

DEMAND RESPONSE IM ÖSTERREICHISCHEN REGELENERGIEMARKT IM KONTEXT DER ENERGIEEFFIZIENZRICHTLINIE 2012/27/EU – ANALYSE ANHAND INTERNATIONALER ERFAHRUNGEN

Michaela KOLLAU, Stefan VÖGEL¹

Kurzfassung:

1 Inhalt:

Die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU trat mit 4.12.2012 in Kraft und muss innerhalb von 18 Monaten umgesetzt werden (bis 5.6.2014). Artikel 15 ist mit Energieumwandlung, -übertragung bzw. –fernleitung und –verteilung betitelt und betrifft mit dem Thema Demand Response auch nationale Energieregulierungsbehörden. Es wurde untersucht, ob es Adaptionsbedarf beim österreichischen Marktsystem gibt. Konkret wurde das Ziel festgelegt, in diesem Zusammenhang den Regelenenergiemarkt sowie Erfahrungen innerhalb Europa zu analysieren und die Auswirkungen abzuschätzen.

2 Methodik:

Der Artikels 15 der RL 2012/27/EU und die betroffenen Teile des österreichischen Marktsystems wurden analysiert da u.a. die Förderung des Marktzuganges von Verbrauchern und der Marktteilnahme am Regelreservemarkt sowie die neue Rolle des Aggregators in der Richtlinie erwähnt werden.

In die Analyse werden auch die relevanten Network Codes „Electricity Balancing“ & LFCR („load frequency control & reserve“) einbezogen, da in den derzeit vorliegenden Versionen Lasten ausdrücklich angesprochen werden und bei der Beteiligung an Märkten nicht diskriminiert werden dürfen.

Um das Thema auf internationaler Ebene zu vertiefen, wurde von CEER (Council of European Energy Regulators) nach einer Umfrage unter den Regulatoren eine öffentliche Konsultation zu Marktaspekten von Demand Side Flexibility (DSF) durchgeführt. Diese Konsultation beinhaltet Fragen zu Optionen/Nutzen und möglichen Barrieren zu Auswirkungen der Umsetzung des Artikels 15 der Energieeffizienzrichtlinie und zu den Kosten und Nutzen von DSF. Innerhalb der Konsultationsperiode wurden diverse Stakeholder (Industrie, Forschung etc.) zu einem Workshop eingeladen um die Diskussion zu vertiefen.

3 Ergebnisse:

Basierend auf den ersten Ergebnissen der Analyse betreffend Regelenenergiemarkt wurden bereits Änderungen erarbeitet und teilweise schon Maßnahmen umgesetzt. Unter anderem wurde von der APG das Marktforum Regelenenergie² aufgesetzt, in dem in einem offenen, diskriminierungsfreien und transparenten Prozess das Regelwerk weiterentwickelt wird - es kann sich jeder Interessierte einbringen. Weiters wurde das Netznutzungsentgelt³ für Anbieter von Regelenenergie in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2014 verordnet. Da Anbieter von negativer Regelenenergie die gleiche Dienstleistung wie Pumpspeicherkraftwerke (vgl. § 4 Abs. 1 Z

¹ E-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, 01 24724-0, vorname.nachname@e-control.at, www.e-control.at Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass der Inhalt der Arbeit die persönliche Meinung der Autoren darstellt, welche sich nicht mit jener der Energie-Control Austria decken muss.

² <http://www.apg.at/de/markt/2013/10/07/marktforum>

³ Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014, <http://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/verordnungen>

9 SNE-VO 2012 Novelle 2014) zur Erbringung von negativer Regelernergie beitragen, stellt dieses neu eingeführte Entgelt die Gleichbehandlung mit Pumpspeicherkraftwerken sicher.

Auf internationaler Ebene wurden die Antworten aus der Konsultation und dem Workshop analysiert und Schlussfolgerungen für Österreich abgeleitet.

Quellen:

- Allgemeine Bedingungen für Bilanzgruppenverantwortliche (BGV), www.e-control.at
- DECC (2012) Electricity System: Assessment of Future Challenges; zitiert in "Smart Grids: Future-proofed for consumers?", Sophie Neuburg, Consumer Futures
- Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010, www.e-control.at
- Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU
- ENTSO-E, Network Code on Electricity Balancing, 23.12.2013, <http://networkcodes.entsoe.eu/market-codes/electricity-balancing/>
- ENTSO-E, Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, 28.6.2013, <http://networkcodes.entsoe.eu/operational-codes/load-frequency-control-reserves/>
- Friedl, Süßenbacher, Ennser; „Marktbasierte Beschaffung von Regelreserve“, EnInnov 2012
- Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011), www.e-control.at
- Regulatory and Market Aspects of Demand-Side Flexibility, A CEER Public Consultation Document, Sustainable Development Task Force, Ref: C13-Ref: C13-SDE-38-03
- Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014, <http://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/verordnungen>

Langfassung

1 Einleitung

Die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU trat mit 4.12.2012 in Kraft um einen gemeinsamen Rahmen zur Förderung von Energieeffizienz in der Europäischen Union zu schaffen und sicher zu stellen, dass das Energieeffizienzziel von 20 % bis 2020 erreicht wird. Die Energieeffizienzrichtlinie muss innerhalb von 18 Monaten – bis zum 5.6.2014 – in den Mitgliedsstaaten umgesetzt werden.

Die Richtlinie legt ein indikatives nationales Energieeffizienzziel fest, und umfasst neben klassischen Energieeffizienzmaßnahmen wie zum Beispiel Maßnahmen im Gebäudebereich, Effizienzverpflichtungssysteme, Audits und Energiemanagementsysteme auch Maßnahmen im Bereich Demand Response (DR). Artikel 15 ist mit Energieumwandlung, -übertragung bzw. – fernleitung und –verteilung betitelt und betrifft mit dem Thema Demand Response auch ausdrücklich nationale Energieregulierungsbehörden. Im Wesentlichen handelt es sich in der Richtlinie um „Kann“-Bestimmungen. Demand Response wird ohne Zweifel auf den Energiemärkten der Zukunft präsent sein, daher wurde der Umsetzungsbedarf in Österreich – vor allem in Hinblick auf Regelreserve - genauer analysiert.

2 Einteilung dieser Arbeit

Dieser Beitrag fokussiert zunächst auf einer internationalen Umfrage zu Demand Side Flexibility (DSF). Das Council der Europäischen Energie Regulatoren (CEER) hat im Dezember letzten Jahres eine öffentliche Umfrage zu DSF gestartet und wird im Laufe des Jahres (2014) einen Bericht zur Beratung von Regulatoren zur Umsetzung von Artikel 15 der Energieeffizienzrichtlinie veröffentlichen. Die ersten Ergebnisse dieser Umfrage werden hier analysiert.

Danach wird auf Artikel 15 aus juristischer Sicht eingegangen. Was bedeutet dieser Artikel für Österreich?

Im letzten Teil der Analyse wird ein Blick auf den österreichischen Regelenergiemarkt geworfen. Welche Adaptionen bezüglich Demand Response sind geplant/ bzw. schon umgesetzt?

Abgeschlossen wird mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick.

3 Internationale Analyse von DSF

CEER (Council of European Energy Regulators) ist ein freiwilliger Zusammenschluss der europäischen Energieregulatoren, die als Plattform für die Entwicklung gemeinsamer Interessen der Regulatoren dient. Die inhaltliche Arbeit findet in mehreren Arbeitsgruppen und untergeordneten Task Forces statt. Im Auftrag der Electricity Working Group (EWG), behandelt die Sustainable Development Task Force (SDE TF) Aspekte und Herausforderungen einer nachhaltigen Energiepolitik. Zu den Themengebieten zählen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und der Klimawandel. In 2013 startete die Sustainable Development Task Force das Thema Demand Response/Demand Side Management zu analysieren. Da dieses Thema sehr umfassend ist wurde der Überbegriff Demand Side Flexibility festgelegt und eine Definition⁴ hinterlegt.

Die SDE TF startete mit einem Status Assessment zur Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU unter den nationalen Regulierungsbehörden um herauszufinden in welchem Umsetzungsstatus die

⁴ “Demand-side flexibility can be defined as the capacity to change electricity usage by end-use customers (domestic and industrial) from their normal or current consumption patterns in response to market signals, such as time-variable electricity prices or incentive payments, or in response to acceptance of the consumer's bid, alone or through aggregation, to sell demand reduction/increase at a price in organised electricity markets.

The objective of such market signals is to induce modulation (increase or reduce) of electricity usage and to optimise usage and balancing of networks and electricity production and consumption, for example by consuming less during peak times or by facilitating the integration of electricity from variable renewable energy sources and micro-generation (e.g. behind the meter generation).” [CEER Public Consultation Document, Regulatory and Market Aspects of DSF, C13-SDE-38-03, 8 November 2013]

unterschiedlichen Länder sind, bzw. welche Probleme oder Herausforderungen die Umsetzung der Richtlinie im Zusammenhang mit Artikel 15 mit sich bringt. Mit Hilfe dieses Status Assessments wurde an einem Konsultationspapier⁵ gearbeitet, um weiter auf regulatorische und Markthemen von Demand Side Flexibility einzugehen. Um die Diskussion von diversen Stakeholdern aus Industrie, Netz, europäischen und nationalen Vertretern/Forschungseinrichtungen, Aggregatoren, Consultants und Energieversorgern zu unterstützen, wurde im November 2013 zu einem öffentlichen Workshop geladen. Bei diesem Workshop wurden die Fragen der Konsultation in Kleingruppen analysiert und diskutiert. Konkret wurde in der Umfrage neben den Vorteilen und Möglichkeiten von DSF in existierenden und zukünftigen Märkten auch gefragt welche Barrieren es für DSF gibt. Im Zusammenhang mit der Energieeffizienz Richtlinie wurde erfragt, wie sich die Umsetzung der Richtlinie auf DSF Arrangements auswirken werden. Ein wichtiges Thema im Zusammenhang mit nachfrageseitigen Ressourcen ist das Thema der Kosten und des Nutzen. Die SDE TF fragte daher auch nach Studien über Kosten-Nutzenanalysen.

3.1 Analyse der Public Consultation

Insgesamt antworteten 39 Stakeholder mit unterschiedlichem Hintergrund auf die Umfrage von CEER. Die Antworten kamen aus den Bereichen Netze, Strombörsen, europäische und nationale Vertretungen, Privatunternehmen (dazu zählen auch Aggregatoren), Lieferanten und Erzeuger sowie Regierungsvertretungen.

Der Status-Quo wurde von den Stakeholdern wie folgt beurteilt. Es wurde festgehalten, dass zurzeit nur etwa 10% des möglichen DSF Potentials ausgeschöpft werden. Das kann einerseits am ungünstigen regulatorischen Umfeld liegen, andererseits daran, dass kaum Anreize für Marktteilnehmer vorhanden sind. DSF ist derzeit vor allem von großen Industrieunternehmen verwendet und wird häufig an den Regelreservemärkten vermarktet. Für kleinere Verbraucher ist DSF durch direkte Steuerung derzeit wenig wirtschaftlich interessant, obwohl die Teilnahme von DSF in einigen Ländern durch Aggregatoren ermöglicht wird (z. B. Finnland). Der Spotmarkt (Intraday- und Day-ahead) ist in den meisten Mitgliedstaaten für die Verbraucher nicht zugänglich oder es gibt Eintrittsbarrieren. Es gibt jedoch in vielen Mitgliedsländern Tarife (Time-of-use-tariff) die DSF auch für kleinere Verbraucher ermöglichen.

Ohne Zweifel wird DSF in Zukunft eine große Rolle im Zusammenhang mit einem wachsenden Anteil der erneuerbaren Produktion im Energiesystem spielen – die zukünftige Planung und das Management von Erzeugung und Verbrauch wurde von den Stakeholdern als komplexe Aufgabe angesehen.

3.2 Vorteile und Nutzen von DSF

Zu der Frage über Vorteile und Nutzen von DSF kamen kaum neue und unerwartete Antworten von den Stakeholdern.

Es wurden Vorteile von DSF für den Netzbetreiber, Konsumenten, die Umwelt und den Markt an sich von den Stakeholdern definiert. Für die Stabilität des Systems und den Betrieb des Netzwerk ist DSF eine zusätzliche wertvolle Flexibilität. Es kann beispielsweise zur Frequenzregelung und (lokalen) Engpassmanagement verwendet werden. Als Folge kann der Verteilnetzbetreiber die Flexibilität der Nachfrage nutzen, um den Netzbetrieb weiter zu optimieren. DSF kann die Notwendigkeit für kostspielige Investitionen in das Netz verzögern und / oder verhindern und einen Beitrag zur Stabilität des Energiesystems sowie der Versorgungssicherheit leisten. DSF könnte auch helfen, die Kosten der Ausgleichsleistungen/Regelreserve durch zusätzliche Ausgleichskapazitäten zu reduzieren. Weiters wurde festgehalten, dass DSF billiger und schneller verfügbar ist als jede zusätzliche Erzeugungskapazität.

Bei den Konsumenten werden die größten Vorteile bei den industriellen Verbrauchern gesehen, da sie die Flexibilität ihrer Nachfrage am Markt verkaufen und somit ihre Energiekosten senken können. Die Vorteile für kleinere Verbraucher sind von diversen Vorleistungen (z.B. Automatisierung) abhängig. Von den Antwortenden wurde der Ruf nach einer flächendeckenden Einführung von Smart Metern

⁵ Regulatory and Market Aspects of Demand-Side Flexibility - A CEER Public Consultation Document, Ref: C13-SDE-38-03, November 2013, www.ceer.eu

laut. Durch die Reduzierung von Peak Preisen, welche in einigen Mitgliedsstaaten an die Endkunden weitergegeben werden, kann DSF die Energierechnung von Konsumenten senken.

Durch einen höheren Anteil an DSF kann der Bedarf an Erzeugungskapazität verringert werden, wenn die Nachfrage zu Spitzenzeiten reduziert werden kann. Wenn es sich bei der Erzeugungskapazität um fossile Energieträger handelt, kann eine Reduzierung von Treibhausgasen und somit ein Vorteil für die Umwelt erreicht werden.

Ein weiterer Vorteil ist, dass der Wettbewerb steigen wird, da durch DSF neue Marktteilnehmer mit neuen Businessmodellen am Markt teilnehmen werden.

3.3 Herausforderungen und Barrieren für DSF

Laut den Antwortenden ist die größte Herausforderung für eine Integration von DSF im Markt, dass ein Gesamtrahmen für Demand Side Flexibility fehlt. Es wurde als sehr wichtig angesehen zunächst die Rahmenbedingungen und die Rolle von allen Marktteilnehmern klar zu definieren und festzulegen – dazu zählt die in vielen Ländern neue Rolle des Aggregators. Ebenso muss klar festgelegt werden wie die verschiedenen Marktteilnehmer miteinander interagieren.

Eine weitere Herausforderung stellt die Messung und Überprüfung von Demand Side Flexibility dar. Hier ist die Frage „was wäre wenn...“ entscheidend – wie hoch wäre der Verbrauch ohne DSF gewesen und damit die Festlegung der Berechnungsbasis. Auch in Ländern wo DSF bereits Teil des Marktes ist, stellt der Nachweis der Erbringung immer noch eine Herausforderung dar.

Der Marktzugang und die Transparenz des Marktes wurden als grundlegende Barriere angesehen. In den meisten Mitgliedsstaaten hat DSF keinen legalen oder direkten Zugang zum Ausgleichsenergiemarkt und/oder zum Großhandelsmarkt. Weiters besitzt der Konsument seine Flexibilität nicht selbst und hat kein Recht diese weiter zu veräußern (dieses Recht liegt meist beim Lieferant oder beim Bilanzgruppenverantwortlichen). In vielen Mitgliedstaaten brauchen unabhängige DSF Anbieter die Zustimmung der Lieferanten/Bilanzgruppenverantwortlichen um Verbrauchern DSF Dienstleistungen und Produkte anbieten zu können. Der Lieferant/Bilanzgruppenverantwortliche kann dies verweigern bzw. beliebige Entschädigung verlangen (die französische Wettbewerbsbehörde hat vor kurzem gegen ein solches Verhalten ein Verfahren abgeschlossen). Dies erschwert auch den Marktzugang für Aggregatoren.

Vor allem Stakeholder aus dem Bereich Konsumentenorganisation meinten, dass die größte Herausforderung für Konsumenten die komplexen Tarife sein werden, die mit DSF einhergehen. Konsumenten hätten bei den aktuellen Tarifen schon Probleme diese und die Rechnungen zu verstehen, mit variablen Tarifen wird diese Materie nur noch umfangreicher. Weiters ist die Frage offen wie Kosten und Nutzen von DSF auf Konsumenten aufgeteilt werden. Angemessene und angepasste Tarife wurden aber auch als eine Voraussetzung von DSF angesehen.

Um DSF in umfassenden Ausmaß nutzen zu können ist ein flächendeckendes Roll-out von Smart Metern mit angepassten Funktionen notwendig. Dieser Punkt wurde von einigen Stakeholdern angesprochen und es wurde der Ruf nach klaren Definitionen und Standards laut.

Die klar definierte Rolle des Verteilnetzbetreibers wurde als eine der Hauptherausforderungen rückgemeldet.

3.4 Kosten und Nutzen von Demand Side Flexibility

CEER hat großes Interesse an einer Analyse der Kosten und Nutzen von Demand Side Flexibility, vor allem in Bezug auf vermiedene Investitionskosten die sich aus DSF ergeben. Bei der öffentlichen Umfrage wurden an die 16 Studien erwähnt, bzw. hochgeladen. Die meisten dieser Studien behandeln Smart Meter oder Smart Grids und liefern leider kaum Zahlen zur monetären Auswirkung. Vor allem beim Berechnen des Nutzen von Demand Side Flexibility - wenn vorhanden - wurden sehr große Bandbreiten festgestellt. In einer englischen Studie wurde festgehalten, dass Haushalte im UK zwischen £60 und £500 Millionen pro Jahr bis 2030 durch Demand Response einsparen könnten.⁶

⁶ DECC (2012) Electricity System: Assessment of Future Challenges; zitiert in “Smart Grids: Future-proofed for consumers?”, Sophie Neuburg, Consumer Futures

Diese Bandbreite spiegelt die Unsicherheit beim Nutzen von DSF wider. Grundsätzlich war die Stimmung der Antwortenden der Konsultation aber positiv gegenüber DSF eingestellt.

3.5 Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie & Network Codes

Die Umsetzung des 3. EU Binnenmarktpaketes und der Energieeffizienzrichtlinie wurden als Grundvoraussetzung von DSF gesehen. Da die Formulierung in der Energieeffizienzrichtlinie aber weiten Umsetzungsspielraum für den nationalen Gesetzgeber lässt, ist die Zukunft von Demand Side Flexibility stark von der Umsetzung der jeweiligen Mitgliedsstaaten abhängig. Es wurde festgehalten, dass die Richtlinie theoretisch die Barrieren von DSF beseitigen kann, aber das hängt sehr stark von der Umsetzung ab. Auch hier wurde die Wichtigkeit von klaren Definitionen der Aufgaben und Rollen von allen Marktteilnehmern unterstrichen. Bei der Umsetzung der Richtlinie wurde festgehalten, dass neben den nationalen Gegebenheiten auch die Network Codes berücksichtigt werden müssen.

4 Network Codes

Die Network Codes sind in Ausarbeitung durch die ENTSO-E⁷ (nach den Framework Guidelines von ACER⁸) und werden nach der Komitologie durch die Europäische Kommission in den nächsten Jahren verbindlich. Für den Regelreservemarkt sind in diesem Zusammenhang überwiegend die Network Codes „Electricity Balancing“⁹ und „Load-Frequency Control and Reserves“¹⁰ relevant. Zusammenfassend kann man sagen, dass das Ziel die gleiche Behandlung von Lasten und von Erzeugern ist, entsprechend den technischen Möglichkeiten.

4.1 Load-Frequency Control and Reserves

Der Network Code Load-Frequency Control and Reserves hat zum Ziel, harmonisierte Anforderungen für den Betrieb der europäischen Verbundnetze zu setzen, ein koordiniertes Vorgehen der Regelzonenführer sicherzustellen und technische Vorgaben für den Austausch der Reserven zu machen. Darin enthalten sind u.a. die Berechnung der vorzuhaltenden Kapazitäten, Richtlinien für den koordinierten laufenden Betrieb und Ziele in welchen Bereichen die Frequenz zu halten ist.

In der vorliegenden Version wird durchgängig die Bezeichnung “Power Generating Modules and Demand Units” verwendet, auch in der Definition von „Reserve Providing Unit“, die zusätzlich auch die Pflicht zur Erfüllung der Anforderungen der einzelnen Arten von Regelreserve umfasst.

4.2 Electricity Balancing

Der Network Code Electricity Balancing legt für ganz Europa einheitliche Regeln zur Beschaffung der Regelreserve fest. Das beinhaltet die Definition von Standardprodukten (spätestens ein Jahr nach in Kraft treten), ermöglicht grenzüberschreitende Common Merit Order Listen (in sogenannten Coordinated Balancing Areas) und harmonisiert die Bedingungen für die Beschaffung – für grenzüberschreitende und für nationale Merit Order Lists.

In der Einleitung wird als Ziel die Teilnahme von Demand Side Response festgelegt (vergl. (7)). In (13) und (14) wird die ökonomisch effiziente Verwendung von Demand Side Response als Ziel für die Beschaffung und die verschiedenen Standardprodukte festgelegt.

In den Art. 9, 1. (h) und Art. 26, 3. wird Demand Side Response und Aggregation ausdrücklich erwähnt, auch dass diese Balancing Service Providers werden können müssen.

⁷ European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

⁸ Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)

⁹ Network Code on Electricity Balancing, ENTSO-E, 23.12.2013, <http://networkcodes.entsoe.eu/market-codes/electricity-balancing/>

¹⁰ Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, ENTSO-E, 28.6.2013, <http://networkcodes.entsoe.eu/operational-codes/load-frequency-control-reserves/>

5 Analyse Artikel 15 Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU

5.1 Art 15 Abs. 1

Der Artikel verpflichtet die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass die nationalen Energieregulierungsbehörden „durch die Erarbeitung von Netztarifen und Netzregulierung im Rahmen der Richtlinie 2009/72/EG und unter Berücksichtigung der Kosten und des Nutzens der einzelnen Maßnahmen Anreize für die Netzbetreiber vorsehen, damit sie für die Netznutzer Systemdienste bereitstellen, mit denen diese im Rahmen der fortlaufenden Realisierung intelligenter Netze Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz umsetzen können.“

Weiters stellen die Mitgliedstaaten nach Art 15 Abs. 1 sicher, dass die Netztarife- und -regulierung den Kriterien des Anhang XI entsprechen.

5.2 Anhang XI der Energieeffizienzrichtlinie

Demnach müssen Netztarife Kosteneinsparungen in Netzen, die durch nachfrageseitige und Laststeuerungs-Maßnahmen (Demand Response) erzielt wurden, darunter Einsparungen durch Senkung der Bereitstellungskosten oder durch Netzinvestitionen und optimierten Netzbetrieb, kostenorientiert widerspiegeln (Anhang XI Z 1).

In Österreich besteht seit 1.1.2014 ein eigenes Netznutzungsentgelt für die Entnahme von Energie für Anbieter von Regelenergie (§ 4 Abs. 1 Z 9 SNE-VO¹¹), das für Zwecke der Erbringung von Regelenergie in Anspruch genommene Leistung und Arbeit - im Verhältnis zu dem für andere Entnehmer auf dergleichen Netzebene – ein deutlich geringeres Entgelt festlegt. Die Regelung ist vorerst auf Entnehmer der Netzebenen 1 bis 3 eingeschränkt, eine Ausweitung der Regelung auf alle Netzebenen wird angestrebt. Voraussetzung ist ein dementsprechendes Ergebnis der Evaluierung durch die zuständige Behörde (Regulierungskommission), vgl. S.6. Erläuterungen zur SNE VO¹². Die Details des neuen Netznutzungsentgeltes sind in Kapitel 6.3 erläutert.

Derzeit bestehen nach erster Beurteilung weder im EIWOG 2010¹³ noch in der darauf basierenden SNE-VO¹³ Regelungen, die Netzbetreiber oder Energieeinzelhändler daran hindern, Systemdienste für Laststeuerungs-Maßnahmen und Nachfragemanagement auf organisierten Strommärkten zur Verfügung zu stellen (Anhang XI Z 2 lit a bis f Richtlinie 2012/27/EU).

Hinzuweisen ist in Zusammenhang mit Annex XI der Energieeffizienzrichtlinie eventuell auf die geplante Erhöhung und Harmonisierung des leistungsbezogenen Anteils des pauschalierten Netznutzungsentgeltes in der SNE-VO: Bei der Festsetzung des pauschalierten Anteils des leistungsbezogenen Netznutzungsentgeltes ist einerseits dem Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit (§ 51 Abs. 1 EIWOG 2010) sowie dem Grundsatz der Energieeffizienz Rechnung zu tragen. Während der Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit für eine Erhöhung des pauschalierten Anteils des leistungsbezogenen Netznutzungsentgeltes spricht, legt der Grundsatz der Energieeffizienz eine Kostentragung durch verbrauchsabhängige Komponenten nahe. Vor dem Hintergrund dieser widerstrebenden Ziele erscheint eine Erhöhung und langfristige Vereinheitlichung des pauschalierten Anteils des leistungsbezogenen Netznutzungsentgeltes in Österreich erforderlich, da der leistungsbezogene Anteil derzeit gegenüber dem verbrauchsabhängigen deutlich untergewichtet ist (gilt für den pauschalierten Anteil).

Punkt 3 Anhang XI bestimmt, dass Netz- oder Einzelhandelstarife einer dynamischen Tarifierung im Hinblick auf Laststeuerungs-Maßnahmen seitens der Endkunden förderlich sein können.

Derartige Entgelte sind derzeit schon durch die Sommer, bzw. Winterhoch- und Niedertarife vorgesehen. Mit der Einführung von Smart Meter wird jede Form von dynamischer Tarifierung

¹¹ Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014,
<http://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/verordnungen>

¹² Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014,
<http://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/verordnungen>

¹³ Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010,
<http://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/gesetze>

ermöglicht [zur verpflichtenden flächendeckenden Einführung von Smart Metern vgl. Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)¹⁴]. Insgesamt handelt es sich um eine „Kann“ - Bestimmung, deren Umsetzung nicht zwingend ist.

5.3 Art 15 Abs. 4

Nach Art. 15 Abs. 4 sollen die Mitgliedstaaten sicher stellen, dass Anreize in Übertragungs- und Verteilungstarifen, die die Teilnahme an der Laststeuerung (Demand Response) sowie den Zugang zum Markt für Ausgleichsdienste und zur Erbringung von Hilfsdiensten verhindern könnten, beseitigt werden. Derartige Anreize bestehen nach der österreichischen Rechtslage nicht.

Die Mitgliedstaaten sollen weiter sicherstellen, dass — im Rahmen der Richtlinie 2009/72/EG — es die Tarife gestatten, dass die Versorger die Einbeziehung der Verbraucher in die Systemeffizienz verbessern, wozu auch eine von nationalen Gegebenheiten abhängige Laststeuerung zählt. Auch hier wird durch die Einführung von Smart Metern die Möglichkeit entsprechender Tarifierungsmodelle seitens der Erzeuger erleichtert.

5.4 Art 15 Abs. 8

Die Regulierungsbehörden sollen darauf hinwirken, dass nachfrageseitige Ressourcen (Laststeuerung, Demand Response) am Großhandels- und Einzelhandelsmarkt teilnehmen können und Anbieter aus dem Bereich der Laststeuerung diskriminierungsfrei behandelt werden.

Weiters müssen laut Abs. 8 Anbieter aus dem Bereich Laststeuerung — darunter auch Aggregatoren — von den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern bei der Erfüllung der Anforderungen für Ausgleichs- und Hilfsleistungen diskriminierungsfrei, ausgehend von ihren technischen Fähigkeiten, behandelt werden. Dies ist derzeit bereits der Fall, da alle Anbieter von Regelenergie gleich behandelt werden und gem. §§ 67 ff EIWOG 2010 für alle Marktteilnehmer unterschiedslos die gleichen Präqualifikations- bzw. Ausschreibungsbedingungen (für Primär- und Sekundärregelung) gelten und diese auch laufend in Hinblick auf die Teilnahmen von Laststeuerungsdienstleistern überarbeitet werden. Die ebenfalls geforderte Festlegung von technischen Modalitäten für die Teilnahme von Laststeuerungs-Dienstleistern und Aggregatoren an diesen Märkten wird in eben diesen Bedingungen getroffen. Wie bereits zu Abs. 1 erwähnt, wird eine Ausweitung der Regelung des § 4 Abs. 1 Z 9 SNE-VO⁶ auf alle Netzebenen geplant; hierzu werden insbesondere die technischen Bedingungen und Kommunikationswege zwischen Netzbetreibern, Regelzonenführer und Laststeuerungs-Dienstleistern bzw. Aggregatoren abgestimmt und künftig an geeigneter Stelle festgelegt (z.B. Marktregeln).

In Hinblick auf bilanzgruppenübergreifendes Pooling bleibt auszuführen, dass hier zum einen die Lieferverträge die Möglichkeit des Weiterhandels von Energie ermöglichen müssen. Zum anderen muss bei bilanzgruppenübergreifendem Pooling der Bilanzgruppenverantwortliche (zumindest bei unmittelbaren Bilanzgruppenmitgliedern) die Zustimmung zum Weiterhandel geben (vgl. z.B. AGB - BG-V der APG, Punkt XXII¹⁵).

In Hinblick auf die Zustimmung des BGV wäre eine Änderung der AGB-BGV dahingehend möglich, dass die Zustimmungspflicht durch eine Verpflichtung zur Hinterlegung von Sicherheiten ersetzt wird.

6 Demand Side Flexibility im österreichischen Markt für Regelreserve

Nach der Analyse der Energieeffizienzrichtlinie und einer ersten Analyse des österreichischen Marktsystems wurden einige Bereiche genauer betrachtet, in denen die Möglichkeit zur besseren Förderung von Demand Side Flexibility festgestellt wurde. Dazu wurde ein Blick auf den österreichischen Regelreservemarkt geworfen und die Anreize von DSF in diesem Markt genauer analysiert

Zunächst wurde der Regelreservemarkt in Österreich genauer beschrieben und die Beschaffung von Regelreserve erklärt. Danach wurde auf wirtschaftliche und technische Bedingungen die Demand Side

¹⁴ Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011), <http://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/verordnungen>

¹⁵ Allgemeine Bedingungen für Bilanzgruppenverantwortliche (BGV), <http://www.e-control.at/de/recht/allgemeine-bedingungen>

Flexibility behindern könnten, eingegangen. Zuletzt wurde auf Netznutzungsentgelt¹⁶ für Anbieter von Regelenergie eingegangen.

6.1 Der Regelreservemarkt in Österreich

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt in Österreich seit 2012 vollständig marktbasiert durch den Regelzonenführer (APG) über wöchentliche Auktionen für die verschiedenen Produkte und Zeitscheiben.

Typ	Aus-schreibung	Mind.-Angebot	Aktivierung	Zeitscheiben	Vergütung
Primär-regelung	Wöchentlich	2 MW	Max. < 30 sek. (Reaktion sofort)	1/Woche	Leistungspreis
Sekundär-regelung	Wöchentlich (täglich AP)	5 MW	Max. < 5 min. (Reaktion sofort)	Peak & Off-Peak / Weekend (12h)	Leistungs- & Arbeitspreis
Tertiär-regelung	Wöchentlich (täglich AP)	10 MW (zukünft. 5 MW)	Max. < 10 min.	Mo.- Fr. (4h) / Weekend (4h)	Leistungs- & Arbeitspreis

Tabelle 1: Produkte und Zeitscheiben Regelreserve

In wöchentlichen Auktionen für die Produkte und Zeitscheiben (Übersicht siehe Tabelle 1) erfolgt der Zuschlag nach dem gebotenen Leistungspreis. Bei der Sekundär- und Tertiärregelung muss zusätzlich ein Arbeitspreis abgegeben werden, auf dessen Basis die Aktivierung erfolgt. Der Arbeitspreis kann Day-Ahead durch den Anbieter einseitig angepasst werden (bei positiver Regelreserve erniedrigt, bei negativen Regelreserve erhöht), bei Tertiärregelung auch ohne Zuschlag beim Leistungspreis. Die Beschaffung der Ausfallsreserve und der Tertiärregelung erfolgt seit 2012 gemeinsam.

Die beschafften Leistungen werden über das europäische Verbundsystem vorgegeben bzw. von der APG festgelegt, der derzeitige Umfang der Ausschreibungen ist in Abbildung 1 dargestellt. „Marktbasierte Beschaffung von Regelreserve“ (Friedl, Süßenbacher, Ennser; 2012¹⁷) beinhaltet neben der Beschreibung der Möglichkeiten zur Bestimmung der Leistungen detaillierte Informationen zur Beschaffung der Regelreserve.

Die Kosten der Regelreserve werden den Erzeugern und den Bilanzgruppen zugeordnet (Überblick siehe Abbildung 1). Die Kosten der Sekundärregelung und der Ausfallsreserve werden zu 78% von den Erzeugern und zu 22% von den Bilanzgruppen als Kosten für Ausgleichsenergie getragen (siehe EIWOG 2010, §69).

¹⁶ Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014, www.e-control.at

¹⁷ „Marktbasierte Beschaffung von Regelreserve“ (Friedl, Süßenbacher, Ennser), EnInnov 2012

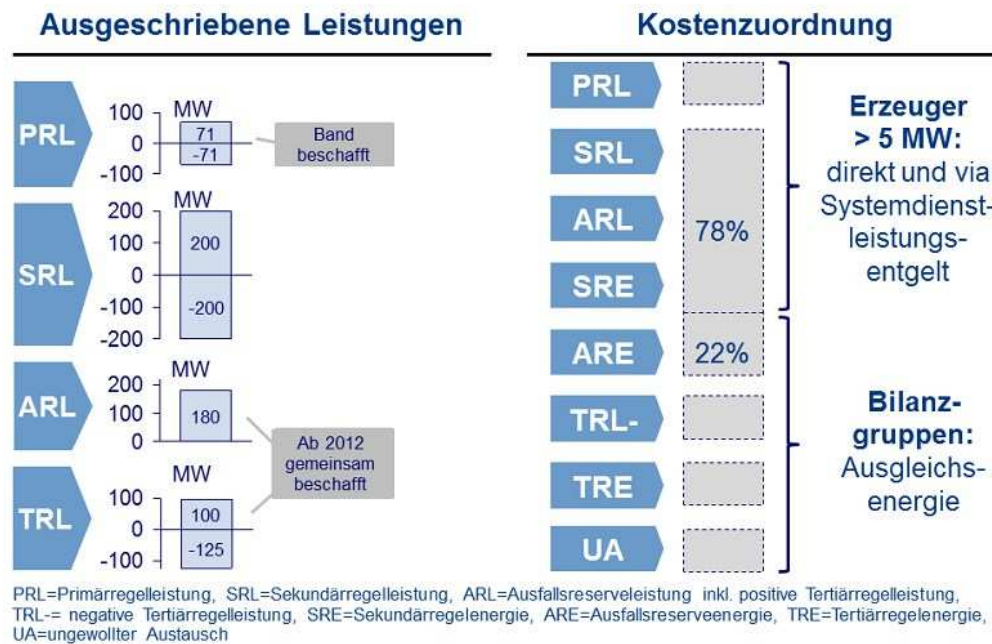


Abbildung 1: Ausgeschriebene Regelleistungen und Zuordnung der Gesamtkosten der Regelreserve

Die Rahmenbedingungen für den Regelreservemarkt sind im EIWOG vorgegeben (z.B. Ausschreibungen für Primärregelung und Sekundärregelung) bzw. werden von der APG erstellt (z.B. technische Präqualifikationsbedingungen) und teilweise von der E-Control genehmigt (z.B. Ausschreibungsbedingungen).

6.2 Verbesserung technischer Rahmenbedingungen für DSF im Regelreservemarkt

Die aktuell gültigen Präqualifikationsbedingungen sind ausgerichtet auf Erzeuger. Die derzeit laufende Überarbeitung hat auch zum Ziel, die Teilnahme von Lasten (also von Demand Side Flexibility) zu fördern.

Die technischen Präqualifikationsbedingungen sind für jeden Anbieter Voraussetzung zur Teilnahme am Regelreservemarkt. Die Präqualifikation muss jeweils für Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung separat durchgeführt werden. Die aktuellen Dokumente sind auf der Homepage der APG (<http://www.apg.at/de/markt/netzregelung>) zu finden. Unter anderem sind beispielsweise Datenanbindung und Reaktionszeiten geregelt.

Derzeit werden die Präqualifikationsbedingungen überarbeitet. Der erste Vorschlag der APG ist in der öffentlichen Konsultation, die noch bis 28.2.2014 läuft. Alle Interessierten sind aufgefordert sich zu beteiligen und ihre Sicht einzubringen, auf der Homepage der APG können alle Informationen dazu abgerufen werden (<http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/konsultationen/konsultationsprozesse>).

Alle interessierten Anbieter sind willkommen um über das Marktforum Regelenergie das Regelwerk in einem offenen, diskriminierungsfreien und transparenten Prozess weiterzuentwickeln. Es eröffnet insbesondere auch Interessenten aus dem industriellen Bereich sowie Dienstleistern die Möglichkeit sich einzubringen. Laut APG soll ca. 2-4 mal pro Jahr jeweils anlassbezogen zu aktuellen Themen eine Veranstaltung stattfinden. Das nächste Marktforum Regelenergie findet am 20.02.2014 statt. Zusätzliche Informationen sind auf der Homepage der APG zu finden: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum>. Die Konsultation der neuen Präqualifikationsbedingungen sowie die Einführung des automatischen Abrufes bei der Tertiärregelung werden neben anderen Beiträgen vorgestellt und diskutiert werden.

Die neuen Präqualifikationsbedingungen werden Verbrauch (also Demand Side Flexibility) und Pooling ausdrücklich mit einbeziehen, basierend auf den technischen Möglichkeiten. Pooling eröffnet gerade im Zusammenhang mit Demand Side Flexibility neue Möglichkeiten, da so gewisse Mindestgrößen erreicht und durch die Kombination von Anlagen mit unterschiedlichen Eigenschaften auch die gestellten Anforderungen (z.B. Dauer der Erbringung) leichter erbracht werden können.

6.3 Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für DSF im Regelreservemarkt

Im Rahmen der technischen Möglichkeiten können Verbraucher die gleichen Dienstleistungen in der Regelreserve erbringen wie Pumpspeicherkraftwerke und andere Erzeuger. Die möglichen Arbeitsbereiche unterscheiden sich aber und sind illustrativ in Abbildung 2 dargestellt. Die Linien stellen jeweils den Verlauf der Leistung dar (untere und obere Grenze). Der Abfall oder der Anstieg erfolgt auf Grund eines Abrufes von Regelenergie. Da derzeit nur größere Verbraucher teilnehmen können, sind die Verbraucher hier mit „Industrie“ bezeichnet.

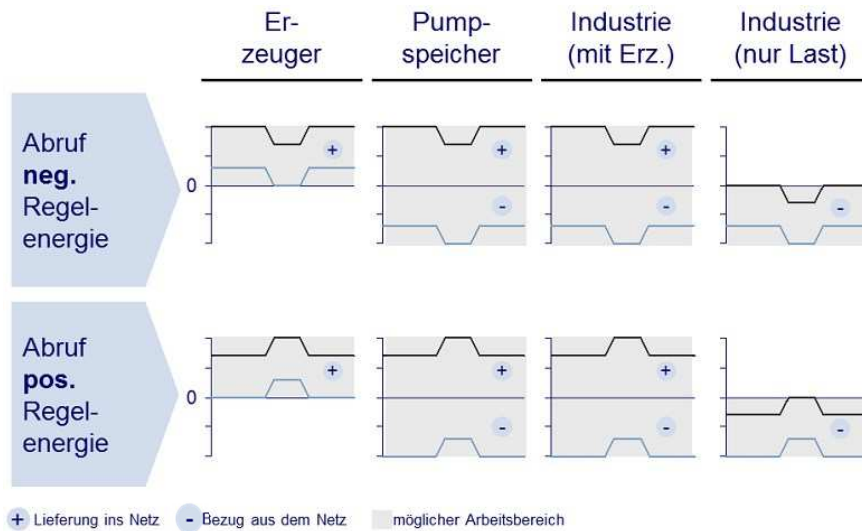


Abbildung 2: Typen von Regelreserveanbietern

Betreffend den Entgelten wurden Pumpspeicher und Industrie bis 31.12.2013 ungleich behandelt, siehe Tabelle 2. Für die Industrie fiel bei der Entnahme von Energie zu Regelenergiezwecken Netznutzungsentgelt an, das wesentlich höher war als das Netznutzungsentgelt für Pumpspeicher.

		Erzeuger		Pumpspeicher		Industrie (mit Erz.)		Industrie (nur Last)	
		-	+	-	+	-	+	-	+
Netznutzungsentgelt	/kW	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	/kWh	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
NNE Pumpspeichertarif	/kW	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	/kWh	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Netzverlustentgelt	<input type="checkbox"/> >5 MW /kWh	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Systemdienstleistungsent.	/kWh	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Ökostromförderbeitrag	/kW	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	/kWh	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

+ Lieferung ins Netz - Bezug aus dem Netz

Tabelle 2: Entgelte für Typen von Regelreserveanbietern bis 2013

Die Höhe des Netznutzungsentgeltes hat eine signifikante Auswirkung auf die Profitabilität. Bis 2013 konnte das Netznutzungsentgelt, das bei Industriebetrieben aufgrund von Abrufen von Regelenergie fällig wurde, eine ähnliche Größenordnung erreichen wie mögliche Einnahmen aus dem Regelreservemarkt (insbesondere für Tertiärregelung, für Sekundärregelung aufgrund der höheren Preise weniger). Die genaue Beurteilung ist aber abhängig vom gebotenen/zugeschlagenen Leistungspreis und der Häufigkeit der Abrufe sowie der Betriebsweise der Anlage. Die wirtschaftliche Beurteilung hängt meist stark vom Netznutzungsentgelt ab.

Um die Regelreservemärkte interessanter für Teilnehmer aus der Industrie zu machen wurde ein geringeres als das von anderen Netzbenutzern zu leistendes Netznutzungsentgelt¹⁸ für Entnahmen

¹⁸ Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014, <http://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/verordnungen>

von Energie aus dem Netz festgelegt, die ausschließlich durch den Abruf von Regenergie verursacht werden. Vergleiche auch Kapitel 5.2. Dieses Netznutzungsentgelt führt zur Gleichbehandlung von Teilnehmern auf der Lastseite bei Abruf von negativer Regenergie durch den Regelzonenführer (d.h. Bezug aus dem Netz); es ist seit 1.1. 2014 in dergleichen Höhe wie das das Netznutzungsentgelt für Pumpspeicherkraftwerke festgelegt. Auswirkungen auf die Entgeltbasis sind nicht gegeben (bei Leistung) bzw. gering (bei Arbeit), da ohne Abruf von Regelreserve keine entgeltbestimmende Leistungsspitze zustande gekommen wäre. D.h. gesamtwirtschaftlich gesehen werden negative Effekte vermieden.

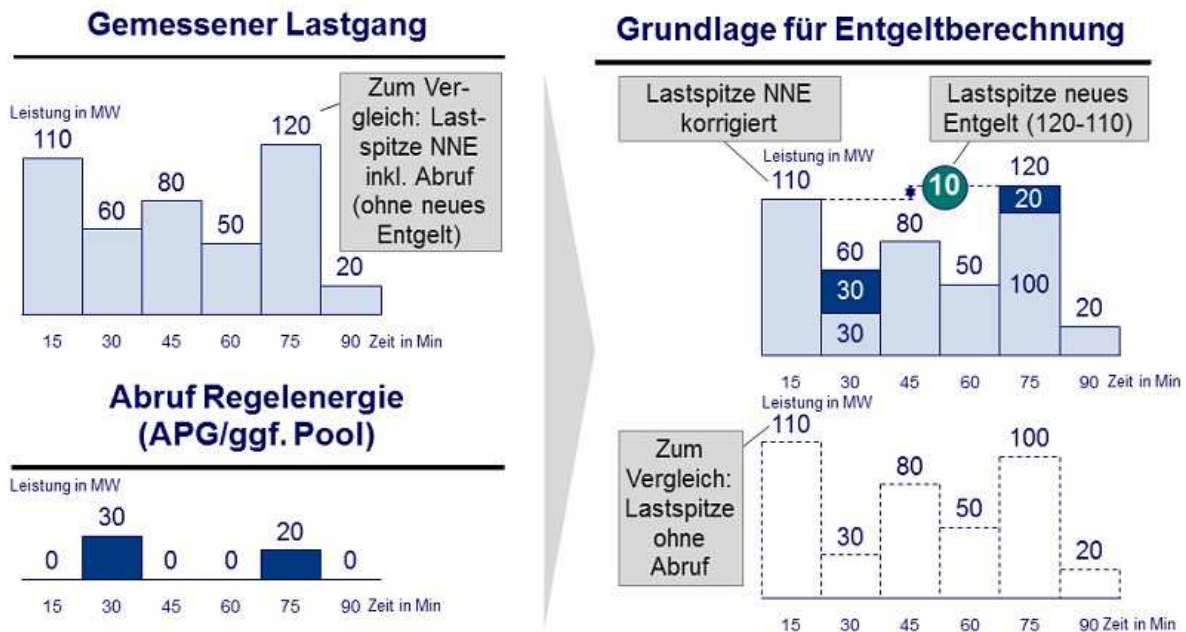


Abbildung 3: Gemessener Lastgang und Grundlage für die Entgeltberechnung

Die Berechnung des Entgelts ist beispielhaft in Abbildung 3 dargestellt. Der gemessene Lastgang ist die Ausgangsbasis, muss aber mit den Daten der Aktivierung der Regenergie (welche über Demand Side Flexibility erbracht wird) verknüpft werden. Der Lastgang wird vom Verteilernetzbetreiber gemessen, die Daten der Aktivierung werden vom Regelzonenführer an den Verteilernetzbetreiber übermittelt. Anhand dieser Daten wird vom Verteilernetzbetreiber für jede Viertelstunde überprüft, ob die entgeltbestimmende Leistungsspitze während des Abrufes von Regelreserve zustande gekommen ist. Wenn dies so ist (in Abbildung 3 ist dies für die Spitze von 120 der Fall), wird die nächste Leistungsspitze gesucht und erneut überprüft, ob Regelreserve abgerufen wurde (in Abbildung 3 die Spitze von 110). Dieser Vorgang wird fortgesetzt, bis eine „normale“ Leistungsspitze gefunden wird. Für die Differenz zwischen dieser und der höchsten wird das Entgelt gemäß § 4 Abs. 1 Z 9 SNE-VO 2012 angesetzt (in Abbildung 3 ist dies 10). Für die höchste Lastspitze ohne Abruf wird das für alle Verbraucher geltende Netznutzungsentgelt angesetzt (§ 4 Abs. 1 Z 1 bis 7 SNE-VO 2012, in Abbildung 3 ist dies 110), d.h. das gleiche Netznutzungsentgelt das ohne die Teilnahme am Regelreservemarkt verrechnet worden wäre

Die abgerufene Arbeit wird komplett mit dem neuen Entgelt abgerechnet.

Wenn die Regenergie aus mehreren zusammengeschlossenen Anlagen erbracht wird, muss die Aufteilung auf die abgerufenen Anlagen vorgenommen werden. Dies kann auch über einen Dienstleister (Aggregator) erfolgen. Die Aufteilung wird vom Regelzonenführer überprüft.

Die Auswirkungen dieser Änderungen auf den Regelreservemarkt müssen evaluiert werden. Ziel ist die Ausdehnung auf weitere Netzebenen (derzeit Einschränkung auf Netzebene 1-3). Eine Voraussetzung dafür ist eine effiziente Abbildung der erforderlichen Prozesse in den Marktregeln.

6.3.1 Marktregeln

Die Einführung des neuen Entgelts erfordert einen Datenaustausch zwischen verschiedenen Marktteilnehmern, der in den aktuellen Marktregeln nicht abgebildet ist und zukünftig effizient implementiert werden muss. Auch muss voraussichtlich eine neue Rolle für einen Dienstleister für die Erbringung von Regelreserve aus zusammengeschlossenen Anlagen eingeführt werden, da die bestehenden Rollen (Lieferanten, Erzeuger, Bilanzgruppenverantwortliche etc.) anders am Markt teilnehmen. Dies wird derzeit detailliert analysiert und im Laufe der nächsten Monate umgesetzt werden.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Verschiedene Regelungen auf europäischer Ebene fordern Beteiligung von Demand Side Flexibility an den Regelenergiemärkten (Energieeffizienzrichtlinie, Network Codes). Durch die Arbeit von CEER wurde festgestellt, dass sich bisher erst wenige Länder/Regulatoren intensiv mit der Umsetzung von Artikel 15 der Energieeffizienzrichtlinie auseinandergesetzt haben. Dies liegt vor allem auch daran, dass die Richtlinie den nationalen Gesetzgebern viel Spielraum lässt. Einige Länder sind mit der Einführung von Demand Side Flexibility sehr weit und konnten auch schon einige der oben genannten Barrieren überbrücken. In Frankreich regelt ein im April 2013 veröffentlichtes Gesetz den rechtlichen Rahmen von Demand Side Flexibility an Energie- und Regelreservemärkten. Auch am Großhandelsmarkt und mit der Marktöffnung für Aggregatoren hat Frankreich schon einige Erfahrungen vorzuweisen, die für andere Länder richtungsweisend sein können (siehe auch im Kapitel 3.3)

In Österreich kann DSF am Großhandelsmarkt teilnehmen. Die praktische Handhabung ist aber derzeit im Detail noch nicht geregelt. Da es bisher kaum Erfahrungswerte gibt, werden gegebenenfalls Beschwerden/Probleme einzeln geprüft werden müssen. Es werden mehr Erfahrungswerte im Markt gebraucht um festzustellen, wo tatsächlich Adaptionbedarf ist.

Die Analysen zeigen, dass das österreichische Marktsystem Demand Side Flexibility zulässt, aber teilweise eine bessere Förderung von DSF möglich ist. Dies ist vor dem Hintergrund der hohen Kosten im Regelreservemarkt volkswirtschaftlich sinnvoll. Erste Anpassungen sind bereits sichtbar (z.B. Überarbeitung technischer Präqualifikationsbedingungen, neues Netznutzungsentgelt für Anbieter von Regelenergie, etc.). Die Entwicklung von Demand Side Flexibility muss in Zukunft weiterhin beobachtet und evaluiert werden. In Österreich sind derzeit auch weitere Adaptionen geplant, wie zum Beispiel die Erweiterung/Anpassung der Marktregeln und die Ausweitung des neuen Netznutzungsentgeltes für Anbieter von Regelreserve auf weitere Netzebenen.

8 Literatur:

- Allgemeine Bedingungen für Bilanzgruppenverantwortliche (BGV), www.e-control.at
- DECC (2012) Electricity System: Assessment of Future Challenges; zitiert in "Smart Grids: Future-proofed for consumers?", Sophie Neuburg, Consumer Futures
- Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010, www.e-control.at
- Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU
- ENTSO-E, Network Code on Electricity Balancing, 23.12.2013, <http://networkcodes.entsoe.eu/market-codes/electricity-balancing/>
- ENTSO-E, Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, 28.6.2013, <http://networkcodes.entsoe.eu/operational-codes/load-frequency-control-reserves/>
- Friedl, Süßenbacher, Ennser; „Marktbasierte Beschaffung von Regelreserve“, EnInnov 2012
- Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011), www.e-control.at
- Regulatory and Market Aspects of Demand-Side Flexibility, A CEER Public Consultation Document, Sustainable Development Task Force, Ref: C13-Ref: C13-SDE-38-03
- Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014, www.e-control.at