

Energie Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts-,
Gas- und Wasserstoffwirtschaft
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Kontakt

Dieter Kreikenbaum
DW 224

Datum

07.04.2026

Unser Zeichen

09/2026

Ihr Zeichen

V EPV 03/26

Per E-Mail an:

recht-post@e-control.at

Stellungnahme der Sparte Erzeugung von Oesterreichs Energie zum Begutachtungsentwurf der Engpassmanagement- verordnung (EPM-V)

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Gelegenheit zum Begutachtungsentwurf der Engpassmanagementverordnung Stellung zu nehmen.

Die Hauptanliegen von Oesterreichs Energie sind:

- Erforderlich ist die Überarbeitung des Berechnungssystems, um vollständige Kostendeckung, faire Wettbewerbsbedingungen und einen langfristig wirtschaftlichen Betrieb österreichischer Anlagen zu gewährleisten.
- Der administrative Aufwand muss durch klare Zuständigkeiten, transparente Parameter und den Verzicht auf übermäßige ex-post-Korrekturen reduziert werden, um eine effiziente und praxistaugliche Umsetzung sicherzustellen.

Generelle Anmerkungen von Oesterreichs Energie

Einleitend weisen wir darauf hin, dass der österreichische Regelzonenführer APG Engpassmanagementmaßnahmen (EPM/Redispatch) zur Vermeidung und Beseitigung von Netzengpässen sowohl in Österreich als auch in weiteren EU-Mitgliedstaaten durchführt. Diese Maßnahmen sind gemäß Artikel 13 der EU-Verordnung 2019/943 auf objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien aufzubauen.

Unter diesen Voraussetzungen ist aus Sicht von Oesterreichs Energie eine weitestgehend harmonisierte und konsistente Bewertung der EPM-Kosten für alle betroffenen

Österreichs E-Wirtschaft

Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0

info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

Anlagenbetreiber von zentraler Bedeutung, um Verzerrungen zwischen den Mitgliedstaaten aufgrund unterschiedlicher Kostenansätze zu vermeiden. Entsprechend ist bei der Neudefinition der „angemessenen Entgelte“ sicherzustellen, dass österreichische Anlagenbetreiber im Vergleich zu Betreibern in anderen EU-Ländern – insbesondere Deutschland – nicht benachteiligt werden und ein faires Level-Playing-Field gewährleistet ist.

Die Analyse des vorliegenden Entwurfs zeigt jedoch, dass die vorgeschlagenen Berechnungsmethoden für die „angemessenen Entgelte“ nicht mit der bestehenden Regelung in Deutschland (vgl. Anlage 1 der BK8-22-001-A) – kompatibel ist. Dies hätte nicht nur wirtschaftliche Nachteile für österreichische Unternehmen zur Folge, sondern könnte auch die Stabilität und Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Versorgungslandschaft nachhaltig beeinträchtigen (indem österreichische Anlagen unverhältnismäßig oft in Deutschland abgerufen werden würden).

Insgesamt ist festzuhalten, dass das vorgeschlagene Berechnungssystem keine vollständige Kostendeckung gewährleistet. Eine wirtschaftliche Benachteiligung der betroffenen Anlagen stünde den entsprechenden europäischen Vorgaben einer diskriminierungsfreien, adäquaten Entlohnung der EPM-Anbieter entgegen. Gleichzeitig wäre eine möglicherweise beabsichtigte Netztarifentlastung in Österreich nicht automatisch erfolgreich, weil grenzüberschreitende Engpassmanagement-Abrufe österreichischer Anlagen sich nicht unmittelbar tariflich entlastend im österreichischen Stromsystem niederschlagen. Zugleich ist zu erwarten, dass der administrative Aufwand infolge zahlreicher unsicherer Parameter, umfangreicher ex-post-Korrekturen und ungeklärter Zuständigkeiten bei der Bereitstellung und Kontrolle der Daten deutlich ansteigt. Damit steigt auch das Risiko, dass ein langfristig wirtschaftlicher Betrieb österreichischer – insbesondere thermischer – Kraftwerke nicht mehr sichergestellt werden kann.

Der vorliegende EPM-V-Begutachtungsentwurf hält einem Vergleich mit etablierten Regelungen – insbesondere der deutschen Redispatch-Vergütung – derzeit nicht stand. Die vorgeschlagene Ausgestaltung würde zu einer deutlichen Schlechterstellung österreichischer Anlagenbetreiber führen und ist daher in wesentlichen Punkten zu überarbeiten.

Weiters weisen wir darauf hin, dass mit dem vorliegenden Entwurf aus unserer Sicht die Verordnungsermächtigung des § 140 Abs. 3 ElWG, mit welcher die Regulierungsbehörde das Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für Flexibilitätsleistungen gemäß § 140 Abs 1 Z 1 lit b, Z 2 und Abs 4 festzulegen hat, überschritten wird. Die EPM-V enthält nicht bloß verfahrensbezogene Vorgaben, sondern sehr detaillierte materielle Festlegungen und Bewertungsparameter, die das Ergebnis der Entgeltbestimmung weitgehend vorstrukturieren. Es stellt sich daher die Frage, ob die Verordnung noch eine

zulässige Konkretisierung des gesetzlichen Rahmens darstellt oder ob sie die gesetzlich vorgegebene Einzelfallorientierung des Nachteilsausgleichs in unzulässiger Weise ersetzt.

Im Detail nimmt Oesterreichs Energie wie folgt Stellung:

§2 Z 10: VWAP

Zum besseren Verständnis ersuchen wir um eine Definition und Erklärung der Mengengewichtung des Durchschnittspreises.

Darüber hinaus fordern wir eine Konkretisierung der Definition der „Entladedauer“, die der technischen und betrieblichen Komplexität von Wasserkraftwerksgruppen bzw. -systemen Rechnung trägt. Solche Systeme können aus mehreren miteinander verbundenen Speicherbecken sowie zwischengeschalteten Kraftwerken bestehen. Die Definition der Entladedauer sollte diese Strukturen angemessen abbilden. Für Wasserkraftanlagen schlagen wir daher vor, den Energiespeicherinhalt sämtlicher Speicherbecken heranzuziehen, die dem jeweiligen Kraftwerk – einschließlich etwaiger vorgelagerter bzw. zwischengeschalteter Speicherstufen – eindeutig zugeordnet werden können.

Zudem fordern wir eine einheitliche und konsistente Verwendung der Fachbegriffe, die mit den bestehenden Definitionen in anderen einschlägigen Gesetzen und Verordnungen übereinstimmt. Beispielhaft ist hier der Begriff „Hydro-Speicher“ zu nennen, für den derzeit eine klare gesetzliche Grundlage sowie eine präzise Definition fehlen.

Zu §4 Inkrafttreten

In den Erläuterungen zu §4 wird festgehalten, dass keine Änderung bestehender EPM-Verträge „geboten“ ist und die Änderungen der Entgelt-Berechnung somit am Tag nach Kundmachung der EPM-V und ohne Übergangsfrist anzuwenden sind. Dies ist aus Oesterreichs Energie Sicht zu hinterfragen, da bestehende Verträge jedenfalls anzupassen sind und für eine geeignete Vorlaufzeit vorzusehen ist. Insbesondere die Umsetzung der neuen Prozesse benötigt eine mehrmonatige Übergangsfrist, diese muss in jedem Fall eingeräumt werden.

Zu EPM-V Anlage 1

Grundsätzlich muss zu diesem Abschnitt festgestellt werden, dass flexible Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen im Normalfall preisgetrieben auf

den Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Märkten eingesetzt werden. Wird ihre Flexibilität aufgrund von EPM-Maßnahmen eingeschränkt, sind dem betroffenen Anlagenbetreiber die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten zu vergüten.

In diesen Kosten sind jedenfalls auch die IT-Anbindung an die Flexibilitätsplattform und die operativen Kosten für Abwicklung und Abrechnung von EPM-Maßnahmen zu berücksichtigen, welche im aktuellen Begutachtungsentwurf noch nicht einmal Erwähnung finden. Außerdem entstehen durch die Heranziehung Dritter als Dienstleister operative Kosten und Risiken, die abgegolten werden sollten.

Die Entgeltberechnung wird für unterschiedliche Anlagen in Entgeltklassen eingeteilt. Zur Klarstellung und Vermeidung von Auslegungsspielräumen sollten im erläuternden Teil konkrete Beispielrechnungen zu diesen Entgeltklassen beigefügt werden.

Zu I. Entgeltklasse Wärmekraftwerke

Flexible Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicher werden überwiegend marktgetrieben auf Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Märkten eingesetzt. Einschränkungen durch EPM-Maßnahmen führen daher zu wirtschaftlichen Nachteilen, die vollständig zu ersetzen sind. Zur Erhöhung der Transparenz wären zudem konkrete Beispielrechnungen für die einzelnen Entgeltklassen im erläuternden Teil sinnvoll.

Für Wärmekraftwerke sieht der Entwurf vor, das Entgelt als höheren Wert aus Marktwert oder Grenzkosten anzusetzen. Der als Referenz vorgesehene Marktwert basiert auf dem mengengewichteten Durchschnitt der Day-Ahead-Preise der vorangegangenen sieben Liefertage. Da dieser lediglich das mittlere Preisniveau der Vorwoche abbildet, eignet er sich nicht zur Bewertung der wirtschaftlichen Auswirkungen einer konkreten EPM-Maßnahme. Maßgeblich sollten die Preise des tatsächlichen Abrufzeitraums sein; erfolgt die Anfrage nach Schließung des Day-Ahead-Marktes, sind die relevanten Intraday-Preise heranzuziehen.

Bei der Preisbewertung wird sowohl für Leistungserhöhung als auch Leistungsreduktion das Maximum aus Marktwert und Grenzkosten vorgeschlagen. Für thermische Anlagen möchten wir darauf hinweisen, dass es einer differenzierten Betrachtung für Leistungsreduktion und Leistungserhöhung der Anlagen bedarf. Die aktuell in der Verordnung enthaltene Formel ist nicht für die Leistungsminderung eines Gaskraftwerks angemessen.

Auch die Berechnung der Grenzkosten wirft mehrere grundsätzliche Fragen auf. Der vorgeschlagene Brennstoffpreis für Gas – der Durchschnitt des CEGH-Spotpreisindex der letzten 100 Tage – repräsentiert historische Entwicklungen, nicht jedoch aktuelle Beschaffungskosten größerer Gasmengen. Für eine realitätsnahe Bewertung sollten daher jene Brennstoffpreise berücksichtigt werden, welche zum Zeitpunkt der EPM-

Anfrage gehandelt werden. Weiter sieht der Entwurf eine viertelstündliche, anlagenspezifische Bestimmung der Kraftwerkseffizienz für die ex-ante-Bewertung vor. Da der tatsächliche Wirkungsgrad stark von betriebs- und umweltbedingten Faktoren abhängt und erst ex-post präzise ermittelt werden kann, führt diese Vorgabe zu erhöhtem Aufwand und Unsicherheiten. Eine vereinfachte, bereits bewährte Methodik erscheint zweckmäßiger.

Im Bereich der variablen Kosten berücksichtigt der Entwurf lediglich Aufwendungen im Zusammenhang mit An- und Abfahren. Weitere maßnahmenbezogene Kosten – wie zusätzlicher Material-, Personal- und Instandhaltungsaufwand sowie Netzentgelte für Gas und Strom – sind bisher im Rahmen der „Detailkosten“ anerkannt, fehlen aber in der EPM-V. Diese Kosten müssen definiert werden, um spätere Abgrenzungsfragen und erhöhten Prüfaufwand zu vermeiden. Ebenso sollte die Verordnung die heranzuziehende Quelle für den Emissionsfaktor des Hauptbrennstoffs klar benennen, um eine einheitliche Anwendung sicherzustellen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass das vorgeschlagene Berechnungssystem keine vollständige Kostendeckung gewährleistet. Eine wirtschaftliche Benachteiligung der betroffenen Anlagen zugunsten einer möglichen Systementlastung wäre rechtlich nicht gedeckt. Zugleich ist zu erwarten, dass der administrative Aufwand infolge zahlreicher unsicherer Parameter, umfangreicher ex-post-Korrekturen und ungeklärter Zuständigkeiten bei der Bereitstellung und Kontrolle der Daten deutlich ansteigt.

Der Ersatz eines etablierten, transparenten und anerkannten Berechnungssystems durch die vorgeschlagene Methodik birgt das Risiko von Effizienz- und Transparenzverlusten. Vor diesem Hintergrund erscheint die Berücksichtigung der bisherigen Entgeltermittlung gemäß bestehender EPM-Verträge und der NEP-VO 2008 im Sinne einer stärkeren Kontinuität sinnvoll.

Zu II. Entgeltklasse Energiespeicheranlagen

Die EPM-V unterteilt die Entgelt-Berechnung für Energiespeicheranlagen in Einspeisung und Bezug, sowie Lang-, Mittel- und Kurzfristspeicher. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass Speicherwasserkraftwerke nicht unter die Definition des Energiespeichers gemäß § 6 Z 38 und 39 ELWG fallen. Im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken, die elektrische Energie aus dem Netz aufnehmen und zwischenspeichern, handelt es sich bei Speicherwasserkraftwerken um flexible Erzeugungsanlagen auf Basis des natürlichen Zuflusses in das Speicherbecken.

Da Speicherwasserkraftwerke im EPM jedoch eine zentrale Rolle spielen (Erbringung von Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Einspeisung), ist das Kapitel

„Energiespeicheranlagen“ entsprechend um flexible Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger zu erweitern.

In den nachfolgenden Punkten II.1. und II.2. werden die Preisbewertungen nur für Einspeisung und Bezug unterschieden. Tatsächlich können von Pumpspeicherkraftwerken aber vier unterschiedliche EPM-Maßnahmen erbracht werden (Turbinen-Erhöhung, Turbinen-Minderung, Pumpen-Erhöhung und Pumpen-Minderung), welche mit unterschiedlichen Preisen zu bewerten sind (siehe auch Pkt. 2.1.2.1. Anlage 1 BK8-22-001-A).

Zu II.1. Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Einspeisung

Ohne EPM-Maßnahmen erfolgen Turbinenerhöhungen nur oberhalb des Grenzpreises für Turbineneinsatz zu den jeweils höchsten erzielbaren Marktpreisen. Die EPM-V schlägt dafür eine Entgelt-Berechnung über die höchsten der drei Preisbewertungen für Day-Ahead-, Intraday- und Terminmarkt vor.

Dabei wird für die Day-Ahead Vermarktung von Langfrist- und Mittelfristspeicher ein mengengewichteter Day-Ahead-Durchschnittspreis der vorangegangenen sieben Liefertage und für Kurzfristspeicher das 75 %-Preisquantil des viertelstündlichen Day-Ahead-Preises vorgeschlagen. Diese Preisreferenzen bewerten jedoch nicht die wirtschaftlichen Nachteile gegenüber einem preisoptimierten Turbineneinsatz. Wir schlagen vor, stattdessen die höchsten 15 % der Day-Ahead-Preise der vorangegangenen sieben Liefertage zu mitteln.

Für die Intraday-Vermarktung wird als Preisreferenz das 75 %-Preisquantil des viertelstündlichen Intraday-Index in den letzten drei Stunden vor Lieferung vorgeschlagen, welches unseres Wissens noch nicht zeitnah veröffentlicht wird. Weder für Bezug noch für Einspeisung halten wir eine bloße Durchschnittsbildung über mehrere Intraday-Stunden für angemessen. Stattdessen sollte jedenfalls auf die höchsten bzw. niedrigsten 15 % der Preise der letzten drei Intraday-Stunden vor dem Abruf abgestellt werden. Noch besser wären eine detailliertere Betrachtung und realitätsnähere Vergütung der wirtschaftlichen Nachteile, die durch die Abrufe entstehen.

Bei der Bewertung von Kurzfristspeichern sind nur Day-Ahead- und Intraday-Vermarktung relevant. Bei Mittelfristspeichern kommt die Vermarktung des Folgemonats hinzu. Bei Langfristspeicher ist schließlich auch die saisonale Verlagerung innerhalb eines Jahres zu berücksichtigen.

Weiters fehlen die maßnahmenbezogenen Netzentgelte im aktuellen Begutachtungsentwurf und müssen jedenfalls in der Entgeltbemessung berücksichtigt werden, um spätere Abgrenzungsfragen und erhöhten Prüfaufwand zu vermeiden.

Zu II.1. (a) Langfristspeicher

Neben den Preisbewertungen für Day-Ahead-, Intraday- schlägt die EPM-V für Langfristspeicher eine Bewertung der zwei Folgemonate mit Base-Future Settlement-Preisen und monatlichen Aufschlagsfaktoren vor.

Da es sich bei Langfristspeichern meist um saisonale Jahresspeicher handelt, sollten jedoch die Base-Future Settlement-Preise der vier Folgequartale verwendet werden.

Die EPM-V schlägt eine Berechnung der Aufschlagsfaktoren anhand des Abgleichs historischer Settlement-Preise mit den tatsächlich realisierten mengengewichteten Day-Ahead-Durchschnittspreisen der zurückliegenden drei Jahre berechnet vor. Wie diese Berechnung genau erfolgt, wird im Begutachtungsentwurf jedoch nicht erklärt, sodass ihre Wirkung nicht beurteilt werden kann. Um den preisgetriebenen Turbineneinsatz eines saisonalen Speichers abzubilden, schlagen wir vor, bei der Ermittlung der monatlichen Aufschlagsfaktoren die höchsten 15 % der Day-Ahead-Preise des jeweiligen Monats aus den letzten drei Jahren zu berücksichtigen.

Zu II.1. (b) Mittelfristspeicher

Die EPM-V schlägt hierzu eine Bewertung mit dem Base-Future Settlement-Preis des Folgemonats und einem Aufschlagsfaktor vor. Um den preisgetriebenen Turbineneinsatz eines Mittelfristspeichers abzubilden, schlagen wir vor, bei der Ermittlung der monatlichen Aufschlagsfaktoren die höchsten 15 % der Day-Ahead-Preise des jeweiligen Monats aus den letzten drei Jahren zu berücksichtigen.

Zu II.2. Flexibilitätsleistungen durch Anpassung des Bezugs

Die EPM-V schlägt auch hier eine Entgelt-Berechnung über die höchste der drei Preisbewertungen für Day-Ahead-, Intraday- und Terminmarkt unter Berücksichtigung eines anlagenspezifischen Verlustfaktors vor. Diese Berechnung über die höchste Preisbewertung ist jedoch grundlegend falsch, weil ein Pumpeinsatz ohne EPM-Maßnahme nur zu den jeweils niedrigsten erzielbaren Marktpreisen stattfinden würde. Die Maximum-Funktion ist daher durch eine Minimum-Funktion zu ersetzen und die Marktpreisbewertungen anzupassen:

Bei der Day-Ahead Bewertung sollten die niedrigsten 15 % der Day-Ahead-Preise der vorangegangenen sieben Liefertage gemittelt werden. Für die Berechnung der monatlichen Abschlagsfaktoren für Langfrist- und Mittelfristspeicher sollten ebenfalls die niedrigsten 15 % der Day-Ahead-Preise des jeweiligen Monats der zurückliegenden drei Jahre bei der Faktor-Ermittlung verwendet werden. Prinzipiell könnte für die

Intraday-Bewertung das 25 %-Preisquantil des viertelstündlichen Intraday-Index der letzten drei Stunden vor Lieferung angewendet werden, zur Vereinfachung der Preisberechnung schlagen wir aber vor, den von den Börsen veröffentlichten ID3-Preisindex zu verwenden.

Weiters fehlen die maßnahmenbezogenen Netzentgelte im aktuellen Begutachtungsentwurf und müssen jedenfalls in der Entgeltbemessung berücksichtigt werden, um spätere Abgrenzungsfragen und erhöhten Prüfaufwand zu vermeiden.

Zu III. Entgeltklasse dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung

Ohne Redispatch-Maßnahmen nutzen dargebotsabhängige EE-Einspeisungen die Erzeugung aus dem natürlichen Dargebot von Wasser, Wind und Sonne. Zusätzlich kann die Erzeugung im Rahmen der Intraday Optimierung preisgetrieben reduziert werden, wobei das natürliche Energie-Dargebot allerdings ungenutzt bleibt.

Für (dargebotsabhängige) erneuerbare Anlagen erscheint zudem nicht hinreichend abgebildet, dass eine durch die Engpassmanagementmaßnahme veranlasste Leistungsreduktion oder -erhöhung regelmäßig nicht nur Auswirkungen auf Herkunftsnachweise oder Netzkosten hat, sondern auch einen energiewirtschaftlichen Marktwert der betroffenen Strommenge berührt. Soweit die Energiemenge bilanziell über die EPM-BG abgewickelt wird, sollte aus unserer Sicht klarer festgehalten werden, dass dieser Marktwert durch die Bilanzgruppe abgegolten ist.

Zu III. (a) Leistungsreduktion von Marktanlagen

Die EPM-V schlägt eine Entgelt-Berechnung über entgangene Herkunftsnachweise (HKN) und gesparte Netzkosten vor. Die wirtschaftlichen Nachteile aufgrund der Flexibilitätseinschränkung in der Intraday Optimierung werden nicht berücksichtigt und sollten entsprechend ergänzt werden. Der Regelzonenführer hat bereits detaillierte Berechnungsvorschriften für Windkraftanlagen ausgearbeitet, diese sollten auch in der EPM-V berücksichtigt werden.

Für HKN wird in der EPM-V keine Preisreferenz genannt. In der EPM-V ist noch eine entsprechende Quelle für veröffentlichte HKN-Preise zu ergänzen.

III. (e) Sonderregelung für Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb

Ohne Redispatch-Maßnahmen wird das natürliche Wasser-Dargebot vorrangig bei hohen Marktpreisen zur Erzeugung genutzt. Sofern diese Erzeugungsverlagerung innerhalb der Stauraumgrenzen stattfindet, treten dabei keine Wasserverluste auf. Darüber hinaus kann die Erzeugung im Rahmen der Intraday Optimierung noch weiter reduziert werden, wodurch Wasserverluste auftreten können.

Die EPM-V geht einerseits davon aus, dass derartige EPM-Maßnahmen immer Day-Ahead abgewickelt werden und somit ausschließlich Erzeugungsverlagerungen ohne Wasserverluste auftreten. Andererseits wird für die Entgelt-Berechnung wieder der mengengewichtete Durchschnittspreis der vorangegangenen sieben Liefertage am Day-Ahead-Markt vorgeschlagen. De facto finden derartige EPM-Maßnahmen jedoch hauptsächlich Intraday statt, wobei teilweise auch Wasserverluste auftreten. Wie in der EPM-V unter Erläuterungen III (e) beschrieben, können Erzeugungsverlagerungen analog zu Kurzfristspeichern mit Day-Ahead- und Intraday-Preisen bewertet werden (siehe II 1. (c) bzw. II 2. (c)). EPM-Maßnahmen mit Wasserverlusten sollten hingegen wie dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung bewertet werden (siehe III (a)).

Anlage 1 Abschnitt 3 (Netzreserveanlagen)

Wir weisen darauf hin, dass in Abschnitt 3 die Entgeltermittlung für Netzreserveanlagen anhand einer Formel beschrieben wird, die von jener in den Erläuterungen abweicht. In Bezug auf die Ermittlung der Entgelte für EPM-Maßnahmen von Wärmekraftwerken, die in der Netzreserve kontrahiert sind, ersuchen wir um Anpassung der Erläuterungen.

Hinsichtlich der Berechnungsformel für die Entgelte der EPM-Maßnahmen für kontrahierte Wärmekraftwerke weisen wir für beide Formeln auf §140 Abs 2 ELWG hin, in dem der Ersatz der Kosten und der wirtschaftlichen Nachteile vorgesehen ist.

Vor diesem Hintergrund erscheint auch hier die Berücksichtigung der bisherigen Entgeltermittlung gemäß bestehender EPM-Verträge und der NEP-VO 2008 im Sinne einer stärkeren Kontinuität sinnvoll.

In Bezug auf die in den Erläuterungen angeführte Formel stellen wir fest, dass eine Abdeckung der Kosten für EPM-Maßnahmen nicht gegeben ist und die Kritikpunkte, die zu "I. Entgeltklasse Wärmekraftwerke" geäußert wurden, auch hier gelten.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin



Dr. Dieter Kreikenbaum
Leitung Bereich Erzeugung

Über Oesterreichs Energie

Oesterreichs Energie ist die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft. Im Auftrag seiner rund 140 Mitgliedsunternehmen vertritt der Verband im Sinne einer sicheren, sauberen und leistbaren Energiezukunft die Brancheninteressen gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle zum Thema Energie arbeitet Oesterreichs Energie eng mit politischen Institutionen, Behörden sowie anderen Verbänden zusammen und bringt seine Expertise lösungsorientiert und kundenzentriert in laufende Debatten ein.

Österreichs E-Wirtschaft

Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
T +43 1 501 98-0

info@oesterreichsenergie.at
oesterreichsenergie.at

DVR 0422100 • UID ATU37583307 • ZVR 064107101
Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG • SWIFT/BIC: RLNWATWW • IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787