

Zukünftige Herausforderungen im Verteilernetzbetrieb

Robert SCHMARANZ
KNG-Kärnten Netz GmbH
robert.schmaranz@kaerntennetz.at

Leopold FIEDLER
Netz Oberösterreich GmbH
leopold.fiedler@netzooe.at

Roland BERGMAYER
Energienetze Steiermark GmbH
roland.bergmayer@e-steiermark.com

Michael HOCHWARTER
Wiener Netze GmbH
michael.hochwarter@wienernetze.at

Björn FRITTUM-LAFER
Netz Niederösterreich GmbH
bjoern.frittum-lafer@netz-noe.at

Hannes BUZANICH
Vorarlberger Energienetze GmbH
hannes.buzanich@vorarlbergnetz.at

Walter SCHAFFER
Salzburg Netz GmbH
walter.schaffer@salzburgnetz.at

Christian AMMER
TINETZ-Stromnetz Tirol AG
christian.ammer@tinetz.at

Rainer SCHLÖGL
Netz Burgenland GmbH
rainer.schloegl@netzburgenland.at

Walter VETR
LINZ NETZ GmbH
w.vetr@linznetz.at

Kurzfassung: Die Herausforderungen für den Verteilernetzbetrieb haben sich durch die neuen Rahmenbedingungen der letzten Jahre maßgeblich verändert. Der stetig steigende Anteil an erneuerbaren Energien, die Schaffung von neuen, einheitlichen Regeln für alle Marktteilnehmer sowie die Erweiterungen der technischen Vorgaben stellen die Basis für den künftigen Betrieb von Verteilernetzen dar. Da die Verteilernetze als Drehscheibe zwischen der vorwiegend dezentralen Erzeugung und den Verbrauchern fungieren, sind zur Umsetzung dieser Vorgaben Weiterentwicklungen in der Netz- bzw. Systemführung erforderlich.

Keywords: Verteilernetzbetrieb, #mission2030, Network Codes, Versorgungssicherheit, Flexibilitäten, Systemdienstleistungen

1 Rahmenbedingungen

Als Folge der „Energiewende“ befindet sich die europäische Energiewirtschaft in einem rasanten Wandel, der die Betreiber von Verteiler- und Übertragungsnetzen vor neue Herausforderungen stellt. Die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, dass einerseits zunehmend thermische Anlagen infolge sinkender Marktpreise stillgelegt werden, während andererseits der Ausbau regenerativer Erzeugungseinheiten, insbesondere Photovoltaik und Windkraft, mit volatilerer Erzeugungsscharakteristik voranschreitet.

Das seit 2019 vorliegende Clean Energy Package [6] formuliert als eine der wesentlichen Zielsetzungen, europäische Strommärkte flexibler zu gestalten und neuen Akteuren der dezentralen Energiewende Zugang zu den Strommärkten zu ermöglichen. Die Flexibilisierung des Stromsystems wird somit zu einer der wesentlichsten Herausforderungen für Marktakteure und Netzbetreiber. Die neue, zentrale Rolle der Verteilernetzbetreiber in der Transformation des Energiesystems wird klar im Clean Energy Package formuliert.

Die beabsichtigte Öffnung der Redispatch- und Regelenergiemärkte hin zu kleineren Einheiten sowie auch der Einsatz von Redispatch-Maßnahmen zur Engpassbeseitigung in Verteilernetzen wird das Last- und Erzeugungsverhalten dieser neuen Marktteilnehmer entscheidend verändern. Die heute aus dem Bereich der Übertragungsnetze bekannten Methoden und Technologien sind zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit künftig auch für den Verteilernetzbetrieb anzuwenden. Hierzu zählen insbesondere Erzeugungs- und Lastflussprognosen, die kurzfristig in der Verteilernetzföhrung vermehrt an Stellenwert gewinnen werden.

In der 2018 veröffentlichten #mission2030 der österreichischen Bundesregierung sowie im aktuellen österreichischen Regierungsprogramm wird ein künftiges Energiesystem beschrieben, das sicher, nachhaltig, innovativ und wettbewerbsfähig zugleich sein soll. Ziele sind, Treibhausgasemissionen zu senken, Energie- und Ressourceneffizienz zu erhöhen, saubere Technologien zu forcieren und damit vor allem erneuerbare Energie verstärkt auszubauen. Auf das Thema Flexibilität wird dabei wie folgt eingegangen: „Zur Maximierung des Einsatzes von erneuerbaren Energien bei effizienter Nutzung von vorhandenen und neuen Infrastrukturen muss die Nutzung von Flexibilität im Energiesystem forciert werden. Darunter versteht man verschiedene Möglichkeiten, das durch den Einsatz von Wind- und Sonnenenergie un stetiger werdende Energieangebot mit der Energienachfrage in Einklang zu bringen und gleichzeitig die Stabilität und Versorgungssicherheit des gesamten Energiesystems aufrechtzuerhalten. Dazu gehören Flexibilität im Bereich der Energiebereitstellung, im Verbrauch, durch Speicher und durch intelligentes Netzmanagement.“ [1]

In Deutschland waren mit Stand 2016 bereits 95% der installierten Erzeugungsleistung, welche auf erneuerbarer Energie basiert, an die Verteilernetze angebunden (Abb. 1). Damit geht eine veränderte und vor allem erweiterte Verantwortung der Verteilernetzbetreiber für Systemstabilität und Versorgungssicherheit einher.

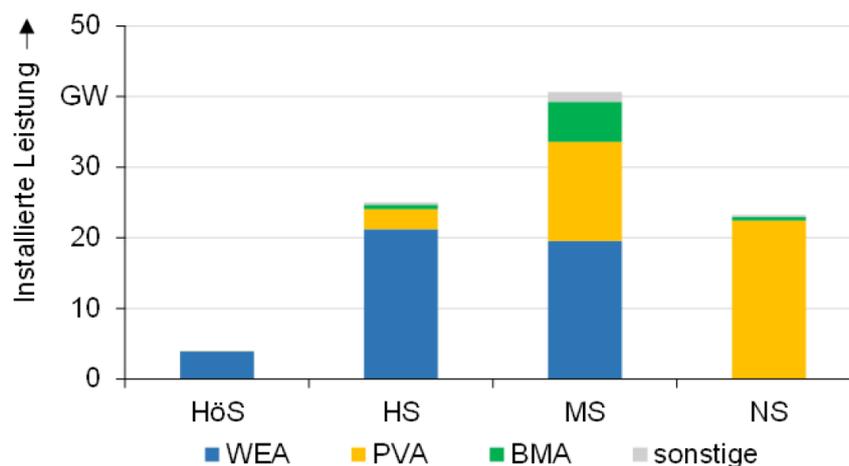


Abbildung 1: Installierte Leistung der EE-Anlagen je Spannungsebene in Deutschland (2016) [5]

Auf Basis der Analysen in der #mission2030-Impact-Studie [10], ist bis 2030 von bis zu 12 GW installierter PV-Leistung, vor allem in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen, und in etwa von 9 GW angeschlossener Windkraftleistung in den 110-kV-Verteilernetzen auszugehen (siehe Abb. 2). Die Anlagenleistungen ergeben sich aus den prognostizierten erforderlichen Zubau-Energiemengen und den in Österreich realisierbaren Volllaststunden für Wind (2300h) und PV (950h).

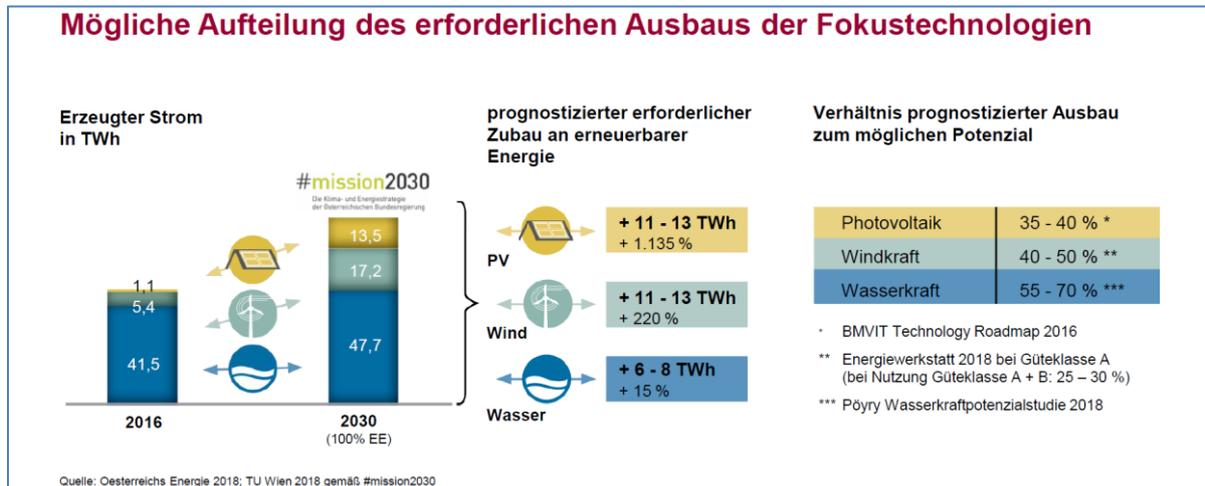


Abbildung 2: EE-Ausbauszenario Österreich [10]

Die beabsichtigte Flexibilisierung des Energiesystems, die Verlagerung der Erzeugungskapazitäten von den Übertragungs- in die Verteilernetze als auch die steigenden Anforderungen an die Übertragungsnetze zur Bereitstellung von Interkonnektorenkapazitäten für Handelsgeschäfte erfordern weitere Schritte in der Gestaltung von adäquaten Regeln zur Sicherstellung eines stabilen, sicheren und verfügbaren Stromsystems.

Auf europäischer Ebene wurden Regeln für alle Marktteilnehmer geschaffen, um die Umsetzung des europäischen Binnenmarktes für Strom zu fördern. Die europäischen *Network Codes* (NC) [2] umfassen u.a. Regeln zur Netzsicherheit, Sicherstellung der Netzbetriebssicherheit, Netzanschlussbedingungen, Regeln für den Austausch von Ausgleichsenergie und Energieeffizienz. Sie sind in die Themenbereiche Betrieb, Netzanschluss und Markt untergliedert (siehe Abb. 3). Die Verteilernetzbetreiber in Österreich sind bereits heute direkt oder indirekt durch nahezu alle NC thematisch berührt. Ausnahme bildet hier nur der *High Voltage Direct Current Network Code*.

Netzkodizes und Leitlinien / Network Codes and Guidelines

Markt Market	Netzanschluss Grid Connection	Betrieb System Operation
Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement <i>Guideline on capacity allocation and congestion management (CACM GL)</i> EU VO 2015/1222	Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger <i>Network code on requirements for grid connection of generators (RfG NC);</i> EU VO 2016/631	Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb <i>Guideline on electricity transmission system operation (SO GL)</i> EU VO 2017/1485
Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität <i>Guideline on forward capacity allocation (FCA GL)</i> EU VO 2016/1719	Netzkodex für den Lastanschluss <i>Network code on demand connection (DCC NC)</i> EU VO 2016/1388	Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes <i>Network code on emergency and restoration (ER NC)</i> EU VO 2017/2196
Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem <i>Electricity Balancing Guideline (EB GL)</i> EU VO 2017/2195	Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung <i>Network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules (HVDC NC);</i> EU VO 2016/1447	

Abbildung 3: Übersicht zu den Network Codes

Die Network Codes definieren dabei Mindeststandards für alle EU-Mitgliedsstaaten mit dem inhaltlichen Schwerpunkt auf der Übertragungsebene. Anzahl und Umfang dieser Dokumente, die Überschneidungen in den einzelnen Vorgaben sowie die Möglichkeit der nationalen Ausgestaltung erschweren die Umsetzung in den einzelnen Mitgliedsstaaten. Hinzu kommt, dass die zunehmende Bedeutung der Verteilungsebene derzeit noch kaum Eingang gefunden hat und eine Reihe weiterer Dokumente erwarten lässt.

2 Das Verteilernetz als Drehscheibe zwischen Erzeugung und Verbrauch

In Österreich ist bereits jetzt ein großer Anteil der gesamten Erzeugungskapazität an die Verteilernetze angeschlossen. Damit sehen sich die Verteilernetzbetreiber bereits heute mit den Herausforderungen des Paradigmenwechsels der Energieversorgung konfrontiert.

Die nachfolgenden Überlegungen setzen auf einer Entwicklung auf, die bereits voll im Gang ist. Die klassische Einspeise- und Regelstruktur der Erzeugungsanlagen ändert sich grundlegend. Zusehends gehen die konventionellen großen (thermischen) Kraftwerke vom Netz, hingegen nimmt die Verbrauchsdeckung durch dezentrale erneuerbare Einspeiser zu. Dies hat für das Gesamtsystem fundamentale und weitreichende Konsequenzen.

Für den Übertragungsnetzbetreiber erhöht sich der Aufwand signifikant, um für die Frequenzregelung, eine seiner Zentralaufgaben, den erforderlichen Überblick und Systemsicherheit zu wahren. Die dezentrale Erzeugung durch eine Vielzahl von PV- und Windanlagen in den verschiedensten Spannungsebenen gewinnt zunehmend an Bedeutung. „Aggregatoren“ bündeln organisatorisch die erzeugte Energie und sind bestrebt, diese bestmöglich zu vermarkten. Im Besonderen werden sie mit aggregierten Flexibilitäten auch am Regenergiemarkt teilnehmen. Somit ergibt sich für den Übertragungsnetzbetreiber ein erhöhter Informationsbedarf für eine direkte Zuordnung der Regelaufgaben zu den einzelnen Anlagen.

Für den Verteilernetzbetreiber besteht die große Herausforderung darin, trotz der im Vergleich zum Netzausbau rasanten Entwicklungen den sicheren Verteilernetzbetrieb aufrecht zu halten. Die sprunghaft wachsende Anzahl an hochvolatilen Prosumern, aber auch Consumern, bewirken immer wieder betriebliche Situationen, welche die Netze an deren technische Grenzen bringen. Die zulässigen Leitungs- bzw. Netzkapazitäten werden lokal rasch durch neue Einspeiser erreicht. Um solche Situationen zu meistern, müssen sich Verteilernetzbetreiber frühzeitig Folgendem stellen:

- Der Aufwand für die Bereitstellung von Systemdienstleistungsbeiträgen (Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement, Engpassmanagement und Versorgungswiederaufbau) nimmt drastisch zu (siehe Kapitel 3).
- Die Koordination des Einsatzes dezentraler Erzeugungsanlagen zur Erbringung der Systemdienstleistung „Frequenzhaltung“ wird künftig auch vom Verteilernetzbetreiber zu unterstützen sein (siehe Kapitel 3).
- Die Kurzschlussleistung muss weiter sichergestellt sein bzw. es müssen die definierten Grenzwerte eingehalten werden. [4]
- Im Revisionsfall wird auch auf der Verteilernetzebene vermehrt das Engpassmanagement zum Einsatz kommen.
- Bei einer zunehmenden Anzahl kleiner Einspeiser, aber mit einer in der aggregierten Summe nicht mehr unbedeutenden Einspeiseleistung, kann der Verteilernetzbetreiber nicht mehr manuell, z.B. telefonisch, steuernd bzw. begrenzend einwirken. Auf Grund der hohen Volatilität kann es auch viel kurzfristiger zu unerwarteten Last- und

Spannungssituationen kommen, auf die rasch und mit flächendeckendem, diskriminierungsfreiem Durchgriff reagiert werden muss.

- Die Erhöhung des Digitalisierungsgrades in der Verteilernetzebene, um den notwendigen Grad der Beobachtbarkeit über alle Spannungsebenen gewährleisten zu können, muss weiter vorangetrieben werden.
- Maßnahmen in Notfallsituationen müssen zwischen den Akteuren, im Besonderen zwischen den Netzbetreibern auf Basis wechselseitig anerkannter Erzeugungs- und Lastannahmen abgeleitet werden (Störung, Engpassmanagement, Redispatch).

Auf Basis der vorgenannten Aufgabenstellungen wird für Verteilernetzbetreiber die Prognose des Netzzustandes zunehmend wichtiger. Denn das Verhalten von Erzeugern, aber auch Verbrauchern (im Sinne von negativer Regelenergie), wird direkt durch Abrufe von Regelenergie oder Engpassmanagementmaßnahmen seitens Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer beeinflusst. Aktuelle Projekte, wie z.B. das „Proaktive Verteilnetz-Ampelkonzept für effizientere Verteilnetze“ [7] beschäftigen sich bereits eingehend mit den oben angeführten Problemstellungen:

„Eine grundlegende Voraussetzung für die Ausgestaltung eines Flexibilitätsampelkonzepts ist die zuverlässige, vorausschauende Erkennung von Engpässen im Verteilnetz. Im Allgemeinen treten in Verteilnetzen typischerweise zwei Arten von Engpässen auf: Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen. Um diese zu erkennen und zu bewerten, werden Verfahren zur Netzzustandsbestimmung und -prognose benötigt. Etablierte Verfahren zur Zustandsbestimmung, wie zum Beispiel die „State Estimation“, können üblicherweise nur in den Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene eingesetzt werden. In diesen Netzen ist, in der Regel, bedingt durch eine ausgeprägte Messinfrastruktur, ein Mindestmaß an Beobachtbarkeit gegeben, während in niedrigeren Spannungsebenen weniger oder keine Messinfrastruktur vorhanden ist. „State Estimation“ im Übertragungsnetz ist geprägt durch ein überbestimmtes System in dem Messungen primär validiert werden, während im Verteilnetz generell ein unterbestimmtes System betrachtet wird, bei dem der Fokus auf der Generierung von Zustandsdaten liegt.“

Als weitere, wesentliche Randbedingung ist langfristig die Notwendigkeit der Beobachtbarkeit und eventuell sogar der Steuerbarkeit der Niederspannungsnetze und daran angeschlossener Erzeuger und Lasten zu sehen. Damit kann eine Durchgängigkeit über alle Spannungsebenen und Netzkunden erreicht werden, um z.B. Flexibilitätsoptionen auch in dieser Spannungsebene effizient nutzen zu können. Eine mögliche künftige Entwicklung in der Niederspannungsebene ist in Abb. 4 zu sehen.

	ISTZUSTAND			ZUKUNFT
	Hochspg	Mittelspg	Niederspg	Niederspg
Überwachung/Fehlererkennung (ES,KS)	■	■	■	■
Steuern Manuell (vor Ort durch MA)		■	■	■
Automatisierungsgrad (zentral, Fernsteuerung/Meldung)	■	■		■
Versorgungszustand		■		■
Visualisierung (Schema, Geo, Schaltzustand)	■	■		■
Monitoring (Auslastung, Spannungsband)	■	■		■
Lastflussrechnung (Echtzeit)	■	■		■
Meldungsverdichtung (Expertensystem)*				■
Dokumentation (zentral, IT-unterstützt)	■	■	■	■
Schaltungsplanung/Schaltbriefe (zentral, IT-unterstützt)	■	■	■	■
Störungsstatistik (Erfassung/Auswertung/IT-unterstützt)	■	■		■

* wird durch hohe Datenmengen notwendig => auch in MSpg/HSpg sinnvoll

vorhanden jedoch sehr geringer Ausbaugrad	■
mittlere Ausbaustufe	■
sehr hoher Ausbaugrad	■

Abbildung 4: Die künftige Entwicklung der Niederspannungs-Netzführung [3]

3 Erbringung von Systemdienstleistungen

Die Erbringung der sogenannten Systemdienstleistungen durch die Netzbetreiber ist für die Systemsicherheit und –stabilität von wesentlicher Bedeutung (siehe Abb. 5).

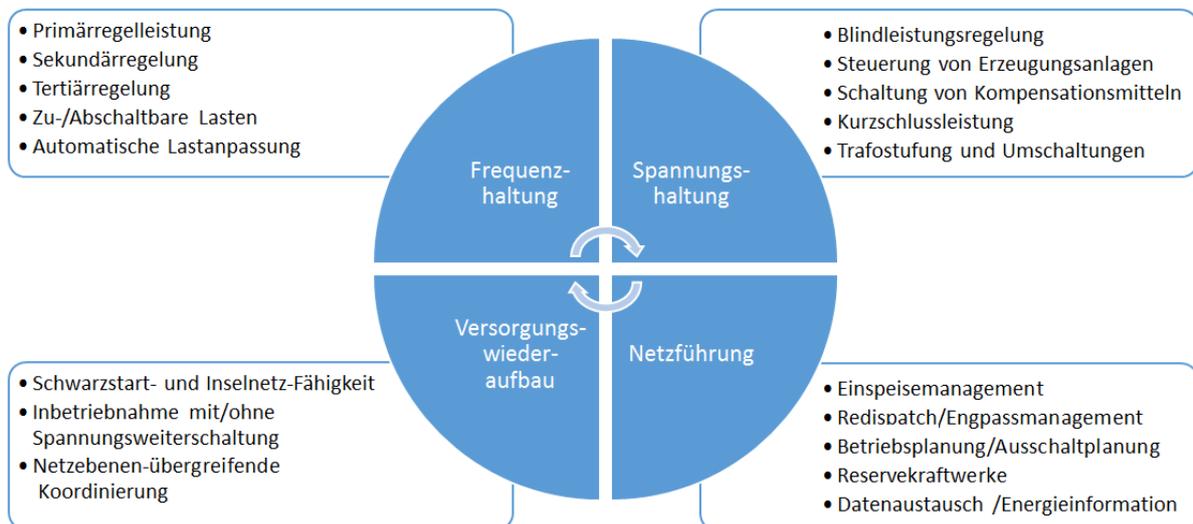


Abbildung 5: Übersicht Systemdienstleistungen [3]

Die gemeinsame Verantwortung von Übertragungs- (ÜNB) und Verteilernetzbetreibern (VNB) zur Sicherstellung eines stabilen Elektrizitätssystems ist in Abb. 6 ersichtlich.

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Netzführung	Versorgungswiederaufbau
ÜNB	X	X	X	X*
VNB		X	X	X

X* verantwortlich für Gesamtkonzept

Abbildung 6: Verantwortungsmatrix für die Systemdienstleistungen

Die Verantwortung für die Frequenzhaltung und für das Gesamtkonzept Netz- bzw. Versorgungswiederaufbau liegt dabei bei den Übertragungsnetzbetreibern. Durch die zunehmende dezentrale Erzeugung wird in Zukunft von den unterlagerten Netzebenen ein vermehrter Beitrag für Systemdienstleistung „Frequenzhaltung“ erbracht. Die Umsetzung der Letztmaßnahme im Störfall, z.B. der automatische Lastabwurf, ist faktisch ausschließlich Aufgabe des Verteilernetzbetreibers.

Für Spannungshaltung, Netzführung und Versorgungswiederaufbau ist jeder Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber in seinem Wirkungsbereich selbst verantwortlich. Durch koordinierte Maßnahmen in den Bereichen Spannungshaltung und Netzführung können Beiträge für einen kostenoptimierten Betrieb der Netze erzielt werden.

Die dargestellten Szenarien erfordern eine vertiefende Zusammenarbeit von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern mit klar definierten und strukturierten Verantwortungen und Aufgaben zur Beherrschung der steigenden Systemkomplexität. Gerade die Flexibilisierung des Systems wird für die Netzbetreiber hohe Anforderungen bzgl. Betriebsplanung und Prognose mit sich bringen. Und es wird die Entwicklung von Marktprozessen erfordern, die auf der Rolle der Verteilernetzbetreiber als Drehscheibe zwischen Erzeugern, Aggregatoren und Verbrauchern bzw. Kunden aufsetzen.

Als ein wesentlicher Baustein zur Angleichung von volatilen Energieangeboten und Energienachfragen wird ein tarifliches Anreizsystem zu erwarten sein. Die Veränderung des Erzeugungs- und Verbrauchsverhaltens und damit der Verlust von „gewohnten“ Lastmustern in den Netzen werden zu neuen Prognoseansätzen führen müssen.

Aktuell stehen Redispatch-Eingriffe in Erzeugungsanlagen nur den Übertragungsnetzbetreibern zur Engpassbeseitigung in ihren Netzen zur Verfügung. Das Clean Energy Package sieht Redispatch künftig auch für den Einsatz in Verteilernetzen vor. Durch die geplante Öffnung des Redispatch-Marktes hin zu Erzeugungseinheiten in der Größenordnung 100 kW werden künftig Regeln zur Vermeidung von netzkritischen Situationen in den Verteilernetzen, durch Redispatch bzw. Flexibilitätsmaßnahmen notwendig.

Die Bestimmung von freien Netzkapazitäten in den Verteilernetzen, wiederum auf Basis von Erzeugungs- und Lastflussprognosen, für die Bestimmung und Freigabe von Redispatch- und Flexibilitätsmaßnahmen, wird hier erwartet. Aktuell sind mehrere Projekte (DARE¹, connect+²) in Deutschland bekannt, die sich mit der unter dem Schlagwort „Redispatch 2.0“ benannten Thematik auseinandersetzen.

¹ <https://www.dare-plattform.de/>, abgefragt am 29.01.2020

² https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_20224.html, abgefragt am 29.01.2020

Die Flexibilisierung des Elektrizitätssystems verlangt künftig immer mehr nach lang-, mittel- und kurzfristigen Prognosemodellen zu Sicherstellung der erforderlichen Erzeugungskapazitäten für die Lastdeckung (siehe Abb. 7). Durch ein künftig vermehrt marktorientiertes Erzeugungs- und Lastverhalten und andererseits durch Möglichkeiten von Redispatch- und Regelleistungseingriffen wird eine steigende Komplexität in den Prognosemodellen und -prozessen erwartet.



Abbildung 7: Zeithorizont der Prognosemodelle

Bei der Initiative DARE (DATenaustausch/REdispatch) [8] der Baden-Württembergischen Stromnetzbetreiber TransnetBW und Netze BW wird auf eine digitale Plattform zur Koordinierung von Maßnahmen zur Netzstabilisierung über alle Netzebenen gesetzt. Dieser neue integrierte Ansatz soll es künftig allen Netzbetreibern ermöglichen, Anlagen, die auf Verteilnetzebene angeschlossen sind, zur Netzstabilisierung einzusetzen. Die Initiatoren wollen die digitale Plattform-Lösung im Jahr 2021 implementieren; dem geht ab 2019 eine Pilotphase voraus.

Die Plattform soll auch die Umsetzung der neuen europäischen Anforderungen an den Datenaustausch zwischen Netzbetreibern unterstützen und transparent machen, welche Redispatch-Leistung verfügbar ist und eingesetzt werden kann. Dies sind beispielsweise Erzeugungsanlagen, Speicher oder Großabnehmer, die ihren Verbrauch anpassen können. So steht in Summe mehr Redispatch-Leistung zur Verfügung, und der Einsatz der Anlagen erfolgt koordiniert im Gesamtsystem. In Abb. 8 ist der Prozess für die Möglichkeit zur Einschränkung von „netzgefährdenden“ Redispatch-Potentialen aus diesem Projekt zur Netzsicherheitsinitiative Baden-Württemberg (BW) dargestellt.

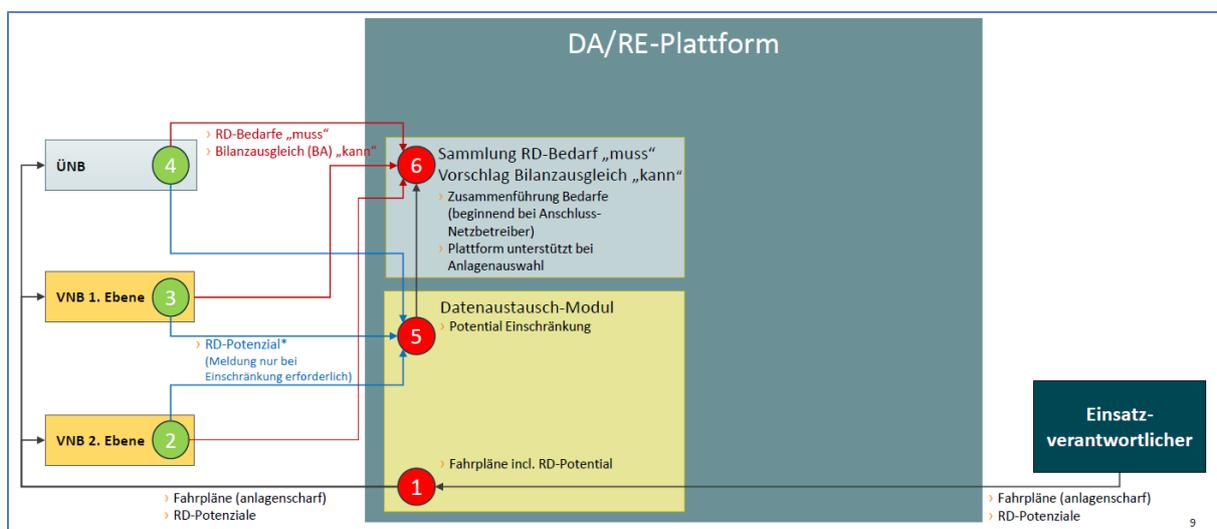


Abbildung 8: Projekt DARE – Deutschland [8]

4 Datenaustausch

Die Informationen aus dem eigenen Netz, der daran angeschlossenen Erzeugungsanlagen sowie zusätzliche Informationen vor- bzw. nachgelagerter Netzbetreiber, sind die Voraussetzung zur Vermeidung von Netzzuständen, die im „worst case“ Großstörungen nach sich ziehen können. Direkte zustandsändernde Zugriffe größeren Ausmaßes auf Anlagen im Netz durch Dritte sind daher nur in enger Abstimmung mit dem jeweils verantwortlichen Netzbetreiber zulässig. Denn nur dieser kann auf Basis des aktuellen Netzzustandes die zu erwartenden direkten Auswirkungen auf seinen Verantwortungsbereich beurteilen und diese Zugriffe bei Bedarf freigeben.

Ein klar definierter aufgabenorientierter, schneller, sicherer und effizienter Daten- und Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern sowie mit den Dienstleistungserbringern ist somit von essentieller Bedeutung (siehe Abb. 9). Schritt eins ist die Definition der erforderlichen Daten und Informationen, inklusive Aggregationsgrad, Schritt zwei ist die Festlegung der zugehörigen Prozesse und Schritt drei ist die Implementierung derselben. Ausgangspunkt dafür ist die Umsetzung der System Operation Guideline (SOGL). Um effizient und erfolgreich zu sein sind diese Schritte partnerschaftlich durchzuführen.

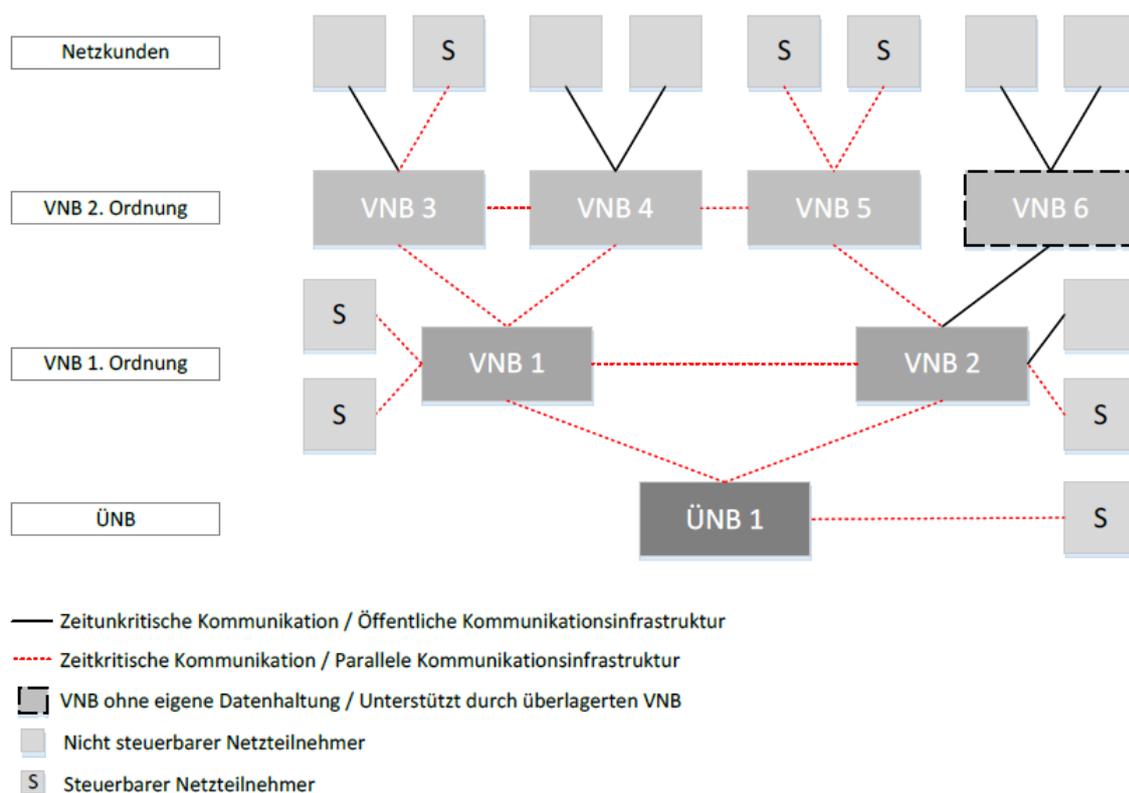


Abbildung 9: Beispielhafter Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur [11]

Das primäre Ziel ist dabei stets die Aufrechterhaltung und Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs, somit die Vermeidung von lokalen bis hin zu überregionalen Störungen. Ist dieser sichere Netzbetrieb gefährdet, so hat der verantwortliche Netzbetreiber alle ihm zur Verfügung stehenden Maßnahmen zu ergreifen, einen stabilen Netzbetrieb aufrecht zu erhalten. Tritt trotz aller getroffenen Maßnahmen der Fall ein, dass der Netzbetrieb nicht aufrechterhalten werden kann, so hat der Netzbetreiber - in enger Abstimmung mit den

relevanten Marktteilnehmern, insbesondere den Erzeugern - die Aufgabe, diesen schnellstmöglich wiederherzustellen.

Die mit der Energiewende einhergehenden geänderten Rahmenbedingungen im Netzbetrieb führen in einem verstärkten Maße dazu, dass alle Akteure (Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, Kraftwerksbetreiber, Kunden bzw. Verbraucher, „Prosumer“ und „Aggregatoren“ sowie Börsen) stärker als bisher miteinander verzahnt sind. Diese verstärkte gegenseitige Abhängigkeit führt in weiterer Folge zu einem höheren, notwendigerweise sicheren Informationsaustausch, um den stabilen Netzbetrieb auch zukünftig gewährleisten zu können.

Der Handlungsbedarf besteht an dieser Stelle auch darin, den Informationsaustausch so zu konzipieren, dass systemrelevante Kommunikationskanäle unabhängig vom öffentlichen Kommunikationsnetz funktionieren.

Einen wesentlichen Faktor für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb stellen künftig somit abgestimmte Prozesse der Netz- und Systemführung dar. Aufbauend auf die Last- und Flexibilitätsprognosen der Verteilernetzbetreiber können die Lastflüsse in den Übertragungsnetzen und gegebenenfalls Engpassmanagementmaßnahmen berechnet und geplant werden. Die Regional Security Center sind dabei für die Inter-TSO-Koordination verantwortlich.

5 Netz- und Systemführung nach dem Kaskaden-Prinzip

In kritischen Netzsituationen können Netzbetreiber unterstützende Maßnahmen bei nachgelagerten Netzbetreibern im Rahmen einer Kaskade (Abb. 10) anfordern. Ein sicheres und verlässliches Funktionieren dieser Kaskade ist die grundlegende Voraussetzung für die Aufrechterhaltung eines zuverlässigen künftigen Systembetriebes.

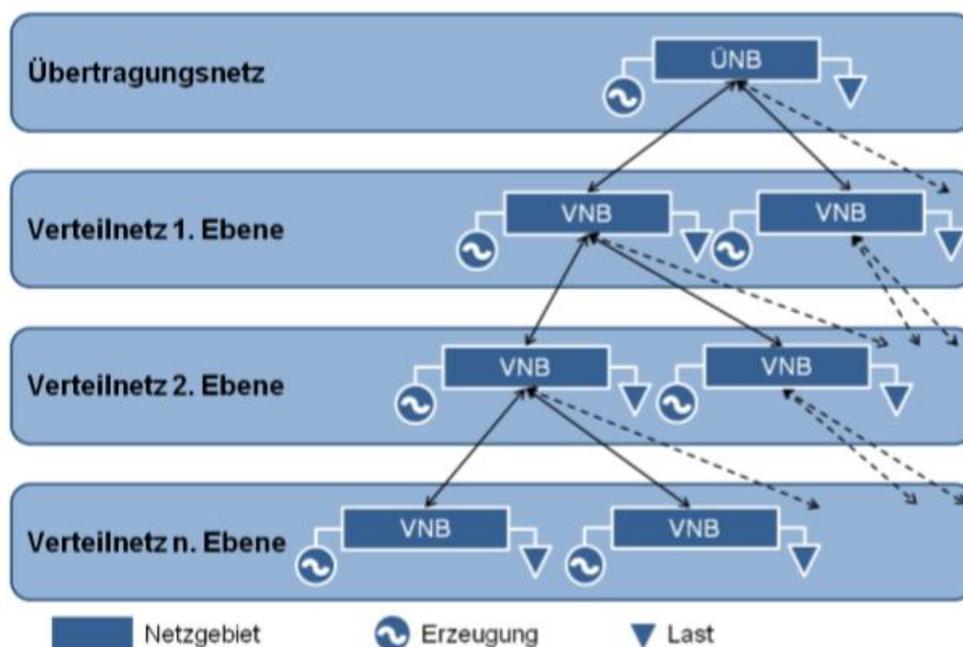


Abbildung 10: Allgemeines Prinzip der Kaskadierung [9]

Die Zusammenarbeit über alle Netzebenen und zwischen über- und unterlagerten Netzbetreibern in einer Kaskade ist bereits jetzt ein wesentlicher Bestandteil der Energiewirtschaft und Netzführung in Deutschland. Dies wurde in der Anwenderregel „Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen“ festgehalten (VDE-AR-N 4140). Auf diese Weise werden Problemstellungen im Netz, wie zum Beispiel Netzengpässe und kritische Netzsituationen, über die Grenzen des Netzes eines Betreibers hinaus in Zusammenarbeit gelöst. Wichtig ist jedoch, dass jeder Netzbetreiber zunächst in seinem Netzgebiet für die Stabilität und Sicherheit verantwortlich ist. Jeder Netzbetreiber ist dabei ausschließlich für Anlagen zuständig, die in seinem eigenen Netzgebiet angeschlossen sind. Somit ist auch hinsichtlich der Datensicherheit die subsidiäre Netzführung äußerst effizient (Projekt ENKO-DE³). Dabei können fünf Szenarien beschrieben werden, in denen die operative Kaskade zur Anwendung kommen kann:

- Netzengpass wegen Erzeugungsüberschuss oder zu geringer Netzlast
- Systembilanzabweichung wegen Erzeugungsüberschusses oder geringer Netzlast
- Netzengpass wegen zu hoher Netzlast oder zu geringer Erzeugung
- Systembilanzabweichung wegen Erzeugungsmangel oder zu hoher Netzlast
- Spannungsproblem (schleichender Spannungskollaps)

6 Maßnahmen zur Bewältigung der neuen Herausforderungen

Durch die teilweise Verlagerung der Erzeugung von höheren Netzebenen zu den niedrigeren Netzebenen, d.h. von den Übertragungsnetzen hin zu den Verteilernetzen, werden folgenden Themen für die angeführten Verteilernetze an Bedeutung gewinnen. Diese Themen überschneiden sich zum Teil mit den vorangehenden Aufgaben und Herausforderungen.

- Etablierung der Netz- und Systemführung nach dem Kaskaden-Prinzip
- Weiterentwicklung der Netzprognosemodelle auf Verteilernetzebene, zumindest auf „day-ahead“ Ebene für Netzsicherheitsanalysen
- Etablierung einer Bezugsprognose für die Netzübergabestellen mit definiertem Datenaustausch auf aggregierter Ebene
- Regelungen für die Freigabe von Engpassmanagementeinsätzen für das Übertragungsnetz, die im Verteilernetz erbracht werden (in Abhängigkeit von der verfügbaren Netzkapazität)
- Sicherstellung und Kontrolle der für die richtige Funktion von Schutzelementen erforderlichen Kurzschlussleistung
- Erhöhung des Digitalisierungsgrads in der Mittel- und Niederspannungsebene
- Umsetzung bzw. Weiterentwicklung der Niederspannungs-Betriebsführung um eine notwendige Transparenz in dieser Spannungsebene sicherstellen zu können

³ <https://www.enko.energy/>, abgefragt am 29.01.2020

7 Schlussfolgerung

Im sich stetig ändernden energiewirtschaftlichen Umfeld ist die gemeinsame Bearbeitung des Themas Versorgungssicherheit wesentlich, damit diese in Übertragungs- und Verteilernetzen bestmöglich gewährleistet bleibt. Diese abgestimmte Vorgangsweise ist erforderlich, da sich die Netze in ihrem Verhalten gegenseitig beeinflussen und negative Wechselwirkungen zu vermeiden sind. Ebenso gilt es den wirtschaftlichen Netzbetrieb auf der Übertragungs- und Verteilungsebene langfristig sicher zu stellen. Hierfür bietet sich als Lösung die Netz- und Systemführung nach dem Kaskaden-Prinzip an.

Die Themen gemeinsamer Datenaustausch und Schnittstelle(n) zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern sowie hin zum Marktmodell unter Einbindung der Marktakteure ist auf technischer und organisatorischer Ebene an die neuen Rahmenbedingungen anzupassen. Dabei ist auf eine klare Aufgaben- und Verantwortungszuordnung zu achten, da nur dadurch die Systemsicherheit gewährleistet und die Bereitstellung von zusätzlichen Flexibilitäten in den Verteilernetzen ermöglicht werden können.

8 Literatur

- [1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus: **“#mission2030 – die österreichische Klima –und Energiestrategie”**, www.mission2030.bmnt.gv.at, Wien, Juni 2018
- [2] European Commission: **“Electricity network codes and guidelines”** <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/wholesale-market/electricity-network-codes>, Jänner 2020
- [3] U. Tauschek, M. Baumann, R. Bergmayer, G. Bitzan, L. Fiedler, M. Liesinger, M. Radauer, W. Schaffer, R. Schmaranz, K. Schüller, R. Stacher, K. Spiegl, W. Vetr: **“Digitalisierung der Netzführung im Verteilernetz – Netzführung 2025”**, Österreichs Energie, Wien, März 2018
- [4] H. Renner: **“Erbringung von Systemdienstleistungen in zukünftigen Übertragungs- und Verteilnetzen”**, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2016
- [5] A. Moser: **„Erweiterte Verantwortung der Verteilnetzbetreiber“**, IAEW an der RWTH, Aachen, 08.12.2016
- [6] Publications Office of the European Union: **„Clean energy for all Europeans”**, Luxembourg 2019
- [7] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: **„Das proaktive Verteilnetz - Ampelkonzept für effizientere Verteilnetze“**, <https://forschung-stromnetze.info/projekte/ampelkonzept-fuer-effizientere-verteilnetze/>, Stand 24.01.2020
- [8] Pressemitteilung TransnetBW: **„DA/RE: Transnet BW und Netze BW starten Initiative für Netzsicherheit“**, Juni 2018 <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/transnetbw-und-netze-bw-starten-initiative-fuer-netzsicherheit>, Stand 29.01.2020
- [9] BDEW-Leitfaden: **„Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern“**, Oktober 2014

https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20141031_BDEW-VKU-Leitfaden-Massnahmen-Stromnetzbetreiber-3-0.pdf, Stand 29.01.2020

- [10] G. Resch, L. Liebmann, F. Schöniger: „**Erbringung Mission#Impact - Ökonomische Neubewertung des Ausbaus und des resultierenden Investitions- und Förderbedarfs erneuerbarer Energien in Österreich**“, TU Wien ,Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie, 19.01.2019
- [11] M. Zdrallek, R Uhlig, C. Johae, S. Harnisch: „**Untersuchung des Daten- und Informationsbedarfs der Verteilungs-netzbetreiber zur Wahrnehmung ihres Anteils an der Systemverantwortung**“, Wuppertal, den 9. Dezember 2016