungs- und -trassenlänge** sowie die **Gesamtransformatorkapazität jeweils bezogen auf die Versorgungsfläche**. Als Trassenlänge wird die topologische Distanz zwischen den Netzknoten verstanden, als Leitungslänge die Länge der Kabel- und Freileitungen, die über diese Trassen die Knoten verbinden. Die Inputgrößen, die über einen funktionalen Zusammenhang in die Outputgrößen überführt werden, sind in Tabelle 9 aufgelistet. Auch die Inputgrößen sind jeweils auf die versorgte Fläche bezogen, um die Abhängigkeit des Mengengerüst von der Versorgungsfläche im Effizienzvergleich unterschiedlicher Netzbetreiber zu berücksichtigen.

Tabelle 9 Auswertungsgrößen für die Modellnetzanalysen

Größe	Einheit	NSp	MSp	HSp	Input/ Output
Leitungslänge	km/km ²	ja	ja	ja	Output
Transformatorkapazität	MW/km ²	ja	ja	ja	Output
Trassenlänge	km/km ²	ja	ja	ja	Output
Transformator-Höchstlast ¹⁴	MW/km ²	ja	ja	ja	Input
Inst. Leistung Last	MW/km ²	ja	ja	ja	Input
Inst. Leistung Erzeugung	MW/km ²	ja	ja	ja	Input
Mittlere Last	MW/Knoten/km ²	ja	ja	ja	Input
Mittlere Erzeugungsleistung	MW/Knoten/km ²	ja	ja	ja	Input
Anzahl Netzanschlüsse	Anzahl/km ²	ja	ja	ja	Input
Power Distance Last	MW·km/km ²	ja	ja	ja	Input
Power Distance Erzeugung	MW·km/km ²	ja	ja	ja	Input
Inst. Leistung Wärmepumpen	MW/km ²	ja	nein	nein	Input
Inst. Leistung Ladesäulen	MW/km ²	ja	nein	nein	Input
Inst. Leistung Photovoltaik	MW/km ²	ja	nein	nein	Input

Quelle: IAEW

¹⁴ Unter Transformator-Höchstlast wird die übertragende Leistung durch den Transformator verstanden. Die übertragende Leistung umfasst hierbei sowohl die Einspeisung von der vorgelagerten Netzebenen als auch die Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebenen.

Leistungsdistanz

Die physische Distanz zwischen einem Transformator und den Verbrauchernetzanschlüssen beeinflusst die zu übertragende Leistung im Netz und damit die notwendige Netzdimensionierung. Am folgenden Beispiel soll dies erläutert werden:

Angenommen die Versorgung einer Last mit hoher Distanz zum Transformator führt sowohl zu thermischen Engpässen als auch zu Spannungsbandverletzungen. Kommt diese Last in einem Netz mit einer geringen Distanz zum Transformator vor, treten die Grenzwertverletzungen auf einem kürzeren Leitungsabschnitt auf, sodass zur Behebung der Grenzwertverletzung weniger Leitungsausbau notwendig ist, als wenn die Last mit hoher Distanz zum Transformator auftritt.

Um diesen Einfluss abzubilden, kann die sogenannte Leistungsdistanz bestimmt werden. Die Leistungsdistanz

$$Pd_i = \sum_{i,j \in \text{Knoten}} P_i l_{ij} \quad (7)$$

beschreibt die Summe über das Produkt aus der transportierten Leistung P_i von einem Transformator-knoten j zu einem Knoten i und der Leitungsdistanz l_{ij} zwischen diesen beiden Knoten. In Netzen mit radialer und offener Ringtopologie ist die Bestimmung der Leistungsdistanz vereinfacht und reduziert die komplexe Leistungsflussabschätzung auf eine einfache Multiplikation der beiden Faktoren. Dies ist eine zulässige Annahme für nicht-vermaschte Netze wie Mittel- und Niederspannungsnetze. Der Transport der gleichen Leistung über eine große Entfernung im Vergleich zu einem Knoten in der Nähe des Transformators stellt einen höheren Aufwand für die Transportkapazität dar. Dies wirkt sich auf die erforderliche Leitungskapazität und damit den Netzaufwand aus.

Flächenbezug

Die Auswertungsgrößen weisen einen Flächenbezug auf. Da SimBench Netze in der Nieder- und Mittelspannungsebene nicht georeferenziert sind, liegen dort keine versorgten Flächen für die Netz-Grundgerüste vor. Für die Modellierung einer Fläche in der NSp-Ebene wurde dazu die maximale Distanz zwischen Ortsnetzstation und dem am weitesten entfernten Netzknoten als linearer Faktor gewählt, um Aussagen über die Fläche des Netzgebiets treffen zu können. Die Fläche des zugrundeliegenden Gebiets skaliert mit dieser maximalen Entfernung linear.

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

Da Netze in der MSp-Ebene je nach Urbanisierungsgrad bezüglich ihrer Fläche deutlich heterogener als Niederspannungsnetze sind und die versorgte Fläche je nach regionalen Gegebenheiten großen Schwankungen unterliegt, wird in der Mittelspannung vereinfacht für die Netze jeden Urbanisierungsgrades jeweils eine feste versorgte Fläche definiert. Um der strukturellen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe in Österreich Geltung zu tragen, wurden auf Basis öffentlicher Daten Strukturparameter aus Österreich analysiert. Die Größe der typischen Fläche, welche ein Typnetz (städtisch, halbstädtisch oder ländlich) versorgt, basiert auf der Analyse von HSp/MSp-Umspannwerkspositionen veröffentlicht im OpenStreetMap-Projekt¹⁵. Mit den Koordinaten der Umspannwerke (UW) wurde die versorgte unterlagerte Fläche je UW bestimmt. Anschließend wurde auf Basis der Regionen ein Clustering durchgeführt, um die Regionen in städtisch, vorstädtisch und ländlich zu klassifizieren. Auf dieser Basis konnte die durchschnittliche versorgte Fläche je Urbanisierungsgrad auf Basis der Daten aus Österreich bestimmt werden. Es wurde ermittelt, dass halbstädtische Mittelspannungsnetzgebiete in der Regel sieben Mal so groß wie städtische Netzgebiete sind. Ländliche Mittelspannungsnetzgebiete versorgen in der Auswertung das zwanzigfache der Fläche der städtischen Netzgebiete.

Da das durch SimBench bereitgestellte Hochspannungsnetz georeferenziert ist, kann die versorgte Fläche in diesem Fall durch das Bilden einer konvexen Hülle bestimmt werden. Diese Hülle umspannt die Knoten des HSp-Netzes in einer konvexen Form und lässt sich so als Grenze für eine unterlagerte versorgte Fläche heranziehen.

¹⁵ <https://openstreetmap.de/>

4 Ergebnisse der Modellnetzanalyse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der simulativen Untersuchungen zur Identifikation der kostentreibenden Wirkung einzelner Strukturparameter vorgestellt und diskutiert. Auf Basis der Simulationsdarstellungen werden die funktionalen Zusammenhänge zwischen der Versorgungsaufgabe und den resultierenden Netzaufwänden herausgestellt, sodass eine fundierte Basis für die Wahl der zu erfassenden Leistungs- und Strukturparameter für das spätere Benchmarking der Stromverteilernetzbetreiber in Österreich getroffen werden kann. Die Auswertung orientiert sich an den Auswertungsgrößen von Frontier Economics/Consentec (2003), um einen Vergleich der Ergebnisse zu ermöglichen. So wird hier eine Auswertung der Netzanschlussdichte und Leistungsdichte und der Auswirkung auf die Netzaufwände je Netzebene dargestellt und eingeordnet.

Die Ergebnisse wurden anhand umfangreicher Simulationen von Netzparametervariationen auf den Netzen der unterschiedlichen Spannungsebenen und Urbanisierungsgraden durchgeführt. Um den Einfluss unterschiedlicher Versorgungsaufgaben auf die Netze abzubilden, wurden anhand von Netzvariationsmöglichkeiten Kombinationen von Last- und Erzeugungssituationen modelliert und anschließend für jede Kombination eine optimierte Netzkonfiguration ermittelt. Die Bandbreite der Modellnetzvariation umfasst die Kombination der Anzahl, der Verortung, der Dimensionierung und der Technologie von Erzeugern und Lasten in jedem der zugrundeliegenden Netztypen.

4.1 Niederspannungsebene

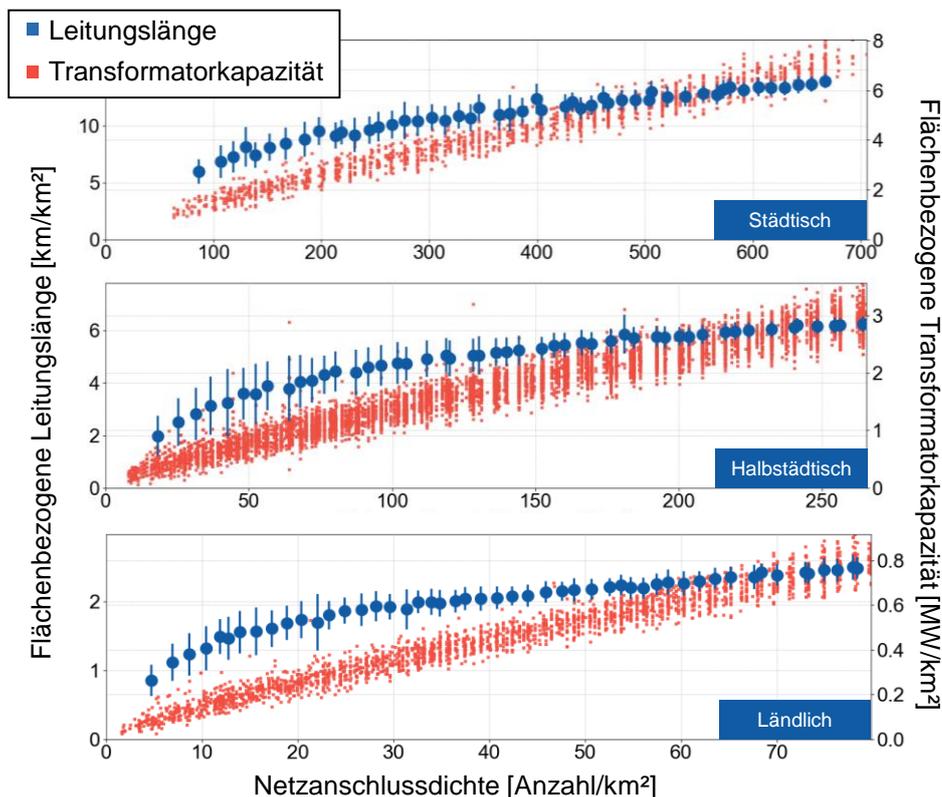
In der Niederspannung müssen in Zukunft neue Verbrauchs- und Erzeugungstechnologien in die Netze integriert werden. So ist zu erwarten, dass Ladeinfrastruktur und eine Elektrifizierung der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen die Versorgungsaufgabe auf der Lastseite in der Niederspannung verändern wird. Ebenso ist ein Anstieg der heute schon installierten PV-Dachanlagen in vielen Niederspannungsnetzen zu erwarten. Aus diesem Grund wurde in der Modellnetzanalyse insbesondere der Einfluss einer Ausweitung der Last (durch z. B. Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur) und Erzeugung (PV-Anlagen) auf die Leitungslängen und Transformatorkapazitäten in der Niederspannungsebene untersucht.

4.1.1 Netzanschlussdichte

Für die Ableitung funktionaler Zusammenhänge wurde zunächst die Anzahl der Netzanschlüsse für jedes optimierte Modellnetz ausgewertet. Abbildung 13 zeigt den resultierenden Zusammenhang zwischen **Netzanschlussdichte** und **flächenbezogener Leitungslänge** sowie **flächenbezogener Transformatorkapazität** für die Urbanisierungsgrade (städtisch, halbstädtisch, ländlich). Jeder Datenpunkt stellt dabei eine optimierte Netzkonfiguration für eine modellierte Versorgungsaufgabe auf dem Modellnetz dar. Diese resultierende Bandbreite wird zur verständlichen Visualisierung in den

nachfolgenden Ergebnis-Darstellungen mit dem Median sowie der entsprechenden Standardabweichung der optimierten Leitungslänge sowie der flächenbezogene Transformatorkapazität für verschiedene Netzanschlussdichten dargestellt.

Abbildung 13 Variation der Netzanschlussdichte in der Niederspannung



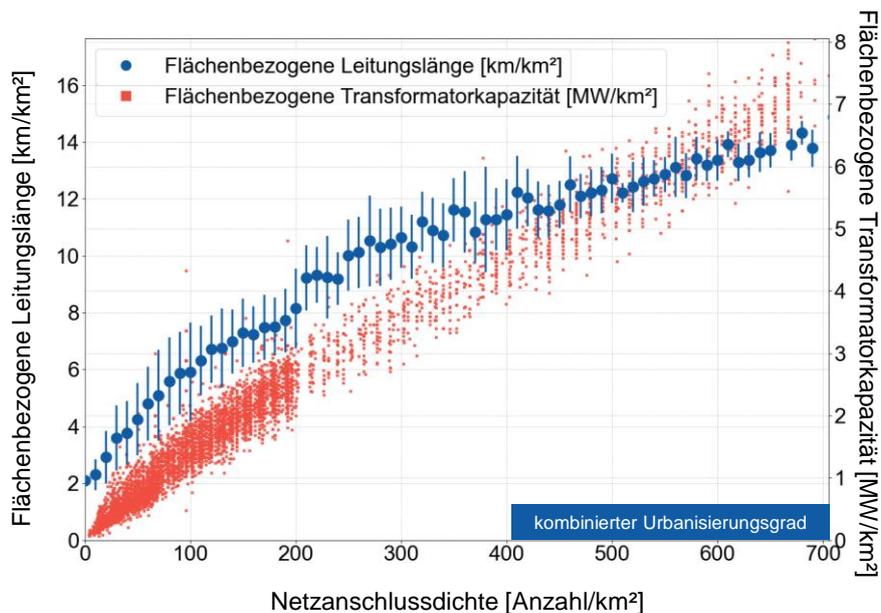
Quelle: IAEW

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass mit steigender Netzanschlussdichte sowohl eine Erhöhung der **flächenbezogenen Leitungslänge** als auch eine Erhöhung der Transformatorkapazität einhergehen. In Frontier Economics/Consentec (2003) ist ein **quadratwurzelförmiger Zusammenhang zwischen der Netzanschlussdichte und der Leitungslänge** aus der Modellnetzanalyse abgeleitet worden. **Dieser Zusammenhang kann in der hier betrachteten Niederspannungsebene auch in der vorliegenden Untersuchung nachvollzogen werden.** Je nach Urbanisierungsgrad weist die Form des wurzelförmigen Zusammenhangs allerdings Unterschiede auf, was auf die unterschiedlichen Netztypen zurückzuführen ist.

Neben der **flächenbezogenen Leitungslänge** konnte ebenfalls eine annähernd lineare Korrelation von **flächenbezogener Transformatorkapazität** mit der Netzanschlussdichte ermittelt werden.

Abbildung 14 führt die drei verschiedenen Urbanisierungsgrade aus Abbildung 13 zusammen und zeigt den Zusammenhang zwischen **Netzanschlussdichte** und **flächenbezogener Leitungslänge** sowie **flächenbezogener Transformatorkapazität** für die Kombination aus Netzen der drei verschiedenen Urbanisierungsgrade (städtisch, halbstädtisch, ländlich).

Abbildung 14 Variation der Netzanschlussdichte in der Niederspannung (kombinierter Urbanisierungsgrad)



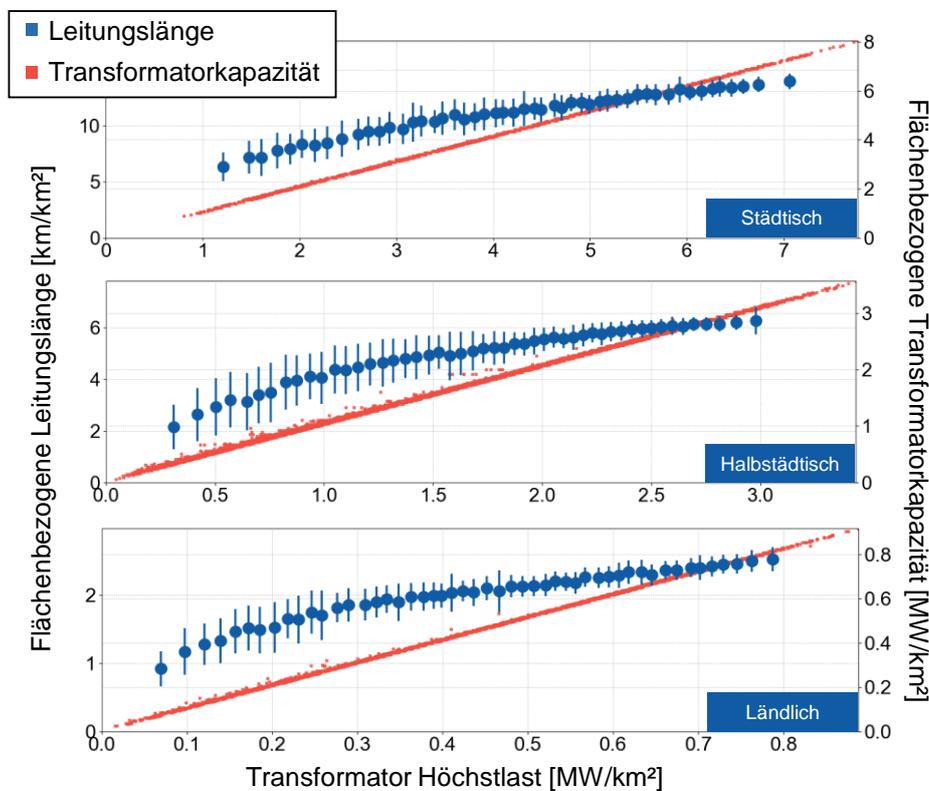
Quelle: IAEW

In Abbildung 14 sind die Übergänge zwischen den verschiedenen Urbanisierungsgraden erkennbar (Stufen in der Darstellung). Es lässt sich, ähnlich wie in Abbildung 13, auch bei Kombination der Simulationsergebnisse für unterschiedliche Urbanisierungsgrade in der **Tendenz ein wurzelförmiger Zusammenhang zwischen Netzanschlussdichte und flächenbezogener Leitungslänge** erkennen. Die lineare Korrelation von **flächenbezogener Transformatorkapazität** mit der Netzanschlussdichte kann weiterhin festgestellt werden.

4.1.2 Leistungsdichte

Zur Auswertung der Auswirkung von installierten Leistungen aus Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten auf die Netzaufwände wurde die Leistungsdichte herangezogen. Dies ist vergleichbar mit der Lastdichte, welche in Frontier Economics/Consentec (2003) modelliert wurde. Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens wurde die Leistungsdichte anhand der summarischen **Transformator-Höchstlast [MW/km²]** modelliert.

Abbildung 15 Variation der Leistungsdichte in der Niederspannung

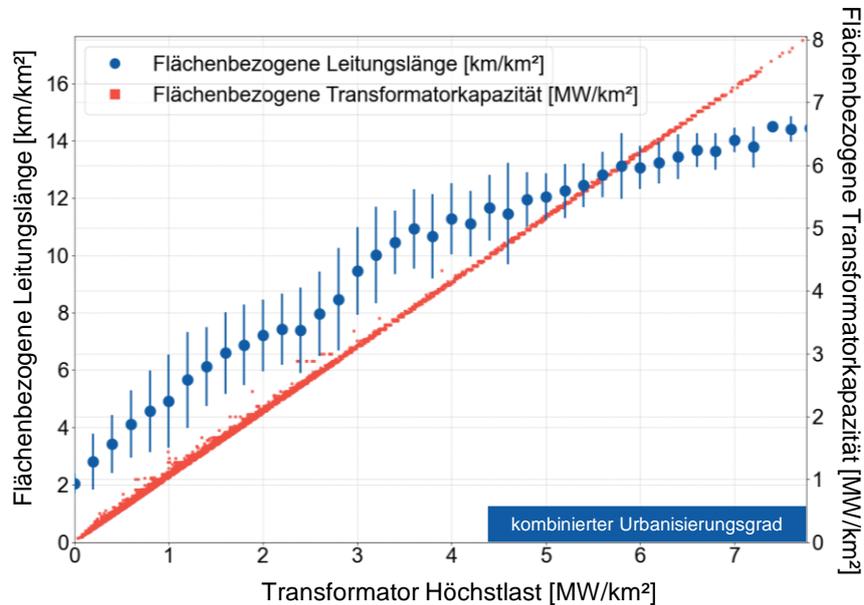


Quelle: IAEW

Abbildung 15 zeigt die Korrelation der **Transformator-Höchstlast** mit der **flächenbezogenen Leitungslänge** und der **flächenbezogenen Transformatorkapazität** für die unterschiedlichen untersuchten Urbanisierungsgrade. Generell gilt, dass die optimale Dimensionierung der Ortsnetzstation in einem **linearen** Verhältnis zur Transformator-Höchstlast steht. Dieses Ergebnis deckt sich mit den Ergebnissen aus Frontier Economics/Consentec (2003). Zusätzlich ist außerdem ein wurzelförmiger Zusammenhang zwischen der **Transformator-Höchstlast** und der **flächenbezogenen Leitungslänge** in der Niederspannung zu erkennen.

Abbildung 16 illustriert die Kombination der drei Einzelabbildungen aus Abbildung 15 und stellt dadurch den funktionalen Zusammenhang zwischen **Transformator-Höchstlast** und **flächenbezogener Leitungslänge** bzw. **Transformatorkapazität** unabhängig vom Urbanisierungsgrad dar.

Abbildung 16 Variation der Leistungsdichte in der Niederspannung (kombinierter Urbanisierungsgrad)



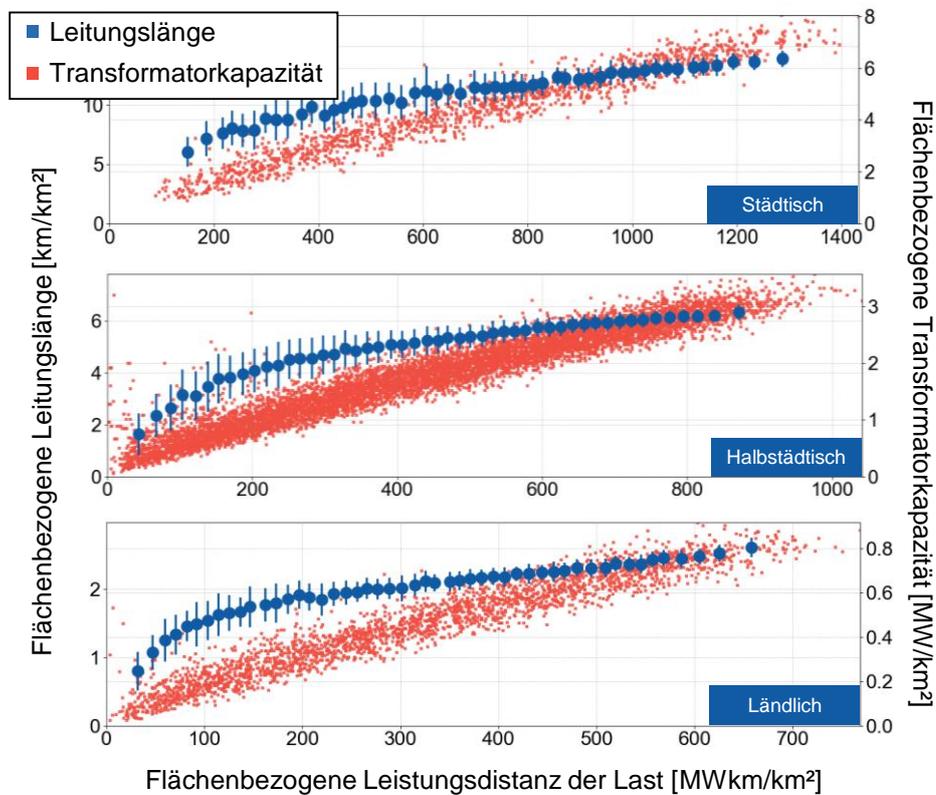
Quelle: IAEW

Wie in Abbildung 14 sind durch die Kombination der Simulationsergebnisse der Netze mit unterschiedlichem Urbanisierungsgrad leichte Stufen bei der Analyse der **flächenbezogenen Leitungslänge** im Verhältnis zur Transformator-Höchstlast zu erkennen. Der **lineare Zusammenhang zwischen Leistungsdichte bzw. Transformator-Höchstlast und flächenbezogener Transformatorkapazität** kann jedoch ebenso wie in den nach Urbanisierungsgrad differenzierten Abbildungen **bestätigt** werden.

4.1.3 Leistungsdistanz

Neben der Netzanschlussdichte und der Leistungsdichte wurde die Wirkung der Distanz installierter Leistungen auf die notwendigen Netzaufwände untersucht. Die Distanz wurde, wie in Abschnitt 3.3.5 eingeführt, als das Summenprodukt der installierten Leistung und ihrer Distanz zur Ortsnetzstation definiert. In Abbildung 17 ist der Einfluss der **flächenbezogenen Leistungsdistanz der Last** auf die **flächenbezogene Leitungslänge** und die **flächenbezogene Transformatorkapazität** in der Niederspannung differenziert nach Urbanisierungsgrad dargestellt.

Abbildung 17 Variation der Leistungsdistanz (Last) in der Niederspannung

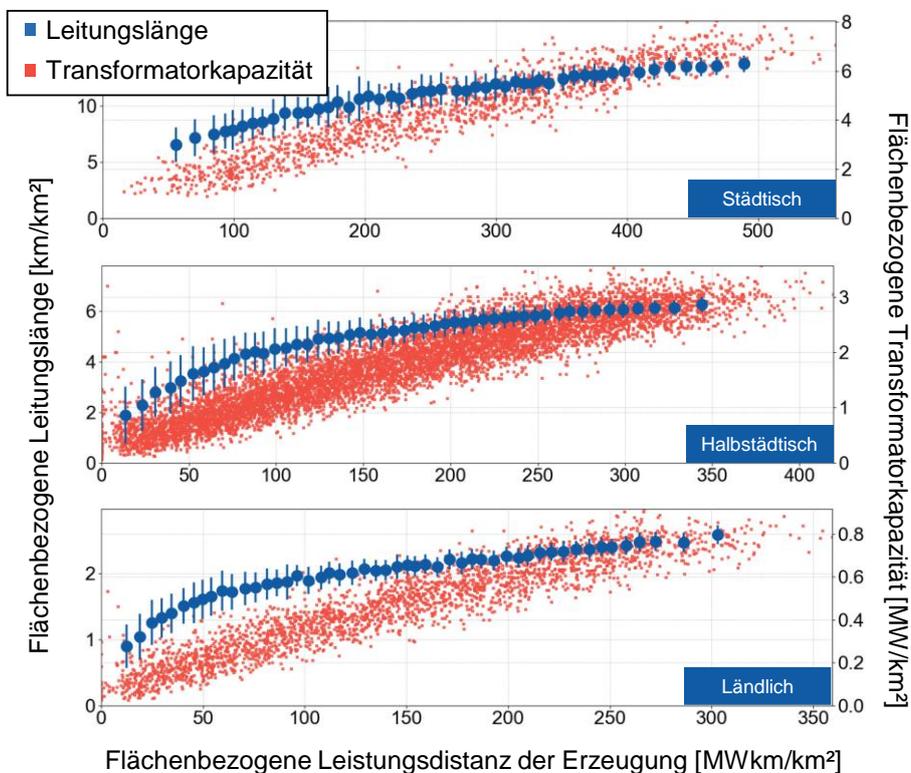


Quelle: IAEW

Es zeigt sich, dass mit einer Erhöhung der Leistungsdistanz der Last eine höhere Leitungslänge und Transformatorkapazität einhergeht. Zwischen der **flächenbezogenen Leistungsdistanz der Last** und der **flächenbezogenen Transformatorkapazität** besteht eine **lineare** Korrelation, welche allerdings eine deutliche Streuung der Ergebnisse zeigt. Zwischen der **flächenbezogenen Leistungsdistanz der Last** und der **flächenbezogenen Leitungslänge** kann für die unterschiedlichen Urbanisierungsgrade wieder ein wurzelförmiger Zusammenhang abgeleitet werden.

Analog zu Abbildung 17 zeigt Abbildung 18 den Einfluss der **flächenbezogenen Leistungsdistanz der Erzeugung** auf die **flächenbezogenen Leitungslänge** und die **flächenbezogenen Transformatorkapazität** für die Niederspannung differenziert nach Urbanisierungsgrad.

Abbildung 18 Variation der Leistungsdistanz (Erzeugung) in der Niederspannung



Quelle: IAEW

Die Ergebnisse in Abbildung 18 zeigen ein ähnliches Bild zu der Auswertung der Leistungsdistanz der Last, das heißt einen **wurzelförmigen** Zusammenhang zwischen der **flächenbezogenen Leistungsdistanz** der Erzeugung und der **flächenbezogenen Leitungslänge**. Ebenso ist die **lineare** Steigung mit starker Streuung der **flächenbezogenen Transformatorkapazität** gegenüber der **flächenbezogenen Leistungsdistanz** zu erkennen.

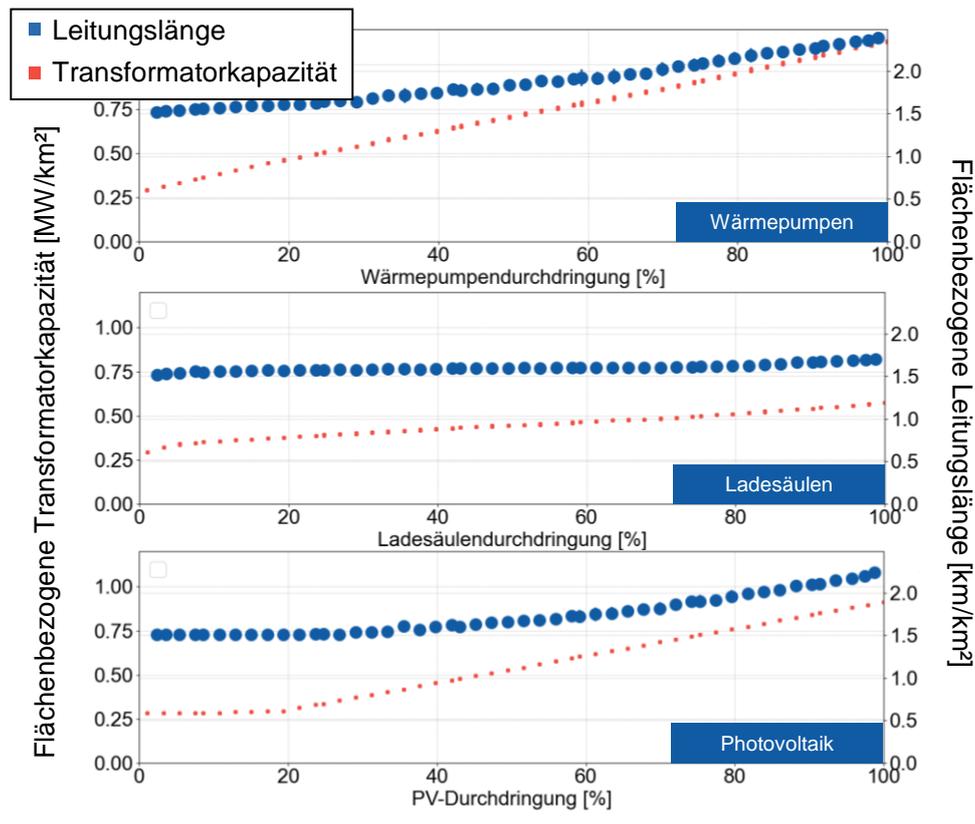
4.1.4 Technologieauswirkungen

Um die Auswirkungen von unterschiedlichen Technologien (Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und Photovoltaikanlagen) auf die Netzaufwände zu untersuchen, sind die Simulationsergebnisse für die Niederspannung technologiescharf ausgewertet worden.

Abbildung 19 zeigt die Ergebnisse von Netzdimensionierungen für verschiedene Durchdringungen von Wärmepumpen, Ladesäulen und PV-Dachanlagen im ländlichen Niederspannungsnetzgebiet. Diese Durchdringungen beschreiben den Anteil der Netzknoten, an dem die entsprechenden Technologien installiert sind. Es sind jeweils die Einzelauswirkungen der betrachteten Technologie dargestellt, wobei gilt, dass keine

Ausbringung der jeweiligen anderen Technologien stattfindet. Die obere Abbildung zum Beispiel zeigt die Auswirkungen der Ausbringung von Wärmepumpen unter der Voraussetzung, dass keine Ladesäulen und PV-Anlagen installiert sind.

Abbildung 19 Transformatorcapazitäten und Leitungslängen je nach Technologie



Quelle: IAEW

Festzustellen ist, dass bei lastgetriebenem Ausbau die Wärmepumpen dominieren, da ein stärkerer Netzausbau bei Ausbringung dieser Technologie erforderlich ist (wenn nicht ohnehin für PV ausgebaut werden würde). Dabei steigt sowohl die benötigte Transformatorkapazität als auch die Leitungslänge annähernd linear. Der geringere Einfluss von Ladesäulen kann mit deutlich geringeren Gleichzeitigkeitsfaktoren als bei den Wärmepumpen erklärt werden, welche bei einer hohen Anzahl an Ladesäulen bei ca. 0,2 liegen, während sie bei Wärmepumpen im Bereich von 0,8 liegen. Der Einfluss von hohen Gleichzeitigkeiten bei einer geringen Anzahl von Netznutzern ist insbesondere bei der Analyse der Ergebnisse für die Ladesäulen zu erkennen. Im Bereich von 0% bis 10% Durchdringung steigt dort insbesondere die benötigte Transformatorkapazität steiler an als im weiteren Verlauf.

Die Ausbringung von PV-Dachanlagen wirkt sich ebenso auf die benötigte Transformatorkapazität sowie Leitungslänge aus. Bis zu einer Durchdringung von 20% ist

keine Veränderung der Netzdimensionierung zu erkennen, welches einer in diesem Bereich noch lastgetriebenen Netzdimensionierung geschuldet ist. Erst ab höheren Durchdringungen von PV-Anlagen findet eine einspeisegetriebene Netzdimensionierung statt, welche bei einer Durchdringung von 100% vergleichbar mit der Dimensionierung durch einen Wärmepumpenzubau ist.

Abzuleiten ist, dass Netzbetreiber mit hohen Durchdringungen von Wärmepumpen beispielsweise höheren Netzaufwänden gegenüberstehen als Netzbetreibern mit hohen Durchdringungen von Ladesäulen, welches insbesondere mit geringeren Gleichzeitigkeitsfaktoren bei der Nutzung von Ladesäulen zu erklären ist. Die gezeigten Untersuchungen können – ggf. erst in zukünftigen Regulierungsperioden, wenn die Durchdringungsraten deutlich angestiegen sind – dazu dienen, technologiescharfe Netzaufwände zu bestimmen. Des Weiteren können Synergien beim Netzausbau entstehen, da das Verteilernetz, welches für die Versorgung der Wärmepumpen ausgebaut wurde, auch für die Aufnahme von PV-Rückspeisungen und umgekehrt genutzt werden kann.

4.1.5 Zusammenfassung – Niederspannungsebene

Die Simulationsergebnisse für die Niederspannung zeigen, dass die funktionalen Zusammenhänge aus Frontier Economics/Consentec (2003) grundsätzlich weiterhin nachvollzogen werden können. Mithilfe des methodischen Vorgehens in diesem Gutachten können diese zusätzlich differenzierter für die unterschiedlichen Urbanisierungsgrade (städtisch, halbstädtisch, ländlich) abgeleitet werden. Die Urbanisierungsgrade weisen hierbei Unterschiede in der Form und Steigung der funktionalen Zusammenhänge auf, was insbesondere ein Resultat der Heterogenität der untersuchten Netze ist.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass mit steigender Netzanschlussdichte eine Erhöhung der flächenbezogenen Leitungslänge und Transformatorkapazität einhergeht. Der Zusammenhang zwischen Netzanschlussdichte und Leitungslänge ist in der Niederspannungsebene wurzelförmig und variiert je nach Urbanisierungsgrad, während die Korrelation zwischen Transformatorkapazität und Netzanschlussdichte annähernd linear ist. Die Ergebnisse zeigen weiterhin einen linearen Zusammenhang zwischen der Transformator-Höchstlast und der optimalen Dimensionierung der Umspannebene sowie einen wurzelförmigen Zusammenhang zwischen der Transformator-Höchstlast und der flächenbezogenen Leitungslänge in der Niederspannung.

Des Weiteren zeigt sich, dass eine Erhöhung der Leistungsdistanz mit einer höheren erforderlichen Leitungslänge und Transformatorkapazität einhergeht. Sowohl bei der Last als auch bei der Erzeugung konnte ein wurzelförmiger Zusammenhang zwischen der flächenbezogenen Leistungsdistanz und der flächenbezogenen Leitungslänge festgestellt werden. Die Ergebnisse des Technologievergleichs zeigen, dass lastseitig die Wärmepumpen den stärksten Einfluss auf die erforderliche Netzdimensionierung haben, während der Einfluss von Ladestationen für Elektrofahrzeuge aufgrund geringerer Gleichzeitigkeit im Vergleich

dazu gering ist. Der erzeugungsseitig getriebene Netzausbaubedarf durch Integration von Photovoltaikanlagen ist bei hohen Durchdringungsraten signifikant, wenn es zu lokaler Überschusserzeugung kommt. Diese Ergebnisse können helfen, technologiespezifische Netzkosten – ggf. erst in zukünftigen Regulierungsperioden, wenn die Durchdringungsraten deutlich angestiegen sind – zu bestimmen.

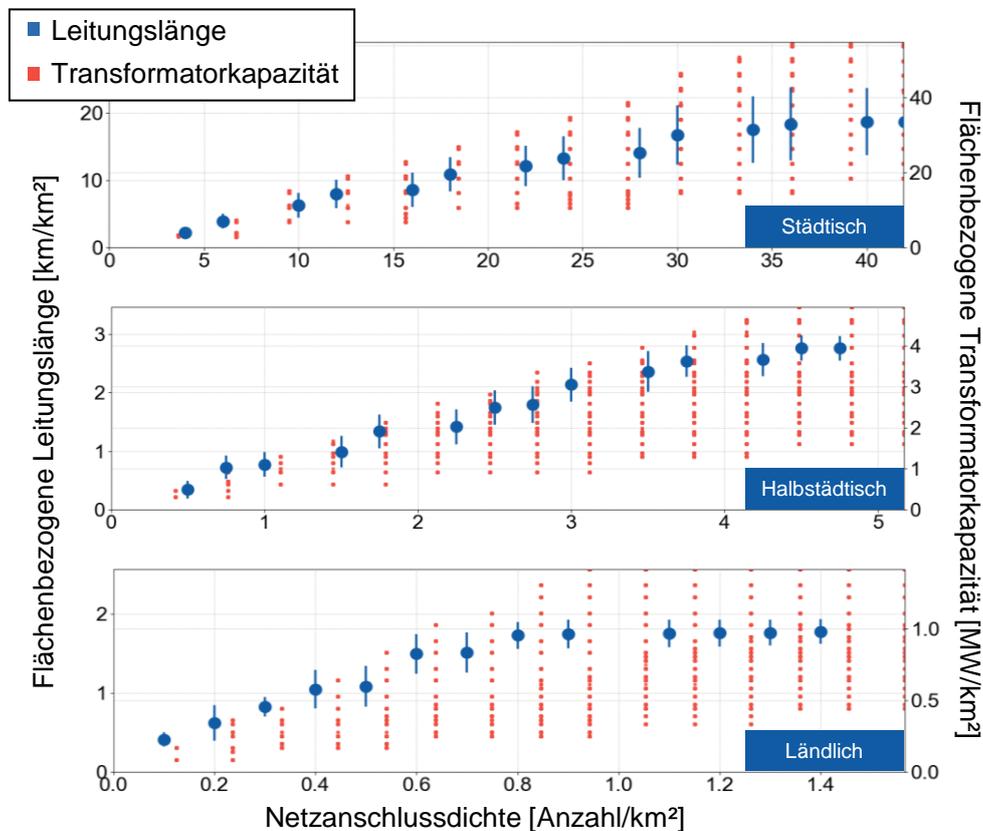
4.2 Mittelspannungsebene

Ähnlich wie in der NSp-Ebene werden zukünftig auch in der MSp-Ebene neue Verbrauchs- und Erzeugungstechnologien in das Netz integriert. Die Elektrifizierung der Wärmeversorgung durch Großwärmepumpen, der Aufbau von Schnellladeinfrastruktur und die zunehmende Verbreitung von PV-Freiflächenanlagen werden die Last- und Erzeugungsseite in der Mittelspannung beeinflussen. Daher wurde in der Modellnetzanalyse untersucht, wie sich eine Erweiterung der Last und Erzeugung in den Mittelspannungsnetzen auf die Netzinfrastukturparameter auswirkt. Wie auch in der Niederspannung wurden die Simulationen mit Hilfe von unterschiedlichen Netzmodellen durchgeführt, um so den Einfluss unterschiedlicher Urbanisierungsgrade zu berücksichtigen, und es wurden die Strukturparameter „Netzanschlussdichte“ und „Leistungsdichte“ betrachtet.

4.2.1 Netzanschlussdichte

Zur Untersuchung der Netzanschlussdichte in der Mittelspannungsebene wurde die variierte Netzanschlusszahl in den Simulationsergebnissen der optimierten Modellnetze für jeden Urbanisierungsgrad ausgewertet. Abbildung 20 zeigt den resultierenden Zusammenhang zwischen **Netzanschlussdichte** und **flächenbezogener Leitungslänge** sowie **flächenbezogener Transformatorkapazität** für die Urbanisierungsgrade (städtisch, halbstädtisch, ländlich). Dabei wird der Median und die Standardabweichung der optimierten Leitungslänge sowie der flächenbezogene Transformatorkapazität für verschiedene Netzanschlussdichten dargestellt.

Abbildung 20 Variation der Netzanschlussdichte in der Mittelspannung



Quelle: IAEW

Im Vergleich zu den Ergebnissen der NSp-Ebene weist die MSp-Ebene eine deutlich höhere Streuung in den Ergebnissen auf. Der wurzelförmige Zusammenhang zwischen **Netzanschlussdichte** und **flächenbezogener Leitungslänge** ist weniger eindeutig ableitbar als in der NSp-Ebene, allerdings zeigt sich auch in der MSp-Ebene eine gewisse wurzelförmige Tendenz (insbesondere bei den ländlichen Typnetzen). Dies entspricht den Ergebnissen aus Frontier Economics/Consentec (2003), wo für die MSp-Ebene nur ein schwacher wurzelförmiger Zusammenhang zu erkennen war (vgl. Abbildung 6).

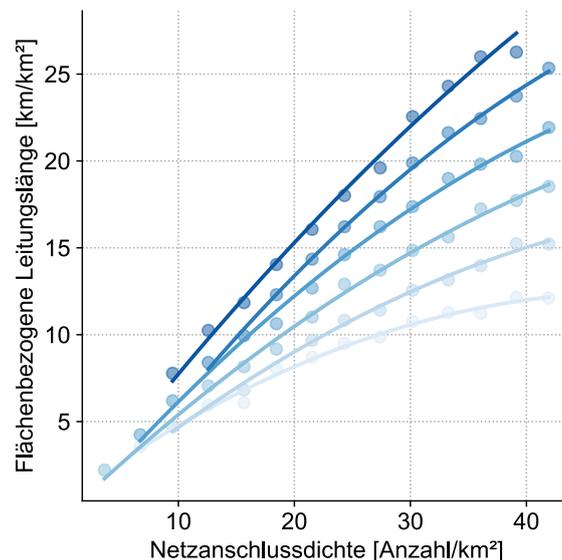
Eine Abhängigkeit zwischen der **Netzanschlussdichte** und der **flächenbezogenen Transformatorkapazität** ist nicht ableitbar, da die Streuung der Ergebnisse sehr breit ist. Die große Bandbreite der resultierenden **flächenbezogenen Transformatorkapazität**, die sich bei den Modellnetzen ergibt, ist vor allem auf die Heterogenität der genutzten Netze zurückzuführen.

In einem weiteren Schritt wurde die Auswirkung der Netzanschlussdichte auf die flächenbezogene Leitungslänge für konstante durchschnittliche Lasten im Netz beispielhaft für das städtische MSp-Netz ausgewertet (Abbildung 21). Die Linien repräsentieren den

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

Zusammenhang zwischen der Variation der Netzanschlussdichte für jeweils eine konstante durchschnittliche Last im Netz und der flächenbezogenen Leitungslänge. Es zeigt sich dabei ein wurzelförmiger Zusammenhang zwischen der **Netzanschlussdichte** für konstante durchschnittliche Lasten und der **flächenbezogenen Leitungslänge**, allerdings unterscheidet sich die Ausprägung dieses Zusammenhangs. Bei einer geringen durchschnittlichen Last (untere Linien in Abbildung 21) zeigt sich ein stärker ausgeprägter **wurzelförmiger** Zusammenhang. Je höher die durchschnittliche Last wird, desto **linearer** wird allerdings der Zusammenhang, d. h. für die Versorgung der höheren durchschnittlichen Lasten müssen mehr Leitungen zur Versorgung einer Netzanschlussdichte verlegt werden.

Abbildung 21 Variation der Netzanschlussdichte in der Mittelspannung in einem städtischen Netz (Auswertung der durchschnittlichen Last)

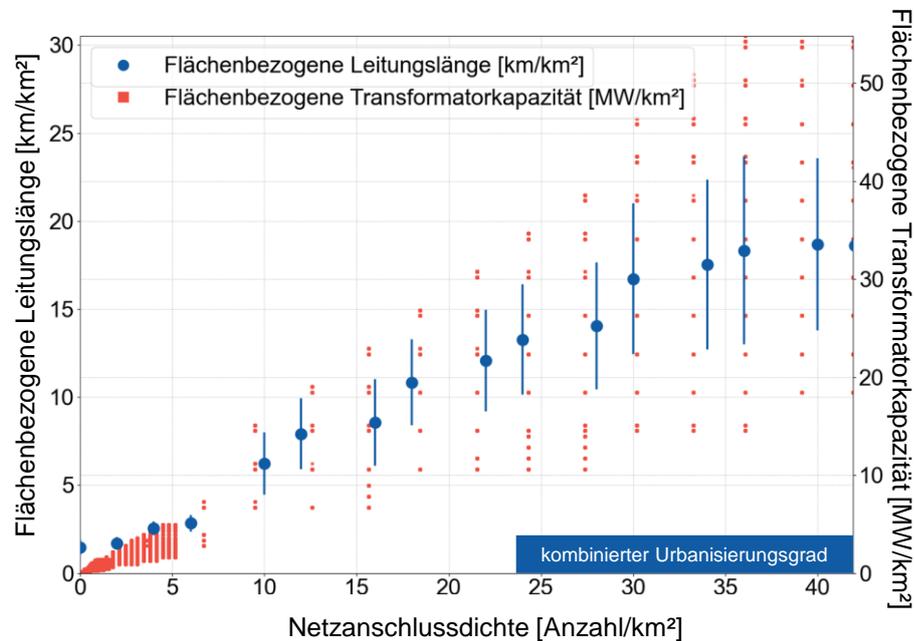


Beschreibung: Die Farbabstufungen repräsentieren die unterschiedlichen durchschnittlichen Lasten im Netz. Je dunkler, je höher die durchschnittliche Last

Quelle: IAEW

Abbildung 22 führt die drei verschiedenen Urbanisierungsgrade aus Abbildung 20 zusammen und zeigt den Zusammenhang der **Netzanschlussdichte mit flächenbezogener Transformatorkapazität** und **Leitungslänge** für die Kombination aus Netzen der drei verschiedenen Urbanisierungsgrade (städtisch, halbstädtisch, ländlich). Wie in der Niederspannung sind dabei leichte Sprünge zu erkennen, welche sich insbesondere durch die Flächenparametrierung der Mittelspannungsnetze ergeben.

Abbildung 22 Variation der Netzanschlussdichte in der Mittelspannung (kombinierter Urbanisierungsgrad)



Quelle: IAEW

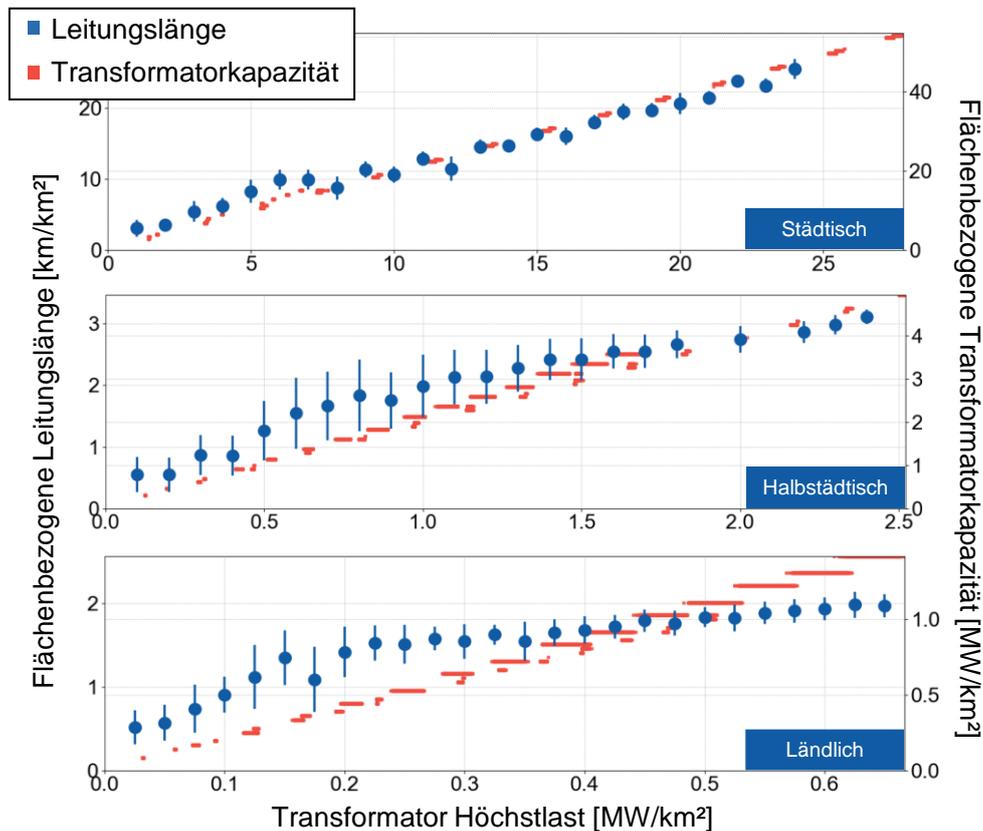
Ähnlich wie in Frontier Economics/Consentec (2003) ist für die MSp-Ebene eine **degressive Proportionalität** zwischen der **Netzanschlussdichte** mit der **flächenbezogenen Leitungslänge** ableitbar. Ein Zusammenhang zwischen der **Netzanschlussdichte** sowie der **flächenbezogenen Transformatorkapazität** ist allerdings nicht erkennbar.

4.2.2 Leistungsdichte

Auch in der Mittelspannung wurde für die Auswertung der Auswirkung von installierten Leistungen aus Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten auf die Netzaufwände die Leistungsdichte (**Transformator-Höchstlast**) herangezogen. In Abbildung 23 ist die Leistungsdichte anhand der summarischen **Transformator-Höchstlast** für die unterschiedlichen Urbanisierungsgrade dargestellt. Dabei zeigt sich für die MSp-Ebene – analog zur NSp-Ebene – ein linearer Zusammenhang zwischen der **Transformator-Höchstlast** und der **flächenbezogenen Transformatorkapazität** für jeden Urbanisierungsgrad. In der Darstellung ist zu erkennen, dass die Transformatorkapazität keine kontinuierliche Form, sondern stufenförmig abgebildet ist. Durch die Optimierung der Netzkonfiguration werden diskrete Leistungsklassen für Betriebsmittel als Ausbaumaßnahme definiert. Aus diesem Grund ist auch in der Auswertung eine stufenweise Erhöhung der **flächenbezogenen Transformatorkapazität** zu erkennen. Diese Modellierungseigenschaft

beeinflusst daher nicht die Ableitung eines linearen Zusammenhangs zwischen der **Transformator-Höchstlast** und der **flächenbezogenen Transformatorkapazität**.

Abbildung 23 Variation der Leistungsdichte in der Mittelspannung

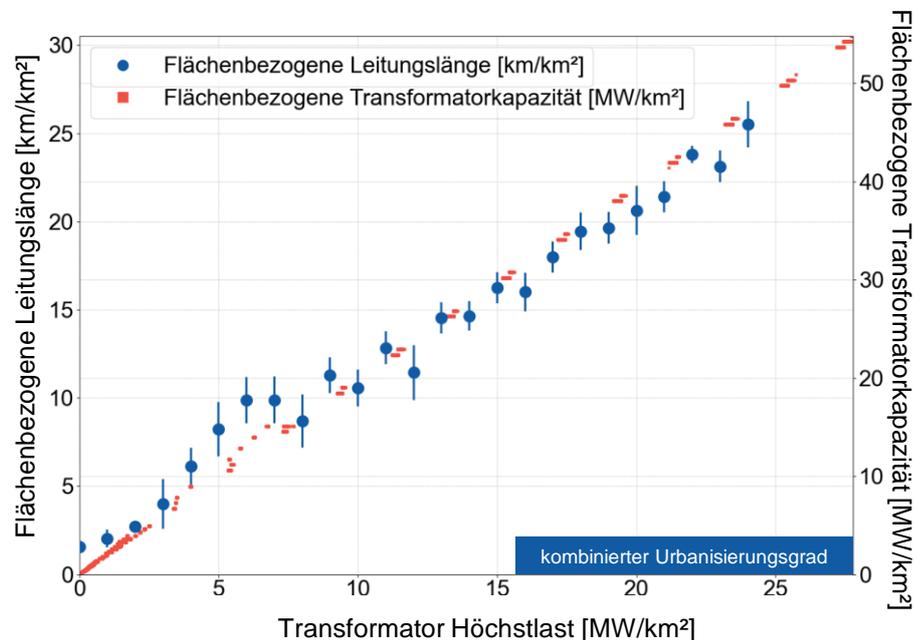


Quelle: IAEW

Abbildung 24 illustriert die Kombination der drei Einzelabbildungen aus Abbildung 23 und stellt dadurch den funktionalen Zusammenhang zwischen **flächenbezogener Transformator-Höchstlast** und **Leitungslänge** bzw. Transformatorkapazität für die Kombination der Urbanisierungsgrade dar.

Mit der Auswertung der Leistungsdichte ist wie in der Niederspannung ein linearer Zusammenhang zwischen der **Transformator-Höchstlast** und der **flächenbezogenen Transformatorkapazität** für jeden Urbanisierungsgrad ableitbar.

Abbildung 24 Variation der Leistungsdichte in der Mittelspannung (kombinierter Urbanisierungsgrad)



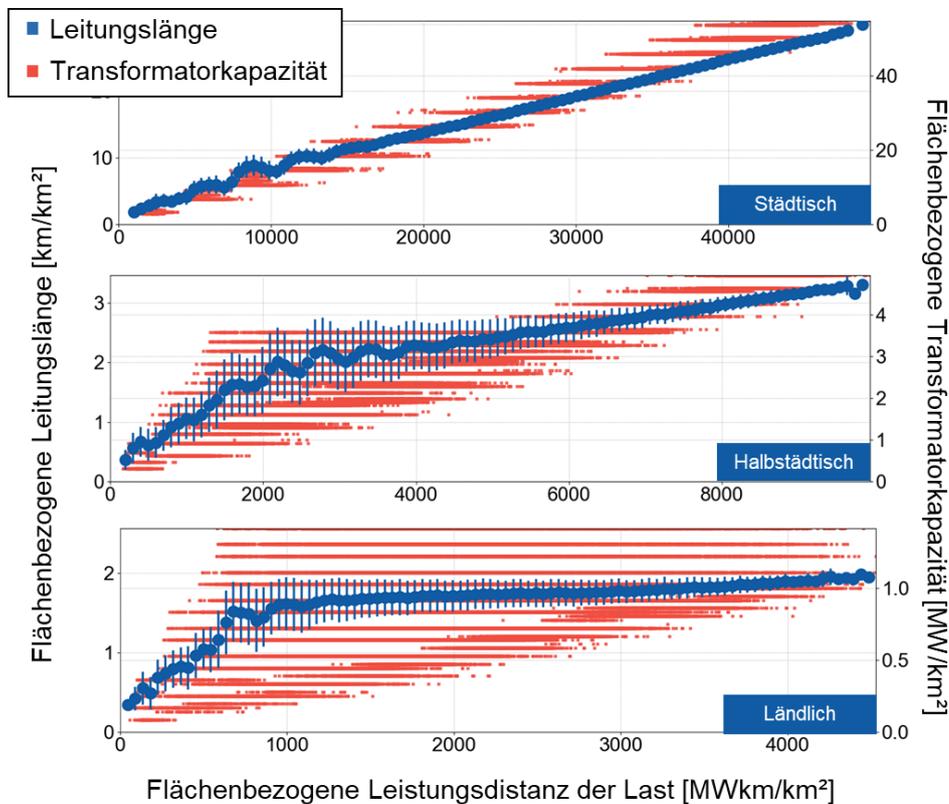
Quelle: IAEW

Zwischen den Simulationsergebnissen der unterschiedlichen Urbanisierungsgrade sind wie in den Ergebnissen der Niederspannung leichte Sprünge bei der **flächenbezogenen Leitungslänge** zu erkennen. Der Zusammenhang zwischen der **Transformator-Höchstlast** und der **flächenbezogenen Transformatorkapazität** ist auch bei Kombination der Urbanisierungsgrade weiterhin als **linear** einzuordnen. Für die Auswertung der flächenbezogenen Leitungslänge kann mit steigender **Transformator-Höchstlast** in der kombinierten Darstellung ein **nahezu linearer Zusammenhang** abgeleitet werden.

4.2.3 Leistungsdistanz

Wie bei Betrachtung der Niederspannungsebene, wurde neben der Netzanschlussdichte und der Leistungsdichte die Wirkung der Distanz installierter Leistungen auf die notwendigen Netzaufwände untersucht. Die Distanz wurde, wie in Abschnitt 3.3.5 eingeführt, als das Summenprodukt der installierten Leistung und ihrer Distanz zum Umspannwerk definiert. Diese Distanz bezieht sich auf die Stränge, welche sich aus denen im Strang betriebenen MS-Ringen ergeben. In Abbildung 25 ist der Einfluss der **flächenbezogenen Leistungsdistanz der Last** auf die **flächenbezogene Leitungslänge** und die **flächenbezogene Transformatorkapazität** in der Mittelspannung differenziert nach Urbanisierungsgrad dargestellt.

Abbildung 25 Variation der Leistungsdistanz (Last) in der Niederspannung



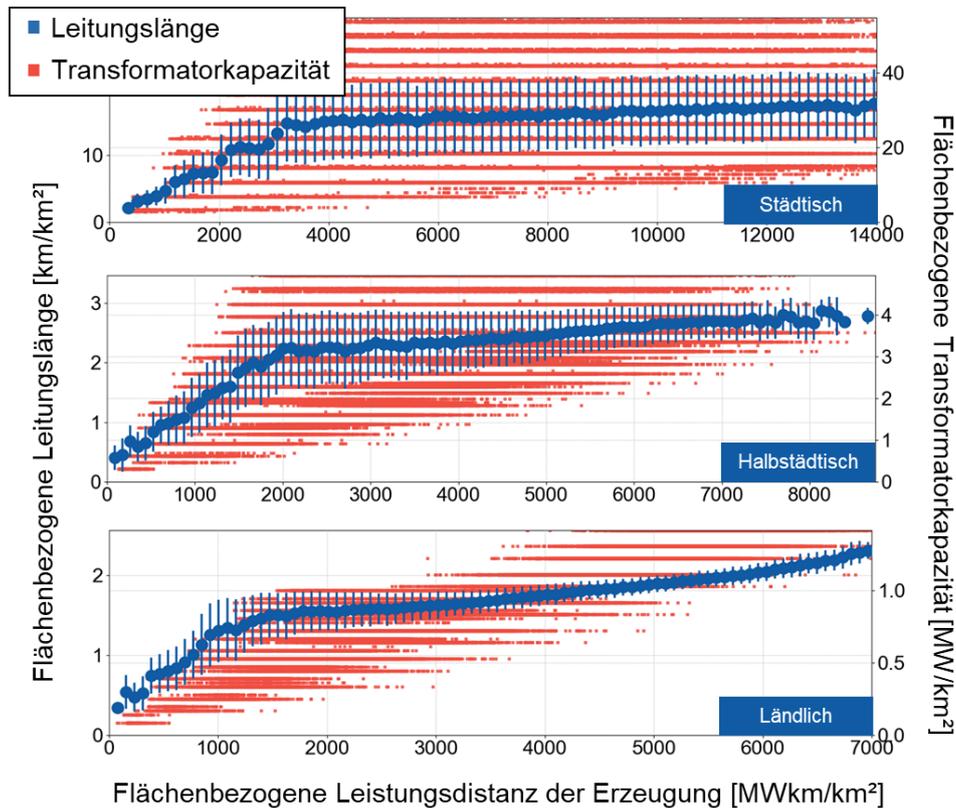
Quelle: IAEW

Es zeigt sich, dass mit Erhöhung der **flächenbezogenen Leistungsdistanz der Last** eine höhere **flächenbezogene Leitungslänge** einhergeht. Hervorzuheben ist, dass dieser Zusammenhang im städtischen Mittelspannungsnetz näherungsweise linear ist, während im halbstädtischen und ländlichen Netz ein wurzelförmiger Zusammenhang vorliegt. Außerdem sind leichte Schwingungen flächenbezogenen Leitungslänge im Anfangsbereich der Abbildungen zu erkennen, welche einerseits durch eine stärkere Inhomogenität der Versorgungsaufgabe, als in der Niederspannungsebene zu erklären ist, als auch durch den Umstand, dass bei geringeren Leistungsdistanzen andere Einflussfaktoren ausbautreibend sein können (beispielsweise eine höhere Erzeugung). Lediglich im städtischen Mittelspannungsnetz ist eine Korrelation zwischen der **flächenbezogenen Leistungsdistanz der Last** und der **flächenbezogenen Transformatorkapazität** zu erkennen. Im halbstädtischen und ländlichen Netz ist dies nicht der Fall. Dies kann insbesondere auf andere ausbautreibende Faktoren als Last und Distanz zur Umspannstation bei diesen Urbanisierungsgraden hinweisen.

Analog zu Abbildung 27 zeigt Abbildung 26 den Einfluss der **flächenbezogenen Leistungsdistanz der Erzeugung** auf die **flächenbezogenen Leitungslänge** und die

flächenbezogenen Transformatorkapazität für die Mittelspannung differenziert nach Urbanisierungsgrad.

Abbildung 26 Variation der Leistungsdistanz (Erzeugung) in der Niederspannung



Quelle: IAEW

Die Ergebnisse in Abbildung 26 zeigen einen **wurzelförmigen** Zusammenhang zwischen der **flächenbezogenen Leistungsdistanz** der Erzeugung und der **flächenbezogenen Leitungslänge**. Ein funktionaler Zusammenhang zwischen der **flächenbezogenen Leistungsdistanz der Erzeugung** und der **flächenbezogenen Transformatorkapazität** ist im ländlichen Netz nur leicht erkennbar, im städtischen und halbstädtischen Netz ist dies nicht der Fall.

4.2.4 Zusammenfassung – Mittelspannung

Die Simulationsergebnisse für die Mittelspannung zeigen, dass die Zusammenhänge aus Frontier Economics/Consentec (2003) grundsätzlich nachvollzogen werden können. Allerdings ist der wurzelförmige Zusammenhang zwischen der Netzanschlussdichte und der flächenbezogenen Leitungslänge in der MSp-Ebene schwächer ausgeprägt und von der Charakteristik der Netzanschlüsse abhängig. Die Bandbreite der Ergebnisse ist auf die

Heterogenität der simulierten Versorgungsaufgabe zurückzuführen. Für konstante durchschnittliche Lasten gibt es einen stärker wurzelförmigen Zusammenhang bei geringeren Lasten, der linearer wird, wenn die Lasten höher sind. Der lineare Zusammenhang zwischen Transformator-Höchstlast und der flächenbezogenen Transformator Kapazität ist auch in der MSp-Ebene eindeutig ableitbar und kann weiterhin für die Dimensionierung der Umspannebene herangezogen werden. Weiterhin wurde festgestellt, dass bei der Leistungsdistanz von Erzeugungsanlagen ein wurzelförmiger Zusammenhang mit der flächenbezogenen Leitungslänge vorherrscht und nur im ländlichen Netz ein schwacher funktionaler Zusammenhang mit der Transformator Kapazität erkennbar ist.

4.3 Hochspannungsebene

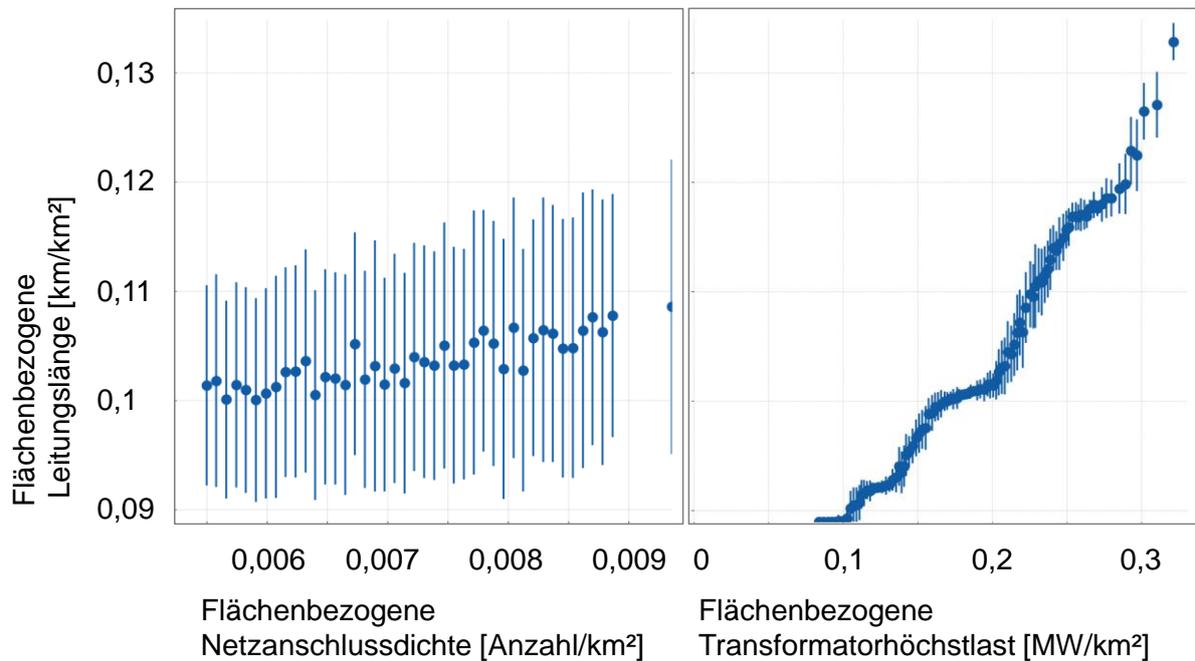
In Frontier Economics/Consentec (2003) wurde keine explizite Analyse der HSp-Ebene durchgeführt, sondern die funktionalen Zusammenhänge zwischen der Netzanschlussdichte und der flächenbezogenen Leitungslänge aus der Analyse der MSp-/NSp-Ebene auf die HSp-Ebene angewandt, d. h. ein wurzelförmiger Zusammenhang unterstellt. In diesem Gutachten wird eine Erweiterung der Analysen vorgenommen, indem die HSp-Ebene explizit simuliert wird.

Die Modellierung der Hochspannungsebene baut auf der Entwicklung des vorgestellten SimBench-HSp-Netzes von einem Status-Quo-Netz bis zu einem Zukunftsszenario auf, sodass Entwicklungen wie der Zubau von Windparks mit hoher Erzeugungsleistung oder Rechenzentren mit hoher Last berücksichtigt werden. Zur Analyse der Simulationsergebnisse wird die **flächenbezogene Leitungslänge** abhängig von der **Netzanschlussdichte** sowie der **flächenbezogenen summarischen Höchstlast** aller Transformatoren der HSp/HSp-Umspannwerke dargestellt. Die flächenbezogene Transformator Kapazität wird nicht weiter berücksichtigt, da diese dem Übertragungsnetz zugeordnet werden.

In Abbildung 27 ist für die HSp-Ebene links der Einfluss der Netzanschlussdichte (linke Abbildung) und der Einfluss der Transformatorhöchstlast (rechte Abbildung), jeweils auf die Leitungslänge, dargestellt. Aus den Simulationsergebnissen lässt sich kein funktionaler Zusammenhang zwischen der **flächenbezogenen Netzanschlussdichte** und der **flächenbezogenen Leitungslänge** (linke Abbildung) ableiten.

Ein anderes Bild bietet die flächenbezogene Transformatorhöchstlast (rechte Abbildung). Dort ist ein **stufenweiser linearer Zusammenhang** zwischen Leitungslänge in km und Transformatorhöchstlast in MW für ein Gebiet zu erkennen. Die Stufen ergeben sich insbesondere durch die Charakteristik der Netzausbauten. Der Netzausbau enthält eine bestimmte Reserve, d. h. hat ein Netzausbau stattgefunden (Leitungslänge ist gestiegen), ist zunächst Kapazität zur Integration weiterer Lasten und Erzeuger verfügbar (Leitungslänge stagniert). Erst bei zunehmender Höchstlast ist diese wieder nicht mehr ausreichend und die Leitungslänge steigt erneut. Diese Effekte können auch in der MSp- und NSp-Ebene auftreten, verrauscht dort allerdings aufgrund der deutlich höheren Anzahl an Leitungen.

Abbildung 27 Variation von Netzanschlussdichte und Leistungsdichte in der Hochspannung



Quelle: IAEW

4.3.1 Zusammenfassung – Hochspannung

Für die Hochspannungsebene kann ein stufenweiser linearer funktionaler Zusammenhang zwischen der **flächenbezogenen Transformator-Höchstlast** und der **flächenbezogenen Leitungslänge** ermittelt werden. Zwischen der flächenbezogenen Netzanschlussdichte und der flächenbezogenen Leitungslänge kann allerdings kein eindeutiger Zusammenhang abgeleitet werden.

4.4 Schlussfolgerungen

Mit den Simulationsergebnissen ist die Bandbreite der Einflüsse der Versorgungsaufgabe auf die Netzaufwände in Form von Leitungslängen und Transformatorkapazität je Spannungsebene in der Modellnetzanalyse ermittelt worden. Die wesentlichen Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen.

4.4.1 Niederspannungsebene

Die Simulationsergebnisse der Niederspannungsebene bestätigen die funktionalen Zusammenhänge, welche auch bislang zur Berechnung der Effizienzwerte im

**NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGS-
PARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER**

Benchmarkverfahren herangezogen werden. Im Vergleich zum Gutachten von Frontier/Consentec (2003) sind zusätzlich weitere Erkenntnisse abgeleitet worden:

Tabelle 10 Ergebnisse aus der Modellnetzanalyse für die Niederspannungsebene

	Diskussion Frontier/Consentec (2003)	Neue Erkenntnisse aus Analyse
Netzanschlussdichte	Wurzelförmiger Zusammenhang zwischen Netzanschlussdichte und Leitungslänge ist grundsätzlich ableitbar	Unterschiedliche Ausprägung dieses Zusammenhangs ist je Urbanisierungsgrad zu erkennen
		Heterogene Lasten führen zu einer Streuung der Ergebnisse, d.h. Durchdringung von Technologien wie PV, Wärmepumpen, E-Mobilität, haben insbesondere bei einer hohen Durchdringungsrate einen deutlichen Einfluss auf erforderliche Leitungslängen
		Leistungsdistanz mit Auswirkung auf erforderliche Leitungslängen und führen zu einer Streuung der Ergebnisse
Leistungsdichte	Linearer Zusammenhang zwischen Dimensionierung der Umspannebene in Form der Transformatorkapazität mit der Leistungsdichte bestätigt	Wurzelförmiger Zusammenhang zwischen der Transformator-Höchstlast und der flächenbezogenen Leitungslänge
Leistungsdistanz	Wurde in Frontier/Consentec (2003) nicht untersucht	Erhöhung der Leistungsdistanz führt zu höherer Leitungslänge und Transformatorkapazität
		Wurzelförmiger Zusammenhang zwischen Leistungsdistanz und Leitungslänge bei Last und Erzeugung
Technologievergleich	Wurde in Frontier/Consentec (2003) nicht untersucht	Der Anschluss von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge haben einen Einfluss auf die Netzkosten.

Diskussion Frontier/Consentec (2003)	Neue Erkenntnisse aus Analyse
	Der Zubau von Wärmepumpen hat einen höheren Einfluss auf die Netzkosten im Vergleich zu Ladestationen und Photovoltaikanlagen.
	Photovoltaikanlagen haben bei hoher Durchdringung einen signifikanten Einfluss, während Ladestationen aufgrund geringerer Gleichzeitigkeit einen geringeren Einfluss haben.

4.4.2 Mittelspannungsebene

Mit den Simulationsergebnissen der Mittelspannungsebene werden die Zusammenhänge aus Frontier Economics/Consentec (2003) grundsätzlich nachvollzogen. Die Ergebnisse werden in Tabelle 11 diskutiert und neue Erkenntnisse abgeleitet:

Tabelle 11 Ergebnisse aus der Modellnetzanalyse für die Mittelspannungsebene

Diskussion Frontier/Consentec (2003)	Neue Erkenntnisse aus Analyse
Netzanschlussdichte	Der wurzelförmige Zusammenhang zwischen der Netzanschlussdichte und der Leitungslänge ist auf Grund der Heterogenität der Netze und der modellierten Versorgungsaufgabe nur schwach ableitbar
	Unterschiedliche Ausprägung dieses Zusammenhangs ist je Urbanisierungsgrad zu erkennen
	Mit der Homogenisierung der Versorgungsaufgabe und der Auswertung anhand der Durchschnittlichen Last in den Netzen kann der wurzelförmige Zusammenhang deutlicher abgeleitet werden.
	Unterschiedliche Form des nicht-linearen Zusammenhangs abhängig von der Heterogenität der Lasten pro Netzanschluss
Leistungsdichte	Linearer Zusammenhang zwischen Dimensionierung der Umspannebene in Form der
	keine weiteren Erkenntnisse

	Diskussion Frontier/Consentec (2003)	Neue Erkenntnisse aus Analyse
	Transformatorkapazität mit der Leistungsdichte bestätigt	
Leistungsdistanz	Wurde in Frontier/Consentec (2003) nicht untersucht	Wurzelförmiger Zusammenhang zwischen Leistungsdistanz von Erzeugungsanlagen und flächenbezogener Leitungslänge

4.4.3 Hochspannungsebene

Mit den Ergebnissen in der Hochspannungsebene konnte ein stufenweiser linearer Zusammenhang zwischen der Transformator-Höchstlast und der Leitungslänge ermittelt werden. In der aktuellen Berechnungssystematik wird ein wurzelförmiger Zusammenhang zwischen der Netzanschlussdichte und der Leitungslänge herangezogen, welcher in der Nieder- und Mittelspannungsebene besteht. Auf Basis der Simulationsergebnisse sollte eine Anpassung der aktuellen Berechnungssystematik evaluiert werden. In Tabelle 12 werden die Ergebnisse der Hochspannungsebene zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 12 Ergebnisse aus der Modellnetzanalyse für die Hochspannungsebene

	Diskussion Frontier/Consentec (2003)	Neue Erkenntnisse aus Analyse
Netzanschlussdichte	Keine Simulationen durchgeführt, sondern wurzelförmigen Zusammenhang analog angewandt	Der wurzelförmige Zusammenhang lässt sich aus unseren Simulationsergebnissen in der HSp-Ebene zwischen der Netzanschlussdichte und der Leitungslänge nicht ableiten Analysen zeigen einen stufenweisen linearer Zusammenhang zwischen der Transformator-Höchstlast und der Leitungslänge

5 Funktionale Zusammenhänge und Datenerfordernis

In Abschnitt 4 wurden unter Variation von Eingangsparametern entlang verschiedener Dimensionen optimierte Netzdimensionierungen basierend auf Netzsimulationen berechnet. Basierend auf diesen Ergebnissen werden nachfolgend zunächst inkrementelle Anpassungen bei der aktuellen Ermittlung der Leistungs- und Strukturparameter für den Effizienzvergleich in Österreich abgeleitet. Im Anschluss wird die Möglichkeit einer weitreichenderen Anpassung diskutiert, da die Simulationsergebnisse zeigen, dass aufgrund der zunehmend heterogenen Versorgungsaufgabe mehrdimensionale Zusammenhänge sinnvoll sein können. Abschließend werden die für beide Ansätze zu erhebenden Daten der Netzbetreiber aufgeführt.

5.1 Ableitung funktionaler Abhängigkeiten

Mit den in Abschnitt 4 ausgewerteten Simulationsergebnissen wird nachfolgend zunächst die funktionale Abhängigkeit zwischen den strukturellen Netzparametern und entsprechenden Netzaufwänden abgeleitet, indem zwischen einem Inputwert und einem Outputwert eine mathematische Formulierung der Abhängigkeit aufgestellt wird.

Die durch die Simulation erfassten Parameter zur Bestimmung des optimalen Netzaufwands sind in Abschnitt 3.3.5 dargestellt. In der Tabelle ist bereits die Eignung als Input- und Outputparameter definiert. Für die Anwendung im Benchmarking der Netzbetreiber ist es notwendig, dass die Eingangsparameter in das Berechnungsmodell als *exogene Kostentreiber*, also als nicht von den Netzbetreibern beeinflussbare Parameter, herangezogen werden. So wird sichergestellt, dass die Netzbetreiber durch ihr Handeln in Planung und den Betrieb ihrer Netze ihre individuelle Berechnung der Effizienz nicht beeinflussen können.

5.1.1 Vorgehen nach aktueller Berechnungssystematik

In der bisherigen Berechnungssystematik zur Bestimmung der individuellen Effizienz der Netzbetreiber wurden eindimensionale funktionale Abhängigkeiten verwendet (vgl. Abschnitt 2.1.2). Für die Dimensionierung der Umspannebene (NSp und MSp) wurde ein linearer Zusammenhang zu der summarischen Lastdichte (Höchstlast pro Fläche) herangezogen. Für die Leitungsdichte wurde der Zusammenhang (NSp und MSp) mit der Anschlussdichte als quadratwurzelförmig approximiert. Für die Hochspannungsebene wurde ebenfalls die Anschlussdichte für die Dimensionierung der Leitungslänge herangezogen. Diese Zusammenhänge für die NSp und MSp sind auch in den Simulationsergebnissen des in diesem Gutachten angewendeten Verfahrens nachzuvollziehen. Für die HSp zeigt sich hingegen ein stufenweiser linearer Zusammenhang zwischen der Transformator-Höchstlast und der Leitungslänge.

Leitungslänge

Für die Bestimmung der **Leitungslänge für die Nieder- und Mittelspannung** kann die aktuelle Berechnungsmethodik entsprechend Abschnitt 2.1.3 **grundsätzlich beibehalten werden**.

Für die Bestimmung der **Leitungslänge der HSp-Ebene** kann aus den Simulationsergebnissen dieses Gutachtens **kein wurzelförmiger Zusammenhang wie in der aktuellen Berechnungssystematik abgeleitet werden**. Die Dimensionierung der HSp-Ebene weist allerdings einen stufenweisen linearen Zusammenhang mit der Transformator-Höchstlast auf. Da der stufenweise Anstieg insbesondere auf die Betrachtung nur eines spezifischen Netzgebiets zurückzuführen ist, kann ein linearer Zusammenhang angenommen werden. Demnach ergibt sich für die Leitungslänge folgender Zusammenhang:

$$l_{gesamt} = c \cdot TH_j \quad (8)$$

mit TH_j : Transformator-Höchstlast je Teilgebiet j ,

mit c : linearer Zusammenhang.

Für die HSp-Ebene gibt es allerdings nur „ein“ Teilgebiet, das durch die versorgte Fläche des Netzbetreibers auf Basis der iSPACE-Flächen (der Kategorie A) ermittelt wird (vgl. Abschnitt 5.2.3 für die Bestimmung der Teilgebiete). Es muss somit nur ein Wert für die Transformator-Höchstlast (Netzebene 2-7) ermittelt werden. Diese Transformator-Höchstlast wird mit dem Faktor c multipliziert und daraus ein Schätzer für die HSp-Leitungslänge ermittelt.

Die konkrete Parametrisierung von c in Formel (8) und die Frage, wie gut dieser Parameter im Zusammenspiel mit der Transformator-Höchstlast tatsächlich einen geeigneten Schätzer für die Leitungslänge der HSp-Ebene darstellen kann, ist eine empirische Frage und müsste noch anhand von realen Unternehmensdaten weiter plausibilisiert werden. Stellt sich im Zuge dieser Plausibilisierung heraus, dass die Ergebnisse aus Formel (8) nicht oder nur bedingt die Erfordernisse für die Dimensionierung der HSp-Leitungen abbilden, wären weitere Alternativen zu prüfen.

In Abschnitt 2.2.1 wurde gezeigt, dass im deutschen Kontext des Effizienzvergleichs die Versorgungsaufgabe der HSp-Ebene durch die realen HSp-Leitungslängen abgebildet werden. Somit bietet sich als Option die Verwendung der realen HSp-Leitungslängen anstatt der aktuellen flächengewichteten Netzanschlussdichte HSp bzw. dem potenziellen neuen Parameter auf Basis der Formel (8) an. Der Nachteil der realen HSp-Leitungslänge besteht darin, dass es sich um einen endogenen, d.h. durch den Stromverteilternetzbetreiber beeinflussbaren Parameter handelt, und diese grundsätzlich bei der Ausgestaltung eines Effizienzvergleiches optimalerweise vermieden werden sollten. Der Vorteil der realen HSp-

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

Leitungslänge besteht allerdings darin, dass dadurch die Versorgungsaufgabe in der HSp-Netzebene entsprechend abgebildet wird. Der Fehlanreiz aus „Endogenität“ ist in der Realität ggf. auch dahingehend limitiert, dass aufgrund der Charakteristik der HSp-Leitungen eine bewusste Überdimensionierung durch einen Stromverteilternetzbetreiber auf der HSp- Ebene schwierig ist, da die Errichtung neuer Trassen in der Regel auf regionalen öffentlichen Widerstand stößt.

Eine Kombination der transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichte für die MSp-/NSp-Ebene sowie der realen HSp-Leitungslänge in einen Parameter sollte zusätzlich konzeptionell zulässig sein. Ersteres stellt einen Schätzer für die erforderliche Dimensionierung der MSp-/NSp-Leitungslänge zur Versorgung von Netzanschlüssen in einem Versorgungsgebiet dar, weshalb eine starke Korrelation mit der realen Leitungslänge bestehen sollte. Es spricht aus unserer (ingenieurwissenschaftlichen) Sicht somit nichts dagegen, zwei plausible Schätzer für die reale Leitungslänge der MSp- und NSp-Ebene mit der realen HSp-Leitungslänge zusammen zu führen.

Umspannebene

Für die Dimensionierung der Umspannebenen der NSp- und MSp-Ebene kann durch den linearen Zusammenhang zwischen der Lastdichte und der flächengewichteten Transformatorkapazität grundsätzlich der Flächenbezug vernachlässigt werden. In der bestehenden Berechnungssystematik wird keine Berechnung für eine „Modellnetz“-Transformatorkapazität vorgenommen, sondern aufgrund des linearen Zusammenhangs die Transformator-Höchstlast der Netzebene 6-7 (Niederspannung) sowie der Netzebene 4-7 (Mittelspannung) als Proxy für die Dimensionierung der Transformatorkapazitäten herangezogen. Der lineare Zusammenhang auf Basis der Simulationsergebnisse der Modellnetzanalyse bestätigt diese Vorgehensweise.

5.1.2 Vorgehen nach mehrdimensionaler Berechnungssystematik

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bei der Berechnung unterschiedlicher Urbanisierungsgrade die Ergebnisse Streuungen um den jeweils identifizierten Zusammenhang aufweisen und es bei der Kombination der unterschiedlichen Urbanisierungsgrade zu nicht kontinuierlichen Verläufen der Ergebnisse kommt. Diese Streuungen sind zu erwarten, da zum einen die Netzdimensionierung auf heterogenen Netzen mit heterogenen Versorgungsaufgaben vorgenommen wurde und zum anderen ein mehrdimensionaler Zusammenhang zwischen mehreren Strukturparametern auf einen Netzaufwand anzunehmen ist. So ist beispielsweise aufgrund des bidirektionalen Leistungsflusses die Dimensionierung einer Leitung in der Verteilernetzebene nicht nur lastgetrieben, sondern ebenso durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen auch erzeugergetrieben. Am konkreten Beispiel kann eine zur Versorgung vieler Ladestationen von Elektrofahrzeugen stark ausgelegte Leitung auch für den Stromtransport aus PV-Einspeisung dienen. Um einen mehrdimensionalen Einfluss der Versorgungsaufgabe auf den

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

erforderlichen Netzaufwand zu bestimmen, können Regressionsanalysen herangezogen werden.

An dieser Stelle wird das Vorgehen für die Bestimmung der Outputparameter „Leitungslänge“ und „Dimensionierung der Umspannebene“ exemplarisch anhand der Inputparameter der Netzanschlussdichte und der Transformator-Höchstlast dargestellt. Allerdings können weitere Inputparameter zur Bestimmung der Netzaufwände herangezogen werden, soweit sie in den hier vorgenommenen Simulationen als Input berücksichtigt wurden (vgl. Tabelle 8).

Als Berechnungsgrundlage für die Outputparameter kann eine mehrdimensionale Regression herangezogen werden, welche anhand mehrerer unabhängiger Inputvariablen x_i eine Outputgröße y_i ermittelt. Die Bandbreite von Regressionsmethoden reicht von einfachen linearen Regressionen bis hin zu komplexen nichtlinearen Methoden wie logistischer Regression und künstlichen neuronalen Netzen. So wird zum Beispiel im Fall der Approximation der Leitungslänge eine mehrdimensionale Regression auf mehrere unabhängigen Variablen x_i herangezogen. Eine Formulierung für eine multiple Regression ist:

$$y_i = a_1 \cdot x_i + a_1 \cdot x_i^2 + \dots + a_n \cdot x_i + a_n \cdot x_i^p + b \quad (9)$$

Hier ist y die abhängige Variable und x_1, \dots, x_i^n sind die unabhängigen Variablen. a_1, a_2, \dots, a_n und b sowie p sind die Regressionskoeffizienten. Die Regressionskoeffizienten a_1, a_2, \dots, a_n geben an, wie schnell sich die abhängige Variable jeder unabhängigen Variable verändert. Der Koeffizient b stellt den y-Achsenabschnitt der Kurve dar. p beschreibt die polynomische Ordnung der Regression.

Die mehrdimensionale Regression kann durch Anpassung einer Kurve an die Datenpunkte in einem Streudiagramm mithilfe von Methoden wie der Methode der kleinsten Quadrate oder der Maximum-Likelihood-Methode berechnet werden. Für die Anwendung in diesem Fall liegen der Parametrierung der Kurve die Simulationsergebnisse dieses Gutachtens zugrunde. Die Regressionskoeffizienten sind so anhand der Simulationsergebnisse der Modellnetzanalyse zu parametrieren.

Leitungslänge

Zur Bestimmung der Leitungslänge wurden mittels einer mehrdimensionalen wurzelförmigen Regression über die Simulationsergebnisse folgende funktionale Zusammenhänge bestimmt.

Niederspannung

In der Untersuchung der Einflüsse der Netzanschlussdichte auf die flächengewichtete Leitungslänge in der Niederspannung hat sich ein deutlicher wurzelförmiger Zusammenhang

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

gezeigt, sodass sich durch den Ansatz einer mehrdimensionalen Regression die funktionale Abhängigkeit zur Leitungslänge wie folgt darstellen lässt:

$$l_{NSp,j} = A_j \cdot \left(a_{0,TH} \cdot \frac{TH_j}{A_j} + a_{0,NA} \cdot \frac{NA_j}{A_j} + a_{1,TH} \cdot \left(\frac{TH_j}{A_j} \right)^{p_1} + a_{1,NA} \cdot \left(\frac{NA_j}{A_j} \right)^{p_2} + b \right) \quad (10)$$

- mit $l_{NSp,j}$: Leitungslänge je Teilgebiet j ,
- mit A_j : Flächengröße je Teilgebiet j ,
- mit TH_j : Transformator-Höchstlast je Teilgebiet j ,
- mit NA_j : Anzahl Netzanschlüsse je Teilgebiet j .

Die Regressionskoeffizienten müssen, wie eingangs beschrieben, anhand einer Methode (z. B. Maximum-Likelihood-Methode) zur Anpassung der Kurve an die Datenpunkte parametrisiert werden. Zur Ermittlung der gesamten Leitungslänge $l_{gesamt,NSp}$ müssen für jedes Teilgebiet die Leitungslängen $l_{NSp,j}$ ermittelt und dann aufsummiert werden.

Im Unterschied zur aktuellen Berechnungsmethodik fließt neben der Anzahl der Netzanschlüsse zusätzlich die Transformator-Höchstlast TH_j je Teilgebiet j in die Ermittlung der Leitungslänge ein. **Für diese müssten von den Netzbetreibern entsprechende Messdaten je Transformator erhoben werden.**

Mittelspannung

In der Mittelspannung hat sich in den Simulationsergebnisse in der Modellnetzanalyse ein wurzelförmiger Zusammenhang anhand der durchschnittlichen Last in den Netzen je Urbanisierungsgrad gezeigt. Der funktionale Zusammenhang ergibt sich analog zur Berechnung der Niederspannung zu:

$$l_{MSP,j} = A_j \cdot \left(a_{0,TH} \cdot \frac{TH_j}{A_j} + a_{0,NA} \cdot \frac{NA_j}{A_j} + a_{1,TH} \cdot \left(\frac{TH_j}{A_j} \right)^{p_1} + a_{1,NA} \cdot \left(\frac{NA_j}{A_j} \right)^{p_2} + b \right) \quad (11)$$

- mit $l_{MSP,j}$: Leitungslänge je Teilgebiet j ,
- mit A_j : Flächengröße je Teilgebiet j ,
- mit TH_j : Transformator-Höchstlast je Teilgebiet j ,
- mit NA_j : Anzahl Netzanschlüsse je Teilgebiet j .

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

Auch in der MSp-Ebene sind die Regressionskoeffizienten anhand der Simulationsergebnisse zu parametrieren. Zur Ermittlung der gesamten Leitungslänge $l_{gesamt,MSp}$ müssen für jedes Teilgebiet die Leitungslängen $l_{MSp,j}$ ermittelt und dann aufsummiert werden.

Im Unterschied zur aktuellen Berechnungsmethodik fließt auch für die MSp-Ebene noch zusätzlich die Transformator-Höchstlast TH_j je Teilgebiet j in die Ermittlung der Leitungslänge ein. Im Vergleich zu der NSp-Ebene ist allerdings die Bestimmung der Teilgebietsfläche auf Basis der unterlagerten Niederspannungsteilgebiete durchzuführen.

Hochspannung

Für die Hochspannungsebene hat sich ein stufenförmiger Verlauf der Leitungslänge im Bezug zu der Transformator-Höchstlast ergeben. Dieser kann entsprechend der Adaption des aktuellen Berechnungssystematik weitergeführt werden (vgl. Abschnitt 5.1.1), die Abbildung durch einen mehrdimensionalen Zusammenhang ist nicht erforderlich. Allerdings besteht auch hier die Option die reale Netzlänge heranzuziehen.

Umspannebene

Für die Dimensionierung der Umspannebenen der NSp- und MSp-Ebene gilt entsprechend der aktuellen Berechnungssystematik der lineare Zusammenhang zwischen der Lastdichte und der flächengewichteten Transformatorkapazität:

$$\frac{TK_j}{A_j} = c \cdot \frac{TH_j}{A_j} \quad (12)$$

mit TK_j : Transformatorkapazität je Teilgebiet j ,

mit A_j : Flächengröße je Teilgebiet j ,

mit TH_j : Transformatorhöchstlast je Teilgebiet j ,

mit c = linearer Zusammenhang.

c stellt auch hier den Koeffizienten zur Bestimmung des linearen Zusammenhangs dar. Für die Berechnung der gesamte Transformatorkapazität über die Summe der Teilgebiete gilt auch in diesem Fall:

$$TK_j = c \cdot \frac{TH_j}{A_j} \cdot A_j = c \cdot TH_j \quad (13)$$

$$TK_{gesamt} = \sum_{j=1}^{TG} (c \cdot TH_j) \quad (14)$$

In diesem Fall entsprechen die aufsummierten Transformator-Höchstlasten über alle Teilgebiete der Gesamthöchstlast. Dies bedeutet, dass weiterhin entsprechend der aktuellen Berechnungssystematik aufgrund des linearen Zusammenhangs die **Transformator-Höchstlast der Netzebene 6-7 (Niederspannung) sowie der Netzebene 4-7 (Mittelspannung)** als Proxy für die Dimensionierung der Transformatorkapazitäten herangezogen werden kann. **Eine Ableitung einer Größe aus TH_j ist somit nicht erforderlich.**

5.2 Definitionen zur Datenerhebung

Zur Anwendung der funktionalen Abhängigkeiten für die Bestimmung von möglichen Outputparametern für einen Effizienzvergleich sind Daten der Netzbetreiber aufzubereiten und diese jeweils unterschiedlicher räumlicher Auflösung zuzuordnen. Für die Definition der Datenerhebung wird jeweils nach den vorgestellten Berechnungssystematiken unterschieden.

5.2.1 Vorgehen nach aktueller Berechnungssystematik

Bei einer Anwendung der aktuellen Berechnungssystematik ist grundsätzlich keine Anpassung der Datenerhebung erforderlich. Für die Dimensionierung der HSp-Ebene sollte allerdings für das jeweilige Versorgungsgebiet der Stromverteilernetzbetreiber die **Transformator-Höchstlasten der Netzebene 2** erfasst werden, sodass eine Dimensionierung der Leitungslängen ermöglicht wird (vgl. 5.1.1). Die Berechnung der Transformator-Höchstlasten wird im Detail in Abschnitt 5.2.4 erläutert.

5.2.2 Vorgehen nach mehrdimensionaler Berechnungssystematik

Für die Berechnung der Outputgrößen anhand einer mehrdimensionalen Regression müssen die Daten je Netzebene in höherem Detailgrad erfasst werden, als es aktuell der Fall ist:

- **Anschlussdichte und Transformator-Höchstlast** in der Niederspannungsebene, nach Zählsprengeln differenziert; und
- **Anschlussdichte und Transformator-Höchstlast** in der Mittelspannungsebene und Hochspannungsebene differenziert nach Gemeinden.

Für die Bestimmung der Anschlussdichte ist die Anzahl der Netzanschlüsse sowie die versorgte Fläche je Teilgebiet erforderlich. Zusätzlich ist ein Wert für die Transformator-Höchstlast je Teilgebiet notwendig. Für die Transformator-Höchstlast sind hier entsprechende reale Messwerte pro Teilgebiet erforderlich.

Für die Dimensionierung der Umspannebene wird auf die summarische erfasste Transformator-Höchstlast zurückgegriffen.

**Tabelle 13 Empfohlene Datenerhebung und geografische Differenzierung
(mehrdimensionale Berechnungssystematik)**

Output	Datenbasis	Geografische Differenzierung
Leitungslänge NSp	Gebäudezahl pro NSp Fläche	Je Zählsprengel
	Transformator-Höchstlast NSp (Ebene 6)	Je Zählsprengel
Transformatorkapazität NSp	Transformator-Höchstlast NSp (Ebene 6)	keine
Leitungslänge MSp	Netzanschlüsse pro MSp Fläche	Je Gemeinde
	Transformator-Höchstlast MSp (Ebene 4)	Je Gemeinde
Transformatorkapazität MSp	Transformator-Höchstlast MSp (Ebene 4)	keine
Leitungslänge HSp	Transformator-Höchstlast HSp (Ebene 2)	je HSp-Netzgebiet des Verteilernetzbetreibers

Quelle: Frontier Economics / IAEW

5.2.3 Flächenermittlung

Im Vergleich zu Mittel- und Hochspannungsnetzen, die in der Regel über größere Entfernungen zwischen Siedlungen verlaufen, konzentrieren sich Niederspannungsnetze stärker auf bebauten Gebiete. Aus diesem Grund wird weiterhin empfohlen, die Bezugsflächen je nach Netzebene zu differenzieren. Alle Faktoren, die den Umfang der Anlagen (Last- und Anschlussdichten) beeinflussen und durch die Modellnetzanalyse identifiziert wurden, basieren auf einer Bezugsfläche als Maßeinheit. Um sie als Outputvariablen für das Benchmarking verwenden zu können, müssen diese Verhältniszahlen in absolute Kennzahlen umgerechnet werden. Wenn es einen linearen Zusammenhang zwischen den Faktoren und der Fläche gibt, wird die Fläche aus der Variablenspezifikation herausgenommen, indem sie mit der Fläche multipliziert wird (z. B. Lastdichte x Fläche = Höchstlast). In diesem Fall ist die Flächendefinition für das Benchmarking-Ergebnis irrelevant.

Wenn Variablen zur Berücksichtigung nichtlinearer Wirkungszusammenhänge verwendet werden, bleibt die Bezugsfläche auch in der Formulierung als absolute Kennzahl erhalten. In diesen Fällen, wie bei den Netzanschlussdichten, ist die Definition der Bezugsfläche ein wichtiger Bestandteil der zu entwickelnden Variablenspezifikation. Die Bezugsfläche bezieht sich hierbei auf das Gebiet, das vom Netzwerk abgedeckt wird.

Im letzten Effizienzvergleich wurden für Hoch- und Mittelspannung iSPACE-Flächen und für die Niederspannung Flächen von Statistik Austria genutzt. Abhängig von der Anzahl "loser Gebäude" innerhalb eines bestimmten Zählsprengels als Maß für die Zersiedelung wurde entweder die VBG-Fläche (Verkehr, Bebauung und Gärten) oder der Dauersiedlungsraum des jeweiligen Zählsprengels als Bezugsfläche verwendet. Diese Flächen stellen die Grundlage für die Definition der Teilgebiete in Abschnitt 5.1.

5.2.4 Ermittlung der Transformator-Höchstlast

In diesem Gutachten ist die Transformator-Höchstlast als exogener Kostentreiber für die Anwendung im Effizienzvergleich ermittelt worden. Im bisherigen Vorgehen zur Ermittlung individuellen Effizienzwerte wird allerdings die Netzhöchstlast herangezogen. Die Transformator-Höchstlast unterscheidet sich von der Netzhöchstlast in geringem Maße. Während die Netzhöchstlast in der bisherigen Berechnungssystematik die Leistungsflüsse (Erzeugung und Last) über die Netzebenen abbildet, stellt die Transformator-Höchstlast die Leistungsflüsse über die Umspannebenen dar.

Für eine Anpassung der Berechnungssystematik sind die Transformator-Höchstlasten für die Netzebene 2 (TH_{NE2}), Netzebene 4 (TH_{NE4}) und Netzebene 6 (TH_{NE6}) zu bestimmen. Für die Netzebene 2 wird von der Verfügbarkeit von $\frac{1}{4}$ -h-Messwerten an jedem Netzübergabepunkt (ÜP) ausgegangen, da diese bereits in der aktuellen Berechnungssystematik von den Netzbetreibern erhoben werden. Zur Ermittlung der Transformator-Höchstlast für die Netzebene 2 sollte nach folgender Formel vorgegangen werden:

$$TH_{NE2} = \max_{MW} \sum_{i \in \text{ÜP}} |MW_i^{mess}| \quad (15)$$

So wird für jeden $\frac{1}{4}$ -h-Messwert die Summe über alle Netzübergabepunkte ermittelt der maximale Wert der summierten Leistung als Transformator-Höchstlast definiert. Diese Transformator-Höchstlast korreliert in den hier gezeigten Simulationen mit der Leistungslänge der Hochspannungsebene.

Für die Ermittlung der Transformator-Höchstlast der Netzebene 4 kann wie folgt vorgegangen werden, soweit keine Messwerte für alle Transformatoren der Netzebene 4 vorliegen.

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

Zunächst sollte die Netzbilanz der Netzebene 3 (NB_{NE3}) ermittelt nach der folgenden Formel ermittelt werden.

$$NB_{NE3} = \max_{MW} \sum_{i \in \text{ÜP}} MW_i^{mess} \quad (16)$$

Im Gegensatz zur Ermittlung der Transformator-Höchstlast wird so die Netzbilanz der Erzeuger und Einspeiser der Netzebene 3 bestimmt. Zur Ermittlung der Transformator-Höchstlast der Netzebene 4 kann anhand der Netzbilanz der Netzebene 3 und den gemessenen Netzkunden (Einspeiser und Lasten) in der Netzebene 3 nach folgender Formel vorgegangen werden:

$$TH_{NE4} = NB_{NE3} - Last_{NE3} + Erzeugung_{NE3} \quad (17)$$

Hier wird davon ausgegangen, dass die Messwerte der Kunden der Netzebene 3 ebenfalls in $\frac{1}{4}$ -h-Messwerten den Verteilernetzbetreibern vorliegen. Bei der Bestimmung der TH_{NE4} ist zu berücksichtigen, dass durch eine inhomogene Veränderung der Versorgungsaufgabe in Zukunft durch bidirektionale Lastflüsse die tatsächliche Belastung der Transformatoren unterschätzt werden kann. Daher wird empfohlen die Transformator-Höchstlast mit Messeinrichtungen zu erheben. Dies gilt ebenfalls für die Ermittlung der Transformator-Höchstlast der Netzebene 6. Hier ist die Bestimmung der Transformator-Höchstlast analog zu dem vorgestellten Verfahren. Nach folgender Formel ist die Transformator-Höchstlast rechnerisch zu bestimmen.

$$TH_{NE6} = TH_{NE4} - Last_{NE} + Erzeugung_{NE5} \quad (18)$$

Hier ist es allerdings nicht notwendig erneut die Netzbilanz zu ermitteln, da die Netze in der Mittel- und Niederspannung meist unvermascht betrieben werden und so die Transformator-Höchstlast der Netzebene 4 als einzelner Übergabepunkt angesehen werden kann. Ein Beispiel für die hier vorgestellte Berechnungssystematik ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 14 Beispiel zur Ermittlung der Transformator-Höchstlast

Zeitpunkt	HöS/HS-Trafo 1	HöS/HS-Trafo 2	TH _{NE2}	NB _{NE2}	Last _{NE3}	Erzeugung _{NE3}	TH _{NE4}	Last _{NE5}	Erzeugung _{NE5}	TH _{NE6}
1	5	15	20	20	3	5	22	3	1	20
2	3	12	15	15	2	5	18	5	2	15
3	2	13	15	15	3	6	18	4	1	15
4	-4	14	18	10	4	3	9	6	0	3
5	1	16	17	17	3	3	17	3	4	18

Quelle: Frontier Economics / IAEW

6 Abgeleitete Handlungsempfehlungen und Ausblick auf weiteres Vorgehen

6.1 Handlungsempfehlungen zu Effizienzvergleich für 5. Regulierungsperiode (Beginn 2024)

Mit dem vorliegenden Gutachten sind die Struktur- und Leistungsparameter zur Anwendung in der Anreizregulierung für Stromverteilernetzbetreiber in Österreich untersucht worden. Die Simulationsergebnisse legen dar, dass das bisherige Vorgehen und die verwendeten Strukturparameter in der Berechnungssystematik keiner grundlegenden Anpassungen bedürfen.

Eine Ausnahme gilt hier allerdings für die Bestimmung der **Leitungslänge der HSp-Ebene**, wo ein wurzelförmiger Zusammenhang zwischen Netzanschlussdichte und Leitungslänge nicht ermittelt werden konnte. Hier bestehen zwei Optionen:

- **Funktionaler Zusammenhang aus Netzmodellierung:** Aus der Analyse hat sich ein Zusammenhang zwischen Transformator-Höchstlast und der HSp-Leitungslänge ableiten lassen. Dieser funktionale Zusammenhang könnte anhand von realen Unternehmensdaten parametrisiert und plausibilisiert werden. In der Folge könnte dieser neue Output-Parameter zur Abbildung der Versorgungsaufgabe für die Netzanschlussdichte in der HSp-Ebene herangezogen werden.
- **Reale Leitungslängen:** Alternativ könnten die realen HSp-Leitungslängen zur Abbildung der Versorgungsaufgabe für die Netzanschlussdichte in der HSp-Ebene herangezogen werden.

Allerdings sind durch die durchgeführten Analysen auch Abweichungen gegenüber dem Gutachten von Frontier/Consentec (2003) ermittelt worden, welche Grundlage für weitere Untersuchungen darstellen können. Die Veränderung der Versorgungsaufgabe durch den Zubau Erneuerbarer Energien und der Veränderung der Last durch die Integration des Mobilitäts- und Wärmesektors stellt die elektrischen Verteilernetze vor neue Herausforderungen in Planung und Betrieb. Die kostentreibende Wirkung der Integration dieser Technologien sollte daher, wenn die Durchdringung mit diesen Technologien weiter angestiegen ist, in (künftigen) Effizienzvergleichen berücksichtigt werden.

Dazu wurde in diesem Gutachten durch die Modellierung von Zusammenhängen auf Basis von heterogenen Netzen sowie heterogenen Versorgungsaufgaben eine Grundlage für eine mehrdimensionale Berechnungssystematik geleistet. Diese mehrdimensionalen Zusammenhänge müssten in einem weiteren Schritt entsprechend parametrisiert werden sowie die dadurch ermittelten Outputparameter anhand von realen Unternehmensdaten plausibilisiert werden. Eine Anwendung auf den Effizienzvergleich für die 5. Regulierungsperiode (Beginn 2024) erscheint dabei aufgrund der zusätzlich zu erhebenden

Daten und nachfolgenden Analysen nicht unmittelbar umsetzbar (und auch nicht unbedingt erforderlich).

6.2 Weiteres Vorgehen zur Datenerhebung und möglicher Anpassungen in der Berechnungssystematik

Im weiteren Vorgehen sind verschiedene Schritte erforderlich. Um die individuelle Effizienz der Netzbetreiber für die nächste Regulierungsperiode zu bestimmen, müssen die aktuellen Daten der Netzbetreiber gemäß der aktuellen Berechnungssystematik erhoben werden. Wenn Änderungen an der Berechnungssystematik vorgenommen werden sollen, müssen sowohl die Datenerhebung angepasst als auch die Auswirkungen auf den bestehenden Effizienzvergleich untersucht werden. Um die Datenerhebung anzupassen, kann weiterhin eine Systematik zur Erfassung von Flexibilitätspotenzialen entwickelt werden und die installierten Technologien jedes Netzbetreibers detaillierter erfasst werden. Wenn in Zukunft eine Bestimmung der Leistungsdistanz erwogen wird, müssen weitere Daten von den Netzbetreibern erhoben werden. Schließlich ist eine Plausibilisierung der funktionalen Zusammenhänge, die in diesem Gutachten ermittelt wurden, anhand realer Netzbetreiberdaten erforderlich, um anschließend die individuellen Effizienzwerte der Netzbetreiber zu bestimmen.

6.2.1 Aktuelle Berechnungssystematik

Wird die aktuelle Berechnungssystematik beibehalten, ist zunächst eine Erhebung netzbetreiberspezifischer Daten erforderlich, soweit diese nicht bereits vorliegen. Diese sollte anhand der Spezifikationen in Abschnitt 5.2.1 und Abschnitt 5.2.3 erfolgen.

6.2.2 Mehrdimensionale Berechnungssystematik

Die Ergebnisse der Simulationen der Modellnetzanalyse motivieren, dass eine mehrdimensionale Berechnungssystematik die neuen Herausforderungen für Stromverteilternetzbetreiber ggf. geeigneter abbilden kann als die bisherige Berechnungssystematik. Zur Implementierung einer mehrdimensionalen Berechnungssystematik sind allerdings zusätzliche Daten der Stromverteilternetzbetreiber erforderlich. Dabei sind beispielsweise die installierten Technologien jedes Netzbetreibers detaillierter zu erfassen. Wenn in Zukunft eine Bestimmung der Leistungsdistanz erwogen wird, müssten weitere Daten von den Netzbetreibern erhoben werden. Anschließend müsste anhand von realen Unternehmensdaten überprüft werden, inwieweit die daraus resultierenden Leistungs- und Strukturparameter den aktuell verwendeten tatsächlich überlegen sind. Die hierzu erforderlichen nächsten Schritte sind:

- Erhebung der zusätzlichen erforderlichen Daten bei den Stromverteilternetzbetreiber;

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

- Berechnung der Leistungs- und Strukturparameter auf Basis der mehrdimensionalen Berechnungssystematik;
- Vergleich der dadurch ermittelten Leistungs- und Strukturparameter mit realen Daten (Leitungslänge, Transformator-Kapazitäten) der Stromverteilternetzbetreiber sowie mit den aktuell verwendeten Leistungs- und Strukturparametern;
- Kostentreiberanalyse mit den auf Basis der mehrdimensionalen Berechnungssystematik ermittelten Leistungs- und Strukturparameter.

Auf Basis dieser Schritte kann ein belastbarer Vergleich gegenüber der aktuellen Berechnungssystematik erstellt werden und so die Auswirkungen auf die individuelle Effizienz untersucht werden.

6.2.3 Erforderliche, zusätzliche Datenerfassung zur Weiterentwicklung der Berechnungssystematik

Für die Weiterentwicklung der Modellspezifikation für den Effizienzvergleich sollten zukünftig weitere Daten erhoben werden, sodass weitere Analysen durchgeführt und eine Anpassung der Berechnungssystematik geprüft und plausibilisiert werden können.

Erfassung „Transformator-Höchstlast“

Die Anpassung der Berechnungssystematik erfordert eine Anpassung der Erhebung der Daten, insbesondere der Erfassung der Transformator-Höchstlast. Das Vorgehen zur Ermittlung ist in Abschnitt 5.2.4 erläutert.

Erfassung installierter Technologien

Die Simulationen haben gezeigt, dass eine hohe Durchdringung von Technologien (Wärmepumpen, PV-Anlagen, E-Mobilität) einen Einfluss auf die Netzaufwände im Vergleich zu Netzbetreibern mit einer geringen Durchdringung haben könnten. Die Ergebnisse der Untersuchungen können daher in zukünftigen Regulierungsperioden genutzt werden, um kostenmäßige Auswirkungen für verschiedene Technologien zu bestimmen. Für die Berücksichtigung im Effizienzvergleich ist daher eine detaillierte Erfassung der installierten Technologien je Netzbetreiber in regionaler Auflösung notwendig und sollte zukünftig erhoben werden.

Ermittlung Leistungsdistanz

Für die Ermittlung der Leistungsdistanz ist die Erhebung georeferenzierter Informationen notwendig (u.a. Koordinaten, installierte Technologie, installierte Leistung). Die Netzbetreiber verfügen bereits heute über detailreiche GIS-Datenbanken, welche zukünftig herangezogen werden können, um die Leistungsdistanz in jedem Netz zu bestimmen. Dies erfordert allerdings einen hohen Automatisierungsgrad und einheitliche Datenformate, sodass eine

NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGSPARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM-VERTEILERNETZBETREIBER

zuverlässige Ermittlung der netzspezifischen Leistungsdistanz wirklich erfolgen kann. Für die Erhebung sollten weitere Analysen zur Datenverfügbarkeit (z.B. der Standardisierbarkeit der GIS-Datenformate) und individueller Berechnung (z.B. Anforderungen eines Modells zur Ermittlung der Leistungsdistanz) erfolgen.

Erfassung Flexibilitätspotentiale

Als zu erfassender Parameter wurde neben der Netzanschlussdichte die Transformator-Höchstlast eingeführt. Die Transformator-Höchstlast ist hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Versorgungsaufgabe keine rein exogene Einflussgröße. Vernachlässigt werden dabei das Digitalisierungs- und Flexibilitätspotential der Netzbetreiber, welche zu einer leicht geringeren Transformator-Höchstlast führen können. Maßnahmen, die ein Netzbetreiber setzt, um z. B. die Spitzenauslastung des Netzes zu reduzieren, würden hier zu geringeren gemessenen Werten führen und in der Folge auch zu einer Reduktion der Outputgröße Transformatorkapazität und in geringerem Maße der Leitungslänge (nach der mehrdimensionalen Berechnungssystematik) für den Effizienzvergleich. Um diesem Umstand gerecht zu werden, könnte zukünftig ein Reduktionspotential der Spitzenauslastung je Netzbetreiber erfasst werden, welches Maßnahmen der Digitalisierung und Flexibilisierung gezielt anreizt. Um eine solche Metrik zu erfassen, könnten die Leistungszeitreihen der gesteuerten Einheiten aggregiert erhoben werden, um so den Flexibilitätseinsatz jedes Netzbetreibers zu erfassen. Die Entwicklung einer solchen Metrik Bedarf allerdings weiterer Analysen und kann in der Ausgestaltung komplex sein.

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.

