

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per E-Mail an: Markregeln-Strom@e-control.at

Kontakt
Dipl.-Volksw. Alexandra Gruber

DW
211

Unser Zeichen
AG/Ha – 26/2014

Ihr Zeichen

Datum
28.11.2014

Entwurf Sonstige Marktregeln Strom Kapitel 3

Sehr geehrte Damen und Herren,

Oesterreichs Energie bedankt sich für die Gelegenheit, zu den Begutachtungsentwürfen der Sonstigen Marktregeln Strom Kapitel 3 (Fahrpläne) sowie Kapitel 10 (Informationsübermittlung von Netzbetreibern und anderen Marktteilnehmern; Grundsätze des 1. und 2. Clearings) der E-Control Stellung nehmen zu dürfen.

Zusammenfassung der wesentlichen Forderungen von Oesterreichs Energie zu Kapitel 3:

- Beschränkung auf europäische Vorgaben:
Bekanntgabe der Verfügbarkeit am Kraftwerksknoten (Connection Point) und nicht block-scharf. Eine blockscharfe Meldung von Erzeugungsprognosen wird abgelehnt.
- Berücksichtigung bereits bestehender gesetzlicher Verpflichtungen:
Eine Meldung der Vorlaufzeiten für alle Kraftwerke sowie die Meldung der Verfügbarkeiten an mehrere Partner wird abgelehnt.
- Abbau der Benachteiligung von österreichischen Marktteilnehmern:
Eine Verschiebung des Abstimmungsprozesses des Fahrplanmanagements auf einen noch späteren Zeitpunkt (18:30 Uhr) wird abgelehnt, ein früherer Start (als bisher 18:00 Uhr) des regelzonenüberschreitenden ID-Handels wird gefordert, eine Verlegung nach hinten (21:00 Uhr) wird jedenfalls abgelehnt.

Zum Kapitel 10 wird auf die entsprechende Stellungnahme von Oesterreichs Energie verwiesen; hier soll lediglich angemerkt werden, dass eine einheitliche Datenbasis für die Verrechnung von Netznutzung und Ausgleichsenergie sichergestellt werden soll, was die Ergänzung von entsprechenden Regelungen insbesondere für die Abrechnung von Pool-Anbietern (Aggregatoren, Regelreserveanbieter) von Regelenergie erforderlich macht. Bilanzgruppenverantwortliche und Lieferanten brauchen Informationen für die Erfüllung ihrer Verpflichtung im Zusammenhang mit dem Ausgleichsenergieregime, um eine Verbesserung der Prognose und eine Kontrolle der Aktivitäten zu ermöglichen.

Ohne Kenntnis von Online-Messwerten in der Kette Regelreserveanbieter bzw. Aggregator/Lieferant/BGV ist zu erwarten und kann nicht ausgeschlossen werden, dass wegen Unkenntnis gegen das angeforderte/erbrachte Regelenergie-Signal geregelt wird. Dies hätte einerseits Auswirkungen auf die Ausgleichsenergiekosten und andererseits auf die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten und letztendlich eine reduzierte Systemsicherheit (Regelenergie-Abrufe kommen nicht an, da die Bilanzgruppe (BG) gegenregelt, um eine Minimierung der Ausgleichsenergie zu erreichen) zur Folge.

Sonstige Marktregeln Strom Kapitel 3

Generell spricht sich Oesterreichs Energie gegen eine Benachteiligung von österreichischen Marktteilnehmern, sowohl am Day Ahead (DA)-Markt als auch am Intraday-Handel (ID) innerhalb der österreichisch-deutschen Preiszone aus. Beispielhaft möchten wir dazu den derzeit späten Start des ID sowie die Vorlaufzeiten für eine Fahrplanmeldung zur vollen Stunde als auch zu jeder der vier Viertelstunden einer Stunde im Vergleich zu Deutschland anführen. Die Forderung der Marktteilnehmer nach Transparenz bei Handelsunterbrechungen im ID wurde bisher leider noch nicht ausreichend berücksichtigt.

Auch die deutlichen Mehraufwände durch die Umstellung von Revisions-Nichtverfügbarkeitsmeldungen auf Verfügbarkeitsmeldungen sehen wir im Zusammenhang mit den europäischen Vorgaben für die Markttransparenz – Stichwort REMIT und EMFIP – als nicht gerechtfertigt an. Zudem werden die Grenzwerte deutlich verringert, der Meldeumfang und die Meldefrequenz deutlich erhöht. Weiters werden den Marktteilnehmern einseitige Forderungen – z.B. Kontaktstelle oder Einhaltung der Meldungen – auferlegt. Auch widersprechen aus unserer Sicht einige Punkte – z.B. die Erstinformation an APG bei Kraftwerksentscheidungen – eindeutig den europäischen Transparenzvorgaben von z.B. REMIT, wonach diese Information gleichzeitig allen Betroffenen zuzugehen hat.

Die Zeit für die Implementierung der im Dokument beschriebenen neuen Meldungen bis 1. März 2015 wäre, insbesondere wegen externer Lieferanten, jedenfalls zu kurz bemessen.

Im Detail

1. Einleitung

Das Abgehen von Nicht-Verfügbarkeits-Meldungen für Kraftwerke hin zu Verfügbarkeitsmeldungen entspricht ähnlichen Entwicklungen für die Betriebsführung in Deutschland, wobei dort nur ein zeitlicher Horizont von D+1 betrachtet wird. Durch die reine Betrachtung des DA ist der Aufwand ungleich geringer und damit nicht vergleichbar mit der in diesem Entwurf geforderten Meldung bis zur Jahresvorschau.

Demgegenüber stehen jedoch andere Nicht-Verfügbarkeits-Meldungen z.B. nach REMIT, EMFIP etc. Dies führt zu (inversen) Doppelmeldungen und einem deutlich erhöhten Aufwand für die Melder.

Jedenfalls sollte an dieser Stelle der Bezug zur Website der ENTSO-E als Quellverweis hergestellt werden.

1.2 Leistungseinheiten

Für die Beurteilung der Netzsicherheit und der Netzberechnungen bzw. der Lastprognosen wird die Meldung von „blockscharfen“ Fahrplänen für die Kraftwerkserzeugung und -verfügbarkeit gefordert.

Zur Planung der Netzsicherheit werden in den Network Codes „Operational Planning and Scheduling (NC OPS)“, „Operational Security (NC OS)“ sowie „Requirements for Generators (NC RfG)“ Vorgaben gemacht. Diese Regelwerke zielen darauf ab, signifikante Anlagen (Significant Grid Users) zu identifizieren und deren Verfügbarkeit an die Übertragungsnetzbetreiber bzw. Verteilnetzbetreiber zu melden. Signifikante (=systemrelevante) Anlagen sind bestimmte Kraftwerke (Power Generating Modules, Type B, C und D nach NC RfG) und Verbraucher (demand facilities). Artikel 25 des NC OS fordert die Bekanntgabe der Verfügbarkeit am Kraftwerksknoten (Connection Point) und nicht blockscharf.

Article 25 NC OS

“Scheduled data exchange between TSOs, DSOs and Significant Grid Users according to Article 1(5)(a) and Article 1(5)(d) connected to the Distribution Network

1. Each Significant Grid User which is a Power Generating Facility Owner according to the Article 1(5)(a) and Article 1(5)(d) and with Connection Point to the Distribution Network, shall provide its TSO and/or its DSO with its scheduled unavailability, Active Power restriction and its forecast scheduled Active Power output at the Connection Point.”

Die in dem Begutachtungsentwurf „blockscharfe“ Abgrenzung ist unserer Ansicht nach nicht konform mit den Network Codes und wird insofern abgelehnt.

Bei Wasserkraftanlagen erfolgt die Erzeugungsprognose auf Basis meteorologischer Prognosen und ist mit entsprechenden Unsicherheiten verknüpft. Deshalb erfolgt die Prognose kraftwerksscharf. Die Aufteilung auf Einzelmaschinen unterliegt einer großen Schwankungsbreite und somit haben Erzeugungsprognosen auf Blockebene keinen hohen Informationsgehalt.

2.3 Prozessbeschreibung

Das EIWOG regelt klar die Verantwortlichkeiten in Österreich. Grundsätzlich wäre die Einführung einer Verpflichtung für BG zur DA-Ausgeglichenheit, insbesondere im Zusammenhang mit der Zunahme von RES-Integration, Demand Response, der vielfach flexiblen Assets in den österreichischen Portfolien und einer sehr hohen Marktliquidität im ID nicht zweckmäßig, kontraproduktiv und wird jedenfalls abgelehnt.

Diese Forderung wäre zudem für BG mit Kunden und/oder Erzeugung – vor allem hydraulischer wie in Österreich – auch nicht wirklich erfüllbar (siehe auch Öko-BG).

Wir interpretieren den vorliegenden Entwurfstext jedoch so, dass diese Ausgeglichenheit nur BG ohne Verbraucher oder Erzeuger (d.h. BG für reines „Margentrading“) betrifft.

Die Motivation für eine Ausgeglichenheit der BG ist vielmehr über verstärkte monetäre Anreize im Zusammenhang mit der Ausgleichsenergiepreisbildung herzustellen.

Im Zusammenhang ist eine Vereinfachung der Meldung anzustreben. Interne und externe Fahrpläne sollten nur noch an eine Stelle gemeldet werden. Im Sinne einer EU-weiten Harmonisierung der Marktregeln wäre eine Anpassung der Meldung von grenzüberschreitenden und internen Fahrplänen an die deutschen Marktregeln sinnvoll. Der Prozess bei der Meldung einer unausgeglichene Position sowie die Konsequenzen und Schlussfolgerungen sind zu definieren.

Informationen über die verfügbaren Kraftwerke und die Nicht-Verfügbarkeiten sind laut Transparenzdatenverordnung 543/2013 und REMIT bereits auf internationalen Plattformen veröffentlicht. Eine doppelte Übermittlung der Daten ist abzulehnen.

2.3.1.2 Anmeldung, Prüfung und Genehmigung von Fahrplänen

Die geltenden Regeln und Fristen müssen ein Level Playing Field garantieren, sind in den Sonstigen Marktregeln festzulegen und auf der Homepage der ECA zu veröffentlichen. Änderungen müssen fristgerecht und in geeigneter Form kommuniziert werden.

2.3.1.2 Veröffentlichung von Regeln und Fristen

Dieser Satz kommt einer Vollmachterklärung gleich, mit der APG in Zukunft an den Sonstigen Marktregeln vorbei Änderungen vornehmen kann. Eine Bestimmung hinsichtlich der 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.

Longterm & Day-Ahead Abschnitt:

Phase 1 Anmeldung

„Longterm“ bezieht sich auf die Art der Kapazitätsreservierung aber nicht auf die Fahrplanmeldung. Da gibt es nur DA und ID. Der Begriff ist zu streichen.

Da es keinen Engpass an der Grenze AT/DE gibt, gehen wir davon aus, dass eine grenzüberschreitende Fahrplanmeldung (D-2) für die Grenze AT/DE möglich ist. Wenn eine Fahrplananmeldung vor dem Einlangen eines RDL/RDS-Dokuments abgesetzt wird, sollte normiert werden, dass der Bilanzgruppenverantwortliche entsprechend dem geltenden Fahrplanformat (ESS) die korrekten Rückmeldungen erhalten muss.

Außerordentliche Marktsituation:

Eine Definition von außerordentlichen Marktsituationen fehlt – beispielsweise wäre ein verspätetes Vorliegen der Börsenergebnisse als außerordentliche Marktsituation anzuführen.

Ein klar definierter Prozess für die Übermittlung der Information wäre wünschenswert, was unter „rechtzeitig und in geeigneter Form“ zu verstehen ist, sollte klar definiert werden.

Phase 3: Bestätigung (Confirmation)

Nur als Ausnahmefall ist diese Zeit akzeptabel, nicht jedoch als Standardprozedere. Grundsätzlich ist ein deutlich früherer Zeitpunkt, in Anlehnung an die Gegebenheiten z.B. bei Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland anzustreben.

Jedenfalls muss aus Sicht des Händlers die Bestätigung um 16.30 “firm” sein. Der Änderungszyklus mit der Bestätigung (CNF) um 18.30 ist zu vage formuliert und bietet große Unsicherheiten. Der detaillierte Ablauf ist im Sequenzdiagramm zu ergänzen. Nachträgliche Kürzungen sind abzulehnen. Zwischenzeitliche Erweiterungen sind genauer zu definieren. Wenn aus netztechnischen Erfordernissen Lieferungen gekürzt werden, muss eine transparente Information ehestens an die von einer Fahrplankürzung Betroffenen erfolgen, um diesen eine rasche Disposition zu ermöglichen. Weiters ist zu definieren, wer dafür die Kosten zu tragen hat.

Intra-day Abschnitt:**Phase 1: Anmeldung (Nominierung)**

Der Zugang der österreichischen Marktteilnehmer zum Cross Border Intraday (XB ID) Handel ist aufgrund der bestehenden Vorlaufzeiten innerhalb der gemeinsamen Preiszone AT-DE schon derzeit stark eingeschränkt: AT Vorlaufzeiten XB ID OTC aktuell 45 min., börslich (EPEX) 75 min. Im Vergleich für Marktteilnehmer innerhalb Deutschlands: 15 min. OTC bzw. 45 min. börslich.

Es resultiert auch ein eingeschränkter Zugang der österreichischen Marktteilnehmer zum börslichen ID-Viertelstundenmarkt, der mit zunehmender RES-Integration gerade die notwendige Flexibilität in der gemeinsamen Preiszone AT-DE erhöhen würde, die einen wesentlichen Beitrag zur Systemsicherheit leisten kann. Ziel und damit Forderung seitens der Marktteilnehmer ist es deshalb, den ID-Start so weit nach vorne zu schieben, dass z.B. österreichische Teilnehmer in der Lage sind, auch an der für 9. Dezember 2014 angekündigten ID 1/4h Auktion für D+1 an der EPEX SPOT SE (15:00 Uhr) teilzunehmen.

Es ist ein explizites europäisches Ziel, einen einheitlichen Energie-Binnenmarkt, bei einer effizienten RES-Integration zu schaffen. Eine Einengung des Marktes wird daher abgelehnt. Eine Harmonisierung der Vorlaufzeiten für die Fahrplananmeldung für die Handelsteilnehmer in der gemeinsamen Preiszone AT-DE ist unbedingt vorzunehmen, um die derzeit bestehende Benachteiligung der österreichischen Marktteilnehmer zu beheben.

Eine demgegenüber im Entwurfstext vorgesehene Verschiebung des ID-Handelsstarts vom aktuellen Zeitpunkt nach hinten ist dagegen kontraproduktiv, marktabstottend gegenüber dem deutlich kürzeren Standard der RZF in Deutschland und wird von den Marktteilnehmern abgelehnt. Die bestehende Benachteiligung der österreichischen Handelsteilnehmer in der gemeinsamen Preiszone würde statt reduziert noch vergrößert. Die Marktteilnehmer fordern seit Jahren eine Harmonisierung mit Deutschland mit Start der ID-Nominierungen D-1 um 15:30 (gleich nach dem Zeitpunkt der derzeitigen DA-Confirmation-Frist), um möglichst zeitnahe am Handelsstart der EPEX SPOT zu sein. Der vorgeschlagene Zeitpunkt für den regelzonenüberschreitenden ID-Handel von 21:00 Uhr ist jedenfalls abzulehnen. Stattdessen soll als Startzeitpunkt spätestens 14:15 Uhr angestrebt werden, um den österreichischen Marktteilnehmern eine vollwertige Teilnahme an der 1/4h Auktion für D+1 an der EPEX SPOT SE (15:00 Uhr) zu ermöglichen.

Darüber hinaus werden etwa in Deutschland ID-Fahrpläne vor dem Start des ID-Prozesses zur Prüfung zurückgestellt und nicht abgelehnt. Dieses Vorgehen ist zu priorisieren.

Eine Notwendigkeit für eine Formulierung in den Marktregeln zu ID-Handelsstopps ist für die Marktteilnehmer nicht gegeben, vielmehr wird eine online Erläuterung, zumindest aber ex-post Erläuterung für die Marktteilnehmer durch APG für erforderlich gehalten, die die ID-XB-Einschränkungen im Detail und transparent erklären. Grundsätzlich stellt die Häufigkeit von Import- und Exportbeschränkungen einen großen wirtschaftlichen Nachteil für österreichische Marktteilnehmer dar. Ziel des Übertragungsnetzbetreibers APG sollte es deshalb sein, die Häufigkeit zu reduzieren, Transparenz – wenn auch nur ex-post – zu schaffen, die Marktteilnehmer frühzeitig über etwaige Stopps zu informieren und alle zumutbaren Maßnahmen zu ergreifen, diese zu vermeiden.

Für die Planungssicherheit der Händler im ID-Handel ist im Falle eines ID-Stopps ein standardisierter Ablauf mit Frühwarnsystem und definierten Vorlaufzeiten zu implementieren.

2.3.2 Interne Fahrpläne

Für die Planungssicherheit der Händler ist ein standardisierter Ablauf mit Frühwarnsystem und definierten Vorlaufzeiten zu implementieren. Jedenfalls ist in diesem Zusammenhang eine Vereinfachung der Meldung anzustreben. Interne und externe Fahrpläne sollten nur noch an eine Stelle gemeldet werden.

2.3.2.2 Anmeldeverfahren

Der BKO gewährleistet keine 24/7-Anwesenheit. Die Meldefrist ist derzeit mit D+1 14:30 Uhr definiert. Die Meldefrist für das zweite Clearing ist bedeutend länger. Die Bestimmung „*Kurzfristige Fahrplanänderungen nach der Day-ahead-Anmeldefrist sind mit 15 Minuten Vorlaufzeit zu jeder Viertelstunde möglich. Die geänderten Fahrpläne sind sowohl vom BGV der beziehenden als auch dem BGV der liefernden Bilanzgruppe an den BKO zu übermitteln*“ kann somit nach unserer Meinung ersatzlos gestrichen werden. Die Anmeldung von internen Fahrplänen hat faktisch keine Vorlaufzeit, weil die Werte im Day-After Prozess geändert

werden können. Diese Werte können daher nur bedingt für eine Planungsrechnung herangezogen werden.

2.3.3 Fahrpläne für Ökostromzuweisungen

Im Zuge der Errichtung der Ökostrombilanzgruppe(n) (Öko-BG) wurde der Zeitpunkt 10:00 Uhr für den Start der Öko-BG unter dem Vorbehalt akkordiert, dass die Ökostromabwicklungsstelle ehestens auf den von den Marktteilnehmern für die Börsennominierung an der EXAA geforderten Zeitpunkt von 09:00 Uhr umstellen wird. Dies ist heute gelebte Praxis. Es wird vorgeschlagen, dass die Zuweisung der Ökostrommengen zukünftig um 09:00 Uhr an die Bilanzgruppenverantwortlichen erfolgt, um den Zeitraum für die Bewirtschaftung der dadurch beeinflussten Positionen bis zur DA Auktion an der EPEX Spot zu verlängern.

Nach Abwicklung dieser Zuweisungsfahrpläne sollte die Ökostromabwicklungsstelle den Marktteilnehmern darüber hinaus auf Basis der aktuell zur Verfügung stehenden Prognose-daten bis 09:15 Uhr Fahrpläne für D+2 bzw. vor Wochenenden und Feiertagen für alle Tage bis einschließlich den nächsten Werktag zur Verfügung stellen.

2.3.4 „blockscharfe“ Erzeugungsfahrpläne

Es ist unklar, nach welchen Maßstäben eine Prüfung der Netzsicherheitsrelevanz für z.B. den Regelzonenführer erfolgen würde und wie und in welcher Form die Begründung auszu-sehen hätte.

Eine Anpassung der Grenze auf 25 MW (anstatt >50 MW) ist grundsätzlich möglich. Eine Meldung pro Block anstatt von knotenpunktsbezogenen Fahrplänen ist abzulehnen.

Bei Wasserkraftanlagen erfolgt die Erzeugungsprognose auf Basis meteorologischer Prog-nosen und ist mit entsprechenden Unsicherheiten verknüpft. Die Prognose erfolgt somit kraftwerksscharf. Die Aufteilung auf Einzelmaschinen unterliegt einer großen Schwankungs-breite und somit haben Erzeugungsprognosen auf Blockebene keinen hohen Informations-gehalt. Eine blockscharfe Meldung ist daher abzulehnen.

Zählpunkte werden ausschließlich vom Netzbetreiber vergeben. Der BGV kann diese nur nennen. Eine Vergabe durch den BGV wird abgelehnt.

2.3.4 Fahrpläne für Kraftwerke, deren Erzeugung dargebotsabhängig ist

Eine Präzisierung, welche Erzeugungsarten als „dargebotsabhängig“ einzustufen sind, wäre hilfreich. Angeführt sind nur beispielhaft Windparks. Offen bleibt so, ob beispielsweise Was-serkraftwerke oder Photovoltaikanlagen ebenfalls dazu zählen.

2.3.4 Abweichungen vom ursprünglichen Fahrplan

Die umgehende Informationspflicht bezogen auf eine relative Abweichung von 20% ist eine Benachteiligung für Kleinanlagen. Bezogen auf 25 MW Nettoleistung wäre jede Fahrplanänderung von 5 MW meldepflichtig. Die Relevanz einer so geringen Änderung für die Netzsicherheit ist nicht ersichtlich und zudem nicht verhältnismäßig gegenüber dem Aufwand der Erzeuger/BGV durch die hohe Zahl an Anlagen sowie der sich aus diesem niederen Schwellenwert ergebenden hohen Meldefrequenz. Darüber hinaus ist jedenfalls zu definieren, was als Abweichung vom ursprünglichen Fahrplan verstanden wird, zumal Produktionsabweichungen bei Kraftwerken, deren Erzeugung dargebotsabhängig ist, in deren Natur liegen. Bei Abweichungen vom ursprünglichen Fahrplan wird eine Mindestgrenze von 20 MW vorgeschlagen. Sonst erhöht sich das Datenaufkommen bei geringem Informationsgewinn exorbitant.

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 EIWOG und §11 Abs. 5 E-EnLD-VO 2014 bereits entsprechende Regelungen. Die Sonstigen Marktregeln Kapitel 3 stellen nunmehr – entgegen den Absichten des europäischen Gesetzgebers, Doppelmeldungen explizit auszuschließen – die 5. Rechtsquelle dar, nach der Meldungen im Fall eines Blockausfalls oder einer Verfügbarkeitsänderung zu melden wären.

Darüber hinaus sei an dieser Stelle auf § 66 Abs. 3 EIWOG verwiesen, wonach dem jeweiligen 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.

Telefonische Meldung bei ausgefallener Leistung über 100 MW: Im Zuge von REMIT und der Transparenzverordnung werden diese Daten bereits gesetzlich und standardisiert an die ENTSO-E weitergeleitet und entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung veröffentlicht – Doppelgleisigkeiten sind abzulehnen. Eine telefonische Meldung ist nicht mehr zeitgemäß und daher abzulehnen. Zudem birgt im Störfall jeder weitere Kontakt betriebliche Risiken, da der RZF die relevanten Informationen bereits per Fahrplan erhalten hat bzw. erhält. Auch sind andere Verpflichtungen – seien es aus REMIT, Schadensbearbeitung u.a. – dem Krisenmanagement dienlicher.

2.3.4 Übermittlung von Messwerten an den RZF

Die Meldung der gemessenen ¼-Stundenwerte von Erzeugungseinheiten spätestens am Folgetag an den RZF wird als überschießend abgelehnt.

Nicht alle BGV haben eine durchgängig verfügbare (z.B. Wochenende, Feiertage) Abrechnung bzw. ein durchgängig verfügbares Datenmanagement. Am Folgetag sind daher auch maximal reine Daten der Betriebsmessung, welche nicht plausibilisiert werden, verfügbar. Der Folgetag ist daher nicht einzuhalten und zu streichen.

2.3.5 Verfügbarkeitsfahrpläne und -meldungen

Die im Begutachtungsentwurf vorgesehene Meldung zu Verfügbarkeit von Erzeugungseinheiten nimmt auf bereits bestehende gesetzliche Meldungen keine Rücksicht, erzeugt dadurch einen erheblichen Mehraufwand für Marktteilnehmer und wird mit Nachdruck abgelehnt.

Die Verpflichtung zur Meldung an die E-Control gemäß §11 E-EnLD-VO 2014 ist jedenfalls aus den Sonstigen Marktregeln zu streichen.

Eine relevante Netzsicherheitsauswirkung von Anlagen mit einer Leistung kleiner 25 MW wird nicht gesehen.

Es ist zudem auch unklar, nach welchen Maßstäben eine Prüfung der Netzsicherheitsrelevanz für z.B. den Regelzonenführer erfolgen würde und wie und in welcher Form die Begründung auszusehen hätte.

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

1. Jahresvorschau (Year-Ahead)

Die Meldung einer Zeitreihe mit der Angabe der Vorlaufzeit ab Anforderung bis zur Lieferung der maximal möglichen Leistung in Stunden ist nicht administrierbar, zumal Vorlaufzeiten von einer Vielzahl von technischen und betrieblichen Faktoren (z.B. Umwelteinflüsse, Personalverfügbarkeiten, etc...) beeinflusst werden, deren vollständige automatisierte Erfassung unmöglich ist. Die Meldung der Vorlaufzeit ist daher ersatzlos zu streichen.

Revisionspläne der Unternehmen entstehen zumeist im Spätherbst (November/Dezember) nach Vorlage der Revisionsplanung des RZF und sind erst nach einer Abstimmung mit z.B. Behörden, Lieferanten, Dienstleistern belastbar. Eine Jahresvorschau im August ist in keiner Weise aussagekräftig und nicht für belastbare Netzberechnungen verwendbar. Die Verfügbarkeitsdaten sollen jährlich bis zum 01.11. für das gesamte darauffolgende Kalenderjahr, statt wie im Entwurf vorgeschlagen bis 01.08., gemeldet werden.

Jedenfalls ist zu berücksichtigen, dass es sich bei den gemeldeten Daten um Planwerte zum jeweiligen Meldezeitpunkt handelt und anlassbezogen jedenfalls eine Rücksprache mit den Marktteilnehmern zu erfolgen hat. Der dafür notwendige Rahmen existiert bereits in Form diverser bilateraler Verträge mit dem Regelzonenführer (z.B. Engpassmanagement), in denen auch die Abfragen von Verfügbarkeiten geregelt sind.

2. Wochenvorschau (Week-Ahead)

Eine Meldung am Donnerstag um 08:00 Uhr schließt nicht aus, dass noch Änderungen in der Revisionsplanung vorgenommen werden, daher kann die Meldung nicht verbindlich sein.

Weiters hat eine Meldung am Donnerstagsmorgen dieselbe Qualität wie eine am Mittwochnachmittag, da zwischenzeitlich eine Neubewertung des Kraftwerkeinsatzes jeweils erst nach Abschluss der täglichen Börsengeschäfte bzw. Nominierungen erfolgt.

Bei der langfristigen Vorschau der Kraftwerksverfügbarkeiten im Hinblick auf Konservierung/Stillegung handelt es sich um anlassbezogene Informationen, die erst ab entsprechender Beschlusslage im Unternehmen „einigermaßen gesichert“ zur Verfügung stehen; die Erfordernisse aus anderen Rechtsvorschriften wie z.B. Veröffentlichungspflichten nach REMIT sind jedenfalls zu beachten. Aus rechtlichen (Insiderinformation) sowie betrieblichen Gründen können der RZF und die Netzbetreiber nicht bevorzugt über Kraftwerksstillegungen bzw. Konservierungen informiert werden. Bei der Stillegung von Anlagen handelt es sich zudem zumeist um hoch strategische Entscheidungen, diese werden nach den erforderlichen Beschlüssen in den Gremien zeitgerecht sowie REMIT-konform der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

Eine jederzeitig erreichbare Kontaktstelle für Fragen des RZF ist unverhältnismäßig und kann insbesondere von kleineren Marktteilnehmern nicht erfüllt werden.

Zudem birgt im Störfall jeder weitere Kontakt betriebliche Risiken, da der RZF die relevanten Informationen bereits per Fahrplan erhalten hat. Auch sind andere Verpflichtungen – seien es aus REMIT, Schadensbearbeitung, u.a. – dem Krisenmanagement vorrangig zu erfüllen.

Wochenvorschau (Week-Ahead) Verfügbarkeiten

Eine zuverlässige Abschätzung der Dauer der Nicht-Verfügbarkeit ist innerhalb einer Stunde nicht möglich. Die Konsequenzen eines nicht zeitgerecht gemeldeten Verfügbarkeitsfahrplans fehlen und sind festzulegen.

2.4.2.3 Codetabellen

Die Angabe von Stunden (HOU) ist im ENTSO Dokument „ENTSO-E GENERAL CODE LISTS FOR DATA INTERCHANGE“ nicht vorgesehen. Zulässige Einheiten (StandardUnitOfMeasureTypeList) sind: MWH, MAW, MAH, MAR, KWT, KWH, etc. – aber nicht HOU für Stunden.

Der BusinessType A70 bedeutet nach ENTSO „Production unavailable“. Inhaltlich kann das Feld nicht mit einer „Vorlaufzeit“ belegt werden.

Die im Begutachtungsentwurf enthaltene Interpretation bzw. Erweiterung des internationalen Standards würde eine für Österreich einzigartige IT-technische Anforderung bedeuten.

2.4.2.5 Schedule Message Verfügbarkeitsfahrplan

Eine Meldung der Verfügbarkeiten im Viertelstundenraster erhöht den Aufwand signifikant. Eine Meldung PT60M sollte ausreichend sein.

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 Granularität unverhältnismäßig.

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