

Kurzbericht

Beurteilung des Netzanschlusses und der Netzanschlusskapazitäten in Österreich

Autoren:

Swiss Economics SE AG:

Dr. Urs Trinkner, Dr. Matteo Mattmann

IAEW der RWTH Aachen:

Niklas Wehbring, Markus Stroot, Marian Meyer, Prof. Dr. Andreas Ulbig

Auftraggeberin:

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

09.06.2022

1 Ausgangslage und Zielsetzung

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

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

Die wichtigsten Ergebnisse der Studie werden nachfolgend entlang der durchgeführten Arbeitsschritte zusammengefasst. Die Zusammenfassung basiert auf einem ausführlicheren Projektbericht, der die Ergebnisse im Einzelnen dokumentiert.

2 Harmonisierungspotenziale bei der Netzanschlussbeurteilung

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

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

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

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

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

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

3 Qualitative Analyse der Vorgaben zur Anschlussbeurteilung

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

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

Des Weiteren wurden in Bezug auf die TOR Erzeuger Anforderungen an den Netzentkupplungsschutz, die fernwirktechnische Anbindung und Blindleistungskompensation in Abhängigkeit

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

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

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

4 Methode zur Bestimmung von Netzanschlusskapazitäten

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

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

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

Subvarianten differenziert (NE 4+6: Nebenbedingung für Ortsnetztransformator und Umspannwerktransformator berücksichtigt; NE 4: Ausschließlich Nebenbedingung für den Umspannwerktransformator berücksichtigt).

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

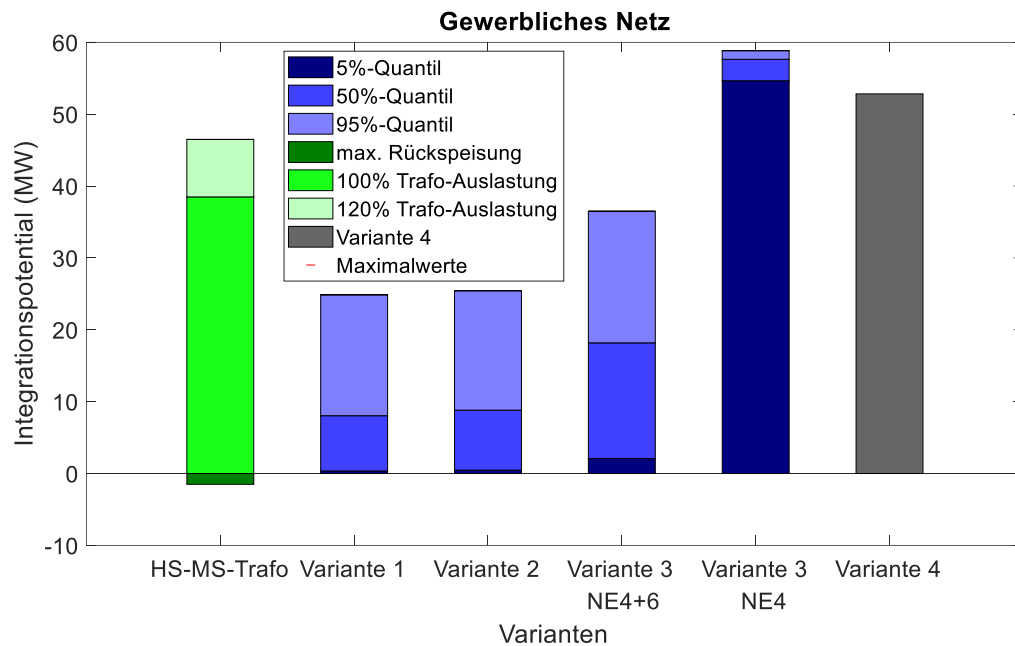
Tabelle 1: Übersicht über die implementierten und untersuchten Methoden

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

Quelle: Eigene Darstellung

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

Nachfolgende Grafik zeigt das Integrationspotential in Abhängigkeit der Berechnungsvariante für ein spannungsebenenübergreifendes Mittel- und Niederspannungsnetz³:



Quelle: Eigene Darstellung

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

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

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

³ Im Rahmen der Studie wurden die Untersuchungen auf vier Simbench-Netzen durchgeführt (städtisch, vorstädtisch, ländlich, gewerblich). Die Untersuchungen in allen vier Netzen führten zu den gleichen Kernaussagen hinsichtlich des Integrationspotentials. SimBench war ein durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft gefördertes Forschungsprogramm mit dem Ziel, eine Simulationsdatenbasis zum einheitlichen Vergleich von innovativen Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und -betriebsführung zu schaffen. Aus dem Projekt gingen ca. 240 freiverfügbare Netzdatensätze einschließlich Versorgungsaufgaben hervor, die wissenschaftlich anerkannt sind (<https://simbench.de/de/>).

die Verwendung von Variante 1 zur Bestimmung des Integrationspotentials würde keine Einzelprüfung ersetzen.

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

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

- **Kurz- bzw. mittelfristig** verfügt nicht jeder Verteilernetzbetreiber in Österreich über digitalisierte Netzmodelle der Niederspannungsebene, die zur Umsetzung der Varianten 1 oder 2 erforderlich sind. Die Simulation der vereinfachten Methoden zeigt hingegen auf, dass in vielen Szenarien Leitungsauslastung oder Spannungsband entscheidend sind, weshalb Variante 3 und 4 nicht als dauerhafte Herangehensweise zu empfehlen sind. Jedoch kann Variante 4 als temporäre, aber universell einsetzbare Methode eingeführt werden. Damit die Ergebnisse entsprechend der vorgestellten Berechnungsvorschrift mit den exakten Ergebnissen nach Variante 1 übereinstimmen, sind Korrekturfaktoren in Abhängigkeit des ausgewählten Quantils anzusetzen (ca. 0,14 für 50% Quantil). Von einer Variation des Korrekturfaktors für verschiedene Netzcharakteristika wird abgeraten, da es eine Scheingenauigkeit suggeriert, die auf Basis der Ergebnisse nicht fundiert gestützt werden kann.
- **Langfristig** ist eine Verwendung von Variante 2 zu empfehlen, die ähnlich präzise Ergebnisse wie Variante 1 ermöglicht, den Berechnungsaufwand jedoch eingrenzt. Grundvoraussetzung ist die Einführung einer verpflichtenden Digitalisierung der Netzdaten bis auf NE 7 (Netzstruktur, Leitungstypen), die eine automatisierte Aktualisierung der Netzkapazitätsberechnung ermöglicht. Es ist wahrscheinlich, dass mittelfristig keine Messzeitreihen für Lasten (in der NE 7) vorliegen werden, weshalb neben verpflichtenden digitalisierten Netzdaten auch transparente Vorgaben zur Verwendung von Lastprofilen gemacht werden müssen. Lastprofile, die bereits für den Netzbetrieb eingesetzt werden, können auch für die Netzplanung herangezogen werden (bspw. BDEW-Lastprofile). Im Sinne der Homogenität ist es entscheidender, dass einheitliche Profile verwendet werden, als dass über die genaue Form des Lastprofils diskutiert wird. Lastprofile können dabei nie den Anspruch besitzen, das exakte Verbrauchsprofil jedes Haushalts exakt abzubilden. Jene Vorgaben können auch dazu dienen, Einzelprüfungen für Netzanschlussbegehren zukünftig zu harmonisieren.

5 Methoden zur Erhöhung des Integrationspotentials

Darüber hinaus wurden fünf Einzelmaßnahmen untersucht, mit denen das Integrationspotential von Erneuerbaren Energien erhöht werden könnte. Diese Einzelmaßnahmen sind:

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

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

- **HS/MS-Transformatoren** sind in der Regel nur bis 50% ausgelastet, um bei Ausfall eines Transformators über eine ausreichende Reserve zu verfügen. In Rückspeisefällen (starke Einspeisung aus unterlagerten Ebenen) könnte eine volle Belastbarkeit bis 100% erlaubt werden, sofern ein schnelles Eingreifen in die Betriebsweise von Stromerzeugungsanlagen im Fehlerfall sichergestellt ist. In den durchgeführten Simulationen konnte aufgrund der selten limitierenden Wirkung des HS/MS-Transformators kein allgemeines Potential dieser Maßnahme festgestellt werden, wenngleich ein Nutzen in Spezialfällen nicht ausgeschlossen werden kann und daher nicht pauschal auszuschließen ist.
- Wirtschaftlich sinnvoll dimensionierte **Heimspeicher** (1 kWh/kWp) können nur mit intelligenter Steuerung einen Beitrag zur Spitzenglättung leisten. Werden voraussagengestützte Peak-Shaving Algorithmen eingesetzt, so kann potentiell eine signifikante Reduzierung des Einspeisepeaks erzielt werden, welche einer Spitzenkappung auf 60%, bezogen auf die installierte Leistung der PV-Anlage, entspricht. Regulatorisch kann dies durch Vorgabe von Sperrzeiten erfolgen, die jedoch nicht pauschal, sondern dynamisch und basierend auf einer Wettervorhersage anzusetzen sind, da sie sonst einen Großteil des Jahres kontraproduktiv wirken würden. Aus wissenschaftlicher Sicht ist dies denkbar, indem Netzbetreiber im Rahmen einer Netzbetriebsplanung für den Folgetag auf Basis von Wetterprognosen die Auslastung prognostiziert und Sperrzeiten für Heimspeicher definiert. Inwiefern dies regulatorisch und juristisch umsetzbar ist, wird im Rahmen dieser Studie nicht thematisiert.
- Eine Alternative zu Heimspeichern bilden die Speicher in **Elektrofahrzeugen**. Während normales Ladeverhalten von Verbrauchern das Integrationspotential bereits leicht, aber nicht signifikant steigern kann, führt bevorzugtes Laden mit PV-Strom zu einer deutlichen Steigerung des Integrationspotentials.
- Eine spannungsbasierte Wirkleistungsreduktion (**P(U)**) sollte im Rahmen eines regulatorischen Einspeisemanagements trotz nachgewiesener, geringfügiger Erhöhung des Integrationspotentials nicht in Betracht gezogen werden. Eine spannungsbasierte Wirkleistungsreduktion ist als Schutzmechanismus im Notfall eingeführt worden und sollte nicht für Spitzenglättung zweckentfremdet werden.
- Eine dedizierte Abregelung der Anlagen auf einen Prozentsatz ihrer Nennleistung (Spitzenkappung) zeigt hingegen deutlichere Effekte. Eine pauschale Limitierung, vor allem von PV-Anlagen, kann das Integrationspotential spürbar erhöhen. Durch die zusätzliche installierbare Leistung kann wesentlich mehr Energie eingespeist und damit die abgeregelte Energie überkompensiert werden. Im Falle einer dynamischen Abregelung, bei der eine Abregelung nicht pauschal, sondern nur bei Auftreten von thermischen Überlastungen von Betriebsmitteln greift, steigert sich die eingespeiste Energie bei gleichem Integrationspotential zusätzlich. Als wirtschaftlicher Trade-off zwischen Erhöhung des Integrationspotentials (und damit verbundendem Zubau von EE-Anlagen) und der abgeregelten Energiemenge ist eine Spitzenkappung auf 70% zielführend. Das **Einspeisemanagement ist unter den untersuchten Maßnahmen die effektivste**, um das Integrationspotential zu erhöhen.

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

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

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

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

swiss economics

Swiss Economics SE AG
Ottikerstrasse 7
CH-8006 Zürich

T: +41 (0)44 500 56 20

F: +41 (0)44 500 56 21

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

 Elektrische Anlagen & Netze, Digitalisierung & Energiewirtschaft | 

IAEW der RWTH Aachen
Schinkelstraße 6
DE-52062 Aachen

T: +49 (0)241 80 97653

F: +49 (0)241 80 92197

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