

Freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Abs. 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Beschaffung von Netzverlustenergie und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die dritte Regulierungsperiode

A. PRÄAMBEL

Entsprechend § 10 der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) können die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Kosten der Beschaffung von Energie zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste (Verlustenergie) bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz bringen.

Das im Folgenden dargestellte System beschreibt die Beschaffung der Verlustenergie durch die ÜNB mit dem Ziel zur Erreichung höherer Effizienz und Kosteneinsparung. Außerdem werden Bedingungen und Methoden für die Anerkennung der sich daraus ergebenden Kosten geregelt.

Die ÜNB verpflichten sich, nach diesem Modell zu verfahren, die im Modell vorgesehene Anpassung der Erlösobergrenze (EOG) an den Vorgaben auszurichten und die Anpassungen auch dann vorzunehmen, wenn diese im Einzelfall zur Absenkung der EOG und zu Belastungen für die Unternehmen führen.

Die ÜNB verpflichten sich darüber hinaus, alle von der Bundesnetzagentur (BNetzA) für erforderlich erachteten Informationen, insbesondere die im Abschnitt C. genannten Daten, fristgemäß, elektronisch verarbeitbar und nachprüfbar der BNetzA zu übermitteln.

Damit wird es der BNetzA ermöglicht, das Ergebnis des Vorgehens entsprechend dieser vorliegenden FSV wie wirksam verfahrensreguliert gemäß § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV zu behandeln.

B. DEFINITIONEN, VERFAHRENSBESCHREIBUNG

B 1. DEFINITIONEN VERLUSTENERGIE UND VERLUSTENERGIEKOSTEN

Mit Verlustenergie werden die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie und der technische Betriebsverbrauch bezeichnet.

Unter Verlustenergiekosten fallen Kosten der Beschaffung gemäß § 10 Abs. 1 der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) bzw. der Festlegung der BNetzA BK6-08-006 vom 21.10.2008 bzgl. des Ausschreibungsverfahrens für Verlustenergie und des Verfahrens zur Bestimmung der Netzverluste gemäß § 27 Abs. 1 Nr. 6 StromNZV i. V. m. § 10 StromNZV, sowie die Kosten der entsprechenden Bilanzkreisabweichungen.

Technisch bedingte Stromverbräuche sind Bestandteil der Verlustenergiemengen. Kosten für die technisch bedingten Stromverbräuche werden somit im Rahmen dieser FSV als Teil der Verlustenergiekosten behandelt. Kosten für verwaltungsbedingte Betriebsverbräuche werden nicht als Teil der Verlustenergiekosten behandelt. Verluste, die auf Leitungen zur Anbindung von Offshore-Windparks entstehen sind nicht Gegenstand dieser FSV.

B 2. ALLGEMEINE VERFAHRENSBESCHREIBUNG

Die in der EOG ansatzfähigen Kosten für die Kalenderjahre 2019 bis 2023 innerhalb der dritten Regulierungsperiode ergeben sich gemäß der nachstehend beschriebenen Berechnungsmethodik dieser FSV auf Basis eines jährlichen Referenzpreises sowie einer Verlustenergiemenge.

Allgemein wird für das Jahr (t) auf Basis des jeweils festgesetzten Referenzpreises und der für die Langfristkomponente für das Jahr (t) prognostizierten Verlustenergiemenge ein Kosten-Planwert ermittelt. Im Jahr (t+1) erfolgt eine Abrechnung des Jahres (t) auf Basis des Nullpunktes $N(t)$, welcher aus der Multiplikation der tatsächlichen Verlustenergiemenge multipliziert mit dem jeweils festgesetzten Referenzpreis des Abrechnungsjahres (t) errechnet wird. Der Nullpunkt $N(t)$ für das Jahr (t) bildet die Grundlage für die Bestimmung der Bonus-/Malus-Funktion nach Abschnitt B 2.3. Die Ist-Kosten des Jahres (t) werden mit dem Nullpunkt $N(t)$ für das Jahr (t) verglichen und der entsprechende Bonus/Malus ermittelt. Die Differenz zwischen dem Kosten-Planwert des Jahres(t) und den Ist-Kosten des Jahres (t), mit Ausnahme des bei dem ÜNB verbleibenden Bonus/Malus, wird über das Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV ausgeglichen.

Die jährliche Anpassung der Verlustenergiemenge ist sachgerecht, da die Einflussmöglichkeiten auf die Verlustenergiemengen der ÜNB derzeit erheblich durch äußere Anforderungen an die Netzauslegung und Betriebsführung überlagert werden. Dies zeigt sich in dem für die ÜNB seit dem Jahr 2012 stetigen Anstieg ihrer Verlustenergiemengen, der sich mit hoher Sicherheit aufgrund des weiteren Zubaus an Erneuerbarer Energien, der Veränderung des europäischen Kraftwerksparks sowie des voranschreitenden Netzausbaus in der dritten Regulierungsperiode weiter fortsetzen wird.

B 2.1. Ermittlung der Referenzpreise

Die Referenzpreise werden für die jeweiligen Kalenderjahre innerhalb der dritten Regulierungsperiode wie folgt festgesetzt:

Der Referenzpreis für die Jahre 2019 bis 2023 wird aus dem 12-monatigen Zeitraum 01.07.(t-2) bis 30.06.(t-1) auf Basis von Börsenpreisen ermittelt. Er ergibt sich aus den durchschnittlichen Settlement-Preisen dieses Zeitraums für das Lieferjahr (t) an der European Energy Exchange AG (EEX) für die Produkte Base (Phelix Baseload Year Futures) und Peak (Phelix Peakload Year Futures). Die Berechnung des spezifischen Referenzpreises erfolgt als gewichteter Mittelwert aus dem Base-Preis und dem Peak-Preis.

Der Durchschnittspreis für das Jahr 2019 wird auf Basis der Phelix-DE/AT-Year-Futures gebildet. Der Durchschnittspreis für die Jahre 2020-2023 wird auf Basis der Phelix-DE-Year-Futures gebildet.

Demnach wird der ÜNB-spezifische Referenzpreis (RP) der Jahre 2019 bis 2023 wie folgt ermittelt:

$$(1) RP^t = \alpha_{\text{ÜNB}i} \text{Base}^t [01.07.(t-2); 30.06.(t-1)] + (1 - \alpha_{\text{ÜNB}i}) * \text{Peak}^t [01.07.(t-2); 30.06.(t-1)]$$

Wobei

$$\text{Base}^t [01.07.(t-2); 30.06.(t-1)] =$$

ungewichteter Durchschnittspreis aus den Phelix-Year-Futures-Settlement-Preisen für Baseload aller Handelstage im Zeitraum 01.07.(t-2) bis 30.06.(t-1) für das Lieferjahr (t),

$$\text{Peak}^t [01.07.(t-2); 30.06.(t-1)] =$$

ungewichteter Durchschnittspreis aus den Phelix-Year-Futures-Settlement-Preisen für Peakload aller Handelstage im Zeitraum 01.07.(t-2) bis 30.06.(t-1) für das Lieferjahr (t),

$\alpha_{\text{ÜNB}i}$: ÜNB-spezifischer Gewichtungsfaktor gemäß Tabelle A1 in Anlage 1.

B 2.2. Ermittlung der ansatzfähigen Verlustenergiemengen und des spezifischen Kosten-Planwertes

Bei der Ermittlung des spezifischen Kosten-Planwertes für das Jahr (t) wird die im Rahmen der Beschaffung der Langfristkomponente zum jeweiligen Zeitpunkt beschaffte Verlustenergiemenge (M_{Plan}^t) angesetzt. Damit ergibt sich der spezifische Kosten-Planwert für das Jahr (t) aus Multiplikation von spezifischem Referenzpreis und ansatzfähiger Verlustenergiemenge:

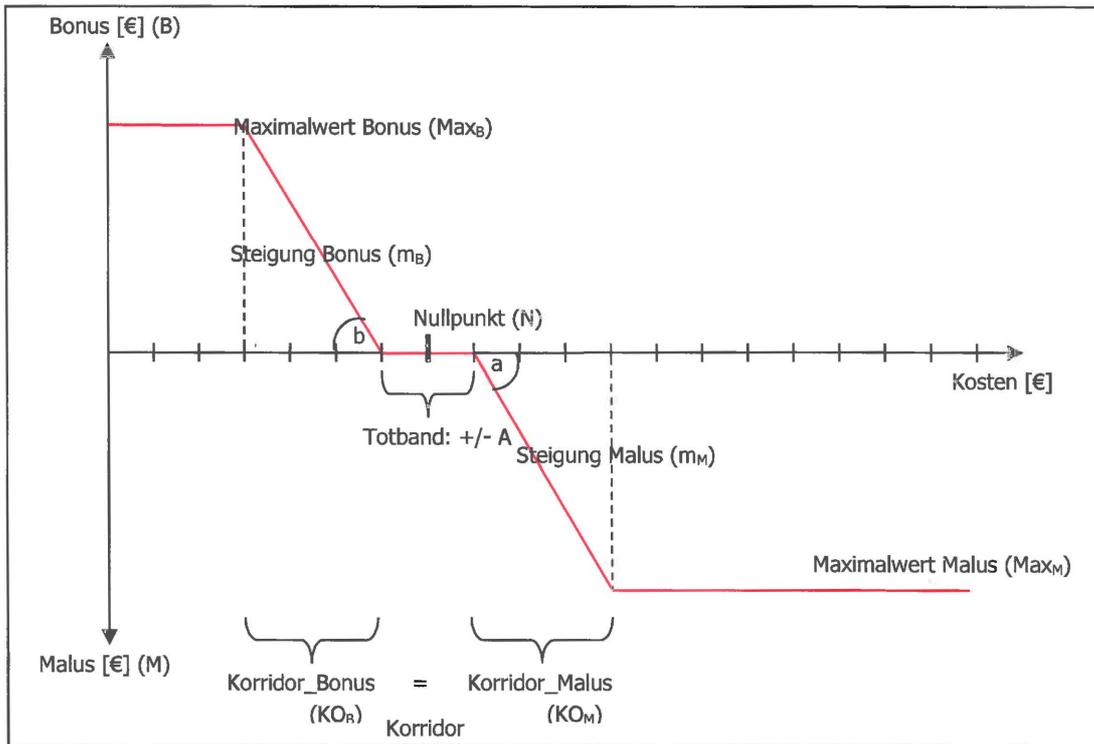
$$(2) K_{\text{Plan}}^t = RP^t \times M_{\text{Plan}}^t$$

B 2.3. Ist-Kostenabrechnung

Bei der Kostenabrechnung des Jahres (t) im Jahr (t+1) wird der Nullpunkt N(t) aus der Multiplikation des Referenzpreises des Jahres (t) gemäß Punkt B 2.1. mit den tatsächlichen Verlustenergiemengen (M_{Ist}^t) des Jahres (t) ermittelt. Dieser Nullpunkt bildet die Grundlage für die Bestimmung des Bonus/Malus gemäß Formel (3).

Auf Basis der Bonus-/Malus-Funktion und der Ist-Kosten des Jahres (t) werden die entsprechenden Boni/Mali ermittelt. Die Differenz aus dem Kosten-Planwert für das Jahr (t) nach Abschnitt B 2.2. und den Ist-Kosten wird, mit Ausnahme des bei dem ÜNB verbleibenden Bonus/Malus, über das Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV ausgeglichen.

Zu den tatsächlichen Verlustenergiemengen gehören die Verlustenergiemengen der Langfrist- und der Kurzfristkomponente sowie die Mengen aus Bilanzkreisabweichungen.



Der allgemeine Funktionsverlauf der Bonus-/Malus-Funktion in Abhängigkeit der Ist-Kosten ist oben dargestellt. Er ergibt sich aus Formel (3).

$$(3) \quad BM_{NV}^t(K_{Ist}^t) = \left\{ \begin{array}{l} Max_B^t, \text{ wenn } K_{Ist}^t < (N^t - KO_B^t - A^t) \\ (N^t - K_{Ist}^t - A^t) \times m_B, \text{ wenn } (N^t - KO_B^t - A^t) \leq K_{Ist}^t < (N^t - A^t) \\ 0, \text{ wenn } (N^t - A^t) \leq K_{Ist}^t \leq (N^t + A^t) \\ (N^t - K_{Ist}^t + A^t) \times m_M, \text{ wenn } (N^t + A^t) < K_{Ist}^t \leq (N^t + KO_M^t + A^t) \\ Max_M^t, \text{ wenn } K_{Ist}^t > (N^t + KO_M^t + A^t) \end{array} \right\}$$

$BM_{NV}^t(K_{Ist}^t)$: Bonus-/Malus in Abhängigkeit von den Ist-Kosten des Jahres t

K_{Ist}^t : Ist-Kosten des Jahres t

N^t : Nullpunkt für das Jahr t. Wird in t+1 aus der Multiplikation der Ist-Mengen in t mit den ÜNB-spezifischem Referenzpreis für t bestimmt

Max_B^t : Maximalwert für den Bonus des Jahres t

Max_M^t : Maximalwert für den Malus des Jahres t

KO_B^t : Korridor für den Bonus des Jahres t

KO_M^t : Korridor für den Malus des Jahres t

A^t : Betrag des Totbandes (Breite des Totbandes $2 \times A^t$) des Jahres t

m_B : Steigung der Funktion im Bonus-Bereich

m_M : Steigung der Funktion im Malus-Bereich

Die Parameter werden wie folgt festgelegt.

Die Maximalwerte für die Bonus-/Malus-Funktion betragen für die Dauer der dritten Regulierungsperiode 2,5% des Nullpunktes $N(t)$ des Jahres t . Durch die jährliche Ermittlung des Nullpunktes entsprechend der beschriebenen Systematik erfolgt eine jährliche Anpassung der Maximalwerte entsprechend der Formel (4).

$$(4) \quad \text{Max}_B^t = -\text{Max}_M^t = 2,5\% \times N^t$$

Die Steigungen für die Bonus- bzw. Malus-Funktion betragen jeweils 50%, $m_B = m_M = 50\%$.

Für die Dauer der dritten Regulierungsperiode wird ein fixes Totband in Höhe von +/-1% des Nullpunktes angesetzt. Die Ermittlung der absoluten Höhe des Totbandes findet jährlich in Abhängigkeit von dem tatsächlichen Nullpunkt statt. Es gilt:

$$(5) \quad A^t = 1\% \times N^t$$

Entsprechend der Formel 3 werden im Funktionsverlauf fünf Bereiche unterschieden:

- Die Ist-Kosten sind geringer als der Nullpunkt, befinden sich außerhalb des Totbandes und außerhalb des Korridors für den Bonus. In diesem Fall verbleibt ein maximaler Bonus bei den ÜNB.
- Die Ist-Kosten sind geringer als der Nullpunkt und liegen außerhalb des Totbandes, aber innerhalb des Korridors für den Bonus. In diesem Fall verbleibt ein Bonus entsprechend der Bonus-Steigung bei den ÜNB.
- Die Ist-Kosten befinden sich innerhalb des Intervalls $[-A, A]$ um den Nullpunkt, d.h. innerhalb des Totbandes. In diesem Fall ergibt sich kein Bonus/Malus für die ÜNB.
- Die Ist-Kosten sind größer als der Nullpunkt und liegen außerhalb des Totbandes, aber innerhalb des Korridors für den Malus. In diesem Fall geht ein Malus entsprechend der Malus-Steigung zu Lasten der ÜNB.
- Die Ist-Kosten sind größer als der Nullpunkt, liegen außerhalb des Totbandes und außerhalb des Korridors für den Malus. In diesem Fall geht ein maximaler Malus zu Lasten der ÜNB.

Der Ausgleich der Differenz der Ist-Kosten des Jahres (t) zu den Plankosten K_{Plan}^t des Jahres (t) korrigiert um den entsprechenden Bonus bzw. Malus erfolgt über das Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV.

C. TRANSPARENZ- UND NACHWEISPFlichten

Die ÜNB übermitteln der BNetzA alle für die Ermittlung des Kosten-Planwertes gemäß Abschnitt B 2. notwendigen Daten für das Kalenderjahr (t) bis zum 15.09.($t-1$). Dies umfasst:

- die Höhe der Langfristkomponente für das Kalenderjahr (t),
- die gemäß Abschnitt B 2.1. ermittelten spezifischen Referenzpreise für das Jahr (t),

- den gemäß Abschnitt B 2.2. resultierenden spezifischen Kosten-Planwert für das Kalenderjahr (t).

Die ÜNB übermitteln der BNetzA alle für die Kostenabrechnung der Verlustenergie notwendigen Daten für das Kalenderjahr (t) bis zum 30.06.(t+1). Dies umfasst:

- die tatsächlichen Verlustenergiekosten, die tatsächlich beschaffte Verlustenergie- menge für das Kalenderjahr (t), dazu insbesondere die eingekauften und die verkauften Mengen gemäß der Kurzfristkomponente, d.h. etwaige überschüssige bzw. fehlende Energiemengen aus der Rückveräußerung bzw. Beschaffung am Day-ahead- bzw. Intraday-Markt sowie die Inanspruchnahme positiver bzw. negativer Ausgleichs- energie zum Ausgleich der Bilanzkreisabweichungen,
- die Abrechnung der Ist-Kosten gemäß Abschnitt B 2.3. zur Berücksichtigung auf dem Regulierungskonto. Diese umfasst eine detaillierte Berechnung des Bonus bzw. des Malus sowie der zugehörigen Datengrundlagen, Rechenwege, Berechnungen und Endwerte.

Die Daten werden so aufbereitet, dass die tatsächlich im jeweiligen Betrachtungsjahr rele- vanten Verlustenergiemengen ersichtlich werden. Die ÜNB verpflichten sich, die mit der BNetzA abgestimmten Erhebungsbögen zu verwenden.

D. ÖFFNUNGSKLAUSEL

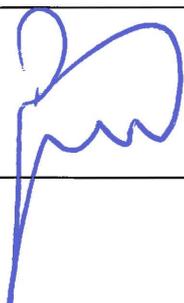
Eine Anpassung des Modells erfolgt nur, falls sich die dem Modell zugrundeliegenden Um- stände in erheblichem Maße ändern. In diesem Falle gelten die Maßgaben der FSV jedoch bis zur Aufhebung der entsprechenden nach § 29 Absatz 1 EnWG, § 32 Absatz 1 Nr. 4 i.V.m. § 11 Absatz 2 Satz 4 ARegV erlassenen Festlegung durch die BNetzA fort.

E. ANLAGE

Anlage 1 - Modell zur Bestimmung des ÜNB-individuellen Referenzpreises und Herleitung

F. UNTERSCHRIFT

Amprion GmbH

Name: Dr. Hans-Jürgen Brick	Name: Dr. Klaus Kleinekorte
Datum: 01. Oktober 2018	Datum: 01. Oktober 2018
Unterschrift: 	Unterschrift: 

Anlage 1 zur Freiwilligen Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Beschaffung von Netzverlustenergie und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die dritte Regulierungsperiode

Modell zur Bestimmung des ÜNB-individuellen Referenzpreises

Der ÜNB-spezifische Gewichtungsfaktor $\alpha_{\text{ÜNB}i}$ in der Formel (1) in Abschnitt B 2.1. zur Bestimmung des ÜNB-spezifischen Referenzpreises ergibt sich aus der Gewichtung des deutschlandweiten Base-Anteils (Base-Anteil_{4ÜNB} = 84%) mit einem Anteil von 0,8 und einem ÜNB-individuellen Anteil in Höhe von 0,2.

Die Berechnung erfolgt entsprechend der Formel

$$\alpha_{\text{ÜNB}i} = 0,2 \cdot \text{Base-Anteil}_{\text{ÜNB}i} + 0,8 \cdot \text{Base-Anteil}_{4\text{ÜNB}}$$

Daraus ergeben sich für jeden ÜNB die in Tabelle A1 dargestellten Base-Peak-Gewichtungsfaktoren.

Tabelle A1: ÜNB-spezifischen Base-Peak-Gewichtungsfaktoren

	$\alpha_{\text{ÜNB}i}$ (Gewichtungsfaktor Base-Anteil)	$1-\alpha_{\text{ÜNB}i}$ (Gewichtungsfaktor Peak-Anteil)
50Hertz	88,2%	11,8%
Amprion	78,0%	22,0%
Tennet	86,7%	13,3%
TransnetBW	83,0%	17,0%

Herleitung des Modells

Der Referenzpreis wird aus dem 12-monatigen Zeitraum 01.07.(t-2) bis 30.06.(t-1) auf Basis von Börsenpreisen ermittelt. Er ergibt sich aus den durchschnittlichen Settlement-Preisen dieses Zeitraums für das Lieferjahr (t) an der European Energy Exchange AG (EEX).

Ausgangsbasis für die Bestimmung des ÜNB-individuellen Referenzpreises bildet das über die vier ÜNB gebildete durchschnittliche Base-Peak-Verhältnis i.H.v. 84%:16% (deutschlandweites Base-Peak-Verhältnis).

Grundlage für die Berechnung des Gewichtungsverhältnisses waren die tatsächlichen Beschaffungskosten der ÜNB in der zweiten Regulierungsperiode, die im Rahmen einer Datenabfrage übermittelt wurden. Die Auswertung ergab, dass die Jahre 2014 bis 2016 aufgrund der Übergangsphase mit der Einführung der entsprechenden Festlegung in der zweiten Regulierungsperiode im Jahr 2012 nicht herangezogen werden können. Insbesondere führte die Festlegung der festen Referenzpreise für die Jahre 2015 und 2016 zu einer deutlichen Verschiebung zwischen dem 12-monatigen Referenzzeitraum 01.07. (t-2) bis 30.06. (t-1) und den von den ÜNB gewählten Beschaffungszeiträumen. In Folge dessen hätte die Spiegelung

der tatsächlichen Beschaffungskosten sowohl gegen den Kosten-Planwert zu tatsächlichen festen Referenzpreisen als auch gegen den Kosten-Planwert zu Referenzpreisen gem. 12-monatigen Referenzzeitraum zu einer starken Verzerrung im Base-Peak Gewichtungsverhältnis geführt. So hätte sich beispielsweise für das Jahr 2016 bezogen auf den Referenzpreis auf Basis des 12-monatigen Referenzzeitraumes ein Gewichtungsverhältnis 60% Base-Preis und 40% Peak-Preis ergeben. Demnach kann eine Auswertung der Datenbasis der Jahre 2014 bis 2016 der Festlegung nicht zugrunde gelegt werden.

Daraufhin erfolgte die Auswertung der Datenbasis nur für das Jahr 2017, da für diesen Zeitraum erstmalig die Systematik zur Bildung des Referenzzeitraums angewendet wurde, was einen Vergleich zu den tatsächlichen Beschaffungskosten ermöglichte. Jedoch musste dieser Datensatz angepasst werden, da aufgrund der besonderen Markt- und Netzsituation im ersten Quartal 2017, die zu außergewöhnlich hohen Lastflüssen und Marktpreisen u.a. in den deutschen Regelzonen führte, die Beschaffungskosten der ÜNB im ersten Quartal 2017 überdurchschnittlich hoch ausfielen. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Situation in ihrer vollen Wirkung nicht jedes Jahr wiederholt. Zur Glättung des Effektes wurden deshalb den Kosten des ersten Quartals 2017 hälftig die Kosten des ersten Quartals 2018 beigemischt, um einen repräsentativen Datensatz zu generieren. Dies ist möglich, da die Kosten des ersten Quartals 2018 unterdurchschnittlich gering ausfielen und sich Effekte aus beiden Quartalen kompensieren. Die anteilige Berücksichtigung der Kosten beider Quartale führt demnach zu einer stabilen Datenbasis für die Berechnung und Festlegung des Gewichtungsverhältnisses.

Die Auswertung der angepassten Datenbasis zeigte außerdem unterschiedliche Kostenstrukturen bei den einzelnen ÜNB, die sich in sehr heterogenen Base-Peak-Anteilen der ÜNB widerspiegeln (50HzT 104% zu -4%, Amprion 55% zu 45%, TenneT 97% zu 3%, TransnetBW 79% zu 21%). Diese weisen eine beträchtliche Spreizung um bis zu 49 Prozentpunkte untereinander auf. Die Abweichung ggü. dem deutschlandweiten Mittelwert von 84% Base und 16% Peak beträgt bei den einzelnen ÜNB bis zu 29 Prozentpunkte. Ursächlich für diese unterschiedliche Betroffenheit der ÜNB ist u.a. die ungleiche Struktur und das Kraftwerksportfolio der jeweiligen Regelzone sowie die damit einhergehend zeitlich unterschiedlich geartete Im-/Export- bzw. Transportaufgabe der Regelzone.

Die ÜNB sind derzeit nicht in der Lage, solche strukturellen Unterschiede sachgerecht und hinreichend präzise für die Vergangenheit zu bestimmen bzw. für die Folgejahre sicher zu modellieren. Dennoch sollte es das Ziel sein, das Chancen-Risiko-Verhältnis für alle ÜNB auszugleichen. Dazu wird dem allgemeinen deutschlandweiten Base-Peak-Gewichtungsverhältnis ein individueller Anteil basierend auf den individuellen Beschaffungskosten aus dem Jahr 2017 beigemischt.

Das Gewichtungsverhältnis für den individuellen Peakanteil auf Basis der Beschaffungskosten wird auf 20% festgesetzt, der ungewichtete 4-ÜNB Mittelwert des Peakanteils in Höhe von 16% geht entsprechend zu einem Anteil von 80% in die Berechnung des individuellen Peakanteils des jeweiligen ÜNB ein. Damit ergeben sich die in der Tabelle A1 dargestellten ÜNB-spezifischen Base-Peak-Gewichtungsfaktoren.