

Energie-Control Austria für die Regulierung
der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
Rudolfsplatz 13A
1010 Wien

Abteilung für Umwelt- und Energiepolitik
Wiedner Hauptstraße 63 | Postfach 189
1045 Wien
T 0590 900DW | F 0590 900269
E up@wko.at
W wko.at/up

Per Mail an:
tarife@e-control.at

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Unser Zeichen, Sachbearbeiter Durchwahl
Up/178/Kr 4222
Mag. Cristina Kramer

Datum
17.11.2017

Novelle der Strom-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-VO 2018) STELLUNGNAHME

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Wirtschaftskammer Österreich bedankt sich für die Übermittlung des Verordnungsentwurfes und nimmt dazu wie folgt Stellung.

1. ALLGEMEINES

Der Vorstand der Energie-Control Austria hat die neuen Netznutzungsentgelte ab 2018 entsprechend den Vorgaben und den Ergebnissen der Ermittlungsverfahren hinsichtlich der Zielvorgaben, der Kosten und des Mengengerüsts festgelegt. Die unabhängige Regulierungskommission, welche für die Erlassung der Verordnung zuständig ist, hat den vorliegenden Entwurf zur Begutachtung nach Diskussion und mit Modifikationen freigegeben.

Ein Großteil der österreichischen Stromnetzbetreiber (alle über einer Abgabemenge von 50 GWh) unterliegen seit 1.1.2008 einer Anreizregulierung. Die Kostenbasis im Rahmen der Anreizregulierung wird jeweils zu Beginn der Regulierungsperiode bestimmt. Dementsprechend fand im Jahr 2013 eine Kostenprüfung der Netzbetreiber statt, die erstmals für die Entgeltermittlung 2014 herangezogen wurde.

Parallel dazu führte die E-Control zur Feststellung der Kosteneffizienz ein Benchmarking-verfahren durch, das die Kosten des Unternehmens entsprechenden Kostentreibern gegenüberstellt. Ausgehend von der geprüften Kostenbasis werden entsprechend dem vordefinierten Kosten- und Erlöspfad zur Erreichung des Zielwertes am Ende der Regulierungsperiode, die Kosten auf das Entgeltjahr 2018 übergeleitet.

2. PROBLEMANALYSE

Projektion der Engpassmanagementkosten 2018

Die Erläuterungen beschreiben im Allgemeinen Teil die Systematik der Entgeltfestsetzung auf Basis eines mehrjährigen Systems der Anreizregulierung. Aus Gründen der Netzsicherheit werden Erzeugungsreserven für Engpassmanagementmaßnahmen benötigt. Dies ist ein kritischer Punkt in der Verordnung, da er zu erheblichen Mehrkosten und somit zu erhöhten Tarifen führt.

Aufgrund der niedrigen Strompreise und geschrumpfter Betriebszeiten können thermische Erzeugungsanlagen nach Angaben der E-Control derzeit auf dem konventionellen Markt nicht wirtschaftlich betrieben werden. Sie seien daher von der Schließung bedroht und müssten nun zur Vorhaltung der Reservekapazitäten vertraglich gebunden werden. Die Kosten der Bereitstellung müsste künftig - nach Inkrafttreten der Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone - der österreichische Netzbetreiber zahlen.

Bereits 2017 waren Rekordvolumina an Redispatch-Abrufen für den sicheren Systembetrieb erforderlich. Grafiken der APG weisen für 2017 (Stichtag 1.10.2017) nur 42 von 274 Tagen ohne Redispatch-Maßnahmen aus. Somit fallen 2017 wesentlich höhere Kosten als vorhergesehen an. Diese werden von der APG vorfinanziert. Um das hohe Gut permanente Versorgungssicherheit abzusichern, müssen flexible Kraftwerkskapazitäten auch für 2018 sichergestellt werden.

Nach den von der APG vorgelegten und der Regulierungsbehörde bestätigten Daten sind die Kosten für das Engpassmanagement heuer in den Monaten Juni bis August stark gestiegen (Juni 2017: + 628% gegenüber Juni 2016, bzw. + 355% gegenüber Mai 2017). Auf Basis des Mengengerüstes für 2016 wurde versucht, die Mehrkosten für 2018 zu prognostizieren.

Die Kosten für das Engpassmanagement fallen in Österreich in der Regelzone Österreich beim Regelzonenführer Austrian Power Grid (APG) an. Daher sind die Netzbereiche Tirol, Vorarlberg und Kleinwalsertal hiervon nicht betroffen.

Erlössteigerungen wurden bei den Berechnungen, die dem Verordnungsentwurf zu Grundliegen, bereits berücksichtigt. Aus nachfolgender Tabelle ergeben sich österreichweit für das Jahr 2018 zusätzliche Erlöse von rund 87,3 Mio. Euro, was einer durchschnittlichen Steigerung von 5,22 Prozent entspricht.

Netzebene	Erlöse 2017 in TEuro	Erlöse 2018 in TEuro	Änderung 2017-2018	
			Absolut	in Prozent
NE 3	58.363,88	71.292,23	12.928,34	22,15%
NE 4	49.403,98	57.190,23	7.786,25	15,76%
NE 5	239.658,70	265.102,36	25.443,66	10,62%
NE 6	173.183,31	181.382,74	8.199,43	4,73%
NE 7	1.151.650,99	1.184.613,76	32.962,77	2,86%
Gesamterlöse	1.672.260,86	1.759.581,32	87.320,45	5,22%

Problematisch ist aber nicht nur die Steigerung der Kosten in diesem exorbitanten Ausmaß, sondern auch deren schiefe Verteilung auf Kundengruppen.

Betroffenheit sensibler Kundengruppen

Für Kunden der Netzebenen mit höherer Spannung, namentlich Industrie und Verkehrsbetriebe, ist die geplante Wälzung der Mehrkosten für das Engpassmanagement als einheitlichen mengenbezogenen Eurobetrag kritisch. Bei rund 54,6 Mrd. kWh Stromabgabe für das Mengengerüst 2016 schlagen die Kosten für das Engpassmanagement in Höhe von 87,3 Mio. Euro mit Mehrkosten von rund 0,16 Cent/kWh zu Buch.

Während die NE 7 prozentuell mit weniger als 3% belastet wird, soll die NE 3 22% mehr zahlen. Die übrigen NE liegen zwischen diesen beiden Werten.

Während in anderen Ländern wie etwa in Deutschland Großkunden mit guter Abnahmekarakteristik und über 7.000 Volllaststunden einen Teil der Netzkosten rückerstattet erhalten, müssen derartige Kunden in Österreich im Jahr 2018 drastisch mehr zahlen.

Leider findet sich aber in den zur Begutachtung ausgesandten Unterlagen kein Hinweis darauf, in welcher Höhe die Kosten für das Engpassmanagement nun tatsächlich angesetzt werden. Dieser Umstand bedarf jedenfalls einer Klärung. Dazu passend muss regulierungstechnisch hinterfragt werden, ob die in diesem Zusammenhang gewählte Art der Kostenfeststellung nicht eine Abweichung vom bisher praktizierten ex-post-Ansatz mit sich bringt. Ein marktwirtschaftlich orientierter Ansatz sollte jedenfalls auf einer knappen und transparenten Kostenfeststellung basieren. Der vorliegende Ansatz entspricht diesem Ansinnen nicht.

In den letzten Jahren konnten gerade im Bereich der Systemnutzungsentgelte teilweise Kostensenkungen erwirkt werden, die die heimische Wirtschaft entlastet und den Wirtschaftsstandort attraktiviert haben, ohne die Versorgungssicherheit in Frage zu stellen. Diese positive Entwicklung droht nunmehr aufgrund von systemischen, nicht im Einflussbereich der regionalen Verteilnetzbetreiber stehenden, Anforderungen und Notwendigkeiten, die sehr wesentlich mit der Intensität der Energiewende in unserem Nachbarland Deutschland zusammenhängen, umgedreht zu werden. Durch die vorgesehene Belastung der Netzebene 3 um knapp 25 Prozent würden die seit Beginn der Strommarktöffnung 2001 erzielten Einsparungen verloren gehen.

Wettbewerbsnachteile heimischer Unternehmen bestehen derzeit bereits gegenüber deutschen Standorten, in vielen Bereichen, insbesondere wegen

- fehlender Befreiung von Netzentgelten,
- fehlender Kompensation indirekter CO₂-Kosten im ETS,
- fehlender Rückführung der staatlichen Auktionserlöse im unionsweiten CO₂-Emissionshandel
- fehlender Deckelung von Ökostromförderungskosten,
- Abkoppelung des österreichischen vom deutschen Strommarkt und
- schwerfälliger Lieferantenverpflichtungen des EEffG.

Zu diesen Standortnachteilen kommt jetzt noch die Belastung der Redispatchkosten im Ausmaß von 11, 16 und 22 %.

Die Erhöhungen auf Netzebene 3 übertreffen diese Marke sogar regional: Die Höchstwerte liegen in Oberösterreich (24,72%), Kärnten (24,6%), Steiermark (23,13%) und Wien (22,2%).

Konkret erreichen die Kostensteigerungen etwa bei Unternehmen der chemischen, der Papier- bzw. der Stein- und keramischen und der Stahlindustrie die Höhe von rd. 0,2 bis 1,4 Mio EUR.

2015 hat die Ökostrompauschale-Verordnung die Ökostrompauschalen empfindlich erhöht. So mussten zum Beispiel seit 1. Jänner 2015 Unternehmen auf Netzebene 5 statt bisher 5.200 Euro nunmehr 15.517 Euro pro Zählstelle zahlen. Mit dem aktuellen Entwurf der Ökostrompauschale-Verordnung ist zwar eine leichte Senkung zu erwarten, die die Steigerung 2015 aber nicht annähernd kompensiert.

Diese Erhöhungen haben Unternehmen mit mehreren Zählpunkten, wie es Seilbahnunternehmen typischer Weise sind, besonders stark getroffen. Sie werden gegenüber Unternehmen, die mit nur einem Zählpunkt arbeiten, teilweise aber einen deutlich höheren Stromverbrauch aufweisen, stark benachteiligt. Saisonbetriebe, die nur in wenigen Monaten des Jahres größere Mengen Strom benötigen, sind noch einmal schlechter gestellt, da es in den betriebsschwachen Monaten zu einem auffälligen Missverhältnis bei den Abgaben im Vergleich zum Leistungsentgelt für elektrische Energie kommt.

Die geplante Erhöhung beträgt bei Seilbahnunternehmen in der Steiermark 15 %. Für ein großes Seilbahnunternehmen in der Steiermark würde diese Erhöhung der Netznutzungsentgelte Mehrkosten von rund 40.000 Euro pro Jahr bedeuten! Diese Erhöhungen in den Netzebenen stehen wirtschaftlich in keinem Verhältnis. Für viele Skigebiete stellt die Beschneidung mittlerweile einen wesentlichen Faktor dar, um wettbewerbsfähig bleiben zu können.

Die geplante Anhebung der Netztarife führt auch zu einer Benachteiligung des Personen- und Güterverkehrs auf der Schiene. Durch die beabsichtigte Anhebung der Netzentgelte durch die SNE-VO 2018 speziell in den Netzebenen 1 bis 3 kommt es im Bereich der Bahnstromversorgung - 50-Hz-Bezug der Frequenzumformer - zu einer Erhöhung der Netzkosten um ca. 45%. Bei der Versorgung von Bestandsnehmern auf Bahnhöfen (z.B. Dienstleistungs- und Nahversorgungsgeschäfte) verursachen die in der Systemnutzungsentgelt-Verordnung enthaltenen Entgelte insgesamt eine Aufwandssteigerung um etwa 7%, wobei insbesondere auf Netzebene 5 die Netzentgelte um etwa 12% steigen.

Für die ÖBB-Infrastruktur AG würde die Erhöhung der Netzentgelte im 50-Hz-Netz höhere Kosten bedeuten, welche an die Kunden der ÖBB-Infrastruktur AG - insbesondere alle Eisenbahnverkehrsunternehmen - weiterverrechnet werden müssten. Dies würde in der Folge

auch zu einer Verteuerung des Personen- und Güterverkehrs auf der Schiene und zu höheren Schadstoff- und CO₂-Emissionen führen.

Die ÖBB-Infrastruktur AG sieht sich insbesondere in Tirol gegenüber anderen Abnehmern benachteiligt, da sie in Tirol einen Frequenzumformer (Ötztal) betreibt, der dem Netzbereich Österreich zugeordnet ist und somit im Gegensatz zu anderen Abnehmern, die in Tirol an die Netzebene 1 angeschlossen sind, von der Netzentgelterhöhung betroffen ist. Die ÖBB-Infrastruktur AG wäre bereit und in der Lage, einen Beitrag zur Entschärfung der Engpasssituation zu leisten, um die Kosten der Kunden (der ÖBB-Infrastruktur AG) zu senken.

Die vorgeschlagenen Erhöhungen führen in den Unternehmen zu einem überfallsartigen Eingriff und Einschnitt in die bereits laufenden oder abgeschlossenen Jahresplanungen 2018. Knapp vor Saisonbeginn sind Skigebiete kaum noch in der Lage, die Mehrkosten in ihren Preisen einzukalkulieren.

Die kurze Frist von der Veröffentlichung des Entwurfs (30.10.2017) bis zur Inkraftsetzung der gegenständlichen Verordnung (01.01.2018) stellt eine unangemessene, weil viel zu kurze Übergangsfrist dar. Daher kann bzw. konnte diese Entgelterhöhung nicht zeitgerecht in die Geschäftsplanung einfließen.

Beispiel ÖBB: Die ÖBB-Infrastruktur AG ist gesetzlich dazu verpflichtet, die Bahnstrom-Netzentgelte den Eisenbahnverkehrsunternehmen über ein Jahr im Voraus bekannt zu geben und veröffentlicht diese in den Schienennetznutzungsbedingungen, welche unter der Kontrolle der Schienen-Control-Kommission (SCK) stehen, spätestens im Dezember jeden Jahres. Die Anpassung der entsprechenden Tarife wird dann allerdings nicht im nächsten (ab Jänner des darauffolgenden Jahres), sondern erst ab Jänner des übernächsten Jahres wirksam.

Sofern die vorgesehenen, zu kurzen Fristen der Umsetzung der SNE-VO 2018 beschlossen und verlautbart werden, würde zum Beispiel der ÖBB-Infrastruktur AG voraussichtlich ein erheblicher Schaden entstehen.

Die Wirtschaftskammer Österreich spricht sich daher gegen die geplante Kurzfristigkeit der Erhöhung der Netztarife aus.

3. FORDERUNGEN DER WIRTSCHAFT

Die Malaise der explodierenden Engpassmanagementkosten hat viele Ursachen. Um die Kosten wieder zu senken und auf einem akzeptablen Level zu halten, sind daher mehrere Maßnahmen notwendig:

1. Naheliegend ist die Forderung der Wirtschaft, dass **die Wucht der Erhöhung gedämpft wird** und die Kostenerhöhungen auf einen mehr als einjährigen Zeitraum verteilt werden. Es dürfen nicht die schlimmsten Worst-Case-Szenarien zu Grunde gelegt werden, sondern ein realistisches Szenario.

Diese Forderung ist insofern berücksichtigt worden, als dem APG-Kostenbescheid keine extreme Worst-Case-Prognose für Redispatch-Kosten aus Vorsichtsgründen zu Grunde liegt: Die Berechnungen der APG ließen Kosten iHv mehr als 170 Mio EUR erwarten. Der Kostenbescheid hat den letztlich beantragten Wert 170 Mio EUR auf 150 Mio EUR gesenkt. Ansonsten wäre der Kostenauftrieb noch stärker ausgefallen. Die gestiegenen Kosten für 2017 werden erst ab 2019 nachverrechnet.

2. Eine zweite Forderung betrifft die **Minimierung der Redispatchkosten durch alle zur Verfügung stehenden Maßnahmen**. Ein „Demand Response-System“ soll Kosten senken. Der (industrielle Groß-) Kunde kann - ähnlich wie im Regelenergiemarkt - Kapazitäten dauerhaft oder flexibel abrufbar zur Verfügung stellen. APG hat dazu schon vor einiger Zeit für den Bereich der Regelenergiekosten das „Marktforum“ initiiert, bei dem auch rege Teilnahme der Industrie zu beobachten ist. Systemtechnisch werden derzeit „Blocks“ in der Größenordnung von 100 MW von Kraftwerken abgerufen → Um der Industrie die Teilnahme zu erleichtern, sollten kleinere Chargen ermöglicht werden (z.B. 10 MW). Auch die ÖBB hat ihre Bereitschaft zur Mitwirkung an der Engpassüberbrückung angemeldet.
3. Eine weitere Forderung zielt darauf ab, die **Lückenschließung im 380 kV-Netz voranzutreiben**. Jetzt rächt sich, dass Verfahren wie jenes über die Salzburg-Leitung über mehr als zehn Jahre verschleppt worden sind. Die APG hat die rasche Realisierung im Rahmen ihrer Möglichkeiten zugesagt.
4. An den Gesetzgeber richtet sich die Forderung, das **Rechtsregime für Genehmigungsverfahren umfassend zu überarbeiten**. Die Wirtschaftskammer Österreich hat dazu Vorschläge vorgelegt, die auf einen weitreichenden Vereinfachungs- und

Beschleunigungseffekt abzielen, ohne von unionsrechtlichen Vorgaben abzurücken. Sogar Vertreter der Europäischen Kommission weisen schon darauf hin, dass die Problematik der überlangen Verfahrensdauern und exorbitanten Verfahrenskosten hausgemacht ist und nicht durch die EU-Vorgaben bedingt ist.

5. Wichtigster Punkt, dessen Inangriffnahme schon 2018 entlastend wirken soll, ist das **Demand Side Management** und die Einbindung von Industrie und anderen Betrieben bei der Schließung von Kapazitätslücken. Netzkunden, die nicht nur Lasten abnehmen, sondern auch dem Netz zur Verfügung stellen („Prosumer“) sollen die Möglichkeit erhalten, an Ausschreibungen zur Schließung von Lücken teilzunehmen. Dadurch können die Gesamtkosten reduziert werden, aber auch **Kostenanteile an Zahler rückgeführt werden**.
6. Ökostromproduktionen sollen sich ebenfalls netzdienlich verhalten. Hier ist der regulatorische Rahmen weiterzuentwickeln (große Ökostromnovelle). Auch Produzenten müssen ihren Beitrag leisten, um Kostenakkumulationen zu stoppen.
7. Sollte das Jahr 2018 günstiger ablaufen als vom Verordnungsentwurf unterstellt, ist der **Überschuss über das Regulierungskonto an jene zurückzuführen, die diese Kosten getragen haben**. Diese Forderung richtet sich an die Regulierungsbehörde.
8. Was die Verteilung der Kosten auf die Netzebenen betrifft, hat die unabhängige Regulierungskommission bereits einen Eingriff zu Gunsten der Betriebe vorgenommen, die Strom auf höherrangigen Netzebenen beziehen. So wurde das Ausmaß der Kostenerhöhung von bis zu 60 % auf 25 % gedeckelt. Dies reicht aber nicht aus, um die Höchstbelastung auf ein akzeptables Niveau zu senken. Zu überlegen ist, dass der Beitrag der NE 7 geringfügig, etwa um 2 Euro pro Jahr, erhöht wird, was immer noch eine wesentlich mildere Zusatzbelastung bedeutet als auf den Netzebenen 3 bis 5.

4. ANMERKUNGEN IM DETAIL

ad) Netznutzungsentgelt für Regelreserve (siehe § 5 Abs. 1 Z 9)

Dieser Punkt wird ausdrücklich begrüßt, da ein funktionierender Regelenergiemarkt die Versorgungssicherheit erhöht und dadurch auch Kosten gespart werden. Mittelfristig könnte

mit dieser Regelung auch ein wichtiger Baustein gelegt werden, um den Anteil erneuerbarer Energieträger im Gebäudebereich zu steigern und den Strombezug im Gebäudebereich in Form negativer Regelernergie anbieten zu können.

ad) Systemdienstleistungsentgelt (§ 9)

Das Systemdienstleistungsentgelt wird für 2018 gegenüber 2017 um rund 50 % sinken, da die Kosten der Beschaffung der Sekundärregelung des Jahres 2018 um 20 % unter den Vorjahreswerten liegen.

ad) Entgelt für Messleistungen (§ 10)

Als stark hinterfragungswürdig werden die Entgelte für Messleistungen angesehen; die Messleistung kann wohl mit dem Zählerauslesen, das vollautomatisch via Datenleitung erfolgt und keine Vor-Ort-Tätigkeit eines Technikers erfordert, gleichgesetzt werden.

ad) Entgelt für sonstige Leistungen (§ 11)

Hier wird nun für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen ein Pauschalbetrag von € 20 vorgesehen. Dieser Betrag scheint als angemessen und verursachergerecht.

5. ZUSAMMENFASSUNG

Die Wirtschaftskammer Österreich lehnt die unausgeglichene Verordnung ab. Ein ausreichender zeitlicher Vorlauf ist sicherzustellen.

Die exorbitanten Tarifierhöhungen sind Spiegelbild von Versäumnissen, die dringend aufgeholt werden müssen:

- Verzug beim Lückenschluss des hochrangigen Leitungsnetzes wegen schleppender Behörden und Gerichtsverfahren,
- überhitzte Ökostromproduktionsausweitung in Deutschland vor Ausbau der benötigten Netze,
- Versagen der Energieunion, die einseitige Absperrungsmaßnahmen in Tschechien und Polen hingenommen hat, welche das Prinzip der Warenverkehrsfreiheit auf den Kopf stellen,
- fehlende Entwicklung rudimentärer „Markts“ für Engpassmanagement in Österreich.

Die Wirtschaftskammer Österreich fordert daher Verfahrensbeschleunigung beim Lückenschluss, Verbot der bewussten Herstellung künstlicher Leitungsengpässe an der Grenze, eine unionsrechtliche Verpflichtung, Nadelöhre an der Grenze abzustellen und, als Sofortmaßnahme für 2018, eine Erweiterung des Markts für Engpassmanagement. Beim weiteren Ökostromausbau in Österreich ist darauf zu achten, dass die Systemintegration vorrangig beachtet wird, um die deutschen Fehlentwicklungen hintanzuhalten.

Die Wirtschaftskammer Österreich setzt sich für die Behebung der Probleme an den Wurzeln ein und fordert von der Politik die Schaffung der benötigten Rahmenbedingungen.

Dieses Maßnahmenbündel soll weiteren Kostenerhöhungen entgegenwirken und helfen, die vorliegenden schrittweise zurückzuführen. Die Wirtschaftskammer Österreich drängt auf seine rasche Umsetzung.

Daneben ist aber das **Gefüge der Verteilung der Mehrkosten nach dem Gesichtspunkt der Fairness** zu überdenken. Eine **Verschiebung des Inkrafttretens** würde den Betroffenen helfen, die Belastung in ihre Produktpreise einzupreisen, soweit dies in den jeweiligen Märkten möglich ist. Die Kurzfristigkeit der Erhöhung ist per se ein Ärgernis für die Betriebe wegen der Unplanbarkeit.

Die Wirtschaftskammer Österreich ersucht um Berücksichtigung der vorgebrachten Anliegen. Nur durch entschlossene Maßnahmen des Gesetzgebers wird es möglich sein, vom nunmehr erreichten Kostenniveau aus Entlastungspotenzial zu erarbeiten.



Dr. Christoph Leitl
Präsident

Freundliche Grüße



Mag. Anna Maria Hochhauser
Generalsekretärin