

Positionspapier

Flexibilitätsverordnung

Umsetzungsvorschlag eines dezentralen
Flexibilitätsmechanismus als
Konkretisierung des § 14a EnWG sowie
Neuausrichtung der
§ 19 Abs.2 S.1 StromNEV (atypische
Netznutzung) und § 19 Abs.2 S.2 StromNEV

Seite 2 Einleitung

Seite 7 Modelldarstellung und Definitionen

Seite 9 Konkrete Ausgestaltungsparameter 1-13

Seite 20 Exkurs: Aktuelle Systematik

Seite 22 Fazit

Berlin, 04.07.2016 Das Positionspapier stellt die konkreten Parameter vor, die Eingang in eine Lastmanagementverordnung finden sollten. Die Lastmanagementverordnung sollte ursprünglich gemeinsam mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) verabschiedet werden. Im GDEW wird die Verordnungsermächtigung in § 14a EnWG insoweit angepasst, dass nunmehr steuerbare Verbrauchseinrichtungen als solche (und damit auch zuschaltbare Lasten) adressiert sind. Hinter der Verordnungsermächtigung verbirgt sich ein Regelungsgegenstand, der geeignet erscheint, die Funktion und Wirkweise eines dezentralen Flexibilitätsmechanismus insgesamt mit geeigneten bundesweiten Vorgaben zu versehen. Es liegt dabei nahe, diese Möglichkeit mit den weiteren individuellen Sonderentgeltatbeständen der StromNEV zu verknüpfen. Im Folgenden wird dazu eine Ausgestaltungsmöglichkeit beschrieben und die Beweggründe für den Vorschlag werden erläutert.

I. Einleitung

Eine akute Herausforderung für die erfolgreiche Fortführung der Energiewende ist die sinnvolle Integration erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem. Ein wesentliches Element, um dies zu erreichen, ist die Nutzung und Maximierung der Flexibilitätpotenziale. Dabei ist aber auch zu berücksichtigen, dass dies nicht ohne Einbeziehung der Netzinfrastruktur erfolgen kann und soll.

Ziel der in diesem Papier vorgeschlagenen Parameter für eine Flexibilitäts- bzw. Lastmanagementverordnung ist es deshalb, diese so zu setzen, dass diese einerseits den marktlich orientierten Einsatz der Flexibilitäten befördern, und andererseits einen physikalisch wirksamen Spielraum schaffen, vorhandene dezentral verfügbare Flexibilitäten auch wirksam dort einzusetzen, wo diese gebraucht werden. Im Unterschied zur energiewirtschaftlich fragwürdigen Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten¹ oder der Diskussion um zuschaltbare Lasten ist das Ziel deshalb viel umfassender als die Schaffung eines zusätzlichen Marktplatzes für Flexibilitäten. Die Digitalisierung in der Energiewirtschaft ist dabei das Bindeglied, das bisher gefehlt hat, um diesen Weg konsequent beschreiten zu können.

Eine Stellschraube, die dabei nicht außer Acht gelassen werden kann, findet sich in der bestehenden Netzentgeltstruktur. Netzentgelte für Strom fallen bei der Netznutzung aktuell für jede Entnahmestelle an. Diese werden vom zuständigen Netzbetreiber einheitlich (abgesehen von einigen vorgeschriebenen Differenzierung, vgl. § 17 StromNEV) für ein Netzgebiet und die angeschlossene Spannungsebene ermittelt und jährlich in einem Preisblatt veröffentlicht. Die Netzentgelte setzen sich überwiegend und mit unterschiedlicher Gewichtung aus den Komponenten Grundpreis, Arbeitspreis und Leistungspreis zusammen.

¹ Vgl. dazu den Evaluierungsbericht der BNetzA (BT-Drs. 18/6096 vom 22.09.15).

Aus verschiedenen Gründen ist die Netzentgeltsystematik als solche novellierungsbedürftig.² Mögliche Instrumente zur Optimierung reichen von fixen Grundpreisschwellwerten für einzelne Kleinverbrauchersegmente bis hin zu Entgelten mit kapazitiven Elementen. Die mittelfristige Ausgestaltung und Überarbeitung der Systematik ist allerdings nicht Gegenstand dieser Ausarbeitung. Der wesentliche Berührungspunkt zur Netzentgeltsystematik besteht hier darin, dass das vorgestellte Modell für steuerbare Verbrauchs- und damit verknüpfte Erzeugungseinheiten mit einer sinnvollen Fortentwicklung der Netzentgeltsystematik kompatibel sein muss. Darauf wird ggf. beim jeweiligen Punkt eingegangen.

Aktuell gibt es zahlreiche Ausnahmeregelungen vom grundsätzlich für alle gültigen Netzentgelt. Idealerweise sollte dieser „Flickenteppich“ durch eine einheitliche Regelung abgelöst werden. Zentral in der Diskussion sind vor allem drei Rechtsgrundlagen, auf deren Basis Abweichungen zulässig sind:

- § 19 Abs.2 S.2 StromNEV – Entlastungstatbestand für Großverbraucher ab 10 GWh Jahresverbrauch
- § 19 Abs.2 S.1 StromNEV – Entlastungstatbestand für atypische Netznutzer, die vom üblichen Verbrauchsverhalten vorhersehbar und erheblich abweichen. Die BNetzA hat hierzu Schwellwerte für die Inanspruchnahme von 100 kW und eine Mindestentlastung von 500 Euro per Festlegungsverfahren³ vorgegeben
- § 14a EnWG – Entlastungstatbestand für vollständig unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (wird durch Digitalisierungsgesetz novelliert), der als solcher eine bisher nicht umgesetzte Verordnungsermächtigung beinhaltet. In der Praxis wird dieser Entlastungstatbestand bisher vor allem für etwa 2,1 Mio. Heizstromkunden in Deutschland angewendet. Diese Vorschrift soll allerdings auch für Elektromobile greifen. Durch die Öffnung im aktuell im parlamentarischen Verfahren befindlichen Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wird der Anwendungsbereich der Vorschrift künftig auf alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen erweitert.

Alle drei Regelungen werden den Anforderungen nach mehr systemdienlicher Flexibilität nicht gerecht und sollten daher angepasst sowie in ein einheitliches neues Konstrukt überführt werden.

So setzt der erst genannte – industriepolitisch motivierte – Entlastungstatbestand für Großverbraucher mit seinen Vorgaben für jährliche Volllaststunden einen nicht

² In einigen Segmenten führt der starke Arbeitspreisbezug zu für die übrigen Verbraucher fragwürdigem Optimierungsverhalten, der Leistungspreisbezug in anderen Segmenten ist ursächlich für einem dem Flexibilitäts-einsatz entgegenwirkenden Anreiz und die Sondertatbestände weisen einen fragwürdigen Nutzen aus. Insgesamt entspricht die Struktur nicht den tatsächlichen Kostentreibern, die einen höheren Fixkostenbezug aufweisen.

³ BNetzA, Festlegung BK-4-13-739.

zeitgemäßen Anreiz für Bandlastverhalten, das der fluktuierenden Einspeisecharakteristik aus Wind und PV diametral entgegensteht. Das heißt, die Nutzung vorhandener Flexibilitäten wird vollständig verhindert bzw. nur in Richtung der Maximierung der Volllaststunden ausgeprägt. Im BMWi-Weißbuch für einen neu ausgestalteten Strommarkt wurde zumindest eine Anpassung der Regel angekündigt, nach der flexibles Verbrauchsverhalten durch Bereitstellung von Regelenergie künftig nicht mehr zum Verlust des individuellen Netzentgeltes führen soll. Dies ließe sich durch die Herausnahme der z.B. im Bereich der Regelleistungsmärkte vermarkteten Stunden bei der Leistung und den Benutzungsstunden ohne größeren Aufwand und ohne sonstige Nachteile relativ einfach beseitigen. Selbst diese Minimalverbesserung – die noch keine systematische Verbesserung, sondern nur eine Verbesserung in Bezug auf den Regelenergieeinsatz beinhalten würde – ist bis heute nicht absehbar.

Die beiden anderen Regelungen richten sich nach den Hochlastzeitfenstern, die vor Jahreswechsel durch die Netzbetreiber festgelegt werden. Diese zeitlich lange im Voraus festgelegten fixen Zeiträume sind mit der Einspeisecharakteristik aus Wind und PV ebenfalls unvereinbar. Dazu kommt, dass der aktuelle § 14a EnWG in der Regel über eine vollkommen veraltete Rundsteuerungstechnik durchgeführt wird. Messungen innerhalb der einzelnen Zeitfenster erfolgen aktuell nicht. Die eingesetzte Technik reicht dabei in das vorletzte Jahrhundert zurück.⁴

Netzbetreiber legen in ihren Gebieten oftmals eine Vielzahl unterschiedlicher Zeitfenster fest (so hat allein Hamburg über 70 davon) – diese werden allerdings dem Markt in aller Regel nicht transparent und nach bundesweit einheitlichen Standards mitgeteilt. Da die Ansätze und Grundüberlegungen für diese Zeitfenster aus einer Zeit stammen, in der es faktisch keine fluktuierenden Einspeisungen gab und daher die Anforderungen an lastseitiger Flexibilität lediglich zur Vermeidung von netzseitigen Lastspitzen geprägt waren, passen diese nicht mehr zu einer digitalen, flexiblen Energiewirtschaft.

Die entsprechenden Anlagen sind aus dieser Gemengelage aus statischen Hochlastzeitfenstern, veralteter Mess- und Steuertechnologie und unpassenden Stromprodukten oftmals nicht vermarktbar. Zum großen Teil ist die Steuerungstechnik für den Vermarkter nicht brauchbar, die Zeitfenster sind unbekannt, die Regeln sind nicht einheitlich und werden nicht maschinell lesbar kommuniziert und es fehlt an der Möglichkeit einer wenigstens 15-minütigen Messung und Bilanzierung, die für die Vermarktung erforderlich ist.

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende gibt aktuellen Anlass, diese Regeln neu aufzusetzen und damit dem Markt Vermarktungsspielräume für die technischen Einheiten zu verschaffen, den Verbrauchern Preisvorteile durch die Optimierung der Flexibilitäten weiterzuleiten und damit die Produkte attraktiver zu machen, den Wettbewerb der Portfolios zu schüren und einen marktlichen Anwen-

⁴ Das erste gebrauchsfertig beschriebene Rundsteuersystem findet sich in der am 31.12.1899 vom Franzosen César René Loubery beim Kaiserlichen Patentamt im Berlin eingereichten Patentschrift.

dungsfall für den Einbau von intelligenten Messsystemen aufzusetzen. In diesem Zusammenhang soll auch den Netzbetreibern eine zielgerichtetere Nutzung der regionalen Flexibilität ermöglicht werden. Durch die angesprochenen drei Regelungen ist dies augenblicklich nicht der Fall.

Ein weiterer Aspekt ist, dass mit „Scharfschaltung“ des MsbG-E aktuell jede § 14a-Anlage zum 01.01.2017 „VOR“ Inanspruchnahme des Flexibilitätsmechanismus ein intelligentes Messsystem eingebaut haben muss. Ansonsten droht den etwa 2,1 Millionen Haushalten mit Wärmestromanwendungen eine dramatische Erhöhung der Netzentgelte. Daher ist es in vielerlei Hinsicht (politisch, betriebswirtschaftlich, volkswirtschaftlich) sinnvoll, eine Konkretisierung der genannten Regelungen schnellstmöglich umzusetzen.⁵

Der Vorschlag soll dabei einerseits pragmatisch (auf Basis der bestehenden Prozesse und Formate), andererseits perspektivisch und innovativ (dass diese Regelungen sinnvoll auch in einem Zielmodell ihre Berechtigung haben) ein Modell aufzeigen, das aufgrund der knappen Zeit idealerweise eine breitere Zustimmung finden könnte.

Grundgedanke der Netzampel

In diesem Zusammenhang spielt die Diskussion über eine Netzampel eine bedeutende Rolle. Der bne hat mit seinem Flexmarktkonzept aus dem Dezember 2014 einen Vorschlag der zu klärenden Eckpunkte vorgelegt, der auf der im Rahmen der BMWi-AG intelligente Netze und Zähler basierenden Diskussion einer Netzampel beruht.

Im Kern verbildlicht die Netzampel die Frage, in welcher Form auf den unteren Spannungsebenen der Verteilernetze Flexibilitätpotenziale im Einklang mit dem Strommarkt adressiert werden können. In der grünen Phase erfolgt dabei ein Verbrauchs- und Einspeiseverhalten, das in keiner Form irgendwelchen Restriktionen unterliegt, in der roten Phase greifen die z. T. bereits im EnWG enthaltenen Notfallmaßnahmen, die der Verteilernetzbetreiber unter strengen Anforderungen nutzen können soll.

Spannend und umstritten ist nun insbesondere die Ausgestaltung der gelben Ampelphase und die dahinterliegende Frage, in welcher Form z.B. potenzielle Netzkapazitätsprobleme durch auftretende Gleichzeitigkeit des Verbrauchs durch ein marktgerechtes Instrument verhindert werden können, andererseits aber keine Verletzung der wettbewerblichen Ausrichtung des Strommarkts erfolgt.

Im Wesentlichen behandelt der folgende Ausgestaltungsvorschlag die damit zusammenhängenden Fragen und stellt einen Lösungsansatz dar, der zwischen den

⁵ Zudem könnte dies dazu führen, dass die bestehenden § 14a-Anlagen rein marktgetrieben eingesetzt würden. Aufgrund der entfallenden Netzentgeltreduktion würde dies die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen deutlich erhöhen, auf die die Netzbetreiber keinen Einfluss nehmen könnten.

verschiedenen Interessen, aber auch elementar den zentralen Prämissen des Gesetzgebers gerecht zu werden versucht. Hierbei könnten auch die bislang unter die Regelungen des § 19 Abs.2 StromNEV fallenden industriellen Kunden in einen erweiterten netzspannungsebenenübergreifenden § 14a gefasst werden. Im weiteren wird daher nur noch von „der“ § 14a-Regelung gesprochen. Netzkunden und mit Verbrauchern verbundene Erzeugungseinheiten können ebenfalls in diese Regelung sinnvoll mit eingebunden werden.

II. Modelldarstellung

Die Darstellung erfolgt in Schritt 1 anhand einiger zentraler Begriffsdefinitionen. In Schritt 2 werden darauf aufbauend die zentralen Parameter dargestellt. Zu den einzelnen Parametern erfolgt jeweils ein Ausgestaltungsvorschlag, der auf den entsprechenden Erwägungsgründen beruht.

- Kontrahierungszeitraum: Das Zeitfenster, in dem sich der Letztverbraucher (in der Regel über seinen Dienstleister) verpflichtet, seine Flexibilität unter Berücksichtigung der Beschränkungsvorgaben dem Verteilernetzbetreiber zur Verfügung zu stellen.
- Bewirtschaftungszeitraum: Das Zeitfenster, in dem Beschränkungsvorgaben hinsichtlich der Netznutzung greifen (gelbe Ampelphase). Den kontrahierten Letztverbrauchern (bzw. den Dienstleistern) werden die Beschränkungsvorgaben immer für den jeweiligen Bewirtschaftungszeitraum mitgeteilt.
- Bewirtschaftungsviertelstunde: Die Viertelstunde, in der eine Beschränkungsvorgabe den Letztverbraucher bzw. seinen Dienstleister dazu verpflichtet, seinen (aggregierten) Letztverbrauch dergestalt zu bewirtschaften, dass er (bzw. sein Dienstleister) diese Vorgaben einhält.
- Beschränkungsvorgabe: Eine Vorgabe, die im Kontrahierungszeitraum eine Einschränkung (gelbe Ampelphase) der im Rahmen der Anschlussicherungsgröße üblicherweise freien Netznutzung (grüne Ampelphase) durch den Netznutzer vorgibt. Die Beschränkungsvorgabe erfordert in der Regel eine aktive Steuerungshandlung oder eine voreingestellte Schaltung, die dem Dritten, also insbesondere dem Flexibilitätsvermarkter oder Lieferanten vorbehalten ist und die gegenüber der zulässigen und faktisch möglichen Netznutzung einen geringeren Freiheitsgrad der konkreten Netznutzung am netzentgeltspflichtigen Netzanschluss eines Letztverbrauchers vorgibt. Die Beschränkungsvorgabe ist nach dem Verständnis der in der BMWi-Arbeitsgruppe intelligente Netze und Zähler entwickelten Netzampellogik die gelbe Phase.
- Höhe der Beschränkungsvorgabe: Die Höhe der Beschränkungsvorgabe gibt wieder, inwiefern sich der Schwellwert der Beschränkungsvorgabe in der jeweiligen Bewirtschaftungsviertelstunde verändert.
- Direkter Eingriff: Dies ist der technisch direkte Zugriff des für die Bewirtschaftung zuständigen Verteilernetzbetreibers auf eine steuerbare Verbrauchseinrichtung. (Im oben angesprochenen Modell ist dies die rote Phase.)
- Netzaggregationsbereich: Ein vom Verteilernetzbetreiber gewählter Bereich oder Abschnitt des Netzes, der auf Grund netztopologischer Erwägungen für eine einheitliche Zuweisung einer Beschränkungsvorgabe ausgewählt wird. Ein einheitlicher Netzaggregationsbereich kann auch gewählt werden, wenn aufgrund einer Kooperation mehrerer Netzbetreiber eine gleichwertige netztopologische Situation hinsichtlich Erzeugung und Verbrauch in nicht räumlich zu-

sammenhängenden Netzgebieten vorliegen sollte.⁶ Auch wenn die Netzaggregationsbereiche physisch nicht zusammenhängend festgelegt werden, bedingt die Fähigkeit zur optimalen Festlegung der Aggregationsbereiche eine hervorragende Kenntnis der Netzinfrastruktur durch den Netzbetreiber.

- **Flexibilitätsbonus:** Der Flexibilitätsbonus wird für die Einhaltung der Beschränkungsvorgaben im Kontrahierungszeitraum ausgeschüttet. Die Höhe des Flexibilitätsbonus ersetzt die bislang gewährte pauschale (Wärmestromanlagen/ § 14a EnWG) bzw. individuell bezogene Netzentgeltreduktion gem. § 19 Abs.2 S.1 StromNEV oder § 19 Abs.2 S.2 StromNEV. Der Flexibilitätsbonus darf dabei bei keinem Letztverbraucher dazu führen, dass der Mindestschwelligwert der Beteiligung an den Kosten zur Netzentgeltinfrastruktur unterschritten wird bzw. der Flexibilitätsbonus größer als das normale Netzentgelt eines Letztverbrauchers ist.
- **Separater Zählpunkt:** Dieses Tatbestandsmerkmal findet sich in § 14a EnWG. Ein virtueller Zählpunkt genügt für die Erfüllung des Tatbestandsmerkmals. Der Hintergrund ist folgender: Der hier dargestellte Mechanismus knüpft am Hauptzähler (bzw. Gateway) an und gibt einen Anreiz, in gewissen Zeiten Leistungsvorgaben einzuhalten – demnach sollen Netzentgelte, sonstige Abgaben und Umlagen auch tatsächlich an der Gesamtnetznutzung bzw. am gesamten Letztverbrauch ausgerichtet sein. Die schaltbare bzw. steuerbare Leistung ist allerdings nur an bestimmten technischen Einheiten hinter dem Zähler vorhanden. Dementsprechend unterliegt dieser Zählpunkt nicht den technischen Anforderungen, die beim Hauptzähler (bzw. Gateway) vorliegen. Eine konkrete feingranulare Messung oder Errechnung soll dennoch erforderlich bleiben.⁷
- **Übergangszeitraum:** Ist der Zeitraum bis zum 31.12.2019, in dem die BNetzA nach § 75 Nr.4 MsbG-E eine Abweichung von der sternförmigen Marktkommunikation des Zielmodells treffen kann, soweit davon Gebrauch gemacht wird.

⁶ Also z.B. in einem Stadtviertel von München und Nürnberg oder in mehreren räumlich auseinanderliegenden Gebieten in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.

⁷ Dieser Ansatz soll es möglich machen, die Regelung auch für gemeinsam gemessene Kunden zu entwickeln, bei denen schaltbare und nicht schaltbare Verbraucher über ein und dasselbe Messsystem gemessen werden. Diese Fälle gewinnen an Bedeutung, wenn z.B. eine lokale Eigenerzeugung sowohl einen Teil des normalen Strombedarfs als auch z.B. ein E-Fahrzeug versorgen soll. Die Vorgaben sehen aber dann vor, dass auch in diesen Fällen die Vorgaben in den Bewirtschaftungszeiträumen am Verknüpfungspunkt zum Netz eingehalten werden.

Konkrete Ausgestaltungsparameter

Parameter 1: Kontrahierungszeitraum

Der Kontrahierungszeitraum für §14a EnWG im vorgeschlagenen Modell beträgt zunächst mindestens ein Jahr. Der Netznutzer (bzw. sein Dienstleister), der sich zur Erbringung der Flexibilität gegenüber dem Verteilernetzbetreiber bereiterklärt, muss die Einhaltung der Beschränkungsvorgaben über das gesamte Kalenderjahr gewährleisten. Die Möglichkeit der Kontrahierung unter den festgelegten Konditionen steht grundsätzlich jedem Letztverbraucher im gesamten Bundesgebiet zur Verfügung.

Begründung: Ein kürzerer Kontrahierungszeitraum würde den planbaren Einsatz des Instruments beschädigen. Flexibilitätspotenziale können so Sommer wie Winter genutzt werden. Anderenfalls wäre zu befürchten, dass das verfügbare Flexibilitätspotenzial großen jahreszeitlichen die Planbarkeit beeinträchtigenden Schwankungen unterliegen würde. Um ggf. zu viel oder zu wenig Flexibilität in die ein oder andere Richtung beeinflussen zu können, stehen dem Verteilernetzbetreiber bestimmte Stellschrauben im Rahmen der Zuordnung der Netzaggregationsbereiche und des Flexibilitätsbonus zur Verfügung, die bei den nachfolgenden Parametern dargestellt werden.

Weiter ist es zwingend erforderlich, für bundesweit angebotene Vertriebsprodukte einen einheitlichen Standard zu entwickeln. Dementsprechend muss festgelegt werden, dass jeder Verteilernetzbetreiber das Instrumentarium verpflichtend zu nutzen hat – wenngleich über verschiedene der folgenden Parameter natürlich Differenzierungen über den Umfang möglich sind. Ein anderer Ansatz würde dazu führen, dass jeder kleine und kleinste Verteilernetzbetreiber einen eigenen regionalen Marktplatz aufmachen könnte oder auch nicht. Dies würde zum einen große Probleme hinsichtlich der Liquidität und Akzeptanz des Instruments nach sich ziehen und ließe auf der anderen Seite die Transaktionsaufwände für Dienstleister in unangemessene Höhen schießen. Als weiterer Grund ist anzusehen, dass die Konsequenz einer Nichtnutzung des Instruments logisch im Verzicht jedes bestehenden Ermäßigungstatbestands sowohl im Klein-, Gewerbe- als auch Industriekundensegment münden müsste – ein in der praktischen Realität nicht durchsetzbarer Vorschlag. Zudem ist mit zunehmender Elektrifizierung und höherem Erneuerbaren-Anteil im Gesamtsystem ohnehin damit zu rechnen, dass ein einheitliches Instrumentarium zur Vermeidung von höheren Gleichzeitigkeiten auf den unteren Spannungsebenen implementiert werden muss, also selbst derjenige Verteilernetzbetreiber, der aktuell noch keine Engpässe zu befürchten hat, mit der zunehmenden Digitalisierung und Automatisierung der steuerbaren Verbraucher erzeugungs- oder lastseitig an seine Grenzen stößt. Die Alternative zu dem dargestellten Modell ist damit eine potenzielle Netzauslegung, die sich an der jederzeit denkbaren zeitgleichen Maximaleinspeisung oder Maximalentnahme orientiert. Ein derartiges Netz wäre für den tatsächlichen Bedarf dramatisch „übereinstet“ und somit volkswirtschaftlich unsinnig.

Parameter 2: Die Länge des Bewirtschaftungszeitraums

Die vorgeschlagene Länge im Übergangszeitraum beträgt einen Monat.

Begründung: Aktuell existieren fünf jahreszeitliche Hochlastzeitfenster⁸, die jährlich für jede Spannungsebene festgelegt werden. Die Netzentgeltabrechnung kann monatlich erfolgen. Durch die Verkürzung auf Monatszeiträume wird einerseits einer passgenaueren Berücksichtigung des Netzbetreibers Rechnung getragen - andererseits erhält der Markt mehr Flexibilität und eine planbare Verfügbarkeit. Es wäre zwar wünschenswert, die Länge des Bewirtschaftungszeitraums noch stärker zu verkürzen, da sich Prognosen auf Basis von Wetterdaten mit zunehmender zeitlicher Nähe deutlich verbessern werden. Dennoch ist zu beachten, dass sich einerseits die Marktkommunikation noch bis Ende 2019 in einem Übergangsregime (bis zur Etablierung der sternförmigen Marktkommunikation voraussichtlich ab 2020) befindet und andererseits die ganz überwiegende Zahl der Netze im Bereich der Nieder- und Mittelspannung bisher noch „blind“ gefahren wird. Dementsprechend erscheint es praktikabel, sich in einem stufenweisen Vorgehen parallel zur technischen Fortentwicklung in den Zeitscheiben der Bewirtschaftungsräume fortzuentwickeln und nicht die Anfang 2017 bereits scharfe Regel der Einbauverpflichtung (§ 31 Abs.1 Nr.5 MsbG-E) mit parallelen Anforderungen zu überstrapazieren.

Es wäre weiterhin denkbar, die Bewirtschaftungszeiträume schon im ersten Schritt optional kürzer zu fassen (z.B. eine Woche) und den Teilnehmern an § 14a EnWG anzubieten, gegen einen gestuft ausgestalteten höheren Flexibilitätsbonus bezogen auf den Kontrahierungszeitraum zu überlassen, kurzfristige Vorgaben einzuhalten.

Parameter 3: Ausgestaltung der Netzaggregationsbereiche

Der Netzaggregationsbereich ist ein zentraler Parameter, mit dem der Netzbetreiber den dezentralen Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG für sich nutzbar machen kann. Dabei ermittelt er für sich die Netzbereiche, in denen Engpässe zu befürchten sind. Dabei hat er die freie Wahl, wie groß oder klein er die Netzaggregationsbereiche wählt. Er kann sich auch mit anderen Verteilernetzbetreibern zusammenschließen, um sich den Aufwand zu teilen oder eine einheitliche Leitinfrastruktur zu nutzen und dann Anlagen aus mehreren Gebieten als einen Netzaggregationsbereich zusammenfassen. Hier sollten, um die unterschiedlichen Situationen in den Netzen richtig erfassen und bewerten zu können, grundsätzlich keine einschränkenden Vorgaben erfolgen. Für an höhere Netzebenen angeschlossene Kunden kann es dabei eigene diskriminierungsfreie Beschränkungsvorgaben geben.

Beispiel: Ein Netzbetreiber hat in einem Strang zehn gemeldete § 14a-Nutzer (bspw. Elektroautos oder Heizstromkunden). Er ist darauf angewiesen, dass in den Morgen- und Abendstunden nie alle Nutzer gleichzeitig die mögliche Maximalleis-

⁸ Vgl. Definition der Hochlastzeitfenster gem. BNetzA-Festlegung BK4-13-739.

tung in Anspruch nehmen. Durch die Zuordnung zu einzelnen Netzaggregationsbereichen kann er damit die Nutzer beliebig seinen Bedürfnissen entsprechend bündeln. Um sicherzustellen, dass keine Bevorzugung eigener Kunden (z.B. bei integrierten Netzbetreibern) erfolgen kann, hat er einerseits die Verpflichtung, mit jedem § 14a-Nutzer unter den gleichen Bedingungen im Kontrahierungszeitraum einen Vertrag zu den öffentlich gemachten Konditionen einzugehen und andererseits die Beschränkungsvorgaben einzuhalten, die ihm einen gedeckelten Maximalumfang an Beschränkungen (s. Parameter 6) zugestehen, der nicht überschritten werden kann. Individuell können § 14a-Nutzer damit zu unterschiedlichen Zeitpunkten von den Einschränkungen betroffen sein. In der Gesamtheit ist über die Beschränkungsvorgaben dennoch sichergestellt, dass der einzelne Teilnehmer nicht übermäßig in Anspruch genommen werden kann, sondern soweit als möglich sich der Flexibilitätseinsatz gleichermaßen über alle Letztverbraucher hinweg verteilt.

Parameter 4: Kommunikation des Bewirtschaftungszeitraums

Vorgeschlagene Kommunikation im Übergangsmodell:

Der Netzbetreiber weist §14a-Teilnehmern jährlich eine Zuordnung zu einem Netzaggregationsbereich zu (versehen mit einer Identifikationsnummer des Netzaggregationsbereichs).

Der kommunizierte Inhalt an die Zählpunkte des jeweiligen Netzaggregationsbereichs muss nun folgende Angaben beinhalten:

Netzbetreiber	Netzaggregationsbereich	Bewirtschaftungsviertelstunden (bei 31 Monatstagen 2976 aufeinanderfolgende Viertelstunden)	Höhe der Beschränkungsvorgabe
I	1	64-72, 150-152 etc.	64-66 (0), 67-69 (0,8), 70-72 (0,1) etc.
I	2	66-78, 160-168 etc.	66-68 (0,7), 69-72 (1,5) etc.
II	1	s.o.	s.o.

Der Lieferant bzw. zuständige Vermarkter erhält für die Netzaggregationsbereiche, für die er Zählpunkte in den §14a EnWG angemeldet hat, die Zugriffsberechtigung. Gleichzeitig müsste noch ein Stichtag und eine Stichtagsuhrzeit festgelegt werden, zu der abschließend die Informationen, die den jeweiligen Netzaggregationsbereichen zugeordnet sind, vorliegen müssen. Denkbar wäre hier z.B. der 16. des Vormonats 00.00 Uhr bzw. im Fall kürzerer Bewirtschaftungszeiträume ein fester Tag in der Vorwoche.

Die Wirkweise des kommunizierten Inhalts soll dabei anhand eines fiktiven Beispiels für eine Bewirtschaftungsviertelstunde illustriert werden: Ein § 14a-Zählpunkt mit Wärmepumpe erhält für seinen Netzaggregationsbereich für eine Viertelstunde die Höhe der Beschränkungsvorgabe 0. Das würde heißen, er muss den definierten maximalen Schwellwert (s. Parameter 7) – beispielsweise 4 kW Höchstlast einhalten. Erhält er bei der Höhe der Beschränkungsvorgabe für die

Viertelstunde den Wert 0,7 entspricht dies einer zulässigen Höchstlast von $4 \text{ kW} + 0,7 \times 4 \text{ kW} = 6,8 \text{ kW}$ Höchstlast. Handelt es sich um einen § 14a-Zählpunkt mit PV-Anlage oder Speicher könnte für den Zählpunkt durch die Zufügung eines einfachen Negativwertes gleichzeitig die maximal zulässige Einspeisung geregelt werden.

Beispiel: Der Zählpunkt erhält als Beschränkungsvorgabe die Zahl (-0,8), könnte die Bedeutung auf Basis des definierten maximalen Schwellwerts wie folgt aussehen: Maximal zulässige Einspeiseleistung in dieser Viertelstunde von $-0,8 \times 4 \text{ kW} = -3,2 \text{ kW}$.

Die Kommunikation lässt sich über das bestehende und erprobte Nachrichtenformat einer MS-CONS vornehmen, in der die Viertelstunden des Folgemonats versehen mit der Höhe der Beschränkungsvorgabe für den Netzaggregationsbereich zählpunktscharf übermittelt werden. Für jeden Zählpunkt müsste dann einmal im Monat eine MS-CONS versandt werden. Damit könnten alle erforderlichen Viertelstunden und ggf. erforderliche Konkretisierungen übermittelt werden.

Wesentlich auch für eine Übergangslösung ist in jedem Fall die maschinelle Lesbarkeit, die damit gegeben wäre.

Vorgeschlagene Kommunikation perspektivisch (kurzfristiger als monatlich): Entweder werden durch den Netzbetreiber selbst oder den Messstellenbetreibern und Gatewayadministratoren (mit §14a-Kunden) im Aktualisierungsturnus die Bewirtschaftungsviertelstunden der Aggregationsbereiche auf den Gateways eingespielt. Die Gateways versenden die entsprechenden Datensätze auf die IT-Systeme der auf dem Gateway eingetragenen Berechtigten. Erforderlich wäre dann bis 2020, dies in den entsprechenden BSI-Vorgaben als Use-Case zu berücksichtigen.

Parameter 5: Maximalzahl an Bewirtschaftungsviertelstunden

Vorgeschlagene Beschränkung: Der Netzbetreiber darf nicht mehr als 12 Viertelstunden täglich für einen einzelnen Netzaggregationsbereich festlegen. Zusätzlich ist eine maximale Begrenzung für die Woche bzw. pro Jahr vorzusehen, wie bereits früher in der BTOElt beschrieben.⁹ Die Beschränkung bezieht sich auf 12 voll beschränkte Viertelstunden (also versehen mit der Höhe der Beschränkungsvorgabe von 0). Gibt der Netzbetreiber eine andere Höhe der Beschränkungsvorgabe vor, errechnet sich das Mindestmaß der Beschränkung wie folgt:

Die Zahl der zulässigen Bewirtschaftungsviertelstunden ergibt sich aus der verbleibenden Differenz aus 12 gegenüber den addierten Werten aus der Höhe der Beschränkungsvorgabe der jeweiligen Viertelstunde addiert mit dem Maximalwert von 1.

⁹ Siehe auch die geregelten Schaltzeiten für Nachtspeicherheizungen und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in § 7 BTOElt (in der bis 2007 gültigen Fassung): nicht mehr als 960 h/Jahr und innerhalb von 24h insgesamt 6 h, nicht länger als 2 h am Stück, Betriebszeit zwischen zwei Sperrzeiten darf nicht kürzer sein, als die jeweils vorangegangene Sperrzeit.

Beispiel: Fünf Bewirtschaftungsviertelstunden mit dem Wert 0, drei mit dem Wert 0,6, vier mit dem Wert 0,8 ergeben: $5+3+4=12-(3 \times 0,6+4 \times 0,8)=7$. Es verbleiben also noch fünf Bewirtschaftungsviertelstunden, die der Netzbetreiber voll (mit dem Wert 0) beschränken dürfte.

Viertelstunden, die nicht als Bewirtschaftungsviertelstunden benannt sind, würden frei werden für anderweitige Vermarktung (z.B. im Regelleistungs- oder Intradaymarkt). Die zusätzlichen Flexibilitätsressourcen kämen dem Strommarkt zugute.

Gleichzeitig wird eine Anreizwirkung für eine einheitlichere Herangehensweise bei den Verteilernetzbetreibern empfohlen: Diese könnte z.B. dadurch erfolgen, dass in den Fällen, in denen netzgebietsübergreifende Netzaggregationsbereiche (könnte noch durch eine Gesamtheit an mindestens eingebundenen Netznutzern erweitert werden) gebildet werden, sich die Bewirtschaftungsviertelstundenzahl erhöht. So könnte z.B. die Zahl auf 16 tägliche Bewirtschaftungsviertelstunden steigen, um Unterschieden in den Netzgebieten besser Rechnung tragen zu können. Beide Varianten lassen grundsätzlich die Unterteilung in mehrere Netzaggregationsbereiche hinsichtlich unterschiedlicher Bewirtschaftungsviertelstunden zu.

Begründen lässt sich die gewählte Beschränkung damit, dass für die Benennung der Gesamtheit der Bewirtschaftungsviertelstunden Maßstab die Stundenanzahl des jeweiligen Netzgebietes sein sollte, die für die Auslegung des Netzes und damit für das Kriterium der zeitgleichen Berücksichtigung von Relevanz sind. In den Planungsgrundsätzen sollte festgelegt werden, dass das Instrument zur Kappung von Lastspitzen einzusetzen ist. Nach bisherigen Erfahrungswerten würde das Instrument einen Effekt erzielen, wenn dieses zumindest in 50 Stunden (200 Viertelstunden) im Jahr zur Verfügung stünde. Nach dem oben aufgesetzten Vorschlag hat der jeweilige Netzbetreiber damit jeden Monat in etwa das Volumen der tatsächlich erforderlichen Bewirtschaftungsviertelstunden zur Verfügung, das er im gesamten Jahr benötigt.

Aufgrund des notwendigen Voranschreitens ist allerdings auch ein stufenweises Vorgehen denkbar, das im ersten Schritt den Netzbetreibern größere Beschränkungszeiträume gestattet und dann schrittweise abnimmt. Dieser hätte die Möglichkeit, über „Lernerfolge“ das Instrument besser einzusetzen. Eine Incentivierung desjenigen, der das Instrument besonders effektiv einzusetzen weiß, wäre ebenfalls hilfreich.

Parameter 6: Ausgestaltung des Flexibilitätsbonus

Die bisherigen schlichten Netzentgeltreduktionen werden als neuer Flexibilitätsbonus ausgestaltet. Das heißt, die Höhe ist begrenzt auf die maximale Summe, bis zu der nach heutigen Regeln eine Netzentgeltreduktion zulässig ist (Flexibilitätsbonus = Allgemeines Netzentgelt – Reduktionsbetrag). Die Summe ist damit identisch zum heutigen § 14a EnWG bzw. den § 19 Abs. 2 S.1 oder S.2 StromNEV. Statt das Netzentgelt zu reduzieren, würde jedoch ein Betrag separat von den Netzentgelten

and Verbraucher oder deren Vermarkter ausgeschüttet. Der Unterschied zum heutigen System bestünde demnach darin, dass durch die Ausgestaltung als separater Posten eine Öffnung erfolgt, die auch unabhängigen Flexibilitätsvermarktern (Aggregatoren) den Zugang zum Markt gestatten würde¹⁰. Durch die separate und individuelle Ausschüttungssumme wäre damit eine deutlich größere Zahl an potenziellen Geschäftsmodellen denkbar. Der Flexibilitätsbonus könnte über einen monatlichen Abschlag Berücksichtigung finden.

Damit wäre auch eine grundsätzliche Weiterentwicklungsmöglichkeit des Systems verbunden, die die Werthaltigkeit speziellerer Abrufsituationen betreffen würde.

Hinsichtlich der Ermittlung der Bonushöhe greift folgender Ansatz: Der Verteilernetzbetreiber legt vor der Kontrahierung die prozentuale Beschränkungsvorgabe fest für den nicht anteilig ausgeprägten Beschränkungsraum vor– also z.B. 25 Prozent der Sicherungsgröße am Netzübergabepunkt. Diese 25 Prozent kann der Letztverbraucher auch in den Bewirtschaftungsviertelstunden voll nutzen. Insofern müssen diese 25 Prozent auch entgeltmäßig mit allen übrigen Netznutzern gleichgestellt sein. Die maximale Höhe des Flexibilitätsbonus läge demnach bei 75 Prozent des regulären Netzentgeltes, wobei nicht unterschieden wird, ob sich die Reduktion auf den Arbeits- Grund- oder Leistungspreis bezieht. Es gilt die Summe der gesamten Netzentgelte für den jeweiligen Verbraucher. Dieser Ansatz hat auch den Vorteil, dass bei einer Umstellung auf ein anderes System (z.B. kapazitative Netzentgelte) diese Regelungen übertragen werden können. Gerade bei kapazitiven Ansätzen bräuchte das Modell eine große Kompatibilität, da vereinfacht gesprochen eine Mindestkapazität immer zur Verfügung stünde und ein weiterer Kapazitätsanteil unter der Einhaltung der Beschränkungszeiträume zur verfügbar wäre.

Parameter 7: Charakter der Beschränkungsvorgaben

Vorschlag erklärt anhand der im Niederspannungsnetz befindlichen Sicherungsgrößen:

Beanspruchte Leistung max, cos phi = 0,9	Scheinleistung	Hausanschlussicherung
21 kW	bis 23 kVA	35 A
30 kW	33 kVA	50 A
39 kW	43-KVA	63 A
49 kW	54 kVA	80 A
62 kW	68 kVA	100 A
77 kW	85 kVA	125 A
99 kW	110 kVA	160 A
124 kW	137 kVA	200 A
140 kW	155 kVA	224 A

¹⁰ Ein derartiges standardisiertes System ist allerdings noch auszugestalten. Der aktuelle von BMWi und BNetzA initiierte Stakeholderdialog bezieht sich „nur“ auf die Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

155 kW	172 kVA	250 A
--------	---------	-------

Der Netzbetreiber legt eine prozentuale Beschränkungsvorgabe für den Netzverknüpfungspunkt fest, die zwischen **15 und 35 Prozent** liegen muss. Dieser Wert gilt als Basiswert für die Beschränkung, wenn die Höhe der Beschränkungsvorgabe bei 0 liegt. Je nachdem, welche beanspruchte Leistungsgröße (im Beispiel in Spalte 1) vorliegt, wird von dieser ein Sicherheitsabschlag von 10 Prozent vom Maximalwert der Gruppe vorgenommen (der berücksichtigt, dass eine gewisse Durchmischung auch in einem preisvolatileren Umfeld immer vorhanden sein wird) und mit dem Prozentsatz verrechnet und anschließend gerundet.

Beispiel Gruppe bis 62 kW (5. Zeile)/Netzbetreiber wählt Beschränkungsvorgabe von 25 %. Daraus ergibt sich dann folgende Leistungsgröße:

$$62 \text{ kW} - 10 \text{ Prozent Abschlag} = 55,8 \text{ kW} \times 25\% \text{ Beschränkungsvorgabe} = 13,95 \text{ kW} = \underline{14 \text{ kW}}$$

In diesem Fall dürfte der Verbraucher, sofern er § 14a EnWG in Anspruch nimmt, 14 kW in den Bewirtschaftungsviertelstunden mit Höhe der Beschränkungsvorgabe bei 0 nicht überschreiten.

Der Prozentsatz der Beschränkungsvorgabe ist so gewählt, dass Mitnahmeeffekte in aller Regel ausgeschlossen wären. So liegt bei Haushalten mit 21 kW-Anschluss in der Regel bereits ab 2.000 kWh die jährliche Höchstleistung bei mindestens 7 bis 8 kW. (eine nicht mehr zulässige 40 Prozent Reduktion entspräche nach der oben genannten Formel 7,56 kW). Damit ist sichergestellt, dass der Haushalt oder der Netznutzer tatsächlich reagieren muss, um sicherzustellen, dass er die Bewirtschaftungsviertelstunden auch einhält. Dies gilt für andere Sicherungsgrößen entsprechend. Die Anmeldung der Sicherungsgrößen (die ohnehin nur in festen Stufen vorliegen) ist dabei unproblematisch zu kontrollieren, da über ZSG- oder RLM-Verfahren die Viertelstundenwerte als Lastgang vorliegen und damit sichergestellt ist, dass hier kein Mißbrauch erfolgen kann.

Durch welche Maßnahmen der betreffende Endkunde die Einhaltung der Leistungsvorgaben sicherstellt, wäre diesem bzw. seinem Dienstleister zu überlassen. (z.B. Einsatz Speicher, Wärmepumpe oder sonstiger Ansatz). Denkbare Ansätze reichen dann von Energiemanagementsystemen über die direkte Ansteuerung von technischen Einheiten bis hin zu manuellen Lösungen. Der Anreiz, marktseitige Konzepte zu entwickeln, verbrauchsseitige Flexibilitäten zu aktivieren, würde dadurch befördert.

Parameter 8: Kontrolle der Nichteinhaltung durch kompletten Wegfall des Flexibilitätsbonus

Wie im MsbG-E (§ 31 Abs.1 Nr.5) vorgesehen, ist die Einrichtung eines intelligenten Messsystems inklusive Zählerstandsgangmessung und –bilanzierung Voraussetzung für die Teilnahme am § 14a EnWG. Die Messwerte werden nach aktuellem Diskussionsstand zur Marktkommunikation bereits im Übergangsregime täglich übermittelt – und zwar an den Netzbetreiber und von dort täglich an den berechtigten Lieferanten und/oder den Vermarkter. Gleichzeitig lägen im vorgeschlagenen Übergangsregime über die MS-Cons die übergabepunktscharfen Bewirtschaftungsviertelstunden zu einem Stichtag und einer festgelegten Uhrzeit vor. Anhand dessen lässt sich ohne weiteres im Rahmen der Netznutzungsabrechnung die Einhaltung der Bewirtschaftungsstunden überprüfen. Reißt der Letztverbraucher die gesetzte Grenze, fällt er ins „normale“ Netzentgeltregime. Dies ließe sich beispielsweise dadurch sicherstellen, dass der Flexibilitätsbonus erst am Ende des Abrechnungszeitraums betreffend die Netznutzungsentgelte ausgeschüttet wird. Dieser „Fallback“ ist ein ausreichender wirtschaftlicher Anreiz für die Einhaltung des 14a-Regimes. Ggf. könnte eine Bagatellgrenze z.B. das Reißen der Leistungsgrenze fünfmal im Jahr um nicht mehr als 5 Prozent der Leistungsgrenze eingezogen werden, um geringfügige Verletzungen nicht übermäßig zu bestrafen.

Parameter 9: Pooling

Grundsätzlich sollte Pooling in einem solchen Modell zulässig sein. Allerdings mit der Einschränkung, dass nur Verbraucher im gleichen Netzaggregationsbereich gepoolt werden dürften. Für die Durchführung des Poolings sollte dafür noch ein standardisierter Kommunikationsweg vom Flexibilitätsvermarkter an den Netzbetreiber aufgebaut werden, welche oben genannten Zählpunkte am Pooling teilnehmen.

Mit der hier vorgeschlagenen Logik wäre die Abwicklung einfach durchführbar. Man hat z.B. fünf §14a-Kunden in einem Netzaggregationsbereich (beispielhafte Leistungsgrenzen: 5 kW, 5 kW, 7,5 kW, 20 kW, 20 kW: In der Summe 57,5 kW). Der Vermarkter bzw. Vertrieb muss nun in den Bewirtschaftungsviertelstunden sicherstellen, dass die Leistungsgrenze der Letztverbraucher in der Gesamtheit in den Bewirtschaftungsviertelstunden nicht überschritten wird.

Parameter 10a: Umgang mit atypischen Netznutzern (§ 19 Abs.2 S.1 StromNEV)

Wie bereits weiter oben angemerkt, sollen auch die Netzentgeltreduktionen nach § 19 Abs.2 S.1 StromNEV in ein neues § 14a-Regime überführt werden. Über einen Verweis in § 19 Abs.2 S.1 StromNEV ließe sich das vorgeschlagene Regime grundsätzlich auf die atypischen Netznutzer und damit auch höhere Spannungsebenen übertragen.

Damit würden gleichzeitig die Fälle ausgeschlossen, in denen irrelevante und vollkommen uneinheitliche Reduktionstatbestände¹¹ vorliegen.

¹¹ vgl. z.B. https://www.ewe-netz.de/data/2015_12_18_EWE_NETZ_Strom_Indiv-NNE.pdf mit Reduktion z.T. von 0,7 Prozent für atypisches Verbrauchsverhalten. Wie bei 0,7 Prozent Entgeltreduktion ein atypisches

Im Gegenteil: Stattdessen könnte in den Fällen atypischer Netznutzung der oben aufgeführte Bewirtschaftungszeitraum auf eine Woche reduziert werden. Die Voraussetzungen eines intelligenten Messsystems sind hier im ersten Schritt nicht erforderlich, da mit der RLM-Messung und Bilanzierung viertelstundengenaue Daten ohnehin vorliegen.

Da die atypische Netznutzung sehr viel mehr unterschiedliche Spannungsebenen und Leistungsgrößen beinhaltet (auch nach den jetzigen BNetzA-Festlegungen, vgl. BK4-13-739, wird eine Mindestverlagerung der jeweiligen Spannungsebene vorausgesetzt), ist eine individuelle Berücksichtigung der Reduktionsgröße hier zu präferieren, da ansonsten erhebliche wirtschaftliche Folgen entstehen. Vorgeschlagen werden sollte damit eine Vorgabe, welche Mindestverlagerung in der jeweiligen Spannungsebene erforderlich ist. Der atypische Netznutzer hätte dann die Möglichkeit, eine prozentuale Reduktionsgröße zu benennen, die Ausgangspunkt für die weitere Kalkulation sein sollte. Basierend auf der prozentualen benannten Reduktionsgröße ließe sich über die Höhe der Beschränkungsvorgabe darüber hinaus ebenfalls sicherstellen, die Beschränkungsvorgaben so anzusetzen, dass diese für die atypischen Netznutzer die physikalischen Spielräume ausreizt. Die prozentuale Reduktionsgröße sollte allerdings erheblich sein, also z.B. mindestens 15 Prozent der tatsächlich verfügbaren Last betragen.

Im Beispiel würde sich also der atypische Netznutzer dazu entscheiden, dass er im Rahmen der Beschränkungsvorgaben immer die Möglichkeit hat, in den Bewirtschaftungsviertelstunden nur 70 Prozent der verfügbaren Leistung zu beziehen. Er übermittelt also die Beschränkungsvorgabe von 30 Prozent. Die Ausschüttung des Flexibilitätsbonus erfolgt dann grundsätzlich anhand der in Parameter 6 beschriebenen Logik.

Weitere konkretisierende Details könnten wie bisher auf Basis eines Festlegungsverfahrens durch die BNetzA getroffen werden. Damit wäre sichergestellt, dass die grundsätzlich identische Logik auf allen Spannungsebenen Einzug hält. Die Lösung für Großverbraucher nach § 19 Abs.2 S.2 StromNEV wäre davon nicht betroffen.

Parameter 10 b: Umgang mit Großverbrauchern ab 10 GWh Jahresverbrauch (§ 19 Abs.2 S.2 StromNEV)

Auch die § 19 Abs.2 S.2 StromNEV-Reduktionsfälle sollten in ein neues Regime überführt werden. Im Vergleich zur atypischen Netznutzung sind in diesem Fall die vorgegebenen jährlichen Mindestvolllaststunden (bzw. Benutzungsstundenzahl von 7.000 und mehr) nicht mehr zeitgemäß. Die grundsätzliche Problematik aus energiewirtschaftlicher Sicht, die einer Flexibilitätsvermarktung massiv entgegensteht, sieht das BMWi selbst, wie das Weißbuch für einen Strommarkt zur Energiewende deutlich macht.

Die bereits vorhandenen Flexibilitäten sollten dementsprechend nicht mehr dazu eingesetzt werden, um die Benutzungsstundenzahl mit einem möglichst stabilen Lastgang zu erreichen, sondern vielmehr eine Kopplung zur besseren Integration der fluktuierenden Erzeugung herzustellen. Eine Ausgestaltung könnte dabei auch weiterhin industriepolitische Ansätze beinhalten.

Konkretisierende Details könnten dazu über ein Festlegungsverfahren durch die Bundesnetzagentur getroffen werden, dass auf dem grundlegenden § 14a-Modell insoweit aufbaut, als dass derselbe Kernansatz gewählt wird.

Parameter 11: Einbeziehung Elektromobilität

Für Elektromobilität greifen vor allem zwei Besonderheiten. Zum einen ist gem. § 48 MsbG-E Elektromobilität bis Ende 2020 von den die intelligenten Messsysteme betreffenden technischen Vorgaben ausgenommen, da die technischen Richtlinien hinsichtlich dieser Anwendungsfälle noch nicht überarbeitet sind. Weiter handelt es sich bei einem Fahrzeug gerade nicht um eine stationäre Anwendung, weshalb sich die Frage stellt, in welcher Form eine Umsetzung des § 14a EnWG möglich ist, die physisch ja gerade an der lokalen Situation anknüpft.

Aus diesen Gründen wird folgende Einbeziehung vorgeschlagen:
Prinzipiell sollte auch im Übergangszeitraum bis zur Fertigstellung der technischen Vorgaben eine Partizipationsmöglichkeit greifen, die allerdings wie auch bei den sonstigen Anwendungen daran geknüpft sein muss, dass Viertelstundenwerte vorliegen.

Hinsichtlich der Ladevorrichtung im eigenen Heimnetzwerk lässt sich eine Einbindung dergestalt sicherstellen, dass auch die Ladeleistung bezüglich der Einhaltung der Beschränkungsvorgaben in den Bewirtschaftungsviertelstunden zu berücksichtigen ist. Insofern greift die Beschränkungsvorgabe für alle hinter der Haussicherung befindlichen Verbraucher inklusive der Ladevorrichtung.

Für halböffentliche und öffentliche Ladepunkte, die von mehreren Mobilen angesteuert werden können (insbesondere beim öffentlichen Laden) ist allerdings sicherzustellen, dass im Fall einer Anwendung des § 14a EnWG alle Fahrzeuge die Beschränkungsvorgabe gleichermaßen erfüllen. Insofern sollte der Ladesäulenbetreiber gehalten sein, nicht nur über die technische Einstellung an der Ladesäule die tatsächliche Einhaltung technisch sicherzustellen, sondern auch die entsprechende Information an das Fahrzeug bzw. den Fahrzeugnutzer zu übermitteln. Insofern wäre auch die Kennzeichnung derartiger Ladesäulen verbunden mit einer einfachen Möglichkeit zur Informationsgewinnung (z.B. per App) zu erwägen.

Parameter 12: Direkter Eingriff durch den Netzbetreiber (rote Ampelphase)

Ein direkter Eingriff des Netzbetreibers auf die technische Einheit zur Abwendung von Netzausfällen und Störungen ist in besonderen Fällen erlaubt. Diese sollten allerdings unter folgenden Prämissen aufgesetzt werden. Nicht jeder Netznutzer, der

am § 14a –Mechanismus teilnimmt, ist gleichzeitig für die direkte Ansteuerung durch den Verteilernetzbetreiber geeignet. Dies ist nur dann gegeben, wenn auch eine direkt ansteuerbare technische Einheit (z.B. Heizung, Speicher, E-Auto) existiert. Beispielsweise wäre bei industriellen Kunden zu klären, inwieweit solche direkten Eingriffe überhaupt umsetzbar sind. Gegebenenfalls könnte also für die Teilnehmer, die über eine separate technische Einheit verfügen und diese für die rote Ampelphase zur Verfügung stellen, ein zusätzlicher gegebenenfalls fixer Bonus gegenüber dem normalen Flexibilitätsbonus festgelegt werden. Die Kosten, die für die Einrichtung dieses Steuerungsmoduls (beispielsweise eine Steuerbox oder einen „Strompager“ als Steckmodul für das Gateway) entstehen, sollte der Verteilernetzbetreiber übernehmen.

Auch Entschädigungsregelungen sind zu treffen. Der Lieferant oder Flexibilitätsvermarkter stellt in der dargestellten gelben Ampelphase sicher, dass der Kunde den Leistungsschwellwert in den Bewirtschaftungsstunden nicht überschreitet. Wie er das macht, kann dem Markt überlassen werden. In den Zeitfenstern außerhalb der Bewirtschaftungsstunden kann damit die Flexibilität im Interesse des Systems und des Kunden frei eingesetzt werden. Wenn also ein direkter Eingriff durch den Netzbetreiber außerhalb der Bewirtschaftungsstunden erfolgt, hat dies finanzielle Auswirkungen im Bilanzkreis des Flexibilitätsvermarkters und Lieferanten (z.B. kann die Flexibilität dann nicht auf dem Regelleistungsmarkt verkauft werden) und für den Stromeinkauf, die kompensiert werden müssen. Hier könnte im Prinzip eine ähnliche Logik greifen, die bei der Bilanzierung und Energiemengenkompensation aktuell im Verhältnis zwischen Aggregator und Lieferant diskutiert wird.

Die Eingriffsmöglichkeit sollte ebenfalls einen festgelegten Umfang nicht überschreiten. Dieser muss allerdings deutlich geringer sein als das dargestellte Grundmodell und als eine Art „Notfallknopf“ ausgestaltet sein. Der Notfallknopf würde sich im Gegensatz zur gelben Ampelphase auf individualisierte technische Einheiten beziehen, die direkt angesteuert werden können.

Parameter 13: Einbindung von Leistungserhöhungen

Eine weitere (allerdings aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen in den Netzen nur optionale) Möglichkeit ist die Ausgestaltung einer Opt-In-Variante der Einhaltung eines Mindestschwellwertes an gezogener Leistung. Diese Variante ist vor allem in ländlichen Regionen mit hoher erneuerbarer Erzeugung und geringer Last eine denkbare Variante. Derjenige (natürlich mit Einspeisemöglichkeit z.B. durch eine PV-Anlage), der in erzeugungsgeprägten Bewirtschaftungsstunden eine maximale Höchsteinspeisung in das Netz garantiert (z.B. durch angepasste Betriebsweise eines Speichers oder sonstiger Verbraucher), erhält einen Flexibilitätsbonus, der in Gesamtheit als Alternative zur ansonsten fälligen Ausschüttung an Kompensation aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen aufgesetzt werden könnte und dementsprechend auch in dieser Höhe seine Grenze finden sollte. Wie dargestellt könnte hier dasselbe Instrument einer Anpassung der Einspeisestunden durch die Variationen bei der Höhe der Bewirtschaftungsstunden eingesetzt werden.

Optional könnte damit eine Stufe eingezogen werden, die den § 14a-Teilnehmern vergleichbar mit der Stufe zu Parameter 11 gestattet, anzumelden, als Netznutzer auch Einspeiseschwellwerte einhalten zu wollen. Die Incentivierung kann entweder direkt wie bei Parameter 12 als fixer Bonus erfolgen, oder beispielsweise, indem die sich aus § 61a EEG-E ergebenden Vorteile direkt damit verknüpft werden, an einem solchen System teilzunehmen (dies beträfe dann vor allem die Fallkonstellationen, in denen Einspeiseflexibilität durch den Einbau von Stromspeichern vorliegt). Damit würde automatisch jeder Netznutzer bzw. Dienstleister, bei dem Einspeisung und Verbrauch am Netzübergabepunkt zusammenfallen, angereizt, sich einerseits energiewirtschaftlich zu optimieren, andererseits auch netzbedingte Restriktionen in der Betriebsführung seiner technischen Einheiten zu berücksichtigen.

Regulatorisch müsste dieser Punkt dann dergestalt weiterentwickelt werden, dass die Eingriffe nach § 13 Abs. 2 EnWG (Einspeisemanagement) in die hier dargestellte Systematik überführt werden. D.h. EEG bzw. allgemein Erzeugungsanlagen erhalten finanzielle Vorteile, wenn sie sich Beschränkungsvorgaben unterwerfen. Die Netzampelsystematik würde somit auf die Einspeisung erweitert. „Harte“ Eingriffe nach dem aktuellen Regime würden dann nur noch in der roten Ampelphase erfolgen. Details zur finanziellen Ausgestaltung und EnWG/EEG-Verzahnung müssten hier jedoch noch erarbeitet werden, da dies eine weitreichende Umstellung der bisherigen Systematik mit sich bringen würde, die dann allerdings auch einem riesigen Transformationsschritt gleichkäme.

Parameter 14: Berücksichtigung in der Konzessionsabgabenverordnung

Es sollte klarstellend ergänzt werden, dass die verringerten Konzessionsabgaben für die § 14a EnWG –Anwendungsfälle weiterhin gelten. Diese verringerte Konzessionsabgabe (0,11 ct/kWh) gilt aktuell für Heizstrom/ Wärmepumpen-Kunden und für Elektromobilkunden, wenn diese über eine unterbrechbare/ steuerbare Verbrauchseinrichtung verfügen. Dies sollte aufgrund immer wieder auftauchender Streitigkeiten auch in der KAV klargestellt werden. Zur Begründung kann auch die alte Begründung zur Änderung der KAV herangezogen werden.¹²

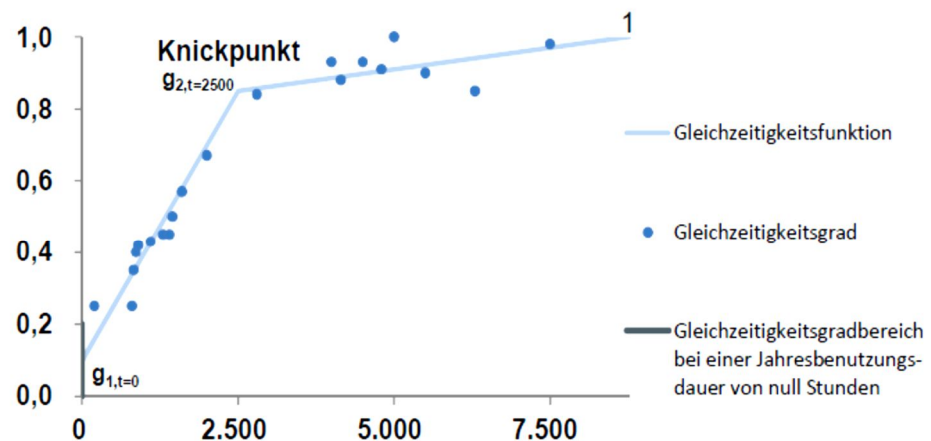
Exkurs: Warum der hier vorgestellte Ansatz mit der bisherigen Logik zur Bestimmung der Netzentgelte zusammenpasst und gleichzeitig großes Entwicklungspotenzial bietet

§ 3 Abs.2 StromNEV macht einen Grundsatz der Netzentgeltstruktur deutlich: „Mit der Entrichtung des Netzentgelts wird die Nutzung der Netz- oder Umspannebene des jeweiligen Betreibers des Elektrizitätsversorgungsnetzes, an die der Netznutzer angeschlossen ist, und aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen abgegolten.“ Aus der Nutzungsbezogenheit leitet sich mit der verursachungsgerechten Beteili-

¹² Auszug aus der Begründung zur Änderung der KAV, BT-Drs. 358/99, Begründung zu § 2 Abs.7 KAV, siehe S.6: „Der Strom für Nachtspeicherheizungen soll auch künftig nicht mit der höheren Konzessionsabgabe für Tarifabnehmer belastet werden können.“

gung an den Netzkosten ein zentrales Prinzip hinsichtlich der Kostenverteilung ab.¹³ Die verursachungsgerechte Zuordnung hinsichtlich der einzelnen entnehmenden Netznutzer wird heute maßgeblich durch die Gleichzeitigkeitsfunktion nach §16 StromNEV i.V.m. Anlage 4 definiert. Dabei wirkt die zeitgleiche Jahreshöchstlast als Bestimmungskriterium für Netzdimensionierung und damit als Leitkriterium.

Gleichzeitigkeitsfunktion einer Netz- oder Umspannebene



Quelle: Bundesnetzagentur

Jedem Letztverbraucher¹⁴ wird aktuell auf Basis der Jahreshöchstlast ein Gleichzeitigkeitsgrad zwischen 0 und 1 zugewiesen, der für die Erstellung der Koeffizienten und damit die konkrete Entgeltbildung im jeweiligen Netzgebiet maßgeblich ist. Dazu kommt die Benutzungsstundenzahl: Anhand des Quotienten aus der in einem Jahr entnommenen Arbeit und der individuellen Jahreshöchstleistung ergibt sich gem. Nr. 3 der Anlage 4 der StromNEV die Zahl der Benutzungsstunden. In Verbindung mit der Jahreshöchstleistung ergibt sich daraus ein bestimmter Punkt auf dem Diagramm. Alle Punkte zusammengenommen ergeben sich zwei Funktionen, die sich nach der gesetzlichen Vorgabe bei 2.500 Benutzungsstunden schneiden. Unterhalb von 2.500 Benutzungsstunden besteht ein stärkeres Arbeitspreisgewicht und oberhalb ein stärkeres Leistungspreisgewicht aufgrund der größeren Wahrscheinlichkeit einer höheren Leistung zum nicht vorab bestimmbar Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im entsprechenden Netzgebiet.

Die dargestellte Methodik zu den Beschränkungsvorgaben rechtfertigt sich damit wie folgt:

Der individuelle Verbraucher gibt dem Netzbetreiber durch seine Versicherung, seinen Verbrauch im Bewirtschaftungszeitraum an den Beschränkungsvorgaben auszurichten, die Zusicherung, dass er bei der zeitgleichen Betrachtung nicht mit

¹³ Vgl. § 16 Abs.1 S.1 StromNEV: „Die Zuteilung der Kosten...hat möglichst verursachungsgerecht zu erfolgen.“

¹⁴ Auch nachgelagerte Netzbetreiber erhalten einen zugewiesenen Gleichzeitigkeitsgrad.

der normalen Leistung, sondern mit einer reduzierten Leistung einbezogen wird. Da damit nicht die individuelle Höchstlast für die Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfunktion maßgeblich ist, sondern die gezogene Lastgrenze, werden auf dieser Basis die Netzentgelte kalkuliert.

Beispiel (Jahresverbrauch: 10.000 kWh, Höchstlast: 15 kW, Beschränkungsvorgabe wie oben: 5 kW): Durch die als Basis nunmehr verwendeten 5 kW ergibt sich eine veränderte Benutzungszahl (in diesem Beispiel 2000 Benutzungszahlen statt 667). Um durch die Inanspruchnahme des § 14a sicherzustellen, dass die Netzentgelte nicht unkalkulierbaren Schwankungen unterliegen und damit Entgeltunsicherheiten auslösen, sollte in der Niederspannung die Kalkulation auf der Gleichzeitigkeitsfunktion unterhalb der in dieser Spannungsebenen üblicherweise vorliegenden 2.500 Benutzungszahlen basieren.

III. Fazit

Basierend auf den vorgestellten zentralen Begrifflichkeiten und der konkreten Parametrisierung, die der exekutiven und legislativen Willensbildung vorbehalten sein muss, lässt sich eine Lösung finden, die mittels der existierenden Prozesse und Kommunikation abbildbar sein würde. Gleichzeitig wäre der Systemnutzen durch die Einbindung der bereits heute im System befindlichen 2,1 Mio. §14a-Nutzer deutlich verbessert und hätte großes Entwicklungspotenzial für ein Zielmodell. Auch könnte man damit den ebenfalls der kritische Fall der atypischen Netznutzung und der Vollaststundenproblematik bei Industriekunden sowie die potenzielle Abbildung von Einspeiseproblemen über ein marktwirtschaftliches Regime in den Griff bekommen. Das Modell gestattet zudem dem Verteilernetzbetreiber hohe Freiheitsgrade, ohne dass gleichzeitig Missbrauchspotenziale oder Liquiditätsprobleme entstehen.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne ist die schlagkräftige Interessenvertretung für die wettbewerbliche neue Energiewirtschaft. Im Unterschied zu Anbietern mit verbundenem Netz sind unsere Mitglieder frei von Monopolinteressen: Sie kämpfen für fairen Wettbewerb, Vielfalt und Fairness im Energiemarkt. 2014 haben bne-Mitgliedsunternehmen in Deutschland über sieben Millionen Kunden zuverlässig mit Strom, Gas oder energienahen Dienstleistungen beliefert.