

# Digitalisierung der Netzführung im Verteilernetz Vernetzung und Informationsaustausch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Verteilernetz

**Walter Schaffer, Ursula Tauschek, Roland Bergmayer, Gernot Bitzan,  
Leopold Fiedler, Robert Schmaranz, Klaus Schüller, Robert Stacher,  
Klaus Spiegl, Walter Vetr**

Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg,  
[walter.schaffer@salzburgnetz.at](mailto:walter.schaffer@salzburgnetz.at), [www.salzburgnetz.at](http://www.salzburgnetz.at)

## **Kurzfassung:**

Schwerpunkt sind die Vernetzung und der Informationsaustausch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Verteilernetz. Grundlage des Artikels ist das Ergebnis einer Arbeitsgruppe mehrerer Verteilernetzbetreiber im Rahmen von oesterreichs Energie, mit dem Titel „Digitalisierung der Netzführung im Verteilernetz, Netzführung 2025, (<https://oesterreichsenergie.at/die-welt-des-stroms/stromnetze/digitalisierung-der-netzfuehrung-im-verteilernetz.html>).

**Keywords:** Versorgungssicherheit, Verteilernetzbetrieb, Systemdienstleistung

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 erhöhte gegenseitige Abhängigkeit führt in weiterer Folge zu einem erhöhten, 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 sind.

Die Integration Erneuerbarer Energien und zunehmende Netzengpässe stellen bereits heute hohe Herausforderungen für das Stromnetz dar. Im Übertragungsnetz gibt es Regularien, die in Fällen von zu erwartenden Netzengpässen Markteingriffe erlauben. Der in den letzten Jahren häufig erforderliche Stopp des Intra-Day-Handels zwischen Österreich und den Nachbarländern, zur Vermeidung von Netzüberlastungen, sei hier als Beispiel erwähnt. Den nachfolgenden Überlegungen wird der Umstand zugrunde gelegt, dass sich die klassische Einspeise- und Regelstruktur der Erzeugungsanlagen grundlegend ändern wird.

Zusehends gehen die konventionellen großen (thermischen) Kraftwerke vom Netz, hingegen nimmt die Verbrauchsdeckung durch dezentrale erneuerbare Einspeiser zu. Dies hat für das Gesamtsystem fundamentale Konsequenzen.

Die Öffnung der Regelenenergiemärkte hin zu kleineren Einheiten bewirkt, dass zunehmend Regelenenergieanbieter am Markt aktiv sind, die flexibel Leistung aus an die Verteilernetze angeschlossenen Anlagen anbieten.

Kraftwerkspark in Österreich									
Stichtag: 31. Dezember 2015									
(Datenstand: Juli 2016)									
Engpassleistungs-kategorie		Engpassleistung in MW							
von ... MW	bis einschl. ... MW	Lauf-kraftwerke	Speicher-kraftwerke	Wasser-kraftwerke	Wärme-kraftwerke	Wind-anlagen	Photovoltaik-anlagen	Geothermie-anlagen	Summe
(1)	1,0	425	6	431	110	20	723	1	1.285
	1,0	301	26	327	92	103	-	-	522
	2,5	228	38	266	156	694	-	-	1.116
	5,0	216	115	330	187	301	-	-	818
<b>Bis 10 MW</b>		<b>1.170</b>	<b>185</b>	<b>1.355</b>	<b>545</b>	<b>1.118</b>	<b>723</b>	<b>1</b>	<b>3.742</b>
	10	601	195	796	331	681	-	-	1.807
	20	469	266	735		401	-	-	
	30	179	200	379	271	288	-	-	2.075
	40	486	188	674	241	-	-	-	915
	50	432	495	927	577	-	-	-	1.504
	80	264	279	543		-	-	-	
	100	706	1.066	1.772	1.424	-	-	-	3.739
	200	1.027	1.780	2.807		-	-	-	
	300	328	3.342	3.670	4.378	-	-	-	10.855
<b>Über 10 MW</b>		<b>4.492</b>	<b>7.810</b>	<b>12.302</b>	<b>7.223</b>	<b>1.371</b>	-	-	<b>20.895</b>
<b>Erfasste Kraftwerke</b>		<b>5.662</b>	<b>7.994</b>	<b>13.657</b>	<b>7.768</b>	<b>2.489</b>	<b>723</b>	<b>1</b>	<b>24.637</b>

(1) Für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW zusätzliche Angaben entsprechend der Herkunftsnachweise

Abbildung 1: Kraftwerkspark in Österreich (Quelle: Energie Control Austria)

Für die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit werden demzufolge von den Regelzonenführern in zunehmenden Maße Erzeugungsanlagen in den Verteilernetzen eingesetzt. Dies erfolgt u.a. für Regelenenergieerbringung, Engpassmanagement und multilaterale Redispatch-Maßnahmen.

Auf Basis der vorgenannten Entwicklung wird für Verteilernetzbetreiber die Prognose des Netzzustandes zunehmend schwieriger. Das Verhalten von Erzeugern aber auch Verbrauchern (im Sinne von negativer Regelenenergie) wird direkt durch Übertragungsnetz- und Regelzonenführer mit Abrufen von Regelenenergie und Engpassmanagementeeinsätzen beeinflusst. Gegenwärtig fehlen Regeln, die Informationsflüsse und Koordinationsprozesse festlegen. Ebenso fehlen steuernde Eingriffsmöglichkeiten durch die Verteilernetzbetreiber zur Abwendung von unzulässigen Netzzuständen und somit von Systemgefährdungen.

Für den Übertragungsnetzbetreiber erhöht sich der Aufwand für den erforderlichen Überblick für eine seiner Zentralaufgaben, die Frequenzregelung (speziell LFCR<sup>1</sup>), signifikant. Die dezentrale Erzeugung durch eine Vielzahl von PV- und Windanlagen in den verschiedensten

<sup>1</sup> LFCR .... Load Frequency Control and Reserves

Spannungsebenen gewinnt zunehmend an Bedeutung und wird durch „Aggregatoren“ organisatorische gebündelt werden. Diese sind bestrebt die erzeugte Energie bestmöglich zu vermarkten und werden mit aggregierten Flexibilitäten am Regelenergiemarkt teilnehmen. Somit ergibt sich ein erhöhter Informationsbedarf für eine direkte Zuordnung der Regelaufgaben zu einzelnen Anlagen zur Erzielung einer Gesamtsicht darüber welche physikalischen Anlagen in den jeweiligen Teilnetzen für Regelaufgaben zur Verfügung stehen.

Hinzu kommt dass sich der Lastfluss, auf der Höchstspannungsebene mit der Integration der Erneuerbaren Energie und den damit einhergehenden Energieaustausch auf europäischer Ebene gravierend ändert. Diese gestiegene Volatilität erfordert einen lückenlosen Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern, um präzise Prognosen für die Betriebsplanung und den sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen.

Für den Verteilernetzbetreiber besteht die große Herausforderung darin, dass mit der rasant wachsenden Anzahl an hochvolatilen Prosumern aber auch Consumern die technischen Grenzen des sicheren Verteilernetzbetriebes erreicht und in weiterer Folge auch überschritten werden könnten.

Die zulässigen Leitungs- bzw. Netzkapazitäten werden lokal unerwartet rasch durch neue Einspeiser erreicht<sup>2</sup>. Damit gehen die folgenden Herausforderungen einher.

- Der Aufwand für das Spannungs- und Blindleistungsmanagement nimmt drastisch zu.
- Die Kurzschlussleistung muss weiter sichergestellt sein bzw. müssen die definierten Grenzwerte (sowohl minimalen als auch maximalen) eingehalten werden können.
- Im Revisionsfall wird auch auf der Verteilernetzebene vermehrt das Engpassmanagements zum Einsatz kommen.
- Bei einer zunehmenden Anzahl kleiner Einspeiser, aber mit einer in der aggregierten Summe nicht mehr unbedeutenden Einspeiseleistung kann der VNB 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 diskriminierungsfreien Durchgriff reagiert werden muss.

Eine wesentliche Aufgabe ist in diesem Zusammenhang die IT-technische Realisierung des dazu notwendigen Informations- und Datenaustauschs, welche sowohl sicher als auch effizient erfolgen muss. Erzeugungseinheiten die am Regelenergiemarkt teilnehmen ändern ihre Einspeiseleistung mit großem Gradienten. Für den Verteilernetzbetreiber erfolgen diese

---

<sup>2</sup> Anmerkung: Die höheren Netzebenen (NE 1 bis 5) sind grundsätzlich so ausgelegt, dass unabhängig von der Einspeise- oder Lastsituation sowie deren Gleichzeitigkeit im ungestörten Betrieb keine Eingriffe in den Kraftwerkspark erforderlich sind.

Änderungen unvorhersehbar und abweichend vom typischen Kraftwerksverhalten. Sie wirken sich direkt auf Lastfluss und Spannungshaltung im Verteilernetz aus, weswegen auch aus diesem Grund ein erhöhter Informationsaustausch erforderlich ist. Kommt es nun in einem Netzteil, z.B. entlang einer Speiseleitung, zu Kapazitätsengpässen, so hat vom VNB ein diskriminierungsfreier Zugriff auf die vorhandenen Erzeugungseinheiten bzw. Kundenanlagen zu erfolgen. Die Möglichkeit zum automatisierten, ferngewirkten Zugriff ist bereits im Netzzugangsvertrag zu vereinbaren bzw. zu regeln.

Um aufgrund einer vorherrschenden Netzsituation die erforderlichen Restriktionen, z.B. Einschränkung der Einspeisung, zur Einhaltung eines sicheren Netzbetriebs vornehmen zu können ist es erforderlich, dass der Verteilernetzbetreiber die aktuelle Einspeisersituation sowie die geplante Einspeisersituation kennt. Daraus kann der Verteilernetzbetreiber eventuelle Einschränkungen für die Einspeiser ermitteln und diese ihnen bzw. den Aggregatoren übermitteln. Diese Einschränkungen sind für den Übertragungsnetzbetreiber relevant wenn sie Teilnehmer des Regelenergiemarktes beeinflussen oder das Gleichgewicht der Regelzone beeinflussen.

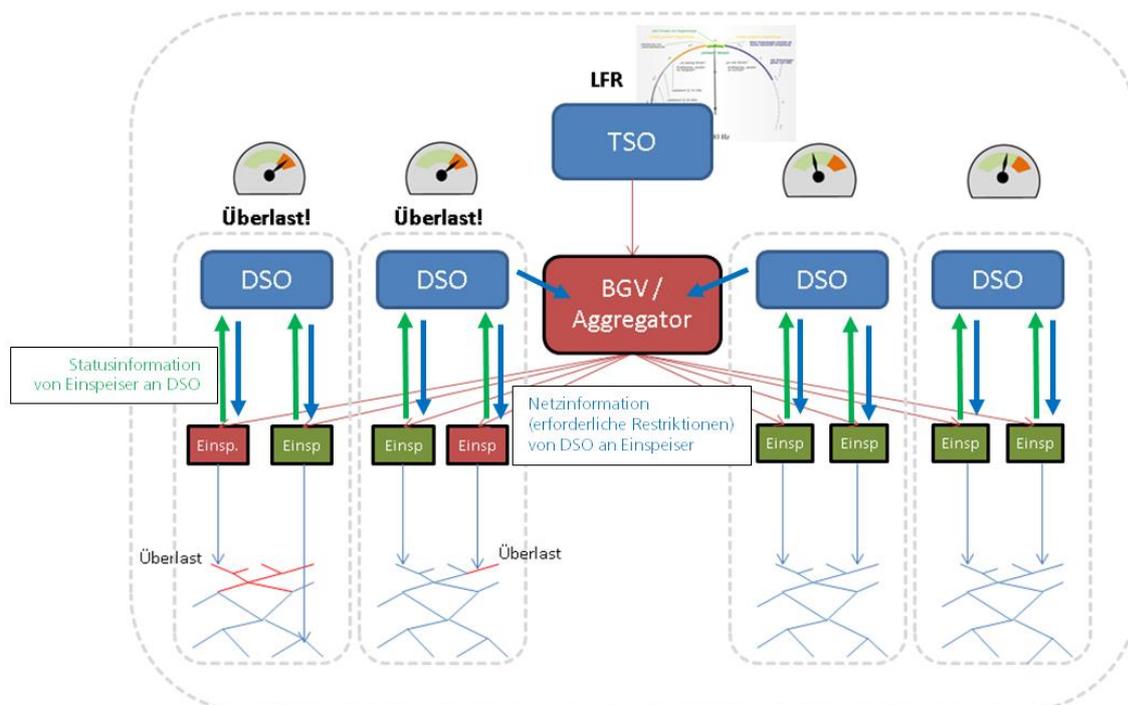


Abbildung **Fehler! Kein Text mit angegebener Formatvorlage im Dokument.2:** Beispiel zur Strukturierung des Informationsflusses

Bei einer bedeutenden und in großer Zahl installierten Einspeiseleistung mit hohem PV und Windanteil muss der Verteilernetzbetreiber im Anlassfall auf alle Anlagen begrenzend einwirken, indem er an die Erzeuger bzw. Aggregatoren eine Leistungsbeschränkung, am

besten in Form von xx% PN ausgibt. In der Branche werden bereits heute Modelle überlegt, die eine derartige Kommunikation ermöglichen<sup>3</sup>.

Künftig wird eine noch stärkere Kooperation zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern erforderlich. Grundsätzlich wird empfohlen auf Basis der Verantwortlichkeiten zwischen System- und Netzdienstleistungen zu unterscheiden.

- Systemdienstleistung: Frequenzhaltung (Frequenzstabilität) in Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers auch wenn dabei auf Anlagen im Verteilernetz zurückgegriffen wird
- Netzdienstleistung: Spannungshaltung (Spannungsstabilität), Netzführung und Versorgungswiederaufbau in der Verantwortung des jeweiligen Netzbetreibers

Regelzonenführer bzw. Übertragungsnetzbetreiber sind übergreifend für die Dienstleistungen „Frequenzstabilität“, „Spannungsstabilität im Übertragungsnetz“ und „Spannungsqualität an den Übergabestellen“ zu Verteilernetzbetreibern bzw. Kraftwerken und Großkunden verantwortlich.

Verteilernetzbetreiber sind für die Dienstleistung „Spannungsqualität“ in ihren Netzebenen und den dazugehörigen Kundenanschlusspunkten verantwortlich. Kundenanlagen (Erzeuger und Verbraucher) beeinflussen direkt die Spannungsqualität, daher sind Regeln für das Zusammenwirken zwischen Kunden und Verteilernetzbetreiber erforderlich; Netzdienlichkeit ist das Ergebnis des abgestimmten Zusammenspiels zwischen Kunden und Verteilernetzbetreiber, wobei netzdienliches Verhalten die aktive Mitwirkung der Kunden (z.B. Erzeuger, zukünftige Ladestationen für E-Mobilität) zur Gewährleistung der Spannungsqualität auf lokaler Ebene beschreiben, um den Netzausbau so effizient wie möglich zu gestalten.

Zu beachten ist, dass durch die zunehmende dezentrale Erzeugung in Zukunft auch auf den unterlagerten Netzebenen ein Beitrag zur Systemdienstleistung „Frequenzstabilität“ erbracht werden wird.

Die Weiterentwicklung der Netzdienstleistung ist die sogenannte Netzverträglichkeit, d.h. die Kundenanlagen (Last und Erzeugung) verhalten sich per se, also ohne finanzielle Anreize, sodass keine negativen Netzurückwirkungen entstehen. Dies kann beispielsweise durch die Fortschreibung von Normen und Regelwerken wie den Anschlussbedingungen oder den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) insbesondere auf Verteilernetzebene sichergestellt werden. Von besonderer Relevanz ist die Netzverträglichkeit, wenn Verursacher der negativen Netzurückwirkung und Abhilfe schaffende Anlagen ein und dieselbe Einheit sind. Letztlich wird für den sicheren Netzbetrieb eine Struktur ähnlich der Flugsicherung erforderlich sein.

---

<sup>3</sup> Vgl. EDA 2.0

Auf Basis gemeinsamer europäischer Regeln, mit transparentem Informationsaustausch der regional<sup>4</sup> (national) verantwortlichen Flugsicherungen und unter Beachtung der Bedingungen und Anforderungen je Flughafen wird die europäische Flugsicherheit gewährleistet. Das Zusammenspiel aller Instanzen gewährleistet den sicheren Flug vom Start bis zur Landung.



Abbildung 3: Modell „Flugsicherung“

Die Regelzonenführer bzw. Übertragungsnetzbetreiber sind mit den regionalen bzw. nationalen Flugsicherungen und die Verteilernetzbetreiber mit den Flughafentowern der einzelnen Flughäfen vergleichbar. Übertragen auf das elektrische Netz bedeutet dies, dass die Regelzonenführer bzw. Übertragungsnetzbetreiber einen transparenten Informationsfluss untereinander gewährleisten und im Sinne des sicheren Netzbetriebs die Bedingungen im und Anforderungen aus dem Verteilernetz berücksichtigen.

---

<sup>4</sup> Regional im europäischen Sinne, als ggf. auch länderübergreifend