

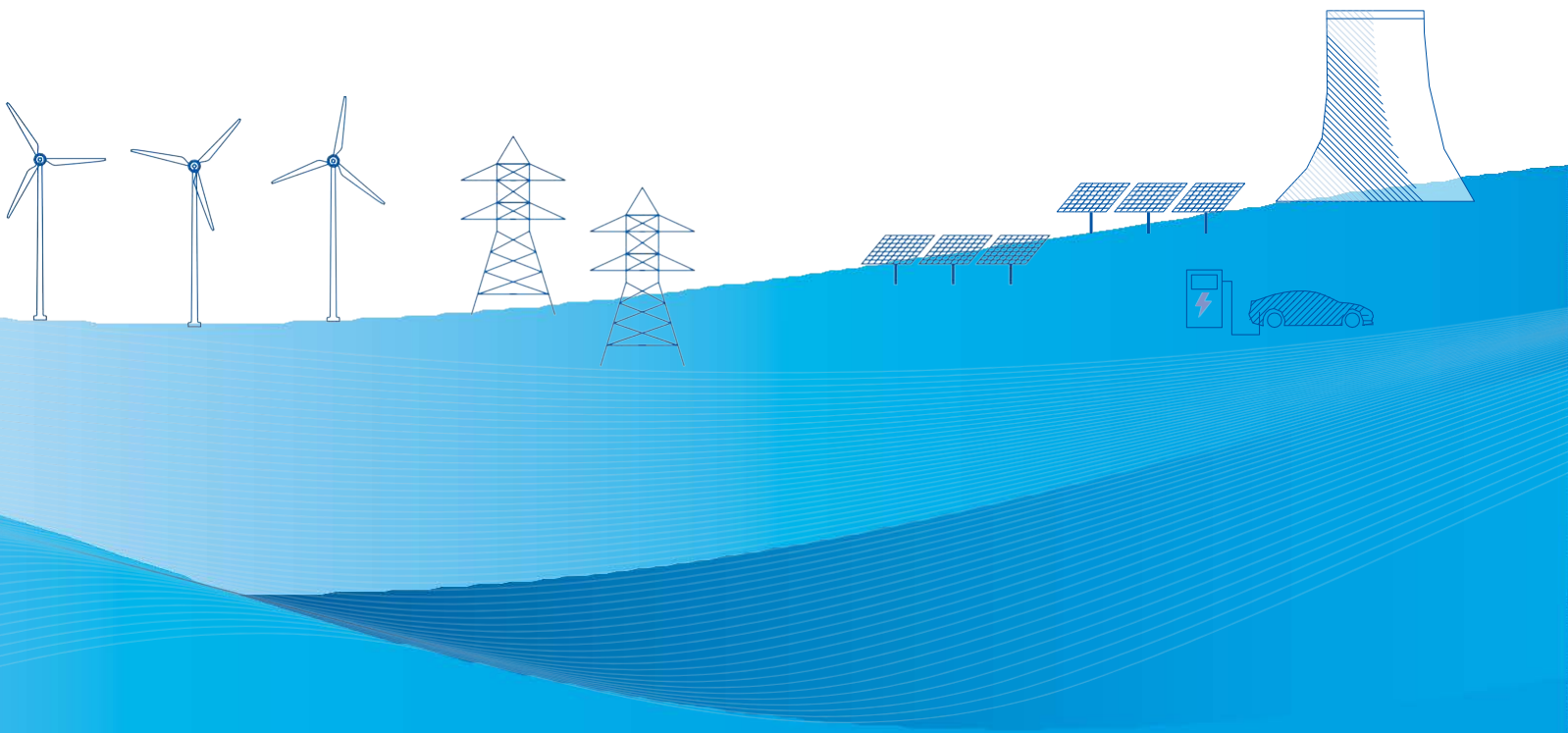


EDSO
for smart grids



FLEXIBILITÄT IN DER ENERGIEWENDE:

Werkzeugkasten für Strom-VNB



INHALTSVERZEICHNIS

A. Hintergrund	5
B. Zusammenfassung	6
C. Hauptempfehlungen	7
1. Einleitung	11
2. Problembeschreibung	13
Warum ist Flexibilität wichtig?	13
Die Nutzung eines umfassenden Rahmenwerks	14
Durch VNB selbst aktivierte und genutzte Flexibilität	15
Durch private Anbieter aktivierte Flexibilität	15
Durch ÜNB aktivierte Flexibilität	15
3. Förderung von Technologien zur verbesserten Nutzung von Flexibilität	17
Intelligente Energienetze	18
Energiespeicherung	19
Gas basierende Ressourcen	20
Power-to-Gas-Technologie (P2G)	20
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	21
4. Lösungsmöglichkeiten/Lösungsansätze	23
Technische Lösungen von VNB	23
Umgestaltung der Energienetze	24
Großspeicher	25
Netzentgeltbasierte Lösungen	25
Lösungen mithilfe von Netzanschlussverträgen	26
Regelbasierte Lösungen	27
Marktbasierte Lösungen	28
Serviceanforderungen	30
Zeitpläne für das Engpassmanagement	32
5. Bessere Kooperation zwischen ÜNB und VNB	35
Entwicklung der Kooperation zwischen ÜNB und VNB	35
Kaskadenprinzip bei Betrieb und Datenaustausch	37
6. Erwerb von Services	41
Voraussetzungen	41
Produktspezifikationen	42
Beschaffungsoptionen (Modellbeschreibungen)	44
Anhang. Liste der Mitglieder des DSOs Committee on Flexibility Markets: Schwerpunkt Strom	50
Kontaktinformationen	51



Die größte Herausforderung für die Energiebranche in der EU besteht darin, eine wirkungsvolle und kostengünstige Verringerung des CO₂-Ausstoßes zu ermöglichen

A. HINTERGRUND

Vor dem Hintergrund einer engeren Kooperation zwischen VNB, die aufgrund der europäischen Energiewende im Interesse der Kunden und der Gesellschaft insgesamt erforderlich ist, arbeiten die europäischen Verbände CEDEC, EDSO for Smart Grids, eurelectric, Eurogas und GEODE bereits seit mehreren Jahren konstruktiv zusammen.

Da die Belange der VNB zunehmend für die europäische Energiepolitik von Interesse und von Bedeutung sind, äußerte die Europäische Kommission wiederholt den Wunsch nach einer zuverlässigen, fachkundigen Beratung zu einer Reihe von Angelegenheiten, die die VNB betreffen. Hierzu zählen die Marktgestaltung, die Kooperation zwischen VNB und ÜNB, Flexibilitätsmodelle und -verfahren, die Integration erneuerbarer Energiequellen, die Einführung intelligenter Energienetze, die nachfrageseitige Steuerung sowie Digitalisierung und Cybersicherheit.

Vor diesem Hintergrund haben die oben genannten Verbände vereinbart, ihre Kooperation auszuweiten, wobei sie der Thematik der Flexibilität höchste Priorität einräumen. Sie haben ein Arbeitsprogramm sowie ein Expertengremium ins Leben gerufen, die sich mit der Flexibilisierung bei der Strom- und Gasversorgung befassen.

Die Arbeit an beiden Schwerpunktfeldern, die im vergangenen Jahr parallel verlief, mündete in jeweils einem Bericht für Strom und für Gas. Beide Berichte zusammengekommen bieten einen ganzheitlichen Überblick darüber, wie VNB Flexibilität nutzen und somit zum Wandel hin zu einem kohlenstoffärmeren und nachhaltigeren europäischen Energiesektor beitragen können. Sie präsentieren eine Reihe von Lösungen, mit denen VNB Flexibilität als Instrument für einen kostengünstigen Betrieb ihrer Netze nutzen können.

Zudem geben die Berichte politischen Entscheidungsträgern klare Empfehlungen dazu, wie sich der regulatorische Rahmen verändern sollte, damit die Flexibilität sowohl von den VNB als auch von anderen Interessengruppen besser genutzt werden kann.

Ein verbesserter regulatorischer Rahmen sollte die Nutzung von Flexibilität – auch seitens der VNB – belohnen und muss die zunehmende Rolle der VNB als aktive Netzbetreiber und neutrale Marktbereiter berücksichtigen. Diese Berichte stellen Lösungen vor, mit denen VNB die Herausforderungen der Flexibilität meistern können, analysieren die verschiedenen verfügbaren Technologien, mit denen Netzbetreibern die erforderlichen Flexibilitätsdienste erbracht werden können, und zeigen alternative Möglichkeiten auf, solche Dienstleistungen zu beschaffen.

B. ZUSAMMENFASSUNG

Ein integrierter Ansatz für Strom und Gas

Die Europäische Union untersucht kostengünstige Möglichkeiten, die europäische Wirtschaft klimafreundlicher und weniger energieintensiv zu machen. Die größte Herausforderung für die Energiebranche in der EU besteht darin, eine wirkungsvolle und kostengünstige Verringerung des CO₂-Ausstoßes zu ermöglichen. Emissionen im Zusammenhang mit Energieerzeugung machen nahezu 80 % der gesamten Treibhausgasemissionen der EU aus.

Die Herausforderungen im Energiebereich sind daher eine der wichtigsten Bewährungsproben für Europa. Die Energiesysteme der EU müssen einen Wandel hin zu kohlenstoffneutralen und nachhaltigen Energiequellen vollziehen. Viele dieser Energiequellen und insbesondere die erneuerbaren Energien unterliegen großen Schwankungen, z. B. die Solar- oder Windenergie.

Zudem sind die neuen Energieerzeugungsstandorte, die diese stärker verteilten Energiequellen nutzen, größtenteils unmittelbar an die Verteilnetze angeschlossen, ganz im Gegensatz zu herkömmlichen zentralen Kraftwerksanlagen, die üblicherweise an die Übertragungsnetze angeschlossen sind. In der Folge kommt es bei der Stromerzeugung zu einer schrittweisen Umstellung von der zentralisierten hin zu einer weitgehend dezentralisierten Ausrichtung.

Von Kundenseite verändert sich außerdem die Nachfrage nach Mobilität und Wärme. Üblicherweise wurde der Kraftstoff für den Verkehr aus Öl gewonnen, aber dieser Sektor hat eigene spezifische Ziele zur Reduzierung des Kohlenstoffausstoßes. Sehr wahrscheinlich wird es in den kommenden Jahren beim Straßenverkehr zu einer wesentlichen Umstellung der Energiequelle von Öl auf Strom, Gas und Wasserstoff kommen.

Auch der Sektor der Gebäudeheizung und -kühlung wird sich in naher Zukunft erheblich verändern. Aktuell speist sich die Heizleistung überwiegend aus klassischen Energiequellen (häufig Erdgas), aber alternative technische Lösungen wie Wärmepumpen und Mikro-KWK sind auf dem Vormarsch.

Daher wird die Energiewende offenkundig nicht nur zu umfassenden Veränderungen bei der Art und Weise führen, wie Energie erzeugt wird, sondern auch dabei, wie man sie nutzt, speichert und verbraucht. Dies dürfte sich zukünftig noch verstärken und immense Auswirkungen auf die Verteilnetze haben.

In diesem Zusammenhang kommt der Flexibilität eine entscheidende Rolle zu. Neben technischen Lösungen auf Netzebene ist Flexibilität sowohl auf der Erzeuger- als auch auf der Verbraucherseite erforderlich. Um von der Speicherfähigkeit von Erdgas und erneuerbaren Gasen profitieren zu können, müssen die Strom- und Gasbranche kooperieren und integrierte Lösungen entwickeln, wie beispielsweise Power-to-Gas.

Die einzigartigen Merkmale der beiden Energiesysteme können sich gegenseitig ergänzen und zur Entwicklung kostengünstiger technologischer Lösungen beitragen. Gas kann eine wichtige Flexibilitätslösung für den Stromsektor darstellen. Die europäischen Gas- und Strom-VNB haben vereinbart, zu kooperieren und ihre Kompetenzen und ihr Wissen zu teilen. Diese Partnerschaft wird zur Entwicklung eines angemessenen und kohärenten regulatorischen Rahmens beitragen, der die Entwicklung und die Nutzung des Flexibilitätspotenzials im europäischen Energiesystem verbessern wird.

Die große Vielfalt der VNB in der EU im Hinblick auf ihre Größe, Aktivitäten oder Organisationsstruktur wird ein für alle Beteiligten einheitliches Zukunftsmodell unmöglich machen. Jedoch stehen alle VNB vor der gleichen Herausforderung: mehr als 90 % der Kunden und eine stetig zunehmende Zahl lokaler Erzeuger erneuerbarer Energie in einer sich schnell verändernden, stärker dezentralisierten und digitalen Energiewelt ans Netz anzubinden.

Flexibilitätsbericht für den Stromsektor

In einer gemeinsamen Anstrengung zur Förderung intelligenter, flexibler und digitalisierter Verteilnetze fordern die vier VNB-Verbände CEDEC, EDSO for Smart Grids, eurelectric und GEODE die politischen Entscheidungsträger und Aufsichtsbehörden auf, diese neuen Rollen der VNB hinsichtlich der Flexibilität in allen zukünftigen Gesetzen, die den Strommarkt betreffen, zu berücksichtigen.

Sie sollten sicherstellen, dass die VNB als neutrale Marktbereiter in der Lage sind, die Auswirkungen von Flexibilitätsmaßnahmen in ihren Netzen zu überwachen, zu nutzen und zu koordinieren. Hierzu nutzen sie als Teil ihrer Zuständigkeit für das aktive Systemmanagement die erforderlichen Steuerungsarchitekturen. Intelligenter Entgeltstrukturen für die Nutzung der Verteilnetze, die die Kosten widerspiegeln und eine stärkere Kapazitätskomponente aufweisen, können diese Entwicklung unterstützen.

VNB müssen ihre Netze mithilfe der Flexibilität managen dürfen, beispielsweise auch bei Engpässen, und ihre Netzkapazität für besser funktionierende Märkte optimieren können, und zwar unabhängig vom verwendeten Flexibilitätsmodell und der gewählten Technologie.

Die Nutzung dieser Technologien sollte nicht zu Marktstörungen führen und wann immer eine marktbasierte Lösung effizienter ist, ist diese zu bevorzugen. Speicherdienste, die von den VNB erworben werden können, sollten als Marktaktivität erhalten bleiben; es sollte den VNB aber gestattet sein, für ihre Zwecke Großspeicher zu besitzen und zu betreiben, um den technischen Betrieb des Netzes im Rahmen der genehmigten regulierten Aktivitäten zu gewährleisten.

Eine effiziente marktliche Beschaffung erfordert eine Regulierungsaufsicht, um zu verhindern, dass Anbieter von Flexibilität gleichzeitig dieselben Flexibilitätsressourcen im selben Zeitfenster für verschiedene Dienste anbieten.

Um ein gemeinsames System managen zu können, sind Koordination und Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern von entscheidender Bedeutung. Dies ist erforderlich, um gleichzeitige Doppelaktivierungen von Flexibilitäten ebenso zu verhindern wie jegliche Aktivierung eines an das Verteilernetz angeschlossenen Netznutzers durch ÜNB ohne vorherige Ankündigung oder Möglichkeiten, potenziell schädigende Steuersignale zu unterbinden.

VNB sollten stets die Kontrolle über den Einsatz von VNB-Engpassmanagementdiensten in ihren Netzen haben und dabei durch Ortsinformationen und wohldefinierte Produktspezifikationen unterstützt werden. Falls diese Dienste sowohl für ÜNB als auch für VNB von Nutzen sind, sollten sie gemeinsam kontrolliert werden. Ein einzelner Flexibilitätsmarkt sowohl für das Ausgleichs- als auch das Engpassmanagement für ÜNB und VNB ist höchstwahrscheinlich keine nachhaltige Zukunftslösung. Unter anderem sorgt er für erhebliche Beschränkungen bezüglich der Aggregation und für hohe Hürden für kleine neue Marktteilnehmer.

Grundlage für ein insgesamt funktionierendes System ist die Einheit von Aufgaben, Verantwortung und Entscheidungskompetenzen. Die Netzbetreiber (ÜNB und VNB) haben den Auftrag, ihre eigenen Netze sicher und zuverlässig zu betreiben, und tragen hierfür die Verantwortung. Entsprechend muss jeder Netzbetreiber in der Lage sein, Entscheidungen zu seinem eigenen System zu treffen. Es leuchtet ein, dass eine kaskadierende Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern dieses Prinzip unterstützt.

Schließlich sollten sich VNB und ÜNB über die Methodik und Umsetzung in Bezug auf das Datenformat und den Datenaustausch zwischen wesentlichen an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden und den VNB oder ÜNB einigen. Verantwortlich für die Datenqualität und Datenbereitstellung sollte der Netzbetreiber sein, bei dem der Kunde seinen Anschluss hat; die Umsetzung kann aber je nach örtlichen und/oder nationalen Gegebenheiten und Vereinbarungen variieren; auch die Realisierung durch gemeinsame Umsetzungsarrangements zwischen VNB und VNB beziehungsweise zwischen VNB und ÜNB ist denkbar.

C. ZENTRALE EMPFEHLUNGEN

Die vier Strom-VNB-Verbände fordern die politischen Entscheidungsträger und Aufsichtsbehörden auf, diese neuen Rollen der VNB hinsichtlich der Schaffung von Flexibilität in allen zukünftigen Gesetzen wie folgt zu berücksichtigen:

1. Es muss sichergestellt werden, dass die VNB als neutrale Marktbereiter in der Lage sind, die Auswirkungen von Flexibilitätsmaßnahmen in ihren Netzen zu überwachen, zu nutzen und zu koordinieren. Die VNB empfehlen dringend, dass eine Aktivierung eines an das Verteilernetz angeschlossenen Netznutzers durch einen ÜNB oder eine Marktpartei nur dann zulässig sein sollte, wenn Steuerarchitekturen gewährleisten, dass der VNB die Maßnahmen als Teil seiner Zuständigkeit für das aktive Systemmanagement überwacht und unter anderem im Vorfeld informiert wird, die Steuersignale prüfen kann und über die Möglichkeit verfügt, potenziell schädigende Steuersignale zu unterbinden.
2. Die VNB müssen in die Lage versetzt werden, mithilfe von Flexibilität ihre Netze zu managen und ihre Kapazität, in deren Rahmen der Markt funktionieren kann, zu optimieren. Zugang zu und Nutzung von Flexibilität durch VNB, beispielsweise technische Lösungen auf Grundlage eigener Betriebsmittel, Netzanschlussverträgen, Netzentgelten und marktbasierter Beschaffung sollten zulässig sein. Unabhängig vom eingesetzten Flexibilitätsmodell sollte es für alle betroffenen Parteien finanziell tragbar sein.
3. Es müssen Anreize für die VNB geschaffen werden, Flexibilität für das Engpassmanagement zu nutzen, wo dies kostengünstig möglich ist. Die VNB sollten sich für die beste Lösung zur Bewältigung bestimmter Herausforderungen entscheiden dürfen, entweder mittels Flexibilitätslösungen oder durch Netzausbau.
4. Die VNB müssen in die Lage versetzt werden, die beste und kostengünstigste Technologie für den Betrieb der Verteilnetze auswählen zu können. Die Gesetzgebung darf die Auswahl an Technologien, die den VNB zur Verfügung stehen, um ihre gesetzlichen Pflichten zu erfüllen, nicht einschränken. Dennoch müssen die VNB garantieren, dass die Nutzung dieser Technologien nicht zu Marktstörungen führt. Immer, wenn eine marktbasierte Lösung effizienter ist, ist diese zu bevorzugen. Insbesondere im Hinblick auf Großspeicher sollte es den VNB gestattet sein, entsprechende Anlagen für eigene Zwecke zu besitzen und zu betreiben, um den technischen Betrieb des Netzes im Rahmen der genehmigten regulierten Aktivitäten zu gewährleisten.
5. Neue Entgeltstrukturen für die Nutzung der Verteilnetze müssen entwickelt werden, die die Kosten widerspiegeln, eine stärkere Kapazitätskomponente aufweisen und auf die effiziente Nutzung der Kapazitäten der Verteilnetze ausgerichtet sind.

6. Die doppelte Nutzung von Flexibilitätsressourcen, wenn diese für das Engpassmanagement im Verteilnetz eingesetzt werden, muss verhindert werden. Anbieter von Flexibilität müssen die Möglichkeit haben, gleichzeitig andere Flexibilitätsdienste für das Verteilerengpassmanagement, das Übertragungsengpassmanagement und den Systemausgleich anzubieten, jedoch darf die Flexibilität im selben Zeitraum nur einmal genutzt werden. Der regulatorische Rahmen sollte unbedingt verhindern, dass Anbieter von Flexibilität davon profitieren, Engpässe im Netz zu erzeugen und er muss darauf ausgelegt werden, dies festzustellen und zu unterbinden.
7. Die VNB müssen die ständige Kontrolle über den Einsatz von VNB-Engpassmanagementdiensten in ihren Netzen haben. Sollten diese mit Engpassmanagementdiensten für ÜNB kombiniert sein, sollten sie gemeinsam kontrolliert werden. Eine zusätzliche Kombination von VNB-Engpassmanagementdiensten und ÜNB-Ausgleichsdiensten ist selbst in Mitgliedstaaten mit einheitenbasiertem Ausgleichsregime nicht ratsam.
8. Die Produkte für das Engpassmanagement durch VNB müssen Informationen über die räumliche Position des Engpasses im Netz umfassen. Die VNB legen zusammen mit Stakeholdern die Spezifikationen fest, die von Marktteilnehmern, die vor Ort Flexibilitätsprodukte anbieten werden, zur Orientierung benötigt werden.
9. Grundlage für ein insgesamt funktionierendes System ist die Einheit von Aufgaben, Verantwortung und Entscheidungskompetenzen. Die Netzbetreiber (ÜNB und VNB) haben den Auftrag, ihre eigenen Netze sicher und zuverlässig zu betreiben, und tragen hierfür die Verantwortung. Entsprechend muss jeder Netzbetreiber in der Lage sein, Entscheidungen zu seinem eigenen System zu treffen. Eine kaskadierende Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern unterstützt dieses Prinzip und sollte daher in der EU-Gesetzgebung verankert werden.
10. Die Umsetzung im Hinblick auf Datenformat und Datenaustausch zwischen den VNB, den ÜNB und wesentlichen an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden sollte zwischen den VNB und ÜNB vereinbart werden. Ausgehend von der System Operation Guideline sollte sich diese Vereinbarung in der Datenaustauschmethodik KORRR¹ widerspiegeln. Auch für die Datenqualität und Datenlieferung sollte der Netzbetreiber verantwortlich sein, bei dem der Kunde seinen Anschluss hat; die Umsetzung kann aber je nach örtlichen und/oder nationalen Gegebenheiten und Vereinbarungen variieren; auch die Realisierung durch gemeinsame Umsetzungsarrangements (zwischen VNB und VNB beziehungsweise zwischen VNB und ÜNB) ist denkbar.

1. KORRR: key organisational requirements, roles and responsibilities in relation to data exchange (wichtigste organisatorische Anforderungen, Aufgaben und Zuständigkeiten im Zusammenhang mit dem Datenaustausch).

1. EINLEITUNG

Die europäischen StromVerteilnetze stehen vor einer beispiellosen Energiewende, die auf die wichtigsten Ziele der EU zur Reduzierung des Kohlendioxidausstoßes zurückgeht. Die europäischen Verteilernetzbetreiber (VNB) haben sich dieser Entwicklung verpflichtet und planen, sie zeitnah, kostengünstig und zuverlässig zu bewältigen.

In diesem neuen Energiesystem stehen VNB vor dem Problem, hoch volatile und dezentrale Stromerzeugung (die meist an die Verteilnetze angeschlossen ist), höhere Lasten und Kapazitäten aufgrund der Elektrifizierung des Verkehrs, des Wärme- und des Kältesektors sowie die Auswirkungen eines veränderten Verbraucherverhaltens und sich wandelnder Marktanforderungen miteinander in Einklang zu bringen.

Der Wechsel weg von vorhersehbaren Nachfrage- und Angebotsmustern und hin zu dezentralisierteren und volatileren Leistungsflüssen in viele Richtungen wird die Gestaltung der Verteilnetze drastisch verändern. Dies macht es auch erforderlich, dass das herkömmliche leitungsbasierte auf ein plattformbasiertes VNB-Geschäftsmodell umgestellt wird, um die zunehmenden Erwartungen der Kunden zu erfüllen und unterschiedlichste Arten von Marktparteien zu ermöglichen.

Andererseits können dezentrale Energieressourcen (DER) ² den VNB auch wichtige Flexibilitätsdienste bieten und sie so in die Lage versetzen, ihre Netze effizienter und wirtschaftlicher zu betreiben. Es steht zu erwarten, dass durch die Nutzung von Flexibilität, die von Marktparteien oder den eigenen technischen Lösungen der VNB bereitgestellt wird, der Ausbaubedarf der Netze zur Erfüllung neuer Anforderungen schrittweise reduziert oder sogar auf unbestimmte Zeit aufgeschoben wird. Allerdings sollten alle diese Maßnahmen vorangetrieben werden, ohne die Bereitstellung zuverlässiger und sicherer Netze durch die Netzbetreiber zu gefährden.

Mit zunehmender Geschwindigkeit der Energiewende müssen die VNB eine immer aktivere Rolle bei Entwicklung, Management und Betrieb ihrer Netze spielen. Natürlich stellt der laufende Wandel neue Anforderungen an die Verteilnetze im Hinblick auf die Systemzuverlässigkeit und Betriebssicherheit, er bietet den VNB aber auch Chancen, ihre Netze flexibler und effizienter zu managen.

Gleichzeitig müssen VNB eine Rolle als neutrale Marktbereiter spielen und Kunden einbinden sowie neue Märkte wie Flexibilitätsmärkte fördern. An diesem Punkt, an dem es darum geht, einen zuverlässigen und effizienten Systembetrieb sicherzustellen, gleichzeitig aber neue Märkte zu fördern, werden die VNB eine zentrale Rolle spielen.

2. DER bestehen aus kleinen bis mittleren Ressourcen, die hauptsächlich an niedrigere Spannungsebenen (Verteilnetze) des Systems oder in der Nähe von Endverbrauchern angeschlossen sind.



2. PROBLEMBESCHREIBUNG

Damit der europäische Stromsektor bis 2050 CO₂-neutral wird, muss er bis 2030 schätzungsweise mindestens 27 % seiner Energie aus erneuerbaren Energiequellen (EE) beziehen, wodurch er zum Ziel der EU beiträgt, die Treibhausgase bis 2030 um 40 % gegenüber dem Niveau von 1990³ zu reduzieren. Dies bedeutet, dass bis 2030 rund 50 % des Stroms mithilfe von EE erzeugt werden muss.

Die Integration eines deutlich größeren Anteils an hoch volatilen EE (die überwiegend an die Verteilnetze angeschlossen sind) sowie neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen bringen neue Herausforderungen hinsichtlich der Gestaltung und des Betriebs der Verteilnetze mit sich. In dieser Hinsicht stellt die Steigerung der Steuerbarkeit und Flexibilität von Angebot und Nachfrage, die Schwankungen unterliegen, eine entscheidende Möglichkeit dar, robustere Verteilnetze zu schaffen.

VNB stehen vor größeren Herausforderungen bei der Anpassung der Verteilnetze an diese neue Realität, wobei das Auftreten von Netzengpässen das größte Problem darstellt⁴. In diesem Kapitel werden die Herausforderungen untersucht, vor denen die VNB stehen, da sie eine zentrale Rolle bei der Energiewende in Europa spielen.

WARUM IST FLEXIBILITÄT WICHTIG?

Herkömmlicherweise basierte die Gestaltung des Stromverteilnetzes weitestgehend auf dem Prinzip: „Die Energieerzeugung folgt der Nachfrage“. Dieser Ansatz gilt nicht mehr, da ein immer größerer Anteil der dezentralen Erzeugung (z. B. Wind- und Solarenergie) wetterabhängig ist und daher nicht gesteuert werden kann. Demgegenüber müssen Anreize geschaffen werden, die Last an die veränderte Erzeugung insbesondere auf Ebene der Verteilung anzupassen, z. B. wenn die lokale Nachfrage geringer ist als die erzeugte Kapazität.

Diese Maßnahmen werden die Komplexität weiter erhöhen und zu unvorhersehbaren Leistungsflüssen im Verteilernetz führen, was potenziell zu lokalen Engpässen führen kann, die durch die VNB gemanagt werden müssen. Engpässe auf der Übertragungsebene werden üblicherweise durch Redispatch (d. h. die Anpassung der geplanten Erzeugung von Großkraftwerken) behoben. Auf der Verteilnetzebene werden Engpässe bislang jedoch durch die gezielte Ertüchtigung von Komponenten der Verteilnetze bewältigt. Solche Ertüchtigungen können jedoch nicht mit der schnellen Zunahme an DER im Verteilernetz Schritt halten, was zu temporären Engpässen führt.

Hier kommt die Flexibilität ins Spiel. Flexibilität kann genutzt werden, um die Nachfrageprofile an die Angebotsspitzen aus der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen oder an die verfügbare Kapazität in den Verteilnetzen anzupassen.

Flexibilität ist definiert als die Veränderung von Einspeisung und/oder Verbrauch auf Einzel- oder aggregierter Ebene, häufig in Reaktion auf ein externes Signal, mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen oder den Netzbetrieb stabil zu halten. Die Parameter zur Beschreibung von Flexibilität können umfassen: die Höhe der Leistungsveränderung, Erzeugungsprognosen, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit und den Ort. Die erbrachte Flexibilitätsdienstleistung sollte zuverlässig sein und zur Sicherheit des Systems beitragen.

³ Die Klima- und Energiepolitik bis 2030 legt drei zentrale Ziele für das Jahr 2030 fest: eine Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % (gegenüber dem Niveau von 1990), ein Anteil erneuerbarer Energien von mindestens 27 % und eine Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 27 %.

⁴ Eine Reihe von Maßnahmen des Netzbetreibers, um Abweichungen der elektrischen Parameter von den für einen sicheren Betrieb festgelegten Grenzwerten zu vermeiden oder zu mindern. Dieser Begriff umfasst das Engpassmanagement und die Spannungsregelung.

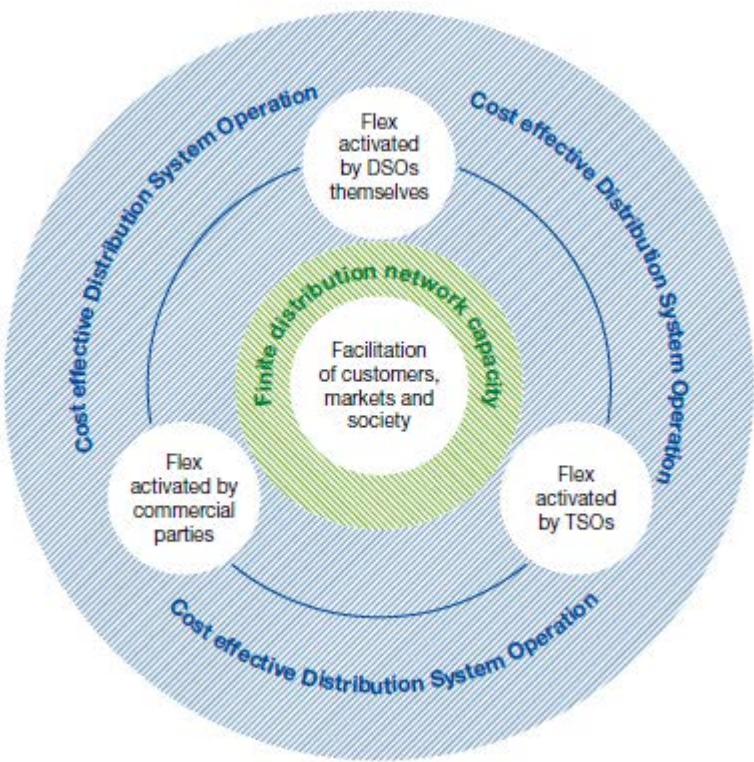
Die Nutzung von Flexibilität kann VNB helfen, Angebots- und Nachfragespitzen zu verschieben, Engpässe zu verhindern (Spannungs- und Stromstärkeprobleme) und Probleme mit der Spannungsqualität zu vermeiden. Flexibilität kann eine Alternative zum Netzausbau darstellen, wenn sie kostengünstiger ist als ein herkömmlicher Netzausbau.

Zu beachten ist, dass neben den Fällen, in denen Flexibilität für die VNB von Vorteil ist, in bestimmten Fällen die Möglichkeit besteht, dass die einfache Aktivierung von Flexibilität durch andere Marktparteien und andere Netzbetreiber zu Problemen für VNB führt, beispielsweise zu Verteilnetzengpässen.

DIE NUTZUNG EINES UMFASSENDEN RAHMENWERKS

VNB sind neutrale Marktbereiter. Sie müssen über geeignete Mittel verfügen, um Flexibilitätsressourcen nutzen, Flexibilitätsmaßnahmen (einschließlich der Notwendigkeit eines Eingriffs) überwachen und die Nutzung für die Kunden einfacher und kostengünstiger machen zu können und gleichzeitig die Servicequalität und Versorgungssicherheit in einem schwierigen Umfeld sicherzustellen.

Abbildung 1: Flexibilitätsrahmen für den kostengünstigen Betrieb der Verteilnetze



Cost effective Distribution System Operation	Kostengünstiger Betrieb der Verteilnetze
Flex activated by DSOs themselves	Durch VNB selbst aktivierte Flex.
Flex activated by commercial parties	Durch kommerzielle Marktteilnehmer aktivierte Flex.
Flex activated by TSOs	Durch ÜNB aktivierte Flex.
Facilitation of customers, markets and society	Unterstützung von Kunden, Märkten und Gesellschaft
Finite distribution network capacity	Begrenzte Kapazität des Verteilernetzes

Quelle: DSO Committee on Flexibility, 2017

Drei Akteursgruppen können Flexibilität aktivieren: Marktparteien (einschließlich Kunden), ÜNB und VNB (siehe Abbildung 1). Wenn sie Flexibilität aktivieren, kann dies Auswirkungen auf die jeweils anderen Akteure haben.

Durch die Bereitstellung einer neutralen, aktivierenden und integrierten Plattform für marktbasierende Dienste und Kundeninteraktionen in bestmöglicher Weise sollten VNB die lokale Nutzung von Flexibilität überprüfen und koordinieren können. Die Abstimmung mit kommerziellen Parteien und ÜNB ist von wesentlicher Bedeutung, um die Marktakzeptanz von Flexibilitätsprodukten und -diensten zu fördern und die direkte und indirekte Bereitstellung von Flexibilität zu ermöglichen. Gleichzeitig gewährleistet sie, dass die VNB die Auswirkungen auf ihre Netze überwachen.

Durch die VNB selbst aktivierte Flexibilität zur eigenen Nutzung

Um die oben beschriebenen Herausforderungen meistern und Netzlast und -spannungen lokal managen zu können, sollten VNB Zugriff auf Flexibilität zur eigenen Nutzung haben. VNB dürfen die Netzkapazität steigern (Bau einer neuen oder Ausbau einer bestehenden Leitung), Speicherkapazitäten in einem Engpassgebiet integrieren, zusätzliche lokale Nachfrage aktivieren oder sogar auf lokaler Ebene die eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energien reduzieren.

Durch Marktparteien aktivierte Flexibilität

Neben VNB (oder ÜNB) können in Reaktion auf Marktpreise oder zu Ausgleichszwecken auch Marktparteien Flexibilität aktivieren. Dies kann sich auch auf das Netz des VNB auswirken und zu Engpässen führen. Wird beispielsweise ein sonniger oder windiger Nachmittag erwartet, könnte der VNB planen, die lokale Speicherkapazität zu nutzen, die einem marktlichen Anbieter gehört. Es könnte aber sein, dass gleichzeitig ein anderer marktlicher Anbieter die gleiche Kapazität zu Handelszwecken nutzen möchte. Daher muss diese Maßnahme ordnungsgemäß zwischen den marktlichen Anbietern und dem VNB koordiniert werden, was nur möglich ist, wenn die marktlichen Anbieter direkt mit dem VNB interagieren.

Allerdings gibt es Fälle, in denen Flexibilität durch andere Parteien, die nur begrenzt oder gar nicht vertraglich bzw. marktlich mit den VNB interagieren, aktiviert werden könnte, was sich auf die Verteilnetze auswirken könnte. In diesen Fällen kann es zu Problemen kommen, weshalb eine Koordinierung erforderlich ist.

Durch ÜNB aktivierte Flexibilität

Die Zunahme der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien wird zu stärker dezentralisierten und verteilten Lasten führen. Dies bedeutet, dass das System unabhängig von der Spannungsebene (Übertragung oder Verteilung) mit einer volatileren und weniger vorhersehbaren Erzeugung sowie einer abnehmenden Trägheit konfrontiert wird. Dies führt zu Situationen, in denen die ÜNB stärker auf die Nutzung von Flexibilitätsquellen und -diensten angewiesen sind, die auf der Verteilnetzebene angeschlossen sind. Daher müssen die ÜNB entsprechende Dienste von VNB-Kunden erwerben und aktivieren, was zu Engpässen im betreffenden Verteilnetz führen kann. Ähnlich wie Marktparteien können somit auch ÜNB in den VNB-Netzen Probleme verursachen, was eine Koordinierung erforderlich macht.



3. FÖRDERUNG VON TECHNOLOGIEN ZUR VERBESSERTEN NUTZUNG VON FLEXIBILITÄT

Als neutrale Marktbereiter unterstützen die VNB-Verbände nachdrücklich, dass alle Flexibilitätsressourcen (z. B. Erzeugung, Speicherung und Nachfrage) unter fairen Bedingungen in Wettbewerb treten, sofern sie praktikable Optionen für die Bewältigung von Engpässen und anderen Beeinträchtigungen der VNB im Zusammenhang mit dem Betrieb darstellen. Die Hürden für den Marktzugang sollten so niedrig wie möglich sein, um die kostengünstigste und technologisch am besten geeignete Lösung zu gewährleisten.

VNB sollten auf technologisch neutrale Weise auf Flexibilitätsdienste am Markt zugreifen, um sicherzustellen, dass primär die effizientesten Ressourcen genutzt werden, um die Anforderungen des Systems in Sachen Flexibilität zu erfüllen, und dabei auch das erforderliche Sicherheits-/Zuverlässigkeitsniveau des Netzmanagements beachten.

Intelligente Energienetztechnologien und -lösungen dürften die Verteilung von Elektrizität ganz wesentlich verändern und eine aktivere Rolle der VNB beim Management der Verteilnetze unter Berücksichtigung von Nachfrage und dezentraler Stromerzeugung erforderlich machen. Zur Behebung oder Verhinderung von Engpässen im Verteilnetz stehen verschiedene Technologien und Techniken zur Verfügung.

INTELLIGENTE NETZE

Als Teil der Umstellung auf saubere Energie durchläuft der Energiesektor aktuell drei große Veränderungen im Hinblick auf die Entwicklung der Energienetze:

- Verbesserung der Infrastruktur (Ausbau der Netze);
- Digitalisierung, die für intelligente Netze unverzichtbar ist; und
- Umstellung der Geschäftsprozesse, um von Investitionen in Smart-Technologie profitieren zu können.

Ein großer Teil der Arbeit bei der Modernisierung des Stromnetzes, insbesondere die Automatisierung von Umspannwerken und der Verteilung, fallen üblicherweise unter das allgemeine Konzept eines intelligenten Netzes.

Wesentliche Merkmale intelligenter Netze:

- **IT/Datenkommunikation:** Die Ergänzung zusätzlicher IT-Fähigkeiten, die Sicherstellung der Interoperabilität und die Datenkommunikation sind zentrale Elemente eines intelligenten Energienetzes. Das Energienetz stellt die Verbindung zwischen Erzeugern und Verbrauchern dar. Entsprechend wichtig ist es für den weiteren Ausbau der Flexibilität, dass Produktionseinheiten mit den Verbrauchseinheiten interagieren und Erzeugung bzw. Verbrauch sich entsprechend anpassen können.
- **Smart Meter:** Sie sind ein wesentlicher Bestandteil des intelligenten Netzes. Die gesteigerte Datengranularität wird entweder durch den VNB oder die Marktparteien genutzt. Transparenz bezüglich der Flexibilitätsaktivierungen und mit Blick auf das individuelle Verhalten ermöglicht es allen Parteien einschließlich Endverbrauchern des Energienetzes, Mehrwert der Flexibilität zu schaffen und zu nutzen.

Steuerung und Überwachung des Netzes:

Systeme zur Steuerung und Überwachung der Netze ermöglichen Folgendes:

- > **Flexibilität in der Netztopologie:** Die Verteilnetzinfrastruktur der nächsten Generation kann mögliche bidirektionale Energieflüsse, den Massen-Rollout von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), Windenergieanlagen, Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, Speicheranlagen und Power-to-Gas besser handhaben. Flexibilität in der Netztopologie ermöglicht in Zukunft zusammen mit automatischen Steuersystemen eine automatische Netzrekonfiguration.
- > **Lastanpassung/Lastausgleich:** Ein Beispiel in diesem Zusammenhang ist das Smart-Charging-Konzept von Elektrofahrzeugen. Smart Charging kann dabei helfen, die Ladeprofile an das Energieangebot und/oder die Kapazität des Energienetzes anzupassen, ohne durch gleichzeitiges Laden von Elektrofahrzeugen Transformatoren zu überlasten. Wie sich die Last am besten ausgleichen lässt, hängt von zahlreichen Faktoren ab, wie etwa der Kapazität der Ladestation, dem Ort, der Kapazität der angeschlossenen Elektrofahrzeuge, dem Ladezustand, der Ladedauer usw.

- > **Spitzenabregelung:** Die Möglichkeit zur Abregelung versetzt VNB in die Lage, Verbrauch oder Erzeugung durch direkte Kommunikation mit Geräten zu reduzieren, um Systemüberlastungen zu verhindern. VNB sollten befähigt werden, Lasten auf Grundlage von Nutzungsart und Kunde zu managen. Dies kann die Effizienz der Energienetzplanung steigern, einen sicheren Betrieb gewährleisten (Spannung, Stromstärke) und sogar Stromausfälle, Schäden oder Blackouts für alle Anschlüsse in einem bestimmten Gebiet verhindern.
- > **Verbesserung der Zuverlässigkeit:** Das intelligente Netz nutzt Technologien, die die Fehlererkennung verbessern und eine automatische Netzrekonfiguration ohne Eingriff von Technikern ermöglichen. Dies gewährleistet eine zuverlässigere Stromversorgung und eine geringere Anfälligkeit gegenüber Naturkatastrophen.
- **Cybersicherheit:** Verbesserung der Widerstandsfähigkeit der Energienetze mittels Cybersicherheit durch die Sicherung des Energienetzes gegen Cyberangriffe und den Schutz der Daten, die für den Netzbetrieb und die Tätigkeit als Marktbereiter genutzt werden.
- **Flexible Speicherung:** Speicheranlagen sind ein wichtiger Bestandteil intelligenter Energienetze, wie im nächsten Abschnitt erläutert wird.

Die Technologie intelligenter Energienetze ermöglicht es VNB, auf Flexibilität von DER zuzugreifen, einschließlich dispatchbarer Erzeugung, Speicherung und Nachfragesteuerung, und gleichzeitig die Effizienz und Nachhaltigkeit des Systems zu verbessern und den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Diese Technologien können auch dabei helfen, neue Märkte zu ermöglichen.

ENERGIESPEICHERUNG

Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien und der Elektrifizierung der Bereiche Wärme und Kälte sowie der Zunahme an Elektrofahrzeugen benötigt das Energiesystem mit seinem wachsenden Bedarf an Flexibilität neue Speicherlösungen. Der Wert der Energiespeicherung ist erheblich und wird in Zukunft noch deutlich steigen, was sich auf die gesamte Wertschöpfungskette des Energiebereichs auswirkt, die Energieeffizienz steigert und die Emission von Treibhausgasen senkt.

Zusätzlich zur Integration und Arbitrage von EE existiert ein breites Spektrum an Anwendungen für die Energiespeicherung auf allen Ebenen des Elektrizitätssystems von der Energieerzeugung über die Übertragung und Verteilung bis hin zum Kunden- oder Laststandort. Konkret bietet die Nutzung von Energiespeicherung für Netzzwecke enormes Potenzial. In der Vergangenheit war dies technisch bereits möglich, wirtschaftlich aber in großem Maßstab nicht machbar. Der Ausbau der installierten Energiespeicherkapazität hat weltweit deutlich angezogen⁵.

Es ergeben sich viele neue Möglichkeiten zur Nutzung der Energiespeicherung für Netzstabilitätsdienste. Die Reaktionszeit (Hochfahrzeit) von Energiespeichersystemen ist üblicherweise sehr kurz. Dadurch ist Energiespeicherung extrem gut für die Frequenzhaltungsreserve (Primärreserve) und für Ausgleichs- und Spannungssteuerungsdiensten geeignet, da beide eine schnelle Reaktionszeit benötigen. Aus diesem Grund wird die Energiespeicherung in Zukunft höchstwahrscheinlich eine wichtige Rolle spielen.

5. <http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2017/10/EASE-EERA-Storage-Technology-Development-Roadmap-2017-HR.pdf>

Mit ihrem Potenzial für Batteriespeicherung und flexible Nachfrage können Elektrofahrzeuge als mobile Energiespeichereinheiten betrachtet werden. Die Anzahl entsprechender Speichereinheiten könnte enorm sein. Die Merkmale der Verkehrsnachfrage ermöglichen es, Flotten von Elektrofahrzeugen in zwei zentralen Betriebsmodellen als Flexibilitätsoptionen zu nutzen, die großes Potenzial für zusätzliche Flexibilität im Energienetz haben: „Grid-to-Vehicle“ (G2V)⁶ durch Verschiebung des Ladevorgangs auf Zeiten mit geringerer Stromnachfrage und „Vehicle-to-Grid“ (V2G)⁷ durch das Einspeisen von Leistung aus der Autobatterie ins Energienetz. Zu beachten ist, dass Letzteres zusätzliche Kosten verursachen kann, da bidirektionale Leistungsflüsse zwischen den Ladestationen und den Elektrofahrzeugen ermöglicht werden müssen.

Aus Perspektive der VNB kann Energiespeicherung wie viele andere Technologien für Folgendes genutzt werden:

- **Kapazitätsunterstützung**, z. B. Lastverschiebung von Spitzenlast- auf Grundlastzeiten, um den Maximalstrom zu begrenzen, der durch eingeschränkte Netzelemente fließt.
- **Steigerung der Aufnahmekapazität, z. B. für Infrastruktur zum intelligenten Laden in Städten.**
- **Notfallnetzstützung**, um die Auswirkungen des Ausfalls einer wichtigen Energienetzkomponente zu reduzieren.
- **Zurückstellung von Investitionen** in die Verteilnetze, um Kapazitätserweiterung der Verteilnetzinfrastuktur zu verschieben.
- Verteilte **Spannungsstützung**, um das Spannungsprofil in einem annehmbaren Rahmen zu halten, was die Versorgungsqualität verbessert (geringere Wahrscheinlichkeit von Stromausfällen oder Störungen).
- Dezentrale Erzeugung, um die Menge an Abregelungen in Engpassgebieten zu reduzieren.
- Dynamische, lokale **Spannungsregelung**, um das Spannungsprofil innerhalb der vertraglich oder gesetzlich zulässigen Grenzwerte zu halten.
- **Begrenzung von Störungen**, die sie möglicherweise bezüglich der vertraglichen Werte in den vorgelagerten Hochspannungsnetzen verursachen.
- **Blindleistungskompensation** zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz des Energienetzes.

AUF GAS BASIERENDE RESSOURCEN

Power-to-Gas-Technologie (P2G)⁸

Die P2G-Technologie bietet eine innovative Lösung, bei der ein überschüssiges Stromangebot aus Windkraft- und Solaranlagen in synthetisches Erdgas (SNG) umgewandelt wird, ein CO₂-neutrales Gas, das vollständig in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Die P2G-Technologie bietet folgende Vorteile:

- Durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas ist es möglich, die Energie jederzeit – und unabhängig von ihrer Erzeugung – mithilfe der gut ausgebauten Gasinfrastruktur zu nutzen.
- Das Gasnetz stellt selbst ein großes Energiespeichersystem dar. Die umgewandelte Energie (Wasserstoff oder synthetisches Erdgas) kann im Energienetz gespeichert und bei Bedarf dorthin transportiert werden, wo sie benötigt wird.

6. „Grid-to-Vehicle“ (oder G2V) bezeichnet das Laden von Elektrofahrzeugen aus dem Netz heraus.

7. „Vehicle-to-Grid“ oder (V2G) bezeichnet die Verfügbarkeit von Ladestationen, die ein bidirektionales Laden ermöglichen, was bedeutet, dass die Batterie des Elektrofahrzeugs für kurze Zeit Strom abgeben und wieder ins Netz einspeisen kann.

8. Power-to-Gas bezeichnet die chemische Energiespeicherung, und zwar die Nutzung elektrischer Energie zur Erzeugung von Brennstoff.

- Methan und Wasserstoff bieten ein breites Anwendungsspektrum – einschließlich der industriellen Nutzung und der Betankung des Schwerlastverkehrs –, das durch die Verteilung über die bestehende Gasinfrastruktur unterstützt werden kann.
- Spitzen bei der Produktion von Strom aus EE können effizient und nachhaltig zur Umwandlung dieser Energie in synthetisches Erdgas und Wasserstoff genutzt werden. Dies macht eine Abregelung der EE-Anlagen weniger oft erforderlich und verbessert dadurch die Systemstabilität.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Nutzwärme (KWK-Systeme). Gewöhnlich geht in anderen typischen Kraftwerken die bei der Stromerzeugung produzierte Wärme – häufig über die Schornsteine – verloren. KWK-Anlagen hingegen nutzen diese Wärme und erreichen so energetische Wirkungsgrade von rund 90%.

Große KWK-Anlagen mit Gasfeuerung befinden sich üblicherweise in Lastschwerpunkten (an denen Strom und Wärme benötigt werden). Sie haben das Potenzial, eine wichtige Rolle bei der Energieversorgung der Zukunft zu spielen. Sie können eine relevante Bezugsquelle für das Fernwärmenetz von Ballungsräumen sein und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit der Stromnetze beitragen.

Mikro-KWK-Systeme werden derzeit mit Erdgas, Biogas, Biomethan, Biokraftstoff oder Flüssiggas (LPG) betrieben.

Mikro-KWK-Anlagen ähneln in Größe und Form gewöhnlichen Heizkesseln. Entsprechend existieren wandmontierte und bodenstehende Ausführungen. Der einzige Unterschied zu einem Standardkessel besteht darin, dass KWK-Geräte beim Erhitzen von Wasser zugleich Strom erzeugen können.

Bei ersten Experimenten zur Ermöglichung von Flexibilität konzentrierte man sich auf Stromlösungen (z.B. Akkus und Abregelungen), neue Modelle basieren aber mittlerweile auf Gaslösungen. Tatsächlich können neue und intelligente Gaslösungen wie Mikro-KWK, Hybridsysteme oder Brennstoffzellen genutzt werden, um dem Stromnetz Flexibilität zu verleihen: Mikro- oder Mini-KWK-Lösungen können überwacht werden, um eine lokale Stromerzeugung zu schaffen, Hybridsysteme ermöglichen es, je nach technischen oder preislichen Aspekten zwischen Gas- und Stromverbrauch hin und her zu wechseln.



4. LÖSUNGSMÖGLICHKEITEN

Diese Lösungsmöglichkeiten lassen sich als Werkzeugkasten der VNB verstehen, mit dessen Hilfe VNB ihre Netze flexibler betreiben und planen können. Welches Instrument oder welche Kombination von Instrumenten ein VNB einsetzen kann, hängt vom regulatorischen Rahmen im jeweiligen Land, dem Grad der Dezentralisierung und der Lage vor Ort ab. Jede Lösung hat ihre eigenen Vor- und Nachteile. Daher sollte die Gesetzgebung offen für eine Reihe von Modellen sein, die die VNB in die Lage versetzen, auf Flexibilität zuzugreifen und sie zu nutzen, und vermeiden, dass es nur ein Lösungsmodell anstelle einer Kombination von Lösungen gibt. Unabhängig vom genutzten Flexibilitätsmodell sollten sie für alle betreffenden Parteien finanziell tragbar sein.

TECHNISCHE LÖSUNGEN VON VNB

Ein VNB nutzt zunächst alle ihm zur Verfügung stehenden (d. h. in seinem Besitz befindlichen) technischen Lösungen, bevor er auf andere Lösungen zurückgreift. Der Unterschied zwischen technischen Lösungen und anderen Lösungen besteht darin, dass technische Lösungen üblicherweise nicht zu Unannehmlichkeiten für die Nutzer des Energienetzes führen. Entsprechend bleiben sie unsichtbar und bieten Stabilität. Insgesamt könnten die technischen Lösungen die Effizienz des Energienetzes und des Systems verbessern.

Diese technischen Lösungen der VNB behandeln technische Probleme wie Spannungs- (V), Stromstärken- (I) und Blindleistungs- (Q) Probleme in den Verteilnetzen wie in **Tabelle 1** unten beschrieben.

Tabelle 1: Technologien zur Behandlung von Q-, V- und I-Problemen in Verteilnetzen

Kategorie	Technologie	Spannung	Stromstärke	Blindleistung
Zentrale IT-Komponenten	Zähler/Sensoren	Grundvoraussetzung		
	Kommunikation			
	Steuerzentrale (SCADA)			
	Datenbank			
Lokale Smart-Komponenten	Regulierbare lokale Netztransformatoren	X		
	Mittelspannungs-Laststufenschalter	X		
	Blindleistungskompensationsanlage			X
	Batteriespeicher	X	X	
Erweiterte Steuerung des intelligenten Energienetzes	Agentenbasierte intelligente Leistungsteuerung	X	X	
	Weitbereichsregelung für Umspannwerke	X		
	Stationäre Transformatoren	X		
	Q-Steuerung auf Grundlage von FACTS	X		X
	Low Impact Operation Mode	X		

Quelle: EWE NETZ GmbH (2016)

Diese Technologien könnten als Lösungen für spezifische Probleme in den Verteilnetzen genutzt werden. Bei der Entscheidungsfindung sollte die beste ökonomisch zur Verfügung stehende Lösung ausgewählt und die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes gewährleistet werden.

Umbau der Energienetze

Die Rekonfiguration der Verteilnetze bezeichnet eine Veränderung der Netzstruktur (Niederspannung), indem der Status der Schalter, die im Normalzustand offen sind und mit denen man den Stromkreis schließen kann) verändert wird. Dies geschieht, um das Energienetz effizienter und sicherer oder besser für die Lieferung des Stroms an die Kunden geeignet zu betreiben. Das ferngesteuerte Öffnen oder Schließen der Unterbrecher ist auf Übertragungsebene möglich. Diese Technologie steht auch für die Mittelspannungsstufe zur Verfügung, im Vergleich zum Übertragungsnetz aber nur in begrenztem Maße. Hier wird für die Zukunft aber mit einer Änderung gerechnet. Zudem wird die Technologie auch für die Niederspannungsstufen des Systems verfügbar werden. Die Fernsteuerung von Unterbrechern macht auch eine Fernüberwachung des Energienetzes erforderlich.

Die Umgestaltung eines weiträumig untereinander vernetzten Systems ist eine gewaltige Herausforderung. Die meisten VNB überwachen große Kraftwerksanlagen und wichtige Verteilerleitungen mithilfe eines SCADA-Systems (Supervisory Control And Data Acquisition). Dieses System von Sensoren und Steuereinheiten bietet drei wichtige Funktionen: Datenerfassung, Steuerung bestimmter Netzelemente und Anzeige von Alarmen. Es gestattet Bedienungspersonen in einer zentralen Kontrollstation, in begrenztem Umfang Aufgaben wie das Öffnen und Schließen von Unterbrechern wahrzunehmen.

Der VNB prognostiziert Engpässe in verschiedenen Zeithorizonten (Year Ahead, Month Ahead, Week Ahead, Day Ahead). Solche Prognosen werden genauer, wenn mehr Informationen verfügbar werden, beispielsweise Wetterinformationen oder Zählerwerte. Der erwartete Engpass wird, wenn möglich, zunächst durch eine Rekonfiguration des Energienetzes verhindert.

Im Zeithorizont „Day Ahead“ können weiterhin die geplanten Energieflüsse geändert werden. Wenn ein Engpass erwartet wird, ist es weiter möglich, das Energienetz umzugestalten.

Im Allgemeinen wird die Netzkapazität hauptsächlich durch folgende Faktoren beschränkt:

- die maximale Last an einem Verteilerelement oder Teilen eines Elements (je nach Anzahl an Anschlüssen und gleichzeitigen Lasten) und die jeweilige Stromstärke in Punkten des Netzes/der Netzkomponenten,
- die Begrenzungen des Spannungsbereichs oder Auswirkungen auf bestehende Anschlüsse (im Hinblick auf die lokale Erzeugung), und
- Sicherheitsmargen für den Betrieb des Verteil- oder Übertragungsnetzes in (nahezu) Echtzeit nach Schließung (rote Phase).

Großspeicher

Wie in Kapitel 3.2 dargelegt, kann Energiespeicherung flexible Lösungen zur Behebung von Problemen im Zusammenhang mit dem Energienetz bieten. Die Speicherung hat sich zu einem wesentlichen Bestandteil des neuen Werkzeugkastens von Flexibilitätslösungen der VNB entwickelt. Allerdings sollte das Anbieten und Erbringen von Speicherdienstleistungen, die durch die VNB eingekauft werden können, eine Marktaktivität bleiben. Trotzdem sollte es VNB gestattet sein, entsprechende Anlagen für eigene Zwecke zu besitzen und zu betreiben, um den technischen Betrieb des Netzes im Rahmen der genehmigten regulierten Aktivitäten zu gewährleisten. VNB sollten keinesfalls Dienstleistungen am Markt erbringen, bei denen Speicherdienstleistungen oder Energievolumen gehandelt werden.

NETZENTGELTBASIERTE LÖSUNGEN VON VNB

Allgemein lassen sich mit netzentgeltbasierten Lösungen Engpässe vermeiden, bestehende Engpässe aber nicht beseitigen. Allerdings könnten Netznutzer durch eine angemessene Netzentgeltstruktur Anreize erhalten, die Netze so effizient wie möglich zu nutzen, beispielsweise, indem sie ihre Elektrofahrzeuge langsam nach Mitternacht laden anstatt schnell zu Spitzenzeiten des Netzes.

Daher werden Netzentgeltstrukturen benötigt, die die Kosten des Verhaltens der angeschlossenen Kunden widerspiegeln. Wer zusätzliche Kosten verursacht, sollte mehr zahlen als heute und mehr als Personen, die diese Zusatzkosten nicht verursachen. Dieses Prinzip schafft Anreize, Flexibilität zu nutzen, und steigert deren Wert. Es kann die Entwicklung von Geräten und Dienstleistungen anregen, die Kunden dabei unterstützen, mithilfe von Flexibilität Geld zu sparen. Eine gut konzipierte Netzentgeltstruktur kann die Entwicklung von Flexibilität befeuern.

Die Entgeltstruktur besteht aus mehreren Elementen:

- **Entgeltgrundlage**
 - > Kapazität: Ein Kapazitätsentgelt spiegelt besser die Kosten für das Netz wider; es kann sich auf die installierte oder die genutzte Kapazität beziehen.
 - > Energieverbrauch: Ein auf dem Energieverbrauch basierendes Entgelt bietet größere Anreize für Energiesparmaßnahmen
- **Zeiten**
 - > Feste Zeiten (z. B. Rabatte bei Vermeidung der Spitzenzeiten am Abend zwischen 17:00 und 19:00 Uhr)
 - > Dynamisch (z. B. abhängig von der aktuellen Situation von Netzwerk/Gebiet/Markt)
- **Richtung**
 - > Verbrauch
 - > Erzeugung
- **Ort**
 - > Eine Netzentgeltstruktur je VNB-Gebiet
 - > Ein ortsabhängiges Entgelt

Diese Entgeltstrukturelemente können auch miteinander kombiniert werden. Je einfacher eine Netzentgeltstruktur ist, desto leichter können Kunden sie verstehen und desto wirksamer ist sie üblicherweise. In den meisten EU-Mitgliedstaaten beruht das Netzentgelt aktuell auf dem Verbrauch. Dies spiegelt jedoch die realen Kosten für das Netz nicht mehr korrekt wider. Die tatsächlichen Kosten werden durch die erforderliche Spitzenkapazität verursacht.

Eine Alternative, die derzeit durch VNB untersucht wird, ist eine Netzentgeltstruktur, bei der jeder Kunde eine bestimmte symmetrische Kapazitätsbandbreite (z. B. -3 kW bis $+3\text{ kW}$) erhält. Das monatliche Entgelt des Kunden hängt beispielsweise von der vereinbarten Bandbreite ab. Falls der Kunde die Bandbreite überschreitet, wird ihm automatisch eine zusätzliche Gebühr in Rechnung gestellt. Dies schafft Anreize für den Kunden, so gut wie möglich innerhalb der Bandbreite der vereinbarten Kapazität zu bleiben und beispielsweise Elektrofahrzeuge über Nacht zu laden. Beim oben genannten handelt es sich nur um ein Beispiel für ein alternatives Netzentgelt, es könnten aber viele Varianten und andere Lösungen diskutiert werden. Die Entgelte könnten beispielsweise den Marktparteien auch ein einfaches aber wirkungsvolles Signal geben, die Kundenflexibilität in einer für das Netz günstigen Weise zu nutzen.

Eine gut gestaltete Netzentgeltstruktur sollte zum Ausbau von Flexibilität anregen und ihn nicht hemmen. Ein Beispiel für eine Netzentgeltstruktur, die den Ausbau von Flexibilität hemmt, ist die Netto-Stromverbrauchsabrechnung. Die Netto-Stromverbrauchsabrechnung gestattet es Kunden, die ihre Energie zum Teil oder vollständig selbst erzeugen, diesen Strom jederzeit zu nutzen und nicht nur dann, wenn er erzeugt wird. Die Netto-Stromverbrauchsabrechnung kann monatlich oder jährlich erfolgen. Im Allgemeinen gilt: Je länger der Zeitraum ist, desto weniger Anreize bestehen für die Kunden, die von ihnen erzeugte Energie selbst zu verbrauchen. Die Netto-Stromverbrauchsabrechnung bürdet den Netzbetreibern und Marktparteien die Aufgabe auf, Erzeugung und Verbrauch zu stabilisieren, und setzt keine Anreize für einen weiteren Ausbau der Flexibilität.

Vor allem muss die Entwicklung „intelligenter“ Netzentgelte, d. h. Entgelte mit Anreizen für eine effiziente Nutzung des Netzes, weiter untersucht werden.

LÖSUNGEN MITHILFE VON NETZANSCHLUSSVERTRÄGEN

Eine Lösung, wie VNB Engpässe verhindern können, besteht darin, mithilfe von Netzanschlussverträgen auf Flexibilität zuzugreifen.

In bestimmten Ländern führen derzeit einige VNB auf Netzanschlussverträgen oder ähnlichen Vereinbarungen basierende Lösungen ein. Mögliche Bezeichnungen für diese Modelle wären unter anderem „variabler Netzzugang“, „flexible Netzanschlussverträge“ oder thematisch ähnliche Namen.

Unter den richtigen Voraussetzungen können diese Verträge helfen, Investitionen ins Netz zu reduzieren, und eine Situation schaffen, bei der sowohl die Netznutzer als auch die VNB profitieren. Anstatt das Netz so zu planen, dass Erzeuger und Verbraucher jederzeit eine feste physische Verbindung zum Netz haben, sind beispielsweise für bestimmte Erzeuger oder Verbraucher vertragliche Vereinbarungen über einen variablen Netzzugang oder flexible Netzanschlussverträge denkbar. Auf Grundlage finanzieller Anreize (z. B. geringere Anschlusskosten) könnten diese Parteien einem begrenzten Zugang zustimmen, wenn Netzengpässe bestehen. Entsprechend sollten Nutzer des Energienetzes die Möglichkeit haben, einen solchen Vertrag abzuschließen.

Zudem müssen die Einschränkungen des Netzzugangs für die Netznutzer transparent und vorhersagbar sein. Umgesetzt werden könnte dies entweder durch direkte Anschlussverträge zwischen VNB und Erzeugern/Verbrauchern oder indirekt zwischen VNB und dem Flexibilitätsdienstleister (Flexibility Service Provider, FSP)⁹. Für Erzeuger existieren bereits einige Formen des variablen Netzzugangs, z. B. in Großbritannien (dort als „Non-firm Access“ bezeichnet) oder in Frankreich, wo das Konzept derzeit ebenfalls erprobt wird.

Je nach Situation in den jeweiligen Ländern können Regulierungsbehörden in Zusammenarbeit mit den VNB allgemeine Kriterien festlegen, die die VNB bei der Gestaltung und Umsetzung entsprechender Anschlussverträge einhalten müssen, damit der Prozess transparent, objektiv und fair ist.

Die Art der Vergütung der VNB sollte von den Regulierungsbehörden angemessen gestaltet werden, damit die wirtschaftliche Nachhaltigkeit des der Regulierung unterliegenden Netzentgeltsystems nicht gefährdet und sichergestellt wird, dass die Kunden profitieren. Hierdurch ist sehr wahrscheinlich, dass entsprechende Modelle sowohl für angeschlossene Nutzer als auch den VNB und somit das System insgesamt von Vorteil bleiben. Der hier vorgestellte Anschlussvertragstyp eignet sich wahrscheinlich hauptsächlich für Großkunden, die der richtigen Balance aus der Dienstleistung, die sie für die VNB erbringen können, Beständigkeit, Flexibilität und Preis den richtigen Wert beimessen können.

REGELBASIERTE LÖSUNGEN

Eine weitere Möglichkeit, VNB Zugang zu Flexibilität zu verschaffen, sind regelbasierte Lösungen. Unter regelbasierten Lösungen verstehen wir verpflichtende Regeln in Netzkodizes und Verordnungen, die technische Flexibilitätsanforderungen festschreiben. Ein Beispiel wäre die Abregelung der Einspeisung aus Photovoltaik, wenn bestimmte technische Grenzen erreicht sind.

Eine regelbasierte Lösung kann auch das Ergebnis eines Marktversagens sein und sollte daher als Ausnahme betrachtet werden. Ein derartiger Ansatz kann gerechtfertigt sein, wenn nicht genügend freiwillige Angebote existieren, um einen Stromausfall zu verhindern. Im Allgemeinen sollte eine regelbasierte Lösung nicht genutzt werden, wenn ein Marktansatz durchführbar ist.

Eine regelbasierte Lösung kann beispielsweise Grenzwerte für das Einspeisen erzeugter Elektrizität vorschreiben, wenn es im Netz zu einem Engpass kommt. Bei der Bereitstellung von Flexibilität sollten mögliche Entschädigungsmechanismen für Einnahmeausfälle und Opportunitätskosten von Erzeugern, deren Produktion abgeregelt wurde, durch die Regulierungsbehörde festgelegt werden. Für die Erzeuger beinhalten diese Kosten Betriebskosten, entgangene Marktumsätze und potenziell die Kosten für Bilanzkreisverantwortliche (Balancing Responsible Party, BRP). Für die Nachfragesteuerung sind die Kosten schwer zu ermitteln. Zudem ergeben sich keine speziellen Anreize, Flexibilität bereitzustellen, wenn den Parteien lediglich die Opportunitätskosten erstattet werden.

Der regelbasierte Ansatz könnte nützlich sein, wenn er Mindestanforderungen auferlegt, um Flexibilität im System zu ermöglichen, und gibt einen Rahmen zur Zulassung und Förderung von Lösungen vor. Beispielsweise legt der Netzkodex für den Lastanschluss bereits technische Mindestanforderungen für die Erbringung bestimmter Laststeuerungsdienste für Netzbetreiber fest. Der Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger schafft die Voraussetzungen für Erzeugerflexibilitätsdienste, da diese bestimmte technische Anforderungen erfüllen müssen. Jedoch könnte es erforderlich sein, einige dieser Netzkodizes zu überarbeiten, um sie an die neuen Realitäten der Netze anzupassen.

9. Flexibilitätsdienstleister (FSP) sind Marktparteien (Anbieter, Aggregatoren, Energiedienstleistungsunternehmen usw.) mit der expliziten wirtschaftlichen Funktion, Flexibilität von Netznutzern zu erwerben und an eine Flexibilität anfordernde Partei (Flexibility Requesting Party, FRP) zu verkaufen.

Ein regelbasierter Ansatz gleicht dem Ampelprinzip. In der grünen Phase werden vom VNB keine Flexibilitätsdienste benötigt, in der gelben Phase sind Flexibilitätsdienste von Kunden und Marktparteien erforderlich. Falls allerdings nicht genug Flexibilitätsdienste angeboten werden, muss mithilfe eines regelbasierten Ansatzes ein Stromausfall verhindert werden (rote Phase).

MARKTBASIERTE LÖSUNGEN

Marktbasierte Lösungen können kostengünstige, innovative und wettbewerbsgetriebene Lösungen für die Erbringung von Dienstleistungen liefern, wenn diese örtlich verfügbar sind. Marktbasierter Einkauf kann kostengünstige, innovative und wettbewerbsgetriebene Lösungen für die Erbringung von Dienstleistungen liefern. Bei ausreichender örtlicher Verfügbarkeit (in Anzahl und Umfang) können Marktmechanismen entwickelt werden und hilfreich sein.

Ein Marktmechanismus schafft die richtigen Bedingungen dafür, dass mehrere Akteure miteinander darum in Wettbewerb treten können, die effizientesten (Flexibilitäts-) Lösungen für VNB zu erbringen. Voraussetzung hierfür ist selbstverständlich, dass örtlich eine ausreichend große Anzahl von Wettbewerbern existiert. Dieser Ansatz hat auch großes Potenzial, Innovationen einzuleiten und von Standards zu profitieren, die für bestehende Energiemärkte festgelegt wurden.

Es bestehen mehrere Optionen für die Implementierung entsprechender Marktmechanismen, z. B. mithilfe eines Ausschreibungsverfahrens oder einer Marktplattform. Für einen solchen Markt konkurrieren verschiedene Flexibilitätsdienstleister (FSP) ¹⁰ darum, Flexibilitätsdienstleistungen für den VNB zu erbringen. Diese Dienstleistungen werden als „Systemdienstleistungen“ bezeichnet und betreffen eine Reihe von Funktionen, die Netzbetreiber vergeben müssen, um die Systemsicherheit zu für die Kunden günstigsten Kosten gewährleisten zu können.

Um diesen Markt zu realisieren, muss dringend geklärt werden, wie die Marktparteien und Netzbetreiber interagieren. Das Ampelkonzept liefert ein Konzept für die Diskussion darüber, wie diese Interaktion etabliert werden kann. Unter Anwendung der Ampellogik: zwischen der grünen Marktphase, in der das Stromnetz für den Markt ohne Einschränkungen funktioniert, und der roten Phase, in der die Stabilität des Systems gefährdet ist.

Beim aktuellen Stromnetz gibt es nur die grüne Phase (Marktphase), die unter extremen Umständen plötzlich in die rote Phase (Netzphase) umschlägt. Da der Wechsel von der einen in die andere Phase zukünftig immer stärker von Bedeutung sein wird, ist es wichtig, eine gelbe Zwischenphase zu beschreiben, d. h. die Interaktion zwischen Markt und Netz.

Die gelbe Phase tritt ein, wenn ein potenzieller Netzengpass in einem bestimmten Netzbereich besteht. In der gelben Phase nehmen die Verteilnetzbetreiber die von den Marktparteien im Netzsegment angebotene Flexibilität in Anspruch, um eine rote Phase zu verhindern. Im Allgemeinen geschieht dies indirekt durch Maßnahmen, die mit den Anbietern/Aggregatoren vereinbart sind, oder in Ausnahmefällen in Ermangelung solcher Maßnahmen direkt entsprechend direkten vertraglichen Vereinbarungen.

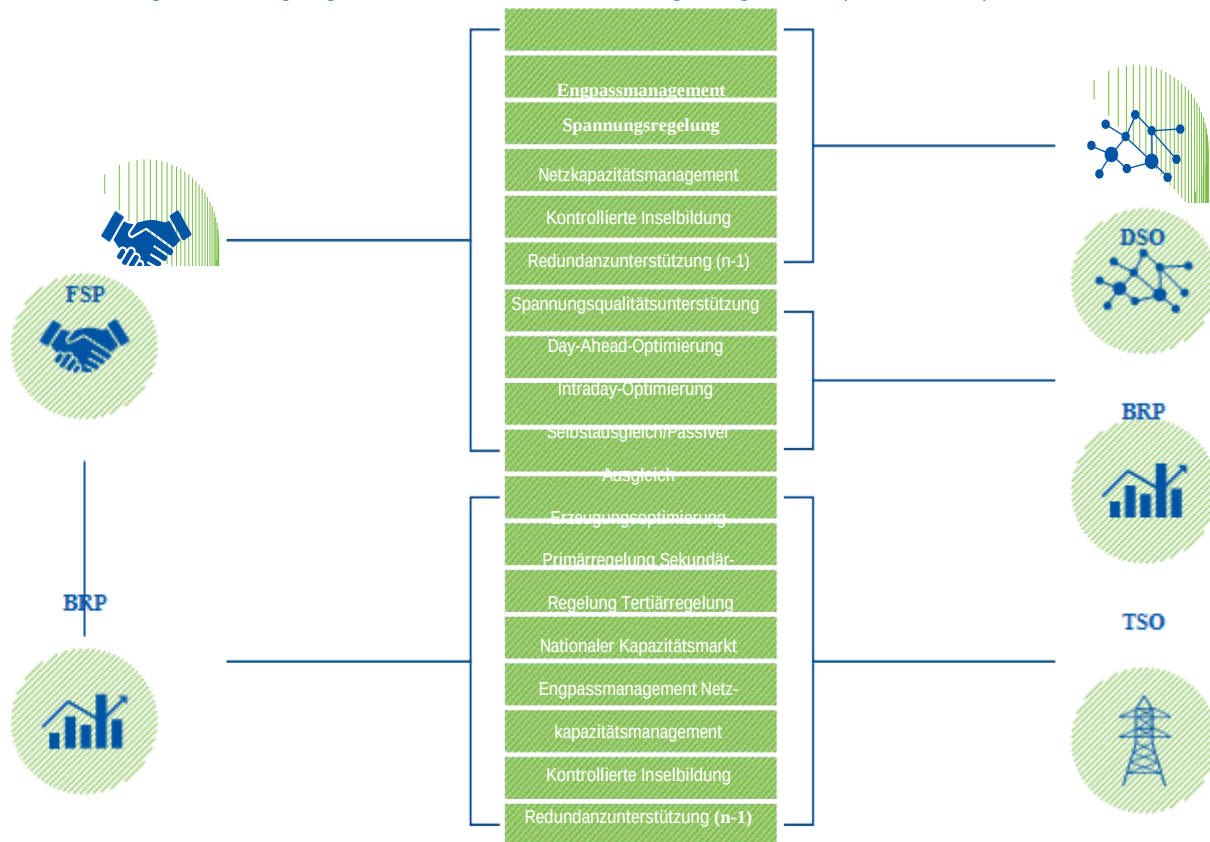
In diesem Zusammenhang ist die Beteiligung des Bilanzkreisverantwortlichen erforderlich, und es muss ein Modell für die Verteilung der entstandenen Kosten gefunden werden. Die Flexibilitätsdienstleister müssen sicherstellen, dass die entsprechenden Abrechnungsverfahren befolgt werden. Eingriffe während der gelben Ampelphase gehen immer mit Zahlungen des Netzbetreibers für die Flexibilität einher.

10. Flexibilitätsdienstleister ist eine Marktrolle, die von einer Marktpartei oder einem Endnutzer übernommen werden kann

In der Folge können Netznutzer ihr Verhalten anpassen und von ihrem Beitrag zur Sicherstellung der Systemstabilität profitieren. Beispielsweise informieren die verantwortlichen Netzbetreiber die Marktteilnehmer, mit denen sie vertragliche Vereinbarungen über das Recht zur Flexibilitätsnutzung getroffen haben, auf Grundlage von historischen Werten und aktuellen Systemprognosen über den prognostizierten Flexibilitätsbedarf.

Es existieren verschiedene Flexibilitätsdienstleistungen und Produkte, die Marktparteien den VNB anbieten könnten, um eine rote Phase zu vermeiden. Ein Beispiel hierfür aus dem Jahr 2015 stammt von USEF (Universal Smart Energy Framework). USEF veröffentlichte ein Dokument ¹¹ mit einer Übersicht über das Flexibilitätswertmodell. Abbildung 2 bietet eine Übersicht der Aktivitäten, für die Flexibilitätsprodukte und Flexibilitätsdienstleistungen angeboten werden, sowie die potenziellen Akteure.

Abbildung 2: Der Lösungsmöglichkeiten von Flexibilitätsdienstleistungen, möglichen Käufern und Verkäufern

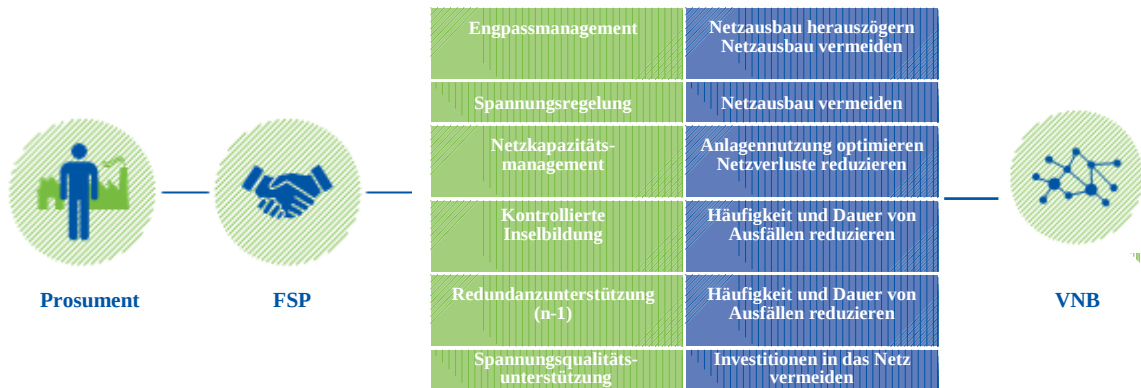


Quelle: USEF, 2015

11. <http://www.usef.energy/download-the-framework/>

Flexibilitätsdienstleister könnten VNB unterstützen, indem sie eine Reihe von Dienstleistungen wie in Abbildung 3 unten dargestellt anbieten.

Abbildung 3: Der Lösungsmöglichkeiten von Flexibilitätsdienstleistungen, möglichen Käufern und Verkäufern



Quelle: USEF, 2015

Serviceanforderungen

Systemdienstleistungen können Regelenergieleistungen (Netzfrequenz), Engpassmanagementdienste, Not- und Wiederherstellungsdienste (z. B. Schwarzstart-Dienste), Bereitstellung von Blindleistung, Spannungsregelungsdienste usw. sein. Jeder Dienst kann separat erworben werden, es ist jedoch interessant zu untersuchen, ob bestimmte Dienste in Kombination (z. B. Kombination von Engpassmanagementdiensten mit Regelenergieleistungen) erworben werden können, was allgemein als Bündelung von Dienstleistungen bezeichnet wird. Dies ist jedoch aus technischen Gründen nicht bei allen Diensten möglich. Einige Dienste erfordern ein ganz anderes Produkt, wie z. B. Blindleistungsdienstleistungen, die nicht mit anderen Diensten kombiniert werden können. Weitere Details zur Kombination des Regelenergiemarktes mit dem neuen Engpassmanagement auf Verteilnetzebene finden Sie in Kapitel 6.3 (Beschaffungsoptionen).

Bestimmte Dienste sind standortspezifisch, wie z. B. Engpassmanagement- und Spannungsregelungsdienste. Der Standort kann einen bestimmten Bereich einer Stadt, einen Bereich, der von einem Umspannwerk versorgt wird, oder sogar eine einzelne Straße umfassen. Einige Dienste sind im Entstehen, z. B. die Lösung von Engpässen auf Verteilnetzebene, während andere Dienste bereits etabliert sind, wie z. B. Regelenergieleistungen.

Für Netzbetreiber und insbesondere bei Engpässen stellen marktbasierte Lösungen einige große Herausforderungen dar: die Liquidität des Marktes und die Beständigkeit der Gebote. Eine marktbasierte Lösung erfordert daher eine klare Produktdefinition und möglichst eine ausreichende Zahl an Anbietern (Liquidität). Ein liquider Markt ist auch ein Wettbewerbsmarkt. Mehr Wettbewerb führt zu niedrigeren Preisen und damit zu niedrigeren Kosten für die Gesellschaft.

Folgende Maßnahmen können die Liquidität des Engpassmanagementmarktes erhöhen:

- **Infrastruktur vorhanden:** Wenn z. B. ein Standard-Smart-Meter zur Messung des erbrachten Dienstes verwendet werden kann, ist kein spezielles Messgerät erforderlich.
- **Standardisierung von Produkten:** Allgemeine Produkte, die für einen oder mehrere Dienste verwendet werden können, erhöhen die Liquidität. Je mehr Käufer dieselbe Produktspezifikation verwenden, desto mehr Anbieter können das Standardprodukt bereitstellen.
- **Investitionssicherheit:** Höhere Investitionssicherheit wird mehr Anbieter anziehen. Dies kann mit einer großen Häufigkeit von Produktanfragen erreicht werden. Die Standardisierung und Verallgemeinerung von Produkten erhöht auch die Häufigkeit von Produktanfragen. Außerdem wird ein langfristiger Vertrag mit einer Vorhalteprämie Anreize für die Marktparteien schaffen, in die Bereitstellung von Lösungen für Netzbetreiber zu investieren. Nach Abschluss eines langfristigen Vertrages zwischen einem Dienstleister und einem Netzbetreiber ist der Dienstleister zur Bereitstellung verpflichtet. Die Investitionssicherheit kann erhöht werden, wenn Dienstleister diese Verpflichtungen untereinander handeln können.
- **Technologieneutralität:** Wenn die Produktspezifikation bestimmte technische Lösungen nicht ausschließt, ist es wahrscheinlicher, dass mehr Anbieter ihre Dienste anbieten können.
- **Aggregation:** Wenn eine bestimmte Dienstleistungsanfrage von mehreren Einheiten erfüllt werden kann, ist es wahrscheinlicher, dass mehr Anbieter teilnehmen können.
- **Portfolio-Gebote:** Wenn ein Dienstleister bezüglich einer bestimmten Anfrage für eine Dienstleistung nicht angeben muss, welche Einheit in welchem Umfang mitwirken wird, hat er mehr Optionen zur Auswahl. Dadurch verbessert sich auch die Beständigkeit des Gebots. Sollte eine Einheit ausfallen, kann eine andere Einheit im selben Portfolio die Verpflichtung zur Erfüllung der Anfrage übernehmen.
- **Größeres Gebiet:** Wenn ein großes Gebiet an der Lösung eines Engpassproblems teilnehmen kann, dürfen mehr Anbieter in der Lage sein, ihre Dienste bereitzustellen.
- **Bestehen neben den vorhandenen Märkten:** Die Aktivierung von Produkten sollte keine negativen Auswirkungen auf andere Märkte oder andere Parteien in anderen Märkten haben.
- **Klare Marktzeitbereiche:** Für Dienstleister ist es attraktiv, an verschiedenen Märkten teilzunehmen. Der Zeitbereich für Angebote auf den verschiedenen Märkten muss so weit wie möglich zwischen den verschiedenen Märkten abgestimmt werden. Es sollte für Dienstleister auch möglich sein, Gebote zurückzuziehen, solange das Gebot noch nicht ausgewählt wurde.
- **Niedrige Markteintritts- und Austrittshürden:** Es sollte einfach (und kostengünstig) sein, den Markt zu betreten oder zu verlassen.
- **Die Interoperabilität zwischen verschiedenen Arten von Märkten und Regionen** wird die Liquidität und Effizienz erhöhen.

Da es verschiedene Netzbetreiber gibt, die Dienstleistungen von mehreren Marktparteien zu unterschiedlichen Zwecken beziehen, kann es vorkommen, dass z. B. ein ÜNB eine Regelenergieleistung von einem Regelenergieanbieter erwirbt, wodurch eine Einheit in einem bereits überlasteten VNB-Gebiet aktiviert wird. Solche Situationen sollten so weit wie möglich vermieden werden, oder es muss zumindest eine Abstimmung zwischen den betroffenen Parteien stattfinden.

Die Beständigkeit einer marktbasierten Lösung ist sehr wichtig, insbesondere bei Engpässen mit lokalen Folgen. Hat ein Dienstleister einen Dienst an einen Netzbetreiber verkauft, muss dieser sich auf die Erbringung dieses Dienstes verlassen können. Wenn die Leistung nicht erbracht wird, sollte der Dienstleister in der Regel eine hohe Strafe zahlen. Für die Höhe der Strafe muss das richtige Gleichgewicht gefunden werden. Eine zu hohe Strafe führt zu einem erhöhten Risiko für den Dienstleister. In Anbetracht der Tatsache, dass eine Einheit auch aufgrund von technischen Problemen ausfallen kann, wird der Dienstleister, wenn das Risiko einer Strafe zu hoch ist, nicht in den Markt eintreten. Andererseits darf die Strafe nicht zu niedrig sein, da der Dienstleister die Strafe einfach bezahlt, wenn er mit der jeweiligen Einheit auf einem anderen Markt mehr Geld verdienen kann.

Erwähnenswert ist auch, dass der Markt, sobald die VNB die Flexibilität nutzen, weiß, wo zu diesem Zeitpunkt Netzengpässe bestehen. Vorschriften sollten sicherstellen, dass eine Überlastung des Systems durch Marktparteien durch die unbefugte Nutzung dieses Wissens vermieden wird.

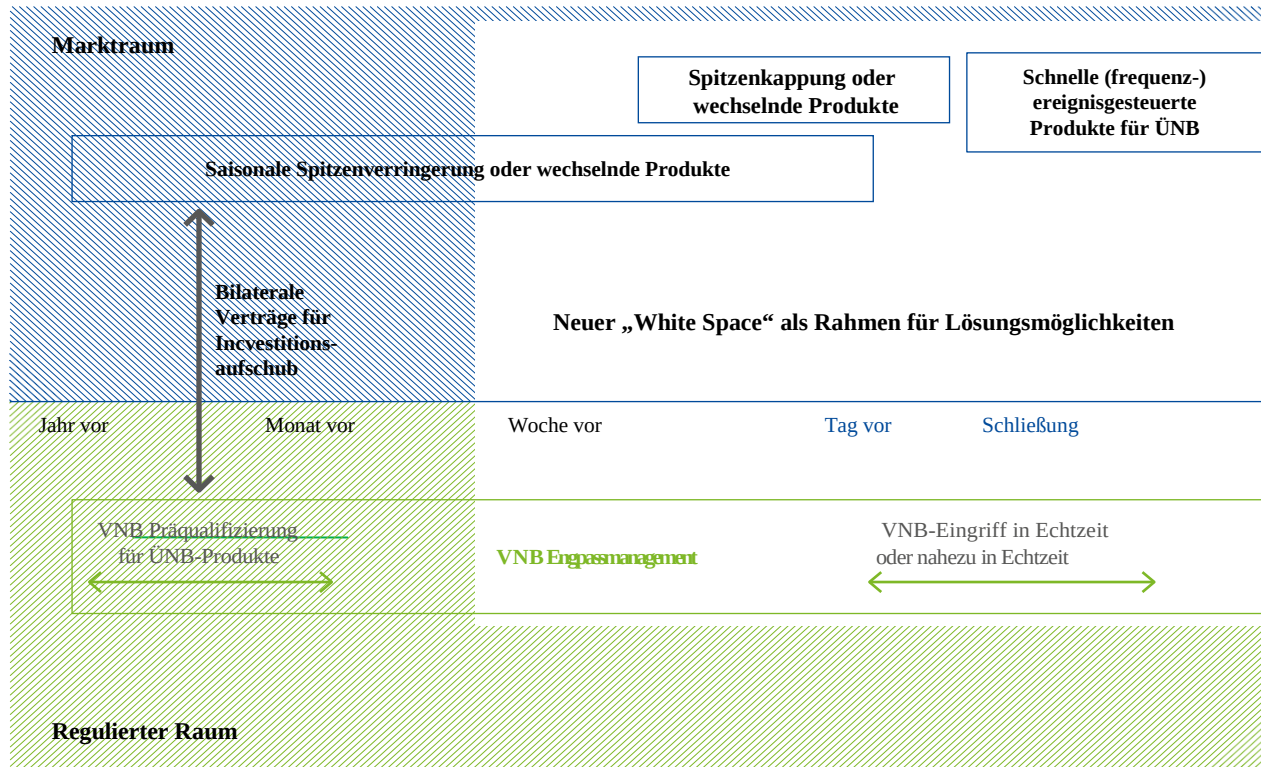
Zeitpläne für das Engpassmanagement

Die Lösungsmöglichkeiten umfassen notwendigerweise sowohl den regulierten Raum, in dem sich die Netzbetreiber befinden, als auch den nicht regulierten Marktraum. Er wird auch notwendigerweise eine Reihe von Zeitbereichen von möglicherweise mehreren Jahren im Voraus bis hin zu Echtzeit oder nahezu Echtzeit umfassen. Einige Beispiele hierfür sind in Abbildung 4 dargestellt.

- Bilaterale Verträge zwischen einem VNB und Großkunden, die z. B. einen Investitionsaufschub bringen, können sich über mehrere Jahre erstrecken.
- Bewertungen der Präqualifizierung für die Teilnahme von an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden an Systemdiensten für ÜNB könnten mit einer Häufigkeit durchgeführt werden, die mit den Beschaffungszeitbereichen im Einklang steht, die in der Größenordnung von Monaten liegen könnten.
- Darüber hinaus könnte ein granulares Management von Engpässen, die sich aus der Aktivierung solcher Dienste ergeben, bei ausreichender Beobachtbarkeit und geeigneten Systemen als Day-Ahead oder nahezu in Echtzeit implementiert werden.
- Ebenso können saisonale Spitzenverringering oder wechselnde Produkte täglich, aber über einen längeren Zeitraum, z. B. Wintermonate, aktiviert werden.
- Schnelle frequenz- oder ereignisgesteuerte Produkte, per definitionem in Echtzeit aktiviert.
- Ein fiktiver neuer „White Space“ für die Umsetzung des Engpassmanagements mit einer geeigneten Plattform, an der regulierte und Marktakteure beteiligt sind, wird ebenfalls grafisch dargestellt.

Abbildung 4: Die Lösungsmöglichkeiten zur Förderung von Märkten und zur Unterstützung der VNB bei der Ermöglichung der Funktionstüchtigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf Grundlage eines Ampelsystems

Quelle: DSO Committee on



Flexibility, 2017



5. BESSERE KOOPERATION ZWISCHEN ÜNB UND VNB

Die Kooperation zwischen den Netzbetreibern (VNB und ÜNB) im Elektrizitätssystem wird in Zukunft an Bedeutung gewinnen, da sich die Stromflüsse stark verändern werden. In diesem Kapitel werden die Kooperation und die Grundsätze für den erforderlichen Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB untersucht.

ENTWICKLUNG DER KOOPERATION

Das traditionelle Elektrizitätssystem wurde entwickelt, um Elektrizität von Kraftwerken, die auf der Hochspannungsebene des Systems angeschlossen sind, zu Verbrauchern zu transportieren, die auf der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene des Systems angeschlossen sind. Dies ist immer weniger der Fall. In Zukunft wird ein relativ hoher Anteil der Stromerzeugung auf der Mittel- und Niederspannungsebene des Systems erfolgen. Dies wird erhebliche Auswirkungen auf die künftige Rollen und Zuständigkeiten der Netzbetreiber auf allen Ebenen haben.

Derzeit managen und betreiben die ÜNB in der Regel die Höchstspannungsebene des Systems, während die VNB in der Regel die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene des Systems managen und betreiben. Die Schwellenwerte zwischen Hoch-, Mittel- und Niederspannung können jedoch zwischen den einzelnen EU-Mitgliedstaaten variieren.

Während ein ÜNB es in der Regel mit Hunderten von industriellen Großverbrauchern und Erzeugern zu tun hat, sind es bei einem VNB üblicherweise Tausende von mittelständischen Gewerbetunden sowie Millionen von Haushaltskunden. Heute ist es normal, dass auf der Verteilnetzebene Hunderte von mittelgroßen Erzeugern (z. B. Photovoltaik, Windkraftanlagen usw.) und Hunderttausende von Kleinerzeugern (z. B. PV-Module) auf der Mittel- und Niederspannungsebene des Systems aktiv sind. Diese Zahlen unterscheiden sich je nach Mitgliedstaaten und Regionen. Es ist jedoch klar, dass in Zukunft die Stromerzeugung und die Elektrifizierung auf Verteilnetzebene zunehmen werden.

Wie oben bereits erwähnt, wurde das Elektrizitätssystem ursprünglich nicht im Hinblick auf eine solche dezentrale Erzeugung konzipiert. Dies führt zu erheblichen Belastungen auf der Verteilnetzebene des Systems, um mit dieser neuen Situation fertig zu werden. Die vorherigen Kapitel haben gezeigt, dass VNB dazu neben dem Netzausbau noch weitere Werkzeuge benötigen werden. Allerdings ist auch eine engere Kooperation zwischen ÜNB und VNB erforderlich, um das derzeitige Niveau der Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Immer mehr Ausgleichsreservefähigkeit geht von der Übertragungsebene auf die Verteilnetzebene über. Da es sich beim Ausgleich des Gesamtsystems um eine Aufgabe der ÜNB handelt, ist der Zugriff auf die auf der Verteilnetzebene befindliche Ausgleichsreservefähigkeit erforderlich. Dies verursacht in der Regel keine Probleme, manchmal treten jedoch Probleme in unterschiedlichen Zeiträumen auf.

Jede Reservekategorie kann ihre eigenen Probleme verursachen.

- **Frequency Containment Reserves (FCR, Frequenzhaltungsreserven)**, auch **Primärreserven** genannt, werden sehr häufig aktiviert und können Frequenzabfälle und -spitzen in den Verteilnetzen verursachen.
- **Frequency Restoration Reserves (FRR, Frequenzwiederherstellungsreserven)**, auch **Sekundärreserven** genannt, haben in der Regel eine wesentlich höhere Energiemenge und können daher zu Engpässen führen. Eine FRR kann **automatisch (aFRR)** und **manuell (mFRR)** aktiviert werden. Eine aFRR wird in der Regel viel häufiger und meist für eine kürzere Dauer aktiviert als eine mFRR. Eine aFRR oder mFRR kann neben Engpässen in den Verteilnetzen auch Spitzen verursachen.
- **Replacement Reserve (RR, Ersatzreserve)**, auch Tertiärregelung genannt, wird seltener eingesetzt als FRR, hat aber in der Regel größere Energiemengen. RR in Verteilnetzen kann zu Engpässen führen.

Diese Regelennergiedienstleistungen können Monate im Voraus oder nah am Erfüllungszeitpunkt beschafft werden, während ihre Aktivierung in der Regel sehr nah am Erfüllungszeitpunkt erfolgt.

Ob der ÜNB weiß, welche Einheiten für den Ausgleich des Systems aktiviert werden, hängt im Wesentlichen von den Produktspezifikationen der Regelennergiedienstleistungen und der Gestaltung des Regelennergiemarktes ab. Ist die Gestaltung des Regelennergiemarktes portfolioorientiert, kann der Balancing Service Provider (BSP, Regelennergiedienstleister) entscheiden, welche Einheiten er im Ungleichgewichtsbereich aktivieren möchte (dies erfolgt in der Regel auf MS-Ebene). Der BSP wird zuerst die kostengünstigsten Einheiten in seinem Portfolio verwenden. Wenn der ÜNB nicht weiß, welche Einheiten aktiviert sind, kann er den betreffenden VNB natürlich nicht informieren.

In den neuen Europäischen Netzkodizes ist das Konzept des signifikanten Netznutzers (SNN) definiert. Jeder Mitgliedstaat sollte seine eigenen Schwellenwerte festlegen, ab denen die Nutzer als SNN gelten. SNN, die Laststeuerungsdienste bereitstellen, müssen den Betreiber des Netzes, an das der Nutzer angeschlossen ist, über ihre Erzeugungs- oder Verbrauchspläne informieren.

KASKADENPRINZIP BEI BETRIEB UND DATENAUSTAUSCH

Wie im Datenmanagementbericht von ÜNB und VNB (TSO-DSO Data Management Report) beschrieben, der von ENTSO-E und den europäischen VNB-Verbänden im September 2016 ¹² veröffentlicht wurde, haben sich ÜNB und VNB auf drei Möglichkeiten geeinigt, wie ÜNB auf Daten von an das Verteilernetz angeschlossenen Nutzern zugreifen können:

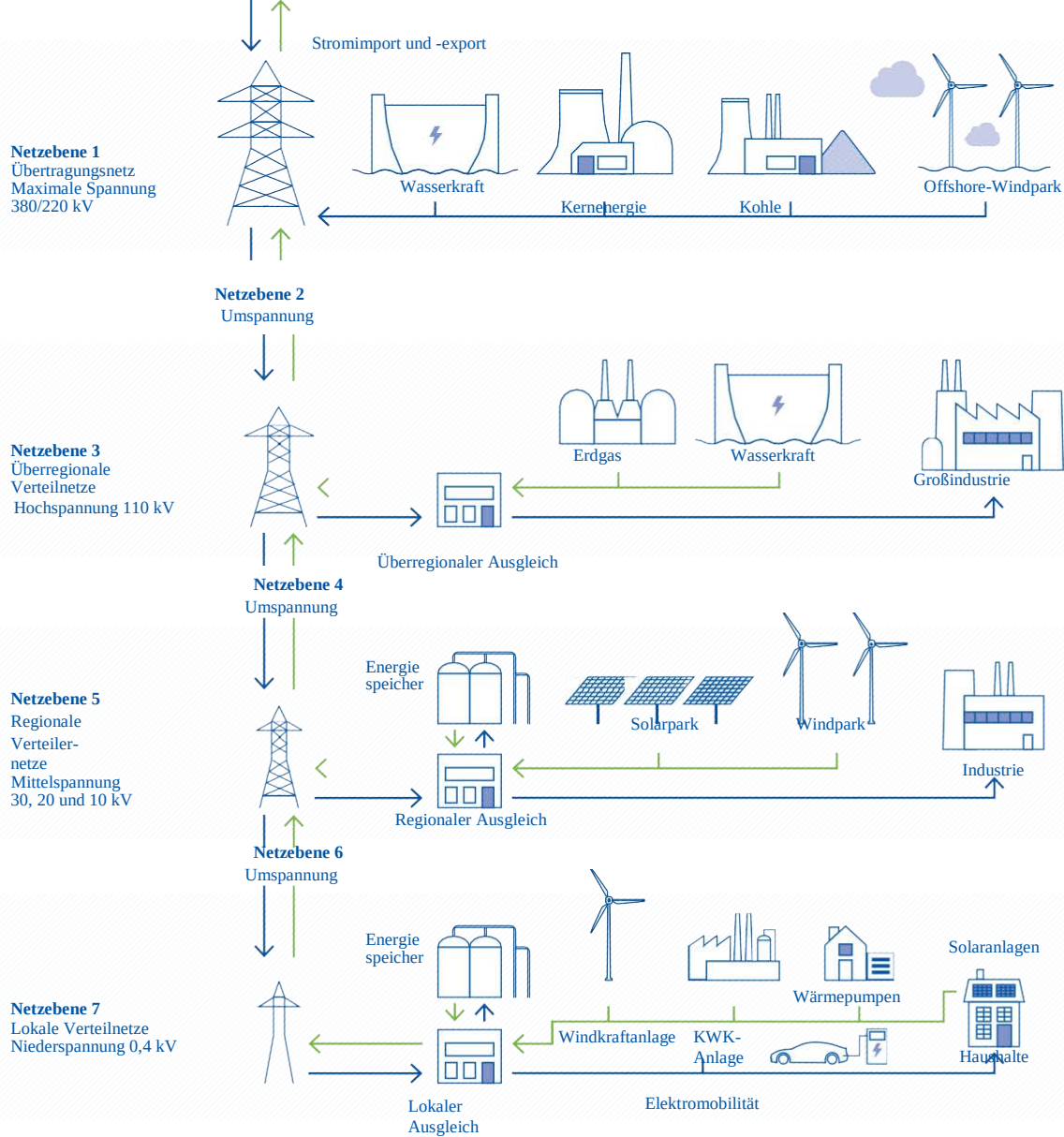
- Die ÜNB könnten über einen Aggregator oder einen Regelennergiedienstleister auf die erforderlichen Daten eines VNB-Netznutzers zugreifen. Allerdings muss die Datenintegrität und -transparenz für ÜNB, VNB und andere Marktteilnehmer gewährleistet sein.
- VNB geben relevante Daten effizient und zeitnah an den ÜNB weiter (Kaskadenprinzip).
- Für spezifische Bedürfnisse und unter bestimmten Bedingungen, die mit den VNB besprochen und vereinbart werden, sollten die ÜNB durch eine direkte technische Lösung des ÜNB Zugriff auf diese Daten von VNB-Netznutzern haben, ohne dass dadurch die Zuständigkeit der VNB für die Verbrauchserfassung übertragen wird.

Wie oben bereits erwähnt, sollten die ÜNB nur in bestimmten Fällen direkt auf die Daten der an das Verteilernetz angeschlossenen Netznutzer zugreifen, und diese Fälle sollten mit den VNB besprochen und vereinbart werden. Dies ist von großer Bedeutung, da das System immer komplexer wird und mehr Marktteilnehmer involviert sind. Der Datenaustausch ist entscheidend für den Flexibilitätsmarkt und muss zum dezentralen Markt passen.

12. http://www.eurelectric.org/media/285585/tso-dso_dm_rep-2016-030-0382-01-e.pdf

Die folgende Abbildung 5 zeigt ein Beispiel für die komplexe geschichtete (kaskadierte) und dezentrale Struktur des deutschen Elektrizitätssystems.

Abbildung 5: Beispiel für die komplexe geschichtete (kaskadierte) und dezentrale Struktur des deutschen Elektrizitätssystems



Quelle: Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Mai 2015

Es ist klar, dass der direkte Zugriff auf die uneingeschränkten Daten der Netznutzer von VNB ohne weitere Diskussion oder Vereinbarung mit VNB den Betrieb und die Sicherheit der Verteilnetze gefährdet. Dieser direkte Zugriff wird auch als „nicht kaskadiertes Prinzip“ bezeichnet. Dieser Ansatz könnte auch dazu führen, dass VNB vom Informationsaustausch ausgeschlossen sind, und er verringert die Eingriffsfähigkeit des VNB bei Engpässen in den Verteilnetzen aufgrund von Transaktionen.

Neben der Empfehlung, den direkten Datenaustausch zwischen ÜNB und an das Verteilernetz angeschlossenen Netznutzern als ineffizienten und unsicheren Ansatz zu vermeiden, empfehlen wir dringend, dass jede Aktivierung eines an das Verteilernetz angeschlossenen Netznutzers durch einen ÜNB nur dann zulässig ist, wenn Steuerarchitekturen sicherstellen, dass der VNB im Vorfeld informiert wird und über die Möglichkeit verfügt, potenziell schädigende Steuersignale zu unterbinden. Dies ist von wesentlicher Bedeutung für den weiteren sicheren Betrieb der Verteilnetze, während gleichzeitig die Flexibilität der Verteilnetze in vollem Umfang ermöglicht und gefördert wird.

VNB betonen, dass die meisten der bestehenden an das Verteilernetz angeschlossenen Netznutzer derzeit keine Daten austauschen, und wenn doch, dann hauptsächlich mit ihrem VNB. Auch für (bedeutende) Netznutzer, insbesondere die kleineren, die an ein Verteilernetz angeschlossen sind, ist es effizienter, wenn sie die Informationen nur einmal (an den anschließenden VNB) und nicht zweimal (an den VNB und ÜNB) senden müssen. Doppelte Datenanforderungen können zu fehlender Synchronizität oder Kommunikationsfehlern führen und erhöhen die Risiken hinsichtlich Datenverantwortung und -qualität.

Das Datenformat und die Durchführung des Datenaustauschs sollten sowohl vom ÜNB als auch vom VNB gemäß Artikel 40 Absatz 7 der Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb vereinbart werden:

„jeder ÜNB [vereinbart] mit den relevanten VNB wirksame, effiziente und verhältnismäßige Verfahren für die Durchführung und Verwaltung des Datenaustauschs, einschließlich der Bereitstellung von Daten zu Verteilnetzen und SNN (bedeutende Netznutzer)“.

Daher sollte jeder Mitgliedstaat entscheiden, wie der Datenaustausch zwischen den SNN, VNB und ÜNB erfolgen soll.

Es steht eine Reihe von Optionen zur Verfügung, die sich als äußerst effizient erweisen könnten. Dazu zählen auch die Erstellung gemeinsamer Datenformate und die gemeinsame Nutzung durch VNB und ÜNB. Es ist unwahrscheinlich, dass in absehbarer Zeit ein EU-weites System vereinbart werden kann. Die Mitgliedstaaten sollten also ihre eigenen Systeme entwickeln und gleichzeitig die Interoperabilität mit grenzüberschreitenden Parteien ermöglichen.



6. Flexibilitätsdienstleistungen

In diesem Kapitel wird untersucht, wie Flexibilitätsdienste erworben, welche Anforderungen umgesetzt und welche Optionen für die Beschaffung genutzt werden können.

NOTWENDIGE ANFORDERUNGEN ZUR FLEXIBILITÄTSDIENSTENTWICKLUNG UND -UMSETZUNG

Ein Flexibilitätsprodukt sollte so gestaltet sein, dass es für den Einsatz mit der höchsten (erwarteten) Liquidität geeignet ist. In Kapitel 4.5.1 findet sich eine Liste möglicher Maßnahmen zur Liquiditätsverbesserung. Die Produktspezifikation sollte das richtige Gleichgewicht zwischen diesen Maßnahmen finden.

Auch der Engpassmanagementmarkt sollte so weit wie möglich in das aktuelle Marktdesign passen. Beispielsweise kann ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) von der Aktivierung eines Engpassmanagementdienstes betroffen sein. Ist dies der Fall, sollte der BKV entsprechend entschädigt werden. Wenn auch andere Marktparteien von der Aktivierung von Engpassmanagementdiensten betroffen sind, sollte das Marktmodell sicherstellen, dass auch diese Parteien entschädigt werden.

Es ist jedoch immer Sache des Endkunden, die Dienstleister zu wählen, die er beauftragen möchte. Wenn das Marktmodell keine Lösung für die Entschädigung der betroffenen Marktparteien bietet, wird das Risiko auf den Kunden übertragen. Dies ist nur sinnvoll, wenn der Kunde die Situation richtig versteht und mehrere Optionen zur Auswahl hat.

Bei Engpassmanagementdiensten ist es sehr wahrscheinlich, dass die Aggregation für die Liquidität des Marktes von entscheidender Bedeutung ist. Um die Aggregation zu ermöglichen, kann eine spezielle Marktrolle für Aggregatoren, auch Flexibility Service Provider (FSP, Flexibilitätsdienstleister) genannt, vorgesehen werden. Diese neue Marktrolle sollte mit bereits vorhandenen Markttrollen im Einklang stehen.

Die Gestaltung einer neuen Marktrolle für einen FSP ermöglicht es neuen und bestehenden Marktparteien, diese Rolle zu übernehmen. Dies dürfte die Liquidität des Engpassmanagementmarktes erhöhen. Die Schaffung einer eigenen Marktrolle FSP ermöglicht es einem FSP auch, die Rolle eines BKV nicht selbst zu übernehmen, sondern diese an einen bestehenden BKV auszulagern. Dies könnte die Markteintrittsbarriere für neue FSP-Marktparteien senken.

PRODUKTSPEZIFIKATIONEN

Es sollten Marktprodukte für die bereitgestellten Dienstleistungen geschaffen werden, die eine effektive Beteiligung aller Marktteilnehmer, einschließlich EE, Laststeuerung und Flexibilitätsdienstleistern (z. B. Aggregatoren, Versorger, Prosumen), gewährleisten. Die Produkte müssen die Standortinformationen enthalten. Die VNB legen zusammen mit Interessengruppen die Spezifikationen fest, die von Marktteilnehmern, die vor Ort Flexibilitätsprodukte anbieten werden, zur Orientierung benötigt werden.

Die Spezifikationen eines Engpassmanagementdienstes lassen sich in drei Gruppen einteilen. Beispiele für die verschiedenen Elemente finden Sie im Folgenden zur Veranschaulichung. Es ist möglich, dass eine Spezifikation weniger oder sogar mehr Elemente enthalten kann.

Allgemeine Produkthanforderung für das Engpassmanagement:

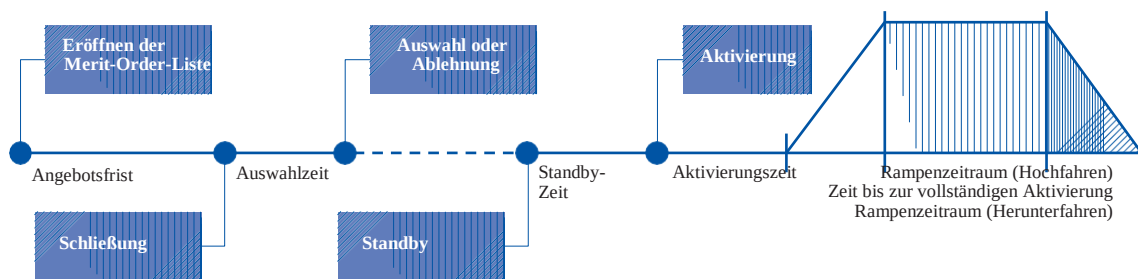
- Minimale/maximale Gebotshöhe (z. B. 1 MWh oder 10 kW)
- Minimale/maximale Dauer (z. B. 15 Min. / 60 Min.)
- Definition des Engpasspunktes (Bestimmung des vom Engpass betroffenen Bereichs)
- Angebotsfrist: Zeit, die den Marktparteien zur Gebotsabgabe eingeräumt wird.
- Auswahlzeit: vom Netzbetreiber benötigte Zeit zur Auswahl der Gebote, die aktiviert werden.
- Aktivierungszeit: Zeit vor Aktivierungssignal und Rampenzeitraum (Hochfahren) (1 Std., 15 Min., 0 Sek.)
- Maximaler Rampenzeitraum (15 Min., 5 Min., ...)
- Minimale Zeit bis zur vollständigen Aktivierung (15 Min., 30 Min., ...)
- Aktivierungsmodus (automatisch, manuell)
- Verfügbarkeitsfenster (pro Tag, pro Woche, pro Jahr)
- Frequenz: Maximale Anzahl von Aktivierungen (pro Tag, pro Woche, pro Jahr)
- Erholungszeit: Minimale Zeit zwischen den Aktivierungen
- Erholungsbedingungen
- Grundlegende Methodik
- Anforderungen an die Messung
- Pooling erlaubt (Ja/Nein)
- Strafe für Nichtlieferung (fest oder abhängig von der Gebotshöhe und/oder -dauer, €10.000, €1.000, ...)

Engpassmanagementanfrage:

- Gewünschtes Produkt (z. B. nach Produktspezifikation, Leistung, Energie, ...)
- Startzeit (z. B. 12. Januar 2018 – 17:00 Uhr)
- Dauer (z. B. 2 Std.)
- Standort (z. B. Nijmegen Noord)

Engpassmanagementgebot:

- Standort(e)
- Startzeit (z. B. 12. Januar 2018 – 17:30 Uhr)
- Dauer (z. B. 30 Min.)
- Menge (z. B. 100 KW)
- Preis (z. B. €20)
- Teilbarkeit: Möglichkeit für einen Netzbetreiber, Gebote hinsichtlich der Menge oder des Zeitraums nur teilweise zu nutzen
- Mindestdauer zwischen dem Ende der Deaktivierungszeit und der darauf folgenden Aktivierung

Abbildung 6: Zeitleiste – Erwerb von Engpassmanagementdiensten

In der obigen Abbildung 6 wird der zeitliche Ablauf des Erwerbs von Engpassmanagementdiensten erläutert. Es beginnt mit einer Anfrage des VNB nach Angeboten vom Markt. Eine Merit-Order-Liste wird eröffnet. Diese Liste ist für einen bestimmten Zeitraum (Angebotsfrist) geöffnet.

Beispiel (nur zur Veranschaulichung):

- Für den kommenden Winter wird mit Engpässen gerechnet.
- Die Angebotsfrist kann Monate im Voraus beginnen (Eröffnen einer Merit-Order-Liste) und endet mit dem Schließungszeitpunkt, beispielsweise nach 4 Wochen.
- Der VNB benötigt zum Beispiel 1 Woche, um die richtigen Angebote auszuwählen. Nach dieser Woche werden die Marktparteien informiert, ob ihr Angebot angenommen wurde oder nicht.
- Ist der Zeitraum recht lang, wie in diesem Beispiel, erhalten ausgewählte Marktparteien ein Signal, ob ihr Dienst für einen bestimmten Tag benötigt wird oder nicht (Standby-Signal). Je länger diese Zeit vor der Aktivierung ist, desto mehr Möglichkeiten haben die Marktparteien, ihren Dienst in einem anderen Markt zu verkaufen.
- Tritt der Engpass tatsächlich auf, erhalten sie (beispielsweise) 15/10/5 Minuten vor der Aktivierung ein Signal zur Aktivierung.
- Marktparteien benötigen eine gewisse Rampenzeit (Hochfahren), um ihre Ressourcen zu aktivieren (5/1 Min.). Nach der Rampenzeit (Hochfahren) liefern die Einheiten die volle Aktivierung ihres Angebots.
- Wenn die angebotene Energie oder Leistung geliefert wurde, stoppen die Marktparteien ihre Einheiten, die eine bestimmte Rampenzeit (Herunterfahren) (5/1 Min.) benötigen.

Der Zeitpunkt der Beschaffung ist ein wesentliches Element der Leistungsbeschreibung. Wenn ein VNB prognostiziert, dass der Verbrauch oder die Produktion über die Sicherheitsgrenzwerte des installierten Netzes steigen wird, plant der VNB üblicherweise, das Netz auszubauen, wenn der Ausbau angemessen ist. Die Ausbaurbeiten sind jedoch in der Regel aufgrund von erforderlichen Genehmigungen usw. sehr zeitaufwendig und können beispielsweise bis zu vier Jahre oder länger dauern.

In der Zwischenzeit können Flexibilitätsdienste genutzt werden, wenn neue Kunden einen Anschluss in kürzerer Zeit wünschen. Wenn diese neuen Kunden angeschlossen werden, wird der VNB die Lieferung von Flexibilität zur Unterstützung der Anschlüsse sicherstellen wollen. Dies kann erreicht werden, wenn die Verfügbarkeit von Flexibilität frühzeitig vereinbart wird. Während es möglich ist, die Verfügbarkeit von Flexibilität durch ein Ausschreibungsverfahren zu erwerben, erfordern europäische Ausschreibungsverfahren die Ausschreibung aller erwarteten Flexibilitätsbedürfnisse auf einmal. Dies ist für diesen Prozess nicht günstig. Es wäre günstiger, eine Ausschreibung für die neue Flexibilität zu machen, wenn mehr Sicherheit darüber besteht, wann sie benötigt wird.

BESCHAFFUNGSOPTIONEN

Wie in Kapitel 5.5.1 beschrieben, könnte die Kombination des Regelenenergiemarktes mit dem neuen Engpassmanagementmarkt auf Verteilnetzebene eine hohe Liquidität für den Engpassmanagementmarkt bieten. Dies ist jedoch nicht immer möglich.

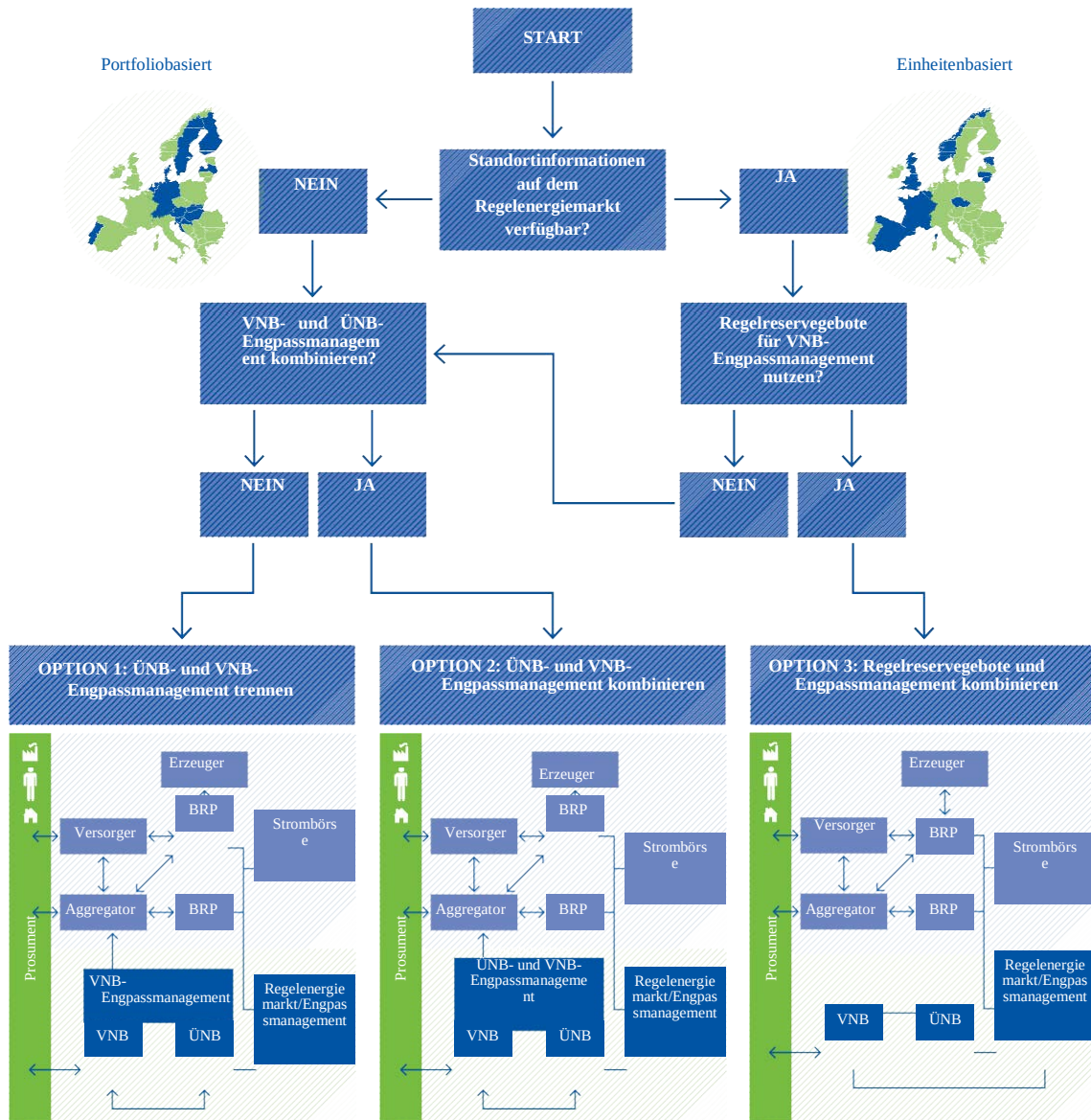
Abhängig von der Beschaffung von Regelennergiedienstleistungen durch die ÜNB in der Europäischen Union könnten wir zwischen drei verschiedenen Regelreserveprozessen unterscheiden, die es in der EU gibt.

- **Zentrales Dispatch:** Zentrales Dispatch ist eine Dispatch-Regelung, bei der der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Verpflichtung und Leistung eines Großteils der Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen festlegt und ihnen direkt Dispatch-Anweisungen erteilt. Zum Beispiel in Italien, Polen oder Irland.
- **Dezentrales Dispatch – portfoliobasiert:** Ein Portfolio von Erzeugern folgt einem aggregierten Aktionsplan, um die Leistung in Echtzeit zu starten/stoppen/erhöhen/verringern. Zum Beispiel in Portugal, Deutschland, den Niederlanden, Dänemark oder Österreich.
- **Dezentrales Dispatch – einheitenbasiert:** Erzeuger folgen ihren eigenen Aktionsplänen, um die Leistung in Echtzeit zu starten/stoppen/erhöhen/verringern. Zum Beispiel in Frankreich, Großbritannien, Spanien, Belgien oder Norwegen.

In Mitgliedstaaten mit dezentralen Dispatch-Prozessen ist es wahrscheinlicher, dass eine marktbasierte Lösung für das Engpassmanagement verfolgt wird. Wird ein Regelreserveprozess mit „dezentralem Dispatch – einheitenbasiert“ implementiert, können die Regelreservegebote grundsätzlich für das Engpassmanagement genutzt werden, da die Standortinformationen im Gebot enthalten sind. Diese Regelreservegebote sind jedoch üblicherweise nur Gebote für Einheiten, die auf Übertragungsebene angeschlossen sind.

Abbildung 7 unten hilft, die verschiedenen Möglichkeiten der Beschaffung von Engpassmanagementdiensten anhand der Standortinformationen besser zu verstehen. Dazu gehört die Möglichkeit der Kombination mit Regelreserven oder die Möglichkeit, das Engpassmanagement für Übertragung und Verteilung zu kombinieren.

Abbildung 7: Modellübersicht des Engpassmanagement-Erwerbs



Wenn in den Regelreservegeboten Standortinformationen verfügbar sind, was beim Regelreserveprozess mit „dezentralem Dispatch – einheitenbasiert“ der Fall ist, hat der Mitgliedstaat die Möglichkeit, Regelreservegebote für das Engpassmanagement zu verwenden. Wie oben erläutert, handelt es sich bei diesen Regelreservegeboten jedoch in der Regel nur um Gebote für Einheiten, die auf Übertragungsebene angeschlossen sind, und daher muss entschieden werden, ob die Regelreservegebote den Anforderungen des VNB für das Engpassmanagement entsprechen.

Wenn die Einheiten an die Mittel- und Niederspannung angeschlossen werden (hauptsächlich auf der Verteilnetzebene), müssen sie aggregiert werden, um am Regelenergiemarkt teilnehmen zu können. Die aggregierten Gebote sind für das Engpassmanagement auf Verteilnetzebene weniger geeignet, da Standortinformationen unerlässlich sind. Um dieselben Regelreservegebote für das Engpassmanagement auf der Verteilnetzebene nutzen zu können, müssen starke Einschränkungen im Aggregationsbereich der Gebote auferlegt werden oder eine sehr niedrige Schwelle für die Gebotshöhe möglich sein. Die Kombination von VNB-Engpassmanagement mit ÜNB-Regelenergieleistungen (Option 3) ist daher wohl keine nachhaltige Lösung für die Zukunft und deshalb nicht ratsam. Es sollte ein eigener Markt für das Engpassmanagement auf Verteilnetzebene entwickelt werden. Diese Lösung kann sowohl die Anforderungen von VNB als auch von ÜNB erfüllen und gleichzeitig die Gesamtsystemkosten minimieren.

Wenn die Standortinformationen nicht verfügbar sind, was bei Mitgliedstaaten mit einem Regelreserveprozess mit „dezentralem Dispatch – portfolio basiert“ der Fall ist, können die Regelreservegebote nicht für das Engpassmanagement verwendet werden. Dies bedeutet, dass ein eigener Markt mit eigener Merit-Order-Liste (MOL) geschaffen werden muss. Da es möglich ist, eine eigene Produktspezifikation für das Engpassmanagement unabhängig von den Produktspezifikationen der Regelenergieleistungen zu haben, kann das Engpassmanagement auf Übertragungs- und Verteilnetzebene kombiniert werden (Option 2). Eine solche Maßnahme könnte die Liquidität des Engpassmanagementmarktes erhöhen. Diese Lösung der Kombination von Engpassmanagementdiensten zwischen VNB und ÜNB ist nur möglich, wenn dieselbe (oder eine ähnliche) Produktspezifikation zur Lösung von Engpässen auf Übertragungs- und auf Verteilnetzebene verwendet werden kann.

Sobald ein eigener Engpassmanagementmarkt geschaffen wurde, ist eine Produktspezifikation für die Engpassmanagementdienste erforderlich (auf Produktspezifikationen wurde in Kapitel 6.2 näher eingegangen). In diesem Bereich sind weitere Analysen erforderlich.

Wenn es nicht möglich ist, ÜNB- und VNB-Engpassmanagementmärkte zu kombinieren, müssen getrennte Märkte geschaffen werden (Option 1).

Neben einem unabhängigen Markt für VNB-Engpassmanagement kann ein digitales Marktmodell entstehen. Dieser digitale Markt wird aus Peer-to-Peer-Lösungen (P2P) bestehen, die Plattform-Geschäftsmodelle (am häufigsten) und Blockchain-Geschäftsmodelle (derzeit noch nicht sehr ausgereift) nutzen können. Eine Bottom-up-Entwicklung sollte darauf abzielen, P2P-Geschäftsmodelle zu integrieren, unabhängig davon, ob sie plattform- oder blockchainbasiert sind. Die Blockchain-Technologie würde wahrscheinlich Teil der Backoffice-Dienste sein, bevor sie als Geschäftsmodell eingesetzt wird. Sie wird bereits heute sehr effizient eingesetzt, um Informationen ohne Verbindung zu Währungen auszutauschen.

Die verschiedenen Möglichkeiten der Beschaffung von Engpassmanagementdiensten haben ihre eigenen Vor- und Nachteile und sollten alle beurteilt werden. Die Entscheidung über Gestaltung und Umsetzung von Engpassmanagementdiensten für VNB liegt bei den Mitgliedstaaten. Es sollte jedoch eine EU-Gesetzgebung erlassen werden, um die in diesem Bericht hervorgehobenen Grundsätze zu erläutern.

Es muss klar sein, dass der VNB immer die Kontrolle über die Engpassmanagementdienste in seinem System haben sollte. Sollte das VNB-Engpassmanagement mit Engpassmanagementdiensten für ÜNB kombiniert sein, sollten diese gemeinsam kontrolliert werden. Eine zusätzliche Kombination von VNB-Engpassmanagement und ÜNB-Regelenergieleistungen ist wohl keine nachhaltige Lösung für die Zukunft und daher auch in den Mitgliedstaaten mit einem einheitenbasierten Ausgleichsregime nicht ratsam.

Um ein gemeinsames System managen zu können, sind Koordination und Informationsaustausch zwischen beiden Netzbetreibern von entscheidender Bedeutung. Ein Markt für Engpassmanagement für VNB sollte in den derzeitigen Regelenergie- und Engpassmanagementmarkt für ÜNB integriert werden. Dies ist erforderlich, um gleichzeitige Doppelaktivierungen von Flexibilitäten ebenso zu verhindern wie jegliche Aktivierung eines an das Verteilernetz angeschlossenen Energienetznutzers durch ÜNB ohne vorherige Ankündigung oder Möglichkeiten, potenziell schädigende Steuersignale zu unterbinden.

Im Folgenden sind die Vor- und Nachteile der einzelnen Modelle aufgeführt.

ÜNB- und VNB-Engpassmanagement:

OPTION 1: Getrenntes VNB- und ÜNB-Engpassmanagement

Vorteile

- Flexibilität zur Änderung der Produkthanforderungen und des Zeitplans: Produkte können für das Engpassmanagement auf Verteilnetzebene maßgeschneidert werden, ohne spezifische Anforderungen der Übertragungsebene zu berücksichtigen.
- Niedrige Markteintrittshürden für kleine lokale Marktparteien (Aggregatoren): Das Produkt wird auf kleine lokale Marktparteien wie Aggregatoren oder Flexibilitätsdienstleister zugeschnitten.
- Klare Governance: Es ist keine Vereinbarung zwischen ÜNB und VNB erforderlich.

Nachteile

- Vermutlich weniger Liquidität (kleine Märkte): Die Märkte sind kleiner. Marktparteien können nur am VNB-Engpassmanagementmarkt teilnehmen.
- Die Teilnahme von Aggregatoren an ÜNB- und anderen VNB-Engpassmärkten ist schwieriger: Die Teilnahme am ÜNB-Markt für Engpassmanagement führt zu anderen Produktdefinitionen und anderen IT-Systemen.
- Die Koordination zwischen ÜNB und VNB ist schwieriger: Die Koordination zwischen ÜNB und VNB erfordert eine Schnittstelle zwischen verschiedenen Systemen, die regelmäßig aktualisiert werden sollte.

OPTION 2: Kombiniertes VNB- und ÜNB-Engpassmanagement

Vorteile

- Mehr Liquidität (führt zu geringeren Kosten)
- Einfacher Zugang für Aggregatoren zu allen Engpassmärkten
- Die Koordination zwischen ÜNB und VNB ist einfacher.

Nachteile

- Schwieriger zu vereinbarende Produktspezifikationen/-anforderungen (Governance)

OPTIONEN 1 UND 2: Getrennter ÜNB-Regelenergie- und (ÜNB- und/oder VNB-)Engpassmanagementmarkt

Die Vorteile von Option 3 können als Nachteile von Option 1 und 2 angesehen werden und umgekehrt.

Vorteile der Optionen 1 und 2:

- Flexibilität zur Änderung der Produktanforderungen und des Zeitplans
- Klare Kosten für das Engpassmanagement
- Einfacher für Aggregation/Aggregatoren
- Niedrigere Markteintrittshürden
- Einfachere Governance

Nachteile der Optionen 1 und 2

- Vermutlich höhere Kosten für Engpassgebote
- Weniger Liquidität
- Eventuell zusätzliche Systeme (z. B.: IT) für bestehende Marktparteien

Zwischen der Wahl von Option 1 (eigener VNB-Engpassmanagementmarkt) und Option 2 (kombinierter ÜNB- und VNB-Engpassmanagementmarkt) können auch Vor- und Nachteile unterschieden werden.

OPTION 3: Kombinieren von ÜNB-Regelenergie- und ÜNB- und VNB-Engpassmanagement:**Vorteile:**

- **Kosten von Engpassgeboten:** Da Engpassmanagementgebote mit einem etablierten Regelenergiemarkt zusammengeführt werden können, dürften die Kosten für Engpassmanagementgebote gering sein.
- **Liquidität** Der Regelenergiemarkt ist etabliert. Daher ist die Liquidität hoch, der Standort kann jedoch die Zahl der in Frage kommenden Anbieter verringern.
- **Einfacher Zugang für bestehende Marktparteien:** Bestehende Marktparteien sind mit diesem Markt vertraut und haben daher einen einfachen Zugang zum Engpassmanagementmarkt.

Nachteile:

- **Flexibilität zur Änderung der Produktanforderungen:** Es ist sehr schwierig, die bestehenden Produkte des etablierten Regelenergiemarktes zu verändern.
- **Mischen von Kosten für den Systemausgleich und Engpassmanagementkosten:** Es ist schwierig, zwischen Kosten für den Systemausgleich und Kosten für das Engpassmanagement zu unterscheiden. Dies ist ein Problem, wenn unterschiedliche Parteien die verschiedenen Kosten tragen müssen (wie BKV und Netzbetreiber).
- **Komplex für die Aggregation:** Von der Gestaltung her sind die einheitenbasierten Regelenergiesysteme nicht für die Aggregation ausgelegt.
- **Hohe Markteintrittshürden für neue kleine Marktparteien:** In der Regel sind die Eintrittshürden für den bestehenden Regelenergiemarkt relativ hoch.
- **Zeitplan:** Der Ausgleich erfolgt in der Regel so zeitnah wie möglich. Dies ist für das Engpassmanagement ungeeignet. In der Regel ist es beim Engpassmanagement besser, am Vortag Gewissheit zu haben.
- **Komplexe Governance:** Da der Regelenergiemarkt etabliert ist, ist eine Vereinbarung zwischen Marktparteien, ÜNB und VNB komplexer.

ANHANG

MITGLIEDER DES DSO COMMITTEE ON FLEXIBILITY MARKETS: SCHWERPUNKT STROM

Alf Larsen	E.ON
Andreas Rautner	Netz Niederösterreich
Didier Halkin	ORES
Falk Engelman	VKU
Fons Jansen	Enexis
Francesco Carlini	A2A
Hans Taus	Wiener Netze
Jan Pedersen	Agder Energi
Joaquin Cabetas	Iberdrola Distribución
Jörg Dickert	Drewag-Netz – DE
Jorma Myllymäki	Elenia Oy
José M. Perez Rodriguez	EDP
Kenneth Hänninen	Finnish Energy
Mats Nilsson	Swedenergy
Paul de Wit	Alliander
Peter Hermans	Stedin
Randolph Brazier	ENA
Steffen Voth	Stromnetz Berlin
Tony Hearne	ESB Networks
Włodzimierz Lewandowski	Polska Grupa Energetyczna

Marcus Merkel (Vorsitzender)	EWE Netz GmbH
Luís Cunha (stellvertretender Vorsitzender)	EDP Distribuição
Carolina Vereda (PMO)	eurelectric
Aura Caramizaru	EDSO for Smart Grids
Carmen Gimeno	GEODE
Marc Malbrancke	CEDEC

KONTAKT



CEDEC

Rue Royale 55, B10, 1000 Brüssel, Belgien
Telefon: +32 (0)2 217 81 17
E-Mail: info@cedec.com
Gert De Block: gert.deblock@cedec.com



EDSO for Smart Grids

Rue de la Science 14B, 1040 Brüssel, Belgien
Telefon: +32 (0)2 808 68 64
E-Mail: info@edsoforsmartgrids.eu
Aura Caramizaru: aura.caramizaru@edsoforsmartgrids.eu



eurelectric

Boulevard de l'Impératrice 66, B2, 1000 Brüssel, Belgien
Telefon: +32 (0)2 515 10 00
Carolina Vereda: cvereda@eurelectric.org



GEODE

Avenue Marnix 28, 1000 Brüssel, Belgien
Telefon: +32 (0)2 204 44 61
E-Mail: info@geode-eu.org
Carmen Gimeno: cgimeno@geode-eu.org



CE O E C

EDSO

for smart grids



eurelectric
powering people

