

Bundesministerium für Wissenschaft,  
Forschung und Wirtschaft  
Hr. Mag. Dr. Benedikt Ennser  
Stubenring 1  
1010Wien  
**Per E-Mail an: post.iii1@bmwfw.gv.at**

Kontakt  
DI Susanne Püls-Schlesinger

DW  
222

Unser Zeichen  
SPS/Ha - 09/2017

Ihr Zeichen  
GZ BMWFW-551.950/0003-III/1/2017

Datum  
03.04.2017

## **Stellungnahme zum Vorschlag der Europäischen Kommission Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (COM(2016) 861 final)**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Oesterreichs Energie begrüßt die marktliche Grundausrichtung der Vorschläge und Prinzipien der Binnenmarktverordnung. Durch die zunehmenden Mengen an volatilen erneuerbaren Energien, die zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung sowie die Zunahme von neuen Marktakteuren (Aggregatoren, Speichern etc.) ist die Erarbeitung eines adäquaten Marktdesigns für einen integrierten Strommarkt erforderlich.

### **Zu den einzelnen Bestimmungen nehmen wir wie folgt Stellung:**

#### **Art 2, Abs. 2 (v) Definition Strategische Reserve**

*“strategic reserve’ means a capacity mechanism in which resources are only dispatched in case day-ahead and intraday markets have failed to clear, transmission system operators have exhausted their balancing resources to establish an equilibrium between demand and supply, and imbalances in the market during periods where the reserves were dispatched are settled at the value of lost load.”*

Für uns ist unklar, anhand welches Kriteriums bzw. ab welchem Zeitpunkt die genannten Märkte „have failed to clear“, insbesondere da in Österreich und Deutschland intraday kontinuierlich gehandelt werden kann. Kriterium und Zeitpunkt sind auch deshalb wesentlich, da Reservekapazitäten gewöhnlich Rampen fahren müssen. Hier ist eine Klarstellung erforderlich.

#### **Art 3 Prinzipien für die Elektrizitätsmärkte**

In Abs.1 (l) sollten Speicher – wie in (f) und (i) – aufgenommen werden.

**Art 5: Regelenergiemarkt**

Oesterreichs Energie unterstützt die Ansicht der Kommission, dass alle Marktteilnehmer Zugang zu den Regelenergiemärkten haben sollten und dass die Regelenergiemärkte nicht-diskriminierend organisiert sein sollten. Balancing Responsible Parties sollen die Möglichkeit haben, ihre Bilanzkreise so nah wie möglich an „real-time“, z.B. OTC oder an Intraday-Märkten, ausgleichen zu können, wobei zu beachten ist, dass sich Intraday-Märkte und Regelenergiemärkte nicht überlappen. Bei Anpassungen des Regelenergiemarktes sollte zunächst geprüft werden, ob diese Funktion nicht durch den Intraday-Markt erfüllt werden kann. In erster Linie ist der Intraday-Markt als Instrument zum Selbstaussgleich zu fördern. Die Anpassungen von regulatorischen Vorgaben zum Regelenergiemarkt dürfen diese Funktion nicht negativ beeinträchtigen.

Wir schlagen vor, dass die unter Art 3 Abs. 1, insbesondere (i) genannten Prinzipien auch für den Regelenergiemarkt angewandt werden sollen.

**Art 5 Abs. 2:** Die im zweiten Teil des Absatzes geregelte Berücksichtigung technischer Unterschiede einzelner Erzeugungs- und Speichertechnologien birgt die Gefahr, die im ersten Teil des Absatzes geforderte Nichtdiskriminierung zu unterlaufen. Vorgeschlagen wird deshalb die Streichung des zweiten Teils des betreffenden Absatzes. Art. 5 Abs. 2 würde demnach wie folgt lauten:

*„Balancing markets shall be organised in such a way as to ensure effective nondiscrimination between market participants.“*

**Art 5 Abs. 3:** Gemäß Art 5 Abs. 3 sollen Regelenergie und -leistung getrennt voneinander beschafft werden. Hier ist anzumerken, dass die Regelenergie nicht völlig losgelöst von der Regelleistung beschafft werden kann. Denn als Rückfalloption dient immer die kontrahierte Regelleistung, wofür auch ein Energiepreis vereinbart sein muss. In diesem Zusammenhang ist konsequenterweise die Frage zu stellen, welchen Nutzen die Beschaffung von Leistung ohne die Möglichkeit, diese in Form von Arbeit abzurufen, mit sich bringt. Sofern damit auf die obligatorische Einführung von Regularbeitsmärkten abgezielt wird, sollte zumindest differenziert werden, ob in den Märkten bereits liquide Intradaymärkte existieren, die dadurch allenfalls negativ beeinflusst würden und ob die in Art. 6 Abs. 2 lit. b geforderte Möglichkeit zum Ausgleich von Bilanzungleichheiten durch die Marktteilnehmer selbst erschwert würde.

**Art 5 Abs. 5:** Die Festlegung auf nur ein Preissetzungsverfahren (marginal pricing) sehen wir allerdings sehr kritisch. Die alleinige Harmonisierung der Preissetzungsregel im Regelenergiemarkt auf marginal pricing greift zu kurz, zumal aktuelle Pilotstudien eine Reihe von Umsetzungsproblemen aufzeigen. In kleinen Märkten mit einer begrenzten Anzahl von Bietern besteht die Gefahr, dass bei einem Einheitspreis-System volkswirtschaftlich suboptimale Ergebnisse erzielt werden, weil ein sehr teures Angebot den Grenzpreis für alle Anbieter setzt. Oesterreichs Energie spricht sich deshalb dafür aus, neben dem Einheitspreisverfahren (marginal pricing) auch das Gebotspreisverfahren (pay as bid) als zulässiges Gebotsverfahren in Absatz 5 aufzunehmen.

**Art 6 und 7 Day ahead und Intraday Märkte**

Oesterreichs Energie begrüßt die Vorschläge zur Weiterentwicklung der Day ahead- und Intraday-Märkte. Ganz besonders unterstützen wir die in Art 7 enthaltene Harmonisierung der Abrechnungsperiode für Ungleichgewichte in der Bilanzgruppe auf 15 Minuten, die jedenfalls bis spätestens 2025 in allen Mitgliedstaaten umgesetzt sein sollte, um dann ein Level Playing Field zu gewährleisten. Die vorgesehene Anpassungsperiode sollte keinesfalls über 2025 hinaus ausgedehnt werden.

**Art 8 Terminmärkte**

Terminmärkte spielen eine wesentliche Rolle für die langfristige Absicherung der Marktakteure. Daher sollte den Marktteilnehmern möglich sein, neue Absicherungsprodukte zu entwickeln und in den Markt zu bringen. Gleichzeitig sollte es auch in Zukunft möglich sein, Terminprodukte mit einer tatsächlichen physischen Lieferung für ein Hedging anbieten zu können (im Gegensatz zu einem reinen finanziellen Hedging-Instrument).

**Art 9 Preisgrenzen**

Oesterreichs Energie begrüßt die Intention der EU-Kommission, für die Preisbildung im Markt grundsätzlich keine Preisgrenzen vorzusehen, nur so können Knappheitspreise entstehen, die die richtigen Anreize für Investitionen setzen. Preisgrenzen sind generell abzuschaffen bzw. abzulehnen.

Bezüglich einer allfälligen Preisuntergrenze wird gemäß Art. 9 Abs. 1 ein Limit von EUR minus 2.000,00 festgelegt. Diese scheint willkürlich und ohne weitere Begründung gewählt worden zu sein, ebenso fehlt die Angabe einer Bezugsgröße (bspw. kWh, MWh, GWh). Insbesondere in Bezug auf die Regelernergie stellt die Festlegung einer Preisuntergrenze eine unangemessene Beeinträchtigung dar.

Die Festschreibung eines fixen Wertes ist für die Geltungsdauer dieser Regulierung nicht sinnvoll und soll analog zum VoLL gegen eine Rechengröße (z.B. einen Value of lost generation – VoLG) ersetzt werden. Zudem ist reine Bestimmung der Preisgrenzen für einzelne Mitgliedstaaten (MS) stark zu hinterfragen, da bereits die bestehende Struktur (MS mit mehreren BZ, BZ mit mehreren MS, MS mit Inseln etc.) und zukünftige Entwicklungen kaum sachgerecht abbildbar sind.

**Art 12 Redispatching und Curtailment**

Grundsätzlich wird begrüßt, dass ein marktbasierter, diskriminierungsfreier Ansatz gewählt wird.

Der DSO trägt die Verantwortung für die Aufrechterhaltung eines sicheren Betriebs seines Netzes. Werden Redispatch oder Einschränkungen im Dienste eines überlagerten Netzes durchgeführt, muss sichergestellt und verbindlich verankert sein, dass der DSO in die Maßnahme in seinem Netz aktiv eingebunden und alle Informationen und Daten erhält.

**Art 12 Abs. 6:**

Oesterreichs Energie fordert, dass im Fall von nichtmarktbasierendem Redispatching oder Curtailment eine volle finanzielle Entschädigung durch den Übertragungsnetzbetreiber, der den Eingriff verlangt hat, vorgesehen wird.

Gemäß Art. 12 Abs. 6 soll die Höhe der Entschädigung mindestens dem zusätzlichen Betriebsaufwand (lit. a) oder mindestens 90 % der Nettoeinnahmen des Verkaufs der Elektrizität am Day-ahead-Markt, welche ohne den Eingriff erzeugt worden wäre (lit. b). Die in Art. 12 Abs. 6 lit. a vorgesehene finanzielle Kompensation des Eingriffs deckt jedoch nicht alle dem Erzeuger entstehenden Kosten ab.

Zudem ist es nicht nachvollziehbar, warum der europäische Gesetzgeber in Art. 12 Abs. 6 lit. b unbegründet einen Prozentsatz in Höhe von 90 % gewählt hat; dies erscheint willkürlich. Art. 12 Abs. 6 ist jedenfalls dahingehend nachzuschärfen, dass sämtliche Kostenfaktoren, auch in Form von Opportunitätskosten, finanziell voll ausgeglichen werden müssen.

### **Art 13 Gebotszonen**

Oesterreichs Energie unterstützt die in **Art 13 Abs. 7** vorgesehene Stakeholder Konsultation. Hier sind die Marktteilnehmer jedenfalls gesondert aufzuführen.

Einer Entscheidung über einen Neuzuschnitt von Gebotszonen sollte immer eine eingehende Analyse vorangestellt werden (vgl. EU-Verordnung 2015/1222 CACM). Aktuell führt ENTSO-E diesen Prozess zur Bidding Zone Review durch, wobei die nationalen Entscheidungsträger einzubeziehen sind. Eine davon abweichende Kompetenzverlagerung hin zur Europäischen Kommission für die endgültige Entscheidung sollte explizit als Ultima Ratio definiert sein.

### **Art 16 Entgelte für den Netzzugang und Art 57 Abs. 4**

Das nationale Tarifierungssystem muss die strukturellen und regionalen Gegebenheiten und Notwendigkeiten der Netzbetreiber verursachungsgerecht abbilden. Europäische "Regeln für harmonisierte Übertragungs- und Verteilungstarifstrukturen" sind nicht pauschal zielführend (there-is-no-one-size-fits-all).

Oesterreichs Energie schlägt vor, dass die folgenden Prinzipien hinsichtlich der von Erzeugern zu leistenden Netztarifen (G-Komponente) in den Art. 16 und 57 verankert werden sollen. In Europa müssen Verzerrungen beim Betrieb und der Investition in Kraftwerke durch sehr unterschiedliche G-Komponenten vermieden werden. In vielen Ländern wird auf die G-Komponente verzichtet, während in Staaten wie Österreich erhebliche G-Komponenten von den Kraftwerksbetreibern zu zahlen sind. Es sollte in Europa auf eine möglichst weitgehende Reduktion der G-Komponente hingewirkt werden.

### **Art 17 Erlöse aus Engpassmanagement**

Wir unterstützen die Verwendung von Engpasserlösen, wie sie in Art 17 Abs. 2 (a) und (b) intendiert wird. Es ist richtig, dass allein durch die Bereitstellung von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten die europäischen Strommärkte miteinander verbunden und dadurch der Wettbewerb erhöht werden kann.

Die bestehende Regelung bezüglich der Verwendung von Engpasserlösen ist ausreichend und soll ohne Ergänzung beibehalten werden, sowohl was die Verwendung gemäß Punkt (a) und (b) betrifft, als auch die Berücksichtigung bei der Tarifierung, falls Engpasserlöse nicht für (a) und oder (b) verwendet werden können (keine Änderung des Absatz 2, nachfolgende Absätze 3 und 4 streichen).

**Art 18 Resource adequacy und Art 19 Resource adequacy assessment**

Oesterreichs Energie unterstützt, dass die Europäische Kommission in Artikel 18 Verbesserungen im Markt Vorrang gibt gegenüber der Einführung von Kapazitätsmechanismen. Wir begrüßen den Ansatz, dass bei Problemen im Zusammenhang mit der Ressourcen-Adäquanz vordringlich regulatorische Verzerrungen beseitigt werden sollen.

**Art 21 Grenzüberschreitende Teilnahme an Kapazitätsmechanismen**

Oesterreichs Energie tritt für die Streichung "other than strategic reserves" in Art 1 Abs. 1 ein, eine grenzüberschreitende Teilnahme sollte immer möglich sein und angestrebt werden.

**Änderungsvorschlag zu Art 21, Abs. 1:**

~~Mechanisms other than strategic reserves~~ **All capacity mechanisms shall be open to direct participation of capacity providers located in another Member State provided there is a network connection between that Member State and the bidding zone applying the mechanism.**

**Zu Art. 21, Abs. 4: Cross-border participation in capacity mechanisms**

Dieser Artikel sollte für alle Mechanismen gelten – daher ist „market-wide“ zu streichen.

**Änderungsvorschlag zu Artikel 21, Abs. 4:**

*Cross-border participation in ~~market-wide~~ capacity mechanisms shall not change, alter or otherwise impact cross-zonal schedules and physical flows between Member States which shall be determined solely by the outcome of capacity allocation pursuant to Article 14.*

**Zu Art. 21, Abs. 5: Cross-border participation in capacity mechanisms**

Wir unterstützen das Ansinnen, dass ein Anbieter mit zwei Anlagen in zwei unterschiedliche Mechanismen teilnehmen kann. Auch die Aufteilung einer Anlage in zwei Mechanismen wird unterstützt. Die Kapazität einer einzelnen Anlage effektiv zwei Mal zu verkaufen, setzt jedoch die Versorgungssicherheit aufs Spiel, weswegen diese Möglichkeit abgelehnt wird.

**Änderungsvorschlag zu Art. 21, Abs. 5:**

*Capacity providers shall be able to participate in more than one mechanism for the same delivery period. They shall be subject to non-availability payments pursuant to Article 23 (1) h) in case of non-availability, and subject to two or more non-availability payments where there is concurrent scarcity in two or more bidding zones where the capacity provider is contracted. **Capacity providers are not allowed to participate with more than their available maximum capacity.***

**Art 31ff Regionale Betriebszentren**

Oesterreichs Energie sieht die Notwendigkeit einer intensiven regionalen Kooperation zwischen den nationalen Netzbetreibern, wozu es auch entsprechender Strukturen bedarf. Die Einrichtung von ROCs (Regional Operational Centres – Regionale Betriebszentren) in der gegenwärtigen Form sehen wir jedenfalls kritisch, für eine fundierte Beurteilung bedarf es aus unserer Sicht aber weiterer detaillierter Untersuchungen und Evaluierungen.

**Art 47 Abs. 5 und 6 Bereitstellung von Information**

Die Pflichten der Marktteilnehmer zur Datenübermittlung sind bereits heute umfassend und ausreichend; jeder zusätzliche administrative und finanzielle Aufwand ist zu vermeiden.

**Art 49-51 DSO Entity**

Oesterreichs Energie spricht sich dafür aus, dass in dieser neu geschaffenen institutionellen Zusammenarbeit die Heterogenität der europäischen Verteilnetzbetreiber abgebildet ist. Neben der reinen Unternehmensmitgliedschaft muss die Möglichkeit der Mitgliedschaft auch auf europäische Verbände ausgeweitet werden.

Ad 1 f: Eine Parteienstellung der EU DSO entity sowie auch der Marktteilnehmer innerhalb des Entwicklungsprozesses der Network Codes ist von höchster Bedeutung und muss in den betreffenden Artikeln festgeschrieben werden.

**Art 54-57 i.V.m. Art 63 Netzkodizes und Leitlinien**

Mit den Bestimmungen in Art 54-57 wird die Kommission ermächtigt, de facto jedes beliebige Thema über delegierte Rechtsakte zu harmonisieren. Diese Kompetenzerweiterung schießt nach Ansicht von Oesterreichs Energie über das Ziel hinaus, zumal im vorliegenden VO-Entwurf die Themen nur schlagwortartig benannt werden. Die zu behandelnden Themen müssten in der Verordnung nach Anzahl und inhaltlichem Umfang abschließend spezifiziert festgelegt werden.

Darüber hinaus sieht Oesterreichs Energie die umfassenden Befugnisse für die Europäische Kommission kritisch, verbindliche Leitlinien („binding guidelines“) zu erlassen. Zumal die Leitlinien rechtliche Verbindlichkeit entfalten sollen (Abs. 1) und die Kommission auch dann eigene Regelwerke erarbeiten können soll, wenn nach Artikel 55 Abs. 1 andere Einheiten (EU DSO entity oder ENTSO-E) Network Codes erarbeiten sollen.

Hingegen ist eine Prüfmöglichkeit für die Marktteilnehmer im Grundsatz gar nicht vorgesehen sondern Ermessenssache der Europäischen Kommission, indem eine Konsultation von ACER, ENTSO-E und anderen Stakeholdern nur durchzuführen ist, wenn es die Kommission für relevant erachtet (Art. 57 Abs. 7).

Bei jeder zusätzlichen Ermächtigung, harmonisierte Regelwerke zu erarbeiten, fordert Oesterreichs Energie, dass die zu behandelnden Themen in der Verordnung nach Anzahl und inhaltlichem Umfang abschließend spezifiziert festgelegt werden und dass die Einbeziehung, insbesondere der Marktakteure sowie ihrer Prüf- und Mitwirkungsmöglichkeiten wie in den ausführlichen Vorgaben bezüglich der Erstellung von Network Codes (Art 55), auch bei den Leitlinien festgelegt wird.

**Art 54 2(d) Verabschiedung und Leitlinien**

Eine Regelung ist aufzunehmen, wonach es den relevanten Netzbetreibern obliegt, nationale Network Codes zu formulieren. Eine entsprechende Konsultation mit den Marktteilnehmern ist vorzusehen. Keinesfalls darf aus den Textpassagen ein generelles Recht der nationalen Regulierungsbehörden ableitbar sein, solche nationalen Regelungen zu erlassen.

**Art 55.1(k) Festlegung von Netzkodizes**

Europäische “Regeln für harmonisierte Übertragungs- und Verteilungstarifstrukturen” sind nicht pauschal zielführend (there-is-no-one-size-fits-all). Die Tarifstruktur muss die unterschiedlichen nationalen strukturellen und regionalen Gegebenheiten und Notwendigkeiten der Netzbetreiber abbilden – insofern scheint aber eine Harmonisierung sinnvoll, als die derzeit hohe Spreizung bei der G-Komponente zwischen einzelnen Mitgliedstaaten abgeschafft werden sollte.

**Art 63 Ausübung der übertragenen Befugnis**

Die Befugnisübertragung an die Kommission ist überschießend und nicht adäquat. Daher sollte Artikel 63 zur Gänze gestrichen werden.

Wir danken für die Kenntnisnahme der Anliegen von Oesterreichs Energie und ersuchen um deren Berücksichtigung.

Mit freundlichen Grüßen

DI Wolfgang Anzengruber  
Präsident

Dr. Barbara Schmidt  
Generalsekretärin