



E-CONTROL

PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.



E-CONTROL

Demand Response im Österreichischen Regelenergiemarkt im Kontext der EER 2012/27/EU – Analyse anhand internationaler Erfahrungen

MMag. Michaela Kollau, DI Stefan Vögel

EnInnov 2014

14.2.2014

- Energieeffizienzrichtlinie
- Internationale Arbeit zu Demand Side Flexibility
 - CEER Public Consultation
- DR im Österreichischen Markt für Regelreserve
 - Regelreservemarkt in Österreich
 - Technische Rahmenbedingungen für DR
 - Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für DR

- Energieeffizienzrichtlinie
 - Internationale Arbeit zu Demand Side Flexibility
 - CEER Public Consultation
 - DR im Österreichischen Markt für Regelreserve
 - Regelreservemarkt in Österreich
 - Technische Rahmenbedingungen für DR
 - Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für DR

Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU

- Mit 4.12.2012 in Kraft getreten
- Umsetzung bis 5.6.2014
- Diverse EE Maßnahmen (EE-Einsparverpflichtung, Gebäude, etc.)
- Artikel 15: Energieumwandlung, -übertragung, bzw. –fernleitung und –verteilung
 - Direkte Benennung von Regulatoren im Zusammenhang mit DR
 - Relevante Artikel:
 - Art 15 Abs.1 & Anhang XI
 - Art 15 Abs. 4
 - Art 15 Abs. 8
 - Analyse dieser Artikel im Hinblick auf Regelreserve

- Energieeffizienzrichtlinie
- Internationale Arbeit zu Demand Side Flexibility
 - CEER Public Consultation
- DR im Österreichischen Markt für Regelreserve
 - Regelreservemarkt in Österreich
 - Technische Rahmenbedingungen für DR
 - Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für DR

Council of European Energy Regulators - Internationale Arbeit zu DSF



CEER Consultation on Regulatory and Market Aspects of Demand-Side Flexibility (2014)

- 12/2013 – 1/2014
- Basierend auf interner Umfrage (NRAs), Workshop November 2013
- Weiterentwicklung der bisherigen CEER Arbeit, Grundlage für weitere Arbeit von CEER (2014):
 - CEER Report on Demand Response and energy efficiency services
 - CEER Green Paper on demand side impact on the grid and role of DSOs
- 39 Antworten
- Diverse Stakeholder: Netze, Power Exchange, europäische und nationale Vertretungen, Aggregatoren, Lieferanten und Erzeuger und Regierungsvertretungen

Öffentliche Konsultation von CEER

Fragen:

- 1) Vorteile und Möglichkeiten von DSF
- 2) Herausforderungen und Barrieren von DSF
- 3) Kosten und Nutzen Analysen/Studien
- 4) Umsetzung der EED in den Mitgliedsstaaten

Status Quo:

- Nur 10 % des DSF Potentials werden ausgenutzt
- Regulatorisches Umfeld bietet sehr wenig Anreize für die Marktteilnehmer
- In einigen Mitgliedstaaten wird DSF immer noch von der aktiven Teilnahme an den Großhandelsmärkten verboten
- DSF vor allem von großen Industrieunternehmen verwendet, für kleinere Verbraucher ist DSF durch direkte Steuerung wirtschaftlich weniger interessant.
- Erzeugung beteiligt sich heutzutage am Energiemarkt, in Zukunft wird die Nachfrage den Markt bestimmen.

Vorteile/Möglichkeiten – erste Ergebnisse der Öffentlichen Konsultation



- Systemstabilität durch zusätzliche Flexibilität
- Reduzierung möglicher zusätzlicher Investitionskosten in Erzeugungskapazitäten
- Schnelle Verfügbarkeit und Kosteneffizienz (im Vergleich zu zusätzlicher Erzeugungskapazität)
- Konsumenten:
 - Vorteile für industrielle Verbraucher -> Kostensenkung durch DSF
 - Kleinere Verbraucher von Vorleistungen abhängig (Automatisierung) -> Kostensenkung für Endkunden (Reduzierung von Peak Preisen)
- Umweltaspekte (CO2 Verringerung)
- Wettbewerb steigt durch neue Marktteilnehmer mit neuen Businessmodellen

Barrieren/Herausforderungen – erste Ergebnisse der Konsultation

- Regulatorische/Markt/rechtliche Barrieren
- Rahmenbedingungen und die Rolle von allen Marktteilnehmern klar zu definieren und festzulegen
- Rechtsgrundlage ist zu schwach? EED (2012/27/EU)
- DSF keinen/direkten Zugang zum Ausgleichenergiemarkt und / oder Großhandelsmarkt
- Der Marktzugang und die Transparenz des Marktes wurden als grundlegende Barriere angesehen
- Wirtschaftliche Anreize zu gering
- Technologische Kompatibilität -> Smart Meter Roll-Out
- Verbraucherbewusstsein und Verständnis für komplexe Tarife

Kosten/Nutzen von DSF – erste Ergebnisse der öffentlichen Konsultation



- Viele Studien vor allem zu Smart Meter/Smart Grids
- Kaum Geldwerte
- Große Bandbreiten

Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie – erste Ergebnisse der öffentlichen Konsultation

- Grundvoraussetzung von DSF
- Kann theoretisch gegen Barrieren wirken
- Nationale Begebenheiten und Network Codes müssen berücksichtigt werden



- Energieeffizienzrichtlinie
- Internationale Arbeit zu Demand Side Flexibility
 - CEER Public Consultation
- DR im Österreichischen Markt für Regelreserve
 - Regelreservemarkt in Österreich
 - Technische Rahmenbedingungen für DR
 - Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für DR

Regelreserve wird von der APG in drei Produktkategorien beschafft

Regelenergiearten

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

Reihenfolge der Aktivierung

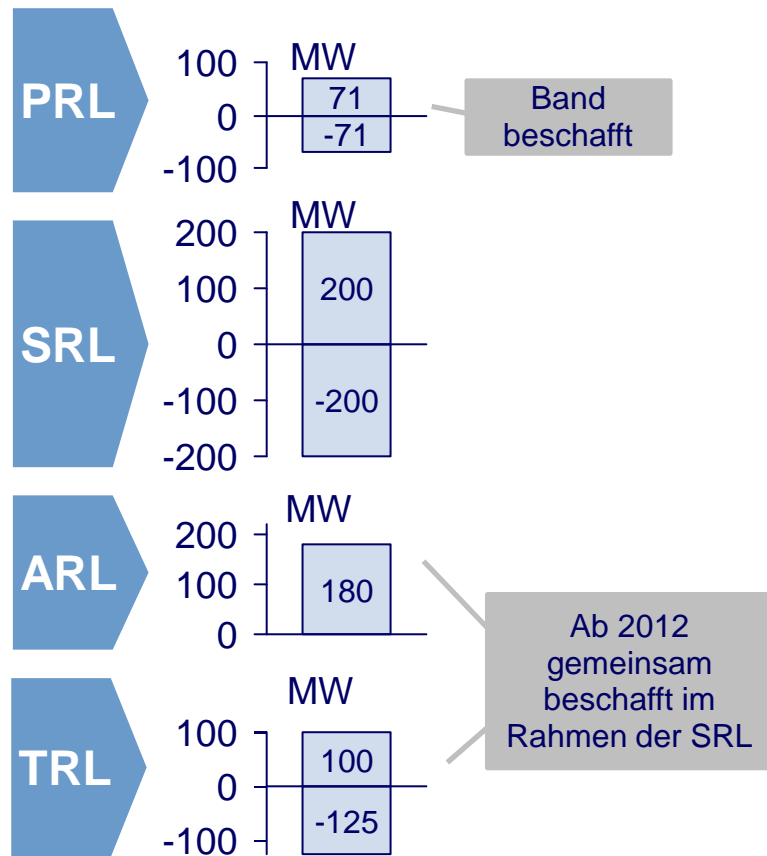


Beschaffung & Kosten

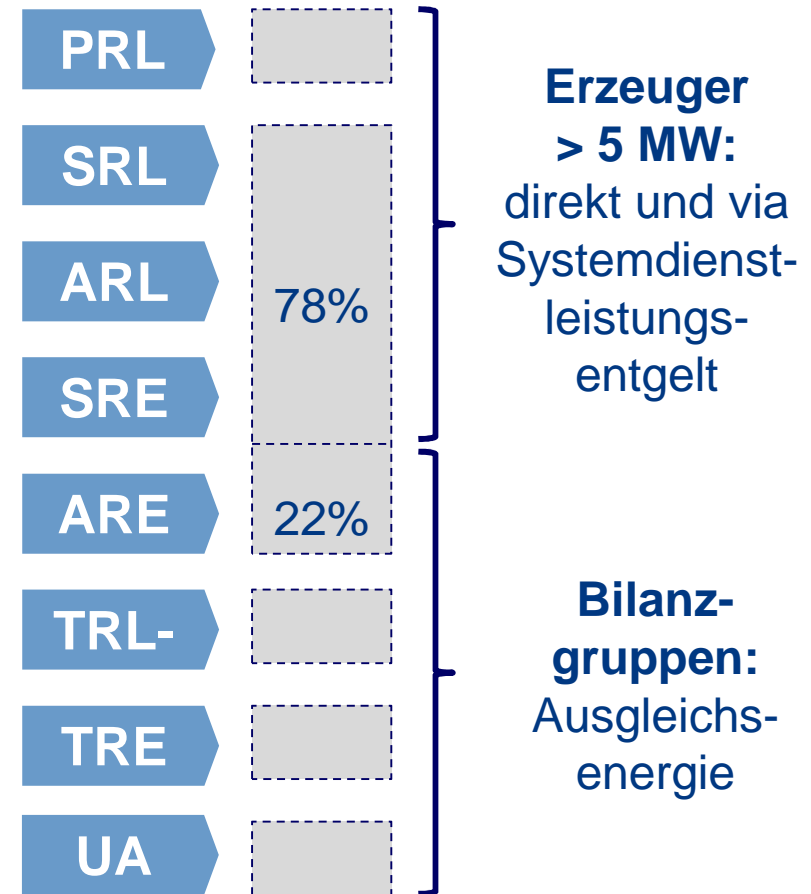


E-CONTROL

Ausgeschriebene Leistungen



Kostenzuordnung



PRL=Primärregelleistung, SRL=Sekundärregelleistung, ARL=Ausfallsreserveleistung inkl. positive Tertiärregelleistung, TRL-= negative Tertiärregelleistung, SRE=Sekundärregelenergie, ARE=Ausfallsreserveenergie, TRE=Tertiärregelenergie, UA=ungewollter Austausch

Verbesserung technischer Rahmenbedingungen für DSF



- Gültige Präqualifikationsbedingungen ausgerichtet auf Erzeuger
- Überarbeitung hat auch zum Ziel, die Teilnahme von Lasten (DSF) zu fördern
- Erste Vorschlag der APG ist in der öffentlichen Konsultation (läuft noch bis 28.2.2014)
- Marktforum Regelenergie findet am 20.02.2014 statt
- In neuen Präqualifikationsbedingungen werden Verbrauch (DSF) und Pooling ausdrücklich mit einbezogen

Verbesserung der wirtschaftlichen Voraussetzungen für DSF



- Netznutzungsentgelt: Situation bis Ende 2013
 - Bei Abruf von neg. Regelreserve wurde bei Leistungsspitzen im Bezug NNE fällig, das wesentlich höher war als das NNE für Pumpspeicher
- Netznutzungsentgelt: Situation ab 1.1. 2014
 - NNE Regelenergie (derzeit beschränkt auf Netzebene 3, Ausweitung auf untere Netzebenen geplant) → gleiche Höhe wie der Pumpspeichertarif

Situation am Regelenergiemarkt bis 2014

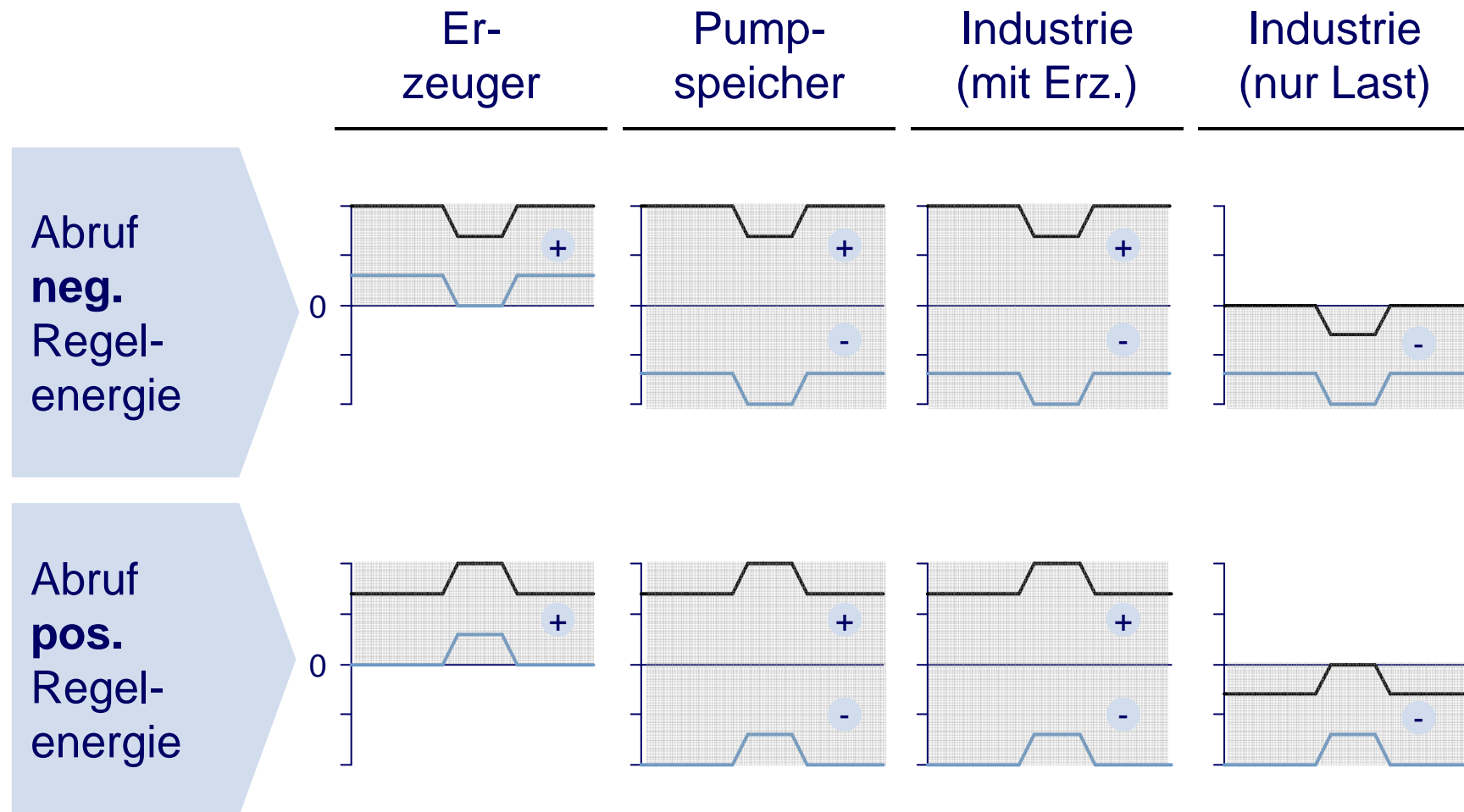


E-CONTROL

		Er- zeuger		Pump- speicher		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	/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"/>
	/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"/>

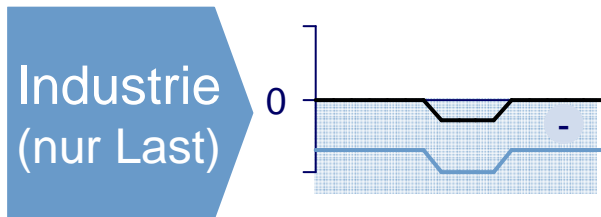
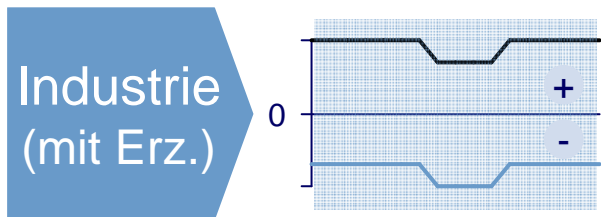
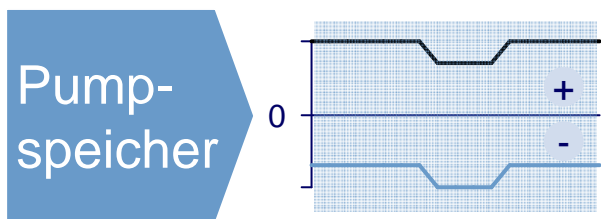
>5
MW

Auswirkungen von Regelenergieabrufen abhängig von Zustand Erzeugung/Bezug



Erbringung der gleichen Dienstleistung wie Pumpspeicher – nur anderer „Speicher“

Abruf neg. Regelenergie



Erbringung Industrie

- Eigene Erzeugung kann zurückgefahren werden, damit wird Bezug aus Netz erhöht (Brennstoff kann eingespart werden) -> „Speicher“

- Puffer wird gefüllt: z.B. Kälte, Wärme, Druckluft -> „Speicher“
- Verbrauch wird verschoben (Pumpen, Mühlen, etc.) und Lager gefüllt (Rohlinge, Zwischenprodukte etc.) -> „Speicher“

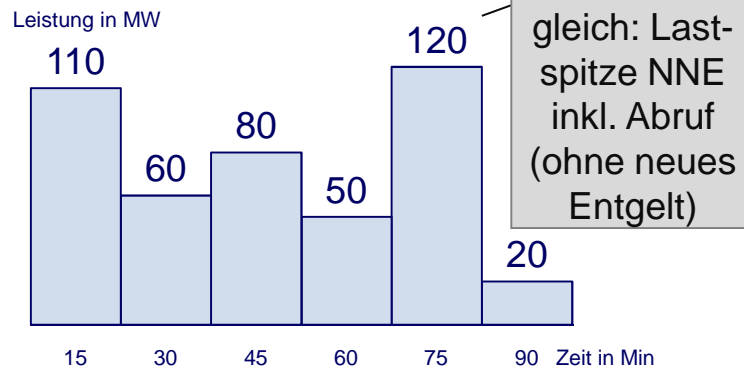
Inhaltlich ist der gleiche Tarif begründet

Neues Entgelt wird nur für Lastspitzen aufgrund Aktivierung Regelenergie angewendet

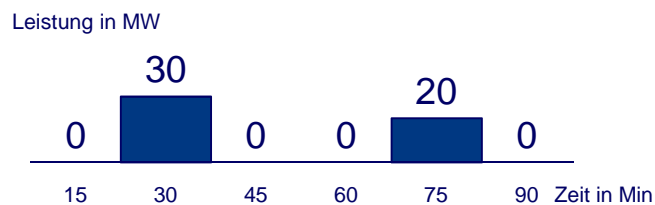


E-CONTROL

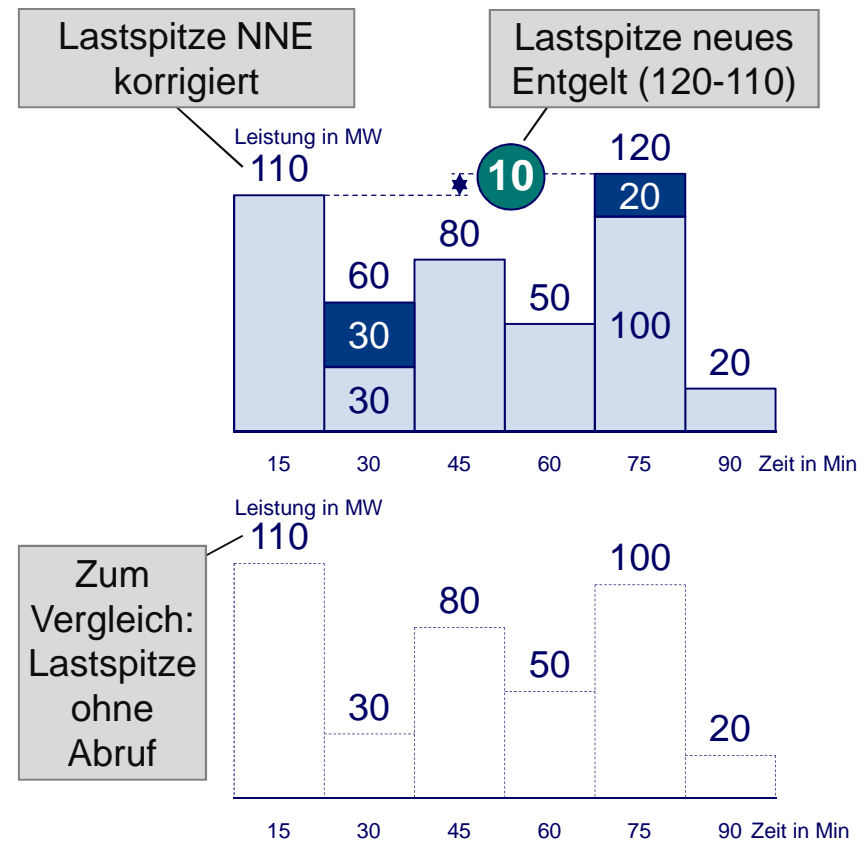
Gemessener Lastgang (VNB)



Abruf Regelenergie (APG/ggf. Pool)



Grundlage für Entgeltberechnung





E-CONTROL



Danke für Ihr Interesse!

MMag. Michaela Kollau



+431 24724 0



Michaela.kollau@e-control.at



www.e-control.at

Artikel 15 (1)

- Insbesondere gewährleisten die Mitgliedstaaten, dass die **nationalen Energieregulierungsbehörden** durch die **Erarbeitung von Netztarifen und Netzregulierung (...)** **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.
- (...) die Netzregulierung und die Netztarife die Kriterien des Anhangs XI erfüllen (...) -> Anhang XI: Energieeffizienzkriterien für die Regulierung von Energienetzen und für Stromnetztarife

Anhang XI: Energieeffizienzkriterien für die Regulierung von Energienetzen und für Stromnetztarife

- Netztarife müssen **Kosteneinsparungen in Netzen**, die durch nachfrageseitige und Laststeuerungs-Maßnahmen (**Demand Response**) (...) kostenorientiert widerspiegeln.
- Netzregulierung und Netztarife **dürfen Netzbetreiber oder Energieeinzelhändler nicht daran hindern, Systemdienste für Laststeuerungs-Maßnahmen, Nachfragemanagement** und dezentrale Erzeugung auf organisierten Strommärkten zur Verfügung zu stellen (...)
- Netz- oder Einzelhandelstarife können einer **dynamischen Tarifierung im Hinblick auf Laststeuerung-Maßnahmen** seitens der Endkunden förderlich sein (...)

Artikel 15 (4)

Die MS stellen sicher, dass **Anreize** in Übertragungs- und Verteilungstarifen, die sich nachteilig auf die Gesamteffizienz (auch die Energieeffizienz) der Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -lieferung auswirken oder die die **Teilnahme an der Laststeuerung (Demand Response) sowie den Zugang zum Markt für Ausgleichsdienste und zur Erbringung von Hilfsdiensten verhindern könnten, beseitigt werden.**

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Netzbetreiber Anreize erhalten, um bezüglich Auslegung und Betrieb der Infrastruktur Effizienzverbesserungen zu erzielen, und 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.

Artikel 15 (8) (1/2)

Die MS stellen sicher, dass die nationalen Energieregulierungsbehörden darauf hinwirken, dass nachfrageseitige Ressourcen, wie etwa die **Laststeuerung (Demand Response)**, neben den Versorgern an den **Großhandels- und Einzelhandelsmärkten** teilnehmen.

Vorbehaltlich technischer Sachzwänge im Zusammenhang mit dem Netzmanagement sorgen die MS dafür, dass 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.

Artikel 15 (8) (2/2)

Vorbehaltlich technischer Sachzwänge im Zusammenhang mit dem Netzmanagement fördern die Mitgliedstaaten in Bezug auf Märkte für **Ausgleichsleistungen, Reservedienste und andere Systemdienste den Marktzugang und die Marktteilnahme von Laststeuerungs-Dienstleistern**, unter anderem indem sie verlangen, dass die nationalen Regulierungsbehörden (...) in enger Zusammenarbeit mit den Laststeuerungs-Dienstleistern und Verbrauchern auf der Grundlage der technischen Anforderungen dieser Märkte und der **Laststeuerungsmöglichkeiten technische Modalitäten** für die Teilnahme an diesen Märkten festlegen. Diese Spezifikationen beziehen die Teilnahme von **Aggregatoren** mit ein.