



Bundesnetzagentur

# DSM ermöglichen – Märkte für Flexibilität entwickeln

Achim Zerres, Abteilungsleiter Energie

Abschlusskonferenz Demand-Side-Management Bayern

München, 20.06.2016



[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)



## Einsatz von DSM

am Markt

für das Netz

Großhandel

Regelenergie

Netzmanagement

Explizite Teilnahme am  
Großhandelsmarkt

Day Ahead

Intraday

Primär-  
regel-  
leistung

Sekundär-  
regel-  
leistung

Minuten-  
reserve

Abschalt-  
bare Lasten

Engpass-  
manage-  
ment

Implizite Teilnahme = Internes Lastmanagement  
(Einsatz zur Optimierung der Strombeschaffung und  
zum Ausgleich von Bilanzkreisen)

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an CEER



- Im Projekt sollte Vermarktung auf einigen dieser Märkte getestet werden.
- Vermarktungsverträge nur in einigen wenigen Fällen realisiert, aber auch gezeigt, dass in einem schwierigen Marktumfeld die Vermarktung flexibler Lasten grundsätzlich möglich ist.
- Insbesondere auch der Aspekt der Information von Unternehmen über die Möglichkeiten von DSM für das Projekt von Bedeutung.



## **Erste Schlussfolgerung:**

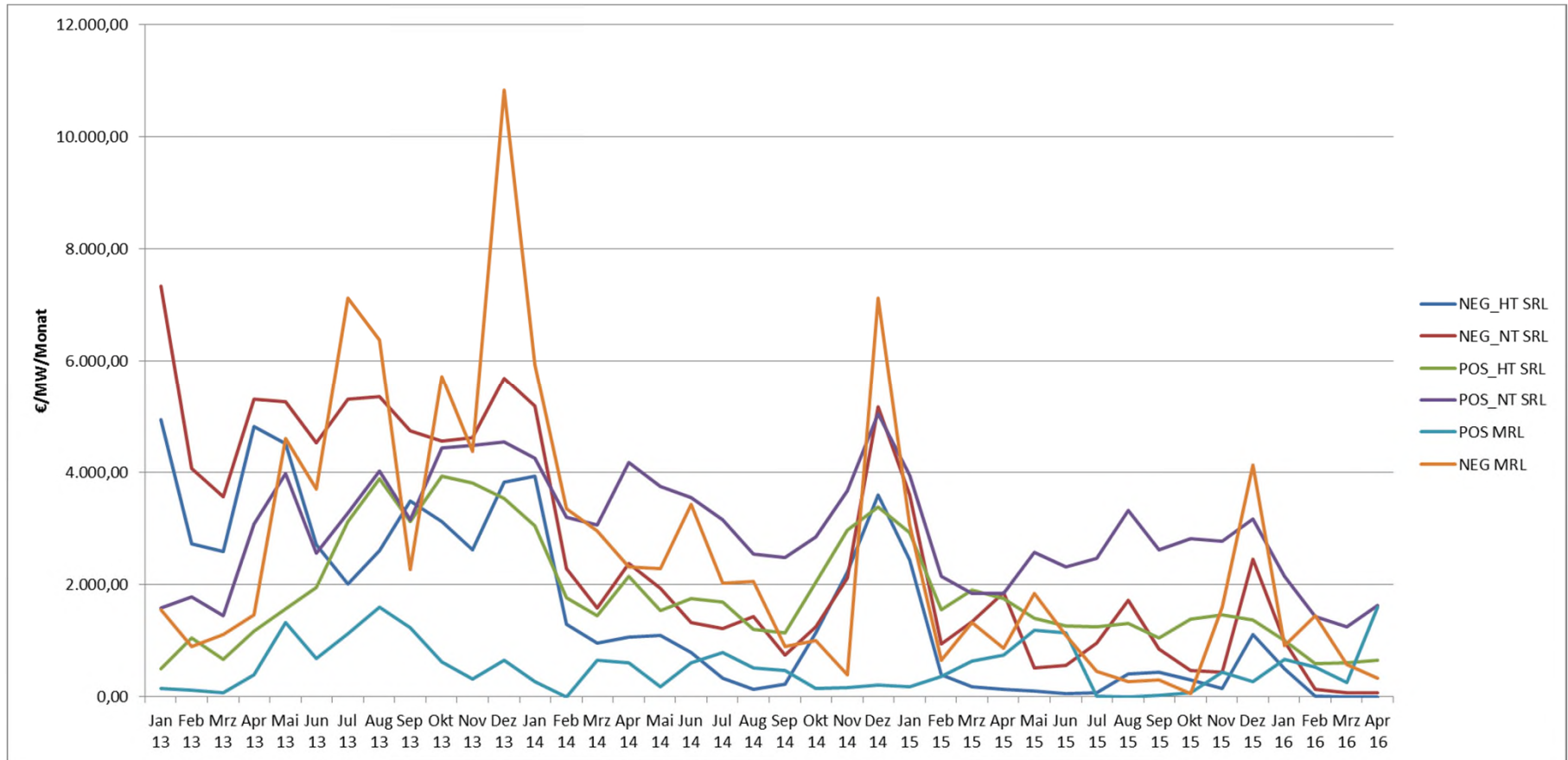
- Es gibt bereits eine Reihe von Märkten an denen Flexibilität – und das schließt insb. DSM mit ein – gehandelt wird.

Warum sehen wir dann nicht viel mehr DSM in diesen Märkten?

- Marktergebnis:
  - Aktuell herrscht ein latentes Überangebot an Flexibilität.
  - Der aktuelle Bedarf an Flexibilität kann mehr als gedeckt werden.
  - Ökonomisches Ergebnis: Preise für Flexibilität (Preisvolatilität am Großhandelsmarkt, Preise für Regelenergie) sehr gering.



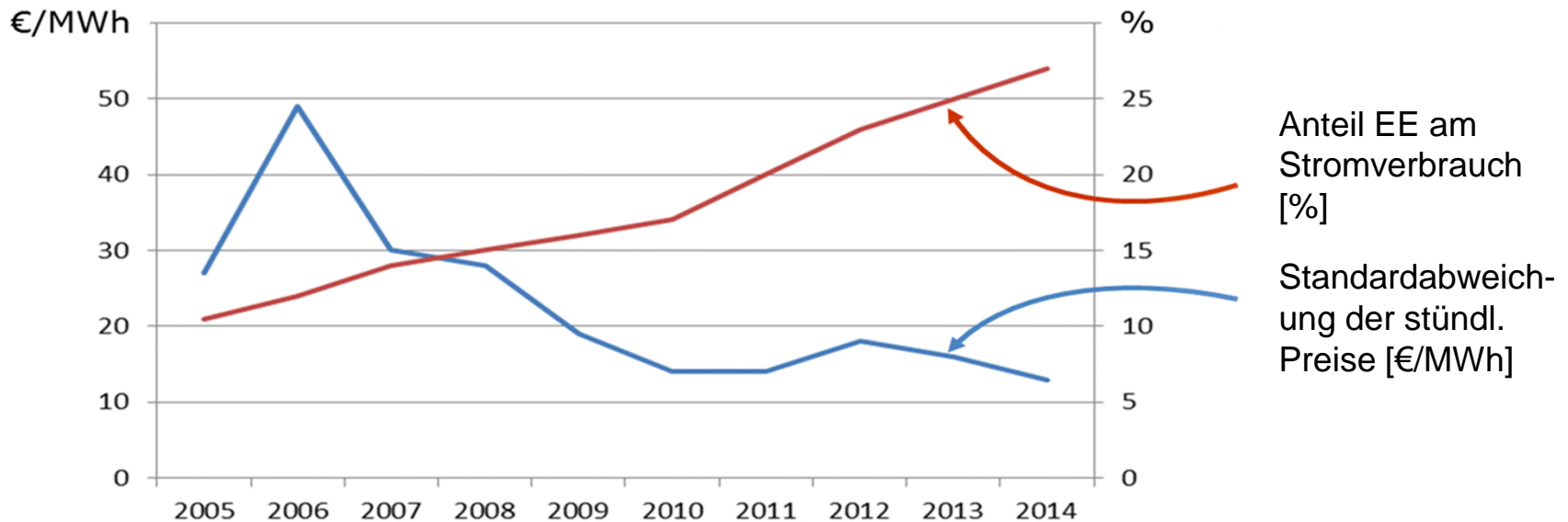
## Mittlere Leistungspreise für Regelleistung



Quelle: Eigene Darstellung



- Geringe Volatilität der Großhandelspreise:
- Trotz Verdopplung des erneuerbaren Anteil ist die Volatilität der Strompreise (hier als Standardabweichung der stündlichen Strompreise) in den letzten Jahren eher gesunken.



Quelle: Eigene Darstellung, Zahlen EEX



## Zweite Schlussfolgerung

- Niedrige Preise reichen häufig nicht aus, um ausreichend Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, damit DSM „Spaß“ macht.
- Dies ist v.a. ein zu respektierendes Marktergebnis.

## Dritte Schlussfolgerung:

- Wenn Preise steigen und Preisvolatilität zunimmt, dann wird sich auch DSM im Markt etablieren. Hierfür bedarf es aber aktuell keiner besonderen Förderung.

Dennoch:

**Wir können und sollten die Märkte für Flexibilität, wo es nötig und angebracht erscheint, weiterentwickeln.**

# Weiterentwicklung der Märkte für Flexibilität

- Regelenergie
- AbLaV
- Netzdienlicher Einsatz im Verteilernetz
- § 19 StromNEV
- Aggregatoren



# Regelenergie und Last



Produkt	Rhythmus der Ausschreibung, Produktlaufzeit	Produkte	Angebotsgrößen
PRL	1 Woche, 1 Woche	Symmetrisch	1 MW (1 MW Inkrement)
SRL	1 Woche, Unterteilung in HT und NT*	Positiv / negativ getrennt	5 MW (1 MW Inkrement)
MRL	1 Tag, Unterteilung in 4-Stunden Produkte	Positiv / negativ getrennt	5 MW (1 MW Inkrement), Blockgebote bis 25 MW

\* **HT: Mo-Fr, 8-20 h; NT: restlicher Zeitraum**

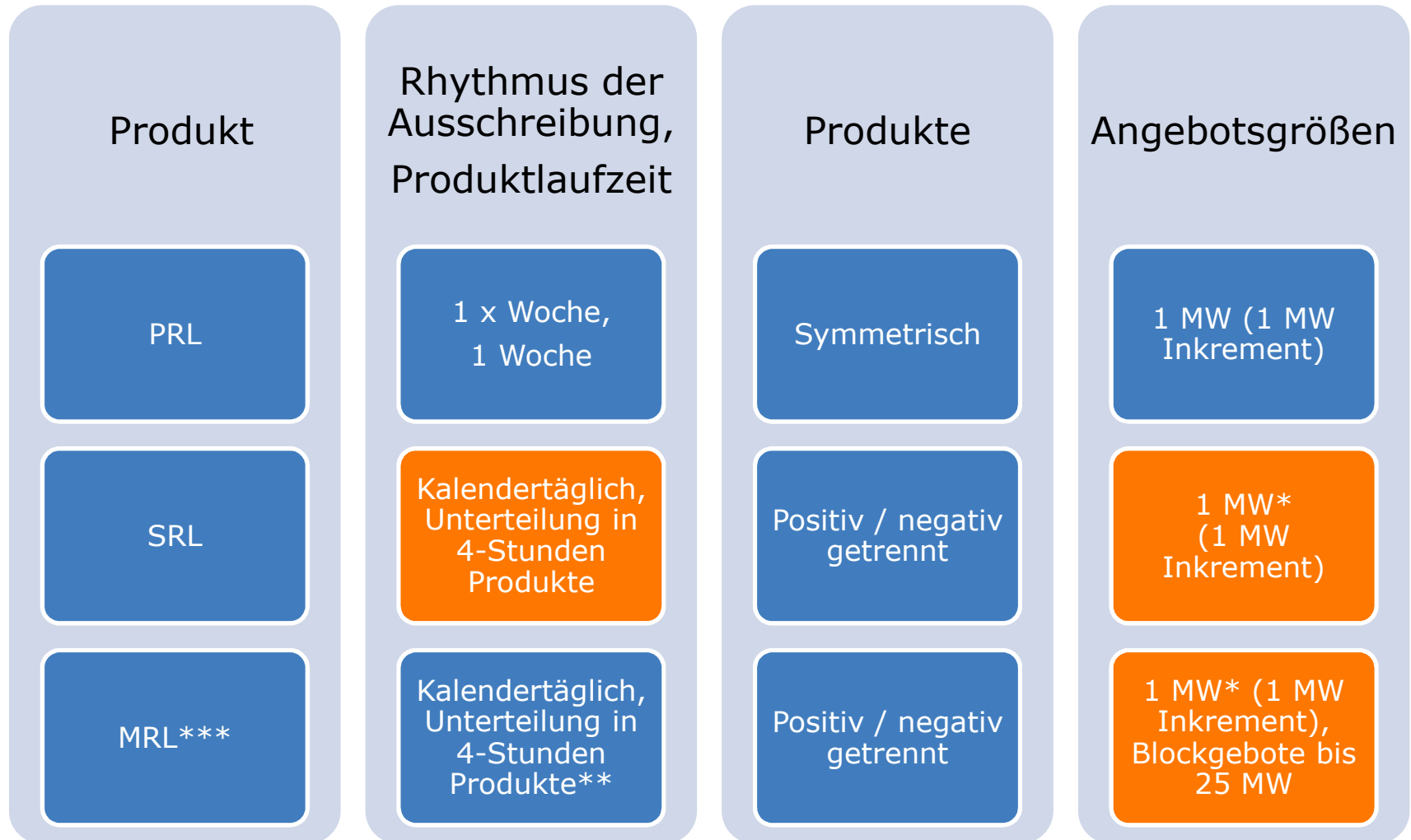


## Zwei **BK6** Festlegungsverfahren:

- BK6-15-158: Sekundärregelung
- BK6-15-159: Minutenreserve
- „Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve“

## Zeitplan:

- 23.11.2015: Veröffentlichung der Eckpunkte
- 12.02.2016: Fristende der Konsultation
  - Bis heute 42 eingegangene Stellungnahmen
  - Aktuell Auswertung der Stellungnahmen
  - Stellungnahmen werden veröffentlicht
- Workshop mit dem Markt vorgesehen



\* Angebote unter 5 MW nur zulässig, wenn vom Anbieter innerhalb der Regelzone nur ein Angebot abgegeben wird

\*\* Umstellung auf 1-Stunden-Produkte wird diskutiert

\*\*\* Außerdem Etablieren eines Minutenreservemarktes

# AbLaV



- Ziel: Erschließen von Lastmanagementpotenzialen und die Heranführung von Lasten an die Regelenergie
- Beschaffung von bis zu 3.000 MW an Abschaltleistung über Ausschreibungen
- Mindestangebotsgröße: 50 MW
- Vergütung über Leistungs- und Arbeitspreis, Leistungspreis festgeschrieben auf 2.500 €/MW (im Monat !), Arbeitspreis zwischen 100 €/MWh und 400 €/MWh.



**Ergebnis** des Berichts: Der Einsatz der Lasten war zwar **geeignet**, aber **nicht erforderlich**.

- Kurzer Berichtszeitraum Januar 2013 bis März 2015.
- 6 Rahmenverträge mit 4 Unternehmen wurden abgeschlossen.
- Heranführung abschaltbarer Lasten an Regelleistungsmarkt durch AbLaV nicht erfolgt, sondern Kannibalisierung des Regelleistungsmarktes (5 von 6 Standorte waren präqualifiziert).
- 1 Anbieter zog sich aus PRL Ausschreibungen zurück, andere boten weniger als zuvor im Rahmen von MRL-Pools.
- AbLaV erheblich teurer. Durchschnittlich um 1500 €/MW pro Monat **höher** als MRL.
- Bei Abrufen der abschaltbaren Lasten stand noch genügend Regelenergie zur Verfügung



- Novellierte Fassung der AbLaV im Kabinett beschlossen  
→ soll den Wettbewerb anregen und Kosten senken.
- Verlängerung der bestehenden AbLaV (zunächst bis Juli 2016, zweite Verlängerung bis September 2016 soll kommen).
- Aktuelle Zahlen: derzeit 7 Rahmenverträge, zwei für SOL und fünf für SNL, bisher in 2016 8 Abrufe mit 420 MWh, alle Abrufe zur Stützung der Systembilanz.

## **Änderungen nach der neuen AbLaV:**

- Absenkung der Teilnahmevoraussetzungen → mehr Anbieter.
- Kein fester Leistungspreis. Kein Mindestarbeitspreis.
- Zunächst geringere Mindestausschreibeleistung für ÜNB (1.500 MW), dazu Festlegungskompetenzen für die BNetzA
- Neuer Bericht der BNetzA 2021, Außerkrafttreten 2022



# Netzdienlicher Einsatz von Last im Verteilernetz



Für den Engpassfall steht dem Netzbetreiber ein Baukasten an Maßnahmen zur Verfügung:

- Erzeugungsseitige Maßnahmen wie Redispatch, EinsMan
- Bezug von Blindleistung
- eher zukünftig, aber möglich: Lastmanagement, Speicher...

**Dabei sind folgende Grundsätze einzuhalten:**

- Unbundling (insb. bei Speichern)
- Transparente, diskriminierungsfrei Beschaffung
- korrekte Bilanzierung der verschobenen Energiemengen
- manche Engpässe können nur lokal behoben werden, „tina“
- aber: in der Regel zu wenig Anbieter für einen lokalen „Markt“  
➔ Netzausbau bleibt das Mittel der Wahl



## Schlussfolgerungen:

- Netzbetreiber hat heute schon Möglichkeiten Flexibilitätsoptionen zur Netzbetriebsführung einzusetzen
- Regulierung muss für **gleichwertige Behandlung der Flexibilitätsoptionen** sorgen, um Chancengleichheit zu gewährleisten
  - ARegV: Kosten für Lastmanagement, Entschädigung für Einspeisemanagement etc. gleich behandeln, z.B. als volatile Kosten, damit sinnvoller Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen im wirtschaftlichen Interesse der Netzbetreiber ist
- BNetzA entwickelt **keine neuen Marktplätze**, aber sorgt für die Ausgestaltung und Einhaltung der genannten Grundsätze



- In zellularen Modellen wird der lokale Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf möglichst niedriger Stufe angestrebt.
- Benachbarte Zellen sollen sich darüber hinaus untereinander ausgleichen.

## **Marktprobleme nicht durch lokale Energiemärkte lösen:**

- Versorgungssicherheit kann in großen Verbrauchszentren so nicht gewährleistet werden
- Es würden nicht die Erzeugungseinheiten mit den geringsten Grenzkosten genutzt (wie im Großhandelsmarkt)
- Ausgleichseffekte sinken bei geringerer Teilnehmeranzahl
  - notwendige Back-up-Kapazität steigt
- Ansatz hat eine Tendenz zu kleinen illiquiden Märkten auf denen integrierte Unternehmen Monopolgewinne erwirtschaften können
  - Rollback in das Zeitalter vor Liberalisierung und Unbundling

# § 19 StromNEV



### Worum geht es?

- § 19 Abs. 2 StromNEV soll Letztverbraucher privilegieren, die aufgrund ihres besonderen Verbrauchsverhaltens einen individuellen Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten erbringen können
    - Atypische Netznutzung (Satz 1)
    - Bandlastkunde (Satz 2)
  - Allerdings:
    - Regelungen wirken nur als „Großkundenrabatt“
    - Festgestellte Mitnahmeeffekte
    - Fragwürdige Ergebnisse in Bezug auf Netzdienlichkeit
    - Flexibilisierung des Verbrauchs zu beobachten... zum Erreichen der Vergünstigung → Hemmnis für DSM auf Preise
- Neuregelung des § 19 StromNEV anzustreben, oder generelles Anpassen der Netzentgeltstaffelung (siehe später)



### Größenordnung des Privilegs

Bsp.: Aluminium-Werk

- Jahreshöchstlast: 250 MW
- Jahresarbeit: 2.000.000 MWh
- Privilegiertes Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 2: 2,5 Mio. €
- Reguläres Netzentgelt: 26 Mio. €
- Vorteil: 23,5 Mio. €

Erlösmöglichkeiten am Markt für SRL:

- Annahme: 2.500 €/MW/Monat
- 50 MW zu vermarkten
- Erlöspotential: 1,5 Mio. € (minus Erschließungskosten)

➔ Flexibilitätsvermarktung lohnt sich nicht, wenn Verlust des Netzentgeltprivilegs kompensiert werden müsste.



### Positionierung BNetzA

- § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV:
  - Nur Letztverbraucher begünstigen, die tatsächlich einen relevanten Einfluss auf die Hoch- und Nebenlast des betroffenen Netzbetreibers haben
  - Ausschließlich Letztverbraucher berücksichtigen, die mindestens in der Hochspannung angeschlossen sind
  - Flexiblere Vorgaben zur Bildung von Hochlastzeitfenstern für die Netzbetreiber (nicht ein Jahr im voraus, sondern z.B. Day-ahead, kann auch das Entfallen eines Zeitfensters beinhalten)
  - Netzbetreiber sollten die Wahlmöglichkeit haben, ob Sie das Instrument nutzen wollen oder nicht.





### **Positionierung BNetzA** zu § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV:

- Hohe, gleichmäßige Leistungsaufnahme stromintensiver Letztverbraucher ist bei zunehmend volatiler Erzeugung zunehmend hinderlich für die Integration der EE
- Damit verfehlt Satz 2 seine intendierte Wirkung:
  - Instrument beibehalten?
  - Unternehmen können dann ggf. von Satz 1 profitieren (Entlastungsvolumen gemäß Satz 2 über Satz 1 ausschütten?)

### **Denkbar**

- Grundsätzlich sind günstige Netzentgelte bei Großabnehmern als eine Art „Mengenrabatte“ legitim;
- Berücksichtigen dieser „Rabattierungen“ muss allerdings weder über Ausnahmen noch über Energiemengen oder Nutzungsdauern erfolgen.
- immer Mitbedenken:  
Die „Rabatte“ der Großen sind die Mehrkosten der Kleinen

# Aggregatoren



## Aggregatoren

- Identifizieren Lastverschiebungspotenziale und ermöglichen durch Pooling, insb. für kleine Lasten, den Marktzugang
- Stellen nötige Informationsinfrastruktur und technisches Know-How zur Verfügung, koordinieren die Kommunikationswege
- Verschieben die Last ihrer Kunden und greifen dabei in fremde Bilanzkreise ein; dafür ist die Zustimmung des jeweiligen Lieferanten/Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) nötig

## Forderungen der Aggregatoren:

- Aggregatoren klagen über Diskriminierung in Deutschland  
→ Etablierung einer eigenen, neuen Marktrolle
- Zustimmungspflicht des Lieferanten wird als Hindernis gesehen  
→ Pflicht zur Öffnung des Bilanzkreises durch Lieferanten/BKV
- Hauptstreitpunkt ist Kompensation der verschobenen Mengen  
→ Standardisierung der Kompensation (z.B. über Preisindices)

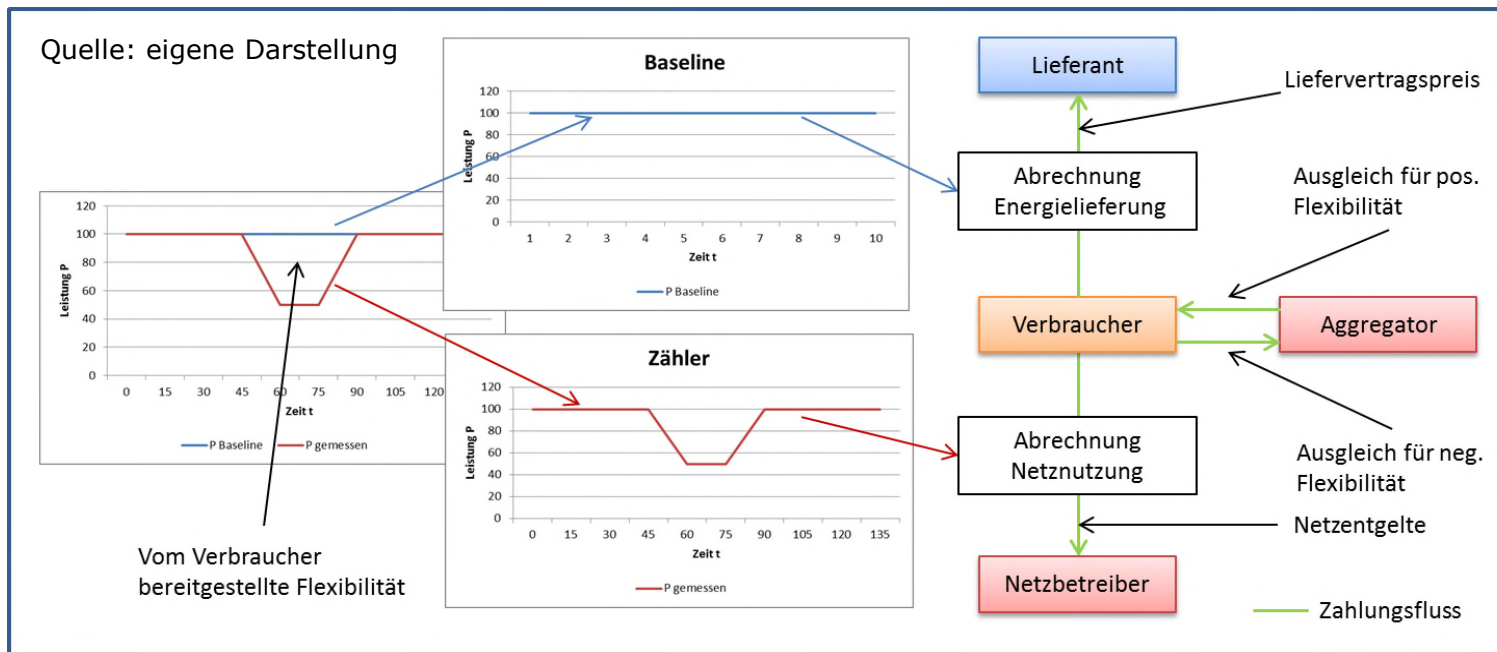


- BNetzA sieht keine regulatorischen Hindernisse für Aggregatoren im deutschen Markt:
    - keine Diskriminierung bestimmter Marktteilnehmer
    - keine Abhängigkeit des Aggregators von Lieferanten/BKVs
    - Kunde kann jederzeit seinen Lieferanten wechseln und denjenigen wählen, der mit dem Aggregator kooperiert
  - Derzeit geringes Angebot von Aggregatoren liegt nicht an fehlenden oder diskriminierenden Regelungen
    - Sinkende Preise und fehlende Preisspitzen zeigen, dass der Markt derzeit genug Flexibilität bereitstellt
    - Geringe Margen und hohe Kosten der Lastflexibilisierung schränken die Gewinnmöglichkeiten für Lasten und Aggregatoren ein
- ➔ **Keine neue Marktrolle schaffen**, aber punktuelle Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens!



Vorschlag der BNetzA für einen Branchenkompromiss für die Bereitstellung von Regelenergie: „**Corrected Model**“

- Modell wird in Frankreich und Belgien in ähnlicher Form praktiziert
- Trennung **Energielieferung** (Kunde bezahlt für die nach Baseline ermittelten Menge an Lieferanten) und **Netznutzung** (Kunde bezahlt NNE auf Basis der Messwerte an VNB)
- Kompensation der verschobenen Energiemengen zum Liefervertragspreis





- Unter Federführung des **bne** erarbeitet die Branche bis zum Herbst einen Kompromiss auf Basis des „Corrected Models“
  - dazu gehört auch die Standardisierung der Bilanzkreiskorrekturprozesse/Kommunikation zwischen ÜNB, Lieferant/BKV und Aggregator
  - dazu flankierende Verordnungsänderung im Strommarktgesetz: Ausweitung der Verpflichtung von Lieferanten/BKVs nach § 26 Abs. 3 StromNZV ihre Bilanzkreise für die Bereitstellung von Minutenreserve über Aggregatoren zu öffnen auf Sekundärregelleistung
- Maßnahmen sind geeignet das Tätigwerden von Aggregatoren zu vereinfachen, ohne einzelne Marktteilnehmer einseitig zu belasten und funktionierenden Wettbewerb zu gefährden.



# Vielen Dank für die Aufmerksamkeit

Achim Zerres  
Abteilungsleiter Energie

[Achim.Zerres@bnetza.de](mailto:Achim.Zerres@bnetza.de)

# Back-up





Wenn über die Notwendigkeit von Speichern diskutiert wird, geht es immer um die Flexibilitätsdiskussion

- Häufige These: Aufgrund steigender volatiler Einspeisung explodiert der Flexibilitätsbedarf
- Lösung/Erfordernis: Speicher Roll-Out

## **Aber:**

- Speicher sind nur eine unter vielen Flexibilitätsoptionen
- Neue Stromspeicher sind aktuell die teuerste Option
- Zurzeit herrscht ein Überangebot an Flexibilität
- Die Volatilität hat meist Zeitkonstanten von einem Tag, eher einem halben Jahr. Das können die meisten Speichernicht.



Speicherart	Angebot
Pumpspeicher	7.500 MW (~ 40 GWh)
Batteriegroßspeicher	83 MW
Druckluft	321 MW (KW Huntorf)
PtG (-tP)	Vereinzelte Pilotanlagen

- Pumpspeicher: etablierte, recht günstige Speicher (rotierende Masse, Schwarzstartfähig), begrenztes Ausbaupotential, geringe Rentabilität.
- Großbatterien: können hohe Leistungen aufnehmen und abgeben (z.B. für Primärregelleistung). Geringe Speicherkapazität zu hohen Kosten.
- Druckluft: Eine einzige Pilotanlage ohne Nachahmer.
- PtG hat theoretisch riesiges Potenzial (Gasnetz, Sektorkopplung zu Mobilität und Wärme) aber sehr geringe Wirkungsgrade: PtG ~ 50%; PtGtP ~ 30%; extrem teuer.



Kleine Stromspeicher können durch das Eigenverbrauchsprivileg die Rentabilität erreichen:

Beispielrechnung:

- 5 kWh Speicherkapazität, 80 % Entladegrenze, 7000 Zyklen, 6000 € Anschaffungskosten:  
 $6000 / (5 * 0,8 * 7000) = 0,21 \text{ €/kWh} = 210 \text{ €/MWh}$
- Eigenverbrauchsprivileg bei Haushalten: ca. 0,20 €/kWh

Aktuell werden viele PV-Anlagen mit integriertem Speicher angeboten.

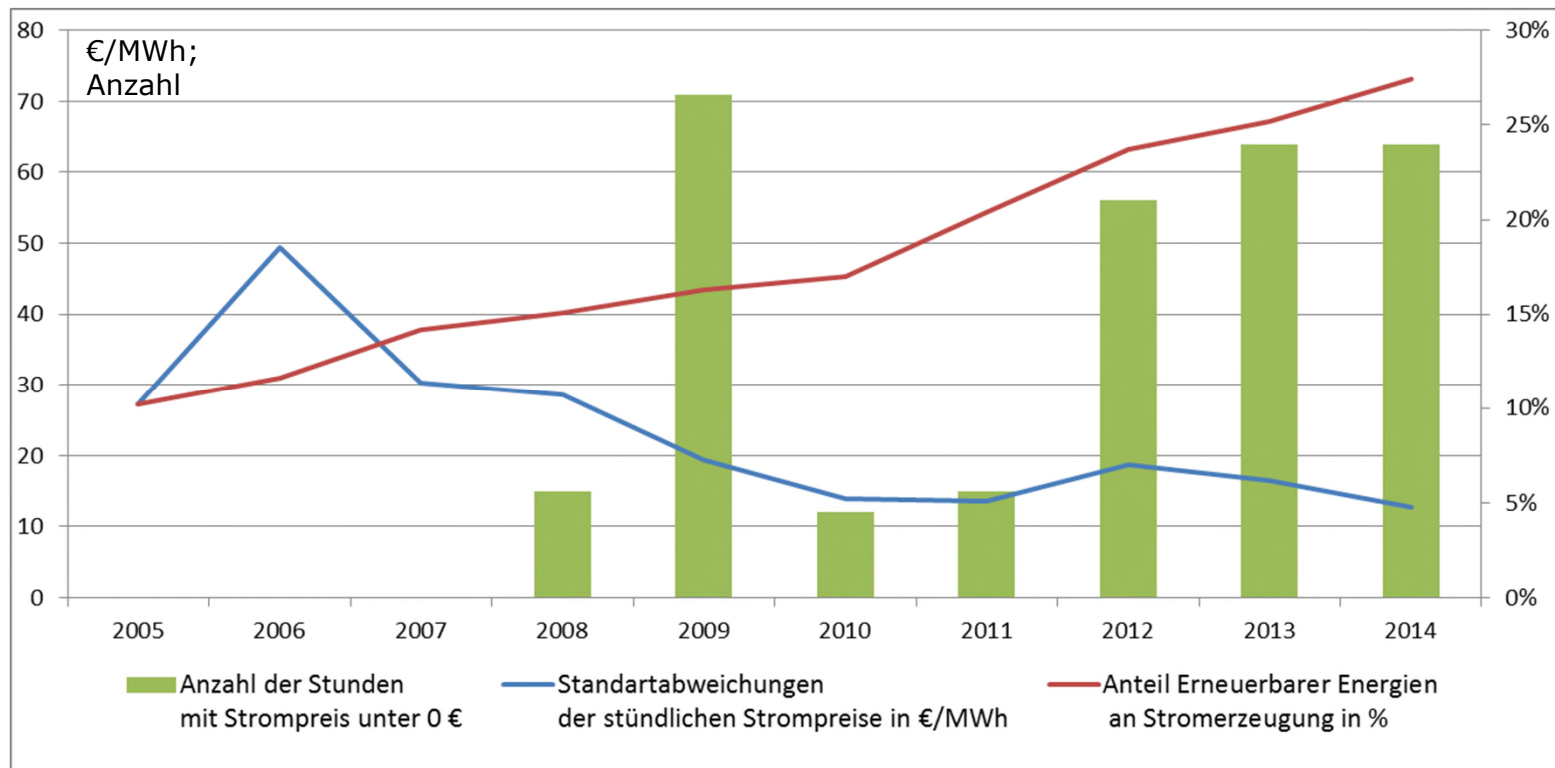
- PV-Zeitschriften enthalten mittlerweile überwiegend Infos zu Speichern.
- Volumen der heute installierten Speicher ist völlig unklar.
- Bei weiter fallenden Anschaffungskosten und Beibehalten der aktuellen Privilegierung ist von einem starken Anstieg auszugehen.



- Derzeit: Diskussionsprozess, noch kein Festlegungsverfahren
- 15 Stellungnahmen bis 29.02.2016 + Branchenworkshop
- Themen:
  - Einpreisung der Kosten zur Regelleistungsvorhaltung
  - Umgang mit Nulldurchgängen sowie
  - Ersetzen des durchschnittlichen mengengewichteten Intradaypreises der betreffenden Stunde als Bezugspreis
- ÜNB und BDEW haben auf Anregung der BNetzA Branchenlösung zur Problematik der Nulldurchgänge erarbeitet
  - Kappung mithilfe einer Funktion bei einem Netzregelverbundsaldo zwischen -500 MW und +500 MW um extreme Preise zu vermeiden
- Anwendung dieses Modells ist aus Sicht der BK 6 nicht zu beanstanden



- Geringe Volatilität der Großhandelspreise:
- Trotz Verdopplung des erneuerbaren Anteil ist die Volatilität der Strompreise (hier als Standardabweichung der stündlichen Strompreise) in den letzten Jahren eher gesunken.



Quelle: Eigene Darstellung, Zahlen EEX