

30.08.2017 | Seite 1 von 17

AKTUELLES UND ZUKÜNFTIGES ROLLENVERSTÄNDNIS DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER INSBESONDERE HINSICHTLICH DER ZUSAMMENARBEIT MIT VERTEILERNETZBETREIBERN

Übersicht

1. Ziel des Papiers.....	2
2. Kernaussagen	2
3. Einleitung.....	3
4. Netzbereich (regulierter Bereich)	5
4.1 Frequenzhaltung.....	6
4.2 Betriebsführung	7
4.3 Spannungshaltung.....	9
4.4 Netz- und Versorgungswiederaufbau (NWA)	10
5. Energiemarkt (wettbewerblicher Bereich)	11
5.1 Sicherstellung des europäischen Strombinnenmarktes	11
5.2 Produkte für Systemdienstleistungen	12
5.3 Marktzugang (Aufgaben der ÜNB in der Rolle als BiKo)	12
5.4 EEG-Vermarktung,- Umsetzung- und Umlagen	13
6. Glossar	15

30.08.2017 | Seite 2 von 17

1. Ziel des Papiers

Das Ziel dieses Papiers ist die Darstellung des Rollenverständnisses der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Kontext der aktuellen nationalen Entwicklungen des Energiesystems bei gleichzeitiger Beachtung europäischer Einflüsse.

Das Papier liefert einen Beitrag zur notwendigen Kooperation der Netzbetreiber untereinander sowie mit den Marktpartnern. Dazu wird zwischen dem Netzbereich und dem Energiemarkt differenziert und die Aufgaben- und Kooperationsfelder zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern (VNB) sowie Netzbetreibern und den Marktpartnern herausgearbeitet. Im Vordergrund der Netzbetreiber steht dabei der diskriminierungsfreie Marktzugang aller Marktteilnehmer bei gleichzeitigem sicheren System- und Netzbetrieb. Die Übertragungsnetzbetreiber wollen mit diesem Papier in einen Dialog mit den Verteilernetzbetreibern und Marktpartnern treten.

2. Kernaussagen

Das vorliegende Positionspapier stellt das Rollenverständnis der deutschen ÜNB im Kontext des Wandels des Energiesystems mit neuen Herausforderungen in Deutschland und Europa dar. Die wesentlichen Kernaussagen der einzelnen Kapitel sind hier zusammengefasst:

1. Die ÜNB sind auch weiterhin verantwortlich für die Entscheidung bei der **Frequenzhaltung** über die Höhe der vorzuhaltenden und abzurufenden Regelleistung unter Berücksichtigung der nationalen und europäischen Gesamtsystemsicht. In die Prozesse der Anlagenpräqualifikation und im Rahmen der Regelleistungserbringung werden die VNB einbezogen.
2. Die bisherige Abgrenzung der **Betriebsführungsverantwortung** für das Übertragungsnetz durch die betriebsführenden Stellen der ÜNB und für das Verteilernetz durch die betriebsführenden Stellen der VNB ist sinnvoll und hat sich bislang aus betrieblicher Sicht bewährt. Durch das zunehmend komplexer werdende elektrische Gesamtsystem entstehen neue Herausforderungen, die eine Weiterentwicklung der operativen Betriebsführung und insbesondere beim Datenaustausch erfordern. Die ÜNB benötigen zeitnah ortsaufgelöste Prosumer-Daten mit maximaler zeitlicher Auflösung zur Beurteilung des Systemzustandes und Einhaltung der Systemstabilität.
3. Jeder Netzbetreiber ist für die **Spannungshaltung** und das Blindleistungsmanagement im eigenen Netz verantwortlich. Dafür nutzt er eigene oder an sein jeweiliges Netz angeschlossene Anlagen. Der Blindleistungsaustausch über die Netzanschlusspunkte sollte grundsätzlich so gering wie möglich gehalten werden. ÜNB und VNB entwickeln die Prozesse zur Spannungshaltung an ihren Schnittstellen weiter mit dem Ziel der verbesserten Nutzung der gegenseitig vorhandenen Potenziale.
4. Eine generelle Abkehr vom top-down Konzept beim **Netzwiederaufbau** (NWA) ist aus wirtschaftlichen und technologischen Gründen nicht sinnvoll, da die notwendigen Investitionen in keinem Verhältnis zum sehr seltenen Eintrittsfall stehen (dena-Studie SDL 2030). Die NWA-Konzepte müssen unter aktiver Einbindung der volatilen EE-Anlagen und unter Berücksichtigung sich bildender Netzsinseln von den ÜNB in Zusammenarbeit mit den VNB weiterentwickelt und gemeinsam trainiert werden.
5. Nationale bzw. europäische Handelsplattformen sind effizienter und bieten die Grundlage für liquide Märkte. Die ÜNB befürworten das umfassende Wirken von Marktmechanismen unter Einbeziehung aller **Flexibilitätsoptionen**.
6. Die Bewirtschaftung von **grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten** zur Sicherstellung des europäischen Stromhandels und Wahrung der Sicherheit des Gesamtsystems ist alleinige Aufgabe der ÜNB.
7. Für Beiträge und Produkte für SDL – außer der Frequenzhaltung – müssen ÜNB und VNB ein gemeinsames Verständnis und **abgestimmte Prozesse entwickeln**. Dabei ist die Nutzung von Beiträgen und Produkten so wettbewerbsfähig wie möglich zu gestalten.

30.08.2017 | Seite 3 von 17

8. Die **ÜNB führen und managen das Bilanzkreissystem** als integralen Bestandteil des Netz- und Marktzugangs, ohne den ein liberalisierter Strommarkt nicht möglich wäre. Die Rolle der ÜNB als Bilanzkreiskoordinator gewinnt weiter an Bedeutung zur Gewährleistung der Systemstabilität durch ein frühzeitiges Erkennen von Prognoseabweichungen.
9. Die ÜNB haben den gesetzlichen Auftrag, die nicht direkten vermarkteten EEG-Mengen zu vermarkten. Darüber hinaus sind die ÜNB für die **Prognose und bundesweite Kostenwälzung (Umlage) der gesamten EEG-Mengen** verantwortlich.

Die Energiewende in Europa und in Deutschland kann nur gelingen, wenn Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber die neuen Herausforderungen in gemeinsamer Kooperation meistern – und dabei jeder die Verantwortlichkeiten seines Bereichs an- und wahrnimmt.

3. Einleitung

Mit den fundamentalen Veränderungen in der Energielandschaft im Zuge der nationalen Energiewende und den zunehmenden europäischen Einflüssen werden die Kooperation zwischen den einzelnen Marktakteuren sowie ein klares Rollen- und Aufgabenverständnis zur entscheidenden Grundlage, um auch zukünftig einen sicheren und effizienten System- und Netzbetrieb gewährleisten zu können.

In Anbetracht

- der sich fortsetzenden Reduzierung der Stromerzeugung aus Großkraftwerken im Übertragungsnetz,
 - bei gleichzeitiger rasanter Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen insbesondere in den Verteilernetzebenen,
 - der damit verbundenen Notwendigkeit einer verstärkten Nutzung von Flexibilitäten auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite sowie
 - des erforderlichen Aus- und Aufbaus von modernen und intelligenten Mess- und Steuerungssystemen
- kommt der Aufgabenverteilung und Zusammenarbeit zwischen ÜNB und VNB eine besondere Bedeutung zu.

Darüber hinaus stehen im Wesentlichen die beiden folgenden übergeordneten europäischen Ziele und Aktivitäten im Fokus:

- Entwicklung/Weiterentwicklung des europäischen Strombinnenmarkts,
- Entwicklung/Stärkung länderübergreifender Kooperationen für Lösungen und Prozesse zur Einhaltung der Netz- und Systemsicherheit in Europa.

In der Energiewirtschaft wird zwischen dem Energiemarkt (wettbewerblicher Bereich) und dem Netzbereich (regulierter Bereich) unterschieden. Der Energiemarkt ermöglicht durch einen freien Wettbewerb und freie Preisbildung den Handel mit Energie für jeden Marktteilnehmer (u. a. Erzeuger, Händler, Lieferanten, Bilanzkreisverantwortliche, Endkunden, Aggregatoren). Der Netzbereich stellt die benötigte Infrastruktur zur physikalischen Erfüllung der Energiehandelsgeschäfte bereit und bildet somit die Grundlage für einen funktionierenden Strommarkt zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe für die Stromkunden (siehe Abbildung 1). Über die Netzinfrastruktur werden der Stromtransport und die Stromverteilung von den Einspeisepunkten zu den Verbrauchspunkten gewährleistet.

30.08.2017 | Seite 4 von 17

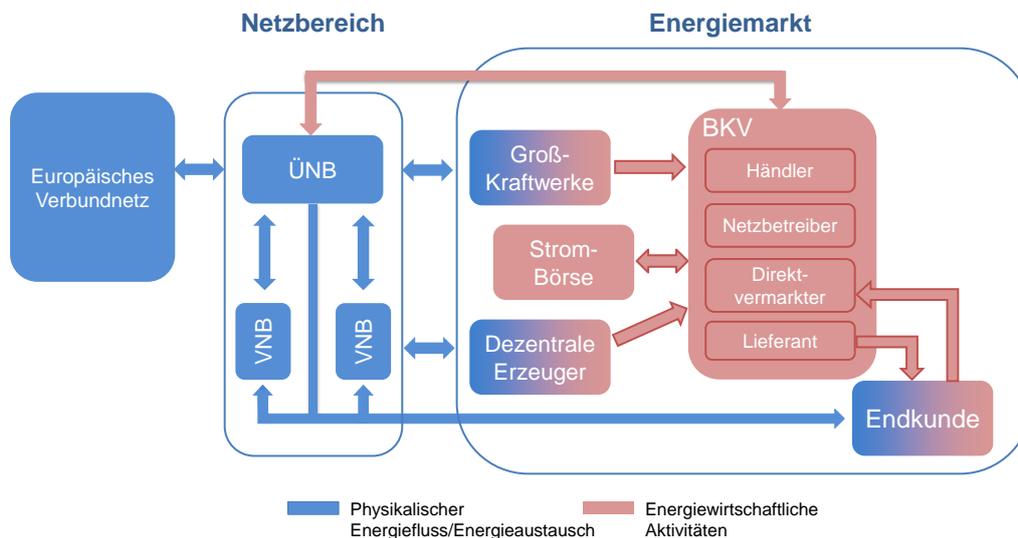


Abbildung 1: Differenzierung regulierter Bereich und Energiemarkt

Hauptaufgabe der Netzbetreiber (ÜNB und VNB) ist es, einerseits die Infrastruktur für den Energiemarkt bereitzustellen, also den Handel und die Belieferung mit elektrischer Energie zu ermöglichen. Andererseits wird die sichere Stromversorgung jederzeit im erforderlichen Umfang und mit hoher Qualität im Netz- und Systembetrieb gewährleistet. Zur Sicherung der Qualität und Einhaltung der zulässigen Betriebsparameter werden durch die Netzbetreiber sogenannte Systemdienstleistungen erbracht. Dabei kommt den ÜNB als Schnittstelle im horizontalen europäischen Verbundsystem auf der einen und zu den vertikal angeschlossenen Verteilernetzebenen auf der anderen Seite die Gesamtsystemverantwortung zu. Dies beinhaltet auch den Netz- und Versorgungswiederaufbau.

Die Kernaufgaben der ÜNB schließen den Ausgleich des Ungleichgewichts zwischen eingespeister und verbrauchter elektrischer Energie (Systembilanz) im nationalen und anteilig auch europäischen Maßstab ein. Gleichzeitig haben die ÜNB die Aufgabe, „die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen [und] die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen“ (§ 12 Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)). Darüber hinaus liegen bei den ÜNB in der Marktrolle des Bilanzkreiskoordinators alle für die Systembilanzierung erforderlichen Fahrpläne vor. Diese bilden eine wesentliche Voraussetzung für die Leistungs-Frequenz-Regelung.

Ausgehend von den einleitend genannten nationalen und europäischen Entwicklungen wird das Gesamtsystem zunehmend dynamischer und komplexer. Dies führt zu steigenden Anforderungen an den Energiemarkt und den Netzbereich, um eine ständig ausgeglichene Systembilanz und die Stabilität im Energiesystem aufrecht zu erhalten. Im Kern entstehen die folgenden wesentlichen Herausforderungen:

1. Bereitstellung von Netzinfrastruktur im gesamten Energieversorgungssystem durch ÜNB und VNB.
2. Koordination und Zusammenarbeit aller Akteure auf nationaler und europäischer Ebene (gemeinsame Aufgabe von Netzbetreibern und Marktteilnehmern).
3. Einsatz von Regelleistung für die jederzeitige Einhaltung der Systembilanz durch die ÜNB.
4. Einhaltung der Bilanzkreistreue durch die Marktteilnehmer.

Die Schnittstellen zwischen dem Netzbereich und dem Energiemarkt werden im Wesentlichen über die Aufgaben und die Rollen der Netzbetreiber im weiteren Text beschrieben.

4. Netzbereich (regulierter Bereich)

Die Betreiber der Verteiler- und Übertragungsnetze stellen im deutschen Energieversorgungssystem die notwendige Infrastruktur zur Verfügung. Während die ÜNB gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Systemverantwortung wahrnehmen, sind die VNB für die Unterstützung der ÜNB zur Gewährleistung der Systemsicherheit verantwortlich. ÜNB und VNB sind jeweils in ihren Netzbereichen für den sicheren Netzbetrieb verantwortlich.

Zur Gewährleistung eines sicheren Netz- und Systembetriebs erbringen die Netzbetreiber gemäß ihrer jeweiligen Verantwortung sogenannte 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 Versorgungsqualität der Stromversorgung.

Im Einzelnen werden die vier folgenden SDL unterschieden:

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

Abbildung 2 beschreibt die vier SDL und die dazugehörigen verfügbaren Maßnahmen.

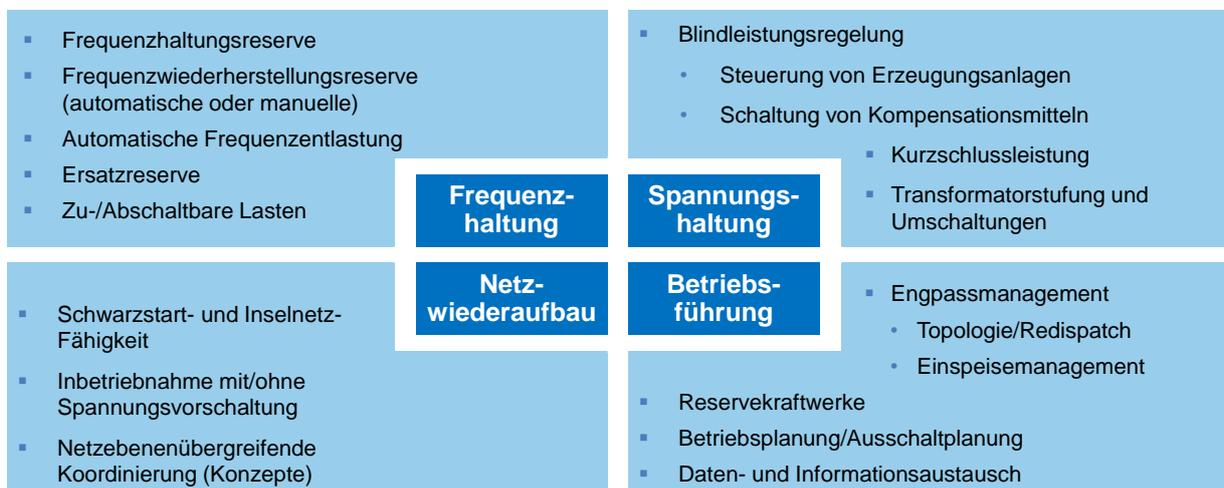


Abbildung 2: Die durch die Netzbetreiber zu erbringenden SDL und zugehörige Maßnahmen

Die SDL sichern sowohl technisch-physikalische Eigenschaften als auch notwendige Prozesse und Services im Rahmen des Netzbetriebes ab. Notwendige Beiträge 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 Verteilernetzen erfordert die Koordinierung zwischen ÜNB und VNB. Die Nutzung dieser Beiträge kann entweder über den Weg der Kaskadierung (heute im Falle von Notmaßnahmen gem. §13 Absatz 2 EnWG praktiziert) oder den direkten Zugriff erfolgen. Dazu

30.08.2017 | Seite 6 von 17

werden geeignete Prozesse zwischen den ÜNB und VNB abgestimmt. Die Verantwortlichkeit der Netzbetreiber für die SDL zeigt nachfolgende Tabelle 1.

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Betriebsführung	Netzwiederaufbau
ÜNB	X	X	X	X
VNB		X	X	X*

* Aktive Mitwirkung in Abstimmung mit den ÜNB

Tabelle 1: Verantwortlichkeit für Systemdienstleistungen

Darüber hinaus müssen die ÜNB auf horizontaler europäischer Ebene vermehrt geeignete Prozesse und Maßnahmen koordinieren und mit den beteiligten Marktakteuren umsetzen. Die Netzbetreiber haben hier eine Schlüsselrolle, da diese Aufgabe eng mit der Sicherung der Netz- und Systemstabilität verzahnt ist.

Die ÜNB haben als Verantwortliche für die Systemsicherheit eine übergeordnete Rolle als Koordinator zwischen den am Energiemarkt handelnden Marktakteuren (z. B. Bilanzkreisverantwortliche). Darüber hinaus sind die ÜNB für die Koordination des Systembetriebes und die zugehörigen Schnittstellen (insbesondere Netzbetreiber, Anlagenbetreiber oder Energiedienstleister) auf nationaler und europäischer Ebene verantwortlich.

Die VNB haben die Verantwortung für die Stabilität ihrer Netze. Für die Nutzung von dezentralen Anlagen zur SDL-Erbringung werden sich die ÜNB und VNB zukünftig verstärkt abstimmen.

4.1 Frequenzhaltung

Die ÜNB sind auch weiterhin verantwortlich für die Entscheidung bei der Frequenzhaltung über die Höhe der vorzuhaltenden und abzurufenden Regelleistung unter Berücksichtigung der nationalen und europäischen Gesamtsystemsicht. In die Prozesse der Anlagenpräqualifikation und im Rahmen der Regelleistungserbringung werden die VNB einbezogen.

Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie müssen jederzeit im Gleichgewicht gehalten werden. Gelingt das nicht, weicht die Frequenz im Drehstromnetz von ihrem Normwert ab. Im europäischen Verbundnetz beträgt die Normfrequenz 50 Hz (Hertz) – zu große Abweichungen können zu Beschädigungen von elektrischen Betriebsmitteln und im schlimmsten Fall zu einem überregionalen Stromausfall (Blackout) führen. Ein erster Abgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt durch die Vertriebe, Lieferanten und Energiedienstleister auf Basis von Standardprodukten und Prognosen im Rahmen ihrer Aktivitäten am Energiemarkt zur Einhaltung der Bilanzkreistreue. An diesen ersten marktbasieren Ausgleich werden in Zukunft im neuen volatilen Energiesystem deutlich höhere Anforderungen gestellt.

Als Teil des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes ist jeder regelzonen-verantwortliche ÜNB gesetzlich durch seine Gesamtsystemverantwortung zur Mitwirkung bei der Frequenzhaltung verpflichtet. Aktuell ist diese Aufgabe des ÜNB in der Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (System Operation Guideline) definiert.

Den Ausgleich der momentanen Abweichungen führen die ÜNB nach den Vorgaben von § 22 EnWG fortlaufend mittels kontinuierlich anpassbarer Einspeisungen aus zentralen und dezentralen Kraftwerken oder variabel abschaltbarer und ggfls. zuschaltbarer Lasten durch. Diese im Auftrag der ÜNB eingespeiste oder entnommene Leistung wird als Regelleistung bezeichnet und in drei Produktkategorien unterteilt:

30.08.2017 | Seite 7 von 17

- **Frequenzhaltungsreserve (Frequency Containment Reserve (FCR), ehemals Primärregelleistung):** Automatische Vor-Ort-Aktivierung abhängig von der aktuellen Frequenz.
- **Frequenzwiederherstellungsreserven (Frequency Restoration Reserve (FRR), ehemals Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung):** Automatische zentrale Aktivierung (aFRR) durch Leistung-Frequenz-Regler (LFR) des ÜNB bzw. manuelle Aktivierung (mFRR) durch die ÜNB.
- **Ersatzreserven (Replacement Reserve):** Manuelle Aktivierung durch die ÜNB.

Über den „Netzregelverbund (NRV)“ werden Regelleistungsvorhaltung und -einsatz technisch und wirtschaftlich optimiert. Im Rahmen der internationalen Erweiterung des NRV wurde die International Grid Control Cooperation (IGCC) geschaffen, um den Regelleistungseinsatz durch die ÜNB auch mit dem Ausland zu koordinieren und damit den gegenläufigen Einsatz von Regelleistung zu vermeiden. Mit der Umsetzung der Guideline Electricity Balancing wird der Einsatz weiter optimiert werden.

Regelleistung wird heute überwiegend von hydraulischen Speichern und konventionelle Stromerzeugungsanlagen bereitgestellt, die überwiegend an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Zunehmend beteiligen sich auch dezentrale Energieanlagen aus unterlagerten Netzebenen an der Regelleistungserbringung. Der Abruf bzw. der zentrale Einsatz erfolgt zwingend durch die ÜNB unter Zwischenschaltung von Aggregatoren, welche kleinere Erzeuger, Lasten und Speicher zu größeren Regelleistungspools zusammenfassen. Mit zunehmend dezentraler Erzeugungsstruktur ist somit perspektivisch sowohl eine verstärkte Abhängigkeit des Regelleistungsabrufes aus den Verteilernetzen, als auch eine zunehmende netztechnische Beeinflussung der unterlagerten Verteilernetze durch die Regelleistungsabrufe verbunden (resultierende Leistungsflüsse und Spannungsqualität).

Vor diesem Hintergrund binden die ÜNB aktuell die VNB in die Prozessentwicklung ein, um eine noch stärkere Einbeziehung der VNB als bisher in die Präqualifikations- und Angebotsphase zu erreichen. Es muss jederzeit die Verfügbarkeit der für einen gesicherten Abruf bezuschlagten Angebote aus dezentralen Energieanlagen (Erzeugung, Last) sichergestellt werden. Einen grundsätzlich kaskadierten Abruf von Anlagen zur Frequenzhaltung je VNB lehnen die ÜNB aufgrund notwendiger schneller Reaktionszeiten und damit zwingend erforderlich automatisierter Prozesse ab – wobei Rückwirkungen auf die Verteilernetze berücksichtigt werden. Die damit im Zusammenhang stehenden Prozesse und der notwendige Datenaustausch werden im Rahmen des Energieinformationsnetzes gemeinsam von den ÜNB und VNB weiterentwickelt.

4.2 Betriebsführung

Die bisherige Abgrenzung der Betriebsführungsverantwortung für das Übertragungsnetz durch die betriebsführenden Stellen der ÜNB und für das Verteilernetz durch die betriebsführenden Stellen der VNB ist sinnvoll und hat sich bislang aus betrieblicher Sicht bewährt. Durch das zunehmend komplexer werdende elektrische Gesamtsystem entstehen neue Herausforderungen, die eine Weiterentwicklung der operativen Betriebsführung und insbesondere beim Datenaustausch erfordern. Die ÜNB benötigen zeitnah orts aufgelöste Prosumer-Daten mit maximaler zeitlicher Auflösung zur Beurteilung des Systemzustandes und Einhaltung der Systemstabilität.

Für eine sichere und zuverlässige Bereitstellung und Aufgabenerfüllung der Netzinfrastruktur sind verschiedene Maßnahmen erforderlich. Zur Einhaltung der zulässigen Parameter (Strom, Spannung und Frequenz) muss das Netz permanent überwacht und gesteuert werden. Dies erfolgt aktuell nahezu vollständig in den Höchst- und Hochspannungsnetzen, teilweise auch in Mittelspannungsnetzen. In Niederspannungsnetzen war bis heute auf Grund des bisherigen Betriebskonzeptes (Anlagenvielzahl, Netzauslegung, gerichtete Leistungsflusssituation) eine durchgängige Überwachung nicht vorhanden bzw. nicht erforderlich. Durch das zunehmend variable dezentrale Erzeuger- und Verbraucherverhalten wird die Einschätzung des Netz- und Systemzustandes ohne intelligente Messsysteme unsicherer (d.h. überlagertes Erzeuger und Verbraucherverhalten wie bei Eigenverbrauch oder Mieterstrom). Bei absehbarem Erreichen von Grenzparametern wird mittels Steuerungseingriffen die Nutzung des Netzes durch die Netz- und Systemführung verändert.

30.08.2017 | Seite 8 von 17

Die wichtigsten Maßnahmen im Rahmen der Betriebsführung der ÜNB sind:

- die Überwachung der Betriebsmittel und der Einhaltung ihrer zulässigen Grenzwerte,
- die Steuerung des Schaltzustands,
- die Steuerung des Leistungsflusses zur Einhaltung der Betriebsmittel-grenzwerte,
- die Steuerung des Blindleistungseinsatzes zur Spannungshaltung,
- die Durchführung von netz- und marktbezogenen Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG (z. B. Redispatch),
- das Fahrplanmanagement
- die Durchführung von Einspeisemanagement gemäß § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14 EEG im eigenen Netz,
- die Durchführung von Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG (auch kaskadierende Maßnahmen) mit nachgelagerten Verteilernetzbetreibern
- der Netzwiederaufbau und die Wiederversorgung/Wiederherstellung von Schaltzuständen nach Störungen,
- der Betrieb der notwendigen Mess- und Zähleinrichtungen,
- die Datenerhebung, -aggregation sowie der Datenaustausch 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.

An der Schnittstelle der Betriebsführung zwischen ÜNB und VNB gibt es grundsätzlich bereits heute eine intensive und gut funktionierende Zusammenarbeit der jeweiligen netz- und betriebsführenden Stellen. Auch hier muss es ausgehend von aktuellen Entwicklungen das Ziel sein, diese Zusammenarbeit fortlaufend weiter zu entwickeln und flächendeckend umzusetzen, beispielsweise durch:

- einen deutlich erweiterten Online-Datenaustausch (z. B. Erweiterung des Beobachtungsbereiches (Observability Area) bis hin zu Einzelmesswerten aus Prosumer-Portfolien),
- Freischaltplanung und -koordination,
- konsequente Abstimmung von Netzführungsgrenzen und
- umfassenden Austausch betrieblich relevanter Stamm- und Bewegungsdaten.

Beim Engpassmanagement ist es wichtig, Eingriffsmaßnahmen wie z. B. Redispatch überregional und europaweit zwischen den ÜNB zu koordinieren. Zur Einhaltung der Systembilanz erfordert jede Eingriffsmaßnahme einen energetischen Ausgleich, der so erfolgen muss, dass er der Engpassbeseitigung und Optimierung des Lastflusses zuträglich ist. Hier sorgen die ÜNB für einen koordinierten zentralen Ausgleich, damit dieser ggf. auch regelzonenübergreifend und mit dem europäischen Ausland erfolgen kann. Zu den Aufgaben der ÜNB zählen daher auch die Bewirtschaftung struktureller Engpässe, insbesondere die damit im Zusammenhang stehende Kapazitätsberechnung und -vergabe.

Auch das Einspeisemanagement (EinsMan) erfordert eine ordentliche bilanzielle Abwicklung, im Rahmen derer die abgeregelte Leistung aus EE anderweitig substituiert wird. Hierfür gilt es geeignete Prozesse zwischen den gem. §13 Absatz 2 EnWG kaskadiert abregelnden VNB und den für die Systembilanz verantwortlichen ÜNB zu entwickeln. Diese müssen außerdem berücksichtigen, dass vom EinsMan möglicherweise Anlagen betroffen sind, die zur Vorhaltung von Regelleistung genutzt werden oder anderweitig für die ÜNB relevante Leistungen erbringen (z. B. EE-Referenzanlagen).

Im Sinne vorausschauender Betriebsführung wird zunehmend ein erhöhter gegenseitiger Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB notwendig. Zentrales Ziel ist die effektive Behebung von Netzengpässen und die Schaffung von diesbezüglicher Transparenz durch die Netzbetreiber zwischen den betriebsführenden Stellen zur Vermeidung negativer Auswirkungen auf das Gesamtsystem.

4.3 Spannungshaltung

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

Elektrizität wird im elektrischen Energieversorgungsnetz auf verschiedenen Spannungsebenen transportiert. Die europäischen Übertragungsnetze sind in der Regel in den Spannungsebenen 380 kV sowie 220 kV ausgeführt. Die Verteilernetze werden in Deutschland vorwiegend mit Hochspannung (110 kV) sowie mit Mittel- und Niederspannung (von 30 kV bis 230 V) betrieben. In jeder Netzebene muss die Spannung innerhalb vorgeschriebener technischer Grenzen gehalten werden. Über- oder Unterschreitungen dieser Grenzwerte können zur Zerstörung von Betriebsmitteln im Netz oder in Kundenanlagen bzw. im Extremfall zum Spannungskollaps führen.

Die Netzbetreiber halten daher die Spannung mit Hilfe der SDL „Spannungshaltung“ jederzeit 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,
- Anpassung der Blindleistungsabgabe von Erzeugungsanlagen,
- die Wirkleistungssteuerung von Erzeugungsanlagen zu Gunsten der Blindleistungsbereitstellung (z. B. im Rahmen von spannungsbedingtem Redispatch),
- der Betrieb von Kompensationsanlagen,
- die Stufung bzw. Schaltung von Transformatoren,
- der Netzausbau und die Änderung der Netztopologie,
- Änderungen des technischen Arbeitspunktes von Hochspannungsgleichstromübertragungsanlagen (HGÜ),
- regelbare Blindleistungskompensationsanlagen,
- rotierende 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 statische Spannungshaltung trägt daher jeder Netzbetreiber in seinem Netz. Darüber hinaus ist die Spannungshaltung in den verbundenen Netzen eine Aufgabe, die zwischen den Netzbetreibern abgestimmt werden muss.

In der Vergangenheit konnten die VNB in unterschiedlichem Umfang ihren Blindleistungsbedarf für die Spannungshaltung auch aus den Übertragungsnetzen decken. Die Integration der mit den Veränderungen in der Erzeugungslandschaft einhergehenden hohen Wirkleistungsflüsse erforderte und erfordert weiterhin Netzausbau. Damit erhöht sich auch der Blindleistungsbedarf der Verteilernetze. Jeder Netzbetreiber installiert und betreibt daher ausreichend Blindleistungserzeuger und Kompensationseinrichtungen bzw. nutzt die Möglichkeiten der an sein jeweiliges Netz angeschlossenen Anlagen, um den Blindleistungsaustausch über die Kuppelstellen grundsätzlich so gering wie möglich zu halten. Die VNB müssen daher verstärkt Blindleistungsquellen im eigenen Netz bedarfsgerecht nutzen. Dazu müssen auch Erzeugungsanlagen ihren Beitrag leisten.

Weiterhin ist festzustellen, dass der Blindleistungsaustausch an der Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB sich verstärkt hat. Daher entsteht hier der Bedarf einer Optimierung unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Systemzustände.

Netzverträge zwischen ÜNB und VNB regeln derzeit den Austausch von Blindleistung zwischen dem Verteiler- und dem Übertragungsnetz. Durch die Stilllegungen konventioneller Erzeugungsanlagen mit Netzanschluss im Übertragungsnetz und die Verlagerung von Einspeisungen in unterlagerte Spannungsebenen kann der Blindleistungsbedarf der ÜNB nicht mehr über den bisherigen klassischen Weg mit an das Übertragungsnetz angeschlossenen konventionellen Großkraftwerken gedeckt werden. Dies impliziert je nach vorhandener

30.08.2017 | Seite 10 von 17

Netzkonstellation entweder die Notwendigkeit für Kompensationseinrichtungen im Übertragungsnetz oder die zunehmende Bedeutung von Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Energieanlagen im Verteilernetz oder eine Kombination beider Varianten – die Möglichkeiten eines aktiven Blindleistungsmanagements zwischen ÜNB und VNB wird aktuell geprüft. Analoge Betrachtungen gelten für die Kurzschlussleistung.

Die Bewertung des Einflusses auf das Spannungsband in benachbarten Übertragungsnetzen erfolgt durch die ÜNB, die über einen Gesamtüberblick verfügt und so die grenzüberschreitende Spannungshaltung koordinieren.

4.4 Netz- und Versorgungswiederaufbau (NWA)

Eine generelle Abkehr vom top-down Konzept beim Netzwiederaufbau (NWA) ist aus wirtschaftlichen und technologischen Gründen nicht sinnvoll, da die notwendigen Investitionen in keinem Verhältnis zum sehr seltenen Eintrittsfall stehen (dena-Studie SDL 2030). Die NWA-Konzepte müssen unter aktiver Einbindung der volatilen EE-Anlagen und unter Berücksichtigung sich bildender Netzeinseln von den ÜNB in Zusammenarbeit mit den VNB weiterentwickelt und gemeinsam trainiert werden.

Die Netzbetreiber sind im Rahmen der Systemverantwortung für den Netzwiederaufbau nach einem Versorgungsausfall verantwortlich. Der für das Netzgebiet verantwortliche ÜNB koordiniert mit der SDL „Versorgungswiederaufbau“ in Zusammenarbeit mit den angrenzenden ÜNB, den VNB und den Betreibern von Erzeugungseinheiten (z.B. Bereitstellung definierter Lasten und steuerbarer Einspeisungen) die Wiederherstellung der Stromversorgung im Großstörungs- und Blackoutfall.

Der NWA lässt sich generell in folgende drei Kategorien gliedern:

1. Hilfe durch Nachbar-ÜNB (Verbundnetz).
2. Start mit Kraftwerken im „Inselbetrieb“.
3. Start mit „schwarzstartfähigen“ Kraftwerken.

Der Wiederaufbau der Stromversorgung nach einem Blackout ist im Vergleich zu den anderen SDL keine tägliche Routine. Dennoch muss dieses seltene aber doch mögliche Ereignis wegen seiner enormen volkswirtschaftlichen Auswirkungen ständig im Blick behalten und auch beherrscht werden. Die Netzbetreiber halten deshalb untereinander abgestimmte sogenannte Netzwiederaufbaukonzepte vor und führen wiederholt Trainings durch. Dabei gibt es je nach betroffenem Netzgebiet unterschiedliche Herangehensweisen und Herausforderungen. Ist nur ein regionales Verteilernetz von einer Unterbrechung der Stromversorgung betroffen, müssen andere Maßnahmen eingeleitet werden als beim überregional betroffenen Übertragungsnetz.

Da Stromverbrauch und Stromerzeugung jederzeit ausgeglichen sein müssen, kann der Wiederaufbau nur schrittweise und koordiniert erfolgen. Dazu werden zunächst kleinere Regionen stabilisiert und diese nach und nach in einem Netzverbund zusammen geschaltet. Wenn keine Hilfe durch einen Nachbar-ÜNB geleistet werden kann, werden hierfür Kraftwerke benötigt, die sich bei einer Störung „inseln“ könnten bzw. unabhängig von einer bestehenden Stromversorgung gestartet werden können. Diese sogenannte Inselbetriebsfähigkeit müssen konventionelle Kraftwerke beherrschen, wenn sie mindestens 100 MW installierter Leistung und einen Anschluss ans Übertragungsnetz aufweisen. Die Schwarzstartfähigkeit können neben Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken auch speziell ausgerüstete konventionelle Kraftwerke (z. B. Gasturbinen) aufweisen, sofern sie über eine entsprechende Notstromversorgung verfügen.

Den ÜNB ist es durch die überregionale Struktur möglich, schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen dort zu nutzen, wo sie für den gezielten 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 und Fernsteuerbarkeit seiner Netzbetriebsmittel (Primärtechnik und Sekundärtechnik).

In einzelnen Verteilernetzen sind schwarzstartfähige Kraftwerke vorhanden. Diese Kraftwerke können bereits heute durch den von den ÜNB koordinierten NWA berücksichtigt werden. Eine große Herausforderung besteht darin, die Wirkung volatiler, dezentraler Einspeisung bei einem NWA geeignet zu berücksichtigen. Hierfür ist unter anderem

30.08.2017 | Seite 11 von 17

erforderlich, dass die Netzbetreiber (Echtzeit-) Informationen über das Einspeise- und Lastverhalten erhalten. Mittelfristig müssen daher generelle Monitoring- und Zugriffsmöglichkeit auf dezentrale Energieanlagen sowie ein auch im Fall des NWA funktionsfähiges Telekommunikationsnetzwerk geschaffen werden. Zusätzlich steigen mit der Verbreitung dezentraler Energieanlagen die Erwartungen von Netznutzern, eigene Netzeinseln aufbauen zu können. Die NWA-Konzepte müssen unter Einbindung der dezentralen Energieanlagen und unter Berücksichtigung sich bildender Netzeinseln von den ÜNB in Zusammenarbeit mit den VNB weiterentwickelt und gemeinsam trainiert werden.

Bei all diesen Punkten kommt zur Unterstützung der ÜNB den VNB beim NWA die Rolle eines nachgelagerten Koordinators für die stark steigende Anzahl der Akteure in seinem Verantwortungsbereich zu. Beim NWA übernimmt der VNB in enger Abstimmung mit den ÜNB die Koordination nachgelagerter Netzbetreiber sowie u. a. der Betreiber von Erzeugungsanlagen, von Speichern, und von Lasten. Die gemäß dena-Studie SDL 2030 dargestellten Entwicklungspfade sind an der sich entwickelnden Realität (Beispiel Inselnetze) zu prüfen und bei der Neugestaltung des NWA zu berücksichtigen.

Der NWA wird im Rahmen der Kaskade durch die systemverantwortlichen ÜNB gesteuert und koordiniert. Die VNB stellen dem jeweils überlagerten Netz definierte Lasten und steuerbare Einspeisungen an den Übergabepunkten zur Verfügung. Technische Voraussetzung für den erfolgreichen NWA bildet eine zentrale schwarzfallfeste Kommunikation und Steuerung von Lasten und Einspeisungen.

5. Energiemarkt (wettbewerblicher Bereich)

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

Die Netzbetreiber ermöglichen durch die Bereitstellung der Infrastruktur die physische Erfüllung der Energiehandelsgeschäfte und liefern die Grundlage für einen funktionierenden Energiemarkt. Aktuell werden neue (lokale) Märkte diskutiert. Die ÜNB vertreten dazu folgende Meinung:

Je größer der Markt ist, desto größer kann ein Produktportfolio mit kostengünstigeren Preisen angeboten werden. So konnte beispielsweise durch den für die Frequenzhaltung etablierten Netzregelverbund (NRV) in Deutschland in Verbindung mit dem IGCC (International Grid Control Cooperation) die Regelenergievorhaltung und der Regelenergieeinsatz sowie die Ausgleichsenergiekosten deutlich reduziert werden.

Wettbewerbliche Beschaffungsplattformen für überregional wirkende SDL sind auch zukünftig überregional bzw. grenzüberschreitend und nicht lokal anzulegen. Konzepte und Produkte zur SDL-Erbringung durch dezentrale Anlagen für Spannungshaltung und Netzengpassbewirtschaftung auf Verteilernetzebene in Koordination mit den ÜNB sind aktuell Forschungsgegenstand (z.B. im Rahmen der SINTEG-Projekte) und müssen für einen allgemeingültigen operativen Betrieb weiter entwickelt werden. Die ÜNB verfolgen das Ziel, ein gesamtwirtschaftliches und nicht ein lokales Optimum zu erreichen und möglichst niedrige Kosten der Energiewende auf die Letztverbraucher zu wälzen.

5.1 Sicherstellung des europäischen Strombinnenmarktes

Die Bewirtschaftung von grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zur Sicherstellung des europäischen Stromhandels und Wahrung der Sicherheit des Gesamtsystems ist alleinige Aufgabe der ÜNB.

Die Übertragungsnetze als Bestandteil des europäischen Verbundnetzes stellen die physikalische „Plattform“ für den europaweiten grenzüberschreitenden Stromhandel dar und bilden somit die Voraussetzung für die Weiterentwicklung des integrierten europäischen Strommarktes (Stromhandel, Regelenergie, etc.). Wichtiges Werkzeug für das Funktionieren des europaweiten grenzüberschreitenden Stromhandels ist die Bewirtschaftung grenzüberschreitender Leitungskapazitäten. Dies ist gemäß § 15 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) Aufgabe der ÜNB im Rahmen

30.08.2017 | Seite 12 von 17

des Engpassmanagements und gem. umzusetzender Leitlinie zu Kapazitätskalkulation und Engpassmanagement (Guideline Capacity Allocation and Congestion Management - CACM).

Durch den weiter zusammenwachsenden europäischen Strommarkt steigt zunehmend der grenzüberschreitende Stromhandel. Deutschland ist beim Stromtransport das Transitland Nummer eins in Europa. Mit Kuppelleitungen zu derzeit neun Ländern erfüllen die deutschen ÜNB die individuellen Transportwünsche europäischer Stromhändler bei höchster Transportsicherheit. Allerdings sind die Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen zu den europäischen Nachbarn historisch bedingt begrenzt. Vielerorts überschreiten deshalb die nachgefragten Übertragungskapazitäten die Übertragungsmöglichkeiten – es kommt zu Engpässen. Mit den Methoden des Engpassmanagements soll dem vorgebeugt werden. Unter Engpassmanagement versteht man die präventive Bewirtschaftung der begrenzt verfügbaren Übertragungskapazität. Wichtigstes Instrument sind Auktionen, die heute in den meisten europäischen Ländern eingesetzt werden: Die Übertragungskapazitäten im grenzüberschreitenden Verkehr werden versteigert. Prämisse ist, dass für alle Unternehmen die gleichen Kriterien und Voraussetzungen gelten. Zur Allokation der begrenzt verfügbaren Übertragungskapazitäten werden je nach Kapazitätsberechnungsregion und Zeithorizont koordinierte explizite oder implizite Auktionen durchgeführt, die durch die ÜNB verantwortet werden.

5.2 Produkte für Systemdienstleistungen

Für Beiträge und Produkte für SDL – außer der Frequenzhaltung – müssen ÜNB und VNB ein gemeinsames Verständnis und abgestimmte Prozesse entwickeln. Dabei ist die Nutzung von Beiträgen und Produkten so wettbewerblich wie möglich zu gestalten.

Durch die von den Netzbetreibern erbrachten SDL werden sowohl technisch-physikalische Eigenschaften als auch notwendige Prozesse und Services im Rahmen des Netzbetriebes abgesichert. Dazu müssen Beiträge und Produkte, die durch Marktakteure erbracht werden, zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren abgestimmt werden. Die Nutzung von Beiträgen für die SDL-Erbringung wird hierbei so wettbewerblich wie möglich gestaltet.

Für die **SDL Frequenzhaltung** sind die ÜNB verantwortlich (siehe Tabelle 1 und Kap. 3.1). Für die SDL Frequenzhaltung betreiben die ÜNB eine Ausschreibungsplattform (www.regelleistung.net) für die Beschaffung von Produkten wie Regelleistung und Abschaltbare Lasten.

Produkte für SDL, welche für die Netzengpassbewirtschaftung beschafft werden, sind typischerweise Umlage- (vgl. Abschaltbare Lasten) oder Vertragsprodukte. Klassische Vertragsprodukte finden sich im Bereich Redispatch (z. B. Netzreserve), der Spannungshaltung (Bereitstellung von Blindleistung) oder dem NWA (Absicherung der Schwarzstartfähigkeit) wieder. Aufgrund der weiter zunehmenden dezentralen Erzeugung sind die VNB ebenfalls auf die Bereitstellung von Leistungen für die **SDL Spannungshaltung** und die Netzengpassbewirtschaftung angewiesen. Werden in den Verteilernetzen Anlagen zur Bereitstellung von Beiträgen für SDL kontrahiert, sind die Prozesse zu harmonisieren und die konkreten Vorgehensweisen abzustimmen.

5.3 Marktzugang (Aufgaben der ÜNB in der Rolle als BiKo)

Die ÜNB führen und managen das Bilanzkreissystem als integralen Bestandteil des Netz- und Marktzugangs, ohne den ein liberalisierter Strommarkt nicht möglich wäre. Die Rolle der ÜNB als Bilanzkreiskoordinator gewinnt weiter an Bedeutung zur Gewährleistung der Systemstabilität durch ein frühzeitiges Erkennen von Prognoseabweichungen.

Integraler Bestandteil des Netz- und Marktzugangs ist das in der StromNZV definierte System der Bilanzkreise. Das Wechseln des Stromlieferanten durch einen Kunden, das Tätigen von Stromhandelsgeschäften oder die verantwortungsgerechte Zuordnung der Energiemengen in einem Netz ist ohne Bilanzkreise nicht möglich. Die ÜNB ermöglichen den Marktzugang durch Einrichten, Betreiben und Managen dieses Bilanzkreissystems.

30.08.2017 | Seite 13 von 17

Der Bilanzkreisordinator (BiKo) ist die zentrale Stelle für die Führung und Abrechnung der in der jeweiligen Regelzone aktiven Bilanzkreise, basierend auf den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom der BNetzA. Damit wird die durch die Bilanzkreise in jeder Viertelstunde in Anspruch genommene Ausgleichsenergie mit den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) abgerechnet.

Die ÜNB errechnen die viertelstündigen Ausgleichsenergiepreise (AEP) basierend auf der für den Bilanzausgleich der Regelzonen in jeder Viertelstunde in Anspruch genommenen Regelleistung und den dazu ergänzend getroffenen methodischen Festlegungen der BNetzA.

Die BiKo führen als einzige die Bilanzkreise der jeweiligen Regelzone und überwachen damit deren Bilanzkreistreue. Schwere Prognosepflichtverletzungen werden der BNetzA zur Kenntnis gegeben. Die Bilanzkreisverantwortlichen melden die geplanten Fahrpläne bis spätestens einen Tag vor Erfüllung (d-1) 14:30 Uhr an das zentrale Fahrplanmanagement (FPM-) System des jeweiligen ÜNB. Nahezu jede gehandelte, verbrauchte und erzeugte Energiemenge wird über das zentrale FPM-System des ÜNB für jede Viertelstunde ex-ante angemeldet und abgewickelt. Auch Handelsgeschäfte über die Börse sowie OTC-Geschäfte werden als Fahrplan an das FPM-System des ÜNB gemeldet. Nur als Fahrplan angemeldete Handelsgeschäfte können realisiert werden. Beim ÜNB (in der Marktrolle des BiKo) liegen somit alle für die Systembilanzierung erforderlichen Fahrpläne vor. Die Summe aller momentanen zeitgleichen Bilanzkreisabweichungen hat direkten Einfluss auf die Systembilanz und damit auf die Frequenzhaltung.

Die ÜNB benötigen insbesondere in dem zunehmend volatilen Energiesystem Daten, um frühzeitig Prognoseabweichungen zu erkennen. Die Systemstabilität kann nur mit einem ausgeglichenen Energiesystem erreicht werden. Dazu ist die Einhaltung der Bilanzkreistreue eine wichtige Voraussetzung.

Die Abrechnungsdaten sind nicht für ein Online-Abbild der Systembilanz in der Systemführung geeignet, aber für Validierungsprozesse und das Training von Prognosemodellen wichtig. Die hohe und zunehmend weiter steigende Durchdringung mit volatilen dezentralen Erzeugungsanlagen erfordert eine erweiterte Datenbereitstellung zur Online-Bewertung der Leistungsbilanz der Regelzonen aus den Verteilernetzen. Gleichzeitig wächst die Verantwortung der BKV für eine verbesserte Prognose von Lasten und Erzeugung.

5.4 EEG-Vermarktung,- Umsetzung- und Umlagen

Die ÜNB haben den gesetzlichen Auftrag, die nicht direkten vermarkteten EEG-Mengen zu vermarkten. Darüber hinaus sind die ÜNB für die Prognose und bundesweite Kostenwälzung (Umlage) der gesamten EEG-Mengen verantwortlich.

Die ÜNB sind gesetzlich für die Vermarktung der EEG-geförderten Strommengen sowie die deutschlandweite Abwicklung der EEG-Umlagen-bzw. Kostenwälzungssystematik verantwortlich.

Die erzeugten Mengen, für die die fixe EEG-Einspeisevergütung in Anspruch genommen wird, müssen ex-ante durch die ÜNB prognostiziert und an der Börse vermarktet werden. Die Abweichung zwischen der prognostizierten und vermarkteten Menge wird durch Ausgleichsenergie kompensiert. Um den Bedarf an Ausgleichsenergie und damit den Bedarf an Regelleistung zu minimieren, ist es erforderlich, dass die ÜNB für die Prognose von EEG-Mengen zeitnah relevante Daten zur tatsächlichen Einspeisung erhalten, insbesondere unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs der Anlagenbetreiber (Endkunden). Diese kann er in der Hochrechnung der Vermarktungsmengen mit berücksichtigen und dient auch gleichzeitig zur Verbesserung der Kurzfristprognosen.

Das finanzielle Defizit zwischen den Börsenerlösen und der EEG-Vergütung/ Marktprämie an die Anlagenbetreiber wird durch die EEG-Umlage gedeckt. Die Berechnung der EEG-Umlage erfolgt durch die ÜNB. Neben der EEG-Umlage sind die ÜNB jedoch auch für die Berechnung von weiteren Umlagen (bundesweite Kostenwälzung) zur Solidarisierung der Kosten für die Energiewende verantwortlich. Das Ziel der bundesweiten Kostenwälzung ist es, für einzelne lokale Netzgebiete nicht unverhältnismäßig hohe Netzentgelte erheben zu müssen, wie dies bis zur Einführung des EEG im



30.08.2017 | Seite 14 von 17

Jahr 2000 der Fall war. Die bedeutendsten Umlagen neben der EEG-Umlage sind die KWK-Umlage, die Umlage nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung und die Offshore-Haftungsumlage.

Der VNB stellt für EEG-Anlagen an seinem Netz den Netzanschluss bereit und schließt mit dem Anlagenbetreiber einen Netzanschlussvertrag. Der VNB zahlt nachträglich die Vergütungssätze in Abhängigkeit von der im vergangenen Abrechnungsmonat eingespeisten Energie an den Anlagenbetreiber. Die gemessene bzw. profilierte Erzeugungszeitreihe wird bis zum 15. Werktag an die ÜNB als Überführungszeitreihe für die Bilanzkreisabrechnung übermittelt (EEG-Festvergütung) bzw. in den Marktprämienmodell (MPM)-Bilanzkreisen der Direktvermarkter als EEG-Zeitreihe bilanziert (Direktvermarktung). Darauf basierend erhält der VNB die an die Anlagenbetreiber ausgezahlten Vergütungen und Marktprämien abzüglich der vermiedenen Netzentgelte vom jeweiligen ÜNB erstattet.

6. Glossar

Betriebsführung	Die Betriebsführung ist die Verantwortlichkeit für den Betrieb, die Überwachung und die Steuerung eines Netzes inklusive der zugehörigen Netzteile und Betriebsmittel. Die Betriebsführung über das 380- und 220-kV-Übertragungsnetz wird durch Hauptschaltleitungen und Gruppenschaltleitungen wahrgenommen. Die Betriebsführung über das 110-kV-Verteilernetz wird durch die netzführenden Stellen der VNB und Netzgesellschaften der Stadtwerke wahrgenommen. Details zu der Betriebsführung an den Netzanschlusspunkten zwischen Übertragungs- und Verteilernetz sind in bilateralen Netzführungsverträgen geregelt. Die oben beschriebenen Funktionen werden auch unter dem Begriff der Netzführung beschrieben. Unter den Begriff der Systemdienstleistung Betriebsführung fallen auch das Engpassmanagement und die Netzberechnung.
Bilanzkreis	Elektrische Energie ist im Allgemeinen nicht speicherbar. Deshalb muss zwischen Einspeisung und Verbrauch in jedem Augenblick eine ausgeglichene Bilanz bestehen. Ein Bilanzkreis besteht aus einer beliebigen Anzahl von Einspeise- und Entnahmestellen (Kunden) in einer Regelzone. Der jeweilige Bilanzkreisverantwortliche ist für eine jederzeit ausgeglichene Leistungsbilanz verantwortlich - saldiert über alle seine Einspeise- und Entnahmestellen, gegebenenfalls auch unter Berücksichtigung von Fahrplanlieferungen aus anderen Bilanzkreisen. Auftretende Differenzen zwischen Einspeisung und Entnahme werden vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen und dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt.
Fahrplan	Ein Fahrplan (bei Verwendung als Austauschfahrplan zwischen Bilanzkreisen) gibt für jede Viertelstunde innerhalb der Dauer einer entsprechenden Übertragung an, wie viel Leistung zwischen Bilanzkreisen ausgetauscht bzw. am Einspeiseknoten/Entnahmeknoten eingespeist/entnommen wird.
Frequenzhaltung	Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme (Wirkleistungsregelung) und erfolgt durch die Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung von Minutenreserve in den Kraftwerken.
Kaskadierung	Zusammenarbeit der Netzbetreiber in vertikaler Richtung zwischen ÜNB und nachgelagerten Verteilernetzbetreibern zur Umsetzung von Anforderungen für Maßnahmen, Weitergabe von Informationen und Austausch von Daten in Notfallsituationen (gem. §13.2 EnWG und VDE FNN AR N 4140).
Kuppelleitung	Eine Kuppelleitung ist ein Stromkreis (ggf. ein Transformator), der die Übertragungsnetze von ÜNB verbindet.
Leistungs-Frequenz-Regelung	Die Leistungs-Frequenz-Regelung bezeichnet ein Regelverfahren, womit ÜNB die zwischen ihnen vereinbarten elektrischen Größen an den Grenzen ihrer Regelzonen im Normalbetrieb und insbesondere im Störfall einhalten. Hierbei strebt jeder ÜNB an, durch einen entsprechenden Eigenbeitrag seiner Regelzone sowohl die Austauschleistung gegenüber den übrigen Regelzonen im vereinbarten Rahmen als auch die Netzfrequenz in der Nähe des Sollwertes zu halten.
Minutenreserve	Die Minutenreserve wird durch den Übertragungsnetzbetreiber zur Unterstützung der Sekundärregelung manuell aktiviert. Die Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten nach Abruf vom Anbieter erbracht werden, indem die Leistungseinspeisung von Kraftwerken oder die Leistungsentnahme von regelbaren Verbrauchslasten

	durch den Anbieter angepasst wird.
Netzbetreiber	Ein Netzbetreiber (Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilungsnetzes) ist für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des jeweiligen Netzes in einem bestimmten Gebiet und für die Verbindungen mit anderen Netzen verantwortlich. Der Betreiber eines Übertragungsnetzes regelt darüber hinaus die Übertragung über das Netz unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Übertragungsnetzen. Er sorgt für die Bereitstellung unentbehrlicher Systemdienstleistungen und stellt so die Versorgungszuverlässigkeit sicher.
Normalbetrieb	Der Normalbetrieb ist wie folgt gekennzeichnet: <ul style="list-style-type: none"> • Alle Kunden versorgt • Alle Grenzwerte eingehalten (z. B. keine Überlastungen) • (n-1)-Kriterium überall erfüllt • Ausreichende Kraftwerks- und Übertragungsreserven vorhanden
Primärregelung	Die Primärregelung begrenzt Frequenzschwankungen im Sekundenbereich, die durch den Ausfall von Kraftwerken oder durch plötzliche Schwankungen der Verbrauchslast entstehen. Sie wird bei einer großen Frequenzabweichung automatisch innerhalb von 30 Sekunden aktiviert. Unabhängig vom Störungsort unterstützen alle Kraftwerke im UCTE-Synchronverbundnetz diese Frequenzstabilisierung.
Redispatch	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 zum Beispiel Netzüberlastungen für die nächsten Stunden im Vorfeld zu verhindern. Kuratives Redispatch wird im laufenden Netzbetrieb eingesetzt, um vorhandene oder unmittelbar bevorstehende Überlastungen zu beheben. Das Redispatch-Management ist kein marktbasierendes Verfahren, weil es die durch den Engpass hervorgerufenen Preissignale nicht an die verantwortlichen Marktteilnehmer weitergibt. Das Verfahren kann temporär helfen, ist aber kein Ersatz für die grundsätzliche Behebung von dauerhaften Engpässen durch Netzausbau.
Reserveleistung	Reserveleistung ist die Leistung, die Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen den erwarteten und den tatsächlich eintretenden Verhältnissen ausgleichen soll oder die für konkret planbare Sachverhalte vorgehalten wird.
Schwarzstartfähigkeit	Kommt es im Verlauf einer Störung zu einem weiträumigen Zusammenbruch des Netzes, ist es notwendig, als ersten Schritt für den Versorgungswiederaufbau über Erzeugungseinheiten zu verfügen, die ohne Eigenbedarfsversorgung "von außen" den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen können (Schwarzstart). Der ÜNB hat für seine Regelzone Sorge zu tragen, dass eine ausreichende Anzahl von schwarzstartfähigen Erzeugungseinheiten zur Verfügung steht.
Sekundärregelung	Die Sekundärregelung regelt Leistungsungleichgewichte, die durch die Bilanzkreise in der Regelzone verursacht werden, automatisch innerhalb von fünf Minuten aus. Die verfügbare Sekundärregelleistung wird bereits nach 30 Sekunden automatisch aktiviert. Dazu wird die Leistungseinspeisung der unter der Sekundärregelung laufenden thermischen Kraftwerke und (Pump)-Speicherkraftwerke automatisch angeglichen.
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 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.
Systemverantwortung	Die ÜNB haben als Schnittstelle im horizontalen europäischen Verbundsystem und zu den vertikal angeschlossenen Verteilernetzebenen die Gesamtsystemverantwortung. Die Sicherung der Netz- und Systemsicherheit erfüllen die Netzbetreiber dabei bereits heute insbesondere durch die Abwehr von Gefährdungen des Energieversorgungssystems mittels Erbringung von Gegenmaßnahmen in Form von Systemdienstleistungen (SDL). Die VNB übernehmen lokale und/oder regionale Systemverantwortung in ihrer Netzebene und die Netzbetreiber unterstützen sich gegenseitig bei Bedarf.
Netz- und Versorgungswiederaufbau	Als Netz- und Versorgungswiederaufbau 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.