

VIK-Stellungnahme

zum Eckpunktepapier der BNetzA für eine Anpassung des Leitfadens zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Absatz 2 Satz 1 und 2 StromNEV ab 2011

29.07.2010

Einleitung

VIK begrüßt, dass die Bundesnetzagentur den bestehenden Leitfaden zur Antragstellung nach § 19 Abs. 2 aus dem Jahr 2008 im Lichte der gewonnenen Erfahrungen überarbeiten und anpassen möchte und dabei nicht nur eine formelle Anpassung an die Änderungen plant, die sich aus dem EnLAG und dem BGH-Urteil vom 17.11.2009 ergeben, sondern auch eine Überprüfung anderer Aspekte im Blick hat. Letzteres ist aus Sicht des VIK besonders erforderlich, denn es ist der BNetzA zwar zuzustimmen, dass sich die Existenz eines Leitfadens an sich bewährt hat, um den betroffenen Netzbetreibern und Letztverbrauchern eine gewisse Anleitung und Verfahrenssicherheit an die Hand zu geben. Andererseits ist nicht zu übersehen, dass die Regelungen des Leitfadens nach wie vor nur in Ausnahmefällen die eigentlich gewünschte Anreizwirkung für industrielle Verbraucher entfaltet haben. VIK regt daher an, bei der Überarbeitung des Leitfadens Anpassungen auch in solchen Punkten in Betracht zu ziehen, die im Eckpunktepapier bislang nicht angesprochen werden, zumal im Begleitschreiben ja auch nur von „ersten Abschätzungen“ die Rede ist. Zu den einzelnen Aspekten nimmt VIK wie folgt Stellung:

Überblick über die VIK-Kommentare

1. Anmerkungen zu den von der BNetzA vorgeschlagenen Änderungen

- *1.a Ermittlung der Zeitfenster*
Vorschlag einer vereinfachten Methodik zur Zeitfensterermittlung (monatsscharfe Zeitfenster, ausgehend von tatsächlicher Jahreshöchstlast, Sicherheitsabschlag von 5 %)
- *1.b Leistungsspitzen bei Erbringung negativer Regelenergie*
Nichtberücksichtigung von durch die Bereitstellung von Regelenergie entstehenden Lastspitzen innerhalb der Hauptlastzeitfenster für die abrechnungsrelevante Jahreshöchstlast, in Verbindung mit geeigneter Festlegung von Zeitfenstern und Erheblichkeitsschwelle
- *1.c Zurufregelung*
Verpflichtung zum Angebot einer Zurufregelung im Bereich großer Zeitfenster, in Verbindung mit geeigneter Definition von Kernzeiten innerhalb dieser Fenster
- *1.d Berücksichtigung der Kalenderjahre bei § 19 Abs. 2 Satz 2*
Umsetzung des BGH-Urteils vom 17.11.2009 mit Klarstellung in Folge der Änderung der Benutzungsstundenschwelle durch das EnLAG

- **1.e Anteilige Berücksichtigung der Kosten für Betriebsmittel und Verlustenergie**
Anteilige Berücksichtigung der entsprechenden Kosten auf Basis des Anteils der Last des Antragstellers im Verhältnis zur installierten Kapazität
 - **1.f Physikalischer Pfad zum Bezugskraftwerk**
Wahlmöglichkeit des Antragstellers bei der Ermittlung des physikalischen Pfades zum nächsten Bezugskraftwerk oder zum nächsten Netzknoten
 - **1.g Unbefristete Genehmigung**
Verfahrenserleichterung durch unbefristete Genehmigung in Verbindung mit Anpassung an geänderte Gegebenheiten
- 2. Anmerkungen zu den aus Sicht der BNetzA nicht änderungsbedürftigen Aspekten**
- **2.a Berücksichtigung der Netzreservekapazität**
Begrenzung der Kosten für Netzreservekapazität zur Ermöglichung der Erreichung der vom Verordnungsgeber vorgesehenen maximalen Entgeltreduktion
 - **2.b Berücksichtigung von Steinkohlekraftwerken**
Pauschale Korrektur der Netzreservekapazität bei Steinkohlekraftwerken
- 3. Vorschläge zu weiterem Anpassungsbedarf des Leitfadens**
- **3.a Erheblichkeitsschwelle**
Absenkung der Erheblichkeitsschwelle
 - **3.b Transparenz und Überprüfung der Zeitfenster**
Veröffentlichung der Lastgänge der Netzbetreiber als ¼-h-Leistungswerte, inklusive historischer Lastgänge
 - **3.c Kosten für Systemdienstleistungen bei physikalischem Pfad unterhalb der Höchstspannungsebene**
Berücksichtigung der Gesamtheit der Kostenvorteile, die durch gleichmäßige Netznutzung entstehen, auch unterhalb der Höchstspannungsebene
 - **3.d Berücksichtigung von nicht der allgemeinen Versorgung dienenden Privatnetzen**
Ermöglichung der Antragstellung durch Betreiber von bzw. durch Verbraucher innerhalb von nicht der allgemeinen Versorgung dienenden Privatnetzen

Kommentare im Detail

1. Anmerkungen zu den im Eckpunktepapier der BNetzA vorgeschlagenen Änderungen

a. Reduzierung des Sicherheitsabstandes zur Jahreshöchstlast von 15 % auf 10 % bei der Berechnung der Hochlastzeitfenster

Die von der BNetzA vorgesehene Reduzierung des Sicherheitsabstandes von 15 % auf 10 % stellt einen Schritt in die richtige Richtung dar und wird daher von VIK begrüßt. Es darf allerdings nicht verkannt werden, dass eine grundlegende methodische Schwäche des derzeit im Leitfaden verankerten Berechnungsmodells hierdurch noch deutlicher zutage treten wird: So kann die Absenkung des „Sicherheitsabstandes“ gerade in Netzen mit besonders ausgeprägter Lastspitze dazu führen, dass kein Hochlastzeitfenster mehr berechnet wird (Beispiel 50Hertz-Transmission 2010 im **Anhang**). Andererseits kann der Fall auftreten, dass selbst die zeitgleiche Höchstlast des Jahres, auf dessen Datenbasis die Hochlastzeitfenster berechnet werden, nicht mehr innerhalb eines Hochlastzeitfensters liegen. Diese wenig sachgerechten Effekte sind im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die derzeit praktizierte Berechnungsmethode nicht auf den Wert der zeitgleichen Jahreshöchstlast (sondern auf den Mittelwert der 876 höchsten Werte über 12 Monate) und nicht auf die im Basiszeitraum tatsächlich aufgetretenen Einzelwerte (sondern auf die über jeweils 3 Monate gemittelten Lastgänge) abstellt. Sofern eine generelle Übergröße der Hochlastzeitfenster in Kauf genommen wird, fällt die geschilderte Problematik bei Wahl entsprechend großer Sicherheitsabstände wenig ins Gewicht. Es bestehen jedoch erhebliche Zweifel, ob sich die von der BNetzA intendierte „energiewirtschaftlich sinnvolle Verlagerung von Höchstlast aus der Haupt- in die Schwachlastzeit“ auf der Basis des derzeit praktizierten Berechnungsmodells umsetzen lässt, weil sich Hoch- und Schwachlastzeit auf dieser Basis kaum mit der zwangsläufig erforderlichen höheren Treffsicherheit definieren lassen.

VIK hatte bereits in der Vergangenheit dargelegt, dass ein 5 %iger Sicherheitsabschlag unter Berücksichtigung aller Umstände ausreicht, um hinreichend genau ein Höchstlastzeitfenster zu definieren, in welchem die Jahreshöchstlast zu erwarten ist - dies allerdings bei Zugrundelegung der **tatsächlichen Jahreshöchstlast**, Anwendung des Sicherheitsabschlags auf die **tatsächlich aufgetretenen Einzellastwerte** eines Jahres und **monatsscharfen Zeitfenstern**. Aufgrund der mittlerweile verfügbaren Datenbasis konnten umfangreiche Vergleichsrechnungen durchgeführt werden, die beweisen, dass auf diese Weise tatsächlich selbst in Extremfällen treffsichere Hochlastzeitfenster berechnet werden (vgl. Modellrechnungen im **Anhang**), die die Resultate aus der derzeit etablierten Berechnungsmethode an Qualität deutlich übertreffen. In diesem Zusammenhang ist auch die deutlich erhöhte Plausibilität von sich monatlich moderat verändernden Zeitfenstern gegenüber abrupten Änderungen bei einem Wechsel der Jahreszeiten hervorzuheben.

Auf der Grundlage dieser gesicherten Erkenntnisse schlägt VIK vor, die Hochlastzeitfenster künftig nach folgender vereinfachten Methodik festzulegen:

- Ausgangspunkt für die Berechnung der Hochlastzeitfenster eines Jahres ist die zeitgleiche Jahreshöchstlast im Referenzzeitraum (z.B. analog zum Leitfaden Dezember des Vorjahres bis November des Vorjahres).

- Von dem Höchstlastwert im Referenzzeitraum wird auf der Basis eines Sicherheitsabschlages von 5 % ein kritischer Bereich definiert. Sämtliche Lastwerte, die innerhalb dieses kritischen Bereiches liegen, müssen einem Hochlastfenster zugeordnet werden.
 - Die Hochlastzeitfenster werden monats-scharf in der Weise festgelegt, dass bereits ein einziger Wert einer Viertelstunde innerhalb des kritischen Bereiches dazu führt, dass für den betreffenden Monat der Bereich der Hochlastzeitfenster die betreffende Viertelstunde an jedem Werktag umfasst.
 - Hochlastzeitfenster, die rechnerisch nur eine einzige Viertelstunde umfassen, werden mit den beiden benachbarten Viertelstunden zu einem Hochlastzeitfenster zusammengefasst.
 - Sofern zwischen zwei so berechneten Hochlastzeitfenstern desselben Monats ein zeitlicher Abstand von weniger als einer Stunde besteht, so werden die beiden Zeitfenster gemeinsam mit dem zeitlichen Zwischenraum als ein einziges Hochlastzeitfenster definiert.
- b. *Nichtberücksichtigung von durch die Erbringung negativer Regelleistung verursachten Leistungsspitzen bei der Ermittlung des höchsten Leistungswerts innerhalb der Hauptlastzeiten*

Die Tatsache, dass die Erbringung negativer Regelleistungen durch Stromverbraucher zu individuellen Lastspitzen führen kann, die eine Erhöhung der zu zahlenden Netzentgelte zur Folge haben, ist ein wesentliches Hindernis für industrielle Verbraucher für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Vor diesem Hintergrund wäre es aus Sicht des VIK energiewirtschaftlich sinnvoll, grundsätzlich eine allgemeine Regelung zu finden, wonach individuelle Lastspitzen, die durch die Erbringung von Systemdienstleistungen entstehen, bei der Ermittlung der abrechnungsrelevanten Jahreshöchstlast nicht zu berücksichtigen sind.

Im Rahmen der aktuellen Konsultation, die sich auf die Überarbeitung des Leitfadens zur Antragstellung nach § 19 Abs. 2 StromNEV beschränkt, ist allerdings auch die Nichtberücksichtigung von durch die Bereitstellung von Regelleistung entstehenden Lastspitzen innerhalb der Hauptlastzeitfenster für die Ermittlung der abrechnungsrelevanten Jahreshöchstlast zu begrüßen, weil damit ein wesentliches Hemmnis für die Teilnahme industrieller Verbraucher am Regelleistungsmarkt beseitigt wird. Von zentraler Bedeutung ist in diesem Zusammenhang allerdings die Definition der sog. Erheblichkeitsschwelle in einer Weise, die den potenziellen Lieferanten von negativer Regelleistung die Nutzung des § 19 Abs. 2 StromNEV erleichtert und keinesfalls erschwert. Hierzu ist es erforderlich, dass bei der durch die Erheblichkeitsschwelle vorgegebenen Differenz zwischen der individuellen Höchstlast in Schwachlastzeiten und der in Hochlastzeiten die ggf. in Hochlastzeiten erbrachte negative Regelleistung außer Betracht bleibt.

Dabei ist zu beachten, dass die Wirkung dieser Regelung stark mit der geeigneten Festlegung der Hauptlastzeitfenster zusammenhängt. Durch deren geeignete Festlegung (s. Anmerkungen unter 1.a) kann die Anreizwirkung zur Bereitstellung negativer Regelleistung noch verstärkt werden.

Eine generelle Festlegung der Erheblichkeitsschwelle auf 10 % für alle Netzebenen ab Mittelspannung und darüber, minimal jedoch 1 MW (s. weiter unten, 3.a), würde

wesentlich dazu beitragen, das Potenzial möglicher Lieferanten von negativer Regelenergie aus dem Kreis industrieller Stromverbraucher möglichst weitgehend zu nutzen.

Der von der Beschlusskammer erbetene Hinweis, wie nachzuweisen ist, ob und in welchem Umfang Leistungsspitzen durch Regelenergie verursacht wurden, lässt sich wie folgt formulieren: Eine Vereinbarung zur atypischen Netznutzung muss in jedem Fall mit dem Anschluss-Verteilnetzbetreiber (VNB) erfolgen, der auch die relevanten Höchstlastzeitfenster veröffentlicht. Da jeder Aufruf zur Lieferung von Minutenreserve zu einer entsprechenden Vergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) führt, kann der Nachweis hierüber auch verwendet werden, um dem VNB die Erbringung von negativer Regelenergie, ggf. durch mehrere Anlagen in einem Pool, während eines Hochlastzeitfensters nachzuweisen. Der Nachweis kann im Bedarfsfall anlagenspezifisch durch Kopie der entsprechenden Benachrichtigung des Poolanbieters ergänzt werden. Sollte dem VNB nicht bereits aus dem Kundenlastgang ersichtlich werden, dass in dem fraglichen Zeitraum in dem angegebenen Umfang negative Regelenergie erbracht wurde, hat ihm dies auf Nachfrage der Betreiber der präqualifizierten und liefernden Anlage über eine geeignete Dokumentation der Messdaten nachzuweisen. Der VNB lässt die hierdurch hervorgerufene individuelle Lastspitze bei der Netzentgeltberechnung dann außer Acht. Gleichzeitig sollte dieser Nachweis auch ermöglichen, dass, sofern der Aufruf zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in seinem Verteilnetz erfolgte, dieser bei der Kostenwälzung aus dem überlagerten Netz nicht zur Anrechnung kommt.

- c. *Konkretisierung, unter welchen Voraussetzungen eine um eine Zuruf- bzw. Abschaltregelung ergänzte Höchstlastzeitfensterregelung zusätzlich zum Höchstlastzeitfenster angeboten werden muss, z.B. Verpflichtung zur Abgabe eines entsprechenden Angebots, sofern dieses aufgrund aktiver Laststeuerung durch den Netzbetreiber technisch möglich ist (Kosten für eine ggf. erforderliche technische Aufrüstung trägt der Letztverbraucher), bzw. alternativ Verpflichtung zur Darlegung, aus welchen Gründen eine Zurufregelung ihm nicht möglich ist*

VIK begrüßt die Sichtweise der Bundesnetzagentur, wonach die Verweigerung des Angebots einer Zurufregelung durch einen Netzbetreiber als missbräuchliches Verhalten zu werten ist. Zudem ist es richtig, dass die Netzbetreiber die Verpflichtung trifft, die Gründe für die Ablehnung einer Zurufregelung zu beweisen. Um die Umsetzung in die Praxis zu erleichtern, bitten wir um Klarstellung folgender Punkte:

Da das Auftreten der Höchstlast innerhalb eines Netz- oder Umspannbereiches anhand der historischen Lastgangdaten und energiewirtschaftlichen Gegebenheiten auf vergleichsweise wenige Stunden am Tag eingegrenzt werden kann, erscheint es sinnvoll, die Ermittlungsmethodik für die Zeitfenster gemäß dem oben dargestellten Vorschlag anzupassen (vgl. 1.a). Für in Ausnahmefällen noch verbleibende übermäßig große Zeitfenster, oder sofern die Berechnungssystematik des bisherigen BNetzA-Modells beibehalten werden sollte, sollte definiert werden, innerhalb welcher Zeiten eine Zurufregelung möglich ist, bzw. welche Kernzeiten von einer Zurufregelung ausgenommen werden sollen. Mit der Verankerung entsprechender Vorgaben im Leitfaden würden heute bestehende Unsicherheiten beseitigt werden. Dabei sollten diese Kernzeiten die Dauer von 8 Stunden nicht überschreiten und in jedem Fall eine unterbrechungsfreie Schwachlastzeit von mindestens 12 Stunden gewährleisten. Dies ist ein Mindestanforderung für die Aufrechterhaltung einer ökonomisch sinnvollen Produktionsweise. Jede Verlängerung der Schwachlastzeit - auch über die 12 Stunden hinaus - bringt den produzierenden Unternehmen

deutliche Verbesserungsmöglichkeiten bei der Optimierung ihrer Produktionsprozesse, so dass die gesamten verfügbaren Potenziale der Industrie ausgeschöpft werden können.

Wir schlagen dazu folgende Regelung vor:

„Sofern die ermittelten Hochlastzeitfenster eine Dauer von acht Stunden überschreiten, haben Netzbetreiber innerhalb der Hochlastzeitfenster Kernzeiten zu bestimmen, außerhalb derer eine Zurufregelung angeboten werden muss. Die Kernzeiten dürfen dabei insgesamt acht Stunden bei max. zwei Kernzeitfenstern pro Tag nicht überschreiten. Im Falle der Festlegung von zwei Kernzeitfenstern muss der zeitliche Abstand zwischen diesen mindestens 12 Stunden betragen. Dem Netzbetreiber obliegt es dabei, das bzw. die Kernzeitfenster so zu definieren, dass diese innerhalb des Hochlastzeitfensters mit entsprechendem Vor- und Nachlauf um den/die erwarteten Höchstlastzeitpunkt(e) gelegt werden.“

Darüber hinaus sollten die Gründe, mit denen Netzbetreiber das Angebot einer Zurufregelung verweigern dürfen, in Anlehnung an § 20 Abs. 2 EnWG auf die Fälle der Unzumutbarkeit oder der technischen Unmöglichkeit beschränkt werden. Dies ist erforderlich, da die Netzbetreiber kein Eigeninteresse am Angebot einer Zurufregelung haben und daher verdeutlicht werden sollte, dass die Ablehnung nur aus triftigen Gründen erfolgen darf.

In bilateralen Verhandlungen haben Netzbetreiber in der Vergangenheit die Kosten für die technische Aufrüstung für eine aktive Laststeuerung sehr hoch beziffert, um hierüber die Letztverbraucher von ihrer Forderung nach einer Zurufregelung abzubringen. Es ist nicht ersichtlich, inwiefern solch hohe Kosten erforderlich sind, denn von anderen Netzbetreibern wird bestätigt, dass mit der Aufrüstung - abgesehen von evtl. einigen Manntagen - kein großer Kostenaufwand verbunden sei. Um zu vermeiden, dass mit diesem Kostenargument der Abschluss einer Zurufregelung verhindert wird, sollte ermöglicht werden, dass die entsprechenden Kosten einer Überprüfung durch die BNetzA unterzogen werden. Die Tragung der Kosten sollte davon ausgehend verursachungsgerecht erfolgen, d.h. anteilig den Antragstellern sowie den Netzbetreibern (im Hinblick auf die Vorteile, die der Netzbetreiber durch eine solche Neuerung selbst erfährt, z.B. Steigerung der Netzsicherheit, Optimierung der Regelernergie) zugeordnet werden.

- d. *Klarstellung, welche Kalenderjahre für die Einhaltung der Mindestvoraussetzungen nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV maßgeblich sind*

Dies stellt eine technische Anpassung des Leitfadens an das BGH-Urteil vom 17.11.2009 dar und wird von VIK begrüßt. Zur Vermeidung von Missverständnissen und zur Klarheit für die Antragsstellung für das Kalenderjahr 2011 sollte hier mit aufgenommen werden, dass das Erreichen von 7.000 Benutzungsstunden in jedem Fall ausreichend ist und nicht wie bisher üblich 7.500 Benutzungsstunden erreicht werden müssen.

- e. *Berücksichtigung der Kosten der Betriebsmittel des physikalischen Pfads und für die Verlustenergie nur mit dem Anteil, mit dem der betroffene Letztverbraucher die Betriebsmittel tatsächlich beansprucht*

Die Berücksichtigung der tatsächlichen Nutzung einzelner Betriebsmittel durch den Letztverbraucher wäre ein Beitrag zur Erhöhung der Verursachungsgerechtigkeit und

zum Eckpunktepapier der BNetzA für eine Anpassung des Leitfadens
zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Absatz 2 Satz 1
und 2 StromNEV ab 2011

ist daher prinzipiell zu begrüßen. Zur Ermittlung des Umfanges der Nutzung durch den Antragsteller könnte bzgl. der einzelnen Betriebsmittel jeweils auf einen Anteil abgestellt werden, der sich aus der individuellen Jahreshöchstlast des Netznutzers im Verhältnis zur Kapazität des betrachteten Betriebsmittels ergibt. Analog könnte bei der Ermittlung der anteiligen Verlustenergiekosten vorgegangen werden.

- f. *Klarstellung, dass der physikalische Pfad für den fiktiven Direktleitungsbau unabhängig von den Spannungsebenen stets vom Kunden bis zum Bezugskraftwerk berechnet werden kann*

Eine solche Klarstellung, dass in den genannten Fällen eine Wahlmöglichkeit für den Antragsteller besteht, den physikalischen Pfad entweder bis zum nächstgelegenen Netzknotenpunkt oder zum nächsten Grundlastkraftwerk zu bilden, ist zu begrüßen.

- g. *Regelung, unter welchen Voraussetzungen eine unbefristete Genehmigung möglich ist*

Eine solche Verfahrenserleichterung ist begrüßenswert. Sie würde zum einen erhebliche Unsicherheiten auf Seiten der Letztverbraucher beseitigen und zum anderen den bei der Behörde anfallenden Verwaltungsaufwand verringern. Im Rahmen einer unbefristeten Genehmigung müssten Netzbetreiber und/oder Letztverbraucher anstelle eines jährlichen neuen Antrags lediglich mitteilen, wenn sich bestimmte Sachverhalte ändern, die die Voraussetzungen der Inanspruchnahme von § 19(2) nicht mehr ermöglichen oder die Einfluss auf die Ermittlung der Höhe des individuellen Netzentgeltes haben, bspw. Änderungen bei den genutzten Betriebsmitteln (vgl. 1.e) oder aber die Orientierung an einem neuen, näher gelegenen Netzknotenpunkt oder Grundlastkraftwerk.

2. Beurteilung der aus Sicht der BNetzA nicht änderungsbedürftigen Aspekte des Leitfadens

- a. *Keine Änderung geplant: Keine Begrenzung der Kosten für die Netzreservekapazität bei der Berechnung des physikalischen Pfads*

Diese bestehende Regelung ist kritisch zu sehen, denn dadurch wird die in der StromNEV vorgesehene 20-%-Grenze unterlaufen – es würde unmöglich, die vom Verordnungsgeber gewollte Reduktion des allgemeinen Netzentgeltes um 80 % zu erreichen.

- b. *Keine Änderung geplant: Berücksichtigung der geringeren Verfügbarkeit der Steinkohlekraftwerke bei der Berechnung der Netzreservekapazität*

VIK stimmt der BNetzA zu, dass die Berücksichtigung der individuellen Benutzungsdauer bei Steinkohlekraftwerken problematisch wäre. Aus Verwaltungsvereinfachungsgründen erscheint eine pauschale Korrektur der Netzreservekapazität bei Steinkohlekraftwerken grundsätzlich akzeptabel.

3. Notwendiger *Anpassungsbedarf zu weiteren Aspekten des Leitfadens*

a. *Absenkung der Erheblichkeitsschwelle bei § 19 Abs. 2 Satz 1*

Die Einführung einer „harten Erheblichkeitsgrenze“ birgt den Nachteil einer Ungleichbehandlung. So hätte beispielsweise ein Mittelspannungskunde mit einer Lastreduktion im Hochlastzeitfenster von - nicht unerheblichen - 19 % keinen Anspruch auf ein individuelles Netzentgelt, während ein Unternehmen mit einer nur geringfügig höheren Reduktion von 20 % oder mehr eine Netzentgeltsenkung geltend machen kann. Da der Verordnungsgeber jedoch ein „vorhersehbar erhebliches“ Abweichen von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen vorgesehen hat, ist die Möglichkeit der Festsetzung einer Erheblichkeitsschwelle durchaus gegeben. Diese sollte aber gegenüber dem bestehenden Leitfaden deutlich auf 10 % für alle Netzebenen ab Mittelspannung aufwärts abgesenkt werden. Die Einführung unterschiedlicher Erheblichkeitsschwellen je Netzebene führt zu einer Diskriminierung von Lasten kleinerer Netzkunden in unterlagerten Netzebenen. Zudem ist davon auszugehen, dass die Anforderungen an diese Kunden, die Last um 20 % bzw. 30 % zu reduzieren, insbesondere in den Verteilnetzen wie Mittel- und Niederspannung, nicht mehr erfüllt werden kann.

Der VIK gibt zudem zu bedenken, dass bereits mit der Einführung des Sicherheitsabschlages - und somit mit der Bestimmung der Zeitfenster - eine erste Schwelle eingeführt wurde. Es können nur die Netzkunden an der Ermittlung des individuellen Netzentgeltes teilnehmen, die vorhersehbar in den vorgeschriebenen Höchstlastzeitfenstern dauerhaft die Leistung reduzieren können.

Um das Ziel einer Vergleichmäßigung der Netzlast - durch Abbau von Lastspitzen - zu erreichen, ist aus Sicht des VIK darauf zu achten, dass der Beitrag nicht nur durch wenige große Lastreduktionen erbracht wird, sondern möglichst viele Potenziale erschlossen werden. Somit sollten auch die Netzkunden ab einer Lastreduktion von 10 % einen Vorteil durch eine Netzentgeltreduktion erfahren, da sie in Summe zum Erreichen des Ziels beitragen. Alternativ sollte eine atypische Netznutzung gegeben sein, wenn ein Leistungsdifferential bzgl. der Last innerhalb und außerhalb des Zeitfensters von mindestens 1 MW vorliegt. An dieser Stelle wird noch einmal auf den Zusammenhang mit der Ermöglichung der Erbringung von negativer Regelleistung hingewiesen (vgl. 1.b).

b. *Transparenz und Überprüfung der veröffentlichten Zeitfenster*

Nach wie vor ist nicht ersichtlich, inwieweit die dem Netzkunden vorgelegten Zeitfenster von der BNetzA genehmigt bzw. überprüft wurden. Aus diesem Grund erachtet VIK eine Überprüfung der Zeitfenster durch die BNetzA - oder alternativ die Verpflichtung einer Testierung durch eine geeignete Stelle - als notwendig. Die Veröffentlichung der Lastverläufe als viertelstündige Leistungsmessung gem. § 17 Abs. 1 Ziffer 2 StromNZV erfolgt nicht immer in der Weise, dass der Netzkunde seine geplante Lastreduzierung bzgl. der Lastspitze des Netzbetreibers zukünftig selbst besser einschätzen kann. Um die vom Netzbetreiber berechneten Zeitfenster zweifelsfrei plausibilisieren zu können, muss die Veröffentlichung der zugrunde liegenden Lastgänge in Form von ¼-h-Leistungswerten erfolgen - eine rein grafische Darstellung wie von einigen Netzbetreibern praktiziert ist nicht ausreichend. Durch das bestehende Informationsgleichgewicht bzgl. dieser Netzlastdaten wird ansonsten dem Netzkunden die Möglichkeit genommen, u.a. bei einer möglichen Zurufs- oder

Abschaltregelung, die Anzahl der zu erwartenden Eingriffe durch den Netzbetreiber im Vorfeld für sich abzuschätzen. Bezüglich der Datenveröffentlichung bedarf es aus Sicht des VIK mehr Transparenz. Die Veröffentlichung der viertelstundenscharfen Lastgänge sollte die Daten ausnahmslos der letzten drei Jahre umfassen.

c. Berücksichtigung von Kosten für Systemdienstleistungen und Regelenergie beim physikalischen Pfad unterhalb der HöS-Ebene

Während die Bemessung des Beitrages zur Senkung oder Vermeidung der Erhöhung der Netzentgelte beim Anschluss an ein Grundlastkraftwerk aufgrund der direkten Anbindung relativ unproblematisch erfolgen kann, stellt sich die Berechnung der netzkostenmindernden Bestandteile beim Anschluss an einen Netzknotenpunkt, aufgrund der Berücksichtigung der Kostenvorteile in der Anschlussnetzebene und den vorgelagerten Netzebenen, wesentlich komplexer da. Aus Sicht des VIK sind im Leitfaden der BNetzA nicht alle damit verbundenen Kostenvorteile berücksichtigt worden. Die seitens der BNetzA aufgeführten Bestandteile Annuitäten der Betriebsmittel, Kosten der Verlustenergie und Netzentgelte der vorgelagerten Netzebene (bei Anbindung an einen Netzknotenpunkt) berücksichtigen nicht ausreichend die durch dieses Abnahmeverhalten verbundenen Kostenvorteile. Insbesondere ist zu kritisieren, dass individuelle Kostenvorteile durch den positiven Einfluss auf die Systemdienstleistungen unberücksichtigt bleiben – und somit sozialisiert werden; im Gegenzug Kosten wie die Verlustenergie individuell ermittelt und in Anrechnung gebracht werden. Durch den § 19 Abs. 2 S. 2 wollte der Verordnungsgeber der Tatsache Rechnung tragen, dass Letztverbrauchern mit dem dort beschriebenen Abnahmeverhalten ein gesondertes Netzentgelt angeboten werden kann. Daher muss auch die Gesamtheit der zur Senkung oder Vermeidung der Erhöhung der Netzentgelte erbrachten Leistungen zu vom Verordnungsgeber gewollten, verursachungsgerechten Netzentgelten führen.

So wird beispielsweise vor dem Hintergrund stochastischer und wachsender Einspeisung aus Windenergieanlagen die Beschaffung von Regelenergie immer bedeutender und hat heute bereits ein großes finanzielles Volumen in den Netzkosten eingenommen. Letztverbraucher mit hohen Benutzungsstunden und mit daraus ergebendem konstantem Verbrauch benötigen weniger Regelenergiebedarf als Letztverbraucher mit schwankendem Abnahmeverhalten. Die BNetzA lässt diesen Vorteil in ihrem Leitfaden vollkommen unberücksichtigt. Es ist daher erforderlich, die Gesamtheit der Kostenvorteile zu berücksichtigen, da nur so der Beitrag, der zur Senkung oder Vermeidung der Erhöhung der Netzentgelte von diesen Unternehmen geleistet wird, angemessen durch die gesetzlich gewollte Besserstellung und die damit einhergehende Entlastung dieser Letztverbrauchergruppe erreicht werden kann.

d. Ermöglichung der Antragstellung durch bzw. in nicht der allgemeinen Versorgung dienenden Privatnetzen

Aus Sinn und Zweck der Regelung des § 19 Abs. 2 StromNEV ergibt sich die Notwendigkeit, mittelbare und unmittelbare Letztverbraucher aus dem Netz der allgemeinen Versorgung gleich zu behandeln, und damit auch dem Letztverbraucher innerhalb eines nicht der allgemeinen Versorgung dienenden Privatnetzes die Antragstellung zu ermöglichen. Außerdem steht dem Betreiber des Privatnetzes die Antragstellung nach § 19 Abs. 2 ebenfalls offen. Dies betrifft die Objektnetze gem. § 110 EnWG, die zukünftig nach der Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpaketes möglicherweise als geschlossene Verteilernetze bezeichnet werden.

Hinsichtlich einer Antragstellung durch den Letztverbraucher in solchen Privatnetzen ist unstrittig, dass der Verordnungsgeber des § 19 StromNEV diejenigen Netznutzer privilegieren wollte, die ein besonderes Netznutzungsverhalten aufweisen. Wenn die zu zahlenden Netznutzungsentgelte eines im Privatnetz ansässigen Letztverbrauchers überwiegend durch die Kosten des vorgelagerten Netzes der allgemeinen Versorgung bestimmt sind, liegt es im Sinne der Vorschrift, dass bezogen auf diese Kosten die in § 19 StromNEV enthaltene Sonderbehandlung auf dieses Unternehmen verursachergerecht Anwendung findet. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass es zu einer Ungleichbehandlung kommt, wenn ein stromintensiver Letztverbraucher, der die Voraussetzungen des § 19 Abs. 2 StromNEV erfüllt und den Strom aus einem Netz der allgemeinen Versorgung entnimmt, ein gesondertes Netznutzungsentgelt eingeräumt bekommt und ein vergleichbarer Letztverbraucher, der den Strom aus einem Privatnetz entnimmt, für die Kosten des vorgelagerten Netzes erheblich höhere Netznutzungsentgelte zahlen muss. Hierfür ist keine sachliche Rechtfertigung erkennbar, so dass zu prüfen ist, ob hierin nicht ein Verstoß gegen Art. 3 GG vorliegt. Vor diesem Hintergrund ist eine verfassungskonforme Auslegung angebracht, die diejenige Auslegung für zwingend erachtet, die zu einem verfassungskonformen Ergebnis führt und daher auch dem Letztverbraucher im Privatnetz eine Antragstellung nach § 19 Abs. 2 ermöglicht. Dieser Anspruch kann gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung gemeinsam mit dem Betreiber des Privatnetzes als dessen Vertragspartner geltend gemacht werden.

Die Gleichstellung eines Privatnetzbetreibers mit einem Letztverbraucher - und damit die Möglichkeit der Inanspruchnahme eines individuellen Netzentgeltes durch einen Privatnetzbetreiber - ergibt sich erstens aus der historischen Entstehung der Privatnetze: Ausgehend von der ursprünglichen Versorgung im Wesentlichen eines einzelnen Unternehmens, also eines Letztverbrauchers, sind im Zuge der Standortsicherung und des Erhalts der Wettbewerbsfähigkeit Umstrukturierungen, insbesondere Funktionstrennungen und Ausgliederungen, vorgenommen worden, ohne dass sich an der Letztverbraucher-Eigenschaft insgesamt gegenüber dem Netz der allgemeinen Versorgung etwas geändert hätte. Zweitens ist es in energiewirtschaftlicher Hinsicht für die Netztopologie und damit für die Kosten des Netzes nicht erheblich, wie die Eigentumsverhältnisse hinter dem Verknüpfungspunkt zwischen dem Netz der allgemeinen Versorgung und dem Privatnetz ausgestaltet sind. Aus Sicht des Netzes der allgemeinen Versorgung ist ein Privatnetz wie ein Letztverbraucher zu behandeln. Aufgrund dieser Zusammenhänge ist ein Privatnetz als „Netzkunde“ einem Letztverbraucher im Sinne des § 19 gleichzusetzen, weil davon auszugehen ist, dass der Gesetzgeber nicht beabsichtigt hatte, derartige industrietypische Konstellationen von den Regelungen in § 19 auszuschließen.

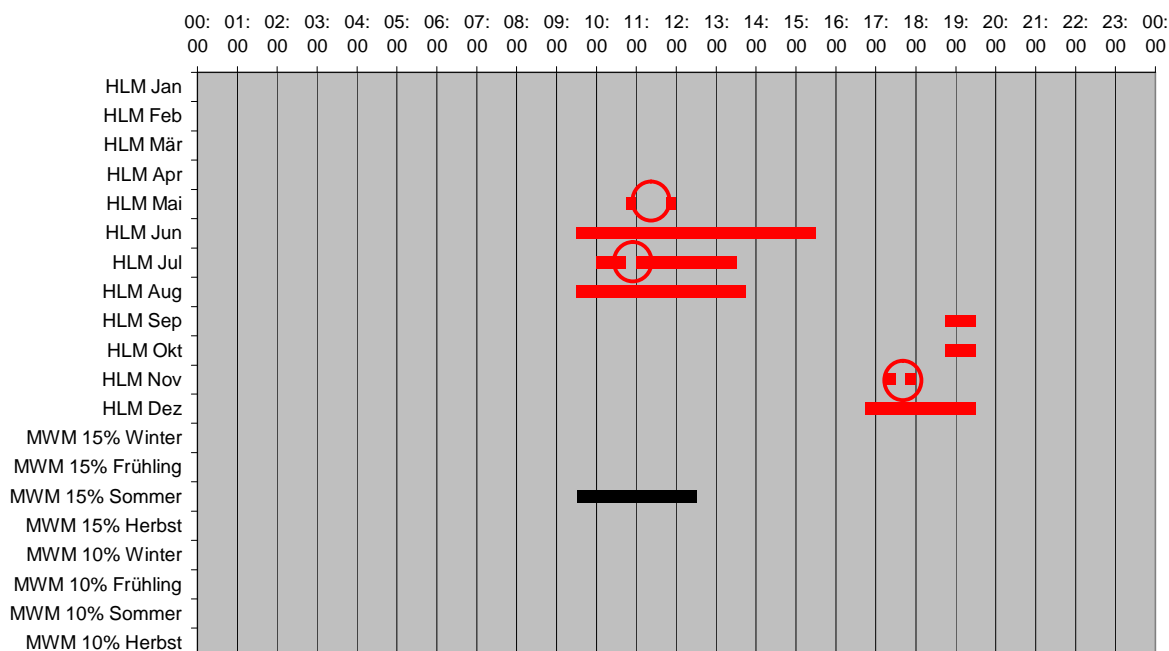
zum Eckpunktepapier der BNetzA für eine Anpassung des Leitfadens zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Absatz 2 Satz 1 und 2 StromNEV ab 2011

Anhang – Modellrechnungen zur Zeitfensterbestimmung

Dargestellt sind jeweils die aus der derzeit im Leitfaden etablierten Berechnungsmethode (Mittelwertmethode, MWM, schwarz) sowie die aus der vorgeschlagenen Alternativmethode (Höchstlastmethode, HLM, rot) resultierenden Zeitfenster je Jahreszeit (MWM) bzw. Monat (HLM). Für die Höchstlastmethode sind nur die sich rein rechnerisch ergebenden Zeitfenster dargestellt. Bereiche, in denen Zeitfenster im 2. Schritt zusammengefasst /erweitert würden, sind markiert. Zusätzlich ist angegeben, welche Zeitfenster sich nach der MWM-Methode ergeben, wenn der Sicherheitsabstand von 15 % auf 10 % abgesenkt wird.

1. Beispiel: 50Hertz-Transmission (Höchstspannung)

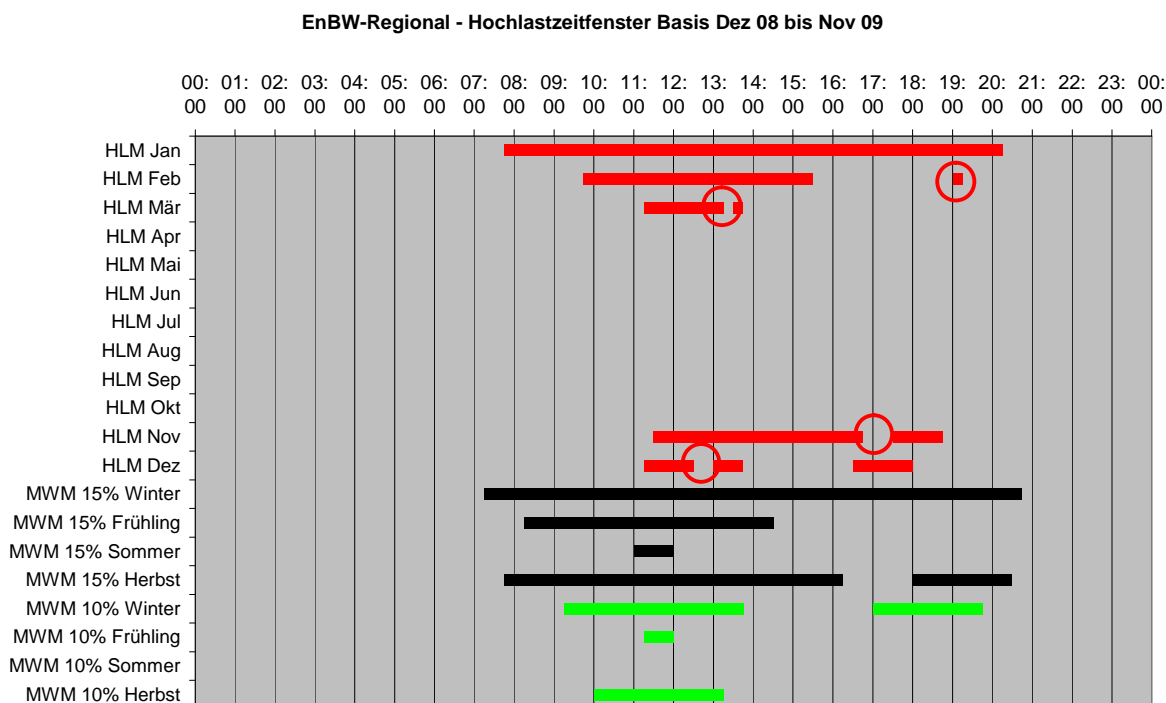
50 Hertz Transmission - Hochlastzeitfenster aus KJ 2007



Auf Basis der Daten des Kalenderjahres 2007 hätten sich nach HLM von Mai bis August Hochlastzeitfenster um die Mittagszeit und von September bis Dezember in den frühen Abendstunden ergeben, während nach MWM nur in der Mittagszeit im Sommer ein Höchstlastzeitfenster definiert gewesen wäre. Ein Absenken des Sicherheitsabstandes auf 10 % führt dazu, dass kein Hochlastzeitfenster mehr definiert wird. Im Kalenderjahr 2008 lag die tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast im Dezember und wäre insofern durch die HLM-Methode richtig erfasst gewesen, während die MWM-Methode versagt hätte (kein Zeitfenster auf der Basis der Daten aus 2007).

zum Eckpunktepapier der BNetzA für eine Anpassung des Leitfadens zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Absatz 2 Satz 1 und 2 StromNEV ab 2011

2. Beispiel: EnBW Regional (Hochspannung)



Die MWM-Methode führt in allen Jahreszeiten zu Hochlastzeitfenstern, während HLM nur zu Hochlastzeitfenstern von November bis März führt. Deutlich wird, dass bei HLM statistisch und energiewirtschaftlich nicht plausible Zeitfenster vermieden werden. Ein Absenken des Sicherheitsabstandes bei der MWM-Methode würde zwar auch die Zeitfenster verkürzen, aber dazu führen, dass ein zeitlicher Bereich am Nachmittag im Winter als unkritisch gesehen wird, der nach der HLM-Methode im (monatsscharfen) Höchstlastzeitfenster liegt.

3. Beispiel: EWR (Mittelspannung)

In diesem Beispiel ergibt die MWM-Methode ein Zeitfenster im Winter, das alle Zeitfenster nach der HLM-Methode umfasst. Die HLM-Methode führt jedoch monatsscharf zu jeweils kürzeren Zeitfenstern. Ein Absenken des Sicherheitsabstandes bei der MWM-Methode würde dazu führen, dass am Vormittag im Gegensatz zu HLM kein Hochlastzeitfenster mehr definiert würde und das Hochlastzeitfenster am Abend kürzer wäre.

zum Eckpunktepapier der BNetzA für eine Anpassung des Leitfadens
zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Absatz 2 Satz 1
und 2 StromNEV ab 2011

EWR Netz - Hochlastzeitfenster Basis Dez 08 bis Nov 09

