

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 Jahre 2022 bis 2028

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.

Die Bewirtschaftung der Netzverluste erfolgt nach Maßgaben der Festlegung BK6-08-006 sowie etwaiger gesetzlicher Vorgaben. „Börsliche Eigenbeschaffung“ gem. Tenor 2 der Festlegung BK6-08-006 umfasst auch eine Bewirtschaftung der Langfristkomponente über geeignete „OTC-Plattformen“, deren Auswahl in Abstimmung mit der BNetzA erfolgt. Im Rahmen der Bewirtschaftung der Langfristkomponente können auch Rückverkäufe von bereits beschaffter Netzverlustenergie vorgenommen werden.

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 2022 bis 2028 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 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 in der Vergangenheit beobachteten 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 künftig weiter fortsetzen wird.

B 2.1. Ermittlung der Referenzpreise

Die Referenzpreise werden für die jeweiligen Kalenderjahre 2022 bis 2028 wie folgt festgesetzt:

Der Referenzpreis RP^t für die Jahre 2022 bis 2028 wird aus dem 12-monatigen Zeitraum 01.10.(t-2) bis 30.09.(t-1) (nachfolgend Referenzzeitraum T^{Ref}) auf Basis von Börsenpreisen ermittelt. Er ergibt sich aus den durchschnittlichen Settlement-Preisen des Referenzzeitraums

für das Lieferjahr (t) an der European Energy Exchange AG (EEX) für die Produkte Base (Phelix DE Baseload Year Futures) und Peak (Phelix DE Peakload Year Futures). Die Berechnung des spezifischen Referenzpreises erfolgt auf Basis von Base- und Peak-Preisen gem. Formel (1).

Demnach wird der ÜNB-spezifische Referenzpreis (RP) der Jahre 2022 bis 2028 wie folgt ermittelt:

$$(1) RP^t = \alpha_{\text{ÜNBi}} \text{Base}^t [T^{\text{Ref}}] + (1 - \alpha_{\text{ÜNBi}}) * \max(\text{Peak}^t [T^{\text{Ref}}]; 1,225 * \text{Base}^t [T^{\text{Ref}}])$$

Wobei

$$\text{Base}^t [T^{\text{Ref}}] =$$

ungewichteter Durchschnittspreis aus den Phelix-Year-Futures-Settlement-Preisen für Baseload aller Handelstage im jeweiligen Referenzzeitraum T^{Ref} für das Lieferjahr (t),

$$\text{Peak}^t [T^{\text{Ref}}] =$$

ungewichteter Durchschnittspreis aus den Phelix-Year-Futures-Settlement-Preisen für Peakload aller Handelstage im jeweiligen Referenzzeitraum T^{Ref} für das Lieferjahr (t).

$\alpha_{\text{ÜNBi}}$: 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 zum jeweiligen Zeitpunkt gesamt für das Jahr t prognostizierte Verlustenergiemenge (M_{Plan}^t) angesetzt. Der spezifische anzusetzende Plan-Referenzpreis RP_{Plan}^t wird nach Formel (1) bestimmt. Da für die Ermittlung des Plan-Referenzpreises noch nicht alle Settlement-Preise aus dem jeweiligen Referenzzeitraum vorliegen, werden für die fehlenden Settlement-Preise die Mittelwerte der jeweiligen Terminmarktnotierungen aus dem Zeitraum 01.08.-15.08.(t-1) für die Lieferperiode (t) angesetzt.

Damit ergibt sich der spezifische Kosten-Planwert für das Jahr (t) aus Multiplikation von spezifischem Plan-Referenzpreis RP_{Plan}^t und ansatzfähiger Verlustenergiemenge:

$$(2) K_{\text{Plan}}^t = RP_{\text{Plan}}^t * M_{\text{Plan}}^t$$

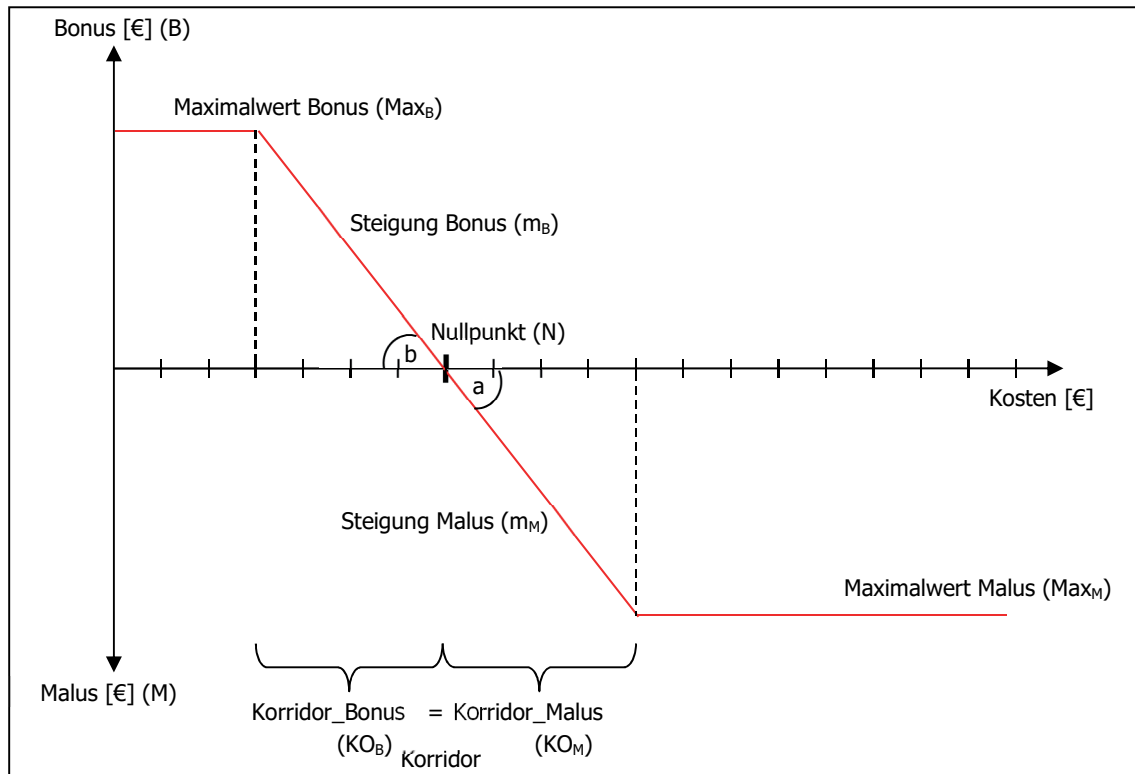
B 2.3. Ist-Kostenabrechnung

Bei der Kostenabrechnung des Jahres (t) im Jahr (t+1) wird der Nullpunkt N(t) aus der Multiplikation des Referenzpreises (RP^t) 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) wird der entsprechende Bonus/Malus 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 Kurzfriskomponente 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).

$$(3) \quad BM_{NV}^t(K_{Ist}^t) = \begin{cases} Max_B^t, & \text{wenn } K_{Ist}^t < (N^t - KO_B^t) \\ (N^t - K_{Ist}^t) * m_B, & \text{wenn } (N^t - KO_B^t) \leq K_{Ist}^t \leq N^t \\ (N^t - K_{Ist}^t) * m_M, & \text{wenn } N^t < K_{Ist}^t \leq (N^t + KO_M^t) \\ Max_M^t, & \text{wenn } K_{Ist}^t > (N^t + KO_M^t) \end{cases}$$

$BM_{NV}^t(K_{Ist}^t)$: 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

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 werden für die Jahre 2022-2028 aus dem Minimum von 2,5 % des Nullpunktes $N(t)$ des Jahres t und den tatsächlichen Verlustenergie-mengen (M_{Ist}^t) multipliziert mit 1,25 €/MWh ermittelt. Anhand der tatsächlichen jährlichen Ver-lustenergiemengen und der jährlichen Ermittlung des Nullpunktes entsprechend der beschrie-benen Systematik erfolgt eine jährliche Anpassung der Maximalwerte entsprechend der For-mel (4).

$$(4) \quad Max_B^t = -Max_M^t = MIN(2,5 \% * N^t; 1,25 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * M_{Ist}^t)$$

Die Steigungen für die Bonus- bzw. Malus-Funktion betragen jeweils 25 %, $m_B = m_M = 25 \%$.

Entsprechend der Formel 3 werden im Funktionsverlauf vier Bereiche unterschieden:

- Die Ist-Kosten sind geringer als der Nullpunkt und liegen 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 innerhalb des Korridors für den Bonus. In diesem Fall verbleibt ein Bonus entsprechend der Bonus-Steigung bei den ÜNB.
- Die Ist-Kosten sind größer als der Nullpunkt und liegen 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 und liegen 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 Ab-schnitt B 2. notwendigen Daten für das Kalenderjahr (t) im Rahmen der EOG-Meldung gem. § 28 Abs. 1 ARegV spätestens zwei Werktage vor dem 01.10.($t-1$). Dies umfasst:

- die Höhe der gesamten für das Kalenderjahr (t) prognostizierten Verlustenergiemenge M_{Plan}^t ,
- die gemäß Abschnitten B 2.1. und B 2.2 ermittelten spezifischen Plan-Referenzpreise RP_{Plan}^t und spezifischen EOG-Kostenplanwerte für das Jahr (t)

Die ÜNB übermitteln der BNetzA alle für die Kostenabrechnung der Verlustenergie notwendigen Daten für das Kalenderjahr (t) bis zum 31.12.(t+1). Dies umfasst:

- die tatsächlichen Verlustenergiekosten, die tatsächlich beschaffte Verlustenergiemenge für das Kalenderjahr (t), dazu insbesondere die eingekauften und die verkauften Mengen, d.h. etwaige Rückverkäufe im Rahmen der Bewirtschaftung der Langfristkomponente sowie überschüssige bzw. fehlende Energiemengen aus der Rückveräußerung bzw. Beschaffung der Kurzfristkomponente am Day-ahead- bzw. Intraday-Markt und die Inanspruchnahme positiver bzw. negativer Ausgleichsenergie zum Ausgleich der Bilanzkreisabweichungen,
- die tatsächlichen nach Abschnitt B 2.1. ermittelten spezifischen Referenzpreise
- 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 relevanten Verlustenergiemengen ersichtlich werden. Die ÜNB verpflichten sich, die mit der BNetzA abgestimmten Erhebungsbögen zu verwenden.

D. ÖFFNUNGSKLAUSEL

Eine Anpassung des Modells kann auf Antrag der ÜNB erfolgen, falls sich die dem Modell zugrundeliegenden Umstände 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. Unter den zugrundeliegenden Umständen werden auch gesetzliche, verordnungsrechtliche und/oder regulatorische Vorgaben verstanden.

E. ANLAGE

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

F. UNTERSCHRIFT

[ÜNB]

Name: xx	Name: xx
Datum:	Datum:
Unterschrift Geschäftsführung:	Unterschrift Geschäftsführung:

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 Jahre 2022-2028

ÜNB-individuelle Referenzpreise

Die deutschlandweiten und die in Abschnitt B 2.1. zur Bestimmung des ÜNB-spezifischen Referenzpreises anzusetzenden für jeden ÜNB individuellen Base-Peak-Gewichtungsfaktoren können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden

	$\alpha_{\text{ÜNB}i}$ (Gewichtungsfaktor Base-Anteil)	$1-\alpha_{\text{ÜNB}i}$ (Gewichtungsfaktor Peak-Anteil)
DE	84,0%	16,0%
50Hertz	89,9%	10,1%
Amprion	71,9%	28,1%
Tennet	92,9%	7,1%
TransnetBW	71,9%	28,1%

Tabelle A1: ÜNB-spezifische Base-Peak-Gewichtungsfaktoren

Erläuterung

Der Referenzpreis wird aus dem 12-monatigen Zeitraum 01.10.(t-2) bis 30.09.(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 insgesamt gebildete Base-Peak-Verhältnis i.H.v. 84%:16% (deutschlandweites Base-Peak-Verhältnis), welches aus der dritten Regulierungsperiode bis einschließlich 2028 fortgeführt wird.

Zudem zeigten sich anhand der Ist-Kosten der Vergangenheit unterschiedliche Kostenstrukturen bei den einzelnen ÜNB, die sich in sehr heterogenen Base-Peak-Anteilen der ÜNB widerspiegeln. Ursächlich für diese unterschiedliche Betroffenheit der ÜNB sind u.a. die ungleiche Struktur und das Kraftwerksportfolio der jeweiligen Regelzone sowie die damit einhergehend zeitlich unterschiedlich gearteten Im- und Exporte bzw. die unterschiedlichen Transportaufgaben der Regelzonen.

Ausgehend von dem deutschlandweiten Base-Peak-Verhältnis wurde aufgrund der unterschiedlichen ÜNB-individuellen Kostenstrukturen für jeden ÜNB ein individuelles Base-Peak-Verhältnis bestimmt. Hierbei wurde das Ziel verfolgt, das Chancen-Risiko-Verhältnis für alle ÜNB auszugleichen. Die Summe der ÜNB individuellen Base-Peak Verhältnisse ergibt unter Berücksichtigung der ÜNB-individuellen Mengenanteile (50Hertz 25,6%; Amprion 30,1%; Tennet 35,8%; TransnetBW 8,5%) rechnerisch das deutschlandweite Base-Peak-Verhältnis i.H.v. 84 %:16 %.