

Entwurf

Verordnung des Vorstandes der E-Control, mit der ein angemessenes Entgelt für Engpassmanagementmaßnahmen festgelegt wird (Engpassmanagementverordnung – EPM-V)

Aufgrund des § 140 Abs. 3 des Bundesgesetzes zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – ElWG), BGBl. I Nr. 91/2025, wird verordnet:

Regelungsgegenstand

§ 1. Diese Verordnung trifft Regelungen zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für Flexibilitätsleistungen, die im Rahmen des Engpassmanagements (EPM) im Übertragungsnetz

1. bei Abschluss von Verträgen über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen mit Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen mit einer Maximalkapazität ab 1 MW gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 lit. b ElWG,
2. bei Anordnung von Flexibilitätsleistungen von Netzbenutzern gemäß § 140 Abs. 1 Z 2 ElWG sowie
3. im Wege gesicherter Leistungen von Erzeugern oder Entnehmern gemäß § 140 Abs. 4 ElWG erbracht werden.

Begriffsbestimmungen

§ 2. (1) Im Sinne dieser Verordnung bezeichnet der Ausdruck

1. „Abrufzeitpunkt“ jenen Zeitpunkt, an dem bei einem Anlagenbetreiber eine Engpassmanagementmaßnahme durch den Regelzonenführer angefordert wurde; werden EPM-Leistungen gemeinsam vermarktet, gilt der Anfragezeitpunkt des Regelzonenführers als Abrufzeitpunkt;
2. „Anlagenbetreiber“ jene natürliche oder juristische Person, die für den Einsatz oder die Vermarktung der jeweiligen Stromerzeugungsanlage oder Energiespeicheranlage bzw. für die Stromversorgung oder den -einkauf der Verbrauchsanlage verantwortlich ist;
3. „Engpassmanagementmaßnahme“ die Erbringung einer Flexibilitätsleistung gemäß § 6 Abs. 1 Z 42 in Verbindung mit § 140 Abs. 1 ElWG;
4. „Entladedauer“ eine Zeitdauer (in Stunden), die sich durch die Relation von maximalem Energiespeicherinhalt (in MWh) zur Engpassleistung (in MW) der Energiespeicheranlage ergibt;
5. „Entgeltklasse“ eine Entgeltregelung für Stromerzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und sonstige Netzbenutzer in **Anlage 1**, die für eine spezifische Gruppe von Anlagen gleichermaßen gilt;
6. „Kurzfristspeicher“ eine Energiespeicheranlage mit einer Entladedauer von bis zu 24 Stunden;
7. „Langfristspeicher“ eine Energiespeicheranlage mit einer Entladedauer von mindestens 168 Stunden;
8. „Leistungserhöhung“ bzw. „Leistungsreduktion“ eine im Zuge einer Engpassmanagementmaßnahme des Regelzonenführers erfolgende Leistungsänderung einer Anlage am Netzanschlusspunkt;
9. „Mittelfristspeicher“ eine Energiespeicheranlage mit einer Entladedauer von mehr als 24 Stunden und weniger als 168 Stunden;
10. „VWAP“ (Volume Weighted Average Price) einen mengengewichteten Durchschnittspreis.

(2) Im Übrigen gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 6 ElWG.

Abgeltung für Engpassmanagementmaßnahmen

§ 3. (1) Die für Engpassmanagementmaßnahmen nutzbaren Anlagen sind durch den Regelzonenführer Entgeltklassen gemäß **Anlage 1** zuzuordnen. Diese Zuordnung ist der Regulierungsbehörde vorzulegen. Alle technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter, die für die Zuordnung oder die Abgeltung relevant sind, sind durch den jeweiligen Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu melden und durch den Regelzonenführer zu prüfen. Die technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter sind durch den Regelzonenführer auf Anfrage der Regulierungsbehörde vorzulegen.

(2) Für die Abgeltung von Engpassmanagementmaßnahmen gelten die gemäß **Anlage 1** festgelegten Entgelte bzw. Berechnungsformeln als angemessen.

(3) Die durch Engpassmanagementmaßnahmen verursachte positive oder negative Energiemenge ist in die Bilanzgruppe des Regelzonenführers („EPM-BG“) zu übertragen.

Inkrafttreten

§ 4. Diese Verordnung tritt mit dem der Kundmachung folgenden Tag in Kraft. Gleichzeitig tritt die Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der das Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für die Leistungen der Erzeuger zur Beseitigung von Netzengpässen im Übertragungsnetz festgelegt wird, kundgemacht im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 077 am 17. April 2008, außer Kraft.

Anlage 1**Angemessenes Entgelt gemäß § 140 Abs. 3 ElWG****Abschnitt 1****Erbringung von Flexibilitätsleistungen mit Stromerzeugungsanlagen und
Energiespeichereinrichtungen mit einer Maximalkapazität ab 1 MW gemäß § 140 Abs. 1 Z 1
lit. b ElWG**

Zum Zwecke der Ermittlung des spezifischen Entgelts werden die für Engpassmanagement relevanten Stromerzeugungsanlagen und Energiespeichereinrichtungen in folgende Entgeltklassen eingeteilt:

I. Entgeltklasse Wärmekraftwerke

Bei einer angeforderten Veränderung des Kraftwerkseinsatzes (Leistungserhöhung bzw. Leistungsreduktion) wird das anzuwendende Entgelt viertelstündlich (t) je nach Marktlage anhand des aktuellen Marktwertes der Energie im Spotsegment des Großhandelsmarktes oder der relevanten Grenzkosten errechnet:

$$Entgelt_{BS,t} = \Delta P_t \cdot \max \left(\underbrace{VWAP_d(DA)}_{\text{Marktwert}}; \underbrace{\frac{p_{BS,d} + p_{CO_2,d} \cdot EF_{BS}}{\eta(P_t)} + SK_t - SE_t}_{\text{Grenzkosten}} \right)$$

wobei gilt

$Entgelt_{BS,t}$ ist das angemessene Entgelt je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch ein Wärmekraftwerk differenziert nach Hauptbrennstoff (BS). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Betriebspunkt ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t).

$VWAP_d(DA)$ ist der anhand der viertelstündlichen brennstoffspezifischen Einspeisewerte mengengewichtete Durchschnittspreis (VWAP) im Day-Ahead-Markt (DA) der vorangegangenen sieben Liefertage. Dieses Entgeltelement repräsentiert das vorherrschende tagesvariable Spotpreisniveau für Wärmekraftwerke (in EUR/MWh).

$p_{BS,d}$ beschreibt den tagesvariablen Brennstoffpreis (in EUR/MWh) des eingesetzten Hauptbrennstoffes basierend auf einer rollierenden Beschaffung anhand eines für den jeweiligen Brennstoff repräsentativen Börsenpreisindikators über die zurückliegenden hundert Kalendertage.

$p_{CO_2,d}$ ist der tagesvariable CO₂-Preis (in EUR pro Tonne CO₂) für den Ausgleich, der durch den Wärmekraftwerkseinsatz entstehenden CO₂-Emissionen.

EF_{BS} ist der für den jeweiligen Hauptbrennstoff anzusetzenden Emissionsfaktor (in Prozent). Dieser ist auf Grundlage des wissenschaftlichen Erkenntnisstandards als fester Wert anzulegen.

$\eta(P_t)$ ist die anlagenspezifische Kraftwerkseffizienz (Wirkungsgrad) der jeweiligen Anlage bei gegebener Leistungserbringung im Betriebspunkt P_t in der jeweiligen Viertelstunde (in Prozent).

SK_t beschreibt die durch die Engpassmanagementmaßnahme zusätzlich anfallenden sonstigen variablen Kosten (SK), welche im Kontext der Engpassmanagementmaßnahme in nachvollziehbarer Weise auf die jeweilige Viertelstunde umgelegt werden können (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

SE_t beschreibt die durch die Engpassmanagementmaßnahme zusätzlich anfallenden sonstigen variablen Erlöse (SE), welche im Kontext der Engpassmanagementmaßnahme in nachvollziehbarer Weise auf die jeweilige Viertelstunde umgelegt werden können (in EUR/MWh).

II. Entgeltklasse Energiespeichereinrichtungen**1. Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Einspeisung**

Bei der Ermittlung der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten durch die Erbringung von Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Einspeisung (E) von Energiespeichereinrichtungen sind aufgrund endlicher Speicherressourcen konkurrierende Vermarktungsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Je nach Größenklasse der Energiespeichereinrichtung bestehen unterschiedliche zeitliche Verlagerungsmöglichkeiten

des Energieinhaltes auf zukünftige Lieferzeiträume. Dies wird in den jeweiligen Abgeltungsansätzen berücksichtigt:

(a) Langfristspeicher

Bei einer angeforderten Veränderung der Einspeisung (Leistungserhöhung bzw. Leistungsreduktion) eines Langfristspeichers (LS) wird das anzuwendende Entgelt anhand der Vermarktungsmöglichkeiten der vorhandenen Energieinhalte in Bezug auf Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday) und Terminmarkt (Verlagerungsoportunität) errechnet:

$$Entgelt_{LS,E,t} = \Delta P_t \cdot \max \left(\underbrace{VWAP_d(DA)}_{\text{Day-Ahead}}; \underbrace{Q_{0,75,d}(ID)}_{\text{Intraday}}; \underbrace{F_{1MA,m} \cdot AF_{1MA,m}; F_{2MA,m} \cdot AF_{2MA,m}}_{\text{Terminmarkt}} \right)$$

wobei gilt

$Entgelt_{LS,E,t}$ ist das angemessene Entgelt je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch Anpassung der Einspeisung eines Langfristspeichers (LS_E). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung durch Anpassung der Einspeisung im Vergleich zur Einspeisung ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t).

$VWAP_d(DA)$ repräsentiert das vorherrschende tagesvariable Spotpreisniveau für Langfristspeicher und entspricht einem mengengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) der vorangegangenen sieben Liefertage. Zur Berechnung im Kontext von Langfristspeichern sind die Viertelstundenpreise im Day-Ahead-Markt (DA) und die viertelstündlichen Einspeisewerte des Produktionstyps Pumpspeicher heranzuziehen.

$Q_{0,75,d}(ID)$ entspricht dem 75%-Preisquantil des viertelstündlichen Intraday-Index, der die kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten in den letzten drei Handelsstunden vor Lieferung repräsentiert.

F_{1MA} ist der aktuelle Settlementpreis des Base-Futures (F) für österreichische Lieferung im ersten Folgemonat (1-Month-Ahead).

$AF_{1MA,m}$ ist der errechnete Aufschlagsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im ersten Folgemonat (1-Month-Ahead).

F_{2MA} ist der aktuelle Settlementpreis des Base-Futures (F) für österreichische Lieferung im zweiten Folgemonat (2-Month-Ahead).

$AF_{2MA,m}$ ist der errechnete Aufschlagsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im zweiten Folgemonat (2-Month-Ahead).

(b) Mittelfristspeicher

Bei einer Veränderung der Erzeugung (Leistungserhöhung bzw. Leistungsreduktion) eines Mittelfristspeichers (MS) wird das anzuwendende Entgelt anhand der Vermarktungsmöglichkeiten der vorhandenen Energieinhalte in Bezug auf Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday) und Terminmarkt (Verlagerungsoportunität) errechnet:

$$Entgelt_{MS,E,t} = \Delta P_t \cdot \max \left(\underbrace{VWAP_d(DA)}_{\text{Day-Ahead}}; \underbrace{Q_{0,75,d}(ID)}_{\text{Intraday}}; \underbrace{Future_{1MA,m} \cdot AF_{1MA,m}}_{\text{Terminmarkt}} \right)$$

wobei gilt

$Entgelt_{MS,E,t}$ ist das angemessene Entgelt je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch Anpassung der Einspeisung eines Mittelfristspeichers (MS_E). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung durch Anpassung der Einspeisung im Vergleich zur Einspeisung ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t).

$VWAP_d(DA)$ repräsentiert das vorherrschende tagesvariable Spotpreisniveau für Mittelfristspeicher und entspricht einem mengengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) der vorangegangenen sieben Liefertage. Zur Berechnung im Kontext von Mittelfristspeichern sind die Viertelstundenpreise im Day-

Ahead-Markt (DA) und die viertelstündlichen Einspeisewerte des Produktionstyps Hydro-Speicher heranzuziehen.

$Q_{0,75,d}(ID)$ entspricht dem 75%-Preisquantil des viertelstündlichen Intraday-Index, der die kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten in den letzten drei Handelsstunden vor Lieferung repräsentiert.

F_{1MA} ist der aktuelle Settlementpreis des Base-Futures (F) für österreichische Lieferung im Folgemonat (1-Month-Ahead).

$AF_{1MA,m}$ ist der errechnete Aufschlagsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im ersten Folgemonat (1-Month-Ahead).

(c) Kurzfristspeicher

Bei einer Veränderung der Einspeisung (Leistungserhöhung bzw. Leistungsreduktion) eines Kurzfristspeichers (KS) wird das anzuwendende Entgelt anhand der Vermarktungsmöglichkeiten der vorhandenen Energieinhalte in Bezug auf Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday) errechnet:

$$Entgelt_{KS_E,t} = \Delta P_t \cdot \max \left(\underbrace{Q_{0,75,d}(DA)}_{\text{Day-Ahead}} ; \underbrace{Q_{0,75,d}(ID)}_{\text{Intraday}} \right)$$

wobei gilt

$Entgelt_{KS_E,t}$ ist das angemessene Entgelt je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch Anpassung der Einspeisung eines Kurzfristspeichers (KS_E). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung durch Anpassung der Erzeugung im Vergleich zur Erzeugung ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t).

$Q_{0,75,d}(DA)$ entspricht dem 75%-Preisquantil der Viertelstundenpreise der Day-Ahead Marktkopplungsauktion. Diese Komponente repräsentiert Vermarktungsmöglichkeiten am Day-Ahead-Markt.

$Q_{0,75,d}(ID)$ entspricht dem 75%-Preisquantil des viertelstündlichen Intraday-Index, der die kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten in den letzten drei Handelsstunden vor Lieferung repräsentiert.

2. Flexibilitätsleistungen durch Anpassung des Bezugs

Bei einer angeforderten Veränderung des Bezugs (B) wird die Speicherbefüllung bzw. -ladung beeinflusst. Es sind Speicherverluste zu berücksichtigen. Aufgrund endlicher Speicherressourcen sind konkurrierende Vermarktungsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Je nach Größenklasse der Energiespeicheranlage bestehen unterschiedliche zeitliche Verlagerungsmöglichkeiten auf zukünftige Lieferzeiträume.

(a) Langfristspeicher

Das anzuwendende Entgelt eines Langfristspeichers (LS) wird anhand der marktlichen Bewertung der Energiespeicherinhalte in Bezug auf Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday) und Terminmarkt (Verlagerungsoportunität) errechnet:

$$Entgelt_{LS_B,t} = \Delta P_t \cdot VF \cdot \max \left(\underbrace{VWAP_d(DA)}_{\text{Day-Ahead}} ; \underbrace{Q_{0,75,d}(ID)}_{\text{Intraday}} ; \underbrace{F_{1MA,m} \cdot AF_{1MA,m} ; F_{2MA,m} \cdot AF_{2MA,m}}_{\text{Terminmarkt}} \right)$$

wobei gilt

$Entgelt_{LS_B,t}$ ist das angemessene Entgelt je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch Anpassung des Bezugs eines Langfristspeichers (LS_B). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Wert ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t), wobei die Leistungserhöhung einer Bezugsreduktion bzw. die Leistungsreduktion einer Bezugserhöhung entspricht.

VF ist der spezifischen Verlustfaktor des Langfristspeichers (in Prozent, $VF < 100\%$). Je nach Speichertyp werden hierbei Speicherverluste abgebildet. VF stellt jedenfalls einen technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter gemäß § 3 Abs. 1 dieser Verordnung dar.

$VWAP_d(DA)$ repräsentiert das vorherrschende tagesvariable Spotpreisniveau für Langfristspeicher und entspricht einem mengengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) der vorangegangenen sieben Liefertage. Zur Berechnung im Kontext von Langfristspeichern sind die Viertelstundenpreise im Day-Ahead-Markt (DA) und die viertelstündlichen Einspeisewerte des Produktionstyps Pumpspeicher heranzuziehen.

$Q_{0,75,d}(ID)$ entspricht dem 75%-Preisquantil des viertelstündlichen Intraday-Index, der die kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten in den letzten drei Handelsstunden vor Lieferung repräsentiert.

$F_{1MA,m}$ ist der aktuelle Settlementpreis des Base-Futures für österreichische Lieferung im ersten Folgemonat (1-Month-Ahead).

$AF_{1MA,m}$ ist der errechnete Aufschlagsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im ersten Folgemonat (1-Month-Ahead).

$F_{2MA,m}$ ist der aktuelle Settlementpreis des Base-Futures für österreichische Lieferung im zweiten Folgemonat (2-Month-Ahead).

$AF_{2MA,m}$ ist der errechnete Aufschlagsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im zweiten Folgemonat (2-Month-Ahead).

(b) Mittelfristspeicher

Das anzuwendende Entgelt eines Mittelfristspeichers (MS) wird anhand der marktlichen Bewertung der Energiespeicherinhalte in Bezug auf Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday) und Terminmarkt (Verlagerungsopportunität) errechnet:

$$Entgelt_{MS,B,t} = \Delta P_t \cdot VF \cdot \max \left(\underbrace{VWAP_d(DA)}_{\text{Day-Ahead}}; \underbrace{Q_{0,75,d}(ID)}_{\text{Intraday}}; \underbrace{F_{1MA} \cdot AF_{1MA}}_{\text{Terminmarkt}} \right)$$

wobei gilt

$Entgelt_{MS,B,t}$ ist das angemessene Entgelt je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch Anpassung des Bezugs eines Mittelfristspeichers (MS_B). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Wert ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t), wobei die Leistungserhöhung einer Bezugsreduktion bzw. die Leistungsreduktion einer Bezugserhöhung entspricht.

VF ist der spezifischen Verlustfaktor des Langfristspeichers (in Prozent, $VF < 100\%$). Je nach Speichertyp werden hierbei Speicherverluste abgebildet. VF stellt jedenfalls einen technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter gemäß § 3 Abs. 1 dieser Verordnung dar.

$VWAP_d(DA)$ repräsentiert das vorherrschende tagesvariable Spotpreisniveau für Mittelfristspeicher und entspricht einem mengengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) der vorangegangenen sieben Liefertage. Zur Berechnung im Kontext von Mittelfristspeichern sind die Viertelstundenpreise im Day-Ahead-Markt (DA) und die viertelstündlichen Einspeisewerte des Produktionstyps Hydro-Speicher heranzuziehen.

$Q_{0,75,d}(ID)$ entspricht dem 75%-Preisquantil des viertelstündlichen Intraday-Index, der die kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten in den letzten drei Handelsstunden vor Lieferung repräsentiert.

$Future_{1MA}$ ist der aktuelle Settlementpreis des Base-Futures für österreichische Lieferung im ersten Folgemonat (1-Month-Ahead) an der Strombörse EEX.

$AF_{1MA,m}$ ist der errechnete Aufschlagsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im ersten Folgemonat (1-Month-Ahead).

(c) Kurzfristspeicher

Das anzuwendende Entgelt eines Kurzfristspeichers (KS) wird anhand der marktlichen Bewertung der Energiespeicherinhalte in Bezug auf Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday) errechnet:

$$Entgelt_{KS,B,t} = \Delta P_t \cdot \max \left(\underbrace{Q_{0,75,d}(DA)}_{\text{Day-Ahead}}; \underbrace{Q_{0,75,d}(ID)}_{\text{Intraday}} \right)$$

wobei gilt

$Entgelt_{KFS_NB,t}$ ist das angemessene Entgelt (auf Viertelstundenbasis) für die Abgeltung der Erbringung der Flexibilitätsleistung durch Anpassung des Bezugs eines Kurzfristspeichers (KS_B). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Wert ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t), wobei die Leistungserhöhung einer Bezugsreduktion bzw. die Leistungsreduktion einer Bezugserhöhung entspricht.

VF ist der spezifischen Verlustfaktor des Langfristspeichers (in Prozent, $VF < 100\%$). Je nach Speichertyp werden hierbei Speicherverluste abgebildet. VF stellt jedenfalls einen technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter gemäß § 3 Abs. 1 dieser Verordnung dar.

$Q_{0,75}(DA)$ entspricht dem 75%-Preisquantil der Viertelstundenpreise der Day-Ahead Marktkopplungsauktion. Diese Komponente repräsentiert Vermarktungsmöglichkeiten am Day-Ahead-Markt.

$Q_{0,75,d}(ID)$ entspricht dem 75%-Preisquantil des viertelstündlichen Intraday-Index, der die kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten in den letzten drei Handelsstunden vor Lieferung repräsentiert.

III. Entgeltklasse dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung

(a) Leistungsreduktion von Marktanlagen

Bei einer Leistungsreduktion im Vergleich zum relevanten Fahrplan des Abrufzeitpunktes wird die daraus resultierende Fehlmenge vom Regelzonenführer entsprechend § 3 Abs. 3 dieser Verordnung ausgeglichen. Lediglich erzeugungsabhängige Komponenten müssen berücksichtigt werden. Aus Sicht des Anlagenbetreibers besteht einerseits ein Erlösentgang durch nicht generierte erneuerbare Herkunftsnachweise und andererseits eine Kostenersparnis durch nicht zu leistende Netzkosten. Diese beiden Komponenten werden bei der Entgeltregelung gegenübergestellt:

$$Entgelt_{DEE_MA_LR,t} = \Delta P_t \cdot (NK_t - HKN_t)$$

wobei gilt

$Entgelt_{DEE_MA_LR,t}$ ist das angemessene Entgelt (je Viertelstunde t) für die Abgeltung einer Leistungsreduktion (LR) durch Reduktion dargebotsabhängiger erneuerbarer Einspeisung einer Marktanlage (DEE_MA). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsreduktion im Vergleich zum Fahrplan des Abrufzeitpunktes (auf Viertelstundenbasis).

NK_t entspricht den entgangenen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

HKN_t entspricht dem Wert der nicht generierten Herkunftsnachweise (HKN) der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh).

(b) Leistungsreduktion von Marktprämienanlagen

Bei Engpassmanagementmaßnahmen durch erneuerbare Anlagen, die der Marktprämie gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), BGBl. I Nr. 150/2021, unterliegen, kommt folgende Entgeltregelung zur Anwendung.

Bei einer Leistungsreduktion im Vergleich zum relevanten Fahrplan Abrufzeitpunktes wird die daraus resultierende Fehlmenge vom Regelzonenführer mittels EPM-BG ausgeglichen. Im Vergleich zu Marktanlagen erweitern sich die erzeugungsabhängigen Komponenten bei Marktprämienanlagen (MPA) um entgangene Prämienentgelte. Aus Sicht des Anlagenbetreibers besteht neben dem Erlösentgang durch nicht generierte erneuerbare Herkunftsnachweise nun zusätzlich ein Prämienentgang. Kostenseitig besteht weiterhin eine Ersparnis durch nicht zu leistende Netzkosten. Diese Komponenten werden bei der Entgeltregelung gegenübergestellt:

$$Entgelt_{DEE_MPA_LR,t} = \Delta P_t \cdot (NK_t - HKN_t - MP_t)$$

wobei gilt

$Entgelt_{DE_MPA_LR,t}$ ist das angemessene Entgelt (je Viertelstunde t) für die Abgeltung einer Leistungsreduktion (LR) durch Reduktion dargebotsabhängiger erneuerbarer Einspeisung einer Marktprämienanlage (DEE_MPA). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsreduktion im Vergleich zum Fahrplan zum des Abrufzeitpunktes (auf Viertelstundenbasis).

NK_t entspricht den entgangenen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

HKN_t entspricht dem Wert der nicht generierten Herkunftsnachweise (HKN) der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh).

MP_t entspricht dem Wert der nicht generierten Marktprämie (MP) gemäß § 11 EAG der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Anlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh).

(c) Leistungsreduktion von Förderanlagen

Bei Engpassmanagementmaßnahmen durch erneuerbare Anlagen, die geförderten Einspeisetarife oder der Marktpreisvergütung gemäß § 41 Abs. 1 Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012), BGBl. I Nr. 75/2011, unterliegen, kommt folgende Entgeltregelung zur Anwendung.

Bei einer Leistungsreduktion im Vergleich zum relevanten Fahrplan des Abrufzeitpunktes wird die daraus resultierende Fehlmenge vom Regelzonenführer mittels EPM-BG ausgeglichen. Die erzeugungsabhängigen Komponenten bei Förderanlagen (FA) umfassen neben Netzkosten auch den jeweiligen Förderbetrag (FB). Erneuerbare Herkunftsnachweise sind für Anlagenbetreiber von Förderanlagen nicht relevant. Es werden lediglich Netzkosten und Förderbetrag bei der Entgeltregelung gegenübergestellt:

$$Entgelt_{DEE_FA_LR,t} = \Delta P_t \cdot (NK_t - FB_t)$$

wobei gilt

$Entgelt_{DEE_FA_LR,t}$ ist das angemessene Entgelt (je Viertelstunde t) für die Abgeltung einer Leistungsreduktion (LR) durch Reduktion dargebotsabhängiger erneuerbarer Einspeisung einer Förderanlage (DEE_FA). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsreduktion im Vergleich zum Fahrplan des Abrufzeitpunktes (auf Viertelstundenbasis).

NK_t entspricht den entgangenen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

FB_t entspricht dem Wert des anzuwendenden Förderbetrags (FB) der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Anlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh).

(d) Leistungserhöhung

Eine Leistungserhöhung ist in speziellen Marktsituationen möglich und betrifft folglich vorrangig Marktanlagen. Falls der Anlagenbetreiber im Zuge niedriger Marktpreise selbst eine Einspeisereduktion vorsieht, kann der Regelzonenführer zur Durchführung einer Engpassmanagementmaßnahme dieser Reduktion entgegenwirken um eine Leistungserhöhung (LE) zu erwirken. Die durch diese Maßnahme zusätzliche Einspeisung an die EPM-BG des Regelzonenführers übertragen. Dabei werden Herkunftsnachweise für den Anlagenbetreiber generiert und es sind zusätzliche Netzkosten zu tragen. Durch das Entgegenwirken des Regelzonenführers zur Leistungserhöhung wird die Differenz aus Netzkosten und Herkunftsnachweisen berücksichtigt:

$$Entgelt_{DEE_LE,t} = \Delta P_t \cdot (NK_t - HKN_t)$$

wobei gilt

$Entgelt_{DEE_LE,t}$ ist das angemessene Entgelt (je Viertelstunde t) für die Abgeltung einer Leistungserhöhung durch Erhöhung dargebotsabhängiger erneuerbarer Einspeisung (DE_LE). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den

Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungserhöhung im Vergleich zum Fahrplan des Abrufzeitpunktes (auf Viertelstundenbasis).

NK_t entspricht den zusätzlichen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

HKN_t entspricht dem Wert der zusätzlich generierten Herkunftsnachweise (HKN) der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh).

(e) Sonderregelung für Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb

Bei Laufwasserkraftwerken mit Schwellbetrieb (LWS) wird grundsätzlich von Marktanlagen ausgegangen. Durch Anpassungen des Schwellbetriebs besteht gewisse Flexibilität für Leistungserhöhungen und -reduktionen, sowie kurzfristige Verlagerungsmöglichkeiten. Dadurch erfolgt kein Verlust von erneuerbaren Herkunftsnachweisen. Das anzuwendende Entgelt wird anhand des Marktpreisniveaus in Bezug auf den Spotmarkt (Day-Ahead) errechnet:

$$Entgelt_{LWS,t} = \Delta P_t \cdot VWAP_d(DA)$$

wobei gilt

$Entgelt_{LWS,t}$ ist das angemessene Entgelt (auf Viertelstundenbasis) für die Abgeltung der Erbringung der Flexibilitätsleistung durch Anpassung der Erzeugung einer Laufwasserkraftanlage mit Schwellbetrieb (LWS). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung durch Anpassung der Erzeugung im Vergleich zur Erzeugung ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t).

$VWAP_d(DA)$ repräsentiert das vorherrschende tagesvariable Spotpreisniveau für Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb und entspricht einem mengengewichteten Preismittelwert der vorangegangenen sieben Liefertage. Zur Berechnung im Kontext von Laufwasserkraftwerken mit Schwellbetrieb sind die Viertelstundenpreise im Day-Ahead-Markt (DA) und die viertelstündlichen Einspeisewerte des Produktionstyps Lauf- und Schwellwasser heranzuziehen.

Abschnitt 2

Flexibilitätsleistungen von Netzbennutzern gemäß § 140 Abs. 1 Z 2 ElWG, sofern alle anderen Möglichkeiten und insbesondere jene gemäß Z 1 ausgeschöpft sind

Im Falle der Anweisung von Erzeugern und Energiespeicheranlagen, die nicht durch Abschnitt 1 umfasst sind, sollen jene Entgeltklassen und -regelungen zur Anwendung kommen, welche in Abschnitt 1 dargelegt wurden.

Bei Anweisung von Verbrauchern gelten folgende Entgeltgrundsätze:

$$Entgelt_{VB,t} = \Delta P_t \cdot W_{VB,t}$$

wobei gilt

$Entgelt_{VB,t}$ ist das angemessene Entgelt (auf Viertelstundenbasis t) durch die Erbringung der Flexibilitätsleistung durch einen Verbraucher (VB). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Wert ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t), wobei die Leistungserhöhung einer Bezugsreduktion bzw. die Leistungsreduktion einer Bezugserhöhung entspricht.

$W_{VB,t}$ beschreibt den durch die Anweisung anfallenden Wert (W) des Zusatz- bzw. Minderverbrauchs des Verbrauchers (VB) bezogen auf die jeweilige Viertelstunde (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

Abschnitt 3

Erzeuger oder Entnehmer, die nach erfolgter Bedarfsermittlung nach § 143 ElWG gemäß den Vorgaben des § 144 zur Vorhaltung zusätzlicher Erzeugungsleistung oder gesichert reduzierbarer Verbrauchsleistung beschafft wurden

Es handelt sich um Netzreserveanlagen, die zur Vorhaltung für Engpassmanagementmaßnahmen durch den Regelzonenführer kontrahiert wurden. Für derartige Anlagen besteht ein Marktverbot. Somit ist die gelieferte Energie im Unterschied zu Marktkraftwerken (siehe Regelungsgegenstand 1) nicht anhand von Marktwerten zu errechnen, sondern erfolgt kostenbasiert:

$$Entgelt_{NA,i,t} = \Delta Q_{NA,i,t} \cdot GK_{NA,i,t}$$

wobei gilt

$Entgelt_{NA,i,t}$ ist das angemessene Entgelt (auf Viertelstundenbasis t) durch die Erbringung der Flexibilitätsleistung durch eine Netzreserveanlage (NA) differenziert nach zugehöriger Entgeltklasse (i). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

$\Delta Q_{NA,i,t}$ beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zur geplanten Leistungserbringung ohne Anweisung (auf Viertelstundenbasis t).

$GK_{NA,i,t}$ beschreibt die durch die Anweisung zusätzlich anfallenden variablen Kosten (Grenzkosten) differenziert nach zugehöriger Entgeltklasse (i) und bezogen auf die jeweilige Viertelstunde (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

Bei Anweisung von Netzreserveanlagen zur Lösung eines Netzengpasses ist zusätzlich zu obiger Entgeltregelung ein Beitrag zur verursachergerechten Umlage von Netzreservekosten vom Anforderer (verursachender Netzbetreiber) einzuheben:

$$UB_{NA,t} = \frac{NRK_m}{2} \cdot \frac{EPM_t(NA)}{EPM_m(gesamt)}$$

wobei gilt

$UB_{NA,t}$ ist der vom Verursacher einzuhebende Umlagebeitrag (UB) je Viertelstunde (t) bei Einsatz einer Netzreserveanlage (NA) zur Lösung eines Netzengpasses (in EUR).

NRK_m bezeichnet die Netzreservekosten im betreffenden Monat (in EUR).

$EPM_m(gesamt)$ ist die Gesamtsumme aller im Netzgebiet des österreichischen Übertragungsnetzes durchgeführten Engpassmanagementmaßnahmen im betreffenden Monat (in MWh).

$EPM_t(NA)$ ist die Energiemenge je Viertelstunde (t) der durchgeführten Engpassmanagementmaßnahme einer Netzreserveanlage zur Lösung eines Netzengpasses (in MWh).

Erläuterungen

Allgemeiner Teil

Durch den definierenden Charakter der Energieform Strom als leitungsgebundenes Gut nimmt die vorhandene Netzinfrastruktur eine zentrale Rolle zur Abwicklung der handelsbasierten Marktallokation ("Dispatch") ein. Aus technischer Perspektive liegen durch die vorhandene Infrastruktur Restriktionen für den Stromaustausch vor. Die Handelstätigkeit im Stromgroßgroßhandel basiert wiederum auf der grundsätzlichen Definition von Gebotszonen, innerhalb derer uneingeschränkter Handel stattfinden kann. Zonenüberschreitender Handel ist im Rahmen der europäischen Marktkopplung möglich. Die österreichische Gebotszone ist integraler Bestandteil der Marktkopplung und verfügt aufgrund der zentraleuropäischen Lage und der früheren Ausgestaltung einer gemeinsamen Gebotszone mit Deutschland über ein hohes Ausmaß zonenübergreifender Handelsmöglichkeiten. Obwohl bei zonenübergreifenden Handelstätigkeiten Netzrestriktionen vorgegeben bzw. mitberücksichtigt werden, kommt es aufgrund einer Vielzahl von Gründen zu Dispatch-Ergebnissen, die zu Überlastungen von einzelnen oder mehreren Netzelementen führen würden. Man spricht in diesem Zusammenhang von Netzengpässen. Es ist die Aufgabe der Netzbetreiber derartige Engpässe anhand von modellbasierten Netzanalysen frühzeitig zu erkennen und im Bedarfsfall Gegenmaßnahmen einzuleiten (Engpassmanagement, engl. "Redispatch").

Mit der vorliegenden Verordnung werden Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für die Flexibilitätsleistungen im Kontext des Engpassmanagement festgelegt. Als Basis sind hierfür die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten heranzuziehen, die durch diese Leistungen verursacht werden. Zudem ist sicherzustellen, dass der Einspeisung von Elektrizität auf der Grundlage von erneuerbaren Energiequellen ein Vorrang einzuräumen ist und bei Anweisungen gegenüber Betreibern von KWK-Anlagen die Sicherheit der Fernwärmeversorgung nicht gefährdet wird. Diese Verfahren wurden gemäß den gesetzlich vorgesehenen Regelungsgegenständen abgegrenzt.

Zu § 140 ELWG (Engpassmanagement im Übertragungsnetz): Der bisherige § 23 Abs. 2 Z 5 ELWOG 2010 soll herausgelöst und als selbstständige Bestimmung konzipiert werden. Bisherige Engpassmanagement-Verträge gelten nunmehr als Verträge über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen und sind grundsätzlich im Rahmen des § 140 in Verbindung mit § 142 über die Flexibilitätsplattform zu beschaffen. Hinsichtlich der Vergütung ist zu differenzieren: Kleine Stromerzeugungs- und Energiespeicheranlagen unter 1 MW sind nach den allgemeinen Regeln für Flexibilitätsleistungen marktbasiert zu vergüten. Für große Stromerzeugungs- und Energiespeicheranlagen ab 1 MW gilt wie bisher die Verpflichtung zur Abgeltung wirtschaftlicher Nachteile und Kosten (Nachteilsausgleich). Gleiches gilt auch für alle Anlagen, die gemäß § 140 Abs. 1 Z 2 ELWG außerhalb von Verträgen gemäß Z 1 auf Anordnung des Regelzonenführers Leistungen erbringen (vgl. bisher § 23 Abs. 9 ELWOG 2010). Generell soll mit der kostenmäßigen Begrenzung auf einen Nachteilsausgleich strategisches Bieterverhalten unterbunden werden.

Besonderer Teil

Zu den Bestimmungen im Einzelnen:

Zu § 1:

Die gegenständliche Verordnung trifft Regelungen zur Festlegung des angemessenen Entgelts für im Fall eines Engpassmanagementabrufs („EPM-Abrufs“) im Fall eines Redispatchbedarfes. Ein EPM-Abruf ist auf Grundlage eines EPM-Vertrages zwischen dem Regelzonenführer und dem EPM-Dienstleister möglich (§ 1 Z 1) oder ohne vertragliche Grundlage aufgrund einer sog. „Einweisung“ durch den Regelzonenführer, dh. bei Anordnung von Flexibilitätsleistungen von Netzbenutzern gemäß § 140 Abs. 1 Z 2 ELWG (§ 1 Z 2); letzteres hat insb. dann zu erfolgen, wenn ein Redispatchbedarf besteht und alle anderen Möglichkeiten und insbesondere jene gemäß § 1 Z 1 ausgeschöpft sind. Als zusätzlicher Regelungstatbestand erwähnt die Verordnungsermächtigung des § 140 Abs. 3 ELWG Netzreservebringer gemäß §§ 143 ff ELWG.

Zu § 2:

Anlagen innerhalb der gleichen Entgeltklasse sind bei Einsatz für Engpassmanagementmaßnahmen anhand der jeweiligen Entgeltregelungen in gleicher Weise abzuwickeln.

Zu § 3:

Für die Abgeltung von EPM-Abrufen auf Basis einer Anordnung gemäß § 140 Abs. 1 Z 2 ELWG legt Abs. 1 in Verbindung mit Anlage 1 das für diesen Fall gebührende Entgelt fest.

Im Fall eines EPM-Abrufs auf vertraglicher Grundlage gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 lit. b ElWG erfolgt eine EPM-Abgeltung auf Basis vertraglicher Vereinbarungen. In diesem Fall gelten die Abs. 2 in Verbindung mit Anlage 1 festgelegten Entgelte als angemessen. Diese sind somit jene Entgelte, die im Rahmen von Verträgen gemäß § 1 Z 1 als angemessen im Sinne des § 138 ElWG anzusehen sind bzw. die bei Anordnungen von Netzbenutzern gemäß § 1 Z 2 und bei Einsatz von Netzreserveanlagen gemäß § 1 Z 3 zur Anwendung kommen. Bei jenen Abgeltungen, denen kein Entgelt im engeren Sinn, sondern eine Berechnungsformel festgelegt wird, gilt die jeweilige verordnete Berechnungsformel als angemessenes Entgelt. Sollte eine höhere vertragliche Abgeltung zur Auszahlung gelangen, ist dies zwar gesetzlich nicht verboten, kann jedoch im Verfahren zur Kostenprüfung als unangemessene Kosten im Sinne des § 138 ElWG zum Abzug gebracht werden.

Alle für die Abwicklung des EPM-Abrufs und der Abgeltung notwendigen Anforderungen und Regelungen hinsichtlich Datenaustausch, Monitoring, Nicht-Erfüllung, sowie auch Rechnungslegung und Zahlung der gemäß Anlage 1 resultierenden Entgelte sind durch den Regelzonenführer zu bestimmen.

Zu § 4:

Da eine Anpassung von EPM-Verträgen an die in der Verordnung normierten Entgelte nicht rechtlich geboten ist, wird hierfür auch keine Übergangsbestimmung festgelegt. Sofern eine Anpassung der jeweils geltenden EPM-Verträge unverzüglich an die verordneten Entgelte erfolgt, liegt für diesen Anpassungszeitraum keine Kostenunangemessenheit vor.

Zu Anlage 1: Angemessenes Entgelt gemäß § 140 Abs. 3 ElWG

Die dargelegten Entgeltregelungen dienen dem Zweck der Objektivierung und Standardisierung wirtschaftlicher Nachteile und Kosten im Zuge von Engpassmanagementmaßnahmen. Zu diesem Zweck werden vergleichbare Anlagen in Entgeltklassen zusammengefasst, die sich hinsichtlich der anzulegenden Bewertung der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten unterscheiden. In jeder Entgeltklasse werden technische und marktliche Möglichkeiten berücksichtigt bzw. transparente und relevante Indikatoren zur Bewertung der gelieferten Energie herangezogen. Die jeweilige marktliche Beurteilung zielt darauf ab, jenen Wert abzubilden, zu dem die betroffene Anlage bzw. vergleichbare Anlagen die angeforderte Leistung im marktlichen Umfeld erbracht hätten. Sollte eine marktliche Bewertung nicht möglich bzw. nicht sachgerecht sein, kommt es entweder zu kostenbasierten Bewertungen oder zur Berücksichtigung spezifischer Fördersystematiken.

Die Entgeltregelungen wurden grundsätzlich auf Viertelstundenbasis (t) spezifiziert und sind somit in Einklang mit der Zeitauflösung der Fahrplanerstellung. Die viertelstündlichen Entgeltregelungen enthalten jedoch auch Parameter anderer zeitlicher Auflösungen (Tageswerte, Monatswerte). Dies ergibt sich einerseits aus der zugrundeliegenden Datenverfügbarkeit, andererseits aus der Anwendung gewisser Berechnungen (Durchschnittsbildung etc.). In den Entgeltregelungen ist die Zeitauflösung bei jedem Parameter mittels Indexierung angegeben (bei Parametern ohne entsprechende Indexierung handelt es sich um Fixwerte). In der konkreten Abwicklung der Entgeltregelungen sind Tageswerte (d) invariabel am jeweiligen Tag der Engpassmanagementmaßnahme bzw. Monatswerte (m) invariabel über den jeweiligen Monat anzuwenden. Für jeden Parameter sind die jeweils letztgültigen Werte zu verwenden. Bei der Bewertung des vorherrschenden Day-Ahead-Spotpreisniveaus auf Basis der VWAP-Ermittlung sind die viertelstündlichen Day-Ahead-Preise der grenzüberschreitenden Marktkopplungsauktion (Single-Day-Ahead-Coupling, „SDAC“). Mengenseitig kommen auch Einspeisewerte unterschiedlicher Produktionstypen zur Anwendung. Für diese Einspeisewerte sind die Netto-Kraftwerkseinspeisungen in die Regelzone APG des genannten Produktionstyps heranzuziehen, die im Bereich Markttransparenz durch den Regelzonenführer veröffentlicht werden (siehe „Erzeugung pro Produktionstyp“). Die für die Abgeltung konkreter Engpassmanagementmaßnahmen verwendeten Werte sind durch den Regelzonenführer im Rahmen des Abwicklungsprozesses zu plausibilisieren.

Die kurzfristigen grenzüberschreitenden Handelsmöglichkeiten im Intraday-Markt in den letzten drei Stunden vor Lieferung ist unter Verwendung des viertelstündlichen Intraday-Index ID15 zu bewerten, der durch die APCS Power Clearing and Settlement AG (APCS) publiziert wird.

Die Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts werden grundsätzlich nach den vorgesehenen drei gesetzlichen Regelungsgegenständen (siehe § 1) abgegrenzt.

Zu Abschnitt 1 (Regelungsgegenstand § 1 Z 1):

§ 140 Abs. 2 ElWG sieht bei der Erbringung der Flexibilitätsleistungen im Zusammenhang mit dem Engpassmanagement gemäß Abs. 1 Z 1 lit. b und Abs. 2 den Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten vor, die unmittelbar durch diese Leistungen verursacht werden. Dabei ist der Regelzonenführer gesetzlich ermächtigt, in Abstimmung mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern mit Marktteilnehmern Verträge über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen von Stromerzeugungsanlagen und

Energiespeicheranlagen mit einer Maximalkapazität ab 1 MW abzuschließen. Es handelt es sich um Anlagen, welche direkt am Strommarkt vermarktet werden („Marktanlagen“) bzw. deren Abgeltung in Prämien- bzw. Fördersystemen geregelt sind („Marktprämienanlagen“ bzw. „Förderanlagen“).

Bei Marktanlagen hat sich das angemessene Entgelt folglich am marktlichen Wert der an den Regelzonenführer übertragenen Energie zu orientieren, wobei stets transparente und relevante Großhandelsindikatoren herangezogen werden sollen. Die daraus folgende Bewertung erfolgt symmetrisch für positive bzw. negative Flexibilitätsleistungen. Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

Bei Marktprämienanlagen und Förderanlagen ist die jeweilige Ausgestaltung und Anreizwirkung des Prämien- und Fördersystems zu berücksichtigen.

I. Entgeltklasse Wärmekraftwerke

Die Entgeltregelung für Wärmekraftwerke bewertet den Kraftwerkseinsatz einer brennstoffbetriebenen Anlage entweder anhand technologiespezifischer Markterlöse oder den anlagenspezifischen Grenzkosten. Dadurch ist sichergestellt, dass auch in Situationen ohne Markteinsatz von Wärmekraftwerken, eine kostenbasierte Bewertung erfolgen kann.

Bei angeforderten Leistungserhöhungen ist der Term ΔP_t und auch das daraus resultierende Entgelt positiv. Folglich ist der ermittelte Betrag für jede Viertelstunde t der erbrachten Leistungserhöhung durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber zu entrichten. Der Anlagenbetreiber wird für die erbrachte Zusatzleistung vergütet.

Bei angeforderten Leistungsreduktionen ist der Term ΔP_t und auch das daraus resultierende Entgelt negativ. Der Anlagenbetreiber lukriert Markterlöse, ohne die hierfür vereinbarte Leistung erbringen zu müssen bzw. vermeidet die Kosten durch den nicht erfolgten Brennstoffeinsatz. Folglich ist der ermittelte Betrag für jede Viertelstunde t der erbrachten Leistungsreduktion durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu entrichten. Der Anlagenbetreiber refundiert die Minderleistung.

Bei Anweisungen gegenüber Betreibern von KWK-Anlagen ist sicherzustellen, dass die Sicherheit der Fernwärmeversorgung nicht gefährdet wird.

Bei Flexibilitätsleistungen, die nur mittels Veränderung des Betriebszustandes zur Herstellung der Betriebsbereitschaft des Kraftwerks erbracht werden können, sind zusätzliche Kosten bzw. Ersparnisse für das Anfahren oder Abstellen des Kraftwerks einzubeziehen. Die Bewertung der Veränderung des Betriebszustandes durch Rampen vor bzw. nach Erbringung der eigentlichen Flexibilitätsleistung erfolgt auf Basis der viertelstündlichen Entgeltregelung (siehe Abschnitt 1, Entgeltklasse Wärmekraftwerke)). Bei erfolgter Rampenvermarktung sind die daraus resultierenden Erlöse vom ermittelten Entgelt in Abzug zu bringen. Alle relevanten Informationen zur Abwicklung der viertelstündlichen Entgeltregelung sind durch den Anlagenbetreiber zu erbringen.

Die vorgesehene rollierende Beschaffung des Hauptbrennstoffes über 100 Kalendertage soll eine angemessene Zeitdauer zur Glättung der anzulegenden Brennstoffkosten abbilden. Bei Erdgasbeschaffungen ist hierbei der wesentliche österreichische Börsenpreisindex CEGHEDI der österreichischen Handelsplattform CEGH (Central European Gas Hub AG) als Referenz heranzuziehen.

Als Referenz ist der tagesaktuelle Settlement-Preis von CO₂-Emissionszertifikaten (in) der EUA-Produkte (European Emission Allowances im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems), welche an der European Energy Exchange AG (EEX) für Dezember des jeweiligen Jahres gehandelt werden, heranzuziehen.

II. Entgeltklasse Energiespeicheranlagen

Eine Energiespeicheranlage ist im Sinne der Begriffsbestimmung in § 6 Abs. 1 Z 38 ElWG als Anlage definiert, in der Energiespeicherung erfolgt. Im Sinne dieser Verordnung werden davon grundsätzlich sowohl hydraulische Speicher als auch Batteriespeicher umfasst. Zum Zwecke der Entgeltfestlegung durch diese Verordnung werden Energiespeicheranlagen nach Größenklassen sowie der Erbringung von Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Erzeugung (Turbinenbetrieb bei hydraulischen Speichern bzw. Batterieentladung) bzw. des Bezugs (Pumpbetrieb bei hydraulischen Speichern bzw. Beladung der Batterie) differenziert.

Energiespeicheranlagen wiederum werden zum Zwecke der Entgeltfestlegung durch diese Verordnung technologieunabhängig in drei verschiedene Größenklassen eingeteilt (Langfristspeicher, Mittelfristspeicher, Kurzfristspeicher).

Die Entgeltregelung bewertet zunächst Einspeiseveränderungen (Turbinenbetrieb bei hydraulischen Speichern bzw. Batterieentladung) anhand der Speicherinhaltsbewertung unter konkurrierenden Vermarktungsmöglichkeiten endlicher Speicherressourcen. Bei angeforderten Leistungserhöhungen ist der Term ΔP_t und auch das resultierende Entgelt positiv. Folglich ist der ermittelte Betrag für jede Viertelstunde t der erbrachten Leistungserhöhung durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber zu entrichten. Der Anlagenbetreiber entnimmt für die Leistungserhöhung Speicherinhalt und wird für den entstehenden Speicherinhaltsverlust entschädigt. Bei angeforderten Leistungsreduktionen ist der Term ΔP_t und auch das Entgelt negativ. Aufgrund der Leistungsreduktion verbleibt zusätzlicher Energiespeicherinhalt zur Erzielung zukünftiger Markterlöse, deren Wert analog zur Bewertung der Leistungserhöhung angesetzt wird. Folglich ist der Absolutbetrag für jede Viertelstunde t der erbrachten Leistungsreduktion durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu entrichten. Der Anlagenbetreiber gleicht den Wert des verbliebenen Energiespeicherinhalts aus.

Im Falle von Energiespeichereinrichtungen besteht weiteres Flexibilitätspotenzial durch die Veränderung des Bezugs (Pumpbetrieb bei hydraulischen Speichern bzw. Batterieladung). Bei angeforderter Leistungserhöhung durch Bezugsreduktion ist der Term ΔP_t positiv. Folglich wird die durch den Anlagenbetreiber eingekaufte Energie an den Regelzonenführer übergeben und dem Anlagenbetreiber steht der mittels Verlustfaktor diskontierte Speicherinhalt nicht zur Verfügung. Der Anlagenbetreiber wird für den entstehenden Speicherinhaltsverlust entschädigt. Bei angeforderter Leistungsreduktion durch Bezugserhöhung ist der Term ΔP_t negativ. Folglich wird Speicherinhalt dem Verlustfaktor entsprechend an den Anlagenbetreiber übergeben. Dieser zusätzliche Energiespeicherinhalt kann zur Erzielung zukünftiger Markterlöse eingesetzt werden. Der Anlagenbetreiber entrichtet den Betrag an den Regelzonenführer zur Vergütung des Wertes dieses zusätzlichen Energiespeicherinhalts.

Bei Langfristspeichern und Mittelfristspeichern werden weitreichendere Verlagerungsmöglichkeiten unterstellt und daher auch Terminmarktkontrakte zur Bewertung der Energiespeicherinhalte berücksichtigt, wobei auf Basis der vorgegebenen Entladedauern bei Langfristspeichern eine Verlagerungsoportunität in die folgenden zwei Liefermonate (1-Month-Ahead bzw. 2-Month-Ahead), bei Mittelfristspeichern lediglich eine Verlagerungsoportunität in das folgende Liefermonat (1-Month-Ahead) unterstellt wird. Grundlage für die Bewertung der Verlagerungsoportunität bilden die veröffentlichten Settlementpreise der Monatsfutures für Bandstromlieferung (Base) in das österreichische Marktgebiet der European Energy Exchange AG (EEX). Aufgrund der Limitierung der handelbaren Terminmarktprodukte wird die Terminmarktkomponente mit Base-Kontrakten bewertet, die jedoch nicht die Einspeisecharakteristik derartiger Speichereinrichtungen widerspiegelt. Aus diesem Grund werden monatliche Aufschlagsfaktoren (AF) eingesetzt. Diese sind anhand des Abgleichs historischer Settlement-Preise des relevanten Monatsfutures mit den (im jeweiligen Liefermonat) tatsächlich realisierten mengengewichteten Day-Ahead-Durchschnittspreisen der zurückliegenden drei Jahre herzuleiten. Als Mengengewicht für Langfristspeicher ist die Einspeisung des Produktionstyps Pumpspeicher, für Mittelfristspeicher ist die Einspeisung des Produktionstyps Hydro-Speicher heranzuziehen.

III. Entgeltklasse dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung

Im Kontext dieser Verordnung bezeichnet dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung (DEE) jene Stromerzeugungsanlagen, die direkt von der Verfügbarkeit (Dargebot) der Energieträger Laufwasser, Wind und Sonnenenergie (Photovoltaik) beeinflusst sind und situationsabhängig zu Flexibilitätsleistungen herangezogen werden können. Aufgrund des dargebotsabhängigen Charakters dieser Energieträger sind vor allem Leistungsreduktionen durch Abregelung, seltener auch Leistungserhöhungen im Kontext von niedrigpreisigen Marktsituationen möglich. Vor diesem Hintergrund ist eine symmetrische Bewertung der gelieferten Energie wie im Falle von flexiblen Wärmekraftwerken bzw. Energiespeichereinrichtungen nicht anwendbar – es wird explizit zwischen Leistungsreduktionen und Leistungserhöhungen unterschieden. Zudem ist auch der Fahrplan zum Abrufzeitpunkt zu berücksichtigen und es ist zwischen Marktanlagen, Marktprämienanlagen und Förderanlagen zu unterscheiden. Die Bewertung der wirtschaftlichen Kosten und Nachteile basiert vor allem auf erzeugungsabhängigen Komponenten.

Eine Sonderform dargebotsabhängiger erneuerbarer Einspeisung stellen Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb dar, die durch zusätzliche Planbarkeit, Flexibilität und zeitlich begrenzte Verlagerungsmöglichkeit charakterisiert sind. Dadurch wird eine symmetrische Bewertung von Leistungserhöhungen und -reduktionen anhand von Marktwerten möglich. Aufgrund der Verlagerungsmöglichkeit wird zudem angenommen, dass es zu keinem Verlust von Herkunftsnachweisen bei Leistungsreduktionen kommt.

Im Rahmen der dargelegten Entgeltregelungen für dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung kommt es zu Mengenverschiebungen, die für den Anlagenbetreiber zum Abrufzeitpunkt aufkommensneutral

wirken. Durch den dargebotsabhängigen Charakter der zugrundeliegenden Anlagen kann es jedoch im Zeitverlauf zu weiteren unvorhergesehenen Fahrplanänderungen (Prognoseabweichungen) kommen, die im Rahmen der initialen Anforderung der Engpassmanagementmaßnahme nicht bekannt waren. Derartige Veränderungen sind bei der weiteren Abwicklung durch den Regelzonenführer zu berücksichtigen. Im Bedarfsfall sind daraus resultierende Anpassungen der angeforderten Leistungsänderungen gemäß der jeweiligen Entgeltregelung abzuwickeln.

(a) Leistungsreduktion von Marktanlagen

Bei Leistungsreduktionen ist der Term ΔP_t negativ. Falls die Differenz aus Netzkosten (NK_t) und Herkunftsnachweisen (HKN_t) ebenfalls negativ ist ($HKN_t > NK_t$), ist das Entgelt insgesamt positiv und der Regelzonenführer vergütet den Anlagenbetreiber. Bei einem insgesamt negativen Entgelt ist der Absolutbetrag vom Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu entrichten.

Bei Leistungsreduktionen erneuerbarer Einspeisung durch eine Engpassmanagementmaßnahme, welche nachweislich zu einem Verlust von erneuerbaren Herkunftsnachweisen führt, ist der daraus resultierende Wertverlust zu entschädigen.

(b) Leistungsreduktion von Marktprämienanlagen

Bei Leistungsreduktionen ist der Term ΔP_t negativ. Falls die Netzkosten (NK_t) abzüglich Herkunftsnachweisen (HKN_t) und Marktprämie (MP_t) negativ sind, ist das Entgelt insgesamt positiv und der Regelzonenführer vergütet den Anlagenbetreiber. Bei einem insgesamt negativen Entgelt ist der Absolutbetrag vom Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu entrichten.

Bei Leistungsreduktionen erneuerbarer Einspeisung durch eine Engpassmanagementmaßnahme, welche nachweislich zu einem Verlust von erneuerbaren Herkunftsnachweisen führt, ist der daraus resultierende Wertverlust zu entschädigen.

(c) Leistungsreduktion von Förderanlagen

Bei Leistungsreduktionen ist der Term ΔP_t negativ. Falls die Netzkosten (NK_t) abzüglich des Förderbetrags (FB_t) negativ sind, ist das Entgelt insgesamt positiv und der Regelzonenführer vergütet den Anlagenbetreiber. Bei einem insgesamt negativen Entgelt ist der Absolutbetrag vom Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu entrichten. Als Förderbetrag ist der für die Anlage aktuell angewandte Einspeisetarif oder der Marktpreis gemäß § 41 ÖSG 2012, BGBl. I Nr. 75/2011, anzusetzen.

Bei Leistungsreduktionen erneuerbarer Einspeisung durch eine Engpassmanagementmaßnahme, welche nachweislich zu einem Verlust von erneuerbaren Herkunftsnachweisen führt, ist der daraus resultierende Wertverlust zu entschädigen.

(d) Leistungserhöhung

Es handelt sich um eine marktliche Sondersituation. Der Anlagenbetreiber plant die erwartete Einspeisung zu reduzieren, da die Netzkosten die Erlöse aus Stromvermarktung und Herkunftsnachweisen übersteigt. Im Falle einer Engpassmanagementmaßnahme, die eine Leistungserhöhung durch den Regelzonenführer vorsieht, kann dieses Erzeugungspotenzial genutzt werden. Die Leistungserhöhung wird dem Anlagenbetreiber anhand der positiven Differenz aus Netzkosten und dem Wert von Herkunftsnachweisen abgegolten.

(e) Sonderregelung für Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb

Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb sind hinsichtlich Planbarkeit, Flexibilität und Verlagerungsmöglichkeiten von den anderen Typen dargebotsabhängiger erneuerbarer Anlagen abzugrenzen. Aufgrund des Vorhandenseins von Einspeisedaten, welche diese besondere Charakteristik abbilden, kann ein spezifisches Marktpreisniveau zur Bewertung des Schwellwassers herangezogen werden. Es besteht eine ähnliche Logik wie im Falle von Kurzfristspeichern, somit wird eine marktliche Bewertung des hydraulischen Speicherinhalts vorgenommen.

Zu Abschnitt 2 (Regelungsgegenstand § 1 Z 2):

Das Heranziehen dieser Anlagen ohne EPM-Vertrag mit dem Regelzonenführer ist lediglich für Sondersituationen vorgesehen, da EPM-Vertragskraftwerken der Vorrang zu geben ist. Die Definition derartiger Sondersituationen und die prozessuale Abwicklung von Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Regelungsgegenstandes § 1 Z 2 ist durch den Regelzonenführer zu bestimmen und der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen.

Es handelt sich bei der Abgeltung um eine Bestimmung zur zusätzlichen, im Rahmen des Engpassmanagements erfolgenden Anweisung zu Flexibilitätsleistungen jeglicher Netzbenutzer in außerordentlichen Knappheitssituationen nach Abstimmung zwischen Regelzonenführer und betroffenen Verteilernetzbetreibern.

Für die Anweisung von Verbrauchern ist durch den Regelzonenführer zu prüfen, welche Verbraucherkategorien für die Erbringung von Flexibilitätsleistungen im Kontext des Engpassmanagements im Übertragungsnetz geeignet sind. Auf Basis dieser Evaluierung sollen Entgeltregelungen für jede Verbraucherkategorie zur Anwendung kommen, welche den situativen Rahmen der jeweiligen Flexibilitätsleistung berücksichtigen. Bei Anordnung einer Verbrauchserhöhung ist der Wert der dadurch anfallenden Zusatzkosten abzugelten. Im Falle einer Verbrauchsreduktion ist die Entgeltregelung auf Grundlage spezifischer Werte für die Beibehaltung der Stromversorgung („Value of Lost Load“) herzuleiten, wobei sowohl Herleitungen auf Basis repräsentativer Erhebungen von Zahlungsbereitschaften („Willingness to Pay“) oder Annahmehereitschaften („Willingness to Accept“) als auch Berechnungen anhand von makroökonomischen Indikatoren zulässig sind.

Zu Abschnitt 3 (Regelungsgegenstand § 1 Z 3):

Bei Anlagen, die im Rahmen eines Netzreserve-Vertrags zur Vorhaltung für Engpassmanagement verpflichtet sind, besteht ein Marktverbot und somit keine Möglichkeit zur Erzielung von Markterlösen. Aus diesem Grund ist eine rein kostenbasierte Bewertung vorzunehmen. Je nach Zugehörigkeit zu einer bestimmten Entgeltklasse sollen die für diese Klasse spezifischen Grenzkosten definiert werden. Die bisherigen Erfahrungen aus den Netzreserve-Ausschreibungen haben gezeigt, dass es sich bei der österreichischen Netzreserve um ein Instrument zur Erzielung von Zusatzerlösen für Wärmekraftwerke handelt. Im Falle der Anweisung eines Wärmekraftwerks, das in der Netzreserve kontrahiert ist, gilt die kostenbasierte Adaption des in Abschnitt 1 Kapitel I festgelegten Entgelts.

$$Entgelt_{BS,t} = \Delta P_t \cdot \left(\underbrace{\frac{p_{BS,d} + p_{CO2,d} \cdot EF_{BS}}{\eta(P_t)}}_{\text{Grenzkosten}} + SK_t - SE_t \right)$$

wobei gilt

$Entgelt_{BS,t}$ ist das angemessene Entgelt je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch ein Wärmekraftwerk differenziert nach Hauptbrennstoff (BS). Ein positives Entgelt bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negatives Entgelt einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Betriebspunkt ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t).

$p_{BS,d}$ beschreibt den tagesvariablen (d) Brennstoffpreis (in EUR/MWh) des eingesetzten Hauptbrennstoffes basierend auf einer rollierenden Beschaffung anhand eines für den jeweiligen Brennstoff repräsentativen Börsenpreisindikators über die zurückliegenden hundert Kalendertage.

$p_{CO2,d}$ ist der tagesvariable (d) CO₂-Preis (in EUR/t) für den Ausgleich, der durch den Wärmekraftwerkeinsatz entstehenden CO₂-Emissionen.

EF_{BS} ist der für den jeweiligen Hauptbrennstoff anzusetzende Emissionsfaktor (in Prozent). Dieser ist auf Grundlage des wissenschaftlichen Erkenntnisstandards als fester Wert anzulegen.

$\eta(P_t)$ ist die anlagenspezifische Kraftwerkseffizienz (Wirkungsgrad) der jeweiligen Anlage bei gegebener Leistungserbringung im Betriebspunkt P_t in der jeweiligen Viertelstunde (in Prozent).

SK_t beschreibt die durch die Engpassmanagementmaßnahme zusätzlich anfallenden sonstigen variablen Kosten (SK), welche im Kontext der Engpassmanagementmaßnahme in nachvollziehbarer Weise auf die jeweilige Viertelstunde umgelegt werden können (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

SE_t beschreibt die durch die Engpassmanagementmaßnahme zusätzlich anfallenden sonstigen variablen Erlöse (SE), welche im Kontext der Engpassmanagementmaßnahme in nachvollziehbarer Weise auf die jeweilige Viertelstunde umgelegt werden können (in EUR/MWh).

Der vorgesehene Beitrag zur verursachungsgerechten Umlage von Netzreservekosten im Falle des Einsatzes von Netzreserveanlagen zur Lösung von Engpässen ist als Aufschlag auf die jeweilige Entgeltregelung zu verstehen, wobei dieser Aufschlag nicht im Rahmen der Optimierung der Abrufe für Engpassmanagement einzubeziehen ist. Die Kosten der Netzreserve für die Vorhalteleistung eines Kraftwerks setzen sich aus 50 % effektiven Einsatz für Engpassmanagementmaßnahme und zu 50 % Absicherung für Versorgungssicherheitszwecke in allfälligen Extremsituationen (zB Großstörungen, Katastrophenszenarien) zusammen. Die dem Engpassmanagement zurechenbare Hälfte der Netzreservekosten werden daher gemäß dem relativen Anteil der Engpassmanagementmaßnahmen zur Lösung von Engpässen an den Gesamtmaßnahmen gewichtet und auf den jeweiligen Abruf der

Netzreserveanlage umgelegt. Diese Vorhaltekosten sind dem EPM-Abruf verursachungsgerecht zuzurechnen; gleichzeitig jedoch verringern diese EPM-Einnahmen der Netzreserveanlage seine Netzreserveerlöse im gleichen Ausmaß, um eine Doppelverrechnung für ein und dieselbe Vorhalteleistung zu vermeiden. Für die APG ist daher diese Verrechnung erlösneutral und für ihre kostenseitige EPM-Abrufreihenfolge nicht von Belang, da ein Netzreservekraftwerk im EPM-Einsatz dessen Netzreservekosten wieder abdeckt. Wird ein Netzreservekraftwerk zu Redispatch-Zwecken nicht abgerufen, erwirtschaftet es zwar keinen Vorhaltekosten-Deckungsbeitrag über die EPM-Abgeltung, bekommt jedoch als ein der Versorgungssicherheit dienendes Kraftwerk seine Vorhaltekosten wie bisher über die Netzreserveentgelte abgedeckt. Diese Regelungen gelten für Netzreserve-Kraftwerke, die gemäß § 145 ElWG kostengeprüft sind, gleichermaßen.