

Diskussionspapier

Netzbetrieb 2.0

Grundsätze des zukünftigen Netzbetriebs und
der Zusammenarbeit von Übertragungs- und
Verteilnetzbetreibern

Berlin, 28. November 2018

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
1. Einleitung	4
2. Aufgaben der Netzbetreiber	5
2.1. Betriebsführung	7
2.2. Frequenzhaltung	10
2.3. Spannungshaltung	10
2.4. Netzwiederaufbau	12
2.5. Netzdienliches Flexibilitätsmanagement	14
3. Abgeleitetes Rollenverständnis der Netzbetreiber	14
4. Glossar	17

Executive Summary

Das vorliegende Papier beschreibt die Aufgaben und das zugehörige Rollenverständnis der Stromnetzbetreiber in einem zunehmend dezentralen und digitalisierten Energieversorgungssystem. Es ist im Rahmen einer konstruktiven Zusammenarbeit von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern entstanden.

Mit Blick auf zukünftige Herausforderungen gibt es ein gemeinsames Grundverständnis zu Rollen und Verantwortlichkeiten von und zwischen den Netzbetreibern. Kernpunkt hierbei ist die zwingende Notwendigkeit einer noch engeren Zusammenarbeit aller Netzbetreiber und die Entwicklung gemeinsamer, in ganz Deutschland anwendbarer Lösungen. Was dies hinsichtlich einzelner Systemdienstleistungen bedeutet, ist in Kapitel 3 dieses Papiers näher beschrieben, während daraus abgeleitete Grundsätze der Zusammenarbeit in Kapitel 4 dargestellt werden.

Bei der operativen Umsetzung dieser engeren Kooperation sind insbesondere gemeinschaftliche Prozessabläufe im Zusammenhang mit Datenwegen und Flexibilitätsabrufen eine besondere Herausforderung. Dies liegt nicht nur an ihrer Komplexität, sondern insbesondere auch an ihrer zunehmend hohen Bedeutung für den Netzbetrieb der Zukunft. Hier arbeiten Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber derzeit gemeinsam an übergreifenden Lösungsvorschlägen, um diese danach in Abstimmung mit der gesamten Branche in konkrete und nachhaltige Prozesse für den zukünftigen Netzbetrieb zu überführen.

1. Einleitung

Das sich verändernde Energieversorgungssystem und die sich damit verändernden Rollen und Aufgaben stellen für die Netzbetreiber eine gemeinsame Herausforderung dar, bei der das bisherige Vorgehen in Planungs- und Betriebsprozessen an seine Grenzen stößt und an die Erfordernisse der Energiewende angepasst werden muss. Eine Lösungsfindung kann nur dadurch erfolgen, dass ein einheitliches Verständnis mit Blick auf drei zentrale Fragestellungen herausgearbeitet wird:

- Wie entwickeln sich die maßgeblichen Aufgaben der Netzbetreiber in der Zukunft?
- Was bedeutet Systemverantwortung im elektrischen Energiesystem der Zukunft und wie ist diese zuzuordnen?
- Wie sehen die Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern aus und welche Abstimmungsprozesse müssen zu ihrer Wahrnehmung der Systemverantwortung gelebt werden?

Um den notwendigen Dialog zwischen den Netzbetreibern zu strukturieren, hat der BDEW unter dem Schlagwort „Rahmenkonzept: Zukünftiger Netzbetrieb“ eine gemeinsame Diskussionsplattform geschaffen. Ziel ist, durch die gemeinschaftliche Auseinandersetzung mit den genannten Kernfragen, wesentliche Grundlagen für die zukünftige Zusammenarbeit der Netzbetreiber zu schaffen.

Das vorliegende Papier hat in einem ersten Schritt zum Ziel, ein gemeinsames Grundverständnis der deutschen Netzbetreiber hinsichtlich ihrer jeweiligen und gemeinsamen Aufgaben sowie der hierfür erforderlichen Zusammenarbeit darzulegen. In diesem Kontext werden nachfolgend einzelne Themenblöcke entlang der Erbringung von Systemdienstleistungen durch die Netzbetreiber diskutiert. Weitere, darüberhinausgehende Aufgaben eines Netzbetreibers werden in diesem Papier nicht betrachtet.

2. Aufgaben der Netzbetreiber

Die zentrale Aufgabe der Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetzen im deutschen Energieversorgungssystem ist der sichere und nachhaltige Betrieb der notwendigen Infrastruktur zur Aufnahme, zur Verteilung und zum Transport elektrischer Energie.

Beide Akteure sind dabei in ihren jeweiligen Netzbereichen die zentralen Verantwortlichen für den sicheren Netzbetrieb und unterstützen sich bei Bedarf gegenseitig.

Die ÜNB nehmen gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Systemverantwortung und die Verantwortung für den sicheren Netzbetrieb des Übertragungsnetzes wahr. Die Systemverantwortung umfasst insbesondere die Aufgaben der Frequenzhaltung inklusive der Regelung des Stromaustausches mit angrenzenden Übertragungsnetzen (Leistungs-/Frequenzregelung), die zentrale Koordination und Sicherstellung des nationalen überregionalen Netzwiederaufbaus und die aktive Mitwirkung an dessen europäischer Koordination.

Die VNB verantworten den sicheren Netzbetrieb in den Verteilnetzen. Des Weiteren erbringen sie als Unterstützung für die ÜNB einen aktiven Beitrag zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit und zum sicheren Netzbetrieb im Übertragungsnetz. Die Verteilnetzbetreiber übernehmen somit eine lokale / regionale Systemverantwortung in ihren Netzebenen.

Jeder Netzbetreiber wickelt dabei sämtliche technisch operativen netzanschlussbezogenen Prozesse mit seinen Netzanschlusskunden ab.

Mit dem stetig voranschreitenden Ausbau der EE-Anlagen und der insbesondere in den deutschen Verteilnetzen schnell wachsenden Zahl „neuartiger“ Lasten bzw. Einspeiser (bspw. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Speicher bzw. Prosumer), wächst die Komplexität der abzuwickelnden Prozesse und deren gegenseitige Beeinflussung. Eine noch engere Kooperation aller Netzbetreiber ist folglich zwingend erforderlich und wird immer wichtiger, was sich auch in diversen in Kraft getretenen europäischen Verordnungen und Richtlinien widerspiegelt.

Zur Sicherstellung eines sicheren Netz- und Systembetriebs erbringen die Netzbetreiber gemäß ihrer jeweiligen Verantwortung Systemdienstleistungen (SDL). Als SDL werden diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlichen Leistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für die Akteure im Energiemarkt zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie (Bereitstellung Infrastruktur) erbringen. Ihr effektiver Einsatz bestimmt maßgeblich die Qualität der Stromversorgung.

Im Einzelnen werden folgende vier SDL unterschieden (siehe Abbildung 1):

- **Betriebsführung:** Vermeidung kritischer Netzbelastungen oder Systemzustände, – auch als „Netz- und Systemführung“ bezeichnet.
- **Frequenzhaltung:** Ständiger Ausgleich der Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch, z. B. mit Regelenergie.
- **Spannungshaltung:** Einhaltung zulässiger Spannungsgrenzen, z. B. durch Blindleistungsbereitstellung.
- **Netzwiederaufbau:** Aufbau eines stabilen Netzbetriebes und Wiederversorgung nach Großstörung.

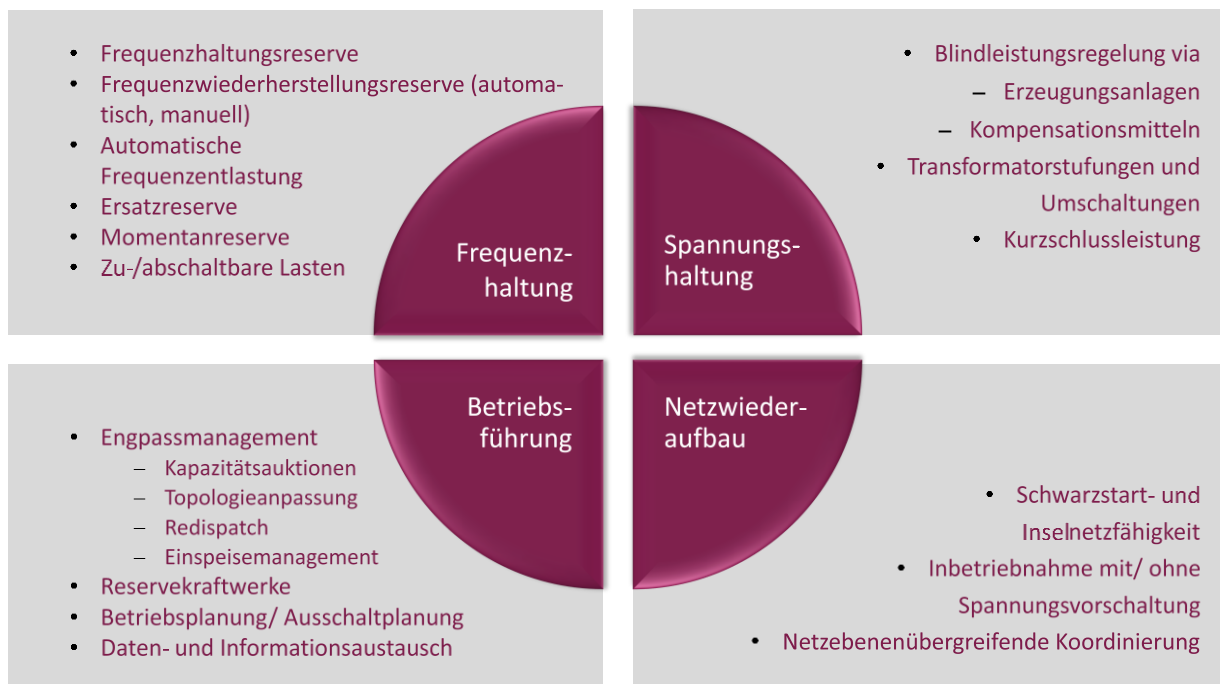


Abbildung 1: Durch die Netzbetreiber zu erbringende Systemdienstleistungen und zugehörige Maßnahmen.

Die SDL sichern sowohl technisch-physikalische Eigenschaften als auch notwendige Prozesse und Services im Rahmen des Netzbetriebes ab. Notwendige Vorleistungen für SDL

- werden entweder durch die Netzbetreiber selbst erbracht,
- sind vom Netznutzer unentgeltlich bereitzustellen (Mindestanforderungen zum Netzanschluss, Netzbetreiber greift darauf zu) oder

- werden durch Netznutzer oder Marktakteure bereitgestellt und durch die Netzbetreiber vergütet (Marktprozesse oder Vereinbarungen).

Die Bereitstellung von Beiträgen für SDL durch Betreiber dezentraler Energieanlagen in Verteilnetzen erfordert Koordinierung und Transparenz zwischen den Netzbetreibern.

Die Verantwortlichkeit der Netzbetreiber für die SDL zeigt nachfolgende Tabelle:

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Betriebsführung	Netzwiederaufbau
ÜNB	✓	✓	✓	✓ ¹
VNB		✓	✓	✓ ²

Abbildung 2: Darstellung der Verantwortlichkeiten von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern für Systemdienstleistungen (Fußnote 1: Überregionaler Netzwiederaufbau; Fußnote 2: Lokale und aktive Mitwirkung überregionaler Netzwiederaufbau)

In den folgenden Kapiteln 2.1 bis 2.4 werden die wesentlichen relevanten Aspekte zu den jeweiligen SDL dargestellt. Darüber hinaus wird im Kapitel 2.5 ergänzend das Thema netzdienliche Flexibilität behandelt.

2.1. Betriebsführung

Die bisherige Abgrenzung der Betriebsführungsverantwortung für das Übertragungsnetz durch die betriebsführenden Stellen der ÜNB und für das Verteilnetz durch die betriebsführenden Stellen der VNB ist sinnvoll und hat sich aus betrieblicher Sicht bewährt.

Durch das zunehmend komplexer werdende elektrische System, beispielsweise als Folge der notwendigen Nutzbarmachung steigender Flexibilitätspotenziale in Verteilnetzen, entstehen neue Herausforderungen, die die Weiterentwicklung der Prozesse der operativen Betriebsführung und des Datenaustauschs erfordern.

Im Sinne vorausschauender Betriebsführung wird hierbei zunehmend ein erhöhter gegenseitiger Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern erforderlich. Zentrales Ziel der Netzbetreiber ist es dabei, die effektive und effiziente Behebung von Netzengpässen und die Schaffung von

diesbezüglicher Transparenz zwischen den betriebsführenden Stellen zur Vermeidung negativer Auswirkungen auf das Gesamtsystem sicherzustellen. Beispiele hierfür sind:

- ein erweiterter bilateraler Online-Datenaustausch der Netzbetreiber untereinander soweit technisch erforderlich,
- der Austausch von Planungsdaten von Betreibern dezentraler Anlagen (Lasten und Erzeuger) und von Netzbetreibern für Netzsicherheitsberechnungen und Netzzustandsprognosen
- die Verfügbarkeit und gegenseitige Bereitstellung aller betrieblich notwendigen Stammdaten

Für die Aufrechterhaltung eines zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs sind verschiedene Maßnahmen erforderlich. Zur Einhaltung der zulässigen Parameter (Strom, Spannung und Frequenz) wird das Netz durch die betriebsführenden Stellen entsprechend fernüberwacht und ferngesteuert. Dies erfolgt aktuell nahezu durchgängig in den Höchst- und Hochspannungsnetzen, teilweise auch in Mittelspannungsnetzen. In Niederspannungsnetzen war bis heute auf Grund des bisherigen Betriebskonzeptes (insbesondere Anlagenvielzahl, Netzauslegung, gerichtete Leistungsflusssituation) eine Fernüberwachung und –steuerung nur in Ausnahmefällen vorhanden bzw. erforderlich. Zukünftig verändern sich die Anforderungen bis in die Niederspannung hinein:

- Das Erzeuger- und Verbraucherverhalten ist nicht mehr nur bedarfsgetrieben
- Die Digitalisierung entwickelt sich weiter

Mit der sich entwickelnden Digitalisierung ändern sich nicht nur die Anforderungen, sondern auch die Möglichkeiten der Betriebsführung.

Die wichtigsten Maßnahmen im Rahmen der Betriebsführung der Netzbetreiber sind:

- die Überwachung der Netzbetriebsmittel und ihrer zulässigen Grenzwerte,
- die Steuerung des Schaltzustands,
- die Steuerung des Leistungsflusses zur Einhaltung der Betriebsmittelgrenzwerte,
- die Steuerung des Blindleistungseinsatzes zur Spannungshaltung,
- das Fahrplanmanagement,
- die Durchführung von netz- und marktbezogenen Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG,

- die Durchführung von Einspeisemanagement gemäß § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14 EEG im jeweils eigenen Netz,
- die Durchführung von Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG bei Einbeziehung von Anlagen (Lasten und Erzeuger) in jeweils elektrisch nachgelagerten Netzen,
- die Datenerhebung, -aggregation sowie der Datenaustausch,
- die Koordination und Durchführung von Störungsbehebungen,
- der Betrieb der notwendigen Mess- und Zähleinrichtungen und
- das Notfall- und Krisenmanagement.

Des Weiteren gehört zur Betriebsführung die Betriebs- und Abschaltplanung zur operativen Maßnahmenvorbereitung sowie zur Ermöglichung der Instandhaltungen und von Um- und Neubauten netztechnischer Anlagen.

Beim Engpassmanagement im Übertragungsnetz müssen Eingriffsmaßnahmen wie z.B. Redispatch überregional durchgeführt und gegebenenfalls europaweit zwischen den Netzbetreibern koordiniert werden. Zu den Aufgaben der ÜNB zählt auch die Bewirtschaftung struktureller Regelzongengrenzen überschreitender Engpässe, insbesondere die damit im Zusammenhang stehende Kapazitätsberechnung und -vergabe.

Zur Einhaltung der Systembilanz erfordert jede Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahme der Netzbetreiber einen entsprechenden energetischen Ausgleich durch geeignete anderweitige Substitution. Diese muss so erfolgen, dass sie der Engpassbeseitigung und Optimierung des Lastflusses in der jeweiligen Netzebene zuträglich ist.

Die Engpassmanagementprozesse müssen außerdem berücksichtigen, dass vom Engpassmanagement möglicherweise Anlagen betroffen sein können, die zur Vorhaltung von Regelleistung (siehe hierzu 3.2 Frequenzhaltung) genutzt werden oder anderweitig für Netzbetreiber relevante Leistungen erbringen (z. B. EE-Referenzanlagen für die Einspeiseprognoseerstellung). Details zur Koordination dieser Prozesse werden gemeinsam von den Netzbetreibern erarbeitet.

2.2. Frequenzhaltung

Die ÜNB sind auf der Grundlage der von der BNetzA freigegebenen Methodik für die Bestimmung der Höhe der vorzuhaltenden und abzurufenden Regelleistung im Rahmen der Frequenzhaltung unter Berücksichtigung der nationalen und europäischen Gesamtsystemsicht verantwortlich.

Als Teil des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes ist jeder regelzonenverantwortliche ÜNB gesetzlich durch seine Systemverantwortung zur aktiven Mitwirkung an der Frequenzhaltung verpflichtet.

Über den „Netzregelverbund (NRV)“ werden Regelleistungsvorhaltung und -einsatz technisch und wirtschaftlich deutschlandweit optimiert.

Im Rahmen der internationalen Erweiterung des NRV wurde die International Grid Control Cooperation (IGCC) geschaffen, um den Regelleistungseinsatz durch die ÜNB auch international zu koordinieren und damit den gegenläufigen Einsatz von Regelleistung übergreifend zu vermeiden.

Durch die zunehmende Einbeziehung von auf den Verteilnetzebenen angeschlossenen Anlagen in die Prozesse der Anlagenpräqualifikation und der Regelleistungserbringung werden von den Netzbetreibern gemeinsame Flexibilitätsabrufprozesse entwickelt, erprobt und umgesetzt.

Dabei ist im Sinne der Effizienz sicherzustellen, dass regionaler Netzausbau im Verteilnetz nicht durch Regelleistungsbedarfe getrieben wird, die nicht aus anderen Quellen effizient gedeckt werden können. Die gemeinsam von den Netzbetreibern zu entwickelnden Flexibilitätsabrufprozesse bedürfen schneller Reaktionszeiten und damit zwingend erforderlich einer Automatisierung.

2.3. Spannungshaltung

Jeder Netzbetreiber ist für die Spannungshaltung und das Blindleistungsmanagement im eigenen Netz und an den Schnittstellen zu den vor- und nachgelagerten Netzen verantwortlich. Dafür nutzt er eigene oder an sein jeweiliges Netz angeschlossene Anlagen. Der Blindleistungsaustausch über die Netzanschlusspunkte sollte grundsätzlich so effizient wie möglich gestaltet werden. ÜNB und VNB entwickeln insbesondere dafür die Prozesse zur Spannungshaltung an ihren Schnittstellen mit dem Ziel der verbesserten Nutzung der gegenseitig vorhandenen Potenziale weiter.

Die Netzbetreiber halten die Spannung mit Hilfe der SDL „Spannungshaltung“ in den zulässigen Grenzen. Eine wesentliche Einflussgröße ist hierbei die Blindleistung. Sie wird benötigt, um in einem Wechsel- bzw. Drehstromnetz Wirkleistung vom Erzeuger zum Verbraucher zu transportieren. Die Bereitstellung der erforderlichen Blindleistung steht daher in einem unmittelbaren Zusammenhang mit der Spannungshaltung. Zur Spannungshaltung stehen folgende technische Möglichkeiten zur Verfügung:

- der Bezug von Blindleistung aus anderen Spannungsebenen,
- die Anpassung der Blindleistungsabgabe und –aufnahme von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen,
- die Wirkleistungssteuerung von Erzeugungsanlagen zu Gunsten der Blindleistungsbereitstellung (z. B. im Rahmen von spannungsbedingtem Redispatch),
- der Betrieb von Blindleistungskompensationsanlagen (auch regelbarer Einheiten),
- die Stufung bzw. Schaltung von Transformatoren,
- der Netzausbau und die Änderung der Netztopologie,
- Änderungen des technischen Arbeitspunktes von Hochspannungsgleichstromübertragungsanlagen (HGÜ),
- der Einsatz rotierender Phasenschieber,
- die Bereitstellung von Kurzschlussleistung aus Erzeugungsanlagen.

Die Spannungshaltung ist eine lokal/regional wirksame SDL. Jeder an das Netz angeschlossene Verbraucher und Einspeiser beeinflusst die Spannung. Die Verantwortung für die Spannungshaltung trägt daher jeder Netzbetreiber in seinem Netz. Darüber hinaus ist die Spannungshaltung in den verbundenen Netzen eine Aufgabe, die zwischen den Netzbetreibern koordiniert und abgestimmt umgesetzt werden muss.

Die mit der fortschreitenden Integration dezentraler Energieanlagen und neuartiger Lasten insbesondere in den Verteilnetzen einhergehenden, hohen Wirkleistungsflüsse erfordern auch weiterhin Netzausbau in diesen Netzen. Gleichzeitig erhöht sich einerseits der Blindleistungsbedarf der Verteilnetze und wird andererseits erheblich volatil. Der Blindleistungsaustausch an der Schnittstelle zwischen den Netzbetreibern hat sich mit diesen Veränderungen in der Erzeugungslandschaft verstärkt. Daher ist hier der Bedarf einer Optimierung unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Systemzustände entstanden.

Durch die Stilllegungen und den geänderten marktabhängigen Einsatz konventioneller Erzeugungsanlagen und die zunehmende Verlagerung von Einspeisungen in unterlagerte Spannungsebenen kann zukünftig der Blindleistungsbedarf der ÜNB nicht mehr durchgängig über den bisherigen klassischen Weg mit an das Übertragungsnetz angeschlossenen konventionellen Großkraftwerken gedeckt werden. Dies impliziert je nach vorhandener Netzkonstellation entweder die Notwendigkeit für Kompensationseinrichtungen im Übertragungsnetz, die zunehmende Bedeutung von Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Energieanlagen im Verteilnetz oder eine Kombination beider Varianten. Die Möglichkeiten eines aktiven Blindleistungsmanagements zwischen ÜNB und VNB wird bereits teilweise umgesetzt bzw. die Umsetzung geprüft. Analoge Betrachtungen gelten für die Kurzschlussleistung.

Die ÜNB bewerten zusätzlich den Einfluss eigener Maßnahmen auf die Regelzongrenzen überschreitende Spannungshaltung und koordinieren diese im Rahmen der ÜNB-ÜNB-Zusammenarbeit.

2.4. Netzwiederaufbau

Eine grundsätzliche Abkehr vom top-down Konzept beim überregionalen Netzwiederaufbau (NWA) ist aus technologischen Gründen nicht sinnvoll; siehe dazu auch dena-Studie SDL 2030. Die gemäß dieser dena-Studie dargestellten Entwicklungspfade werden von den Netzbetreibern an der sich entwickelnden Realität (Beispiel Inselnetze) geprüft und bei der Neugestaltung des NWA berücksichtigt.

Die Netzbetreiber sind im Rahmen der Systemverantwortung für den Netzwiederaufbau nach einem Versorgungsausfall verantwortlich. Die Netzzustände werden in der VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb und in der VERORDNUNG (EU) 2017/2196 DER KOMMISSION vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes wie nachfolgend dargestellt definiert.

Dabei wird zwischen folgenden Zuständen unterschieden:

- Normalzustand
- Gefährdeter Zustand
- Notzustand
- Blackout-Zustand
- Netzwiederaufbauzustand

Je nach betroffenem Netzgebiet gibt es unterschiedliche Herangehensweisen und Herausforderungen. Ist ausschließlich ein regionales Verteilnetz von einer Unterbrechung der Stromversorgung betroffen, müssen andere Maßnahmen eingeleitet werden als beim überregional betroffenen Übertragungsnetz.

Bei einer überregionalen Unterbrechung der Stromversorgung koordiniert der für das Netzgebiet verantwortliche ÜNB - in Zusammenarbeit mit den angrenzenden ÜNB, den Betreibern von Erzeugungseinheiten und den VNB (z.B. Bereitstellung definierter Lasten und steuerbarer Einspeisungen) - die Wiederherstellung des Normalzustandes im Systembetrieb als Grundlage der Wiederaufnahme der Stromversorgung im Großstörungs- und Blackout-Fall.

Den ÜNB ist es durch die überregionale Struktur möglich, schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen dort zu nutzen, wo sie für den gezielten überregionalen Netzwiederaufbau die höchstmöglichen Effekte bringen und damit zu seiner Beschleunigung beitragen. Eine wichtige Grundlage zur Realisierung eines NWA ist die durch jeden Netzbetreiber abzusichernde schwarzfallfeste Betriebsfähigkeit, Fernsteuerbarkeit seiner Netzbetriebsmittel (Primärtechnik und Sekundärtechnik) und Kommunikation.

In einzelnen Verteilnetzen sind schwarzstartfähige Kraftwerke vorhanden. Diese Kraftwerke können bereits heute für mögliche Inselnetzbildungen berücksichtigt werden. Eine große Herausforderung besteht darin, die Wirkung volatiler, dezentraler Einspeisung bei einem NWA geeignet zu berücksichtigen. Hierfür ist unter anderem erforderlich, dass die Netzbetreiber (Echtzeit-) Informationen über das Einspeise- und Lastverhalten erhalten. Mittelfristig werden daher die Netzbetreiber eine generelle Monitoring- und Zugriffsmöglichkeit auf dezentrale Energieanlagen sowie ein auch im Fall des NWA funktionsfähiges Telekommunikationsnetzwerk schaffen.

Zusätzlich steigen mit der weiteren Verbreitung dezentraler Energieanlagen die Erwartungen von Netznutzern, eigene Netzinseln für den lokalen Netzwiederaufbau nutzen zu können. Die NWA-Konzepte werden unter Einbindung der dezentralen Energieanlagen und unter Berücksichtigung sich bildender bzw. gezielt aufgebauter Netzinseln von den ÜNB in Zusammenarbeit mit den VNB weiterentwickelt und gemeinsam trainiert.

Beim NWA übernehmen VNB in enger Abstimmung mit dem jeweiligen ÜNB in ihrem Netzgebiet die Koordination nachgelagerter Netzbetreiber, Betreiber von Erzeugungsanlagen, von Speichern und Lasten.

2.5. Netzdienstliches Flexibilitätsmanagement

Jeder Netzbetreiber ist für das netzdienstliche Flexibilitätsmanagement im eigenen Netz und an den Schnittstellen zum vor- und nachgelagerten Netz verantwortlich. Die Wahrnehmung dieser Verantwortung geschieht in Koordination mit anderen betroffenen Netzbetreibern.

Ein zunehmend durch erneuerbare und dezentrale Erzeugung geprägtes Stromsystem wird kosteneffizienter, wenn alle Netzbetreiber Flexibilität gezielt netzdienstlich einsetzen können. Dazu müssen die Rahmenbedingungen richtig gesetzt werden.

Netzbetreiber müssen verfügbare Flexibilität aktiv in allen Spannungsebenen nutzen können. Hierbei gilt der Grundsatz einer Prioritätsrangfolge von lokalem Bedarf (höchste Priorität), über regionalen hin zu überregionalem Bedarf, um einschränkende Bedingungen auf unterlagerten Netzebenen inhärent ausschließen zu können.

Für Vorleistungen und Produkte für SDL entwickeln die Netzbetreiber ein gemeinsames Verständnis und abgestimmte Prozesse. Dabei ist die Nutzung von Vorleistungen und Produkten so wettbewerbsfähig wie möglich zu gestalten.

Überregionale bzw. europäische Handelsplattformen sind effizienter und bieten die Grundlage für liquide Märkte. Die Netzbetreiber befürworten das umfassende Wirken von Marktmechanismen unter Einbeziehung aller Flexibilitätsoptionen.

Wettbewerbsfähige Beschaffungsplattformen für überregionale wirkende SDL sind daher auch zukünftig überregional bzw. grenzüberschreitend und nicht lokal anzulegen. Konzepte und Produkte zur Beschaffung nur regional wirkender SDL für Spannungshaltung und Netzengpassbewirtschaftung auf Verteilnetzebene in Koordination mit dem ÜNB sind aktuell Forschungsgegenstand (z.B. im Rahmen der SINTEG-Projekte) und müssen kontinuierlich für einen allgemeingültigen operativen Betrieb weiterentwickelt werden.

3. Abgeleitetes Rollenverständnis der Netzbetreiber

Das vorangegangene Kapitel beschreibt die in einem sich verändernden Energieversorgungssystem zunehmend durch aktive Kooperation geprägten Aufgaben der Netzbetreiber. Dabei ist herauszustellen, dass es sich um keine abschließende Aufzählung handelt, sondern auf die wichtigsten Punkte fokussiert wurde, welche aus jetziger Sicht die größte Relevanz für die zukünftige Weiterentwicklung eines gemeinsamen Netzbetriebs haben werden.

Mit Blick auf die eingangs gestellten, zentralen Fragestellungen lassen sich aus den beschriebenen Aufgaben und der dort dargestellten Rollenverteilung folgende gemeinschaftliche Grundsätze für die Zusammenarbeit der Netzbetreiber festhalten:

- Jeder Netzbetreiber ist innerhalb der Verfügungsgrenzen seines Netzes für die Steuerung seiner Netzanlagen sowie die Abwicklung sämtlicher technisch-operativen **netzanschlussbezogenen** Prozesse mit den an seinem Netz angeschlossenen Kunden verantwortlich.
- Für den Netzwiederaufbau trägt der ÜNB die überregionale, der VNB die lokale Verantwortung. Unter Gesamtkoordination der regelzonenverantwortlichen ÜNB müssen konkrete Vorgaben und Verantwortlichkeiten mit den VNB weiterentwickelt und abgestimmt werden.
- Spannungshaltung ist lokal in der Verantwortung des jeweiligen Netzbetreibers zu regeln. Aus Effizienzgründen werden Regelungskonzepte spannungsebenenübergreifend, dynamisch und automatisiert zwischen den beteiligten Netzbetreibern gemeinsam organisiert und weiterentwickelt. Ziel ist ein gemeinsames Optimum.
- Die Frequenzhaltung erfolgt durch die ÜNB. Das Konzept und die Prozesse zur künftigen Frequenzhaltung werden gemeinsam von den Netzbetreibern auf die Anforderungen in einem zunehmend dezentralen Energiesystem bezogen weiterentwickelt.
- Für die Sicherheit und Stabilität des Energieversorgungssystems gewinnt die Nutzung der Flexibilität zunehmend an Bedeutung. Das gilt insbesondere auch für netzdienliche Anwendungsfälle. Da Flexibilität zunehmend aus dem Verteilnetz heraus bereitgestellt wird, müssen VNB unabhängig von ihrer Größe oder Topologie die Verantwortung an der Gesamtsystemstabilität durch ein Flexibilitätsmanagement aktiv mitzuwirken. Engpassmanagement im Rahmen der Betriebsführung in allen Spannungsebenen wird zukünftig von einem spannungsebenenübergreifenden Flexibilitätsmanagement in Zusammenarbeit der Netzbetreiber geprägt.
- Der hierfür notwendige Datenaustausch erfolgt zwischen den beteiligten Netzbetreibern in dem Umfang, der für die Erfüllung der jeweiligen Aufgaben technisch erforderlich ist. Insbesondere der Austausch von netztopologischen Daten erfolgt weiterhin bilateral zwischen betroffenen Netzbetreibern.

Die Netzbetreiber sind sich einig, dass die Herausforderungen der Energiewende über diese Grundsätze hinaus eine kontinuierliche Weiterentwicklung der vorhandenen Lösungsinstrumente erfordern. Insbesondere gilt es, die sich aus den in Kapitel 2 dargestellten Aufgaben ergebenden Anforderungen an operative Prozesse weiter zu konkretisieren, um auf dieser Basis gemeinschaftliche, nachhaltige und für den deutschen Netzbetrieb einheitlich umsetzbare Lösungen und Abwicklungsprozesse zu entwickeln.

Um diesen - auch für die operative Ermöglichung übergeordneter energiepolitischer Ziele - wichtigen Grundstein zu legen, erarbeiten die Netzbetreiber derzeit gemeinsam konkrete Umsetzungsvorschläge zu Prozessen rund um die Themen „Datenwege“ und „Flexibilitätseinsatz“.

4. Glossar

Betriebsführung	<p>Die Betriebsführung ist die Verantwortlichkeit für den Betrieb, die Überwachung und die Steuerung eines Netzes inklusive der zugehörigen Netzteile und Betriebsmittel. Details zur Betriebsführung an den Netzanschlusspunkten zwischen Netzbetreibern sind in bilateralen Netzführungsverträgen geregelt. Für die oben beschriebenen Funktionen wird auch der Begriff Netzführung verwendet. Unter den Begriff der Systemdienstleistung „Betriebsführung“ fallen auch das Engpassmanagement und die Betriebsplanung/Ausschaltplanung.</p>
Blackout-Zustand	<p>Blackout-Zustand (Schwarzfall-Zustand) bezeichnet den Netzzustand, in dem der Betrieb des Übertragungsnetzes ganz oder teilweise eingestellt ist.</p>
Engpassmanagement	<p>Summe aller Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung bzw. Behebung eines Engpasses.</p>
Frequenzhaltungsreserven (Frequency Containment Reserves, FCR)	<p>Frequency Containment Reserves“ („Frequenzhaltungsreserven“) oder „FCR“ bezeichnet die zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts zur Verfügung stehenden Wirkleistungsreserven.</p>

<p>Frequenzwiederherstellungsreserve (FRR) und Automatischen Frequenzwiederherstellungsreserve (aFRR) (ehem. Sekundärregelung)</p>	<p>„FRR“ bezeichnet die Wirkleistungsreserven, die zur Verfügung stehen, um die Netzfrequenz auf ihren Nennwert zu regeln bzw. um in einem Synchrongebiet, das mehr als eine LFR-Zone umfasst, den Ist-Leistungsaustausch auf den Soll-Leistungsaustausch zu regeln.</p> <p>„Automatische FRR“ (aFRR) bezeichnet FRR, die mithilfe eines automatischen Reglers aktiviert werden können.</p>
<p>Gefährdeter Zustand</p>	<p>Gefährdeter Zustand bezeichnet den Netzzustand, in dem die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte des Netzes eingehalten werden, aber ein Ausfall auf der Ausfallvarianten-Liste festgestellt wurde, bei dessen Eintreten die verfügbaren Entlastungsmaßnahmen nicht ausreichen, um den Normalzustand aufrechtzuerhalten.</p>
<p>Inselnetze</p>	<p>Ein Inselnetz ist ein Stromnetz, welches nur ein kleines Gebiet versorgt und in der Regel keine Verbindung zu anderen Stromnetzen besitzt, also autonom betrieben wird. Dies steht im Gegensatz zu einem Verbundnetz, bei dem mehrere kleinere Netze miteinander synchron verbunden sind.</p>
<p>Leistungs-Frequenz-Regelung</p>	<p>Die Leistungs-Frequenz-Regelung bezeichnet ein Regelverfahren, womit ÜNB den zwischen ihnen vereinbarten Leistungsaustausch an den Grenzen ihrer Regelzonen regeln und sich zusätzlich gegenseitig bei Frequenzabweichungen unterstützen.</p>

<p>Manuelle Frequenzwiederherstellungsreserve (mFRR) (ehem. Minutenreserve)</p>	<p>Die mFRR wird durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Unterstützung der aFRR manuell aktiviert. Die mFRR muss innerhalb von 15 Minuten nach Abruf vom Anbieter erbracht werden, indem die Leistungseinspeisung von Kraftwerken oder die Leistungsentnahme von Verbrauchslasten durch den Anbieter angepasst wird.</p>
<p>Momentanreserve</p>	<p>Schnelle Frequenzänderungen im Stromversorgungssystem, die durch Abweichungen zwischen der eingespeisten Leistung und dem Stromverbrauch entstehen, werden kurzfristig durch die Trägheit der rotierenden Massen von Generatoren konventioneller Kraftwerke gedämpft. Dadurch kann das Netz kurzfristig stabilisiert und Zeit für den Einsatz von Regelernergie geschaffen werden. Sie ist integraler Bestandteil der Frequenzhaltungsreserve.</p>
<p>Netzwiederaufbau</p>	<p>Als Netzwiederaufbau werden diejenigen technischen und organisatorischen Maßnahmen bezeichnet, die zur Störungseingrenzung und nach Störungseintritt zum Netzwiederaufbau und zur Aufrechterhaltung bzw. Wiederherstellung der Versorgungsqualität durchgeführt werden. Auch Maßnahmen zur Ausrüstung der Erzeugungseinheiten und Netzanlagen im Hinblick auf eventuelle Großstörungen (Wiederaufbaukonzepte) sind dem Versorgungswiederaufbau zuzurechnen.</p>
<p>Netzwiederaufbauzustand</p>	<p>Ein Übertragungsnetz befindet sich im Netzwiederaufbau-Zustand, wenn ein ÜNB, dessen Netz sich</p>

	<p>im Not- oder Blackout-Zustand befindet, mit der Aktivierung von Maßnahmen seines Netzwiederaufbauplans begonnen hat.</p>
Normalzustand	<p>Ein Übertragungsnetz befindet sich im Normalzustand, wenn alle der folgenden Bedingungen erfüllt sind:</p> <ul style="list-style-type: none">a) Spannung und Leistungsflüsse liegen innerhalb der gemäß Artikel 25 festgelegten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte;b) die Frequenz erfüllt die folgenden Kriterien:<ul style="list-style-type: none">i) die Netzfrequenz im stationären Zustand liegt innerhalb des Standard-Frequenzbereichs; oderii) der Absolutwert der Netzfrequenzabweichung in stationärem Zustand entspricht höchstens der maximalen Frequenzabweichung in stationärem Zustand und die für den gefährdeten Zustand festgelegten Netzfrequenzgrenzwerte sind nicht erreicht;c) Wirkleistungs- und Blindleistungsreserven reichen aus, um den gemäß Artikel 33 definierten Ausfällen auf der Ausfallvarianten-Liste standzuhalten, ohne dass dabei betriebliche Sicherheitsgrenzwerte überschritten werden;d) die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte werden beim Betrieb der Regelzone des betreffenden ÜNB eingehalten und auch dann nicht überschritten, wenn nach dem Eintreten einer gemäß Artikel 33 definierten Ausfallvariante auf der Ausfallvarianten-Liste Entlastungsmaßnahmen aktiviert werden.

<p>Notzustand</p>	<p>Ein Übertragungsnetz befindet sich im Notzustand, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:</p> <p>a) Mindestens ein vom ÜNB gemäß Artikel 25 festgelegter betrieblicher Sicherheitsgrenzwert wird nicht eingehalten;</p> <p>b) die Frequenz erfüllt gemäß den Absätzen 1 und 2 weder die Kriterien für den Normalzustand noch die Kriterien für den gefährdeten Zustand;</p> <p>c) mindestens eine Maßnahme des Systemschutzplans des ÜNB ist aktiviert; d) eine(s) der gemäß Artikel 24 Absatz 1 definierten Instrumente, Mittel und Anlagen funktioniert nicht ordnungsgemäß und steht daher länger als 30 Minuten nicht zur Verfügung.</p> <p><i>(Definition gemäß Art. 18 32017R1485 Verordnung (EU) 2017/1485)</i></p>
<p>Redispatch</p>	<p>Beim Auftreten von Engpässen werden bestimmte Leitungen im Netz entlastet durch die Verlagerung von Einspeisung oder Last. Dieses Verfahren nennt man Redispatch-Management. Es wird präventiv genutzt in der Vorausplanung, um z. B. Netzüberlastungen für die nächsten Stunden im Vorfeld zu verhindern.</p> <p>Kurativer Redispatch wird im laufenden Netzbetrieb eingesetzt, um eingetretene oder unmittelbar bevorstehende Überlastungen zu beheben.</p>

Replacement Reserves (RR) (ehem. Ersatzreserven)	RR bezeichnet die zur Ablösung oder Unterstützung der erforderlichen Höhe der FRR zur Verfügung stehenden Reserven für zusätzliche Ungleichgewichte im Netz, einschließlich Erzeugungsreserven.
Spannungshaltung	Die Spannungshaltung dient der Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Kunden erreicht.
Systemdienstleistung	Als Systemdienstleistungen werden diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des elektrischen Systems unbedingt erforderlichen Leistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für die Akteure im Energiemarkt zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie (Bereitstellung Infrastruktur) erbringen und damit die Versorgungsqualität der Stromversorgung bestimmen.

Ansprechpartner:

Dipl.-Ing. Sebastian Winter

Abteilungsleiter Energienetze und Europäisches Regulierungsmanagement

Telefon: +49 30 300199-1110

Sebastian.Winter@bdew.de