

zum

Evaluierungsbericht der BNetzA „zu den Auswirkungen des §19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen“

14.07.2015

Ausgangssituation:

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat mit Stand 30. März 2015 einen „Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des §19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen“ gem. §32 Abs. 11 StromNEV vorgelegt. Die Berichtspflicht gegenüber dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) bezieht sich auf die Auswirkungen der Regelung nach §19 Abs. 2 Satz 2 (stabile Netznutzung). Die BNetzA hat diesen Bericht aber auch zum Anlass genommen, ebenfalls die Regelung nach §19 Abs. 2 Satz 1 (atypische Netznutzung) zu überprüfen und auch hierzu gegenüber dem BMWi berichtet.

Die BNetzA kommt in ihrem Bericht zu dem Ergebnis, dass die bei Einführung der Regelungen folgerichtigen Überlegungen in Hinblick auf die Netzdienlichkeit des Abnahmeverhaltens aufgrund der sich ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Teilen nicht mehr uneingeschränkt gelten und daher diese Regelungen deutlich modifiziert werden sollten. Der VIK möchte sich mit dieser Stellungnahme frühzeitig, konstruktiv und sachdienlich in diese Diskussion einbringen. Er nimmt den vorliegenden Evaluierungsbericht daher zum Anlass, einerseits die von der BNetzA vorgebrachten Sachverhalte aus Sicht industrieller und gewerblicher Verbraucher und Eigenerzeuger näher zu beleuchten und andererseits auch Vorschläge für mögliche Anpassungen der Regelungen im Sinne einer Weiterentwicklung zur besseren Nutzung der industriellen Möglichkeiten für eine sichere und kostengünstige Stromversorgung einzubringen.

1. Grundsätzliches zum Evaluierungsbericht

Der VIK bedauert, dass zur Beurteilung der Auswirkungen des §19 Abs. 2 StromNEV ausschließlich die Antworten aus der Befragung der Netzbetreiber im Zuge des Monitoringverfahrens 2014 herangezogen wurden und nicht auch andere Marktteilnehmer befragt wurden. Durch dieses einseitige Vorgehen muss die Qualität und die Repräsentativität der Antworten und somit die Rückschlüsse der BNetzA in Frage gestellt werden. Die Regelungen nach §19 Abs. 2 StromNEV sind für die deutsche Wirtschaft bzgl. der Netz Zuverlässigkeit aber auch in finanzieller Hinsicht so

elementar, dass eine Entscheidung über Erhalt oder Modifizierung der Regelungen nicht an den Ergebnissen der o.g. einseitigen Befragung festgemacht werden können. Hierzu bedarf es einer breiteren Konsultation von Marktteilnehmern und der Beratung von Gutachtern.

2. Vorteile und Dienlichkeiten von atypischer und stabiler Netznutzung auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen aus Sicht der Industrie

2.1 Grundsätzliche Netzdienlichkeiten der Regelungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV

Um die Netzdienlichkeit der bestehenden Regelungen beurteilen zu können, ist die grundsätzliche Frage zu stellen, wie sich der Betrieb des Netzes und dessen sicheres Funktionieren darstellen würde, wenn die Netznutzung nicht nach den Vorgaben des § 19 Abs. 2 StromNEV erfolgte, d.h. wenn die atypischen Netznutzer nach Satz 1 ihre Last auch in die Hochlastzeitfenster verlagern und die stabilen Netznutzer nach Satz 2 ihren Verbrauch nicht gleichmäßig planbar unterhalb einer geringstmöglichen Maximalleistung abnehmen würden. Wie würde sich der Netzausbau und damit einhergehend die Netzkosten, aber auch die Netz- und Spannungsqualität verändern?

Diese Frage stellt sich unabhängig davon, ob im Netz kurzfristige Flexibilitäten zur Netzsteuerung – bspw. in Form von Regelenergie – gebraucht werden. Die Regelungen nach §19 Abs. 2 StromNEV dienen zum Erhalt einer systemnotwendigen Grundlast und einer planbaren Netzführung. Denn planbare Zustandsinformationen sind über die Netzsituation für die Planung des Netzeinsatzes wichtig und notwendig. So heißt es etwa auch von Seiten der BNetzA in der Begründung zu ihrer Festlegung BK6-13-200: *„Sowohl für die so genannte Systembetriebsplanung, also die Planung des Netzeinsatzes und der Systembilanz in der lang-, mittel- und kurzfristigen Perspektive, als auch für die Systemführung, [...] , sind die ÜNB auf umfassende Informationen angewiesen, die einen zuverlässigen Aufschluss über die gegenwärtige und zukünftige Netzzustandssituation und die jeweils bestehenden Möglichkeiten zur kurzfristigen Abwehr von Gefährdungen oder Störungen geben.“* Vorhersehbar atypisches oder Grundlastverhalten kann in diesem Sinne zur sicheren und planbaren Netzführung beitragen.

2.2 Netzdienlichkeit insbesondere der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

Die atypische Netznutzung hat den Vorteil, dass die zeitgleiche Jahreshöchstlast im Netz bewusst reduziert wird. Damit braucht das Netz weniger stark ausgebaut zu werden, was Investitionskosten vermeidet und so wiederum die Netzentgelte für Endkunden reduziert. Der Bericht zur Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie für die Jahre 2016/2017 und 2019/2020 der BNetzA, der zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen der ÜNB ist, kommt zu dem Ergebnis, dass der Starklast-/Starkwindfall zudem die Höhe der zu beschaffenden Netzreserve bestimmt, da der hier ermittelte Reservebedarf höher ausfällt als in jedem anderen betrachteten Netznutzungsfall. Hierbei ist die Wahrscheinlichkeit, dass diese Starklastzeit in ein vom Netzbetreiber definiertes Zeitfenster fällt – vornehmlich in den Wintermonaten – und somit der atypische Netznutzer nicht zur Erhöhung der Netzlast / Netzreserve beiträgt, relativ hoch. Die kundenseitigen netzdienlichen Bemühungen und Maßnahmen des atypischen Netznutzers, dem entgegenzuwirken, muss die Netzentgeltverordnung angemessen berücksichtigen, da sonst der Anreiz eines netzentlastenden Verhaltens verloren geht und weitere Belastungen der Höchstlast wahrscheinlich werden.

2.3 Netzdienlichkeit insbesondere der stabilen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV

Auch wenn die fluktuierende Erzeugung aus EE-Anlagen – vorrangig aus Wind und Photovoltaik – den Anschein erweckt, dass auch die komplette Nachfrageseite immer flexibler auf die Erzeugung reagieren muss, so bedarf das Stromnetz doch auch weiterhin eines nicht zu vernachlässigen Anteils konstanter und verlässlicher Faktoren für die Erzeugung und Entnahmen, die das Netz physikalisch stabil halten. Ein stabiler Netzbetrieb braucht eine physikalische Spannungs- und Frequenzhaltung über steuerbare Erzeugungseinheiten und bspw. über rotierende Massen, da deren Trägheit frequenzdämpfend wirken. Große rotierende Massen dienen auch der Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit im Netz und können nötige Blindleistung bereitstellen. Auch die vorausschauende dena-Studie zu Systemdienstleistungen¹ geht für das Jahr 2030 weiterhin von einer systemnotwendigen Must-Run-Kapazität konventioneller Kraftwerke von 6 bis 25 GW aus, mit steigender Tendenz. Demnach wird auch zukünftig eine stabile und gleichmäßige Entnahme eine wichtige Bedeutung für das Netz behalten.

Ebenso stellen Entnahmestellen mit mehr als 7.000 Jahresbenutzungsstunden zuverlässige Senken auch in ansonsten lastschwachen Zeiten dar, um Strom aus erneuerbaren Energien in das Netz aufnehmen zu können, der ansonsten bei gleichzeitiger Vergütung nach § 15 Abs. 1 EEG in verschiedenen Netzgebieten aberegelt werden müsste.

Ohne die derzeitige Regelung nach §19 Abs.2 Satz 2 StromNEV hätten zudem bereits einige Industrieunternehmen eigene „Direktleitungen“ zum nächstgelegenen Kraftwerk gebaut. Durch den Direktleitungsbau würden sich Netzentgelte für diese Netznutzer ergeben, die im Einzelfall weit unter den allgemeinen Netzentgelten liegen. Im Falle eines Direktleitungsbaus würde der Kostenbeitrag dieses Netznutzers für das bestehende Netz komplett entfallen. Für die verbleibende Menge der Netznutzer allerdings ergäben sich Entgeltsteigerungen. § 19 (2) Satz 2 StromNEV ist damit auch eine Regelung zur Vermeidung des Aufbaus gesamtwirtschaftlich nicht sinnvoller Parallelnetze.

Aus diesem Grunde sollte u.a. auch der zunehmenden Vergleichmäßigung der Entnahme mit ansteigender Benutzungsdauer mit der in Satz 2 bestehenden Staffelung minimal zu zahlender Netzentgelte weiterhin Rechnung getragen werden.

3. Bewertung der Handlungsempfehlungen der BNetzA

3.1 Abstellen von Mitnahmeeffekten

Sowohl in Bezug auf die Inanspruchnahme der Regelung nach §19 Abs. 2 Satz 1 als auch für Satz 2 der StromNEV werden im Evaluierungsbericht Mitnahmeeffekte der Netznutzer unterstellt. Diese Darstellung weisen die von den Regelungen betroffenen Industrieunternehmen und die gewerblichen Netznutzer im Bahnstromnetz, welche die weit überwiegende Anzahl der Antragsfälle bilden, zurück.

Um bspw. die von der BNetzA festgelegten Voraussetzungen nach §19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zu erfüllen, senken Industrieunternehmen in den Zeiten, in denen die Netzhöchstlast zu erwarten ist (Hochlastzeitfenster), den Bezug aus dem Netz der

¹ dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin 2014

allgemeinen Versorgung erheblich ab und vermeiden somit Netzausbau und Kosten. Hierfür müssen die Produktionsprozesse unabhängig von der Auftragslage regelmäßig an neue Hochlastzeitfenster angepasst werden. Insbesondere im Herbst und Winter bedeutet die Anpassung an die Netzlast in Netzen mit großen oder zahlreichen Hochlastzeitfenstern einen hohen Aufwand, Kosten für Laststeuerungsmaßnahmen und Produktionseinbußen. Eine Darstellung von derzeitigen Zeitfenstern bei einer Auswahl von Netzbetreibern ist in der **Anlage** beigefügt.

Dieser Aufwand für netzdienliches Verhalten muss sich auch in Zukunft in den Netzentgelten widerspiegeln, da hier gerade nicht von Mitnahmeeffekten gesprochen werden kann. Mit ihrem angepassten Abnahmeverhalten verursachen diese Kunden einen geringeren Leistungsanteil an der Netzgesamtlast, als dies nach der üblichen Regelung zur Entgeltermittlung nach § 16 StromNEV angenommen wird. Hierdurch werden Gesamtkosten im Netz vermieden. Denn die Systemspitzenlast im Netz ist aufgrund des Abnahmeverhaltens dieser Kunden geringer, da die individuellen Lastspitzen der betroffenen Kunden außerhalb der Netzhöchst anfallen. Hierdurch werden Netzinvestitionen zum finanziellen Nutzen aller Netzkunden vermieden. Diese Kostenvermeidung wird den entsprechenden Netzkunden mit der Regelung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV gutgeschrieben. Im Übrigen kommt das atypische Netzentgelt nach der Konzeption des Verordnungsgebers nur zu Anwendung, wenn die Höchstlast der betroffenen Kunden tatsächlich außerhalb des entsprechenden Höchstlastfensters liegt. Damit wird das vermiedene Netzentgelt nur wirksam, wenn die erforderlichen Bedingungen tatsächlich erfüllt werden. Und nur in diesen Fällen trägt die atypische Netznutzung zur Vermeidung der Kosten bei, die ansonsten erforderlich würden.

In der Zementindustrie beispielsweise werden die Zementmühlen, als die größten Stromverbraucher, gezielt außerhalb der Hochlastzeitfenster betrieben. Eisenbahnverkehrsunternehmen können durch ein neues detailliertes Verfahren die Einsatzzeiten unzähliger Züge verändern. Außerdem erfolgen bestimmte Zugfahrten innerhalb von Hochlastzeitfenstern nicht länger in Elektrotraktion, sondern in Dieseltraktion. Andere Züge müssen längere Warte- und Standzeiten in Kauf nehmen.

Das sind nur zwei Beispiele von vielen, bei denen Produktions- und Logistikprozesse in erheblichem Umfang angepasst und gesteuert werden, um die erforderliche Netzdienlichkeit bieten zu können.

Auch in Bezug auf die Einhaltung der Anforderung nach §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV werden keine Mitnahmeeffekte gesehen. Seitens der beteiligten industriellen Netznutzer müssen zur Einhaltung der strengen Vorgaben der Vorschrift in vielen Fällen gezielt Maßnahmen zur Laststeuerungen unternommen werden. Das bedeutet auch einen finanziellen Aufwand, wenn hierfür z.B. Produktspeicher benötigt werden. Über das Zwischenspeichern von Zwischenprodukten kann die Stromentnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung vergleichmäßig werden, ohne dabei einen kontinuierlichen Produktionsprozess zu stören. Die Koordination mit nachgelagerten Produktionsstufen erfordert dann einen erheblichen Mehraufwand und ggf. Mehrkosten durch Produktionsanpassungen

3.2 Einschränkung auf die Hochspannung oder höhere Spannungsebene

Eine von der BNetzA vorgeschlagenen Einschränkung der Regelungen ausschließlich auf Letztverbraucher, die in der Hochspannung oder höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, grenzt u.E. sinnvolle Beiträge zur Netzstabilisierung willkürlich aus. Netzdienliche Maßnahmen wie beispielsweise die Vermeidung von Lastspitzen innerhalb der Hochlastzeitfenster vermeiden in allen Spannungsebenen den Netzausbau. Nieder- und Mittelspannungsnetzbetreiber profitieren beispielsweise bezüglich ihrer besseren Lastprognosen, der Bereitstellung von stetigen

Verbrauchssenkungen zur Abnahme von auch zukünftig weiter steigenden EE-Strommengen, die vorrangig in unterlagerte Netze eingespeist werden, aber auch von den positiven Effekten der besseren Spannungs- und Frequenzhaltung sowie von einem atypischen und gleichmäßigen Strombezug von Industrie und Gewerbe. Daher wäre eine Einschränkung der Regelungen nur auf bestimmte Netzebenen sachlich nicht gerechtfertigt.

3.3 Direkte Steuerung des Abnahmeverhaltens durch die Netzbetreiber

Auch den Vorschlag der BNetzA einer direkten Steuerung des Abnahmeverhaltens von Letztverbrauchern durch den Netzbetreiber – in vergleichbarer Weise wie es § 14a EnWG vorsieht – zur Bedingung eines individuellen bzw. reduzierten Netzentgelts zu machen, hält der VIK für i.d.R. nicht praxistauglich. Ein unkontrolliertes und unkoordiniertes Eingreifen in die Stromversorgung – und somit in Produktionsprozesse – zieht in fast allen Fällen erhebliche wirtschaftliche Schäden nach sich. Eine direkte Steuerung durch den Netzbetreiber ist daher generell abzulehnen. Zum Zweck der Abschaltung im Bedarfsfall ist innerhalb der Abschaltverordnung z.B. die Regelung etabliert worden, dass der Abruf durch Anforderung des Anschluss-ÜNB über die Kontaktstelle des Anbieters zu erfolgen hat.

3.4 Kürzere Vorlaufzeiten bei der Veröffentlichung der Hochlastzeitfenster

Die BNetzA empfiehlt, die Hochlastzeitfenster besser an die tatsächlichen Gegebenheiten anzupassen und hierbei den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, ihre Hochlastzeitfenster auch kurzfristig den Erfordernissen des Netzmanagements anzupassen. Sie erwägt dabei eine wöchentliche oder monatliche Aktualisierung der Hochlastzeitfenster. Grundsätzlich kann eine Dynamisierung der Hochlastzeitfenster zu einer verbesserten Abstimmung von Entnahme- und Einspeiselastgängen führen. Hierzu sollte die bestehende Systematik zur Definition der Hochlastzeitfenster einem kontinuierlichen Monitoring unterzogen werden. Flankierend sollte das bestehende System von einer kurzfristigeren Zurufregelung ergänzt werden. Für industrielle Produktionsprozesse und für Schienenbahnen im Bahnstromnetz wäre eine kurzfristige Verschiebung der Zeitfenster in vielen Fällen aber nicht realisierbar, da das Betriebsergebnis nicht mehr planbar wäre, wenn Produktionszeiten oder Abläufe im Schienenverkehr kurzfrist geändert würden. Weiterhin würden Verschiebungen in den Produktionszeiten u.a. auch zu Störungen in den vor- und nachgelagerten Betriebsabläufen sowie zu Eingriffen in die Arbeitszeitregelungen der Mitarbeiter führen. Als sinnvolles zusätzliches Element zur Kombination der verschiedenen Elemente mit dem Ziel der Berücksichtigung kurzfristiger Netzanforderungen bieten sich Zurufregelungen, z.B. analog zur früher im Netzgebiet der Amprion etablierten Netzzusatzleistung, an (siehe unter Pkt. 4).

3.5 Verrechnung von Erträgen aus parallel bestehenden Vorgaben zur Lastreduktion

Die BNetzA schlägt im Evaluierungsbericht vor, dass Erträge aus parallel bestehenden Vorgaben zur Lastreduktion mit der Entgeltreduzierung aus § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV verrechnet werden sollten, da ansonsten faktisch eine doppelte Begünstigung bestehe. Außerdem schlägt sie in diesem Zusammenhang vor, ein flexibles Lastverhalten als zwingende zusätzliche Voraussetzung für eine Begünstigung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV vorzusehen. Dies könne beispielsweise durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt oder die Erweiterung der Regelungen des § 13 EnWG oder etwaige Änderungen an der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) geschehen. Aus Sicht des VIK sind die bestehenden Instrumente zur Lastreduktion oder –erhöhung, wie z.B. die AbLaV, die Regelenergie oder die ResKV, eigenständige Produkte mit

eigenen individuellen Anforderungen und eigenem Nutzen für den Netzbetrieb. Ein Zusatzkriterium der verpflichtenden Bereitstellung von Flexibilität durch einen stabilen Netznutzer würde dem System wesentliche netzstabilisierende Beiträge entziehen. Die Folgen wären z.B. Steigerungen von EE-Abregelungen sowie ein erhöhter Regelenergiebedarf.

Der VIK befürwortet hingegen eine ausschließlich freiwillige Kombinierbarkeit der Inanspruchnahme von Satz 2 mit Flexibilitätsprodukten, wie zum Beispiel Regelleistungserbringung oder die Bereitstellung abschaltbarer Lasten nach AbLaV. Diesbezüglich bestehen jedoch regulatorische Hemmschwellen. Die Regelung nach Satz 2 lässt keine Bereinigung der Benutzungszahl von systemstützenden Lastanpassungen zu, wodurch eine zeitgleiche Vorhaltung von Regelleistung gehemmt wird. Die AbLaV sieht zwar begrüßenswerter Weise ein entsprechendes Korrektiv vor, hemmt die Teilnahme jedoch durch die energiewirtschaftlich nicht begründbare minimale Anschlussspannungsebene von 110 kV. Die Beseitigung beider genannten regulatorischen Hemmnisse würde die Verbindung einer gleichmäßigen Netznutzung gemäß Satz 2 mit Flexibilitätserbringung erlauben und somit jederzeit netzdienliches Entnahmeverhalten anreizen. Sofern ein Netznutzer willens und fähig ist, beide Instrumente zur Netzstützung zu nutzen, muss dieser konsequenterweise auch von beiden Instrumenten vollumfänglich profitieren.

4. Nötige Anpassungen des Netzentgeltsystems zur Anreizung industrieller Flexibilitäten

Der VIK sieht die Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV als einen wichtigen Baustein zur Aufrechterhaltung eines sicheren und planbaren Stromnetzbetriebs, der auch durch die Industrie geleistet werden kann. Die Besonderheit in der Netzentgeltsystematik im Falle einer atypischen Netznutzung, aber auch einer gleichmäßigen Netznutzung, ist als Abweichen von der Entgeltfindung nach § 16 StromNEV nach wie vor gerechtfertigt und muss weiterhin bestehen bleiben.

Vor dem Hintergrund der durch die Anwendung des § 19 (2) StromNEV gegebenen netzstabilisierenden Effekte wäre die Deckelung von Kosten für Instrumente der Netzstabilisierung nicht konsistent.

Neben dem Erhalt der Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV ist es sicherlich notwendig und erforderlich, auch weitere netz- und systemdienliche Maßnahmen anzureizen und bestehende Hindernisse abzubauen. Derzeit wird ein flexibler Mehrbezug durch höhere Netzentgelte bei leistungsgemessenen Kunden pönalisiert. Das Netzentgeltsystem, das für industrielle Netznutzer ab 2.500 h/a einen sehr hohen Leistungsanteil basierend auf der ¼-stündlichen Jahreshöchstlast vorsieht, bestraft flexibles, an den Strompreis oder Netzengpässe angepasstes Lastverhalten industrieller Nutzer. Um das Potenzial industrieller Flexibilitäten für den zukünftigen Strommarkt zu heben, muss das Netzentgeltsystem an das Marktdesign so angepasst werden, dass es wirtschaftliche Hindernisse abbaut und stattdessen Anreize schafft. Damit auch industrielle Anbieter mögliche Flexibilitäten dem Markt wirtschaftlich zur Verfügung stellen können, dürfen Netzspitzen, die durch den Aufruf von Systemdienstleistungen oder aufgrund von marktgetriebenem, systemdienlichem Mehrbezug verursacht sind, nicht zu Netzentgelterhöhungen beim Anbieter führen. Diese systemdienlichen Fälle des Angebots von Flexibilitäten seitens der Industrie werden derzeit nicht angereizt.

Ein gezielter Strommehrbezug in Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energieanlagen kann ebenso einem lokalen Netzausbau entgegenwirken und/oder die

Netzlast vergleichmäßigen bzw. ein für den Endverbraucher teures und die Klimabilanz des Systems abträgliches Abregeln von EE-Anlagen vermeiden. Hierfür sollte das Netzentgeltsystem Regelungen vorsehen, die es den Netzbetreibern erlauben, leistungspreisfreie „Netzzusatzleistung“ anzubieten, wenn es der Netzzustand zulässt und keine Netzrestriktionen zu erwarten sind. Bis 2011 hat z.B. Amprion das Preissystem „Netzzusatzleistung“ in der Regelzone flächendeckend angeboten. Hierdurch wurde es möglich, kurzfristig – mit der Vorlaufzeit von einem Tag bis zu wenigen Stunden – industrielle Flexibilität zu nutzen. Beispielsweise konnten Eigenerzeugungsanlagen bei ausreichender Netzkapazität ohne Konsequenzen abgeschaltet werden, weil in dieser Situation keine Belastung durch eine Anhebung der Jahreshöchstlast in dem entsprechenden Netz drohte. Neben dem Effekt einer hohen Netzauslastung würden mit einer flächendeckenden Einführung der Netzzusatzleistung auch sinnvolle Anreize zur Einsparung fossiler Primärenergie gesetzt. Für weitere Details der VIK-Vorstellungen zu einer an die Energiewende angepassten Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems wird auf das VIK-Positionspapier „Anpassung der Netzentgeltsystematik“ vom 26. März 2015 verwiesen

Anlage

Anlage

1. Veröffentlichte Hochlastzeitfenster gem. BNetzA-Beschluss BK4-13-739

Die Abbildung zeigt die für das Jahr 2015 veröffentlichten Hochlastzeitfenster in der Hoch- und Mittelspannung für eine Auswahl von Verteilnetzbetreibern. Insbesondere in den Wintermonaten vom 01.12. bis 28.02 bzw. 29.02. sind bei den meisten Netzbetreibern die Zeitfenster besonders ausgeprägt. Die Auswertung zeigt, dass im Betrachtungszeitraum von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr in einigen Verteilnetzen den Industrie- und Gewerbeunternehmen nur wenig Zeit für Produktionsprozesse verbleiben. Bei einigen Netzbetreibern sind die Zeitfenster aber auch kleiner und lassen ausreichend Zeit für die Netznutzung. Grundsätzlich sind die Hochlastzeitfenster aber sowohl bzgl. ihrer Größe als auch der Verteilung über den Tag sehr unterschiedlich ausgeprägt und widersprechen somit auch dem Vorwurf eines generellen Mitnahmeeffekts, da Unternehmen sich je nach Anschlussnetzbetreiber individuell an dessen Anforderung bzw. an dessen Netzhöchstlast anpassen müssen.

Bei der RNG-Rheinischen Netzgesellschaft mbH muss die Last im Hochspannungsnetz in der Zeit von 9:30 Uhr bis 19:45 Uhr – über 10 ¼ Stunden - abgesenkt werden, um eine Netzentgeltreduktion nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV zu beanspruchen. Auch die Stadtwerke Bielefeld lassen Hochspannungskunden nur wenig Zeit der intensiven Netznutzung und somit Produktionszeit im Winter. Hier erstreckt sich das Hochlastzeitfenster von 7:45 Uhr bis 18:30 Uhr mit einer einstündigen Unterbrechung in der Zeit von 8:30 Uhr bis 9:30 Uhr. Auch im enercity Netz beträgt das Hochspannungs-Hochlastzeitfenster im Winter 10 Stunden (8:45 Uhr bis 18:45 Uhr).

Ebenso veröffentlichen einige Netzbetreiber in der Mittelspannung große Zeitfenster. Bei den Stadtwerken Bielefeld ist auch hier das Hochlastzeitfenster mit 9 ¼ Stunden (9:30 Uhr bis 18:45 Uhr) sehr ausgeprägt. Ähnlich groß ist das Mittelspannungszeitfenster bei Nettrion im Netzgebiet der Stadt Mannheim. Hier erstreckt sich die Hochlastzeit von 9:15 Uhr bis 19:45 Uhr (10,5 Stunden) mit einer halbstündigen Pause von 16:00 Uhr bis 16:30 Uhr. Diese kurzzeitigen Unterbrechungen der Hochlastzeitfenster sind so klein, dass sich ein An- und Abfahren der Produktionsanlagen aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht realisieren lässt.

Auch im Herbst kann es zu großen oder mehreren Zeitfenstern kommen. Die Auswertung zeigt exemplarisch mit der Westnetz GmbH und der Netze BW GmbH zwei Beispiele von Netzbetreibern. Die Westnetz GmbH veröffentlicht für den Herbst fünf Zeitfenster für die Umspannebene Höchst- auf Hochspannung. Die Netze BW GmbH erwartet die Höchstlast in der Hochspannungsebene im Herbst in der Zeit von 9:30 Uhr bis 19:15 Uhr und veröffentlicht hierfür drei Zeitfenster.

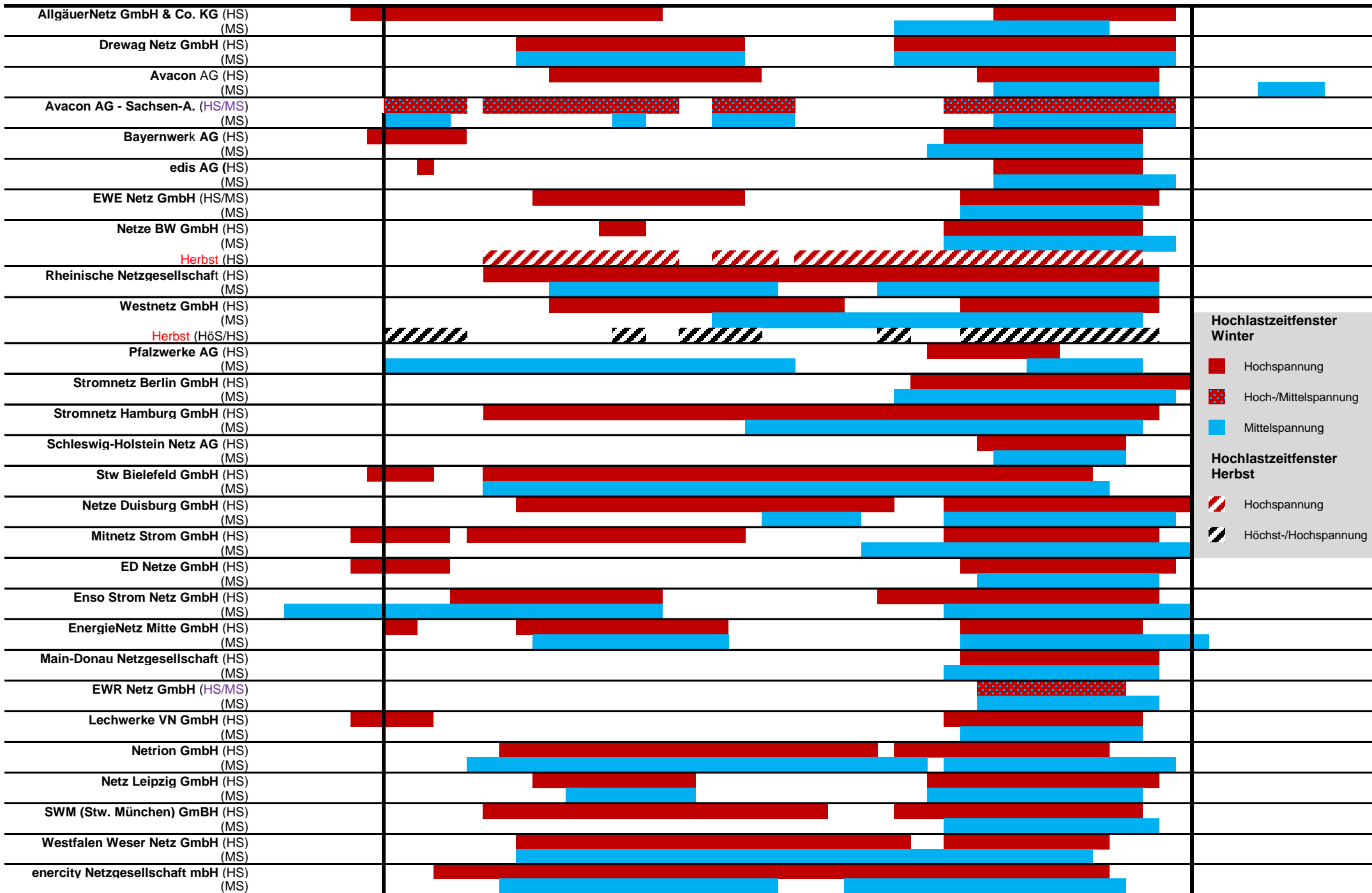
Die aufgeführten Beispiele belegen, dass in den Wintermonaten in einigen Netzen die industrielle Produktion eines atypischen Netznutzers alleine über die Versorgung über das Netz der allgemeinen Versorgung nur sehr eingeschränkt möglich wäre. Um auch in den Wintermonaten produzieren zu können und den geforderten „Produktoutput“ zu erhalten - was dem eigentlichen Kerngeschäft eines Unternehmens entspricht -, müssen diese Unternehmen oftmals eigene Maßnahmen ergreifen, um unabhängig vom Netz der allgemeinen Versorgung agieren zu können. Investitionen in Produkt- oder Wärme(zwischen)speicher oder bspw. in eine eigene Stromerzeugung können über Hochlastzeitfensterintervalle hinweghelfen. Die Kosten dieser Maßnahmen werden aber von den Unternehmen selbst getragen. Bei diesen Unternehmen stellt die Reduzierung der allgemeinen Netzentgelte somit eine Kompensation ihrer Investitionen dar. Bei Unternehmen, die die Anforderungen des §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV-Regelung über Lastverlagerung erreichen, ist die Reduzierung eine Kompensation der vermiedenen Netzausbaukosten.

Zeitfenster 2015

Winter / (Herbst)

Netzbetreiber

06:00 06:15 06:30 06:45 07:00 07:15 07:30 07:45 08:00 08:15 08:30 08:45 09:00 09:15 09:30 09:45 10:00 10:15 10:30 10:45 11:00 11:15 11:30 11:45 12:00 12:15 12:30 12:45 13:00 13:15 13:30 13:45 14:00 14:15 14:30 14:45 15:00 15:15 15:30 15:45 16:00 16:15 16:30 16:45 17:00 17:15 17:30 17:45 18:00 18:15 18:30 18:45 19:00 19:15 19:30 19:45 20:00 20:15 20:30 20:45 21:00 21:15 21:30 21:45 22:00 22:15 22:30 22:45



Hochlastzeitfenster Winter

- Hochspannung
- Hoch-/Mittelspannung
- Mittelspannung

Hochlastzeitfenster Herbst

- Hochspannung
- Höchst-/Hochspannung