

**4. Sitzung der AG Flexibilisierung
am 19.11.2015**



European Federation of Energy Traders

**Flexibilitätsmärkte –
europäisch weiterentwickeln
und nationale Hemmnisse
beseitigen**



Dr. Alexander Kox

**Vorstandsvorsitzender
EFET Deutschland**

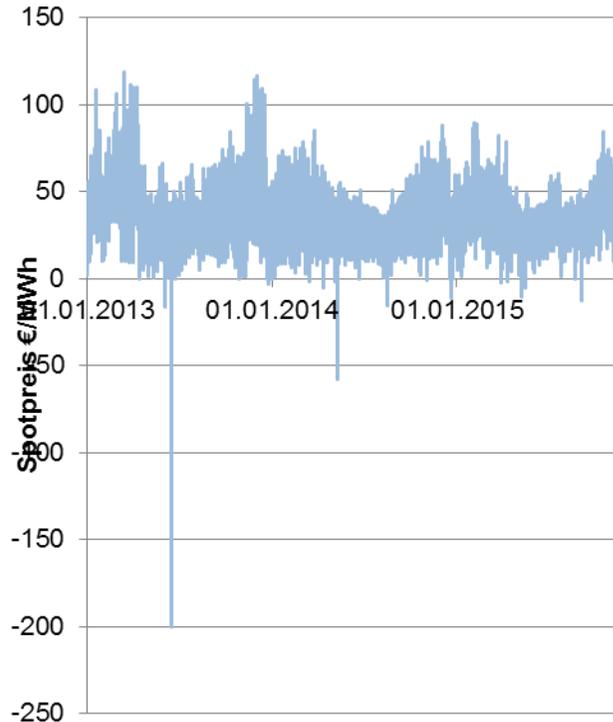
- 1. Flexibilität und Refinanzierung von Investitionen**
- 2. Bilanzkreistreue**
- 3. Dynamische EEG Umlage**
- 4. EEX Cap Future**
- 5. Europäische Weiterentwicklung**
- 6. Fazit**

Flexibilität und Refinanzierung von Investitionen

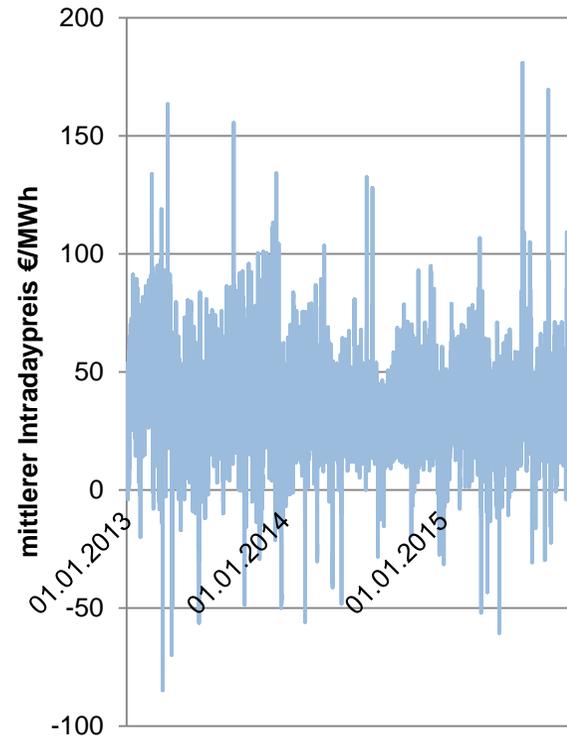
Heutige Preisvolatilität



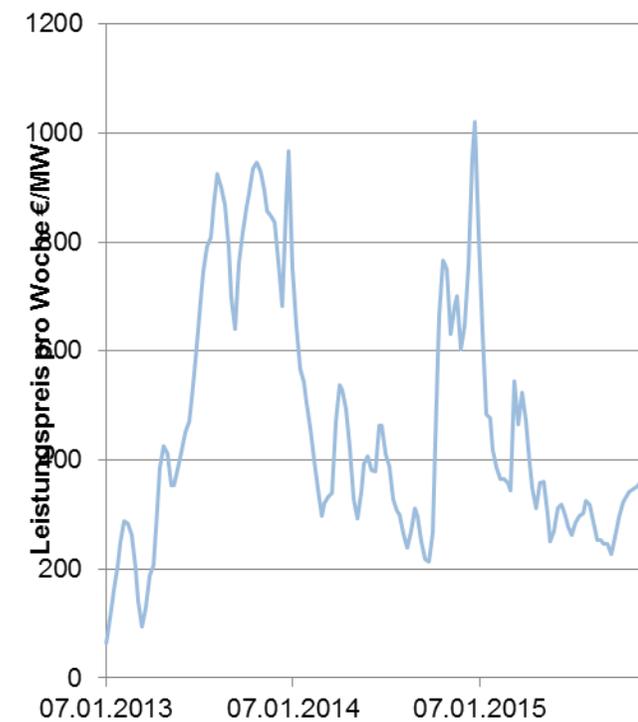
Spot



Intraday



Regelenergie (SR LP HT pos)



- Markt (EOM) kann grundsätzlich Anreize für „Flexibilität“ liefern
- Gegenwärtige Volatilität im Spot-, Intraday- und Regelenergiemarkt weiter gering
- Preisspitzen selten und gering, da gegenwärtig ausreichend Flexibilität vorhanden
- Keine Vollkostendeckung existierender Flexibilitätsoptionen (konv. Kraftwerke)
- Keine Refinanzierung neuer Flexibilitätsoptionen möglich

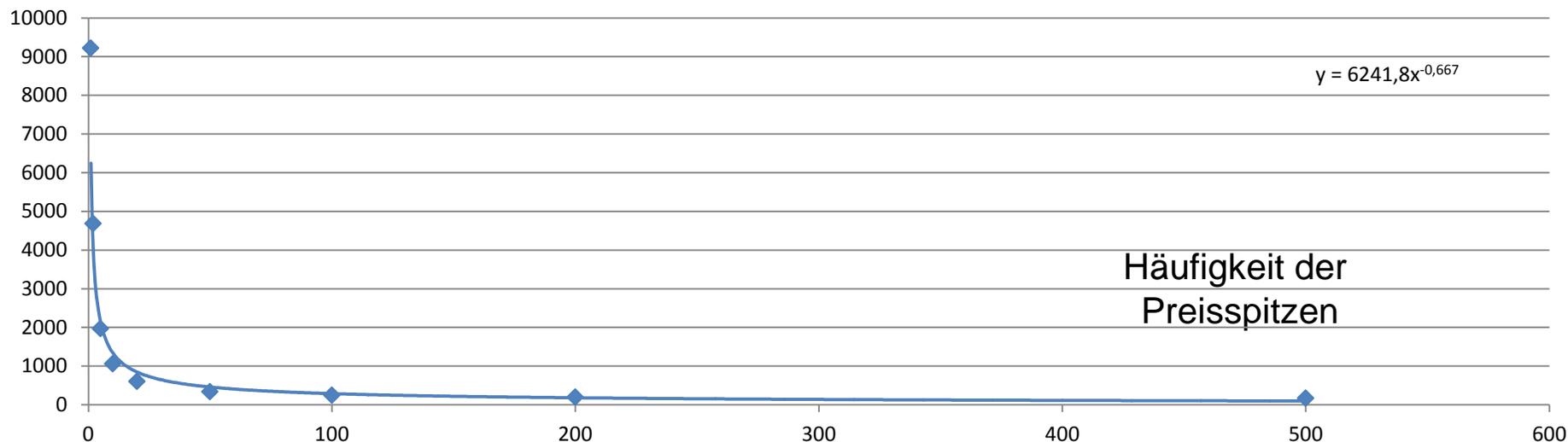
Flexibilität und Refinanzierung von Investitionen

Refinanzierung einer Gasturbine



Investitionskosten: 80.000 €/MW
 Abschreibungsdauer : 15 Jahre
 Zinssatz: 7,5%

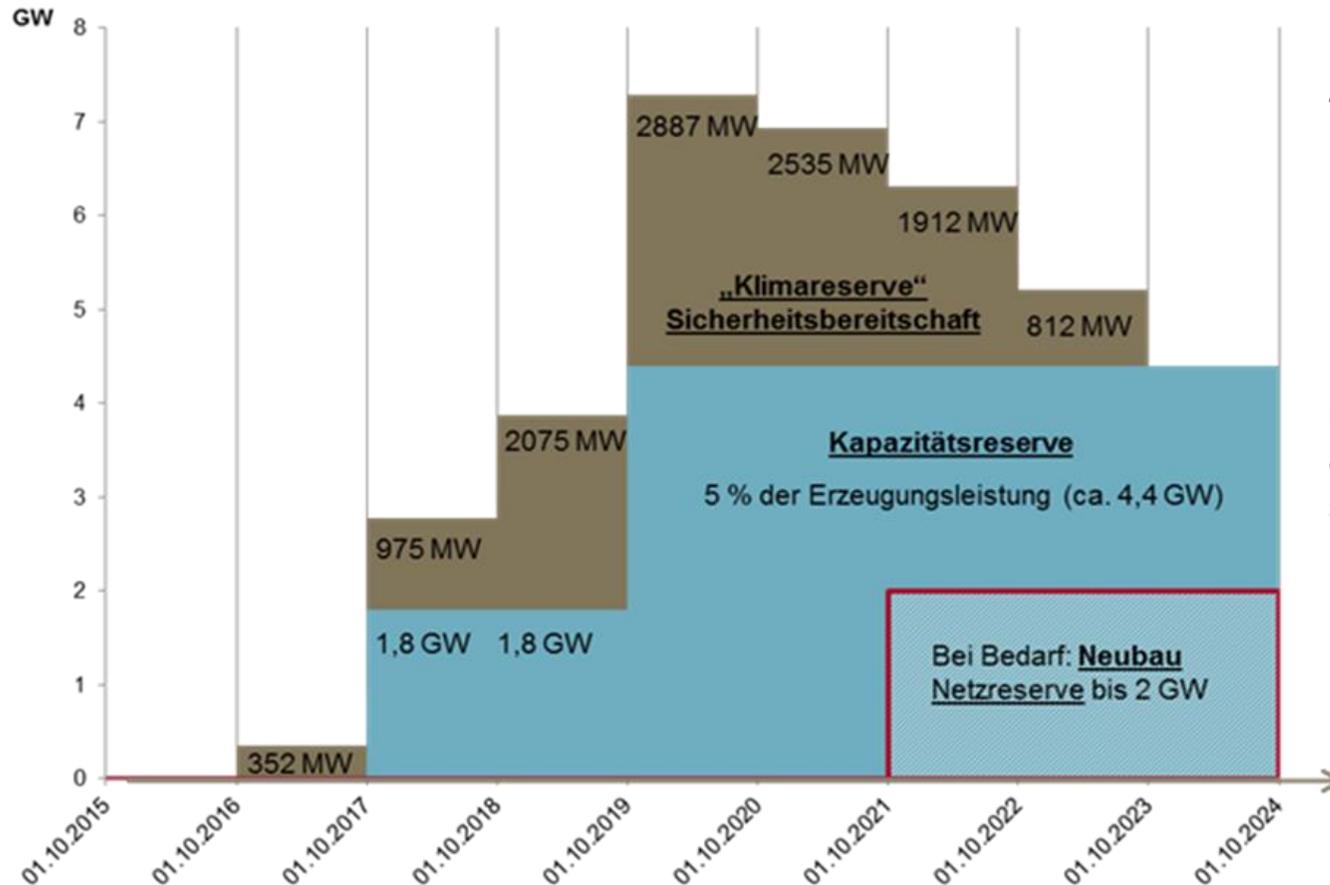
Erforderlicher
Preis



- Eine Preisspitze p.a. von 10.000 €/MWh oder
- 10 Preisspitzen von 1000 €/MWh oder
- 500 Preisspitzen von 170 €/MWh (2 h pro Werktag!)

Heutige Vola. < 1% hiervon
 Politische Toleranz fraglich
 Als Investitionsanreiz unzureichend

Vielfältige Subventionsmechanismen verhindern zusätzlich Marktanreize



Zusätzlich:

- - Verordnung abschaltbare Lasten
- - Redispatch
- - Regelernergie

In Summe 6 Kapazitätsmechanismen, die (bis auf Regelernergie) regulatorisch statt marktlich organisiert sind

- Subventionsmechanismen verhindern Markt für Flexibilität!
- Pumpspeicher und Gasturbinen chancenlos!
- Zentraler Kapazitätsmarkt würde wirklich fairen Wettbewerb aller Flexibilitätsoptionen ermöglichen

Aktuelle Situation

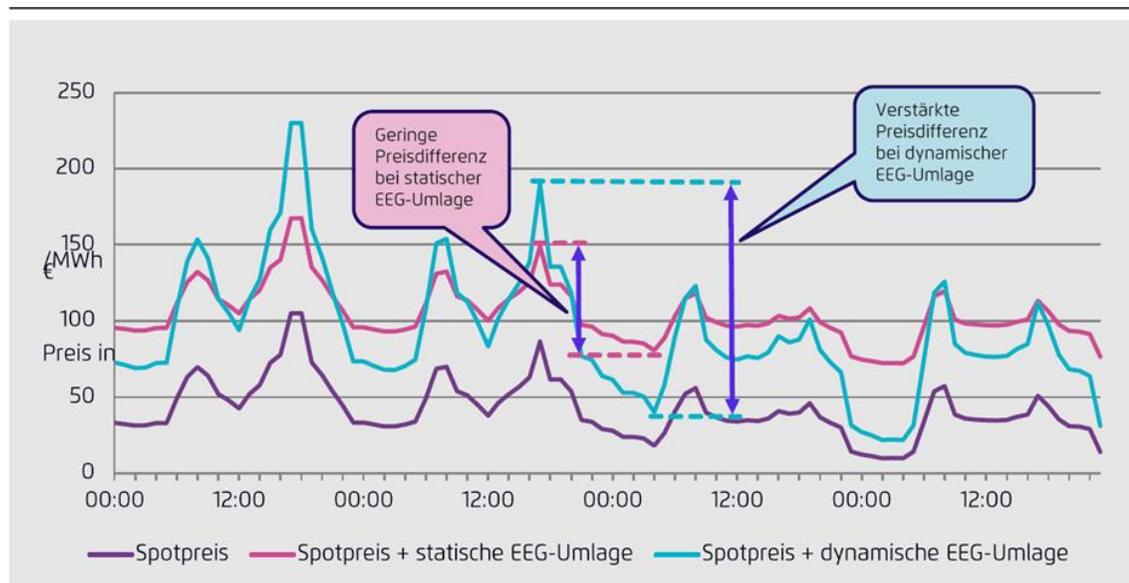
- Bilanzkreistreue ist eine der Säulen des Energiemarktes
- Es gibt derzeit keine wirtschaftlichen Anreize, Bilanzkreistreue zu verletzen
(Spekulation auf Ausgleichsenergie ist nicht möglich!)
- Bilanzkreistreue hat sich in den letzten Jahren kontinuierlich verbessert

- Komplexer werdende Energiehandelsprozesse
 - Intensivierung Intradayhandel und
 - zunehmende Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien (inkl. EiSMan)stellen verschärfte Anforderungen an BKV
- Verschärfte Kontrolle der ÜNB unterstützt den wirtschaftlichen Druck zur bestmöglichen Ausgeglichenheit von Bilanzkreisen

Verbesserungsvorschläge

- Konvergenz von Intraday- und AE-Preise, z.B. durch noch stärkere Orientierung der AE-Preise am I-Day-Index und würde allen Verdacht der Spekulation entkräften und zusätzlich auf Anbieterseite Liquidität bündeln

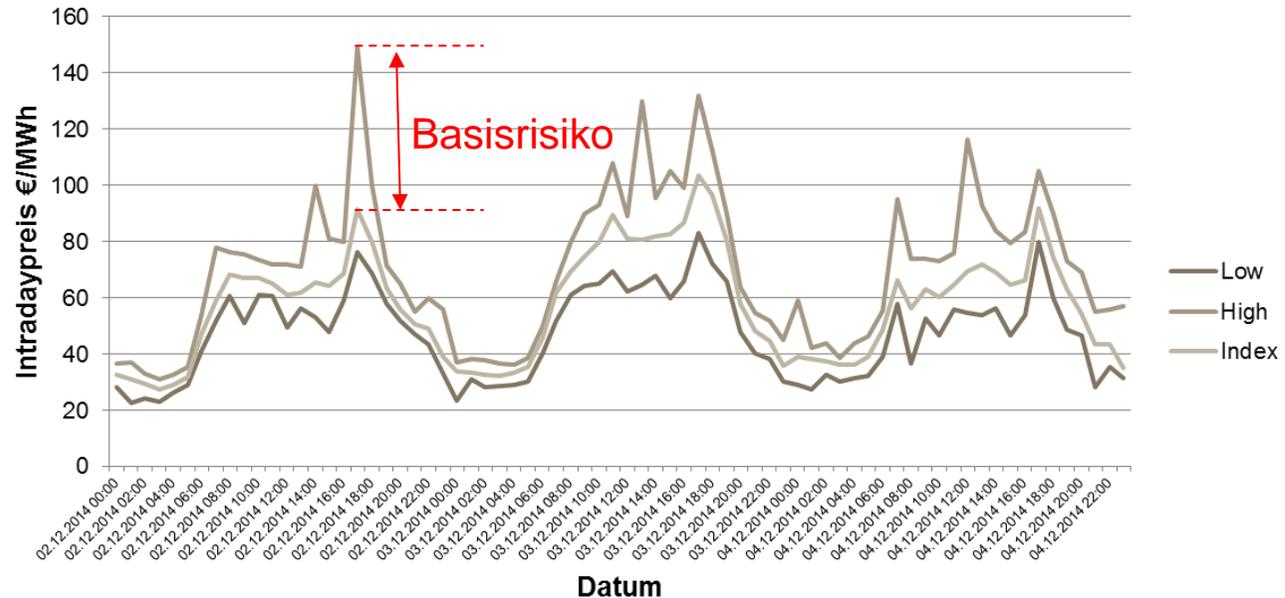
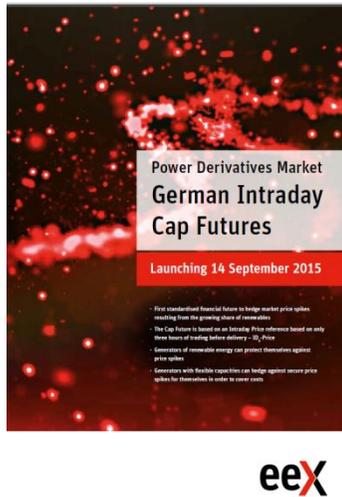
- Statt Einschränkung Afterdayhandel konsequente Stärkung sinnvoll
 - Online-Informationen sollen bis unmittelbar vor Echtzeit nutzbar sein, seine Prognose zu verbessern und Positionen auszugleichen
 - Regelzonenausgleich



- Dynamisierung führt zur Marktverzerrung und zu einer nicht effizienten Bewirtschaftung von Flexibilitätsoptionen (volkswirtschaftliche Mehrkosten)
- Dyn. EEG-Umlage ist eine willkürliche Preisverzerrung
- Steuerungssignale Markt (I-Day-Preis) und Endkunde laufen auseinander
- Kein gleichberechtigter Wettbewerb von Flexibilitätsoptionen
- Behindert europäische Konvergenz der Märkte (Market Coupling und I-Day)
- EEG-Mehrbelastung für Endverbraucher, die keine Flexibilitätsoptionen besitzen
- Entkopplung von Finanzierung und Konsum von EEG-Strom rechtlich fragwürdig

	Flex.option im Großhandelsmarkt, z.B. Pumpspeicher	Flex.option im Endkundenmarkt, z.B. Lastverschiebung
„Verschiebekosten“	20 €/MWh	30 €/MWh
Preisdifferenz Day-Ahead: 18 €/MWh	Kein Einsatz	Nicht relevant
Preisdifferenz Intraday: 16 €/MWh	Kein Einsatz	Nicht relevant
Preisdifferenz Endkunde: 32 €/MWh	Nicht relevant	Einsatz

- Teurere Flexibilitätsoptionen im Endkundenmarkt werden gegenüber günstigeren Optionen im Großhandelsmarkt bevorzugt
- Volkswirtschaftliche Mehrkosten



- Produkterweiterung grundsätzlich sinnvoll
- Finanzielle Absicherung der Preisspitzen lässt allerdings physisches Problem und Basisrisiko unberücksichtigt
- Kein zusätzlicher Anreiz für Investitionen in Kapazität oder Flexibilität

- Einheitliche Bilanzierungsperiode von 15 Minuten
- EU-weites Flow-based Market Coupling
- Intraday Market Coupling etablieren
- Nutzung vorhandener grenzüberschreitender Flexibilitätspotenziale



- ➔ EOM kann (theoretisch) **Investitionssignale in Flexibilitätsoptionen** setzen, aber
 - Vertrauen in politisch nachhaltige Rahmenbedingungen ist erschüttert
 - Werden Signale rechtzeitig und nachhaltig kommen, um wirtschaftlich sinnvollen Ausbau anzureizen?
- ➔ Zur **Vermeidung eines Kapazitätsmarktes** wurden **zahlreiche unkoordinierte marktferne Mechanismen** etabliert, die uns von einem effizienten System weiter entfernen und marktgetriebene Bereitstellung von Flexibilität unterdrücken
- ➔ Politische Entscheidungsträger müssen Fokus auf die **Verbesserung der Effizienz des Marktes** legen durch:
 - Stärkung des Marktes, wo immer es geht
 - Abbau von preisverzerrenden Kostenbestandteilen
 - Konvergenz von Intraday-Preisen und Ausgleichsenergie
 - Vergrößerung der Märkte durch Harmonisierung und grenzüberschreitenden Intradayhandel
 - Offene, grenzüberschreitende Regelenergiemärkte
- ➔ Wenn doch zusätzlich eine Kapazitätsabsicherung als erforderlich gesehen wird, dann bitte diese möglichst marktwirtschaftlich!
- ➔ Keine weiteren Subventionen (Harz IV für Kraftwerke)!

Vielen Dank für's Zuhören!



**EFET Deutschland –
Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V.
Schiffbauerdamm 40
10117 Berlin**

**Tel: +49 (0) 30 2655 78 26
E-Mail: a.kox@efet.org
www.efet-d.org**