

## Diskussionspapier

# Konkretisierung des Ampel- konzepts im Verteilungsnetz

Berlin, 10. Februar 2017

## Inhalt

Einleitung	3
1. Netzdienliche Flexibilität im Verteilungsnetz	3
2. Drei Ampelphasen im Verteilungsnetz	4
3. Technische Kriterien bestimmen gelbe Ampelphase	6
4. VNB kommunizieren Ampelphase im Flexibilitätsmarkt	7
4.1. Flexibilitätsliste	7
4.2. Quoten und Gleichzeitigkeitsfaktoren	9
5. Priorisierung der Flexibilitätsabrufe bei Mehrfachvermarktung	10
6. Flexibilität in gelber Ampelphase wird vergütet	11

## Einleitung

Funktionierende Energienetze sind die Grundlage für eine erfolgreiche Energiewende. Die Integration erneuerbarer Energien und zunehmende Netzengpässe stellen bereits heute hohe Herausforderungen für das Stromnetz dar. Da der Ausbau des Verteilungsnetzes mit hohen Kosten verbunden ist, hat der BDEW im März 2015 ein Smart-Grids-Ampelkonzept vorgestellt. Ziel des Konzeptes ist es, durch die Nutzung netzdienlicher Flexibilität im Verteilungsnetz den Netzausbau auf intelligente und volkswirtschaftlich sinnvolle Weise zu reduzieren.

Das Smart-Grids-Ampelkonzept stellt ein Modell zur Diskussion, wie Marktteilnehmer und Verteilungsnetzbetreiber (VNB) bei Netzengpässen im Verteilungsnetz in Zukunft miteinander interagieren. In der Logik einer Ampel wird zwischen der grünen Marktphase, in der das Stromnetz dem Markt ohne Einschränkungen zur Verfügung steht, und der roten Netzphase, in der die Netzstabilität gefährdet ist, eine gelbe Übergangsphase beschrieben. Die gelbe Phase tritt ein, wenn sich ein Netzengpass in einem definierten Netzsegment abzeichnet. In der gelben Phase rufen VNB die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität in diesem Netzsegment ab, um die rote Phase zu verhindern.

Die Idee des Smart-Grids-Ampelkonzepts im Verteilungsnetz wird in der Branche und über die deutschen Grenzen hinaus bereits intensiv diskutiert. Auch bei den Schaufensterprojekten für intelligente Energie (SINTEG) wird die Umsetzung des Konzeptes erprobt. Die SINTEG-Projekte konzipieren und erproben verschiedenste Lösungen im Rahmen des Ampelkonzepts und den Umgang mit Flexibilität, die auch über die hier vorgestellten Lösungen hinausgehen. Die folgenden Kapitel sollen das Konzept konkretisieren und die Diskussion unterstützen.

### 1. Netzdienliche Flexibilität im Verteilungsnetz

Flexibilität kann auf unterschiedliche Weise genutzt werden. Wenn VNB Flexibilität zur Bewirtschaftung lokaler kritischer Netzsituationen abrufen, sprechen wir von netzdienlicher Flexibilität. Auf diese Weise kann Netzausbau reduziert oder zeitlich verschoben werden. Dieses Diskussionspapier konzentriert sich auf die Nutzung netzdienlicher Flexibilität. Darüber hinaus gibt es noch zwei weitere Formen der Flexibilitätsnutzung. Systemdienliche Flexibilität wird vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Erhalt der Systemstabilität genutzt und marktdienliche Flexibilität ermöglicht Marktteilnehmern eine Preisoptimierung bei stark volatilen Marktpreisen.

Die netzdienliche Flexibilität hat für das Zusammenwirken von Verteilungsnetzen und Marktteilnehmern in der gelben Ampelphase eine besondere Bedeutung. Im Gegensatz zu den beiden anderen Flexibilitätsformen ist netzdienliche Flexibilität durch die lokale Komponente mit seiner Wirkung in einem konkreten Netzsegment geprägt. Bei einer netzdienlichen Flexibilität kann es sich um eine Änderung entweder der Einspeisung oder des Verbrauchs han-

deln. Neben etablierten Maßnahmen im Rahmen der Spannungshaltung wie z.B. Redispatch oder Schaltmaßnahmen stellt die Umsetzung des Konzepts eine Ergänzung und Alternative zum Ausbau des Verteilungsnetzes dar. Darüber hinaus bleiben weitere Optionen wie z.B. Einspeisemanagement und Kappung von Einspeisespitzen unabhängig vom Ampelkonzept bestehen.

Netzdienliche Flexibilität muss, um den lokalen Netzausbaubedarf zu reduzieren, verbindlich verfügbar sein. Die ökonomische Abwägung zwischen Netzausbau und Einkauf von Flexibilität orientiert sich am Netzausbaubedarf und den Netzausbaukosten und erfolgt durch die VNB.

Ein Vorteil des BDEW Ampelkonzepts besteht darin, dass sich die netzdienliche Flexibilität mit den anderen beiden Flexibilitätsformen kombinieren lässt. Solange die lokalen Netzrestriktionen über die netzdienliche Flexibilität eingehalten werden, können die dabei zugestandenen Netzkapazitäten auch systemdienlich oder marktdienlich genutzt werden.

## 2. Drei Ampelphasen im Verteilungsnetz

In der **grünen Ampelphase**, der Marktphase, liegen keine kritischen Netzzustände vor. Der Markt kann seine system- und marktdienlichen Flexibilitätspotentiale innerhalb der Energieversorgung über finanzielle Anreize ausschöpfen und damit einen Beitrag zur Integration fluktuierender Einspeisungen leisten. VNB beobachten den Netzzustand und greifen nicht in den Markt ein.

In der **gelben Ampelphase**, der Interaktionsphase, zeichnet sich ein Netzengpass in einem definierten Netzsegment ab. VNB beheben diesen, indem sie von Marktteilnehmern angebotene und vertraglich kontrahierte Flexibilität abrufen. Es findet eine Interaktion zwischen Marktteilnehmern und VNB statt. Daneben kann der Markt weiter verbleibende Flexibilität system- und marktdienlich nutzen. Der Übergang der Ampelphasen und der Ablauf der gelben Phase werden in Abbildung 1 dargestellt.

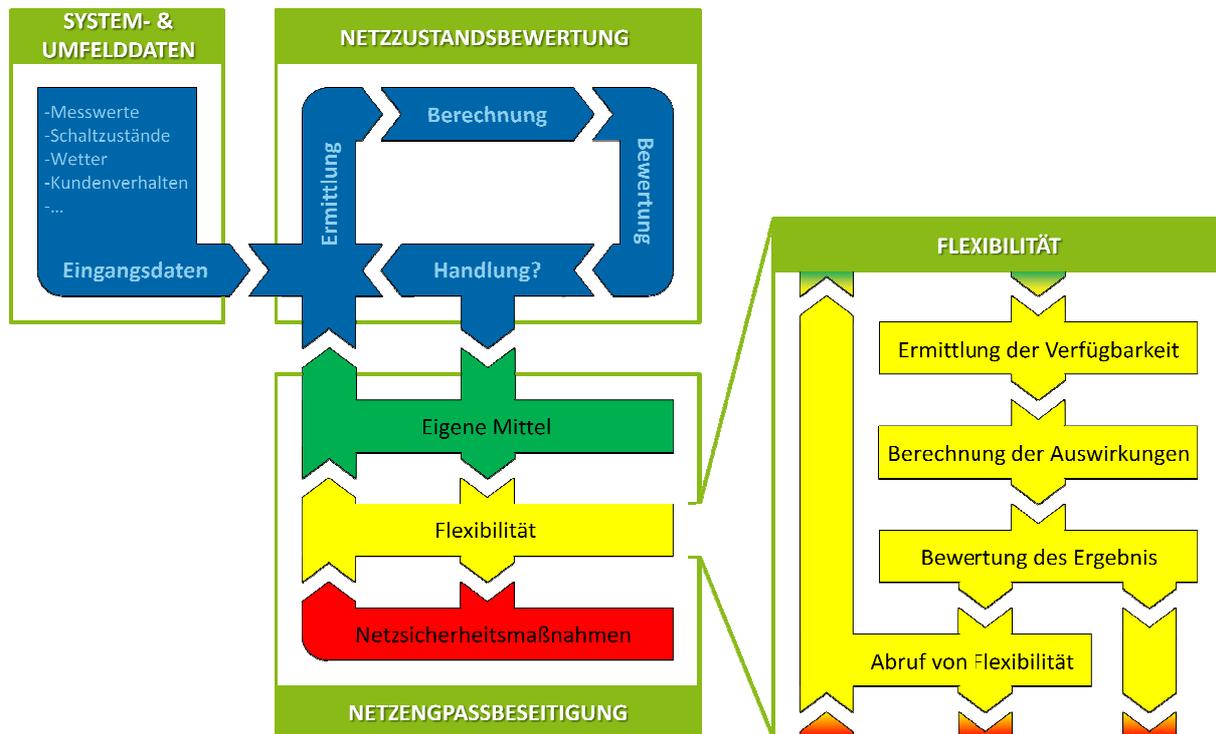


Abbildung 1: Übergang der Ampelphasen und Ablauf der gelben Phase beim VNB

In der gelben Phase greift der VNB unter Berücksichtigung der Wirkung auf den Netzengpass auf vertraglich zugesicherte Flexibilität zu. Hierbei ist eine Einbindung der Lieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortlichen unbedingt erforderlich. Die ordnungsgemäße Bilanzierung muss durch den Anbieter der Flexibilität gewährleistet werden. Dafür sind Vereinbarungen zwischen dem Flexibilitätsanbieter und dem Lieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortlichen zu treffen. Eingriffe aufgrund der gelben Ampelphase sind stets mit einer Vergütung des Flexibilitätsvermarkters durch den VNB verbunden.

Im Ergebnis können Netznutzer ihr Verhalten anpassen und von der Beteiligung an der Sicherung der Netzstabilität profitieren. Auf Basis vorliegender Erfahrungswerte und der aktualisierten Prognosen meldet der verantwortliche VNB in einem bestimmten Zeitraster den prognostizierten Flexibilitätsbedarf an die Flexibilitätsvermarkter. Diese geben die Informationen an ihre Vertragspartner weiter.

In der **roten Ampelphase**, der Netzphase, liegt eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität im Verteilungsnetz vor. Der VNB greift zur Sicherung der Netzstabilität unmittelbar steuernd oder regelnd in Betriebsmittel und den Markt ein. Sobald der VNB außerhalb des Marktes regeln und steuern muss, ändert sich die gelbe oder grüne Phase in rot. Die rote Phase ist im Sinne der Netzstabilität möglichst zu vermeiden.

### 3. Technische Kriterien bestimmen gelbe Ampelphase

Einheitliche technische Richtwerte für den Übergang der Ampelphasen dienen dazu, Transparenz gegenüber den Flexibilitätsanbietern zu schaffen. Die technischen Richtwerte basieren auf der europäischen Norm EN 50160, die die Merkmale in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen beschreibt. Die wesentlichen technischen Kriterien für den Übergang der Ampelphasen sind die Stromstärke (I) und die Spannung (U).

Stromstärken über dem technisch zulässigen Wert können zu Versorgungsunterbrechung oder Schäden an den Betriebsmitteln führen. Für den Strom liegt der technische Grenzwert bei 100% des Nennstroms ( $I_{max}$ ) für Dauerbelastung des begrenzenden Betriebsmittels in einem Stromkreis.

Überspannungen führen zu Spannungsschäden an den Betriebsmitteln sowie der angeschlossenen Geräte und Anlagen. Unterspannungen bedingen den Ausfall von angeschlossenen Geräten und werden als Versorgungsunterbrechung mit allen negativen Auswirkungen wahrgenommen. Für die Spannung im Niederspannungsnetz sind die Grenzwerte bei +/- 10% der Nenn- oder vereinbarten Betriebsspannung ( $U_n$ ) gemäß EN 50160.

Durch diese technischen Grenzwerte bei der Spannung bzw. dem Strom ist der Übergang der Ampel zur roten Phase gekennzeichnet. Ein technischer Richtwert für die Verteilungsnetze, in der die grüne Ampelphase auf gelb übergeht, ist deshalb unterhalb der technischen Grenzwerte für Stromstärke und Spannung zu definieren, siehe Tabelle 1. Diese schlägt beispielhaft vor, dass in einem ersten Schritt eine Bandbreite von 20% für den Übergang des unkritischen Bereichs (grüne Ampelphase) zum technischen Richtwert (gelbe Ampelphase) definiert werden sollte. Die Schwellenwerte werden vom VNB festgelegt und können auch vom Beispiel in Tabelle 1 abweichen.

	GRÜN	GELB	ROT
Strom $I_{max}$	0 % bis 80 %	80 % bis 100 %	> 100 %
Spannung $U_n$	+/- 8 %	-10 % bis -8 % +8 % bis +10 %	< -10 % > +10 %

Tabelle 1: Beispiel für technische Kriterien der Ampelphasen

Die Prognose des Netzzustandes setzt sich aus verschiedenen Aspekten wie u.a. Wetterdaten, historischen Mess- und Verbrauchswerten sowie gemeldeten Netzzustandsdaten und verfügbaren Flexibilitäten zusammen. Wenn die Summe der erwarteten Einspeisungen und Lasten an einer bestimmten Stelle im Verteilungsnetz größer ist als die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität, zeichnet sich dort ein Engpass ab. Die Wirkung der im betroffenen Netzgebiet vorhandenen und verfügbaren, vertraglich vereinbarten Flexibilität auf Stromstärke und Spannung wird im Vorfeld prognostiziert. In der gelben Ampelphase wird diese Flexibilität zur netzdienlichen Nutzung tatsächlich angefordert, damit die rote Phase

verhindert werden kann. Für das Ausrufen der gelben Phase ist die Prognose möglicher Grenzwertverletzungen entscheidend und nicht erst die tatsächlich gemessenen Werte.

#### **4. VNB kommunizieren Ampelphase im Flexibilitätsmarkt**

Zur netzdienlichen Aktivierung von Flexibilität ist es erforderlich, dass die VNB mögliche Netzengpässe prognostizieren. Anschließend adressieren sie ihren Flexibilitätsbedarf an den Markt und lösen damit die gelbe Phase für einen entsprechenden Ort und Zeitpunkt aus. Hierfür sind verschiedene Instrumente denkbar. Im Folgenden werden eine Flexibilitätsliste sowie Quoten und Gleichzeitigkeitsfaktoren vorgestellt, es können jedoch auch weitere Beispiele wie eine Flexibilitätsplattform ergänzt werden.

##### **4.1. Flexibilitätsliste**

Ein mögliches Instrument ist eine Flexibilitätsliste, um die vom VNB identifizierten Einschränkungen an die betroffenen Flexibilitätsanbieter (z.B. Aggregator, Bilanzkreisverantwortlicher, Direktvermarkter, Vertrieb, ggf. großer Letztverbraucher) zu kommunizieren.

Der Vorteil der Flexibilitätsliste besteht darin, dass VNB keine konkreten Vorgaben für einzelne Anlagen angeben, sondern ein Leistungsband am Netzanschlusspunkt, das die Flexibilitätsanbieter mit allen teilnehmenden Anlagen einhalten müssen. Dies ermöglicht sowohl eine diskriminierungsfreie Aufteilung eines Abrufs des VNBs auf mehrere Flexibilitätsanbieter mit Berücksichtigung der elektrotechnischen Wirksamkeit jeder einzelne Anlage auf den spezifischen Engpass, als auch die größtmögliche Freiheit für die Flexibilitätsanbieter bei der genauen Anlagenauswahl und dem Handel (secondary trading) von Flexibilitätsbedarfen. Abbildung 2 stellt eine solche Flexibilitätsliste vor.

Flex-Einschränkungsliste			
Abrufinformation			
Abruf-ID	Netzbetreiber	Zeitraum	
28169132	Westnetz	Von → Bis	
Leistungsband			
P <sub>min</sub>	- 3,71 MW	P <sub>max</sub>	+11,23 MW
Flex-Zählpunktliste			
ID	Zählpunktnr.	Sensitivität	+Daten
1	123456	0,97	ABC
2	234567	0,79	BCD
n	987654	0 → 1	XYZ
1. Randbedingung			
P <sub>min</sub>	- 3,71 MW	P <sub>max</sub>	+11,23 MW
ID	Zählpunktnr.	Sensitivität	+Daten
1	123456	0,97	ABC
n	987654	0 → 1	XYZ

Abbildung 2: Veröffentlichung einer Flexibilitätsliste

Die Flexibilitätsliste sollte folgende Informationen enthalten:

- Eine eindeutige Abruf-ID soll die Nachverfolgbarkeit und secondary trading zwischen Flexibilitätsanbietern gewährleisten.
- Das Leistungsband bezeichnet die richtungsabhängigen Grenzwerte der maximal zulässigen, gleichzeitigen Nutzung aller angesteuerten Flexibilitäten (Summe der Nennleistungen). Die Grenzwerte müssen nicht durch jede einzelne Flexibilität eingehalten werden, sondern über die Summe aller Flexibilitätsangebote einer Aggregation.
- Die Sensitivität dient der Berücksichtigung elektrotechnischer bzw. physikalischer Auswirkungen auf den Netzengpass (z.B. Flexibilitäten in einem geschlossenen Ring teilen sich auf).
- Die dargestellten Randbedingungen verhindern, dass Folgeprobleme z.B. durch zu viel eingesetzte Flexibilität an einem Ort entstehen oder bekannte Folgeprobleme verstärkt werden.

Auf dem Flexibilitätsmarkt im Verteilungsnetz bekommen Flexibilitätsanbieter somit vom VNB einen freien Bereich zugewiesen, in dem sie ihre Flexibilität weiterhin nutzen können, ohne den sicheren Netzbetrieb zu gefährden. Erste Pilotvorhaben in Deutschland, die dieses Modell aufgreifen, sind derzeit in der Erprobung. Weitere Modelle werden im Rahmen der SINTEG-Projekte demonstriert.

Grundsätzlich sollte Flexibilität im Verteilungsnetz präqualifiziert und in einer Übersicht dargestellt werden. Entsprechende Modelle und Übersichten der VNB gibt es beispielsweise schon seit 2015 in Belgien. Der VNB prüft in diesem Zusammenhang u.a. die messtechni-

sche Ausstattung am Zählpunkt, die kommunikative Einbindung, die Umsetzbarkeit gemäß Anschlussnutzungsvertrag, eine mögliche Erhöhung zeitgleicher Leistungen am Netzverknüpfungspunkt, die Nettowirkung eines Flexibilitätsabrufes am Netzverknüpfungspunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber sowie weitere technische Rahmenbedingungen oder Einschränkungen für einen sicheren Flexibilitätsabruf durch einen oder mehrere Marktakteure. Bei erfolgreicher Präqualifikation gemäß den technischen Spezifikationen der VNB ist auch ein Flexibilitätsabruf durch vorgelagerte Netzbetreiber bspw. zur Engpassreduzierung möglich. Hierzu ist ein bidirektionaler Informationsaustausch zwischen vor- und nachgelagerten Netzen vorzusehen, sofern die Aktivierung Nettowirkungen am Netzverknüpfungspunkt aufweisen.

#### **4.2. Quoten und Gleichzeitigkeitsfaktoren**

Ein anderes Instrument sind Quoten und Gleichzeitigkeitsfaktoren. Heute werden Verteilungsnetze nach der angemeldeten Bezugsleistung, inklusive der „steuerbaren“ Bestandsanlagen, unter Berücksichtigung der „planerischen“ Gleichzeitigkeit und nach Erfahrungswerten ausgelegt.

Bei den derzeit im Netz installierten „steuerbaren“ Bestandsanlagen handelt es sich weitgehend um Elektrospeicherheizungen sowie Wärmepumpen. Diese werden überwiegend durch fest definierte Freigabe- und Sperrzeiten gesteuert. Zukünftig werden E-Mobilität und Batteriespeicher die Anzahl der steuerbaren Verbraucher deutlich erhöhen. Hierfür bedarf es eines Modells zur wirtschaftlichen Integration dieser Anlagen ins Verteilungsnetz – des Quotenmodells.

Der Netzbetreiber legt im Quotenmodell, abhängig von der Netzauslastung sowie den angemeldeten steuerbaren Anlagen Netzbereiche fest, in denen Engpässe durch zeitgleiche Belastung möglich sind. Dabei liegt die Festlegung der Netzbereiche im Ermessen des Netzbetreibers. Die Netzbereiche sollten sich grundsätzlich an der Netzstruktur sowie den natürlichen Engpässen der Netzbetriebsmittel (z. B. der Trafoleistung) orientieren.

Daraus können sich separate Netzbereiche je Niederspannungsstrang, Niederspannungsnetz (Ortsnetzstation / MS-/NS-Transformator), Mittelspannungsstrang und Mittelspannungsnetz (Umspannwerk / HS-/MS-Transformator) ergeben.

Bei der Größe der Netzbereiche ist auf ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Berechnungskomplexität (Aufwand) und Quote (Nutzen) zu achten.

Die Quote wird vom Netzbetreiber je Viertelstunde eines Tages nach folgendem Schema ermittelt.

$$\text{Quote} = \frac{\text{freie Leistung}}{\text{installierte Leistung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen}}$$

Die freie Leistung ergibt sich aus der Differenz der Übertragungsleistung des begrenzenden Betriebsmittels eines Netzbereichs – z.B. max. übertragbare Scheinleistung eines Transformators – abzüglich der Bezugsleistungsprognose unflexibler Lasten (SLP-, Industrie- und Gewerbekunden).

Ist die freie Leistung größer der installierten Leistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, so beträgt die Quote Eins (jede steuerbare Verbrauchseinrichtung kann mit ihrer installierten Leistung zugeschaltet werden). Ist die freie Leistung kleiner der installierten Leistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, so ergibt sich die Quote aus dem Verhältnis zwischen der freien Leistung und der installierten Leistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Dieser kann in letzter Konsequenz den Wert Null annehmen (keine Zuschaltung an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ist möglich).

Somit gibt die Quote jedem Flexibilitätsanbieter den maximal zuschaltbaren Anteil an der installierten Leistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen je Netzbereich und je Viertelstunde an.

Unabhängig von der Quote führt der Zubau von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in betroffenen Fällen zu einem Ausbau der Verteilungsnetze. Die Quote verhindert lediglich, dass durch eine marktgetriebene Gleichzeitigkeit (günstiger Strombezugspreis → alle Anlagen beziehen gleichzeitig Strom) die „planerische“ Gleichzeitigkeit außer Kraft gesetzt wird und so alle Einrichtungen gleichzeitig Strom beziehen. Eine Auslegung des Verteilungsnetzes für solche Situationen zieht einen unwirtschaftlichen Ausbaubedarf nach sich.

Ein weiterer Bestandteil des Quotenmodells ist, dass auch bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen stets die Grundbedürfnisse der Kunden (z.B. Deckung des Wärmebedarfs und einer Mindestreichweite bei Mobilität) zuverlässig bedient werden. Die Mindestversorgung wird dadurch sichergestellt, dass der Netzbetreiber ausreichend Netzkapazität vorhalten muss, so dass der zu berechnende Mindestbedarf gesichert bedient werden kann. Dabei sollte bei der Bestimmung der Mindestquoten zwischen Typen von Verbrauchseinrichtungen (Wärmestrom, E-Mobilität) unterschieden werden.

Die Einhaltung der Mindestquote stellt sicher, dass der tägliche Energiebedarf der steuerbaren Verbrauchseinrichtung gedeckt werden kann.

## **5. Priorisierung der Flexibilitätsabrufe bei Mehrfachvermarktung**

In einem stabilen und sicheren Stromversorgungsnetz hat die Versorgungssicherheit höchste Priorität. Alle Änderungen an der Stromeinspeisung bzw. dem Strombezug wirken physikalisch zusammen. ÜNB und VNB sind in ihren Netzgebieten für den sicheren Netzbetrieb verantwortlich. Während ÜNB gemäß EnWG die Systemverantwortung wahrnehmen, sind VNB für ihre Unterstützung verantwortlich. VNB haben die Verantwortung für die Stabilität ihrer Netze. Die vermehrte Bereitstellung von Flexibilität durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen sowie die unterschiedlichen Flexibilitätsformen (netzdienlich, systemdienlich, marktdienlich) erfordern zukünftig eine verstärkte Abstimmung zwischen ÜNB und VNB sowie eine Priorisierung der Maßnahmen. Das Ziel der Priorisierung ist, bei gleichzeitigem Abruf der gleichen Flexibilität eine widersprüchliche Wirkung auf das Stromversorgungsnetz zu vermeiden.

**Höchste Priorität** hat grundsätzlich ein netzdienlicher Flexibilitätsabruf. Ausnahme hierzu stellt nur ein Abruf durch den systemverantwortlichen ÜNB dar, wenn durch diesen Abruf eine Systemgefährdung vermieden werden kann und gleichzeitig keine Netzüberlastung entsteht.

**Zweithöchste Priorität** hat der systemdienliche Flexibilitätsabruf, es sei denn der Flexibilitätsabruf kann aufgrund eines tatsächlich existierenden oder prognostizierten Netzengpasses im Verteilungsnetz wegen eines hieraus resultierenden Netzausfalles im Verteilungsnetz nicht erfüllt werden.

**Zuletzt** folgt der marktdienliche Flexibilitätsabruf, da dieser nicht unmittelbar zur Erfüllung und dem Erhalt der Netzstabilität des Verteilungs- oder Übertragungsnetzes benötigt wird.

In der grünen Ampelphase können marktdienliche und systemdienliche Flexibilitätsangebote grundsätzlich frei abgerufen werden. Daher kommt es zu keinem Konflikt mit einem netzdienlichen Abruf. Markt- und systemdienliche Abrufe müssen innerhalb einer Regelzone durch den verantwortlichen ÜNB verantwortlich koordiniert werden, hier haben systemdienliche Abrufe Vorrang. Der Regelkreis der Netzzustandsbewertung durch die VNB ist in Abbildung 1 dargestellt.

In der gelben Ampelphase gibt der verantwortliche VNB die technischen Randbedingungen für den Einsatz von Flexibilität im betroffenen Netzgebiet für die zugelassenen Flexibilitätsanbieter bekannt. Die technischen Randbedingungen ermöglichen es den Flexibilitätsanbietern, ihre Flexibilität wirtschaftlich im betroffenen Netzgebiet einzusetzen. In dem Modell der Flexibilitätsliste sind konkurrierende Flexibilitätsabrufe ausgeschlossen, da VNB nur die Randbedingungen setzen und Flexibilitätsanbieter innerhalb dieser die Flexibilität frei weiter nutzen können.

In der roten Phase greifen die bereits gültigen Mechanismen, die eine klare und sehr seltene Priorisierung erforderlich machen.

Das Thema Flexibilitätsmarkt bzw. Umgang mit Flexibilität bedarf neben einer Branchendiskussion unbedingt einer Koordinierung zwischen ÜNB und VNB. Beide Seiten haben Ihre Beteiligung an der weiteren Ausgestaltung des Konzepts zugesagt.

## **6. Flexibilität in gelber Ampelphase wird vergütet**

Durch die Nutzung netzdienlicher Flexibilität soll die Frage nach konventionellem Netzausbau oder flexibler bzw. intelligenter Netznutzung beantwortet werden. Flexible bzw. intelligente Netznutzung findet typischerweise beim Kunden statt und kann sowohl eine bewusste Veränderung des Verbrauchs als auch der Einspeisung bedeuten, um die noch verfügbare Netzkapazität zu optimieren bzw. entsprechend anzupassen.

Diese Abwägung ist somit genau dort vorzunehmen, wo ein technischer Netzengpass potentiell erreicht oder überschritten wird; es geht also im Grundsatz um den Netzausbau einer konkreten Leitungskapazität, einer Umspanneinrichtung oder sonstigen Anlage/Betriebsmittels. Die volkswirtschaftlich effiziente Beseitigung dieses Engpasses kann er-

reicht werden, indem der VNB beide Optionen (Netzausbau oder Flexibilitätsnutzung) wirtschaftlich bewertet und die mittel- und langfristig optimale Variante realisiert.

Da der VNB nur die Kosten des Netzausbaus abschätzen kann, muss er die Kosten der Flexibilitäts-Option vom Markt beschaffen. Die Vergütung der Flexibilität kann z.B. in Form einer Auktion, durch bilaterale Verträge oder standortabhängige Prämien wie reduzierte Netzentgelte erfolgen. Die Definition der Flexibilität erfolgt dabei durch eine Vielzahl von Details, wie die Höhe der flexiblen Leistung und insbesondere die Dauer deren Verfügbarkeit. Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen ist es in der Regel erforderlich, dass die Angebote langfristig orientiert sind, um den VNB eine Planungssicherheit zu geben, damit diese den wirtschaftlichen Vorteil einer Flexibilitätsnutzung realisieren können. Ebenso ist aus technischen und wirtschaftlichen Gründen auch für den Flexibilitätsanbieter ein langfristiges Angebot mit konkreter Vergütung erforderlich, um auch ihm eine Planungssicherheit zu geben. Die Höhe einer adäquaten Vergütung zu bestimmen, erscheint aus heutiger Sicht schwierig, da die nötigen Erfahrungswerte hierzu fehlen. Daher empfiehlt der BDEW, in einer in Auftrag zu gebenden Studie, diese zu bestimmen.

Liegen z.B. die Flexibilitätskosten (Vergütung und Prozesskosten beim VNB) über den Netzausbaukosten oder stellt der Markt keine ausreichende Flexibilitätsleistung bereit, wird das Netz ausgebaut, sofern dem VNB keine weiteren Steuerungsmöglichkeiten (wie bspw. Spitzenkappung, Einspeisemanagement) zur Verfügung stehen oder anderweitige Faktoren entgegenstehen, wie z.B. aufwendige Genehmigungsverfahren.

Dieser Bepreisungsansatz für netzdienliche Flexibilität ist zwar individuell und damit transaktionskostenintensiv, gewährleistet aber, dass konkrete lokale Netzengpässe im Verteilungsnetz beseitigt und nicht flächendeckend Sonderkonditionen geboten werden, denen kein entsprechender Mehrwert durch geringere Netzausbaukosten im Verteilungsnetz gegenübersteht.

Daneben ist dafür Sorge zu tragen, dass bestehende Flexibilität, die nicht einer bestimmten Netzrestriktion zugeordnet werden kann (systemdienliche Ansätze, insbesondere Speicherheizung), auch weiterhin verringerte Netzentgelte bezahlen. Deshalb sollten die entsprechenden Regelungen fortgeführt werden. Über die entsprechende Ausgestaltung des § 14a EnWG könnte solch eine Regelung geschaffen werden.

Ansprechpartner:

Jan Zacharias

Telefon: +49 30 300199-1113

jan.zacharias@bdew.de