

EVN AG, Postfach 100, 2344 Maria Enzersdorf

Energie-Control Austria
per E-Mail an: Marktregeln-Strom@e-control.at

Kontakt Mag. (FH) Christoph Niederdorfer
Telefon +43 2236 200-12110
Datum Maria Enzersdorf, 30.11.2014

Stellungnahme der EVN AG zum Begutachtungsentwurf der Sonstigen Marktregeln Strom Kapitel 3

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Sonstigen Marktregeln Strom stellen einen wesentlichen Bestandteil des bestehenden Regulativs der österreichischen Elektrizitätswirtschaft dar. Weiterentwicklungen erheben daher den Anspruch, neben dem europäischen Legislativ zumindest auch das Spannungsfeld aus Individualinteressen aller Stakeholder-Gruppen sowie die Auswirkungen auf das gemeinsame Marktgebiet mit Deutschland zu berücksichtigen. Der aktuell vorliegende Begutachtungsentwurf wird jedoch aus nachfolgenden Gründen keinem dieser Ansprüche gerecht und daher vollinhaltlich abgelehnt:

Berücksichtigung der europäischen Legislative

Der Regelungsbereich der Sonstigen Marktregeln wird sich zukünftig durch das In-Kraft-Treten der Network Codes erheblich verändern. Davon umfasst ist auch der Datenaustausch zwischen den einzelnen Akteuren der Elektrizitätswirtschaft. Der vorliegende Begutachtungsentwurf der Sonstigen Marktregeln scheint diesbezüglich einen Vorgriff vornehmen zu wollen, der jedoch in wesentlichen Bereichen von den derzeitigen Entwürfen der relevanten Network Codes abweicht. Eine neuerliche Anpassung der Sonstigen Marktregeln innerhalb der kommenden ein bis zwei Jahre sowie der damit verbundene Mehraufwand sind dadurch unausweichlich.

Unsere Bedenken werden durch nachfolgende Bestimmung auf der Veröffentlichungsplattform für Begutachtungsentwürfe der E-Control bekräftigt:

„[...] , dass weitere Anpassungen der Marktregeln in Bezug auf Datenformate und -strukturen sowie der Datenübertragungswege möglich sind, die aufgrund der vor dem 1. Jänner 2015 notwendigen Anpassungen für die Einführung des NNE Regelreserve noch keine Berücksichtigung finden konnten.“

Die angesprochene notwendige Änderung betrifft jedoch ausschließlich die Sonstigen Marktregeln Kapitel 10. Eine Überarbeitung des Kapitels 3 ist demnach grundlos erfolgt und formalrechtlich nicht erforderlich. Darüber hinaus wurden bestehende Verweise in anderen Kapiteln der Sonstigen Marktregeln Strom nicht nachgezogen.

Berücksichtigung des Spannungsfelds aus Individualinteressen

Eine Einbindung der Marktteilnehmer im Vorfeld der Begutachtungsphase hat zu unserer Information bedauerlicherweise nicht stattgefunden. Umso irritierender ist es daher, dass eine Vielzahl von Formulierungen Positionen des Regelzonenführers entsprechen, die zum Teil inhaltlich gleichlautend von APG bereits vor der Veröffentlichung des Begutachtungsentwurfs zu vernehmen waren.

Berücksichtigung der Auswirkungen auf das gemeinsame Marktgebiet mit Deutschland

Der Begutachtungsentwurf baut zusätzliche organisatorische Hürden an der Grenze zu Deutschland auf, anstatt die bestehenden zu beseitigen. Der damit verbundene Rückschritt im Harmonisierungsprozess birgt neben einer weiteren Benachteiligung österreichischer Marktteilnehmer die Gefahr, falsche Signale im Rahmen der aktuell politisch geführten Diskussion über die Zukunft der gemeinsamen Preiszone zu erzeugen.

Es wird daher vorgeschlagen eine Arbeitsgruppe zu konstituieren, in der Repräsentanten von Marktteilnehmern und APG gemeinsam unter dem Vorsitz der E-Control Austria ein praxisnäheres und für alle Stakeholder-Gruppen tragbares Konzept zur Anpassung der Sonstigen Marktregeln Kapitel 3 erarbeiten.

Zu den einzelnen Bestimmungen des vorliegenden Begutachtungsentwurfs halten wir wie folgt fest:

Seite 11 Kapitel 2.3 neu eingefügter Absatz

Die Regelung ist unverständlich, zumal regelzoneninterne und -externe Geschäften mit Verweisen auf Kapitel betreffend externe und interne Fahrpläne, sowie Fristen für rein externe Fahrpläne junktimiert werden. Auch die Definitionen gemäß den Sonstigen Marktregeln Kapitel 1 tragen an dieser Stelle nicht zur Klarheit bei.

Seite 11 Punkt 2.3.1.2 letzter Satz: Veröffentlichung von Regeln und Fristen

Dieser Satz kommt einer Generalermächtigung gleich, mit der APG in Zukunft ohne Rücksicht auf die Sonstigen Marktregeln Änderungen auf ihrer Homepage vornehmen kann. Eine Bestimmung hinsichtlich der konkreten Vorgehensweise im Fall einer Änderung von Regeln und Fristen auf der Homepage von APG unter Einbindung aller Stakeholder-Gruppen sowie einer hinreichenden Begründung fehlt vollständig.

Seite 15 Punkt Phase 1: Anmeldung (Nominierung)

Für den Verweis in der Fußzeile auf Veröffentlichungen auf der APG Homepage gilt analog die vorherige Anmerkung.

Seite 16 Punkt Phase 2: Wortfolge „Abstimmungsphase (Cutofftime)“

Im vorliegenden Begutachtungsentwurf werden Begriffe verwendet, die sich weder in den Sonstigen Marktregeln Kapitel 1 „Begriffsbestimmungen“ noch in den angegebenen Quellen (APG Homepage) wiederfinden.

Seite 16 Punkt Phase 2 Anmerkung zweiter Absatz

Der deutsche TSOs Amprion wendet im Fall von Differenzen zweier korrespondierender Fahrpläne die Senkenregel an. Danach bildet der Fahrplan des importierenden Bilanzkreises die Grundlage der betrieblichen Abwicklung und der Abrechnung. An dieser Stelle wird mit dem Abgehen von der aktuell gültigen Bestimmung bewusst eine weitere Abweichung zum deutschen Modell erzeugt, was wir mit Nachdruck ablehnen.

Seite 16 Punkt Phase 3 Anmerkung zweiter Absatz

Die Formulierung „Fahrplankürzungen aufgrund netztechnischer Erfordernisse“ ist nicht hinreichend konkretisiert. Dies trifft auch auf andere Anmerkungen im Begutachtungsentwurf zu, die damit nicht zu einem besseren Verständnis der Sonstigen Marktregeln beitragen. Wir schlagen daher vor, sämtliche Anmerkungen ersatzlos zu streichen.

Seite 17 Kapitel Intra-day Abschnitt Punkt Phase 1: Anmeldung (Nominierung)

Die Wortfolge „Der regelzonenüberschreitende Intradayhandel beginnt D-1 um 21:00 Uhr.“ ist formal nicht korrekt, zumal der Intradayhandel an der Strombörse EPEX Spot D-1 um 15:00 Uhr startet und es auch nicht Aufgabe der Sonstigen Marktregeln ist, den Intradayhandelsstart festzulegen. Die Regelung kann sich daher nur auf den Beginn des Intraday Abstimmungsprozesses beziehen, der entgegen allen Bestrebungen nach einer Harmonisierung mit Deutschland zukünftig um 3 Stunden später starten soll.

Österreichische Marktteilnehmer werden dadurch gegenüber ihren deutschen Mitbewerbern weiter benachteiligt, da Intraday ¼-Stundenprodukte im Fließhandel und in der geplanten Auktion zum Intraday-Handelsstart an der EPEX Spot nur mit Übergabe in Deutschland handelbar sind. Bis D-1 um 21:00 Uhr wären damit sämtliche ¼ Stunden Intradayhandelsgeschäfte österreichischer Marktteilnehmer nicht bestätigt und als Risikopositionen in Österreich und Deutschland einzustufen. Die zur Verfügung stehende Zeit um eine offene Position beispielsweise für die erste Viertelstunde des Folgetags zu schließen, sinkt mit der Entscheidung um 21:00 Uhr darüber hinaus dramatisch.

Entgegen der vorangeführten Bestimmung schlagen wir daher vor, den Intraday Abstimmungsprozess analog der deutschen Regelung um 18:00 Uhr beizubehalten und als Bekenntnis zum gemeinsamen Marktgebiet die Vorlaufzeit von regelzonenüberschreitenden Fahrplänen an Grenze zu Deutschland auf zumindest 45 Minuten zum ¼ Stundenwechsel herabzusetzen, da es sich hierbei um ein rein organisatorisches Thema handelt.

Darüber hinaus soll die Einführung von ¼-Stundenprodukte an der EPEX Spot mit Übergabe in Österreich untersucht werden, da diese Handelsmöglichkeit der gesamten österreichischen Elektrizitätswirtschaft zugutekommt.

Seite 24 Punkt 2.3.3 Fahrpläne für Ökostromzuweisungen

Wir schlagen vor, dass die Zuweisung der Ökostrommengen an die Bilanzgruppenverantwortlichen zukünftig um 09:00 Uhr anstatt wie bisher um 10:00 Uhr erfolgt. Die Möglichkeit darauf aufbauend Handelsgeschäfte zu tätigen, wird für österreichische Marktteilnehmer dadurch verlängert.

Seite 25 Punkt 2.3.4 „blockscharfe“ Erzeugungsfahrpläne

Die Formulierung, nach der Kraftwerktransformatorblöcke den eigentlichen Netzeinspeisepunkt von Kraftwerken darstellen, ist nicht korrekt. Wir schlagen daher vor, Fahrpläne standortbezogen zu übermitteln, zumal die Ableitung des Stroms nicht durch den Erzeuger selbst, sondern durch den örtlichen Anschlussnetzbetreiber beeinflusst wird. Die Verpflichtung zur Übermittlung blockscharfer Erzeugungsfahrpläne bringt unserer Ansicht nach keinen Nutzen, weil die Auswirkung auf das vorgelagerte Netz maßgeblich von der Summeneinspeisung am Standort abhängt.

Für die nachfolgenden Formulierungen betreffend Pumpspeicherkraftwerke gilt dasselbe.

Seite 26 Punkt 2.3.4 Fahrpläne für Kraftwerke deren Erzeugung dargebotsabhängig ist

Die Einschränkung auf die Summenkraftwerksnettoleistung größer/gleich 25MW bzw. die Einspeisung in den Netzebenen 1-3 ist zu ergänzen.

Seite 27 Punkt 2.3.4 Abweichungen vom ursprünglichen Fahrplan

Die umgehende Informationspflicht bei einer relativen Abweichung ab 20% benachteiligt Kleinanlagen. Bei z.B. 25MW Nettoleistung wäre damit jede Fahrplanänderung größer/gleich 5MW meldepflichtig.

Darüber hinaus ist jedenfalls zu definieren, was als Abweichung vom ursprünglichen Fahrplan verstanden wird, zumal Produktionsabweichungen bei Kraftwerken, deren Erzeugung dargebotsabhängig ist, in der Natur der Sache liegen.

Seite 27 Punkt 2.3.4 Änderung infolge eines Blockausfalls

Im Zusammenhang mit der Meldung von Kraftwerksausfällen erlauben wir uns auf die gültige europäische Gesetzgebung hinzuweisen, die mit den Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011 und (EU) Nr. 543/2013 die Meldung von Kraftwerksausfällen bzw. Verfügbarkeitsänderungen abdeckt. Auch national existieren mit §10a ElWOG und §11 Abs. 5 E-EnLD-VO 2014 bereits entsprechende Regelungen. Die Sonstigen Marktregeln Kapitel 3 stellen – entgegen der Absicht des europäischen Gesetzgebers, Doppelmeldungen zu vermeiden – nunmehr die insgesamt 5. Rechtsquelle dar, nach der Meldungen im Falle von Kraftwerksausfällen oder Verfügbarkeitsänderungen zu erfolgen hätten.

Darüber hinaus sei an dieser Stelle auf §66 Abs. 3 ElWOG verwiesen, wonach dem Regelzonenführer zur Überwachung der Netzsicherheit zeitgleich Daten über die jeweils aktuelle Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen in elektronischer Form zu übermitteln sind. Ein Ausfall dieser Stromerzeugungseinheiten ist dem Regelzonenführer somit unmittelbar bekannt. Eine zusätzliche Meldung nach den Sonstigen Marktregeln ist angesichts der vielen bereits bestehenden gesetzlichen Meldeverpflichtungen, zu denen der Regelzonenführer selbst auch Zugang hat, im Fall eines Kraftwerksausfalls oder einer Verfügbarkeitsänderung unzumutbar.

Seite 28 Punkt 2.3.4 Übermittlung von Messwerten an den RZF

Die Meldung der gemessenen ¼-Stundenwerte von Erzeugungseinheiten spätestens am Folgetag wird als überschießend abgelehnt, da es sich hierbei um vergangenheitsbezogene Werte handelt, aus denen keine Rückschlüsse für die aktuelle Netzführung gezogen werden können.

Seite 28 Punkt 2.3.5 Verfügbarkeitsfahrpläne und -meldungen

Die im Begutachtungsentwurf vorgesehene Verfügbarkeitsmeldung nimmt auf bereits bestehende gesetzliche Meldungen keine Rücksicht und erzeugt dadurch einen wirtschaftlich unzumutbaren Mehraufwand für Marktteilnehmer. Wir lehnen diese Bestimmung daher mit Nachdruck ab.

Der Verweis auf die Meldeverpflichtung gemäß §11 E-EnLD-VO 2014 an die E-Control ist darüber hinaus vollständig aus den Sonstigen Marktregeln zu streichen, da diese Bestimmung durch die angeführte Verordnung selbst geregelt und damit verbindlich ist.

Darüber hinaus ist unklar, was unter „sonstigen Meldungen“ in der Wortfolge „[...] in Form von Fahrplänen und sonstigen Meldungen. [...]“ im letzten Absatz verstanden wird. Die Bestimmung ist daher zu streichen.

Seite 29 Punkt 1. Jahresvorschau (Year-Ahead)

Aus der Schedule Message auf Seite 47 ist zu interpretieren, dass gemäß der aktuellen Formulierung pro Block insgesamt 3 Meldungen über jeweils rd. 35.000 Einzelwerte durchzuführen sind. Da es sich hierbei um Planwerte handelt, erscheint insbesondere die geforderte Granularität unverhältnismäßig.

Die Meldung der Vorlaufzeiten von Kraftwerken als Zeitreihe ist darüber hinaus nicht administrierbar, zumal Vorlaufzeiten von einer Vielzahl von technischen und betrieblichen Faktoren (z.B. Umwelteinflüsse, Personalverfügbarkeiten, etc...) beeinflusst werden. Die Meldung ist daher ersatzlos zu streichen, da sie unverhältnismäßig, aufwändig und nicht automatisierbar ist.

Wir schlagen vor, die bestehenden gesetzlichen Bestimmungen einer Analyse zu unterziehen, um weiteren Redundanzen in der Meldung von kraftwerksbezogenen Daten vorzubeugen. Darin miteinzubeziehen sind auch privatrechtliche Verträge mit dem Regelzonenführer (z.B. gemäß §23 Abs. 2 Z. 5 ElWOG), in denen unter anderem die Abfrage von Verfügbarkeiten geregelt ist.

Seite 29 Punkt 2. Wochenvorschau (Week-Ahead)

Siehe vorherige Anmerkung.

Seite 30 Punkt 2.3.4 Meldung bei Änderung der Verfügbarkeitsdaten

Siehe vorherige Anmerkung.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen um Berücksichtigung unserer Anmerkungen.

Mit freundlichen Grüßen

EVN AG

