
NEGATIVE STROMPREISE: FLUCH ODER SEGEN?

Prof. Dr. Mario Ragwitz

Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI

Parlamentariergruppe Erneuerbare Energien

Bern, 14. März 2018

Hintergrund

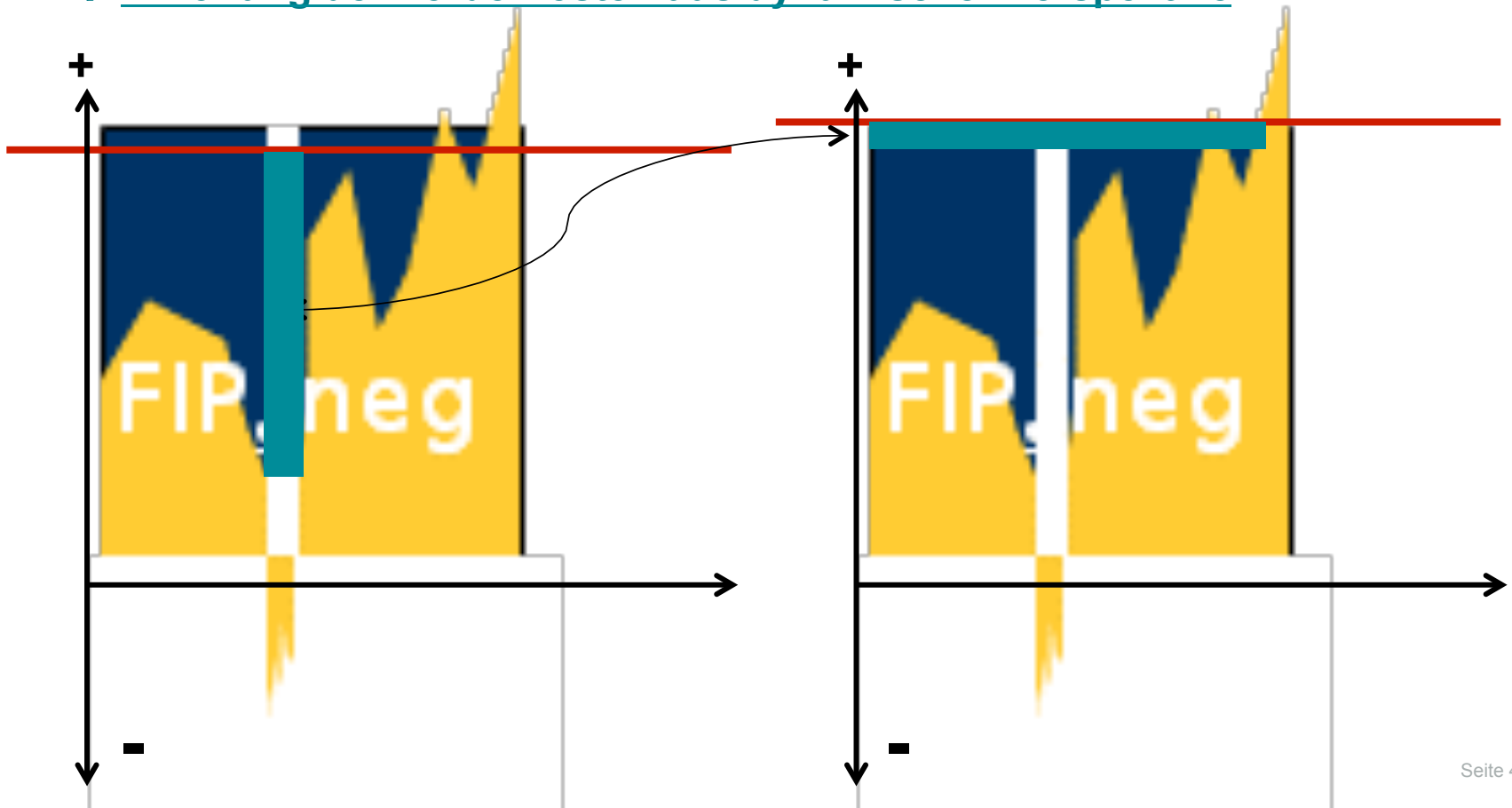
- Die Förderung erneuerbarer Energien verbunden mit technischen und ökonomischen Restriktionen konventioneller Kraftwerke und der Last führen zum Auftreten negativer Preise am Strommarkt
- Negativer Preise haben verschiedene Wirkungen auf den Stromsektor:
 - statisch:
 - (-) Ineffizienzen: „Vergütung von Verbrauch“,
 - (?) Erhöhung der Förderkosten
 - (+) derzeit EE-Erzeugung bis zum negativen Wert der grünen kWh, Abregelung bei Null würde zusätzlichen Ausbau erfordern
 - dynamisch:
 - (+) Anreiz zur Flexibilisierung des Stromsystems
- EU-Umweltbeihilferichtlinien: „Es werden Maßnahmen getroffen, um sicherzustellen, dass die Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen.“

Umsetzung der Beihilferegeln in Deutschland durch §51 EEG

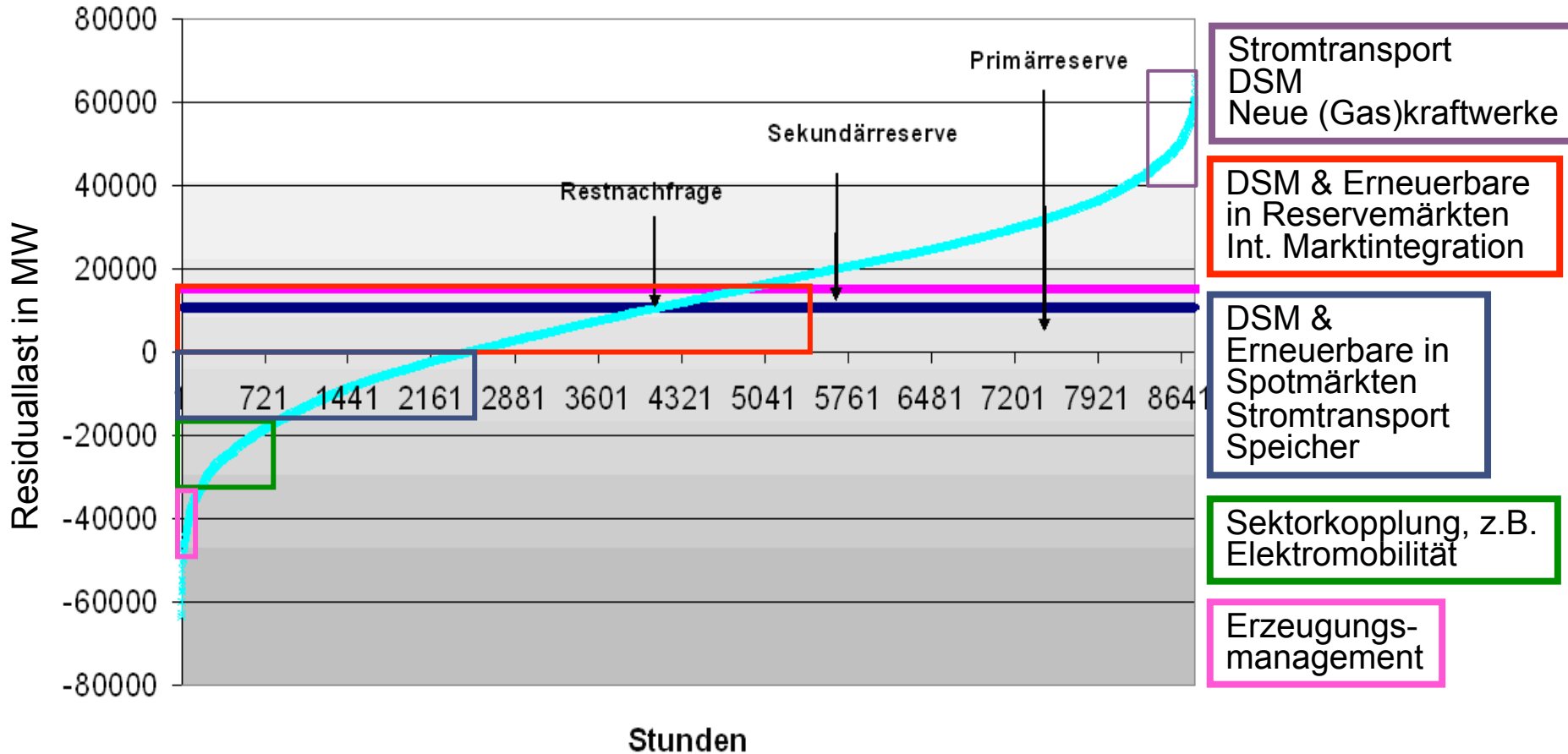
- „Wenn der Wert der Stundenkontrakte [...] am Spotmarkt der Strombörse in der **vortägigen Auktion** in mindestens **sechs aufeinanderfolgenden Stunden** negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert [...] auf null“
- Marktprämie (MP) = Anzulegender Wert (AW) – Marktwert (MW)
- Falls $AW < MW$ entspricht $MP = 0\text{€/MWh}$
 - In §51 Situationen wird keine Marktprämie ausbezahlt
 - Somit führen Situationen mit negativen Preisen potenziell zur Abregelung von EE-Anlagen und somit zum Verlust von EE-Erzeugung und reduzierten Erlösen für EE-Anlagenbetreiber

Wirkung von §51 auf Förderkosten

1. Bei Auktionen zur Bestimmung der Vergütung: Einpreisung negativer Preisen in Gebote → keine Reduktion der Förderkosten aus statischer Sicht
2. Abgeregelte Erzeugung muss durch zusätzliche EE-Anlagen ersetzt werden: → Erhöhung der Förderkosten aus dynamischer Perspektive!

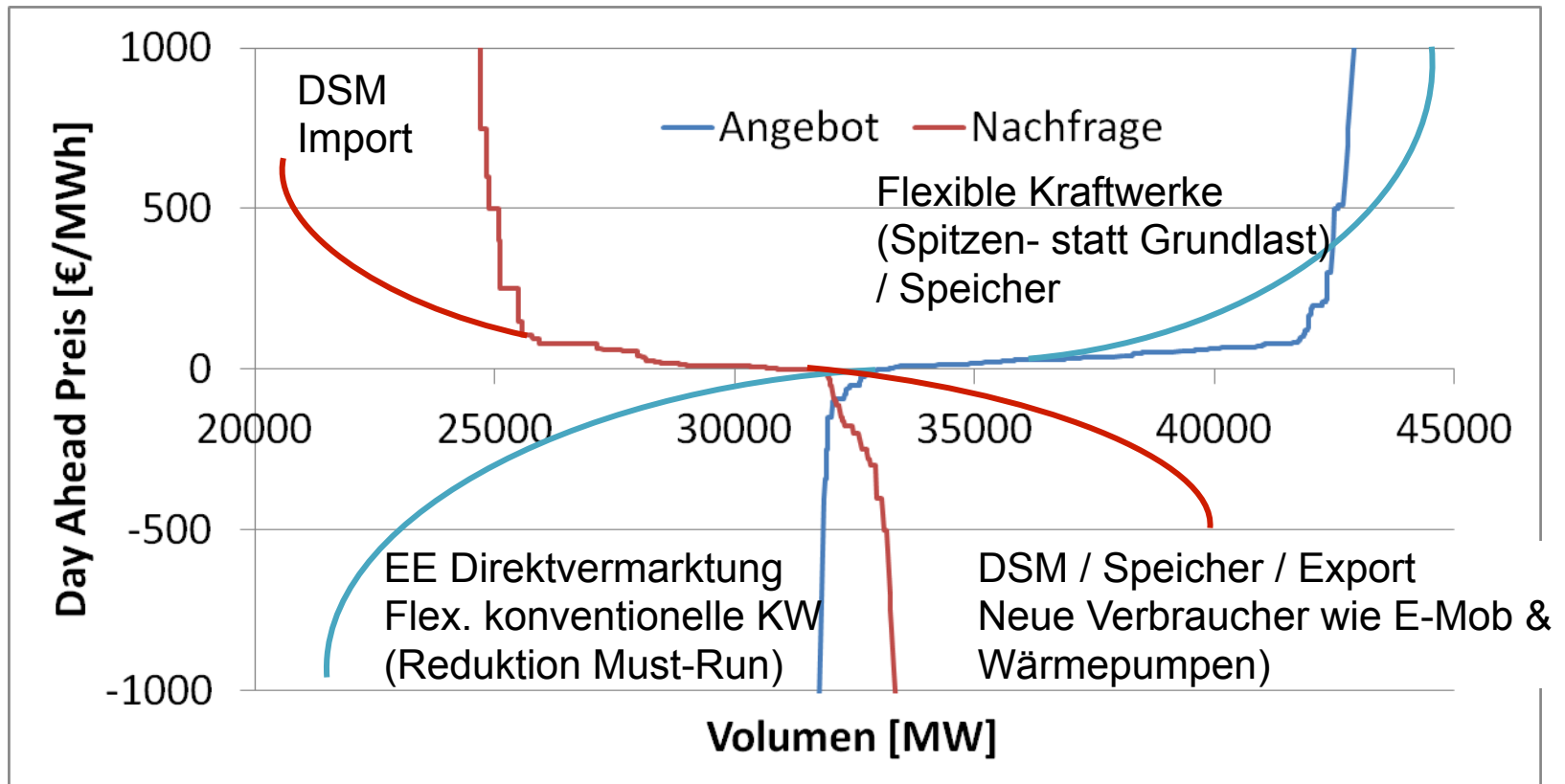


Handlungsoptionen für den Stromsektor im Jahr 2050 bei etwa 90% EE-Anteil



Lösungsoptionen Strommarktdesign: Erhöhung von Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit

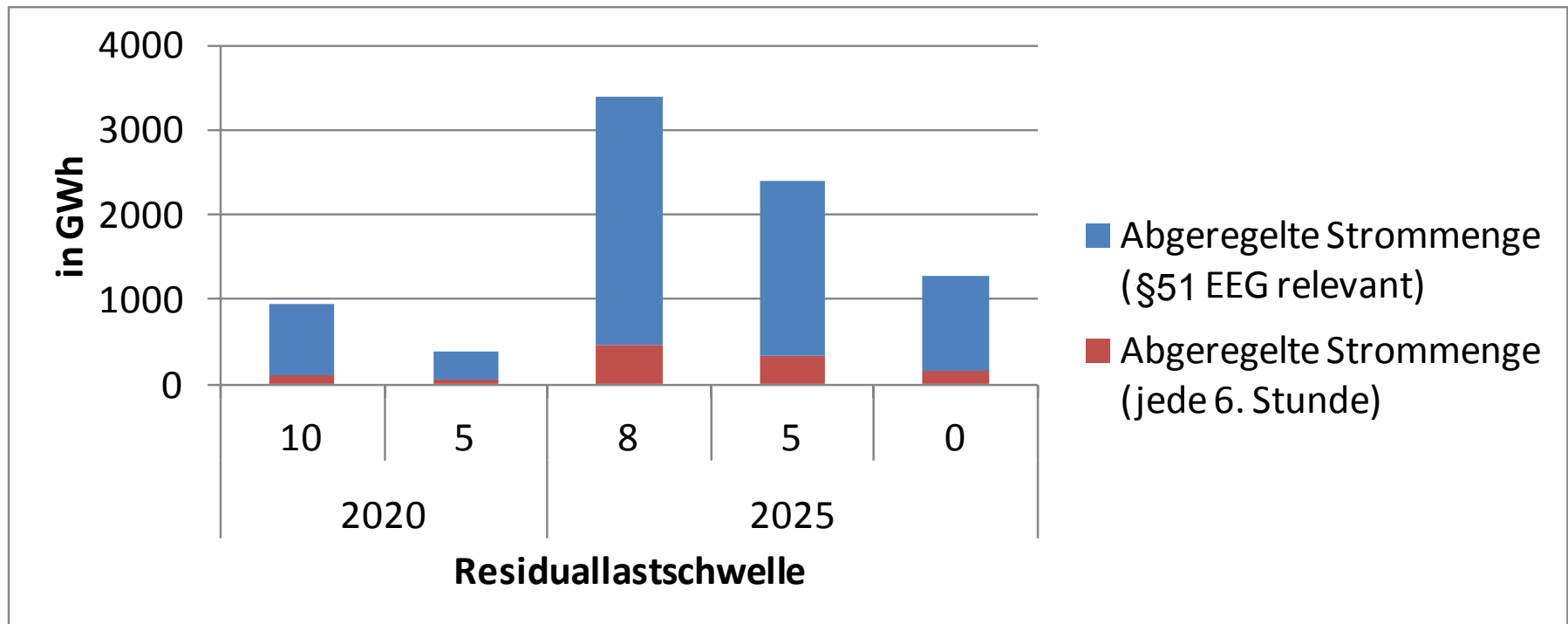
Gebotskurven Day-Ahead-Markt heute und zukünftig



Quelle: EEX Data 26.12.2012 / Darstellung basierend auf Nicolosi und Burstedde (2014)

Zukünftige Entwicklungen negativer Preise in Abhängigkeit der Flexibilität des Systems

- Mittlere Strommengen in Zeiten negativer Strompreise
 - mit min. 6 Stunden Dauer
 - jede 6. Stunde



Eigene Abschätzung auf Basis der mittleren Mengen der Wetterjahre 2010 bis 2014

Zusammenfassung

- Weitere Flexibilisierung auf verschiedenen Ebenen notwendig – diese werden durch negative Preise angereizt
- Umsetzung von Flexibilisierungsstrategien sind sinnvollste Maßnahme zur Minderung negativer Preise
- Anpassungen im Energiesystem zur Minderung negativer Preise:
 - Beteiligung von Erneuerbaren Energien Anlagen im Regelenergiemarkt, Absenkung von Must-Run Kapazität
 - Flexibilisierung von nicht-fluktuierenden Erneuerbaren Energien (Biomasse/Wasserkraft)
 - Ausweitung Export Kapazität
 - Neue Verbraucher (Power-To Heat)
 - Ersatz inflexibler Grundlastkraftwerke durch flexible Spitzenlastkraftwerke
- Mögliche Vermarktungsstrategien EE zur Vermeidung von Erlösausfällen
 - Angepasstes Gebotsverhalten in 6. Stunde / Vermarktung am Intra-Day Markt

VIELEN DANK FÜR IHRE AUFMERKSAMKEIT

Prof. Dr. Mario Ragwitz

Competence Center Energiepolitik und Energiemärkte

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48 | 76139 Karlsruhe

Tel: +49 721 6809-157

m.ragwitz@isi.fraunhofer.de