

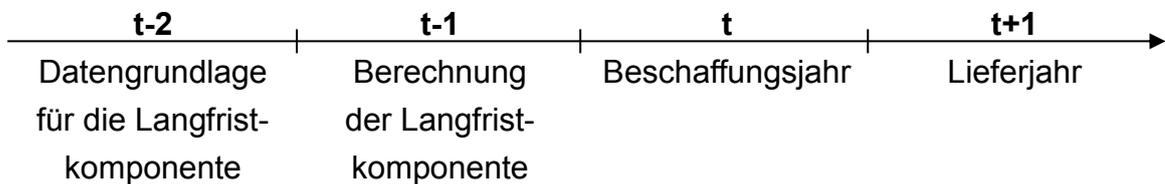
**Freiwillige Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 ARegV von
Elektrizitätsverteilernetzbetreibern im
Zuständigkeitsbereich der Landesregulierungsbehörde
Baden-Württemberg für ein verbindliches Verfahren zur
Beschaffung von Verlustenergie und die Einbeziehung
dieser Beschaffungskosten in die Erlösobergrenzen der
zweiten Regulierungsperiode
(kurz: Freiwillige Selbstverpflichtung BW
zur Verlustenergie für die 2. Regulierungsperiode)**

1. Präambel

- (1) Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (im nachfolgenden nur Netzbetreiber), die sich diese freiwillige Selbstverpflichtung zu Eigen machen, verpflichten sich, Energie zur Deckung von Verlusten (nachfolgend „Verlustenergie“) gemäß §§ 22 Abs. 1 EnWG, 10 Abs. 1 Satz 1 StromNZV nach dem im Folgenden beschriebenen Verfahren zu beschaffen und nur nach den ausgeführten Regeln die Erlösobergrenzen nach Maßgabe des § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV anzupassen.
- (2) Die Selbstverpflichtung hat zum Ziel, dass eine Festlegung der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg (LRegB BW) gemäß §§ 11 Abs. 2 Satz 2, 4, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV zur Zuordnung der entsprechend dieser freiwilligen Selbstverpflichtung ermittelten Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie als dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten erwirkt wird. Dies bedeutet, dass gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV jährlich ein Austausch der bisher in der Erlösobergrenze enthaltenen Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie gegen die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie des vorletzten Kalenderjahres, auf das die Erlösobergrenze Anwendung findet, erfolgt.
- (3) Das im Folgenden beschriebene Verfahren regelt die Beschaffung von Verlustenergie im Prinzip abschließend und ersetzt die bisherige „freiwillige Selbstverpflichtung BW zur Verlustenergie“ entsprechend Anlage 1 der Festlegung der LRegB BW vom 26.10.2009. Die Regelungen umfassen sowohl die Bestimmung der Verlustenergiemengen, deren Ausschreibung und die Einbeziehung der Beschaffungskosten für die Verlustenergie in die Erlösobergrenzen. Ergänzend gelten, so keine erforderlichen Regelungen getroffen worden sein sollten, die Inhalte der Festlegung des Ausschreibungsverfahrens für Verlustenergie und des Verfahrens zur Bestimmung der Netzverluste der BNetzA vom 21.10.2008.

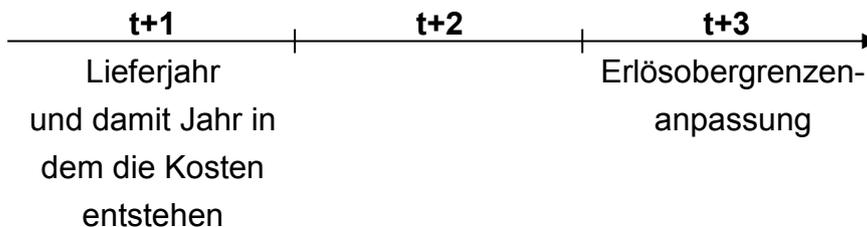
- (4) Die freiwillige Selbstverpflichtung erfolgt für die zweite Regulierungsperiode und die Unterzeichner sind somit an das in dieser freiwilligen Selbstverpflichtung beschriebene Verfahren zur Beschaffung von Verlustenergie für die Jahre 2012 bis 2016 (für die Jahre 2012 und 2013 gilt die Übergangsregelung gemäß Ziffer 4.3 Abs. 2) und die Einbeziehung dieser Beschaffungskosten in die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen 2014 bis 2018 gemäß der Selbstverpflichtung gebunden.
- (5) Der freiwilligen Selbstverpflichtung liegen die nachfolgenden Zeitablaufpläne zu Grunde:

Zeitplan Beschaffung:



Die Beschaffung kann auch bereits im Jahr t-1 erfolgen, soweit die Berechnung der Langfristkomponente abgeschlossen ist.

Zeitplan Einbeziehung der Kosten:



2. Abgrenzung des Regelungsgegenstandes

- (1) Gegenstand dieser freiwilligen Selbstverpflichtung ist die Beschaffung der langfristig prognostizierbaren Verlustenergie (Langfristkomponente).
- (2) Netzbetreiber sind gemäß § 10 Abs. 1 Satz 1 StromNZV verpflichtet, Verlustenergie nach einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Nach § 2 Nr. 12 StromNZV ist die Verlustenergie definiert als die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie.
- (3) Eine exakte Erfassung dieser physikalischen Verlustarbeit ist mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand nicht möglich, da in Verteilernetzen Standardlastprofilkunden sowie Einspeiser mit Standardeinspeiseprofil angeschlossen sind, deren physikalisch wahrer Lastgang nicht gemessen wird oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand bestimmbar ist. Insoweit wird als Verlustenergie im Sinne von § 10 Abs. 1 Satz 1 StromNZV die Differenz zwischen der Summe aller Einspeisungen in das Netz des Netzbetreibers und aller Entnahmen aus dem Netz des Netzbetreibers angesehen.
- (4) Daher ist für die Beschaffung der Verlustenergie eine Betrachtung auf der Basis eines geeigneten Modells notwendig. In der Praxis hat es sich bewährt, davon auszugehen, dass der Lastgang der Verluste als Funktion der Netzlast dargestellt werden kann. Die Netzlast ist dabei die Summe aller Einspeisungen, d.h. Bezug vom vorgelagerten Weiterverteiler, dezentrale Einspeisungen sowie Rückspeisungen von nachgelagerten Weiterverteilern.
- (5) Die Beschaffung der Langfristkomponente der Verlustenergie erfolgt im Rahmen einer Ausschreibung.
- (6) Eine abschließende Korrektur der Langfristkomponente durch einen zusätzlichen Ausgleich über eine Kurzfrist-Komponente ist nicht Gegenstand dieser freiwilligen Selbstverpflichtung.

3. Verfahren zur Bestimmung der Langfristkomponente

3.1 Ermittlung der Jahresverlustarbeit

Als Jahresverlustarbeit für die Ausschreibung der Langfristkomponente wird die aus der Energiebilanz des vorletzten Geschäftsjahrs t-2 resultierende Verlustenergiemenge nach Ziffer 2 Abs. 3 angesetzt. Als Einspeisung nach Ziffer 2 Abs. 3 gilt dabei der Bezug vom vorgelagerten Netzbetreiber, dezentrale Einspeisungen in das Netz sowie Rückspeisungen von nachgelagerten Weiterverteilern. Als Entnahme nach Ziffer 2 Abs. 3 gilt die Abgabe an Letztverbraucher und Weiterverteiler, Rückspeisung in das vorgelagerte Netz sowie der Betriebsverbrauch des Stromnetzes.

3.2 Aufteilung in lastabhängige und lastunabhängige Verluste

- (1) Die Jahresverlustarbeit setzt sich aus lastabhängigen und lastunabhängigen Verlusten zusammen.
- (2) Bei den lastunabhängigen Verlusten handelt es sich insbesondere um die Leerlaufverluste von Transformatoren. Bei den lastabhängigen Verlusten handelt es sich um die Kurzschlussverluste der Transformatoren sowie um die Stromwärmeverluste auf Stromleitungen.

$$A_{\text{Verluste, konstant}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{konstant}(i)} \times T_N$$

mit:

$A_{\text{Verluste, konstant}}$	lastunabhängige Verlustarbeit
$P_{\text{konstant}(i)}$	lastunabhängige Verlustleistung am Betriebsmittel i (z. B. Eisenverluste am Transformator)
n	Anzahl der Betriebsmittel
T_N	Stunden der betrachteten Periode, d.h. bei einem Jahr ist $T_N = 8.760$ Stunden (8.784 Stunden in Schaltjahren)

Somit berechnet sich die lastabhängige Verlustarbeit aus:

$$A_{\text{Verluste, lastabhängige}} = A_{\text{gesamte Verluste}} - A_{\text{Verluste, konstant}}$$

3.3 Aufteilung der Jahresverlustarbeit auf die einzelnen Viertelstunden

Bei den lastabhängigen Verlusten wird grundsätzlich ein quadratischer Zusammenhang zur Netzlast angesetzt. Diese Verluste sind damit entsprechend der jeweiligen Netzlast auf die einzelnen Viertelstunden der betrachteten Periode aufzuteilen.

$$P_{\text{Verluste}(m)} = \frac{A_{\text{Verluste, konstant}}}{T_N} + \frac{P_{\text{Last}(m)}^2}{\sum_{i=1}^k P_{\text{Last}(i)}^2} \times A_{\text{Verluste, lastabhängig}} \times \frac{1}{h}$$

mit:

$P_{\text{Verluste}(m)}$	Netzverlustleistung in der $\frac{1}{4}$ Stunde m
$P_{\text{Last}(m)}$	Netzlast in der $\frac{1}{4}$ Stunde m
k	Anzahl der $\frac{1}{4}$ Stunde in der betrachteten Periode
$A_{\text{Verluste, lastabhängig}}$	lastabhängige Verlustarbeit

3.4 Berücksichtigung von kalendarischen Verschiebungen und Sondereinflüssen auf die Langfristkomponente

Die Berechnung erfolgt auf der Basis historischer Werte des vorletzten abgeschlossenen Geschäftsjahres t-2. Ausgeschrieben werden soll aber der Bedarf des nächsten Geschäftsjahres t+1. Deshalb ist die unter Ziffer 3.3 ermittelte Verlustlastkurve anzupassen:

- um geänderte kalendarische Bedingungen (z. B. Verschiebung von Feiertagen),
- um die Netzlastveränderung und
- an die Ausschreibungsgranularität.

3.4.1 Anpassung an die geänderten kalendarischen Bedingungen

Der Verlustlastgang kann angemessen an die für das Beschaffungsjahr geltenden kalendarischen Bedingungen angepasst werden, insbesondere um die Verschiebung von Samstagen, Sonn- und Feiertagen, Ferien sowie die Sommerzeitumstellung zu berücksichtigen. Dabei ist darauf zu achten, dass die Energiemenge unter Berücksichtigung der unterschiedlichen, an Werktagen, Samstagen und Sonn- und Feiertagen benötigten Energiemengen konstant bleibt.

3.4.2 Netzlastveränderung

- (1) Bei Verlust oder Hinzukommen signifikanter Entnahmen und/oder Einspeisungen ist der Verlustlastgang geeignet zu korrigieren.

Durch Zu- und/oder Abnahme der Netzlast zwischen den historischen Werten und dem Zeitpunkt, an dem die zu beschaffenden Netzverluste benötigt werden, verändern sich auch die zu beschaffenden Netzverluste gegenüber den historischen Netzverlusten:

$$P_{\text{Verluste}(m), t+1} = \frac{A_{\text{Verluste, konstant, t-2}}}{T_N} + P_{\text{Verluste}(m), (t-2)} \times (1 + q)^2$$

mit:

$P_{\text{Verluste}(m)}$	Verlustleistung in der Periode m
t-2	historischer Zeitraum (vorletztes Geschäftsjahr)
t	Ermittlungsjahr
t+1	Jahr, für das die Netzverluste beschafft werden sollen
q	prognostizierte Laständerung im Jahr (t+1) gegenüber dem historischen Zeitraum (t-2) (bei Rückgang der Last negativ)

- (2) Eine Änderung von weniger als 5 % stellt grundsätzlich keine signifikante Änderung dar, soweit nicht eine Änderung der Versorgungsaufgabe mit Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV eingetreten ist.

3.4.3 Anpassung an die Ausschreibungsgranularität

Der viertelstundengenaue Verlustlastgang ist in einen stundengenauen Verlustlastgang umzurechnen, indem der Mittelwert der jeweils vier Viertelstundenwerte gebildet wird. Die Werte dieses Verlustlastgangs sind auf volle Kilowatt zu runden. Soll der ermittelte Verlustlastgang in mehreren gleichen Losen ausgeschrieben werden, so ist der Verlustlastgang entsprechend zu stufen, so dass für das einzelne Los je Viertelstunde ganze Kilowatt abgewickelt werden können. Bei der Ausschreibung von mehreren Losen ist der jeweilige auf das Los entfallende viertelstundengenaue Verlustlastgang in einen stundengenauen Verlustlastgang umzurechnen.

4. Beschreibung des Verfahrens zur Ausschreibung von Verlustenergie

4.1 Allgemeine Grundsätze zum Ausschreibungsverfahren

4.1.1 Losbildung und Lieferzeitraum

(1) Die Netzbetreiber schreiben die Langfristkomponente ihres Verlustenergiebedarfs eines Jahres als komplettes Portfolio in einem oder in mehreren Losen aus. Dabei darf eine Maximallosgröße von 50.000 MWh je Los nicht überschritten werden und eine Mindestlosgröße von 4.380 MWh nicht unterschritten werden (bei Aufteilung auf mehrere Lose). Eine Bündelung der Verlustenergiemengen durch mehrere Netzbetreiber unter Beachtung der maximalen Losgröße ist zulässig.

Der Lieferzeitraum beträgt grundsätzlich ein Kalenderjahr.

(2) Absatz 1 gilt entsprechend bei einer Ausschreibung über eine Preisformel nach dem Muster „ $k_1 \times \text{Base} + k_2 \times \text{Peak} \times k_3$ “, d.h. die Ausschreibung über eine Preisformel darf eine Verlustenergiemenge von 50.000 MWh nicht überschreiten und pro Fixierungstermin ist mindestens eine Verlustenergiemenge von 4.380 MWh zu fixieren.

4.1.2 Granularität

Siehe hierzu 3.4.3

4.1.3 Ausschreibungszeitpunkte

(1) Der Ausschreibungszeitraum beginnt nach Ermittlung und Festlegung der zu beschaffenden Menge (Langfristkomponente) im Jahr $t-1$ für das Jahr $t+1$ und endet zwei Wochen vor Ablauf des Jahres t (vgl. Ziffer 4.2.2 Abs. 3).

(2) Die zu beschaffenden Lose werden unter Beachtung der maximalen Losgröße wie in Absatz 1 auf den Beschaffungszeitraum verteilt.

4.1.4 Veröffentlichung

(1) Der ausschreibende Netzbetreiber veröffentlicht die für die Erstellung und Abgabe eines Angebots notwendigen Angaben auf seiner Internetseite. Diese umfassen mindestens: ausschreibendes Unternehmen, Energiemenge und deren zeitlicher Verlauf in elektronischer Form (Excel-Tabelle), Durchführungshinweise, abzuschließender Liefervertrag (vgl. Ziffer 4.2.2 Abs. 1).

- (2) Gleichzeitig veröffentlicht er einen Hinweis mit den wichtigsten standardisierten Ausschreibungsparametern (ausschreibendes Unternehmen, Energiemenge, Vergabedatum, Internetseite des ausschreibenden Netzbetreibers (vgl. Abs. 1)) auf einer gemeinsamen Internetplattform. Der Betreiber der gemeinsamen Internetplattform informiert registrierte Lieferanten per E-Mailverteiler über neu eingehende Ausschreibungen.

4.1.5 Präqualifikation

An der Ausschreibung können alle Lieferanten teilnehmen, die zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe in der jeweiligen Regelzone einen (Sub-)Bilanzkreis betreiben bzw. eine Zuordnungsermächtigung eines Bilanzkreisverantwortlichen vorweisen. Im Falle einer Zuordnungsermächtigung muss diese spätestens bei Angebotsabgabe vorgelegt werden. Weitere Bedingungen dürfen nicht gestellt werden. Lieferanten können Angebote bei jeder Ausschreibung für alle oder einzelne ausgeschriebene Lose abgeben.

4.1.6 Zuschlag, Abschluss, Rechnungslegung

- (1) Den Zuschlag erhält das kostengünstigste Angebot, bei gleichzeitiger Vergabe mehrerer Lose die kostengünstigsten Angebote. Bei Ausschreibung über eine Preisformel nach dem Muster „ $k_1 \times \text{Base} + k_2 \times \text{Peak} \times k_3$ “ ist dasjenige Angebot das kostengünstigste, welches auf Basis des tagesaktuellen Abrechnungspreises an der EEK nach Ziffer 5.2.1 Abs. 2 den tagesaktuellen günstigsten Preis ergibt. Bei Preisgleichheit ist der Eingang des Angebots entscheidend.
- (2) Im Nachgang zur Vergabe ist unverzüglich der entsprechende Liefervertrag abzuschließen.
- (3) Die Rechnungslegung erfolgt monatlich nach Abschluss eines jeden Liefermonats auf Basis der gelieferten Energie. Bei ordnungsgemäßer Lieferung stehen Mengen und Preis bereits vor Beginn des Liefermonats fest.

4.1.7 Lieferantenausfall

Bei Ausfall eines Lieferanten hat der betroffene Netzbetreiber unverzüglich die ausgefallene Energiemenge neu auszuschreiben. Dabei gelten verkürzte Ausschreibungszeiten (vgl. Ziff. 4.2.2 Abs. 3). Bis zur Neubelieferung hat der Netzbetreiber die in dem Zeitraum anfallenden Netzverluste auf anderem Weg marktorientiert und transparent zu beschaffen.

4.2 Zeitplan und Durchführung der Ausschreibung

4.2.1 Ankündigung der Ausschreibung

Der Netzbetreiber veröffentlicht die Ausschreibungsunterlagen i.d.R. 3 Wochen, mindestens aber eine Woche, vor Vergabetermin auf seiner Internetseite und gleichzeitig die wichtigsten Grunddaten auf einer gemeinsamen Internet-Plattform.

4.2.2 Angebotsabgabe und Zuschlag

- (1) Die Abgabe der verbindlichen Angebote erfolgt in Textform bis zu einem in der Ausschreibung festgelegten Zeitpunkt. Bei Verwendung einer elektronischen Plattform für die Ausschreibung erfolgt die Angebotsabgabe über die Eingabe und Bestätigung auf der jeweiligen Plattform im Internet.
- (2) Der Netzbetreiber ermittelt nach dem Abgabezeitpunkt das kostengünstigste Angebot und benachrichtigt die an der Ausschreibung teilnehmenden Lieferanten unverzüglich, jedoch innerhalb von maximal 3 Stunden, ob ihr Angebot angenommen wurde. Sofern eine Preisformel ausgeschrieben wurde, ist die Preisformel aus dem Angebot des Händlers, der den Zuschlag bekommen hat, für den gesamten Beschaffungszeitraum, der ausgeschrieben wurde, bindend. Für die anderen Händler endet mit Absage die Bindefrist ihrer angebotenen Preisformeln. Dabei ist der Zeitraum so zu wählen, dass der Zeitraum von 3 Stunden innerhalb der üblichen Energiehandelsstunden liegt. Ebenso müssen die einzelnen Fixierungstermine bei Ausschreibung einer Preisformel nach dem Muster „ $k_1 \times \text{Base} + k_2 \times \text{Peak} + k_3$ “ innerhalb der üblichen Energiehandelsstunden liegen.
- (3) Der Zeitraum zwischen Angebotszuschlag und Lieferbeginn darf zwei Wochen nicht unterschreiten.
- (4) Bei Ausfall des Lieferanten (vgl. Ziff. 4.1.7) und einer damit verbundenen Neuausschreibung kann, soweit es notwendig ist, von den vorgenannten Fristen abgewichen werden.

4.3 Zeitpunkt der erstmaligen Ausschreibung und Übergangsregelungen

- (1) Dieses Ausschreibungsverfahren findet auf Beschaffungsvorgänge nach Inkrafttreten der Festlegung Anwendung.
- (2) Für die Lieferjahre 2012 und 2013 finden die Grundsätze der „freiwilligen Selbstverpflichtung BW zur Verlustenergie“ entsprechend Anlage 1 der Festlegung der LRegB BW vom 26.10.2009 Anwendung.

5. Einbeziehung der Kosten in die Erlösobergrenze

5.1 Allgemeine Grundsätze

- (1) Gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV erfolgt eine Anpassung der Erlösobergrenzen bei einer Änderung der Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV zum 1. Januar eines Kalenderjahres. Abzustellen ist dabei auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten.
- (2) Die anerkennungsfähigen Kosten ermitteln sich aus der Multiplikation des berücksichtigungsfähigen spezifischen Beschaffungspreises (Ziffer 5.4) mit der tatsächlichen Verlustenergiemenge.
- (3) Berechnungsgrundlage für die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie sind die tatsächlichen Verlustmengen (nicht die beschafften).
- (4) Die entsprechend dieser Selbstverpflichtung berechneten anerkennungsfähigen Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie werden nach der Maßgabe des § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu der Erlösobergrenze hinzuaddiert.
- (5) Im Gegenzug werden die bisher enthaltenen Ansätze für die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie aus der Erlösobergrenze herausgerechnet. Hierbei wird unterstellt, dass die bisherigen Beschaffungskosten für die Verlustenergie vollständig die Beschaffungskosten für die Langfristkomponente widerspiegeln. Die Herausrechnung aus den einzelnen Kostenanteilen der Erlösobergrenze berechnet sich dabei wie folgt:

KA_{vnb} = Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie in der Kostenprüfung x bereinigter Effizienzwert nach § 15 ARegV des jeweiligen Netzbetreibers,

KA_b = Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie in der Kostenprüfung x (1 – bereinigter Effizienzwert nach § 15 ARegV des jeweiligen Netzbetreibers).

5.2 Allgemeiner Referenzpreis

Der allgemeine Referenzpreis wird folgendermaßen ermittelt:

5.2.1 EEX-Preis

- (1) Innerhalb eines 12-monatigen Zeitraums (01.01. bis 31.12.) wird auf der Basis von EEX-Börsenpreisen ein durchschnittlicher mengengewichteter (gehandelte Menge) Preis ermittelt.

- (2) Die Ermittlung erfolgt getrennt für die Handelsprodukte Grundlast (Baseload) und Spitzenlast (Peakload) für den jeweiligen Lieferzeitraum (Terminmarkt/Future). Ausschlaggebend sind die an der EEX ermittelten Abrechnungspreise der Jahresfutures Strom mit finanzieller Erfüllung für die Lastprofile Grundlast und Spitzenlast für das Lieferjahr t+1 zur Lieferung in die zulässigen Regelzonen des EEX-Spotmarktes zuzüglich eines Zuschlag von 0,05 ct/kWh (für das Beschaffungsjahr 2014 und Lieferjahr 2015 also die Abrechnungspreise von Phelix Baseload Year Futures, Cal-15 und Phelix Peakload Year Futures, Cal-15).
- (3) Um einen einheitlichen Referenzpreis zu erhalten, ist eine Gewichtung zwischen den Grund- und Spitzenlastprodukten notwendig, die pauschal für alle Netzbetreiber gilt. Bei der Gewichtung wird der Anteil für die Grundlast mit 76 %, der Anteil für die Spitzenlast wird mit 24 % festgelegt.

5.2.2 Mengengewichteter Durchschnittspreis

- (1) Neben dem EEX-Preis wird zusätzlich ein mengengewichteter durchschnittlicher Beschaffungspreis der Netzbetreiber zugrunde gelegt, die in Baden-Württemberg - in der Zuständigkeit der LRegB BW - am System der Verfahrensregulierung teilnehmen.
- (2) Damit soll der Referenzpreis an die tatsächlich am Markt erzielten und erzielbaren Preise angenähert werden.
- (3) Grundsätzlich wird jeder Einzelwert, zu dem beschafft wurde, eingerechnet. Jeder Einzelwert der Beschaffung wird zudem mit dem Abrechnungspreis an der EEX nach Ziffer 5.2.1 Abs. 2 und Abs. 3 vom Beschaffungstag verglichen. Liegt dieser niedriger, wird der jeweilige Einzelwert durch den Abrechnungspreis an der EEX nach Ziffer 5.2.1 Abs. 2 und Abs. 3 des Beschaffungstages ersetzt.
- (4) Bei Einzelwerten der Beschaffung, denen nur ein Handelsprodukt (Grundlast oder Spitzenlast) zugrunde liegt, wird der jeweilige Einzelwert mit dem Abrechnungspreis an der EEX nach Ziffer 5.2.1 Abs. 2 für das entsprechende Handelsprodukt vom Beschaffungstag verglichen. Liegt dieser niedriger, wird der jeweilige Einzelwert durch den Abrechnungspreis an der EEX nach Ziffer 5.2.1 Abs. 2 für das entsprechende Handelsprodukt des Beschaffungstages ersetzt.
- (5) Beeinflusst ein Netzbetreiber mit seiner Verlustenergiemenge mehr als $\frac{1}{3}$ der gesamten von der LRegB BW zu betrachtenden Verlustenergiemenge, so wird seine Verlustenergiemenge maximal mit einem Anteil von $\frac{1}{3}$ in der Gesamtmenge berücksichtigt.

- (6) Als Zeitraum wird derselbe zugrunde gelegt, wie für die Ermittlung des EEX-Preises.

5.2.3 Vergleich EEX-Preis mit mengengewichtetem Durchschnittspreis

Der mengengewichtete Durchschnittspreis nach Ziffer 5.2.2 gilt als allgemeiner Referenzpreis, sofern er den mengengewichteten EEX-Preis nach Ziffer 5.2.1 um nicht mehr als 10 % übersteigt. Ansonsten entspricht der mengengewichtete Durchschnittspreis dem EEX-Preis zuzüglich 10 %.

5.3 Referenzverlustquote und individueller Referenzpreis

5.3.1 Bisherige Praxis

- (1) Die Bundesnetzagentur und auch andere Regulierungsbehörden haben im Rahmen der letzten Kostenprüfungsrunde Zielgrößen für die Verlustenergiemengen je Spannungsebene vorgegeben.
- (2) Die Verlustquoten von Verteilungsnetzbetreibern in Baden-Württemberg über alle Spannungsebenen hinweg bewegen sich überwiegend im Bereich von 2 % bis 3 %, wobei ländliche Netzbetreiber tendenziell geringfügig höhere Verlustquoten ausweisen.
- (3) Um ausreichende Anreize zur Nutzung aller Möglichkeiten zur Verlustenergieminimierung im Sinne einer verfahrenswirksamen Regulierung zu schaffen bzw. beizubehalten und zum Ausgleich von mathematisch kritisch ermittelten Verlustenergiemengen (so bleibt z.B. „Stromdiebstahl“ unberücksichtigt), wird eine Begrenzung der anerkennungsfähigen Netzverluste durchgeführt.

5.3.2 Referenzverlustquote

- (1) Berechnungsgrundlage für die Referenzverlustquote sind die tatsächlichen Verlustmengen (nicht die beschafften).
- (2) Die Verlustenergiemengen werden grundsätzlich bis zu einer Verlustenergiemenge von 2,3 % anerkannt, danach erfolgt eine stufenweise Absenkung der anerkennungsfähigen Verlustenergiemenge bis zu einer Verlustquote von 2,9 %, für Verlustenergiemengen über der Quote von 2,9 % erfolgt keine Anerkennung.
- (3) Für eher ländliche Netzbetreiber erhöhen sich die Grenzwerte um 0,2 Prozentpunkte.
- (4) Die Verlustquote definiert sich dabei als Quotient der tatsächlichen Verlustenergiemenge (nicht der beschafften) und der eingespeisten Menge (vgl. auch Ziffer 3.1. Satz 2).

(5) Damit ergeben sich folgende Grenzwerte:

für alle Netzbetreiber mit Ausnahme der ländlichen Netzbetreiber:

für die Verlustmenge $\leq 2,3$ %	100 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,3$ % bis $\leq 2,4$ %	86 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,4$ % bis $\leq 2,5$ %	71 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,5$ % bis $\leq 2,6$ %	57 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,6$ % bis $\leq 2,7$ %	43 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,7$ % bis $\leq 2,8$ %	29 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,8$ % bis $\leq 2,9$ %	14 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,9$ %	0 % Anerkennung d.h. keine Anerkennung

für ländliche Netzbetreiber:

für die Verlustmenge $\leq 2,5$ %	100 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,5$ % bis $\leq 2,6$ %	86 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,6$ % bis $\leq 2,7$ %	71 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,7$ % bis $\leq 2,8$ %	57 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,8$ % bis $\leq 2,9$ %	43 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 2,9$ % bis $\leq 3,0$ %	29 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 3,0$ % bis $\leq 3,1$ %	14 % Anerkennung
für die Verlustmenge $> 3,1$ %	0 % Anerkennung d.h. keine Anerkennung

Beispiel:

Ein ländlicher Netzbetreiber weist eine Verlustmenge von 2,97% aus. Damit beträgt die anerkennungsfähige Verlustenergiequote:

Bis 2,5 %	100 %	2,500 %
Von 2,5 % bis 2,6 %	86 %	0,086 %
Von 2,6 % bis 2,7 %	71 %	0,071 %
Von 2,7 % bis 2,8 %	57 %	0,057 %
Von 2,8 % bis 2,9%	43 %	0,043 %
Von 2,9 % bis 2,97 %	29 %	0,020 %
Referenzverlustquote		<u>2,777 %</u>

5.3.3 Individueller Referenzpreis

Der individuelle Referenzpreis ergibt sich aus der Multiplikation der Referenzverlustquote mit dem allgemeinen Referenzpreis und der Division durch die tatsächliche Verlustenergiequote (vgl. auch Ziffer 5.3.2 Abs. 4).

5.3.4 Ländlicher Netzbetreiber

- (1) Zur Ermittlung eines ländlichen Netzbetreibers ist auf die „Verlusttreiber“ beim Netzbetreiber abzustellen. Verlusttreiber ist in der Netzebene die durchgeleitete Menge im Verhältnis zur Leitungslänge, eine Berücksichtigung von Verlusttreibern in den Umspannungsebenen erfolgt aufgrund ungeeigneter Parameter nicht.
- (2) Erfüllt ein Netzbetreiber die beiden nachfolgenden Kriterien, handelt sich um einen ländlichen Netzbetreiber im Sinne dieser freiwilligen Selbstverpflichtung.
 1. Die transportierte Energiemenge in der Mittelspannung im Verhältnis zur Leitungslänge in der Mittelspannung ist kleiner als 1,00 GWh je km.
 2. Die transportierte Energiemenge in der Niederspannung im Verhältnis zur Leitungslänge in der Niederspannung ist kleiner als 0,21 GWh je km.
- (3) Entscheidend für die Bestimmung, ob ein Kriterium erfüllt ist, ist die Datenmitteilung des jeweiligen Netzbetreibers an die Bundesnetzagentur im Rahmen der Durchführung des Effizienzvergleichs. Die Einordnung oder Nichteinordnung als ländlicher Netzbetreiber gilt für die gesamte Regulierungsperiode. Die Unterzeichner erkennen die behördliche Zuordnung durch die LRegB BW der Netzbetreiber, die als ländlich in diesem Sinne gelten sollen, an.

5.4 Berücksichtigungsfähiger spezifischer Beschaffungspreis

- (1) Zur Ermittlung des berücksichtigungsfähigen spezifischen Preises für die Beschaffung für Verlustenergie wird um den nach Ziffer 5.3.3 ermittelten individuellen Referenzpreis ein Korridor von $\pm 5\%$ für die Berücksichtigung der Unterschiede zwischen den realen und den theoretischen Beschaffungsvorgängen sowie ein Kappungsgrenze von weiteren $+30\%$ gebildet. Innerhalb des Korridors wird der tatsächliche spezifische Beschaffungspreis als individueller spezifischer Beschaffungspreis vollständig anerkannt.
- (2) Ein über dem Korridor liegender tatsächlicher spezifischer Beschaffungspreis, welcher die Kappungsgrenze nicht übersteigt, kann nur anteilig bei der Ermittlung des berücksichtigungsfähigen spezifischen Beschaffungspreises berücksichtigt werden. Hierbei können nur $\frac{2}{3}$ des Teils des tatsächlichen spezifischen Beschaffungspreises, welcher über dem Korridor liegt, in den berücksichtigungsfähigen spezifischen Beschaffungspreis einbezogen werden.

- (3) Ein über der Kappungsgrenze liegender tatsächlicher spezifischer Beschaffungspreis kann nur teilweise berücksichtigt werden. Hierbei kann nur $\frac{2}{3}$ des Teils des tatsächlichen spezifischen Beschaffungspreises, welcher über dem Korridor liegt und die Kappungsgrenze nicht übersteigt, in den berücksichtigungsfähigen Beschaffungspreis einbezogen werden. Der die Kappungsgrenze übersteigende Anteil des tatsächlichen spezifischen Beschaffungspreises ist nicht anerkennungsfähig.
- (4) Ein unter dem Korridor liegender tatsächlicher spezifischer Beschaffungspreis wird vollständig in den berücksichtigungsfähigen spezifischen Beschaffungspreis einbezogen. Zusätzlich kann der Netzbetreiber $\frac{1}{3}$ der Differenz zwischen dem tatsächlichen spezifischen Beschaffungspreis und dem spezifischen Preis, der den unteren Rand des Korridors bildet, in den berücksichtigungsfähigen spezifischen Beschaffungspreis einbeziehen.
- (5) Das beiliegende Berechnungstool ist Bestandteil dieser freiwilligen Selbstverpflichtung.

6. Schlussbestimmungen

Die Netzbetreiber verpflichten sich, die Bestimmung der Langfristkomponente und die einzelnen Ausschreibungsschritte für einen sachkundigen Dritten (LRegB BW) nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren und analog der Regelung des § 28 Satz 4 StromNEV zehn Jahre aufzubewahren. In dieser Dokumentation ist der jeweilige verantwortliche Mitarbeiter des Netzbetreibers zu benennen. Die Dokumentation ist der LRegB BW auf Verlangen vorzulegen. Die Netzbetreiber verpflichten sich weiter, auf Anforderung der LRegB BW alle in diesem Zusammenhang stehenden Auskünfte einschließlich abstrakter oder konkreter Berechnungen binnen spätestens 4 Wochen zu erteilen oder vorzulegen.

Teilnahmeerklärung

Hiermit erklärt die

Firma des Stromnetzbetreibers

dass sie sich die vorstehende „freiwillige Selbstverpflichtung BW zur Verlustenergie“ in der Fassung der Festlegungsentscheidung der LRegB BW vom 16.10.2013 **verbindlich** zu Eigen macht. Wir werden zukünftig unsere Verlustenergiemengen entsprechend den Vorgaben der „freiwilligen Selbstverpflichtung BW zur Verlustenergie; 2. Regulierungsperiode“ beschaffen und diese Beschaffungskosten selbstständig nach Maßgabe des § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV sowie entsprechend den Vorgaben der „freiwilligen Selbstverpflichtung BW zur Verlustenergie; 2. Regulierungsperiode“ in die Erlösobergrenzen einbeziehen.

Ort, Datum

Unterschrift