

Optionen zur Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte in Deutschland

veröffentlicht in der „ew“, Heft 1/2, Januar 2005, S. 54 - 57

Jens Büchner, und Tuncay Türkucar, Bonn¹

Die Regelenergiemärkte in Deutschland werden zurzeit kontrovers diskutiert. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) hat Mitte 2003 im so genannten Monitoringbericht [1] eine eher kritische Bewertung der Regelenergiemärkte in Deutschland vorgenommen, in dem es z.B. eine geringe Anzahl von Anbietern und hohe Preise für Ausgleichsenergie feststellte und eine Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte forderte. Die im Herbst des vergangenen Jahres vom BMWA initiierte Expertenbefragung und auch der Entwurf des EnWG [2] haben allerdings keine Klarheit in der Frage der Regelenergiemärkte gebracht. Dieses Paper liefert einen Beitrag zur Bewertung der Regelenergiemärkte und versucht, die augenblickliche Diskussion zu strukturieren und zu versachlichen. Die Autoren entwickeln darüber hinaus auf Basis der international gewonnen Erfahrung einige praktische Optionen zur Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte in Deutschland.

1 Rahmenbedingungen für Regelenergiemärkte

Das synchron betriebene UCTE-Netz setzt sich aus vielen einzelnen Regelzonen zusammen. Innerhalb einer Regelzone ist jeweils ein Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die Einhaltung der Leistungsbilanz und des vereinbarten regelzonenüberschreitenden Leistungsaustausches verantwortlich. [3, 4].

Die Ausregelung von Leistungsbilanzabweichungen erfolgt im UCTE-Netz mittels eines dreistufigen Regelungsvorgangs, wie in Abbildung 1 dargestellt.

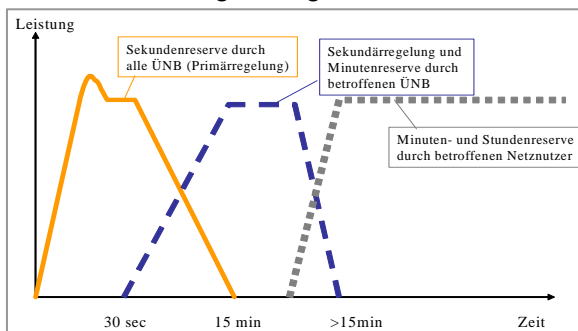


Abbildung 1: Reservehaltung und Einsatz nach [6]

Die Primärregelleistung (PRL) dient der augenblicklichen Wiederherstellung der Leistungsbilanz und damit zur kontinuierlichen Stabilisierung der Netzfrequenz und nach einer Leistungsbilanzstörung. Sie wird in den Erzeugungseinheiten der am Netz befindlichen Kraftwerke innerhalb von Sekunden aktiviert. Der Einsatz der Primärregelleistung erfolgt dezentral automatisch in Regelblöcken über die jeweiligen Beteiligungskoeffizienten der einzelnen Regelzonen.

Durch den Einsatz der Sekundärregelleistung (SRL) wird die Frequenzabweichung ausgeregelt und die Übergabeleistungen zurück auf den Sollwert gebracht. Dadurch wird die Primärregelleistung wieder freigesetzt und die Frequenzabweichungen und Übergabeleistungen wieder ausgeglichen. Die Beschaffung der Sekundärregelleistung erfolgt hauptsächlich regelzonenintern, um zu gewährleisten, dass Frequenzabweichungen verursachergerecht ausgeregelt werden.

Der Einsatz der Minutenreserveleistung (MRL) wird über Abruf innerhalb von 15 Minuten erforderlich, wenn große Leistungsbilanzstörungen innerhalb der Regelzone des ÜNB eintreten und die

¹ Dr.-Ing. Jens Büchner, Tuncay Türkucar, E-Bridge Consulting GmbH, Bonn (www.e-bridge.de).

verbleibende Regelreserve bei Einsatz der Sekundärregelleistung für einen sicheren Systembetrieb nicht mehr ausreicht. Der manuelle Einsatz der Kraftwerke für die Minutenreserveleistung kann prinzipiell regelzonenübergreifend erfolgen, wenn die erforderliche Transportleistung gesichert zur Verfügung steht. Aus ökonomischer Sicht ist allerdings in der Regel eine Nutzung der Transportkapazität für Handelsgeschäfte eine Kapazitätsvorhaltung für Minutenreserve vorzuziehen. Der internationale Austausch von MRL ist allerdings noch nicht einheitlich geregelt.

Die UCTE Regeln [5] beschreiben diese drei technischen Produkte für die physikalische Ausregelung des Systems. Außerhalb der UCTE gelten zum Teil andere Produktdefinitionen. Die größten Unterschiede ergeben sich in Bezug auf die automatisierte Regelung der Sekundärregelung. In England und Wales, zum Beispiel entspricht die dort als *Secondary Control* bezeichnete Regelleistung einer Untergruppe der Primärregelung gemäß UCTE. Im skandinavischen Nordel System wird der Begriff *Secondary Control* verwendet für eine manuell aktivierbare Reserveleistung, die etwa der Minutenreserve nach UCTE entspricht.

Eine genaue Definition der verschiedenen Produktdefinitionen und Betriebsphilosophien ist an dieser Stelle nicht möglich und würde weit über den Rahmen dieses Berichtes hinausgehen. Hier wird auf einen Bericht der ETSO über den aktuellen Status der Ansätze für die Beschaffung von Regelleistung in Europa verwiesen [6].

Zusammenfassend lassen sich die beiden folgenden Kategorien von Regelleistungs- bzw. Regelenergiearten differenzieren:

- Automatische Frequenzregelung (Primärregelung und Sekundärregelung)
- Manuell aktivierte Minutenreserve und Ausgleichsenergie

2 Internationale Beschaffungsvarianten

2.1 Automatische Frequenzregelung (Primärregelung und Sekundärregelung)

Bei der Beschaffung von Regelleistung für die automatische Frequenzregelung lassen sich prinzipiell die folgenden zwei Varianten unterscheiden:

- Beschaffung über eine Andienungspflicht. Diese kann entgeltlich oder unentgeltlich sein.
- Beschaffung über bilaterale Verträge oder organisierte Märkte. Die Preise können frei verhandelt oder reguliert sein.

In einer Reihe europäischer Länder besteht eine Angebots- und Lieferpflicht für die Primärregelleistung ab einer bestimmten Kraftwerks-Nennleistung. So besteht eine Lieferpflicht mit einer kostenorientierten Vergütung in Frankreich und England & Wales. In Österreich, Spanien, Italien, Niederlande, Schweiz und Slowenien dagegen ist mit der verpflichteten Lieferung keine Vergütung verbunden. Für Sekundärregelleistung besteht mit Ausnahme von Frankreich in keinem Land eine Angebots- und Lieferpflicht. Die Lieferung von Sekundärregelleistung in Frankreich wird kostenorientiert vergütet. In Deutschland (sowie in Polen, Norwegen, Dänemark und Schweden) besteht für keine der beiden Regelleistungsprodukte eine Angebotspflicht.

Im Falle der entgeltlichen Bereitstellung der Primärregelleistung erfolgt die Vergütung in allen Märkten anhand eines Leistungspreises für die Kapazitätsvorhaltung. Bei der Sekundärregelleistung wird die Kapazitätsvorhaltung ebenfalls durch einen Leistungspreis vergütet. Zudem erfolgt eine Vergütung der eingesetzten Regelarbeit durch einen Arbeitspreis. Die Preise werden in der Regel verhandelt. Teilweise unterliegen sie einer Zustimmung durch die Regulierungsbehörde.

Die Produkte der automatischen Frequenzregelung sind nur bedingt für einen marktorientierten Handel geeignet und dienen im Wesentlichen der Gewährleistung der Systemsicherheit. Dies ist auch daran zu erkennen, dass die Ausschreibungszeiten international bis zu einem Jahr betragen können und damit wesentlich länger als die Ausschreibungszeiten der Ausgleichsenergie sind.

2.2 Manuelle aktivierbare Minutenreserve und Ausgleichsenergie

Für die manuelle Minutenreserve besteht international in keinem der Länder eine Andienungspflicht. Sehr wohl hat der Netzbetreiber in den meisten Ländern die Möglichkeit, im gestörten Betriebszustand des Netzes Kraftwerke seiner Wahl für Regelleistungs- und Energielieferungen anzuweisen. Eine Besonderheit bietet Schweden, in dem sich der ÜNB an Kraftwerken zur Reservebereitstellung beteiligen kann.

Der Minutenreservemarkt ist in der Regel eng mit dem Spotmarkt abgestimmt. Entweder werden wie z.B. in England und Wales die Angebote für den Spotmarkt und den Regelenergiemarkt gemeinsam abgegeben oder der Regelenergiemarkt findet nach dem Sportmarkt statt, wie z.B. in den Niederlanden oder in Norwegen.

In Deutschland finden die jeweiligen Regelenergiemärkte in unterschiedlichen Zeitabschnitten statt:

1. Vattenfall Europe: 9:00 – 10:00
2. E.ON: 10:30 – 11:30
3. EnBW: 13:30 – 14:30
4. RWE: 15:00 – 16:00

Die Angebote für Regelenergie werden in den Märkten von Vattenfall Europe und E.ON ohne und bei EnBW und RWE mit Kenntnis der Spotpreise abgegeben. Die Preise in den jeweiligen Märkten, wie in [7] detaillierter analysiert, sind deshalb schwierig zu vergleichen.

In Deutschland erfolgt die Auswahl der Angebote in zwei Stufen. Zunächst er-

folgt die Auswahl der Optionen für die Bereithaltung der Minutenreserve anhand des Leistungspreises. In der zweiten Stufe erfolgt die Auswahl und der Einsatz der Regelenergie basierend auf den Arbeitspreisen der zuvor ausgewählten Optionen. Durch diese Vorgehensweise erfolgt eine Integration des Minutenreserveleistungs- und Regelenergiemarktes. Diese entspricht nicht der international üblichen Praxis, bei der in der Regel der Leistungsmarkt (Optionsmarkt) vom Arbeitsmarkt (Ausgleichsenergie) getrennt ist. Am Ausgleichsenergiemarkt können sich dort alle Erzeuger und Verbraucher beteiligen, die in der Lage sind, innerhalb von wenigen Minuten die entsprechende Regelenergie zu liefern.

2.3 Optionsmarkt für Minutenreserve

Im nachfolgenden wird auf den Optionsmarkt für die Minutenreserve näher eingegangen. Der Optionsmarkt bietet die Möglichkeit, mehr Wettbewerb in der Beschaffung der Minutenreserve einzuführen und gleichzeitig zur Sicherung der Systemsicherheit beizutragen.

Die Märkte für MRL sind in der Regel freiwillig. Um dennoch ein ausreichendes Angebot im Regelenergiemarkt zu stimulieren, wurde z.B. in Norwegen ein sog. Optionsmarkt geschaffen. Eine Option verpflichtet dabei den Anbieter, entsprechende Mengen an Reservekapazität am Regelenergiemarkt zu spezifizierten Zeiten bereitzustellen.

Prinzipiell sind die Bedingungen für die Teilnahme am Optionsmarkt (Reservekapazitätsmarkt) vergleichbar mit den Bedingungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt. Allerdings organisiert Statnett die Ausschreibung der Reservekapazität derzeit monatlich, drei-monatlich und jährlich gegenüber der täglichen Ausschreibung im Regelenergiemarkt in Deutschland.

Darüber hinaus müssen die Anbieter keine spezifischen individuellen Erzeugungseinheiten wie im Regelenergiemarkt festlegen, sondern nur den Typ der

Reserve (Erzeugung oder Verbrauch) und die Netzregion, in der die Regelenergie bereitgestellt wird.

3 Optionen zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes in Deutschland

Der deutsche Regelenergiemarkt hat nach Ansicht zahlreicher Marktteilnehmer und des BMWA nicht die erhoffte Einführung von mehr Wettbewerb gebracht. Wenngleich ein Teil des Preisanstieges auf einen erhöhten Regelbedarf durch zunehmende Windeinspeisung zurückzuführen ist [8], so besitzen die heutigen Regelenergiemärkte auch konzeptionelle Schwächen, die durch eine Weiterentwicklung verbessert werden könnten.

Eine mögliche Alternative zur Weiterentwicklung der deutschen Regelenergiemärkte besteht durch eine Trennung des Minutenreserveleistungsmarktes (Optionsmarkt) vom Ausgleichsenergiemarkt, wie international üblich.

In jedem der vier Regelzonen wird ein Optionsmarkt eingerichtet. In diesen Optionsmärkten beschaffen sich die Systembetreiber Optionen zur Deckung ihres individuellen Minutenreservebedarfs. Diese Optionen bedeuten für die jeweiligen ausgewählten Anbieter eine Verpflichtung zum Anbieten von Ausgleichsenergie. Der Optionsmarkt dient dabei vornehmlich zur Gewährleistung der Systemsicherheit (Kapazitätsvorhaltung) mit einem leistungsabhängigen Optionspreis. Für den Optionsmarkt sollten deshalb deutlich längere Fristen gelten als für den Ausgleichsenergiemarkt, gegebenenfalls gestaffelt in jährliche, vierteljährliche, monatliche und wöchentliche Fristen, um die Planungssicherheit für alle beteiligten Teilnehmer zu erhöhen. Die Optionskosten aus dem Leistungspreis würden in die individuellen Netznutzungsentgelte der Systembetreiber einfließen.

Es ist eine international übliche Praxis, daß am täglichen Ausgleichsenergiemarkt alle Unternehmen mitbieten kön-

nen, die die technischen Voraussetzungen mitbringen. In Deutschland wird dies durch die Präqualifikation gewährleistet. Ein Zuschlag für die Lieferung von Regelenergie über den Leistungspreis ist zur Teilnahme am täglichen Regelenergiemarkt somit nicht notwendig. Eine entsprechende Änderung der heutigen Regeln könnte damit, ohne das derzeitige Gesamtsystem grundlegend zu verändern, einen zusätzlichen Wettbewerb im Ausgleichsenergiemarkt erwirken und damit die Kosten für Bilanzkreisabweichungen senken.

Eine zweite Option ist der **konsequente Austausch von Regelenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber**. Dadurch könnte sichergestellt werden, daß jeweils die kostengünstigste Regelenergie zum Einsatz gebracht würde. Heute gibt es bereits Kooperationsvereinbarungen zwischen den Netzbetreibern. Diese müßten allerdings weiter ausgearbeitet und der Prozeß des Austausches von Regelenergie weiter strukturiert werden. Ein konsequenter Austausch der günstigsten Regelenergie zwischen den Netzbetreibern würde auch die emotional geführte Forderung nach einer Zusammenlegung von Regelzonen entschärfen.

Primäres Ziel des Regelenergiemarktes ist die Einführung von Wettbewerb **unter Wahrung der Systemsicherheit**. Es ist daher wichtig, dem Aspekt der Systemsicherheit besondere Aufmerksamkeit zu widmen: Als dritte Option wird deshalb für die automatische Frequenzregelung eine Verlängerung der Ausschreibungsfrist auf ein Jahr vorgeschlagen. Gegebenenfalls sollte, wie international üblich, die Einführung der Angebotspflicht für Kraftwerke ab einer bestimmten Größe für PRL – entweder entgeltlich oder unentgeltlich – in Erwägung gezogen werden.

Schließlich ist das Thema „**Marktherrschende Stellung**“ noch offen und zu diskutieren. Auch wenn man einen Regelenergiemarkt nach den oben beschriebenen Prinzipien weiterentwickelt, so bleibt das Problem der marktbeherrschenden Stellung von großen Anbietern in den einzelnen Regelenergiemärkten naturgemäß bestehen. Strukturell lässt

sich dieses Problem nur begrenzt durch den Marktmechanismus angehen.

Ein erster Ansatz wäre die Zusammenlegung der Regelenergiemärkte. Die Zusammenlegung von Regelenergiemärkten über mehrere Regelzonen hinweg ist international allerdings nicht üblich. Lediglich in Schweden und Finnland gibt es einen regelzonenübergreifenden Ausgleichsenergiemarkt. Allerdings beteiligt sich selbst Norwegen nicht an diesem gemeinsamen Regelenergiemarkt. In der Regel sind es Leistungs- und Netzrestriktionen, die einer Zusammenlegung von Regelenergiemärkten entgegenstehen und zu einer Gefährdung der Systemsicherheit führen können.

Alternativ könnten virtuelle Regelleistungen ausgeschrieben werden, ähnlich dem Vorbild der Ausschreibung virtueller Kraftwerke (z.B. Belgien, Italien) für den Spotmarkt. Hier können Marktteilnehmer quasi Anteile an den Kraftwerken der marktbeherrschenden Partei kaufen. Es gibt allerdings international kein den Autoren bekanntes und in die Praxis umgesetztes Beispiel, in dem die Ausschreibung virtueller Regelleistung implementiert wurde. Hier besteht weiterer Entwicklungsbedarf.

Um die marktbeherrschenden Parteien in der Ausübung ihrer Position zu beschränken, ist als weitere Alternative schließlich die Regulierung der Preise die vielleicht wirkungsvollste Möglichkeit. Die Regulierung der Preise für Regelleistung ist allerdings nicht trivial, da diese mit den Preisen in den Spotmärkten koordiniert werden müsste, um keine ungewollten Verschiebungen innerhalb der Märkte zu generieren. In diesem Zusammenhang ist weiterer Entwicklungsbedarf von Nöten.

Kategorie	Option	Bemerkung
Wettbewerb	Produktdefinition	Ggf. Losgröße verringern (nur begrenzte Verbesserungen zu erwarten)
	Beteiligung ausländischer Anbieter	Prinzipiell bereits heute möglich. Bei SRL nicht zu empfehlen. Bei PRL und MRL sind Transportquerschnitte vorzuhalten
	Öffnung des Ausgleichsenergiemarkt für alle qualifizierten Anbieter (Option 1a)	Bei MRL durch Trennung des Ausgleichsenergiemarkts vom Optionsmarkt (Trennung von Arbeit und Leistung) realisierbar. Abstimmung mit Spothandel erforderlich. Zusammenlegung des Ausgleichsenergiemarktes regelzonenübergreifend prinzipiell realisierbar
	Standardisierte Prozesse zum Einsatz der günstigsten Regelleistung zwischen den ÜNB (Option 2)	Die Regelleistung wird heute bereits zwischen den ÜNB ausgetauscht. Allerdings existieren keine einheitlichen Prozesse, die den jeweils günstigsten Einsatz der in Deutschland verfügbaren Regelleistung in allen Regelzonen sicherstellt.
Versorgungssicherheit	Verlängerung Ausschreibungszeiten für PRL, SRL (Option 3)	Empfehlung der Verlängerung der Ausschreibung auf 1 Jahr, Bei PRL zusätzlich ggf. verpflichtende Teilnahme
	Optionsmarkt für MRL (Option 1b)	Einführung eines Optionsmarktes erforderlich für Gewährleistung der Systemsicherheit (ggf. mit gestaffelten Ausschreibungszeiten)
Marktbeherrschende Stellung	Ausschreibung Virtuelle Kraftwerke	Im Regelenergiemarkt bisher noch nicht erprobt
	Regulierte Preise (Option 4)	Für PRL, SRL und Optionsmarkt sinnvolle Option, die allerdings sehr sorgfältig entwickelt und implementiert werden muss.
	Transparenz erhöhen	Direkt möglich, allerdings ist zu prüfen, daß sich die Marktteilnehmer nicht gegen die Systemsicherheit optimieren

Tabelle 1: Zusammenfassung der beschriebenen Ansätze

4 Zusammenfassende Bewertung

Die obenstehende Tabelle faßt die diskutierten Optionen zur Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte zusammen.

Die Trennung zwischen einem Optionsmarkt und dem Markt für Ausgleichsenergie ist international üblich und würde auch in Deutschland sowohl zu einer Erhöhung von Wettbewerb als auch zu mehr Systemsicherheit führen. Die Kombination von Optionsmarkt und Ausgleichenergiemarkt ist als ein marktorientiertes Verfahren zur Deckung des Regelbedarfs geeignet. In Deutschland scheint eine Regulierung der Preise in diesen Märkten, zunächst für die am Optionsmarkt teilnehmenden Parteien, notwendig und wird angeraten.

Die Schaffung einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden Angebotsliste für den Ausgleichenergiemarkt wird bislang nur in Schweden und Finnland praktiziert und stellt nur sehr bedingt eine Option für die deutsche Energieversorgung dar. Sinnvoller wäre eine Weiterentwicklung der Kooperationsbemühungen der Übertragungsnetzbetreiber zu einem stärker strukturierten und transparenten Austausch von Regelenergie. Dadurch wird der Einsatz der preisgünstigsten Regelenergie unter Wahrung der Systemsicherheit gewährleistet.

Literatur

- [1] Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen (Monitoring-Bericht), Berlin, 31. August 2003
- [2] Entwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Energiewirtschaftsrechts – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz EnWG)
- [3] GridCode 2000, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, DVG Heidelberg, Mai 2000
- [4] Regelenergie - Ein Produkt für den Europäischen Strommarkt?, Klaus Kleinkorte, Klaus Albers, Frank Reier, Joachim Vanzetta, Vortrag FGE Tagung, 11./12. September 2003, Aachen
- [5] Grundsätze für den Netzbetrieb der UC-TE
- [6] Initial Report on the Current State of Balance Management in Europe, ETSO, November 2003
- [7] Dr. Hans-Bernd Menzel, Dr.-Ing. Albert Moser
Börsliche Regelenergiemärkte, Vortrag FGE Tagung, 11./12. September 2003, Aachen
- [8] Folgen der Windenergieeinspeisung und Verteilung ihrer Lasten, Dr. Urban Keussen, Technischer Geschäftsführer, E.ON Netz GmbH, Vortrag FGE Tagung, 11./12. September 2003, Aachen