

Das Kopernikus-Projekt SynErgie
**POSITIONSPAPIER ZU
REGULATORISCHEN
ÄNDERUNGEN**



ANMERKUNG

Das vorliegende Dokument wurde im Benehmen mit den drei Kopernikus-Schwesterprojekten in einer Arbeitsgruppe des Kopernikus-Projektes SynErgie unter umfangreicher Beteiligung aus Wissenschaft und Industrie ausgearbeitet und allen Partnern des Projektes zur Kommentierung vorgelegt. Es spiegelt nicht die Meinung jedes einzelnen Partners vollumfänglich wider.

EINFÜHRUNG

Die Klimaschutzpolitischen Grundsätze und Ziele der Bundesregierung sehen eine nahezu vollständige Defossilisierung und Dekarbonisierung der Energieversorgung bis 2050 vor (Klimaschutzplan 2050). Somit wird zukünftig der bei weitem größte Anteil des Stroms aus erneuerbaren Erzeugungskapazitäten bezogen. Die damit einhergehende Volatilität der Stromerzeugung ist eine der größten Herausforderungen der Energiewende. Ein recht umfangreiches und vergleichsweise kurzfristig erschließbares Potenzial, um diese Volatilität auszugleichen und das Stromnetz zu stabilisieren, bietet die industrielle Nachfrageflexibilität. Das Flexibilitätspotenzial des Stromverbrauchs der deutschen Industrie wird – aufgrund der sehr unterschiedlichen Definitionen – auf 1 GW bis zu 15 GW geschätzt¹. Um das sich bietende Potenzial industrieller Stromnachfrageflexibilität in den kommenden Jahrzehnten vollständig nutzen zu können, sind jedoch regulatorische Änderungen im Markt- und Stromsystem unabdingbar.

Im Rahmen der vom BMBF geförderten „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“ haben sich zahlreiche Wissenschaftler und Praktiker aus verschiedenen Disziplinen und produzierenden Branchen im Teilprojekt „SynErgie“ zusammengefunden, um unter anderem Hemmnisse für industrielle Stromnachfrageflexibilität zu identifizieren und Vorschläge für notwendige und gangbare regulatorische Änderungen zu erarbeiten. Im vorliegenden Dokument werden die Ergebnisse vorgestellt. Insbesondere bedarf es zukünftig weiterer Anreize, den Stromverbrauch zu passenden Zeitpunkten zu reduzieren und zu anderen Zeitpunkten zu erhöhen. Aktuell bieten die Strommärkte für ein solches netz- und/oder systemdienliches Verhalten nur für wenige energieintensive Unternehmen gewisse, teils auch widersprüchliche Anreize. Langfristig muss ein Strommarkt gestaltet werden, der die vorhandenen Potenziale der Digitalisierung nutzt, um einen effizienten Einsatz der Flexibilitätspotenziale der produzierenden Industrie zu ermöglichen.

Die Empfehlungen in diesem Dokument sind in zwei Kategorien mit zunehmendem Forschungscharakter unterteilt:

- Zur kurz- und mittelfristigen Anpassung der Regulierung werden konkrete Empfehlungen zur Detailverbesserung gegeben, damit zeitnah Signale für Investitionen in die Nutzung der Flexibilität an Unternehmen gesendet werden (Änderungen 1 und 2).
- Für die langfristige Perspektive gilt es, komplexe Wirkungszusammenhänge genauer zu untersuchen, um die Grundlagen für das Stromsystem der Zukunft zu schaffen (Änderungen 3 und 4).

Das vorliegende Dokument gibt hierzu entsprechende Anregungen, um weitere Analysen des Stromsystems zielgerichtet anzugehen. Es handelt sich dabei um erste Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt SynErgie mit der Absicht der Erzielung zeitnaher Änderungen und nicht um die Beschreibung eines Zielzustands eines Energiesystems 2030 oder 2050.

¹ Vgl. Eisenhauer et al. (2018): *Energieflexibilität in der Industrie*; r2b (2014) *Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismus*

ÜBERSICHT ÜBER NOTWENDIGE ÄNDERUNGEN

Änderung 1: Keine Bestrafung sinnvoller Flexibilitätsbereitstellung durch Begrenzungstatbestände

1a	Keine Bestrafung von Flexibilität durch Netzentgelte	Die aktuelle Ausgestaltung der Netzentgeltverordnung schließt die Bereitstellung von systemdienlicher Nachfrageflexibilität in den meisten Fällen aus, da durch mögliche Lastspitzen unter Umständen vielfach höhere Netzentgelte zu erwarten sind. Daher müssen hier Anpassungen durch die BNetzA oder die Bundesregierung vorgenommen werden.	BNetzA oder Bundesregierung
1b	Kumulatives Vorliegen von Energieflexibilität und Energieeffizienz	Die Voraussetzungen für die Reduzierung der EEG-Umlage sehen den Nachweis eines zertifizierten Energie- oder Umweltmanagementsystems vor (§ 64 Abs. 1 Nr. 3 EEG). Die Zertifizierung erfordert jährlich nachweisbare Effizienzverbesserungen. Da Energieflexibilitätsmaßnahmen in vielen Fällen die Energieeffizienz reduzieren, ist der Zielkonflikt zwischen effizienter und flexibler Energieversorgung vom Gesetzgeber dadurch aufzulösen , indem etwa Privilegierungen daran geknüpft sind, dass beide Voraussetzungen kumulativ vorliegen.	Gesetzgeber

Änderung 2: Erweiterung der Möglichkeiten der Flexibilitätsbereitstellung für Unternehmen

2a	Präqualifikation des gesamten Anlagenpools auf höherer Ebene ermöglichen	Als Zugangsvoraussetzung für den Regelenergiemarkt muss derzeit jedes Aggregat als sogenannte technische Einheit präqualifiziert werden. Das Angebot an Flexibilität könnte erhöht werden, wenn nicht nur einzelne technische Einheiten, sondern auch die darüber liegenden Prozesse präqualifiziert werden können. Daher sollte eine Präqualifikation auch direkt für Anlagenverbünde ermöglicht werden . Dieser Punkt wird im Rahmen der Umsetzung der System Operations Guideline (SOGL) durch die deutschen ÜNBs adressiert. Eine Änderung wird vrs. 2019 in Kraft treten.	ÜNBs
2b	Bessere Ausnutzung technischer Möglichkeiten beim Netzanschluss	Zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer wird für jeden Netzanschluss eine Netzanschlusskapazität vertraglich vereinbart. Durch system-, netz-, oder marktdienliches (= gesamtsystemdienliches) Verhalten kann die vertragliche Netzanschlusskapazität überschritten werden, was zu einer kostenpflichtigen Erhöhung dieser Kapazität führt. Eine kurzzeitige Überschreitung der Netzanschlusskapazität sollte – im Rahmen der technischen Möglichkeiten – bei Gesamtsystemdienlichkeit² ohne Nachteile für den Flexibilitätsanbieter ermöglicht werden , wenn hierdurch keine negativen Beeinträchtigungen für andere Netzanschlussnehmer entstehen.	VNBs BNetzA

² Der Begriff der Gesamtsystemdienlichkeit beschreibt die Eignung einer Maßnahme, die Ausgleichskosten im Stromnetz für Notfallmaßnahmen durch Netzdienlichkeit oder Systemdienlichkeit zu senken

Änderung 3: Diskriminierungsfreien Zugang herstellen, überprüfen und anpassen

3a	<i>Diskriminierungsfreien Zugang zu allen Flexibilitätsmärkten sicherstellen</i>	Der Marktzugang zu abschaltbaren Lasten sollte vereinfacht werden. Konkret sollten die regulatorischen Vorgaben des Poolings verbessert werden, um die Diskriminierung kleinerer Anbieter zu vermeiden. Die Kontrahierung zuschaltbarer Lasten sollte mit Blick auf § 13 Abs. 6a EnWG ebenfalls dahingehend überprüft werden, um eine etwaige Diskriminierung von Anbietern zu vermeiden.	Bundes- Regierung Gesetzgeber
3b	<i>Produkte regelmäßig anpassen, abgrenzen und lokale Mechanismen prüfen</i>	Flexibilitätsprodukte sollten regelmäßig evaluiert werden und bei ihrer Gestaltung (v.a. bzgl. Mindestmengen, Zeitscheiben und Vorlaufzeit) die Anforderungen der Marktteilnehmer berücksichtigen. Produkte der Systemdienstleistungen sollten eindeutig voneinander abgegrenzt sein. Es sollte erforscht und geprüft werden, inwieweit lokale Mechanismen zur Stromnetzstabilisierung bis hinunter zur Ebene der VNB technisch möglich und volkswirtschaftlich sinnvoll sind.	BNetzA ÜNBs VNBs Gesetzgeber

Änderung 4: Stärkung der Preissignale und Befähigung der Unternehmen auf breiter Basis

4a	<i>Umlagen, Abgaben und Steuern neu gestalten, um flexible Stromnutzung attraktiver zu machen</i>	Aktuell sind bestimmte Nutzungen von Strom für Unternehmen, die nicht unter bestimmte Befreiungstatbestände fallen, unwirtschaftlich. Der Grund dafür sind Preissignale, die durch Abgaben, Umlagen und Steuern verzerrt werden, sodass sich niedrige und negative Börsenpreise in den Strompreisen der meisten Industrieunternehmen nicht widerspiegeln. Es sollten daher umfassende Untersuchungen durchgeführt werden, inwieweit dynamisierte Abgaben und Umlagen Abhilfe schaffen können.	Gesetzgeber
4b	<i>Wissen bei Unternehmen verteilen und Absicherungsmöglichkeiten entwickeln</i>	Unternehmen stehen bei der Vermarktung von Flexibilität einem komplexen Entscheidungsproblem und hohen Risiken gegenüber. Neben der Bereitstellung der entsprechenden Werkzeuge zur Entscheidungsunterstützung bei Unternehmen bedarf es auch eines systematischen und zentral koordinierten Ansatzes zur Verteilung des Wissens über die Möglichkeiten von Flexibilität. Zur Risikosenkung sollten die Rahmenbedingungen zur Einführung von Flexibilitätsversicherungen geschaffen werden.	Aktuelle Projekte und Forschungs- förderung

ÄNDERUNG 1: KEINE BESTRAFUNG SINNVOLLER FLEXIBILITÄTS- BEREITSTELLUNG DURCH BEGRENZUNGSTATBESTÄNDE

a) Keine Bestrafung von Flexibilität durch Netzentgelte

Hemmnisse

Netzentgelte stellen einen wesentlichen Anteil der Stromkosten eines Unternehmens dar. Bei Verbrauchsstellen mit Lastgangmessung richtet sich die aktuelle Ermittlung der Netzentgelte für Industriekunden dabei über den Leistungspreis insbesondere an der Jahreshöchstlast aus.

Zudem werden durch Sondertatbestände wie § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV Vergünstigungen für stromintensive Unternehmen bei den Netzentgelten gewährt, welche eine entscheidende Voraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit am Standort darstellen. Dieser Tatbestand ist allerdings an einen möglichst gleichmäßigen Strombezug geknüpft.

Unternehmen stehen beim Vorliegen von Verbrauchsspitzen (welche durch sinnvolle, netz- und systemdienliche Flexibilitätsmaßnahmen hervorgerufen werden) folglich vor dem Risiko einer möglichen Erhöhung der Netzentgelte durch die Zahlung eines höheren Leistungspreises oder des Verlustes der reduzierten Netzentgelte. Somit wird Flexibilität heute nur eingeschränkt genutzt, da die beschriebenen Risiken die Chancen am Regelenergie- markt oder an der Strombörse vielfach überwiegen.

Handlungsbedarf

Sowohl für die Ermittlung der Netzentgelte nach § 17 Abs. 2 StromNEV als auch im Fall von § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV sollten die Berechnungssystematik der Jahreshöchstlast und der Benutzungsstundenanzahl an die Möglichkeit der Bereitstellung von system- oder netzdienlicher Flexibilität angepasst werden. Dokumentierte Beiträge von Stromverbrauchern zu Systemdienstleistungen sollten keinen negativen Einfluss auf die Berechnung von Netzentgelten haben. Mit dem Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vom 07.02.2018 (S.72) wurde der Bedarf für eine Reform der Netzentgelte vom Gesetzgeber bereits teilweise erkannt. Der Handlungsbedarf richtet sich sowohl an die BNetzA als auch an die Bundesregierung.

Lösungsvorschläge

I. Anpassung der StromNEV durch die Bundesregierung

Der Bundesregierung wird empfohlen, die StromNEV mit dem Ziel zu ändern, dass die Bereitstellung netz- und systemdienlicher Flexibilitätspotentiale keinen schädlichen Einfluss auf die Gewährung eines individuellen Netzentgelts hat. Nach geltendem Recht verfolgt der Gesetzgeber mit der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik nicht primär das Ziel, die Nutzung von Flexibilitätspotentialen zu fördern. Vielmehr sollen die Regelungen der StromNEV ausschließlich sicherstellen, dass die Netzentgelte den individuellen Beitrag zur Jahreshöchstlast widerspiegeln. Diesen Zielkonflikt hat die Bundesregierung aufzulösen. Insbesondere steht ihr die Option zur Verfügung, für die Sonderformen der Netznutzung gem. § 19 Abs. 2 S. 1, 2 StromNEV klarzustellen, dass beide Tatbestände auch dann erfüllt werden, wenn netz- und systemdienliche Flexibilitätspotentiale genutzt werden.

Bei den Änderungen haben die BNetzA und die Bundesregierung folgende Punkte zu beachten:

- Leistungsspitzen, die aufgrund von Systemdienstleistungen entstehen, sollten bei der Ermittlung des Leistungspreises grundsätzlich unberücksichtigt bleiben, um zu vermeiden, dass Unternehmen, die netz- oder systemdienlich handeln, höhere allgemeine Netzentgelte entrichten müssen. Dazu sollten erbrachte Lastspitzen (und auch negative Lastausschläge) die während der dokumentierten Erbringung von Systemdienstleistungen entstanden sind, bei der Berechnung der Jahreshöchstlast und der Benutzungsstundenanzahl „herausradiert“ werden.

- Wegen des Kostenverursacherprinzips (§ 21 Abs. 1 EnWG) muss definiert werden, welches Verbrauchsverhalten netzdienliche oder netzstabilisierende Wirkung entfaltet, um zum einen das Anrecht auf die Berechnung eines individuellen Netzentgelts und zum anderen die diesbezügliche Unschädlichkeit überlagerter Flexibilität zu rechtfertigen.
- Europarechtliche Vorgaben, insbesondere Art. 107 ff. AEUV, sind einzuhalten.
- Hinsichtlich beider Punkte besteht derzeit noch juristisch-ökonomischer Forschungsbedarf dahingehend, ob und welche Anforderungen durch diese Änderungen an die Netze zu stellen sind. Die zunehmend erforderliche Flexibilität wird neben den Änderungsvorschlägen außerdem dazu führen, dass sich die aktuellen Märkte verändern oder Vertragskonstrukte entstehen, deren Rahmenbedingungen juristisch begleitet werden müssen.

II. Gleichstellung beider Sonderformen der Netznutzung durch die BNetzA

Die Festlegung der BNetzA zur sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte (BK4-13-739) ist mit dem Ziel abzuändern, beide Sonderformen der Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNEV) hinsichtlich der Erbringung von Flexibilität gleich zu behandeln. Aktuell führt diese Festlegung dazu, dass die Erfüllung der Voraussetzungen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV durch die Bereitstellung von Flexibilität nicht beeinträchtigt wird. Für die Vereinbarung individueller Netzentgelte gem. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV existiert eine solche Regelung aber nicht. Begründet wird dies hauptsächlich mit der (nicht sachgerechten) Einschätzung, dass die netzstabilisierende Wirkung der Netznutzer, welche die Kriterien des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV erfüllen, generell nicht mehr gegeben sei, wenn von dem gleichförmigen Profil abgewichen wird. Insbesondere besteht diesbezüglich die unzutreffende Einschätzung, dass sich die unter § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV fallenden Industrieunternehmen gerade und ausschließlich durch eine hohe und gleichmäßige Bandlastnutzung auszeichnen, weshalb die Nutzung von Flexibilitätspotentialen im Widerspruch zur Erfüllung dieses Tatbestands steht. Dieser Widerspruch muss im Sinne eines zukunftsfähigen Stromsystems aufgelöst werden. Es muss dabei jedoch klar unterschieden werden zwischen einer Flexibilität, die ein gleichförmiges und planbares Bandprofil system- oder netzdienlich ergänzt und einer unplanbaren Lastvolatilität, durch welche ein planbares Bandprofil – und damit unter Umständen auch das Stromnetz – destabilisiert wird.

b) Gleichrangige Behandlung von Energieflexibilität und Energieeffizienz

Hemmnisse

Stromintensive Industrieunternehmen können Flexibilitätspotenziale nicht nutzen, wenn die existentielle Reduzierung der EEG-Umlage in diesem Zuge durch Effizienzverluste gefährdet wird. Technische Einheiten sind meistens für einen optimalen und somit effizienten Betriebspunkt ausgelegt, der verlassen wird, wenn ihre Betriebsweise flexibilisiert wird. So können die Effizienznachweise, die für die Begrenzung der EEG-Umlage gem. § 64 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 notwendig sind, nicht mehr erbracht werden. Eine mögliche Unterschreitung der für die Begrenzung der EEG-Umlage maßgeblichen Stromkostenintensität aufgrund von Effizienzmaßnahmen kann zwar kompensiert werden. Eine Berücksichtigung von Flexibilitätsbeiträgen bei der Zertifizierung nach ISO 50001 ist jedoch notwendig.

Handlungsbedarf

Das zentrale Prinzip der Energiewende „efficiency first“ darf nicht dazu führen, dass Flexibilitätspotenziale aufgrund von Energieeffizienzvorgaben nicht gehoben werden. Beide Dimensionen sind für die Gestaltung des zukünftigen Energiesystems aus systemischer Sicht gleichermaßen notwendig, während bei den Verbrauchern versucht werden sollte durch „efficiency first“, immer erst den Stromverbrauch zu senken und den verbleibenden Verbrauch dann möglichst flexibel zu gestalten. § 64 Abs. 1 EEG muss daher weiterentwickelt werden, damit die Systemdienlichkeit der Flexibilitätsbereitstellung nahezu gleichrangig zur Gesamtsystemdienlichkeit der Energieeffizienz bewertet wird. Der Handlungsbedarf richtet sich an den Bundesgesetzgeber, den Zielkonflikt zwischen den in § 1 Abs. 1, Abs. 4 Nr. 3 EnWG und § 1 Abs. 1 EEG 2017 gesetzten Zielen zugunsten der Nutzung von Flexibilitätspotenzialen aufzulösen.

Lösungsvorschläge

Der Gesetzgeber sollte den Zielkonflikt zwischen einer effizienten und umweltverträglichen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, einerseits und der Forderung nach dem Einsatz effizienter und flexibler Lasten andererseits (§ 1 Abs. 1, Abs. 4 Nr. 3 EnWG; § 1 Abs. 1 EEG), auflösen. Nach derzeitiger Ausgestaltung verfolgt der Gesetzgeber mit den Regelungen des EEG nicht primär das Ziel, Flexibilitätspotenziale zu fördern. Die Vorschriften des EEG sollten jedoch auch vor dem Hintergrund gesehen werden, dass Flexibilitätspotenziale systemdienlich sind und die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung verringern. Da dieses Ziel des EEG durch die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen maßgeblich unterstützt wird, sollte der Bundesgesetzgeber den Zielkonflikt zugunsten der Förderung von Flexibilität auflösen. Dabei stehen folgende Optionen zur Verfügung:

1. Für die Begrenzung der EEG-Umlage gem. § 64 Abs. 1 EEG 2017 wird in Nr. 3 klargestellt, dass die sinnvolle Nutzung von Flexibilitätspotenzialen keine Auswirkungen auf die zu erbringenden Effizienznachweise gem. DIN EN ISO 50001 ff. hat.
2. Für die Begrenzung der EEG-Umlage gem. § 64 Abs. 1 EEG 2017 wird statt des Effizienznachweises die Bereitstellung von systemdienlicher Flexibilität als Alternativtatbestand eingeführt, damit beide Tatbestände kumulativ vorliegen können.

Bei den Änderungen sind verfassungsrechtliche Grenzen sowie die europarechtlichen Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) und des Beihilferegimes gem. Art. 107 ff. AEUV zu beachten.

ÄNDERUNG 2: ERWEITERUNG DER MÖGLICHKEITEN DER FLEXIBILITÄTSBEREITSTELLUNG FÜR UNTERNEHMEN

a) Präqualifikation des gesamten Anlagenpools auf höherer Ebene ermöglichen

Hemmnisse

Um Zugang zum Regelleistungsmarkt zu erhalten, muss aktuell – gemäß Transmission Code 2007 der Übertragungsnetzbetreiber – jedes einzelne Aggregat als sogenannte technische Einheit präqualifiziert werden. Dadurch werden jedoch die Abhängigkeiten in der Prozesskette vernachlässigt. Oftmals können der präqualifizierten Einheit nachgelagerte Teilprozesse nicht als „Stand-Alone-Einheit“ für den Regelenergieeinsatz präqualifiziert werden. An integrierten Standorten kann dann beispielsweise die Abschaltung einer Anlage (z.B. KWK-Anlage mit Bereitstellung von Prozesswärme) dazu führen, dass weitere Anlagen heruntergefahren werden müssen, die aber einzeln betrachtet nicht für den Regelenergieeinsatz in Frage kommen. Somit ergibt sich – bei Aktivierung einer technischen Einheit – über den gesamten Standort betrachtet oft ein anderes Flexibilitätspotenzial als bei der Präqualifizierung für die einzelne technische Einheit angegeben. Wenn bei der Aktivierung einer Regelleistungsmaßnahme auch andere Aggregate in einem Werk die Leistung ändern müssen, könnte die angedachte netzstabilisierende Wirkung des Regelenergieeinsatzes auch überkompensiert werden. Dies führt letztlich zu einer Destabilisierung des Netzes. Das Zusammenschalten von Anlagen hat zudem den Vorteil, dass die Präqualifikation durch die Kombination verschiedener technischer Eigenschaften erleichtert werden würde und somit die häufig sehr inhomogenen Flexibilitätspotenziale industrieller Prozesse in system- und netzdienliche Produkte integriert werden könnten.

Handlungsbedarf

Durch die Präqualifikation eines Anlagenverbunds kann häufig ein höheres Flexibilitätpotenzial angeboten werden. In der späteren Anwendung bei der Vermarktung durch einen Aggregator werden dann ohnehin oftmals die Aggregate in einen sogenannten Anlagenpool zusammengeführt und nicht als Einzelanlagen vermarktet. Insofern könnte diesem Umstand bereits im Präqualifikationsprozess Rechnung getragen werden.

Lösungsvorschläge

Die Übertragungsnetzbetreiber sollten prüfen, inwieweit die Anforderungen an die technischen Einheiten im Transmission Code 2007 (Anhänge D1-D3) im Hinblick auf das Ziel der Versorgungssicherheit geändert werden können. Es sollten nicht mehr nur einzelne technische Aggregate, sondern systemische Einheiten bzw. Prozesse als Ganzes präqualifiziert werden können. Hier könnte auf positive Erfahrungen bei der Lockerung der Zugangsvoraussetzungen zu den abschaltbaren Lasten zurückgegriffen werden. Durch § 6 Abs. 1 S. 1 AbLaV wird festgelegt, dass auch die Bildung eines Konsortiums (also der technischen Zusammenlegung mehrerer Verbrauchseinrichtungen nach § 2 Nr. 12 AbLaV) zulässig ist, um die technischen Anforderungen zu erfüllen. Im Rahmen der Umsetzung der 2017 in Kraft getretenen System Operations Guideline (EU-Verordnung) in Deutschland, bei der auch die Möglichkeit von FRR-Gruppen³ besteht, wird dieser Vorschlag aktuell in einem Konsultationsprozess durch die deutschen ÜNBs adressiert. Die Umsetzung dazu wird voraussichtlich im Laufe des Jahres 2019 abgeschlossen sein.

b) Bessere Ausnutzung technischer Möglichkeiten beim Netzanschluss

Hemmnisse

Zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer wird für jeden Netzanschluss eine Netzanschlusskapazität individuellvertraglich vereinbart. Diese Netzanschlusskapazität wird im Regelfall durch den Anschlussnehmer gem. § 17 Abs. 1 EnWG im Rahmen eines Baukostenzuschusses bezahlt. Die Anschlussnutzung ist durch die vereinbarte Netzanschlusskapazität begrenzt, auch wenn ggf. die maximale, technisch mögliche Kapazität des vorgelagerten Netzes noch nicht ausgeschöpft ist. Durch netzdienliches Verhalten bei der Erbringung von z.B. negativer Regelleistung (durch zusätzlichen Leistungsbezug aus dem öffentlichen Netz) kann die vertragliche Netzanschlusskapazität überschritten werden, was eine kostenpflichtige Erhöhung der Netzanschlusskapazität nach sich zieht. Für den Anschlussnehmer besteht somit die Gefahr, dass er durch eine kostenpflichtige Erhöhung der Netzanschlusskapazität für sein netzdienliches Verhalten bestraft wird.

Handlungsbedarf

Um die Flexibilitätpotenziale der Unternehmen bestmöglich zu erschließen, sollte dieses zusätzliche Kostenrisiko für den Anschlussnehmer soweit wie möglich eliminiert werden. Grundlegende Voraussetzung ist hierfür, dass Verteilnetzbetreiber von der statisch festgelegten maximalen Anschlusskapazität abweichen und durch die dynamische Betrachtung der tatsächlichen Lastflüsse freie Leitungskapazitäten berücksichtigen können.

Lösungsvorschläge

Zur Eliminierung des Kostenrisikos für die Unternehmen gibt es zwei Möglichkeiten. Mit einer entsprechenden Anpassung der Anreizregulierung (ARegV) durch die BNetzA, kann sichergestellt werden, dass eine einheitliche Änderung durch alle Verteilnetzbetreiber erfolgt und somit gleiche Bedingungen bestehen:

³ Die Abkürzung FRR steht für den Begriff: „Frequency Restoration Reserves“ bzw. Frequenzwiederherstellungsreserven als verallgemeinerter Begriff für Sekundärregelleistung und Minutenreserve

1. Einführung einer vertraglichen Ausnahmeregelung für die Kosten der Erhöhung der Netzanschlusskapazität bei netzdienlichem Verhalten: Analog zu den vorgeschlagenen Überarbeitungen der Netzentgeltregelung (siehe Änderung 1a) könnte auch in diesem Fall eine Ausnahmeregelung die Kostenerhöhung für den Anschlussnehmer bei Netzdienlichkeit verhindern. Dies setzt die Definition voraus, welches Verbrauchsverhalten netzdienliche oder netzstabilisierende Wirkung entfaltet, um den Grad der Entlastung des Netzes nachzuweisen.
2. Vereinbarung der Netzanschlusskapazität anhand der technisch maximalen Übertragungskapazität: Eine derartige Regelung würde zusätzliche Erhöhungen der Netzanschlusskapazität und die zugehörigen Kosten obsolet machen. Netzbetreiber müssten aber prüfen, inwieweit durch eine derartige Erhöhung gegebenenfalls neue Engpässe entstehen.

ÄNDERUNG 3: DISKRIMINIERUNGSFREIEN ZUGANG HERSTELLEN, PRODUKTE ÜBERPRÜFEN UND ANPASSEN

a) Diskriminierungsfreien Zugang zu allen Flexibilitätsmärkten sicherstellen

Status Quo

Zur Stabilisierung des Stromnetzes wurden die Systemdienstleistungen, auf die der ÜNB im Bedarfsfall zurückgreifen kann, über die letzten Jahre ausgebaut.

Allerdings sind diese Instrumente aufgrund der hohen technischen Anforderungen nicht für alle Teilnehmer zugänglich. Eine positive Entwicklung zeigt sich bereits bei den Zugangsvoraussetzungen für abschaltbare Lasten: Mit der AbLaV-Novelle 2016 wurde die Mindestleistungsvorgabe von 50 MW auf 5 MW gesenkt und die Beschränkung auf maximal fünf Anbieter im Pooling aufgehoben.

Spezifische Regelungen, wie § 13 Abs. 6a EnWG, legen sich bislang ausschließlich auf eine bestimmte Technologie und eine bestimmte Region fest. Weiterhin können neben dem Regelleistungsmarkt gezielt abschaltbare Lasten für Systemdienstleistungen genutzt werden. Zwischen den schnell abschaltbaren Lasten (SNL) und positiver Regelleistung bestehen dabei Überschneidungen.

Lösungsvorschlag

Der Zugang zu einzelnen Produkten der Systemdienstleistungen sollte diskriminierungsfrei sein. Dabei bedarf es detaillierter Untersuchungen, wie der Zugang zu Regelleistung, ab- und zuschaltbaren Lasten sinnvoll gestaltet werden kann, um die Anforderungen der Netzbetreiber zu erfüllen. Neben möglichst überschneidungsfreien Produktdefinitionen sollten die Zugangsbeschränkungen gering gehalten und harmonisiert werden. Gleichzeitig sind dabei die technischen Möglichkeiten der Marktteilnehmer, wie z.B. in der AbLaV, zu berücksichtigen.

Der Gesetzgeber hat die Notwendigkeit einer technologieoffenen Ausgestaltung einer Verordnung für zuschaltbare Lasten erkannt und in § 13 Abs. 6a S. 7 EnWG eine Verordnungsermächtigung für zuschaltbare Lasten normiert. Diese technologieoffene Ausgestaltung sollte als grundsätzliche Leitlinie bei den zuschaltbaren Lasten, aber auch bei anderen Systemdienstleistungen und Flexibilitätsmärkten dienen.

b) Produkte regelmäßig anpassen, eindeutig abgrenzen und lokale Mechanismen prüfen

Status Quo

In der komplexen Lieferkette zwischen Stromerzeuger, Netzbetreiber und Stromverbraucher gibt es zahlreiche potenzielle Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilität, die bisher aber nur teilweise erschlossen sind. Bei den Strombörsenprodukten ist in den letzten Jahren bereits eine kontinuierliche Verkürzung von Abrufdauer und den dazugehörigen Vorlaufzeiten zu beobachten, sodass die Vermarktung von Flexibilität dort bereits verbessert wurde. Es ist davon auszugehen, dass hier Produkte neu- und weiterentwickelt werden, wenn eine Nachfrage nach Flexibilität besteht.

In kritischen Situationen stehen den ÜNBs in Deutschland inzwischen zahlreiche Maßnahmen zur Verfügung. Neben den bereits beschriebenen Produkten der Regelleistung gibt es insbesondere innerhalb der Systemdienstleistungen zusätzlich die abschaltbaren Lasten (AbLaV) sowie das Netzengpassmanagement als Einsatzfelder für Nachfrageflexibilität. Diese Möglichkeiten unterliegen zusätzlichen, spezifischen Zugangsbeschränkungen. Im Unterschied zu den Maßnahmen auf Übertragungsnetzebene bestehen aktuell auf Verteilnetzebene keine standardisierten Möglichkeiten zum Einsatz von netzdienlicher Flexibilität, um lokalen Netzengpässen entgegen zu wirken.

Lösungsvorschlag

Die Produkte an den Strombörsen sollten kontinuierlich weiterentwickelt werden. Hierbei sollten Auktionsmechanismen und Gebotsformate untersucht und ggf. angepasst werden, insbesondere für die kurzfristigen Märkte, z.B. den Intraday-Handel. Eine stärkere Berücksichtigung der technischen Charakteristika von Akteuren würde den Marktzu- gang vereinfachen und die Liquidität erhöhen.

Es sollte umfassend überprüft werden, inwieweit sich die Instrumente des ÜNBs teilweise und in angepasster Form auf die Verteilnetzebene übertragen lassen und ob dies sinnvoll ist. Das Ampelkonzept des BDEW liefert dafür erste Ansätze. Die Auswirkungen von Maßnahmen für das lokale Netzengpassmanagement sollten dabei im Hinblick auf das Gesamtsystem evaluiert werden. Zur Vermeidung von Überschneidungen bedarf es in diesem Zusammenhang einer Klärung der Verantwortlichkeiten von Lieferanten, Netzbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen. Auch die Rolle von Flexibilitätsanbietern und Aggregatoren ist zu klären. Zudem ist zu prüfen, inwiefern sich die Flexibilitätsmaßnahmen auf verschiedene Einsatzzwecke, wie lokales Netzengpassmanagement oder die überregionale Systembalance, auswirken, um Zielkonflikte zu vermeiden.

ÄNDERUNG 4: STÄRKUNG DER PREISSIGNALE UND BEFÄHIGUNG DER UNTERNEHMEN AUF BREITER BASIS

a) Umlagen, Abgaben und Steuern neu gestalten, um flexible Stromnutzung attraktiver zu machen

Status Quo

Eine umfassendere Nutzung von Strom im Sinne der Sektorenkopplung ist aktuell für Unternehmen, die nicht unter bestimmte Befreiungstatbestände fallen, unwirtschaftlich. Der Grund dafür sind Preissignale, die durch Abgaben, Umlagen und Steuern so verzerrt sind, dass sich niedrige und negative Börsenpreise kaum in den effektiven Strompreisen der meisten Industrieunternehmen widerspiegeln. Der Strompreis ist insbesondere für kleinere Stromverbraucher zu hoch, als dass sich die alternative Erbringung von Energiedienstleistungen durch Strom an Stelle der Nutzung fossiler Brennstoffe rentieren würde. Im Mai 2018 fielen für mittelspannungsseitig versorgte Industriekunden 52 % der Stromkosten für Umlagen Abgaben an, hinzu kommen außerdem noch individuelle Netzentgelte.

Lösungsvorschlag

Umlagen und Abgaben sollten von staatlicher Seite genutzt werden, um Anreize zu schaffen, Strom auch in anderen Sektoren zu nutzen. Der Strompreis sollte die tatsächliche Netzsituation widerspiegeln, damit mehr Verbraucher entsprechende Anreize haben, netzdienlich zu handeln. Für die Abgaben und Umlagen wäre zu prüfen, welche Bezugsgrößen zu wählen sind (z.B. Anschlussleistung, Stromverbrauch, Einsatz von fossilen Brennstoffen etc.), um ein möglichst effizientes System zu schaffen. Zeitvariable Tarife könnten zudem das Börsensignal besser übertragen und zeitlich begrenzte, lokale Netzengpässe adressieren. Mit dem langfristig geplanten Smart-Meter Rollout könnten mittelfristig die technischen Voraussetzungen geschaffen werden, um flächendeckend zeitvariable Stromtarife anbieten zu können. Es bedarf zu diesem Thema daher noch weiterführender Untersuchungen, da unter anderem auch sichergestellt werden muss, dass getätigte und zukünftige Investitionen durch Unternehmen in eigene Stromerzeugungsanlagen nicht bestraft werden.

b) Wissen bei Unternehmen verteilen und Absicherungsmöglichkeiten entwickeln

Status Quo

Die Bereitstellung von Nachfrageflexibilität birgt neben den bereits beschriebenen rechtlichen Herausforderungen auch technoökonomische Zielkonflikte. Eine flexible Fahrweise von Anlagen kann die Lebensdauer verkürzen und die Effizienz verringern, was zu erhöhten Betriebsaufwendungen führt. Dem gegenüber steht eine Vielzahl an Vermarktungsmöglichkeiten mit zum Teil komplexen Zugangsbedingungen und unsicheren Erlösen. Dadurch entstehen hohe Transaktionskosten und hohe Risiken. Insbesondere für kleinere Unternehmen kommt es aus diesen Gründen nicht in Betracht, Flexibilität anzubieten.

Lösungsvorschlag

Unternehmen müssen unterstützt und befähigt werden, die beschriebenen komplexen Entscheidungsprobleme effizient zu lösen. Dazu müssen Möglichkeiten gefunden werden, um die Eintrittsbarrieren, insbesondere für kleine Unternehmen, deutlich zu senken. Von Seiten der Forschungsprojekte und der beteiligten Unternehmen sollten hierfür IT-gestützte Entscheidungsunterstützungssysteme für verschiedene Anforderungen entwickelt werden. Darüber hinaus sollte die Harmonisierung und Standardisierung von Daten und Schnittstellen bei Flexibilitätserfassung, -aggregation und -vermarktung noch stärker forciert werden. Neben Methoden zur Identifikation, Bewertung und Vermarktung von Energieflexibilität muss auch das Wissen direkt an die Mitarbeiter herangetragen werden. Daher sollte Energieflexibilität einen höheren Stellenwert in der Ausbildung von Ingenieuren und Technikern in der Energiewirtschaft, aber auch im Anlagenbetrieb, einnehmen. Weiterhin könnten zugelassene Energieflexibilitätsberater, im Hinblick auf die hohe Komplexität der genannten Methoden, Unternehmen auch bzgl. Möglichkeiten zur Etablierung und Nutzung IT-gestützter Entscheidungsunterstützungssysteme beraten. Energieflexibilitätsberatungen für Unternehmen sollten, ähnlich zu existierenden Energieberatungen, von staatlicher Seite gefördert werden. Die Art und Höhe der Förderung sollte sich auch hier nach den Energiekosten des antragstellenden Unternehmens richten, z.B. in Anlehnung an die Förderbedingungen der BAFA „Energieberatung im Mittelstand“. Um den Beratungsaufwand für kleinere Unternehmen gering zu halten, bietet sich die Weiterentwicklung sogenannter Schnelltests für DSM-Potenziale an⁴. Zur Verkleinerung des Risikos bei der Flexibilitätsvermarktung bietet es sich auch an, die Einführung von Versicherungsprodukten und Garantien für Flexibilität zu unterstützen. Auch hierzu bedarf es noch weiterer Forschungstätigkeiten, um geeignete staatliche Rahmenbedingungen zu identifizieren.

⁴ Vgl. Schnelltest der dena DSM Bayern

