

Grenzüberschreitende SDL-Angebote

Anforderungen für Wirkleistungsregelung in Deutschland, Österreich, der Schweiz und nach Entso-E Network Codes

2007 hat die Europäische Kommission das dritte legislative Paket verabschiedet, das den Weg für einen europäischen Markt für Elektrizität und Gas ebnet. Um einen effektiven Elektrizitätsmarkt zu etablieren, wurden die Network Codes der Entso-E entwickelt. Für 2015 ist eine weitere Zusammenführung von Teilen der Primärregelungsausschreibungen in Deutschland, Niederlande, Österreich und der Schweiz vorgesehen. Dieser Artikel verschafft Übertragungsnetzbetreibern und potenziellen Anbietern von grenzüberschreitender SDL-Regelleistung einen Überblick über die technischen Anforderungen und Marktregeln.

darf von Deutschland sowie ein kleiner Teil des niederländischen und des schweizerischen Bedarfs gemeinsam ausgeschrieben. Der Primärregelungsbedarf von Österreich sowie der Hauptteil des Bedarfs der Schweiz werden ebenfalls gemeinsam ausgeschrieben. Dieser Markt gilt als einziges Entso-E-Pilotprojekt, um einen möglichen zukünftigen Markt für Primärregelung in Europa zu prüfen. Für das Jahr 2015 ist eine Zusammenführung dieser beiden Primärregelungsausschreibungen vorgesehen.

Im Jahr 2007 hat die Europäische Kommission das dritte legislative Paket verabschiedet, welches den Weg für einen europäischen Markt für Elektrizität und Gas ebnet. [14] Um einen effektiven Markt zu etablieren, wurden die sogenannten Network Codes der Entso-E unter Federführung von der «Agency for the Cooperation of Energy Regulators» (ACER) entwickelt. [15] Sobald die Network Codes verbindlich sind, haben sie den gleichen Status wie andere europäische Regularien. Im «Network Code on Load Frequency Control and Reserves» (NC LFCR) sind unter anderem die technischen Mindestanforderungen für die Regelleistungsarten definiert. Im «Network Code on Electricity Balancing» (NC EB) sind die Marktregeln beschrieben.

N. Furrer, A. Chacko, A. Stimmer, C. Imboden

Um das elektrische Netz sicher betreiben zu können, werden von den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern des jeweiligen Landes entsprechende Unterstützungsleistungen eingesetzt. Diese Unterstützungsleistungen werden fachsprachlich unter dem Begriff Systemdienstleistung (SDL) zusammengefasst. Diese beinhalten unter anderem die Wirkleistungsregelung, die Spannungshaltung sowie den Ausgleich der Wirkverluste.

Die Wirkleistungsregelung wird eingesetzt, um die Schwankungen zwischen der Einspeisung elektrischer Energie und dem Verbrauch von elektrischer Energie auszugleichen. Innerhalb des synchronen Stromverbundnetzes in Kontinentaleuropa wird die Wirkleistungsregelung in einem dreistufigen Konzept umgesetzt. Im Fall von Frequenzabweichungen wird die Primärregelung solidarisch von technischen Einheiten aus dem gesamten Verbundnetz abgerufen. Die Primärregelung wird mittels Frequenzmessungen direkt an den Turbinen aktiviert. Sie hat die Aufgabe, die Frequenz zu stabilisieren. Die zweite Regelungsstufe, die Sekundärregelung, wird in den jeweiligen Ländern bzw. Regelzonen aktiviert, um den geplanten Energieaustausch bei gleichzeitiger Stützung der Frequenz von 50 Hz einzuhalten. Der Sekundärregelungsbedarf wird vom Übertragungsnetzbetreiber automatisch kontinuierlich bei

den teilnehmenden Anbietern aktiviert. Die dritte Regelungsstufe, die Tertiärregelung, wird von den Übertragungsnetzbetreibern manuell aktiviert, um die Sekundärregelung zu entlasten.

Im Rahmen dieser drei Regelungsarten wird in nahezu allen Ländern des «European Network of Transmission System Operators for Electricity» (Entso-E) Wirkleistung mittels Ausschreibung beschafft. Es gibt Bestrebungen zur gemeinsamen grenzüberschreitenden Ausschreibung für diese Regelungsarten. Aktuell werden der Primärregelungsbe-

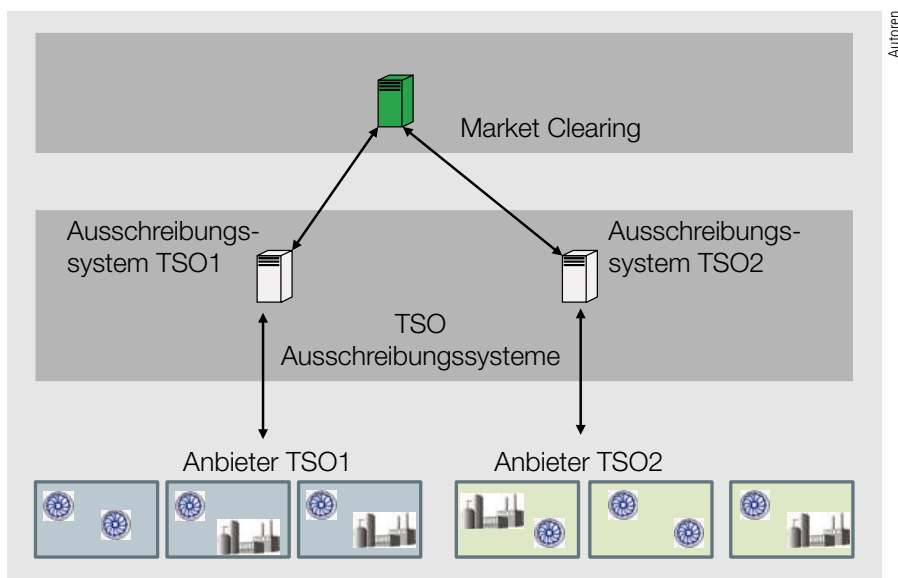


Bild 1 Grenzüberschreitende Primärregelungsausschreibung (TSO-TSO-Modell).

Gemäss aktuellem Stand soll der NC LFCR ab 2017 verbindlich werden. Für die Schweiz als Nicht-EU-Land sind die Network Codes nicht rechtlich verbindlich, jedoch ist aufgrund der engen Verbindungen der Elektrizitätsmärkte zu erwarten, dass die Anforderungen der Network Codes von der Schweiz übernommen werden.

Primärregelung

Entsprechend der Tatsache, dass Primärregelung (PRL) bereits heute grenz-

überschreitend ausgeschrieben wird, sind die Unterschiede der technischen Anforderungen und der Marktregeln vergleichsweise gering. **Tabelle 1** gibt einen Überblick über die wesentlichen technischen Anforderungen für Primärregelung in Deutschland, Österreich und der Schweiz sowie nach Entso-E NC LFCR für die Regional Group Continental Europe (RG CE). Die Mindestgenauigkeit der Systemfrequenzmessung beträgt in Österreich ± 5 mHz, in Deutschland $< \pm 10$ mHz, während in der

Schweiz und gemäss NC LFCR eine Mindestgenauigkeit von ± 10 mHz verlangt wird. Das Primärregelband beträgt in Österreich minimal ± 1 MW je Erzeugungseinheit (Österreich: Reservegruppe, Deutschland: technische Einheit), während für die Schweiz und Deutschland sowie gemäss NC LFCR keine Minimalwerte definiert sind. Zu beachten ist, dass der Erzeugungseinheiten-Pool des Anbieters in allen drei Ländern eine Vorhaltung und Erbringung auch über einen längeren Zeitraum si-

Technische Anforderungen für Primärregelung (eine vollständige Darstellung findet sich in [16])

	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland	NC LFCR für RG CE
Mindestgenauigkeit der Systemfrequenzmessung	± 10 mHz [27]	± 5 mHz [1]	$< \pm 10$ mHz [18]	± 10 mHz [12]
Aktivierungsmodus	Automatisch [9]	Automatisch [1]	Automatisch [19]	Automatisch [12]
Primärregelband	-	Min. ± 1 MW je Reservegruppe [1]	-	-
Zeit bis zur PRL Vollaktivierung	30 Sekunden [27]	30 Sekunden [1]	30 Sekunden [18]	30 Sekunden [12]
PRL Vollaktivierungs-Frequenzabweichung	± 200 mHz [27]	± 200 mHz [1]	± 200 mHz [18]	± 200 mHz [12]
Minimaler seitens der PRL-Anbieter zur Verfügung zu stellender Vollaktivierungs-Zeitraum bei begrenztem Energiereservoir	15 Minuten [27]	30 Minuten [1]	15 Minuten [18]	30 Minuten [12]
Minimaler seitens der PRL-Anbieter zur Verfügung zu stellender Vollaktivierungs-Zeitraum bei unbegrenztem Energiereservoir	-	Solange die Frequenzabweichung besteht. (implizit gefordert) [25]	-	Solange die Frequenzabweichung besteht. [12]
Zeitraum zur Wiederherstellung des begrenzten Energiereservoirs	-	2 Stunden [25]	-	2 Stunden [12]

Tabelle 1 Technische Anforderungen für Primärregelung.

Marktregeln für Primärregelung (eine vollständige Darstellung findet sich in [16])

	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland
Ausschreibungszeitraum	Woche [26]	Woche [3]	Woche [19]
Ausschreibungsprodukt	Mo.–So. / 00:00–24:00 Uhr [26]	Mo.–So. / 00:00–24:00 Uhr [3]	Mo.–So. / 00:00–24:00 Uhr [19]
Ausschreibungsmenge	± 71 MW [26]	± 67 MW [3]	Ca. ± 600 MW [19]
Produktart	Symmetrische Leistungsbänder [26]	Symmetrische Leistungsbänder [3]	Symmetrische Leistungsbänder [19]
Angebotsgrösse und Struktur	Min. ± 1 MW [26] Erhöhung jeweils inkrementell ± 1 MW Nicht teilbar, Stufenangebote sind erlaubt [28]	Min. ± 2 MW [3] Erhöhung jeweils inkrementell ± 1 MW Teilbar, keine Stufenangebote [10]	Min. ± 1 MW [19] Erhöhung jeweils inkrementell ± 1 MW Teilbar, keine Stufenangebote [10]
Zuschlagskriterium	1) Minimierung der Kosten der Leistungsvorhaltung bei möglichst genauer Erreichung der ausgeschriebenen Leistung. 2) Bei Gleichheit der Leistungspreise: Vorrangig diejenigen Angebote, die in erster Linie zu einer Kostenminimierung beitragen und in zweiter Linie zuerst eingegangen sind [28]	1) Niedrigster Leistungspreis 2) Bei Angeboten mit gleichen Leistungspreisen frühester Eingangszeitstempel. [3]	1) Niedrigster Leistungspreis 2) Bei Angeboten mit gleichen Leistungspreisen frühester Eingangszeitstempel. [19]
Entschädigung Leistung	Geforderter Leistungspreis für zugeschlagene Primärregelleistung (pay as bid) [26]	Geforderter Leistungspreis für zugeschlagene Primärregelleistung (pay as bid) [3]	Geforderter Leistungspreis für zugeschlagene Primärregelleistung (pay as bid) [19]
Entschädigung Energie	Keine Entschädigung und keine Kosten für gelieferte oder bezogene Primärregelenergie [26]	Keine Entschädigung und keine Kosten für gelieferte oder bezogene Primärregelenergie [3]	Keine Entschädigung von Energiemengen [19]

Tabelle 2 Marktregeln für Primärregelung. Bei einem Stufenangebot kann ein Angebot je nach Produkt aus mehreren Menge/Preis-Kombinationen (inkrementell zu verschiedenen Preisen pro MW) bestehen. Teilbare Angebote können teilweise bezuschlagt werden. [26]

herstellen muss. Ein wesentlicher Unterschied besteht bei dem minimal zur Verfügung zu stellenden Vollaktivierungs-Zeitraum bei begrenztem Energie-reservoir. Während für Deutschland und die Schweiz ein Minimalwert von 15 Minuten definiert ist, beträgt diese Zeit in Österreich und gemäss NC LFCR 30 Minuten.

Tabelle 2 stellt die wesentlichen Marktregeln für Primärregelung der drei Länder gegenüber. Die minimale Angebotsgrösse beträgt in Österreich ± 2 MW, in Deutschland und der Schweiz hingegen ± 1 MW. Angebote sind in Deutschland und Österreich teilbar, d.h. Angebote können teilweise bezuschlagt werden, während Angebote in der Schweiz nicht teilbar sind. Die Schweiz wiederum erlaubt, im Unterschied zu Deutschland und Österreich, die Einreichung von mehreren Menge/Preis-Kombinationen (Stufenangebote).

Sekundärregelung

Sekundärregelung (SRL) wird zurzeit noch nicht grenzüberschreitend ausgeschrieben. Dennoch sind die technischen Anforderungen und Marktregeln gut vergleichbar, wobei im Detail relevante Unterschiede bestehen. **Tabelle 3** gibt einen Überblick über die wesentlichen technischen Anforderungen für Sekundärregelung. Während in allen drei Ländern für Sekundärregelung ausschliesslich eine automatische Aktivierung der Sekundärregelung vorgesehen ist, erlauben die Network Codes auch eine manuelle Aktivierung. In Österreich wird ein positives und/oder negatives Sekundärregelband von minimal 1 MW je Reservegruppe verlangt. Die Schweiz, Deutschland und die Network Codes wiederum geben keine Vorgabe bezüglich des Sekundärregelbands. Un-

terschiede bestehen ebenfalls bezüglich der Regelgeschwindigkeit, welche in der Schweiz grösser ist als in den beiden anderen Ländern sowie den Anforderungen der Network Codes.

Tabelle 4 stellt die wesentlichen Marktregeln für Sekundärregelung der drei Länder gegenüber. Deutschland und Österreich definieren, im Gegensatz zur Schweiz, unterschiedliche zeitabhängige Produkte und erlauben asymmetrische Angebote. Wie bereits bei der Primärregelung, erlaubt die Schweiz, im Unterschied zu Deutschland und Österreich, nicht teilbare Stufenangebote. Während Deutschland und Österreich beim Abruf ein Merit-Order-Zuschlagsverfahren anwenden, gilt für die Schweiz ein Abruf proportional zur kontrahierten Leistung. Eine wesentliche Eigenschaft der Zuschlagskriterien der Schweiz ist, dass die gesamte Zuschlagsmenge für die Sekundär- und Tertiärregelung mittels einer stochastischen Optimierung [35] der Angebote unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Systemsicherheit (ausgedrückt als Leistungsdefizitwahrscheinlichkeit) berechnet wird. Dies kann dazu führen, dass sich die Zuschlagsmengen zwischen Sekundär- und Tertiärregelleistung verschieben.

Tertiärregelung / Minutenreserve

Auch das dritte Regelprodukt, die Tertiärregelung (TRL), wird heute noch nicht grenzüberschreitend ausgeschrieben. Wie bei der Sekundärregelung gilt, dass im Detail relevante Unterschiede zwischen den technischen Anforderungen und den Marktregeln der drei Länder bestehen. **Tabelle 5** gibt einen Überblick über die wesentlichen technischen Anforderungen für Tertiärregelung res-

pektive Minutenreserve (MRL). Produktunterschiede bestehen betreffend der Schaltgeschwindigkeit: Österreich verlangt eine maximale Vollaktivierungszeit von 10 Minuten, im Unterschied zu 15 Minuten in Deutschland und den Network Codes. Die Schweiz wiederum unterscheidet zwischen schneller (15 Minuten) und langsamer (20 Minuten) Energielieferung für TRL negativ. Entsprechend ist auch die Deaktivierungszeit in Österreich kürzer und in der Schweiz variabler.

Tabelle 6 stellt die wesentlichen Marktregeln für Tertiärregelung respektive Minutenreserve der drei Länder einander gegenüber. Deutschland kennt lediglich Tagesausschreibungen, während in der Schweiz zusätzlich Wochen-ausschreibungen und in Österreich Arbeitswochen- und Wochenendprodukte angeboten werden können. Für Deutschland und die Schweiz gilt ein Minimalangebot von ± 5 MW, inkrementierbar in 1-MW-Schritten, während das Minimalangebot in Österreich 5 MW beträgt. Wie bereits bei der Primär- und Sekundärregelung, erlaubt die Schweiz, im Unterschied zu Deutschland und Österreich, nicht teilbare Stufenangebote, während die Angebote in Deutschland und Österreich teilbar sind. In Deutschland kann der Anbieter sein Angebot mit einer Höhe von bis maximal 25 MW als unteilbar kennzeichnen. Bei einem solchen Blockangebot ist ein Einkürzen bei der Vergabe und beim Abruf durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nicht zulässig.

Eine wesentliche Eigenschaft der Zuschlagskriterien der Schweiz ist, dass die gesamte Zuschlagsmenge für die Sekundär- und Tertiärregelung mittels einer stochastischen Optimierung [35] der Angebote unter Berücksichtigung der Anfor-

Technische Anforderungen für Sekundärregelung (eine vollständige Darstellung findet sich in [16])

	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland	NC-LFCR / NC-EB für RG CE
Aktivierungsmodus	Automatisch [9]	Automatisch [4]	Automatisch [20]	Automatisch / Manuell [13]
Sekundärregelband	-	Positives und/oder negatives Sekundärregelband je Reservegruppe von jeweils min. 1 MW [2]	-	-
Maximale Verzögerung für die automatische Aktivierung von SRL	10 Sekunden [9]	Im Sekundenbereich [2]	30 Sekunden [20]	30 Sekunden [12]
SRL Vollaktivierungszeit	Leistungsänderung von 0,5% der Nennleistung pro Sekunde [29]	Vollständige Aktivierung in max. 5 Minuten [2]	Max. 5 Minuten [20]	Automatic Frequency Restoration Reserves, max. 15 Minuten [13]
SRL Deaktivierungszeit	Leistungsänderung von 0,5% der Nennleistung pro Sekunde [29]	Vollständige Deaktivierung in max. 5 Minuten [2]	Max. 5 Minuten [20]	Automatic Frequency Restoration Reserves, max. 15 Minuten [13]

Tabelle 3 Technische Anforderungen für Sekundärregelung.

derungen an die Systemsicherheit (ausgedrückt als Leistungsdefizitwahrscheinlichkeit) berechnet wird. Dies kann dazu führen, dass sich die Zuschlagsmengen zwischen Sekundär- und Tertiärregelleistung verschieben.

Auswirkungen des NC LFCR in Österreich

Austrian Power Grid (APG) hat im Mai 2014 neue Präqualifikationsbedingungen veröffentlicht. Zweck der Überarbeitung war es, Anbietern generell

den Eintritt in den Regelreservemarkt zu erleichtern und auch Anbietern mit (aggregierten) kleineren Erzeugungs-/ Verbrauchseinheiten zu ermöglichen am Regelreservemarkt teilzunehmen. Gleichzeitig wurden in den Bedingun-

Marktregeln für Sekundärregelung (eine vollständige Darstellung findet sich in [16])

	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland
Ausschreibungszeitraum	Woche [26]	Woche [4]	Woche [21]
Ausschreibungsprodukt	1) Woche, Mo.–So., 00:00–24:00 Uhr [26]	1) Peak Woche, Mo.–Fr., 08:00–20:00 Uhr 2) Off-Peak Woche, Mo.–Fr., 00:00–08:00 Uhr & 20:00–24:00 Uhr 3) Wochenende, Sa.–So., 00:00–24:00 Uhr [4]	1) Hauptzeit, Mo.–Fr., 08:00–20:00 Uhr 2) Nebenzeit, Mo.–Fr., 00:00–08:00 Uhr & 20:00–24:00 Uhr, sowie Wochenende, Sa.–So., 00:00–24:00 Uhr [21]
Ausschreibungsmenge	Ca. ± 400 MW [26]	± 200 MW [4]	Ca. ± 2000 MW [19]
Produktart	Symmetrische Leistungsscheiben [26]	Asymmetrische Leistungsscheiben [4]	Asymmetrische Leistungsscheiben [21]
Angebotsgrösse und Struktur	Min. ± 5 MW [26] Erhöhung jeweils inkrementell ± 1 MW Nicht teilbar, Stufenangebote sind erlaubt [30]	Min. + 5 MW / - 5 MW [4] Erhöhung in ganzen 5-MW-Schritten Teilbar, keine Stufenangebote [10]	Min. +5 MW / - 5 MW [21] Angebotsinkrement 1 MW Teilbar, keine Stufenangebote [10]
Zuschlagskriterium	1) Minimierung der Kosten der Leistungsvorhaltung (Sekundär plus Tertiär) unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Systemsicherheit (ausgedrückt als Leistungsdefizitwahrscheinlichkeit) [26] 2) Bei Gleichheit der Leistungspreise: Vorrangig diejenigen, die in erster Linie zu einer Kostenminimierung beitragen und in zweiter Linie zuerst eingegangen sind. [30]	1) Niedrigster Leistungspreis 2) Bei Gleichheit der Leistungspreise: niedrigster Arbeitspreis bei positiver SRL bzw. höchster Arbeitspreis bei negativer SRL 3) Bei Gleichheit der Leistungs- und Arbeitspreise: Angebot mit frühestem Eingang [5]	1) Niedrigster Leistungspreis 2) Bei Gleichheit der Leistungspreise: niedrigster Arbeitspreis bei positiver SRL bzw. höchster Arbeitspreis bei negativer SRL 3) Bei Gleichheit der Leistungs- und Arbeitspreise: frühester Eingangszeitstempel [33]
Entschädigung Leistung	Vergütung gemäss Leistungspreis (pay as bid) [26]	Vergütung gemäss Leistungspreis (pay as bid) [4]	Vergütung gemäss Leistungspreis (pay as bid) [21]
Abruf	Proportional zur kontrahierten Leistung des Anbieters [26]	Die Erbringung hat gemäss dem Online-Signal von APG zu erfolgen. Abruf auf Basis der Zuschläge und einer hieraus resultierenden Abruf-Rangliste auf Basis der Arbeitspreise [11] (Merit Order List, MOL)	Abruf der Sekundärregelenergie folgt einer gesonderten Liste der bezuschlagten Angebote. Abrufreihenfolge erfolgt grundsätzlich in Reihung der Arbeitspreise [21] (Merit Order List, MOL)
Entschädigung Energie	Gekoppelt an SwissIX [26]	Die tatsächlich erbrachte Sekundärregelenergie wird mit dem seitens dem Systemdienstleistungsverantwortlichen (SDV) angebotenen Arbeitspreis entgolten. [4]	Die tatsächlich erbrachte Sekundärregelenergie wird mit dem seitens dem SDV angebotenen Arbeitspreis entgolten. [21]

Tabelle 4 Marktregeln für Sekundärregelung. Bei einem Stufenangebot kann ein Angebot je nach Produkt aus mehreren Menge/Preis-Kombinationen (inkrementell zu verschiedenen Preisen pro MW) bestehen. Teilbare Angebote können teilweise bezuschlagt werden. [26]

Technische Anforderungen für Tertiärregelung / Minutenreserve (eine vollständige Darstellung findet sich in [16])

	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland	NC-LFCR / NC-EB für RG CE
Aktivierungsmodus	Manuell [9]	Manuell mittels MOL-Server [6]	Manuell [23]	Manuell [13]
Tertiärregelband	-	Min. ± 1 MW je Reservegruppe [6]	-	-
TRL / MRL Vollaktivierungszeit	Schnelle (±) Energielieferung: max. 15 Minuten langsame (-) Energielieferung: 20 Minuten auf Fahrplanintervall [26]	Max. 10 Minuten [6]	Max. 15 Minuten [22]	Manual Frequency Restoration Reserves, max. 15 Minuten [13] Replacement Reserves, min. 15 Minuten [13]
TRL / MRL Deaktivierungszeit	Auf Fahrplanintervall [10]	Max. 10 Minuten [6]	Max. 15 Minuten [22]	Manual Frequency Restoration Reserves, max. 15 Minuten [13] Replacement Reserves, min. 15 Minuten [13]
Zeitraum des SDV für die Aktivierung der kompletten TRL / MRL Kapazität	-	-	-	Gemäss Anweisungen des ÜNB [12]

Tabelle 5 Technische Anforderungen für Tertiärregelung / Minutenreserve.

gen bereits die Anforderungen des NC LFCR berücksichtigt. Dazu wurden z.B. Begriffe für die Zusammenfassung von technischen Einheiten neu definiert, diskret schaltbare technische Einheiten explizit berücksichtigt sowie Mindesterbringungszeiten harmonisiert.

Ein weiteres Ziel der umfassenden Neugestaltung war es, die Anforderungen so allgemein zu formulieren, dass diese unabhängig von der eingesetzten Technologie anwendbar sind. Da speziell bei Aggregatoren von kleinen technischen Einheiten zum Teil noch wenig Erfahrung im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Regelreserven vorhanden ist, soll das den Präqualifikationsbedingungen beiliegende Erläuterungspapier allfällige Anforderungen weiter präzisieren und so als Hilfestellung dienen. Die Präqualifikationsbe-

dingungen wurden für jede Regelreserveart separat formuliert. Fragen im Zusammenhang mit kombinierten Reserven bzw. Beteiligungen verschiedener Anbieter an ein und derselben technischen Einheit werden ebenfalls im Erläuterungspapier abgedeckt.

Auswirkungen des NC LFCR in der Schweiz

Für die Schweizer Sekundär- und Tertiärregelleistungsprodukte werden die technischen Anforderungen des NC LFCR im Wesentlichen schon jetzt erfüllt. Eine Änderung erfährt allerdings die Anforderung an Primärregelleistung «Minimaler zur Verfügung zu stellender Vollaktivierungs-Zeitraum bei begrenztem Energiereservoir», welche sich von 15 auf 30 Minuten erhöht. In der Schweiz wird die Primärregelung hauptsächlich von konventionellen Wasser-

kraftwerken bereitgestellt. Es stellt sich in diesem Zusammenhang zusätzlich die Grundsatzfrage, ob Speicherkraftwerke als technische Einheiten mit begrenztem Energiereservoir bezeichnet werden können. In diesem Fall wird die Erbringungsregelung (30 Minuten) von den meisten Speicherkraftwerken erfüllt.

Für technische Einheiten mit Speichertechnologien wie Batterien hat die Interpretation dieser Regelung einen wesentlichen Einfluss auf die Menge, welche angeboten werden kann. Die Autoren vertreten die Meinung, dass die Interpretation der Regelung so ausgelegt werden soll, dass auch neue Technologien wie Batterien ohne signifikante Einschränkung am Regelleistungsmarkt teilnehmen können, um deren Vorteile wie schnellere Rampenfähigkeit zu nutzen.

Marktregeln für Tertiärregelung / Minutenreserve (eine vollständige Darstellung findet sich in [16])			
	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland
Ausschreibungszeitraum	1) Tag [26] 2) Woche [26]	(Day-Ahead Markt) 1) Tag [7] (Marketmaker-Markt) 2) Arbeitswoche & 3)Wochenende [7]	1) Tag [23]
Ausschreibungsprodukte	1) Tag 6 Produkte zu 4 Stunden, beginnend bei 00:00 [26] 2) Woche (1 Produkt) [26] Mo.–So. 00:00–24:00 Uhr	1) Tag, 2) Arbeitswoche, 3) Wochenende 6 Produkte zu 4 Stunden, beginnend bei 00:00 [7]	1)Tag 6 Produkte zu 4 Stunden, beginnend bei 00:00 [23]
Ausschreibungsmenge	Ca. + 450MW / Ca. - 390MW [26]	+ 280MW / - 125 MW [7]	Ca. ± 2500 MW [17]
Produktart	Asymmetrische Leistungsbänder [26]	Asymmetrische Leistungsbänder [7]	Asymmetrische Leistungsbänder [23]
Angebotsgrösse und Struktur	Min. + 5 MW / - 5 MW Erhöhung jeweils inkrementell ± 1 MW [26] Nicht teilbar, Stufenangebote sind erlaubt [32]	Blöcke zwischen 5–50 MW je Anbieter und Zeitintervall. Angebote in ganzen 1-MW-Schritten zulässig.[7] Teilbar, keine Stufenangebote [10]	Min. + 5 MW / - 5 MW Angebotsinkrement 1 MW [23] Teilbar, Blockangebote bis maximal 25 MW sind nicht teilbar, keine Stufenangebote [23]
Zuschlagskriterium	1) Minimierung der Kosten der Leistungsvorhaltung (Sekundär plus Tertiär) unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Systemsicherheit (ausgedrückt als Leistungsdefizitwahrscheinlichkeit) [26] 2) Bei Gleichheit der Leistungspreise: Vorrangig diejenigen, die in erster Linie zu einer Kostenminimierung beitragen und in zweiter Linie zuerst eingegangen sind. [10]	Day-Ahead Markt 1) Niedrigster Arbeitspreis bei Erbringung / höchster Arbeitspreis bei Bezug 2) Bei Gleichheit der Arbeitspreise: mengenmässig grösseres Angebot geht vor 3) Bei Gleichheit der Arbeitspreise und der Angebotsmengen: früheres Angebot erhält Zuschlag [8] Marketmaker-Markt 1) Niedrigster Leistungspreis 2) Bei gleichen Leistungspreisen Zeitpunkt der Angebotsabgabe [8]	1) Niedrigster Leistungspreis 2) Bei Gleichheit der Leistungspreise: Niedrigster Arbeitspreis bei positiver Minutenreserveleistung bzw. höchster Arbeitspreis bei negativer Minutenreserveleistung 3) Bei Gleichheit der Leistungs- und Arbeitspreise: Frühester Eingangszeitstempel [34]
Entschädigung Leistung	Angebotener Leistungspreis (pay as bid) [26]	Angebotener Leistungspreis (pay as bid) [7]	Angebotener Leistungspreis (pay as bid) [23]
Abruf	Gemäss angebotener Energiepreis in Merit Order List (MOL) [10]	Gemäss Arbeitspreisen in Merit Order List (MOL) [8]	Abruf der Minutenreserve folgt einer gesonderten Liste der bezuschlagten Angebote. Abruffreihenfolge erfolgt grundsätzlich in Reihung der Arbeitspreise [17] (MOL)
Entschädigung Energie	Gemäss Angebot SDV für 4h-Block und gelieferte / bezogene Energie [26]	Gemäss Angebot SDV für gelieferte / bezogene Energie [7]	Die Minutenreserve wird mit dem vom Anbieter bei der Gebotsabgabe geforderten Arbeitspreis entgolten.[23]

Tabelle 6 Marktregeln für Tertiärregelung / Minutenreserve. Bei einem Stufenangebot kann ein Angebot je nach Produkt aus mehreren Menge/Preis-Kombinationen (inkrementell zu verschiedenen Preisen pro MW) bestehen. Teilbare Angebote können teilweise bezuschlagt werden. [26]

Fazit

Der vorgestellte Vergleich der technischen Anforderungen und Marktregeln unterstützt Übertragungsbetreiber und potenzielle Anbieter von grenzüberschreitender SDL-Regelleistung in der Gestaltung von Angeboten. Obwohl die Grundstrukturen der Regelprodukte in den drei betrachteten Ländern ähnlich sind, existieren doch Unterschiede, die grenzübergreifende Ausschreibungen und Angebote erschweren. Es darf erwartet werden, dass die durch die Network Codes LFCR und EB der Entso-E vorgeschlagene Harmonisierung zu einem vereinfachten grenzüberschreitenden Handel insbesondere mit Sekundär- und Tertiärregelprodukten führt.

Der NC EB erlaubt den Übertragungsnetzbetreibern, Grenzleitungs-kapazität für den grenzüberschreitenden Austausch von Sekundär- und Tertiärregelleistung zu reservieren. Eine Voraussetzung dafür ist, dass dadurch eine Erhöhung der volkswirtschaftlichen Effizienz nachgewiesen werden kann. Eine grenzüberschreitende Vorhaltung ermöglicht den Anbietern der verschiedenen Länder Zugriff auf einen grösseren Markt. Ein gemeinsamer Markt wird auch zu einer Angleichung der Regelleistungspreise führen. Die unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen in Österreich, Deutschland und der Schweiz ergänzen sich und sollten damit auch die Systemsicherheit erhöhen. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Regulatoren der drei Länder arbeiten eng zusammen, um einen gemeinsamen Regelleistungsmarkt voranzutreiben. Das erste Ergebnis sind die bereits bestehenden grenzüberschreitenden Primärregelleistungsausschreibungen, welche als Wegweiser für zukünftige grenzüberschreitende Ausschreibungen dienen können.

Referenzen

- [1] APG, Präqualifikationsunterlagen für die Bereitstellung von Primärregelreserve in der Regelzone APG, 2014, 8–10. Verfügbar unter: www.apg.at/de/markt/netzregelung/primarregelung/ausschreibungen (25.05.2014).
- [2] APG, Präqualifikationsunterlagen für die Bereitstellung von Sekundärregelreserve in der Regelzone APG, 2014, 8–9. Verfügbar unter: www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen (25.05.2014).
- [3] APG, Ausschreibungen der Primärregelleistung in der Regelzone APG, 2014. Verfügbar unter: www.apg.at/de/markt/netzregelung/primarregelung/ausschreibungen (25.05.2014).
- [4] APG, Ausschreibungen der Sekundärregelleistung in der Regelzone APG, 2014. Verfügbar unter: www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen (26.05.2014).

Résumé

Offres de services-système transfrontalières

Exigences posées pour le réglage de la puissance active en Allemagne, en Autriche, en Suisse et selon les codes de réseau d'Entso-E

En 2007, la Commission européenne a adopté le troisième volet législatif qui ouvre la voie au marché européen de l'électricité et du gaz. Pour établir un marché effectif de l'électricité, les codes de réseau d'Entso-E ont été développés sous l'égide de l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). En 2015, il est prévu de réunir d'autres parties des adjudications du réglage primaire en Allemagne, aux Pays-Bas, en Autriche et en Suisse.

Le présent article offre aux gestionnaires de réseaux de transport concernés et aux fournisseurs potentiels de puissance de réglage transfrontalière pour les services-système un aperçu des exigences techniques actuelles pour les divers produits de réglage de la puissance active en Autriche, en Allemagne et en Suisse, ainsi que des exigences des codes de réseau Load Frequency Control & Reserves et Electricity Balancing.

La comparaison des exigences techniques et des règles du marché soutient les gestionnaires de réseaux de transport et les fournisseurs potentiels de puissance de réglage transfrontalière pour les services-système dans la conception de leurs offres. Bien que les structures de base des produits de réglage soient semblables dans les trois pays, il existe tout de même des différences qui compliquent les offres transfrontalières. Les différentes structures de production en Autriche, en Allemagne et en Suisse se complètent et devraient, de ce fait, augmenter également la sécurité du système. Les gestionnaires des réseaux de transport et les régulateurs des trois pays travaillent en étroite collaboration dans le but d'aboutir à un marché commun de la puissance de réglage. Le premier résultat en est les adjudications transfrontalières déjà existantes pour la puissance de réglage primaire qui peuvent montrer la voie pour les futures adjudications transfrontalières.

Se

- [5] APG, Ausschreibungsdetails für die Beschaffung der benötigten Sekundärregelenergie, 2012. Verfügbar unter: www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen (26.05.2014).
- [6] APG, Präqualifikationsunterlagen für die Bereitstellung von Tertiärregelreserve in der Regelzone APG, 2014, 8–9. Verfügbar unter: www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen (26.05.2014).
- [7] APG, Ausschreibungen der Tertiärregelleistung in der Regelzone APG, 2014. Verfügbar unter: www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen (26.05.2014).
- [8] APG, Ausschreibungsdetails für die Beschaffung der benötigten Tertiärregelung bzw. Ausfallreserve, 2012, 2–5. Verfügbar unter: www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen (26.05.2014).
- [9] Beck, M. & Scherer, M., Überblick Systemdienstleistungen (1. Version), 2010, 4–5. Verfügbar unter: www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/Dokumente/D100412_AS-concept_V1R0_de.pdf (21.03.2014).
- [10] Chacko, A., Reviewgespräch Swissgrid, 2014. Laufenburg (22.05.2014 / 15.12.2014).
- [11] E-Control, Ausschreibungsbedingungen für die Sekundärregelung, 4–5. Verfügbar unter: www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/Ausschreibungsbedingungen-Sekundaerregelung.pdf (26.05.2014).
- [12] ENTSO-E, Final Draft Network Code on Load Frequency Control and Reserves, 2013, 42–51. Verfügbar unter: networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf (14.04.2014).
- [13] ENTSO-E, Supporting Document for the Network Code on Electricity Balancing, 2013, 45–46. Verfügbar unter: www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/131223_NC_EB_Supporting_Document_FINAL.pdf (15.04.2014).
- [14] ENTSO-E, Der Zweck der Network Codes, 2013. Verfügbar unter: networkcodes.entsoe.eu/what-are-network-codes/what-are-network-codes-data/ (15.12.2014).
- [15] ENTSO-E, Network Codes für Elektrizität, 2013. Verfügbar unter: networkcodes.entsoe.eu/#_ftn3 (15.12.2014).
- [16] Furrer, N. S., Vergleich der Marktmechanismen des Schweizerischen, Österreichischen und Deutschen SDL Regelleistungsmarktes, Bachelor Diplomarbeit, 2014. Horw: Hochschule Luzern, T&A. Das Dokument kann per E-Mail bei der Autorenschaft bestellt werden.
- [17] Haiges, M., 50Hertz Transmission GmbH, 2014. Telefonkonferenz (07.11.2014).
- [18] Regelleistung, TransmissionCode 2003, Anhang D1, Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB, 2003, 5–6. Verfügbar unter: www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal (25.05.2014).
- [19] Regelleistung, Beschluss BK6-10-097 der Bundesnetzagentur, 2011, 2–3 und 32–39. Verfügbar unter: www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungPri (25.05.2014).
- [20] Regelleistung, TransmissionCode 2007, Anhang D2 Teil 1, Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB, 2007, 12–14. Verfügbar unter: www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal (26.05.2014).
- [21] Regelleistung, Beschluss BK6-10-098 der Bundesnetzagentur, 2011, 2–3. Verfügbar unter: www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungSrl (26.05.2014).
- [22] Regelleistung, TransmissionCode, Anhang D3, Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung, 2007, 3. Verfügbar unter: www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal (26.05.2014).
- [23] Regelleistung, Beschluss BK6-10-099 der Bundesnetzagentur, 2011, 2–3 und 25. Verfügbar unter: www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungMrl (26.05.2014).
- [24] Regelleistung, FAQ für Internet-Plattform, 2013. Verfügbar unter: www.regelleistung.net/ip/action/downloadStaticFiles?download=&CSRFToken=cccc8a04-5d22-4f2e-819a7ec62c0a9f88&index=ubNQpe4FCV8%3D (22.12.2014).

- [25] Stimmer, A., Austrian Power Grid AG, 2014. E-Mail Review (05.12.2014).
- [26] Swissgrid, Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte, 2014, 3–7. Verfügbar unter: www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/Dokumente/D140101_AS-Products_V7R0_de.pdf (07.04.2014).
- [27] Swissgrid, Präqualifikationsunterlagen-Primärregelung, 2013, 3-4. Verfügbar unter: www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/prequalification/prequalification_list/de/F130422_Prequalification-Primary-Control_V2R0_DE.pdf (25.05.2014).
- [28] Swissgrid, Ausschreibungsbedingungen Primärregelung, 2013, 2. Verfügbar unter: www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/legal_system/ancillary_services/de/V130708_A_PRL_Z_AB_V3R3_DE.pdf (25.05.2014).
- [29] Swissgrid, Präqualifikationsunterlagen-Sekundärregelung, 2013, 3. Verfügbar unter: www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/prequalification/prequalification_list/de/F130422_Prequalification-Secondary-Control_V2R0_DE.pdf (26.05.2014).
- [30] Swissgrid, Ausschreibungsbedingungen Sekundärregelung, 2013, 2. Verfügbar unter: www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/legal_system/ancillary_services/de/V130422_B_SRL_Z_AB_V4R0_DE.pdf (26.05.2014).
- [31] Swissgrid, Test zur Sekundärregelbarkeit, 2013. Verfügbar unter: www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/prequalification/D130422_Test-for-secondary-control-capability_V2R1_DE.pdf (15.10.2014).
- [32] Swissgrid, Ausschreibungsbedingungen Tertiärregelung, 2013, 2. Verfügbar unter: www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/legal_system/ancillary_services/de/V130422_C_TRL_Z_AB_V4R0_DE.pdf (18.12.2014).
- [33] 50Hertz, Rahmenvertrag Sekundärregelung, 2007, 17. Verfügbar unter: www.50hertz.com/de/file/2_srl_59690.pdf (26.05.2014).
- [34] 50Hertz, Rahmenvertrag Minutenreserve, 2007, 15. Verfügbar unter: www.50hertz.com/de/file/3_mrl_59691.pdf (26.05.2014).
- [35] IEEE, Procurement of frequency control reserves in self-scheduling markets using stochastic programming approach: Swiss case, 2013, 2. Verfügbar unter: ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6607325&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D6607325 (27.12.2014).

Autoren

Nicolas Furrer, B. Sc. Wirtschaftsingenieurwesen FH, ist Praktikant bei Swissgrid.

Swissgrid AG, 5080 Laufenburg
nicolas.furrer@swissgrid.ch

Aby Chacko, M. Eng. FH, ist Fachspezialist für Systemdienstleistung bei Swissgrid.

Swissgrid AG, 5080 Laufenburg
aby.chacko@swissgrid.ch

Alexander Stimmer, Dipl.-Ing., ist Koordinator des Teams «Betriebliche Verträge und Regelreserven» bei Austrian Power Grid AG und in dieser Funktion für die Konzeption der Regelreserven, die Technische Präqualifikation und das Monitoring der Erbringung verantwortlich. Er ist Mitglied der Drafting Teams NC LFCR und Policy 1 sowie der WG System Frequency in der Entso-E.

Austrian Power Grid AG, A-1220 Wien
alexander.stimmer@apg.at

Dr. **Christoph Imboden**, El.-Ing. ETH, EMBA Uni ZH, ist Dozent für Produktinnovation an der Hochschule Luzern, Technik & Architektur.

Hochschule Luzern, Technik & Architektur, 6048 Horw
christoph.imboden@hslu.ch