



# E-CONTROL

PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.



E-CONTROL



## Marktbasierte Beschaffung von Regelreserve

Werner FRIEDL,  
Wilhelm SUESSENBACHER, Benedikt ENNSER

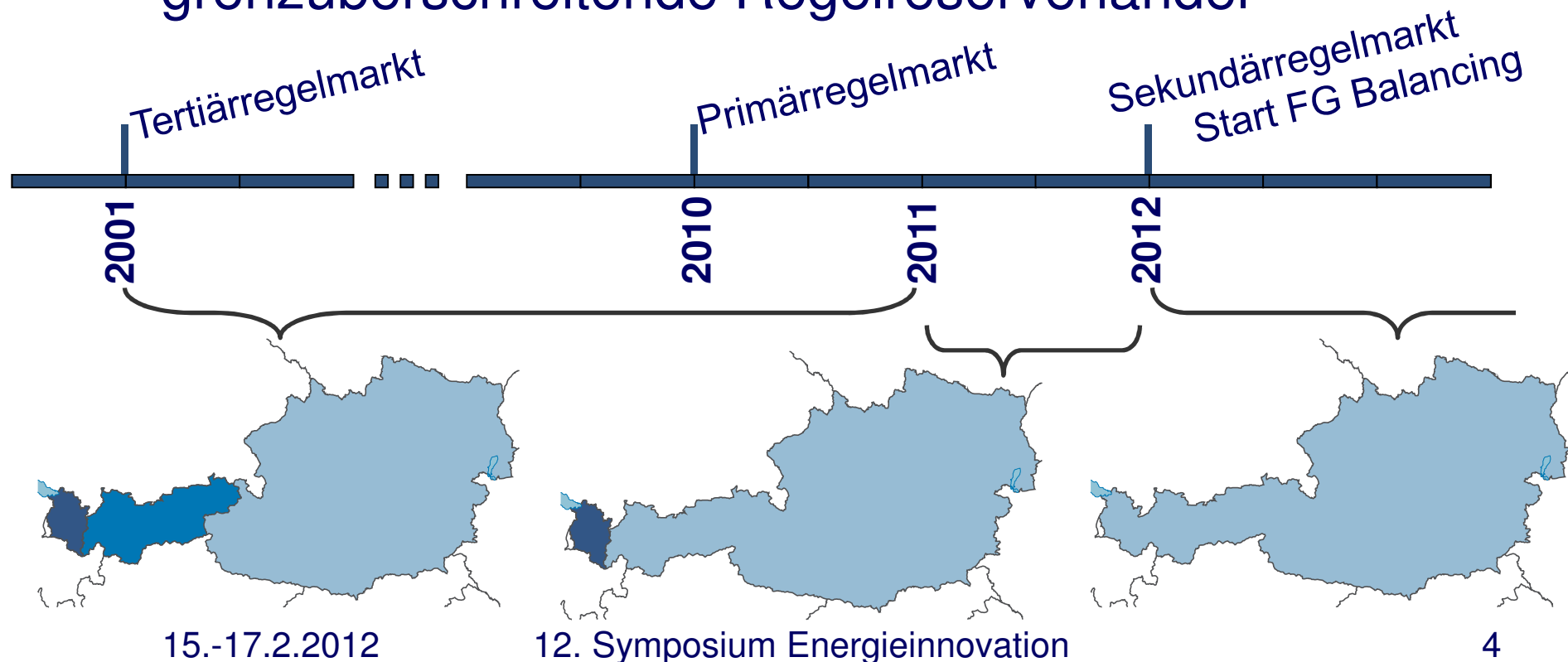
- **Einleitung/Hintergrund**
- Gliederung P-f-Regelung
- Kosten und Beschaffung
- Grenzüberschreitender Handel
- Zusammenfassung und Ausblick

# Was ist NEU?



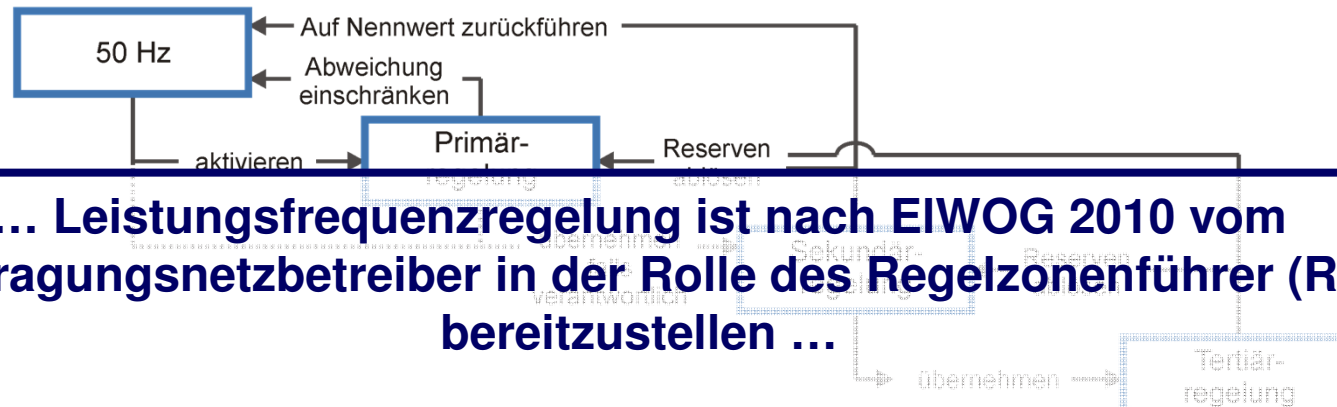
E-CONTROL

- marktbasierete Beschaffung aller P-f-Regelungen + Regelzonenzusammenlegungen + 1. Schritte zu grenzüberschreitende Regelreservehandel



- Einleitung/Hintergrund
- **Gliederung P-f-Regelung**
- Kosten und Beschaffung
- Grenzüberschreitender Handel
- Zusammenfassung und Ausblick

## Darstellung der Leistungs-Frequenz-Regelung



**... Leistungsfrequenzregelung ist nach EIWOG 2010 vom Übertragungsnetzbetreiber in der Rolle des Regelzonenführer (RZF) bereitzustellen ...**

**... und dieser hat dabei die Regeln des Europäischen Verbunds der Übertragungsnetzbetreiber einzuhalten ...**



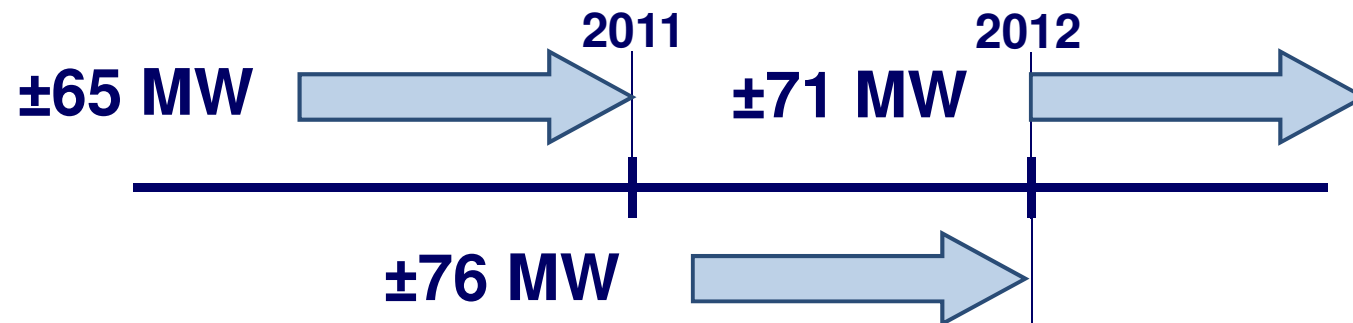


- Vorzuhaltende **Primärregelleistung**

$$C_i = \frac{E_i}{E_{ges}} \quad \Delta P_i = C_i \cdot 3000 \text{ MW}$$

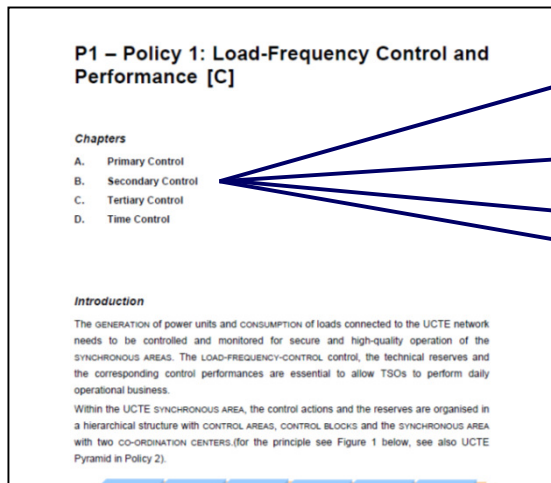
$E_i$  = Netto-Stromerzeugung in der i-ten Regelzone

$E_{ges}$  = Gesamte Netto-Stromerzeugung aller n Regelzonen des Synchronverbundes ( $E_{ges} = E_1 + E_2 + \dots + E_i \dots + E_n$ )



- Berechnung der **Sekundärregelreserve**:

„Operation Handbook“ von ENTSO-E  
Kontinentaleuropa (vormals UCTE)



deterministisch

probabilistisch

größter Kraftwerksblock

Anpassung aufgrund  
außergewöhnlicher Umstände

**... Sekundärregelleistung ist so auszulegen, dass sowohl die zu erwartenden Schwankungen aus dem Normalbetrieb als auch große Störfälle (Ausfall der größten Erzeugungseinheit) abgedeckt werden ...**

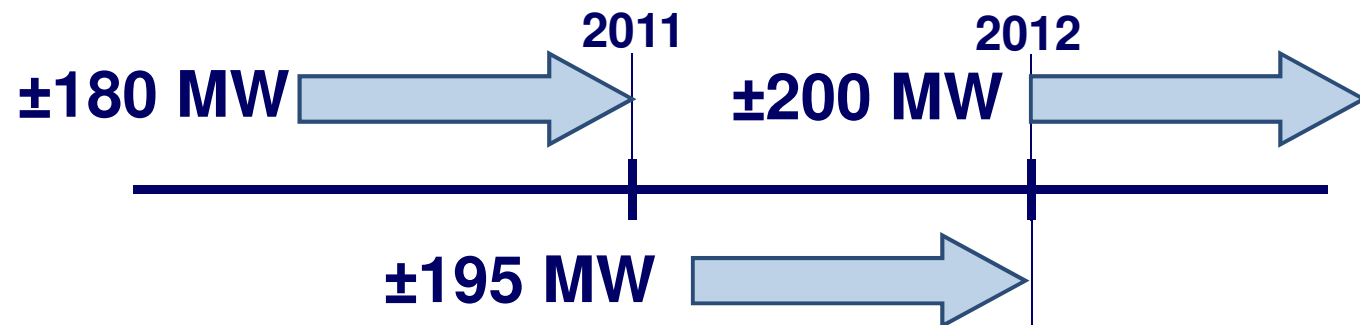


- Berechnung der **Sekundärregelreserve**  $P_{Sek}$ :

$$P_{Sek} = \sqrt{a \cdot P_{max} + b^2} - b$$

$a = 10 \text{ MW}$ ,  $b = 150 \text{ MW}$  (empirisch ermittelt),

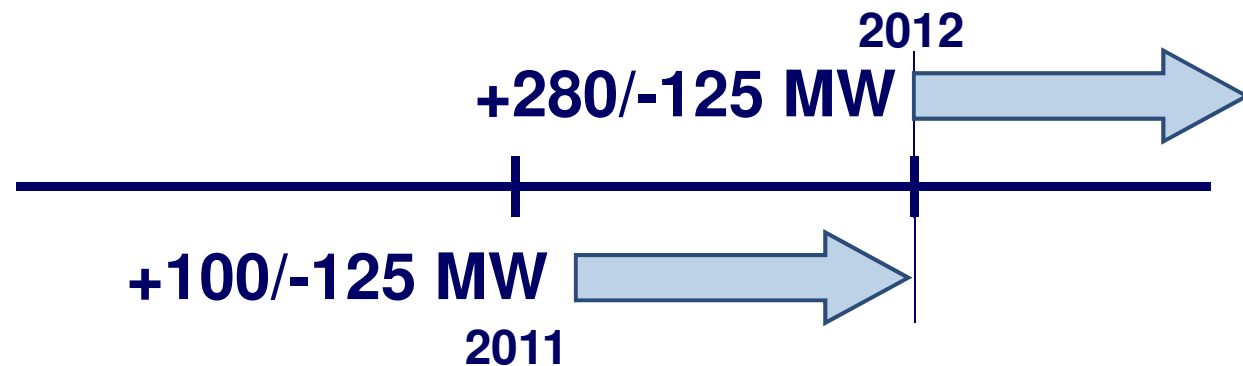
$P_{max}$  ... Maximallast der Regelzone



- **Ausfallreserve (+280 MW):**

„ ... Sekundärregelung dient sowohl zum Ausgleich von zufälligen Last- und Erzeugungsänderungen im Normalbetrieb als auch von großen Störfällen, wobei hier der Ausfall der größten Erzeugungseinheit zu kompensieren ist. Die technischen Anforderungen für die Ausfallsreserve sind weniger streng als für die automatisch wirksam werdende Sekundärregelung; es genügt, dass die Ausfallsreserve den Kriterien für die Tertiärregelung (Minutenreserve) entspricht ...“

- **Tertiärregelung (-125 MW)**



- Einleitung/Hintergrund
- Gliederung P-f-Regelung
- **Kosten und Beschaffung**
- Grenzüberschreitender Handel
- Zusammenfassung und Ausblick

- **Primärregelung**

wird Erzeugern  
verrechnet

Kosten für Bereithaltung  
der Regelleistung

Kosten der Bereitstellung  
der Regelleistung

- **Sekundärregelung**

wird „Verbrauchern“  
verrechnet

78 %

Kosten für die Lieferung  
von Regelenergie

22 %

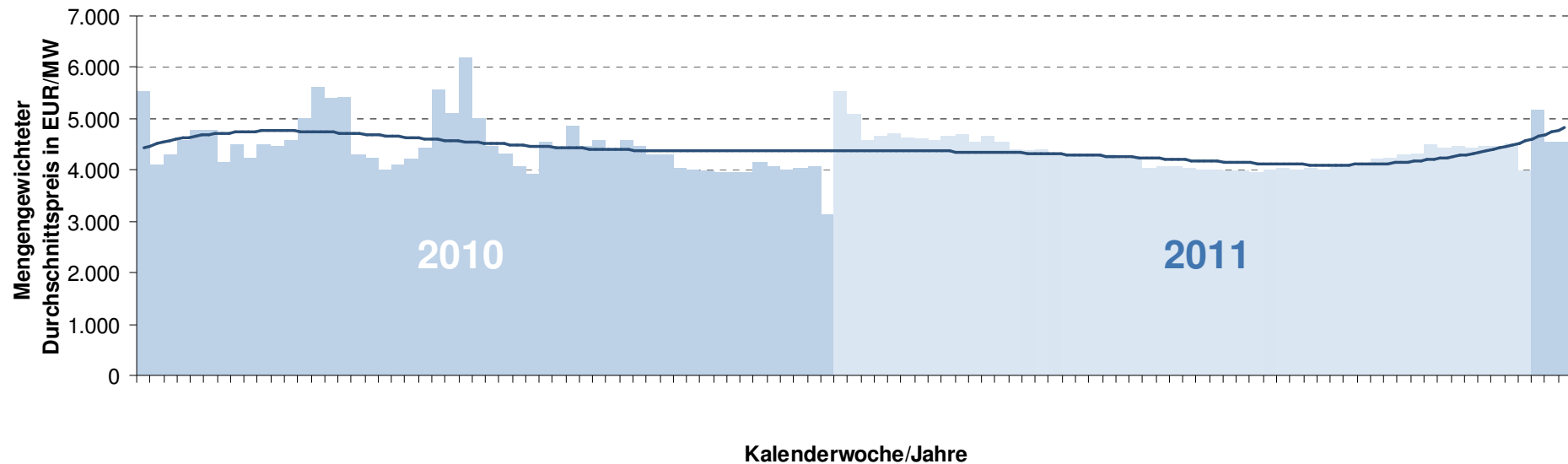
Kosten für Bereithaltung

- **Kostenzuordnung soll Anreiz bilden um Systemdienstleistungsentgelt gering zu halten**

- **vorzuhaltende Regelleistung hängt von der Beschaffenheit und Verfügbarkeit des Kraftwerksparks ab**

# Kosten und Beschaffung (II)

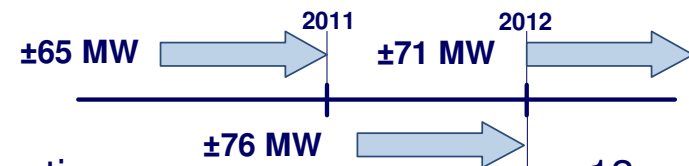
- **Primärregelung:**



- Marktöffnung in 2010
- 2010: 15 Mio. Euro (APG)
- 2011: 17 Mio. Euro (APG+TIWAG)

15.-17.2.2012

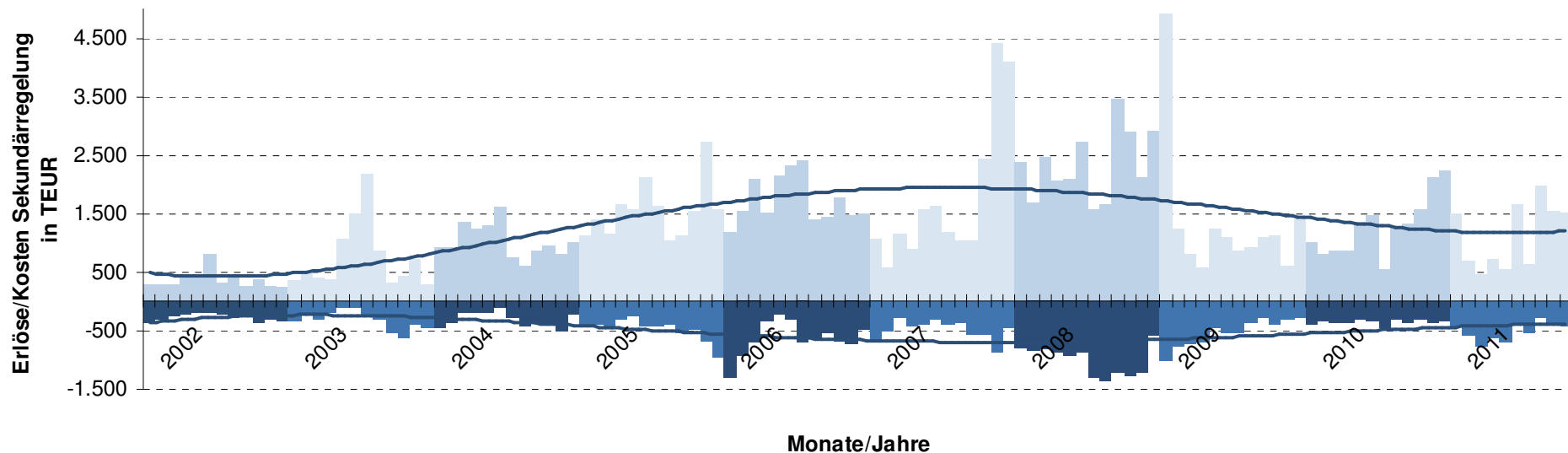
12. Symposium Energieinnovation



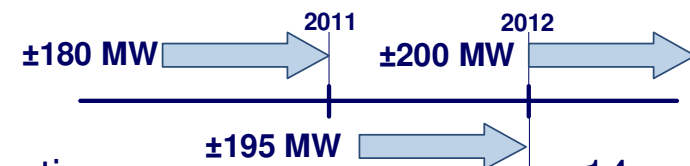
13

# Kosten und Beschaffung (III)

- **Sekundärregelung (I):**



- seit 2012: marktbasierter Beschaffung
- bis 2012: Rücklieferprogramm + Vertrag für Leistungsbereitstellung
- 60-90 Mio. Euro / Jahr



15.-17.2.2012

12. Symposium Energieinnovation

14



- **Sekundärregelung (II):** (Beschaffung bis 2012)

Rücklieferprogramm

+

vertragliche  
Leistungsvorhaltung

Erbrachte Energie wird nach Umwertung an Leistungsbereitsteller zurückgeliefert (Ergebnisse der Rücklieferungen siehe Statistiken APCS; 13,5 Mio. Euro/Jahr (2006-2009))

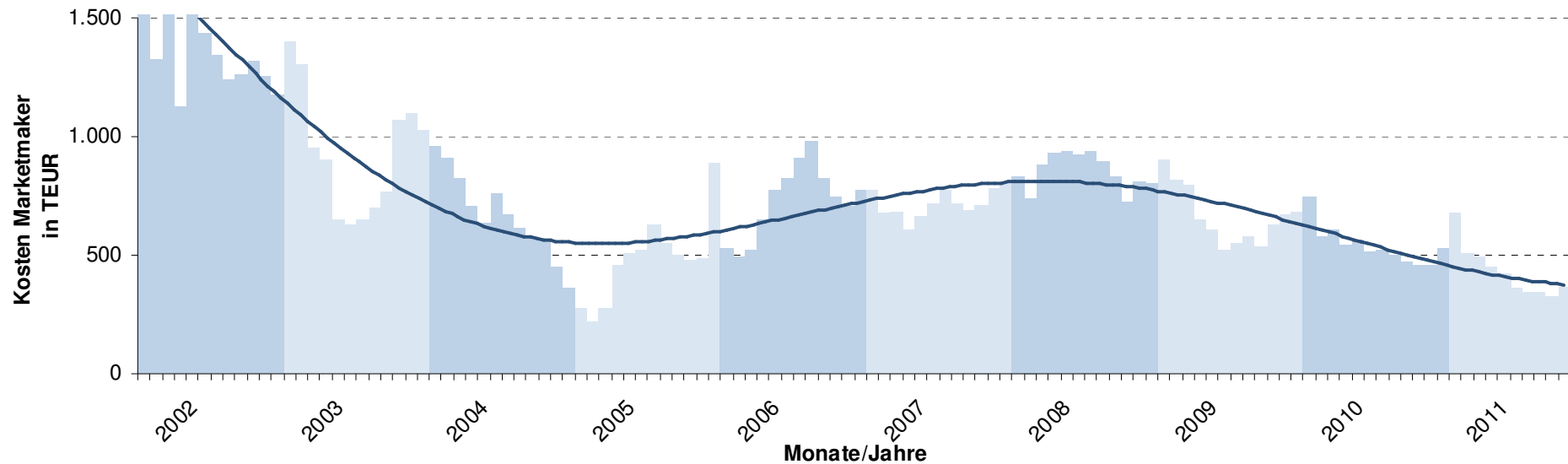
Vertrag nicht öffentlich. Kosten der Vorhaltung werden durch SDLE abgedeckt. (SDLE-Pflicht für alle Erzeuger >5 MW - im Verhältnis der Jahresezeugungsmengen; SDLE: ca. 0,12 Cent/kWh (2007-2010))

**Annahme:**

50.000 GWh (Jahresezeugung) x 0,12 ct/kWh = 60.000.000 Euro/Jahr

**13,5 Mio. Euro : 60 Mio. Euro = ca. 22 : 78**

- **Tertiärregelung:**



- ca. 11 Mio. Euro / Jahr (davon > 80 % Marketmaker)
- 2001 Marktöffnung
- nur geringe Mengen Tertiärregelung (2011: 15 / 7 GWh negativ/positiv)

- Einleitung/Hintergrund
- Gliederung P-f-Regelung
- Kosten und Beschaffung
- **Grenzüberschreitender Handel**
- Zusammenfassung und Ausblick

## **Ziel:** gemeinsamer europäischer Strombinnenmarkt

- grenzüberschreitender Handel von Regelreserve (Energie und Leistung) wird als wichtiger Schritt betrachtet (Erhöhung der Marktliquidität / mehr Wettbewerb)
- Europäische Kommission hat ACER gemäß StromhandelsVO 714/2009 mit der Erarbeitung von Rahmenleitlinien beauftragt (nichtdiskriminierend, wettbewerblich, effizient) (Start 01-2012 – Ende 06-2012)
- ENTSO-E erstellt aus Rahmenleitlinien rechtlich verbindliche Netzkodizes

### **wesentliche Eckpunkte:**

- Technische Voraussetzungen
- Konzepte für den Austausch von Regelenergie und Regelleistung
- Harmonisierung von Marktgestaltungsparametern

## • Technische Voraussetzungen

- Mindestanteil regelzoneninterner Regelleistung

**Marktgestaltung muss sicheren Systembetrieb berücksichtigen und gewährleisten!**

- **Primär:** 90 MW (30%) für Nachbar-RZ (entscheidet TSO)
- **Sekundär:** 65% geographisch innerhalb der RZ
- **Sekundär/Tertiär:** 50% der ges. Sek./Tert.-Leistung

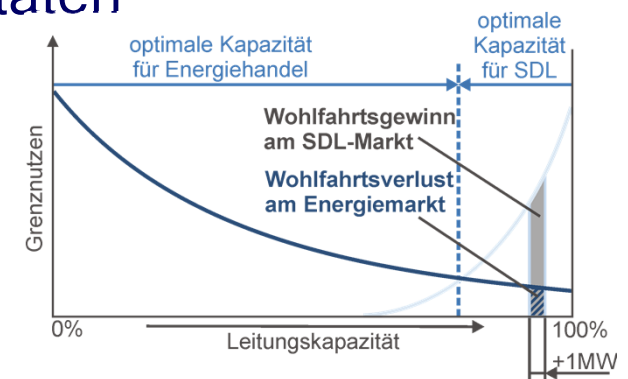
(Größenordnungen stellen lediglich Richtwerte dar - sind regelmäßig zu evaluieren)

- Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten

- langfristige und sichere Kapazitäten
- ökonomische Wohlfahrt!

- Qualität der Regelreserveprodukte

- Harmonisierung der Präqualifikationsbedingungen



- **Konzepte für den Austausch von Regelenergie und Regelleistung**

- Netzregelverbund (NRV)

Technisches Konzept

- BSP–TSO Modell

- TSO–TSO Modell

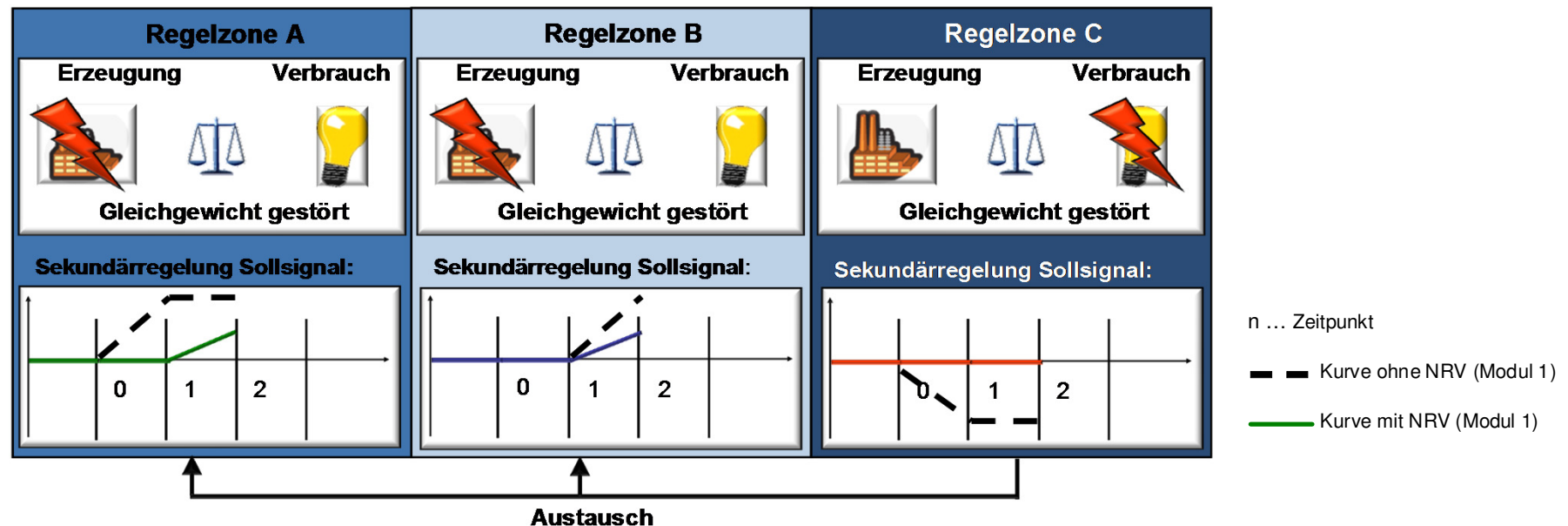
Marktmodell

(Balancing Service Provider, Transmission System Operator)



# Grenzüberschreitender Handel (III) – Konzept NRV

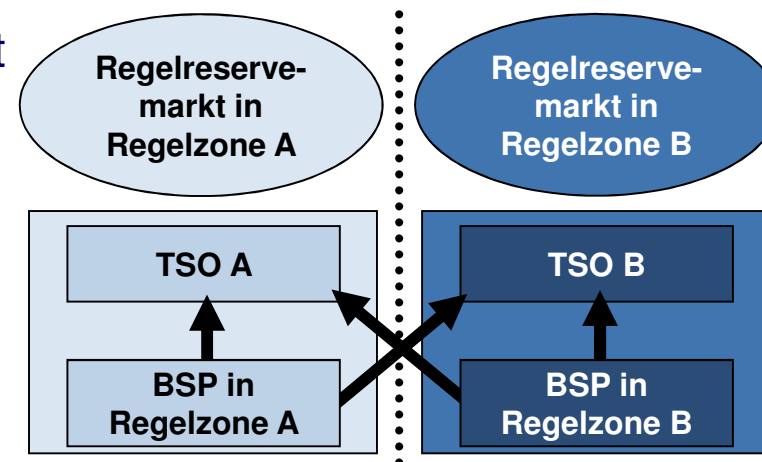
- gegenläufige Aktivierungen werden vermieden (Ungleichgewichte benachbarter Regelzonen werden mitberücksichtigt)
- seit 2010 in Deutschland (geschätzte Einsparung rd. 16 Mio.€/Monat)
- **VT**: Verringerung Regelreserveabrufe; keine zwingende Marktharmonisierung
- **NT**: technischer Aufwand; länderübergreifende Wirkungsweise unklar



# Grenzüberschreitender Handel (III)

## – BSP-TSO Modell

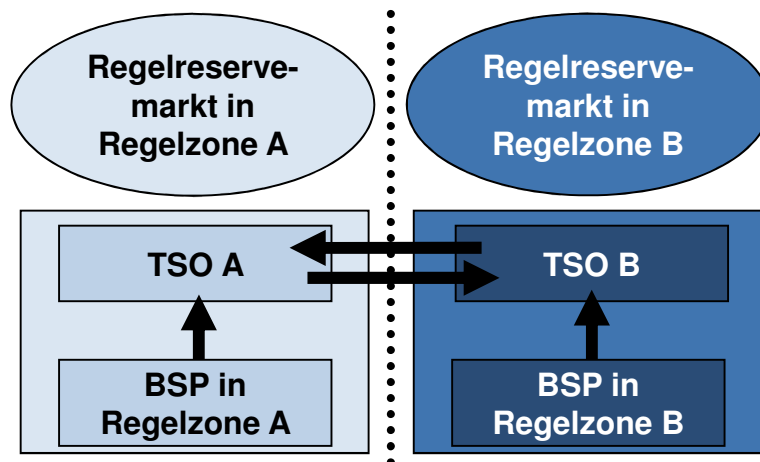
- BSP entscheidet ob lokal oder benachbarte RZ (direktes Vertragsverhältnis mit jeweiligen TSO; Verantwortung bei BSP bzgl.: Fahrplanänderung, ausreichende Übertragungskapazitäten)
- **VT**: bereits bei geringer Harmonisierung grenzüberschreitender Handel möglich
- **NT**: Probleme bei: abweichenden Marktregeln, Inkompatibilität mit IT-Systemen; BSP hat keinen Gesamtüberblick (nur beschränkte Information)
- Soll nur eingesetzt werden, solange TSO-TSO Modell noch nicht umgesetzt werden kann.



# Grenzüberschreitender Handel (III) – TSO-TSO Modell (I)

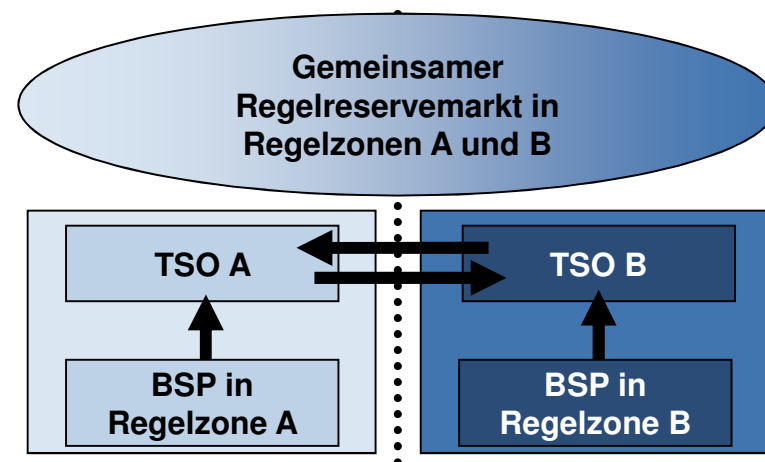
- BSP steht nur mit lokalem TSO in Vertragsverhältnis (TSO ist verantwortlich für grenzüberschreitenden Austausch und Übertragungskapazitäten)
- **VT**: Kenntnisse des TSO bzgl. verfügbarer Leitungskapazitäten ermöglichen höhere grenzüberschreitende Handelsvolumen; verringerter organisatorischer Aufwand
- **NT**: abhängig vom Harmonisierungsgrad

## keine gemeinsame Merit-Order-Liste



15.-17.2.2012

## gemeinsame Merit-Order-Liste



12. Symposium Energieinnovation

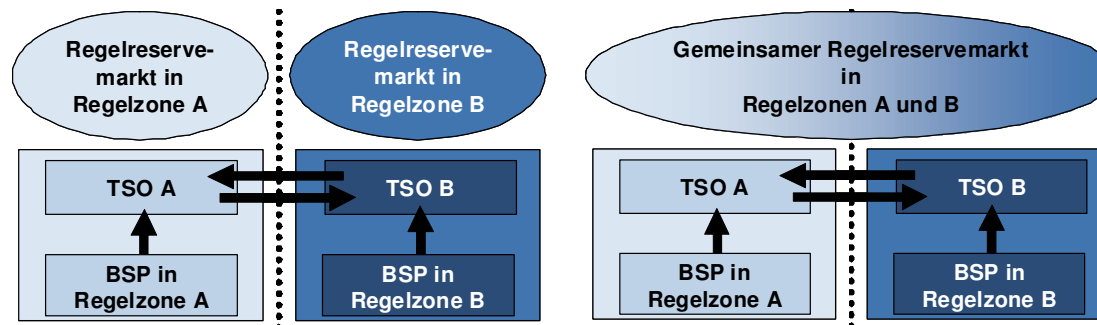
23

# Grenzüberschreitender Handel (III) – TSO-TSO Modell (II)

TSO bietet nicht benötigte Regelreserve benachbarten TSOs an  
**VT**: bereits bei geringem Harmonisierungsgrad möglich; deutlich höhere Effizienz als BSP-TSO  
**NT**: nur Überkapazitäten werden ausgetauscht (nicht zwangsläufig gesamtsystemisch optimaler Einsatz der Regelreserve)

gemeinsame Plattform der beteiligten TSOs  
**VT**: volkswirtschaftlich optimaler Einsatz  
**NT**: hohes Maß an Harmonisierung

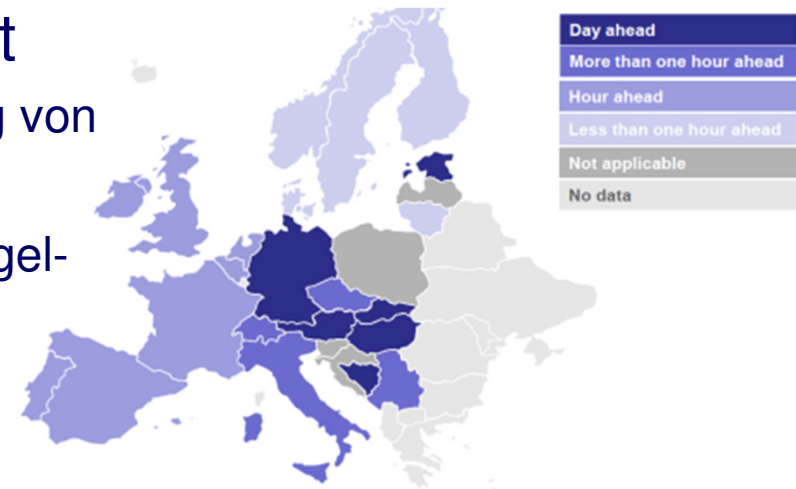
**keine gemeinsame Merit-Order-Liste**      **gemeinsame Merit-Order-Liste**



- **Harmonisierung** von Marktgestaltungsparametern (I)

- **Generelle Handelsschlusszeit**

(letztmöglicher Zeitpunkt zur Veränderung von Fahrplänen) je kürzer -> Möglichkeit zur Fahrplananpassung -> desto geringer Regelaufwand



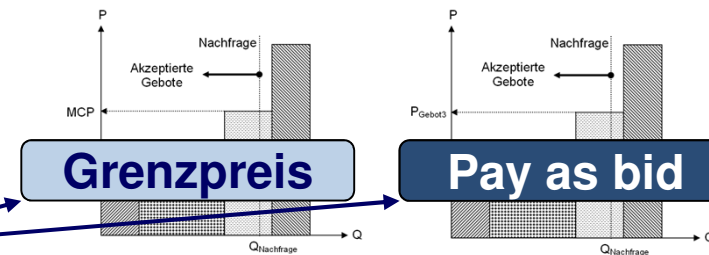
- **Produktdefinitionen**

eng an technische Qualität gebunden - Vergleichbarkeit ist notwendig (zumindest Aktivierungszeit der Anlagen oder Zeitspanne bis zur vollen Leistungsbereitstellung)

## • Harmonisierung von Marktgestaltungsparametern (II)

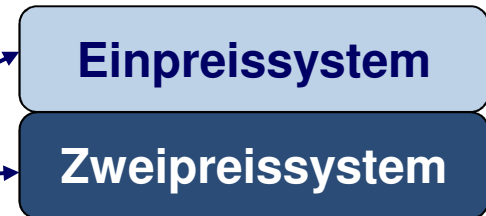
– ... im Beschaffungsprozess

- Art der Angebotslegung
- Preisfindungsmechanismen
- Handelsschlusszeiten und Produktbereitstellungsdauer



– ... der Ausgleichsenergieverrechnung

- Verrechnungszeitdauer
- Ausgleichsenergiepreisermittlung
- Ausgleichsenergiezuordnung



**einschrittig**

$$AE_{Erzeugung} - BRP = \sum_t \left( \sum P_{Erzeugung-gem.} + \sum P_{Erzeugung-nom.} \right)$$

$$AE_{Verbrauch} - BRP = \sum_t \left( \sum P_{Verbrauch-gem.} + \sum P_{Verbrauch-nom.} \right)$$

**zweischrittig**

$$AE - BRP = \sum_t \left[ \begin{aligned} & \left( \sum P_{Erzeugung-gem.} + \sum P_{Import-nom.} + \sum P_{Einkauf-nom.} \right) \\ & - \left( \sum P_{Verbrauch-gem.} + \sum P_{Export-nom.} + \sum P_{Verkauf-nom.} \right) \end{aligned} \right]$$



- Einleitung/Hintergrund
- Gliederung P-f-Regelung
- Kosten und Beschaffung
- Grenzüberschreitender Handel
- **Zusammenfassung und Ausblick**

# Zusammenfassung und Ausblick (I)

- seit EIWOG 2010 marktbasierende Beschaffung aller Teile der Leistungs-Frequenz-Regelung (Zusammenfassung aller österreichischen Regelzonen seit 2012) möglich:
  - 2001: Tertiärregelung
  - 2010: Primärregelung
  - 2012: Sekundärregelung
- Einhaltung der rechtlichen sowie technischen Bestimmungen obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber in seiner Funktion als Regelzonenführer
- technische Rahmenbedingungen der Leistungs-Frequenz-Regelung aktuell durch technisches Regelwerk vorgegeben (ENTSO-E Kontinentaleuropa)

- in Zukunft rechtlich verbindliche Netzkodizes
- um Effizienz der Regelreservebeschaffung auf gesamteuropäischer Ebene zu erhöhen
  - **verstärkt grenzüberschreitende Marktintegration**
- Erarbeitung gemeinsamer Rahmenleitlinien und Netzkodizes sind große Hausforderungen in den kommenden Jahren



## Kontakt

**Werner Friedl** (Strom)

**Wilhelm Suessenbacher** (Volkswirtschaft)

**Benedikt Ennser** (Recht)



+ 43 1 24 7 24 0



werner.friedl@[e-control.at](mailto:werner.friedl@e-control.at)



wilhelm.suessenbacher@[e-control.at](mailto:wilhelm.suessenbacher@e-control.at)



benedikt.ennser@[e-control.at](mailto:benedikt.ennser@e-control.at)



[www.e-control.at](http://www.e-control.at)



# E-CONTROL

PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.