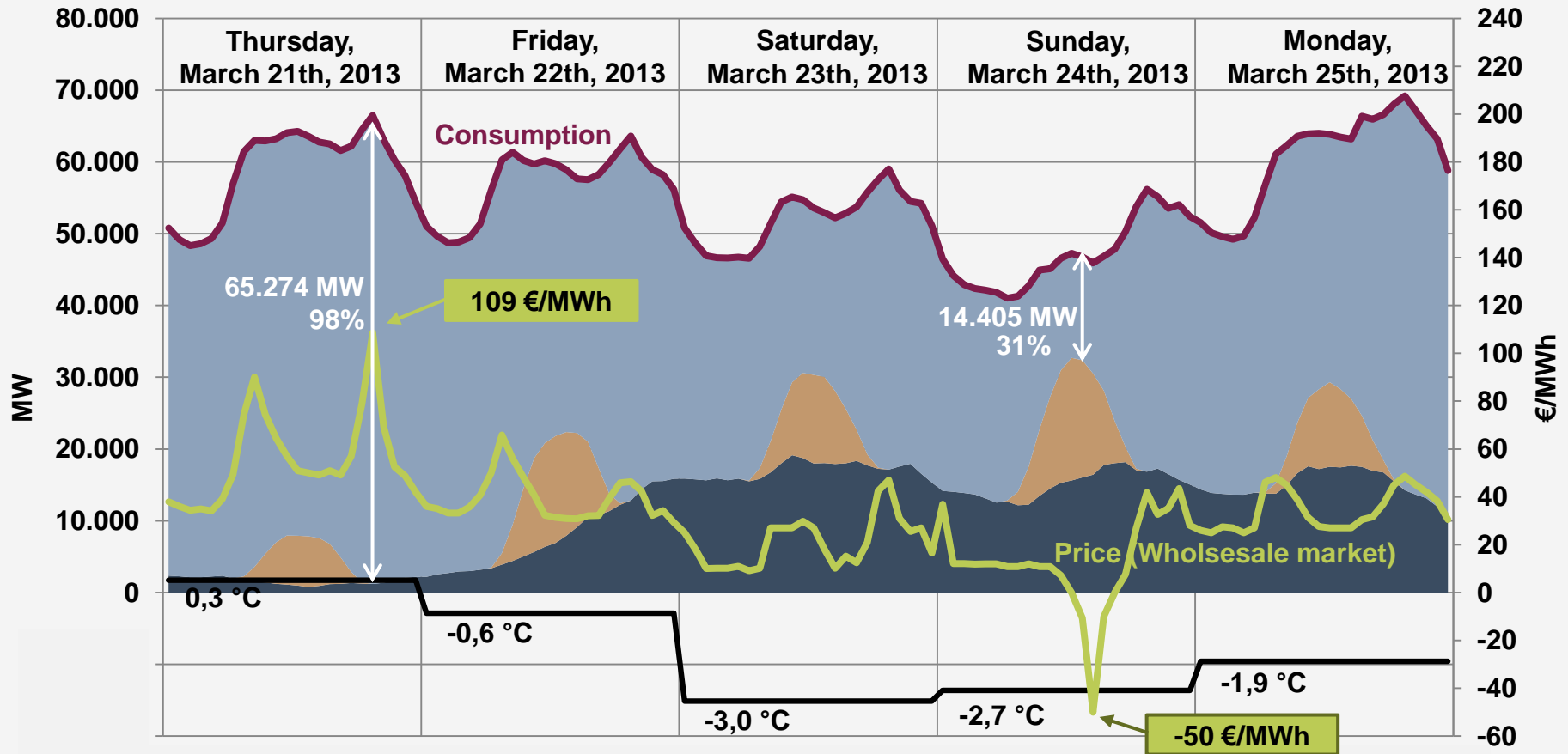


„Wie weiter mit dem konventionellen Kraftwerkspark? Eine Einschätzung der Energiebranche“

KLIMA.SALON

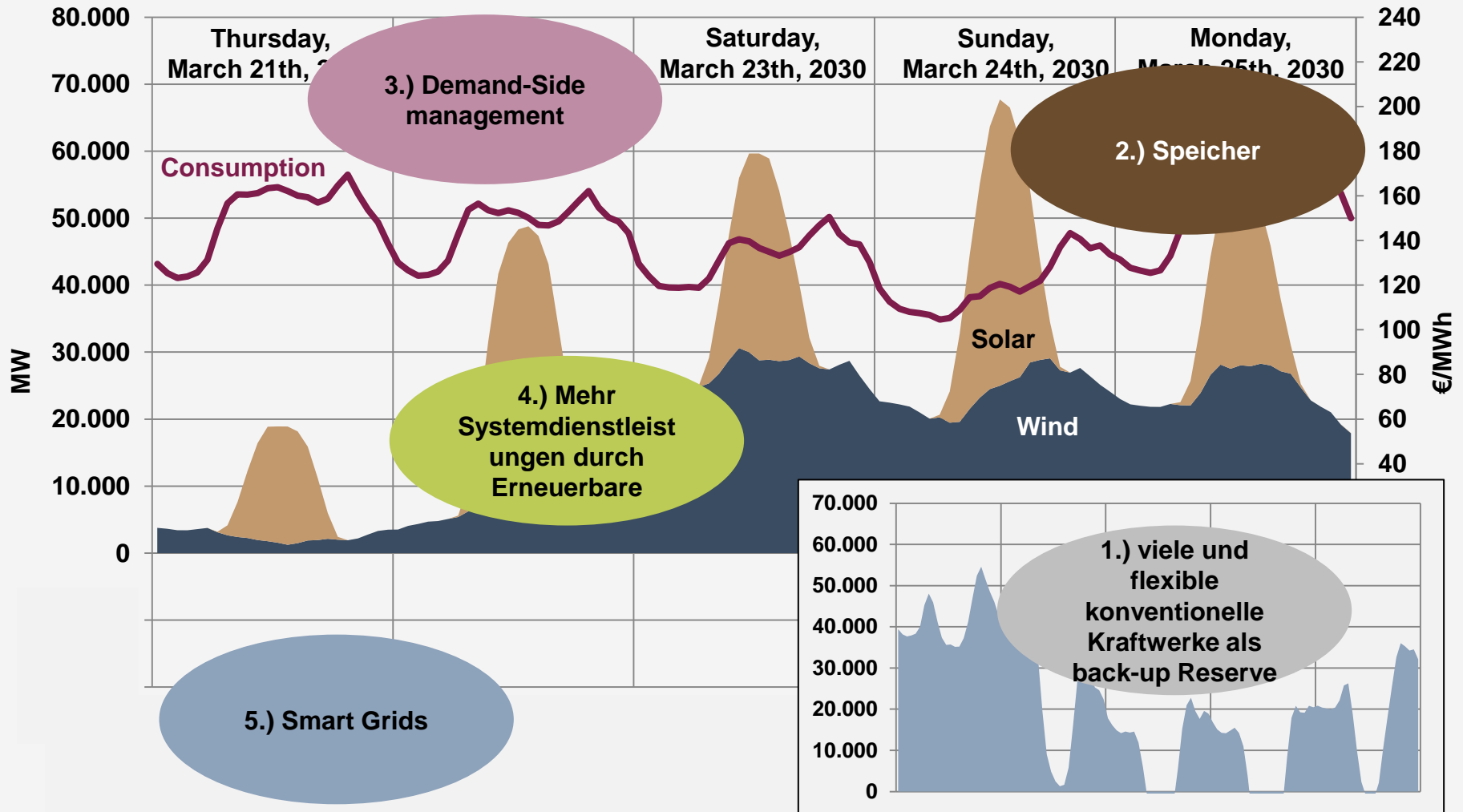
Düsseldorf, 03.07.2014

Stromversorgung heute: Die "24. März-Situation"



Quellen: Übertragungsnetzbetreiber, EEX, DWD, BDEW (eigene Berechnungen)

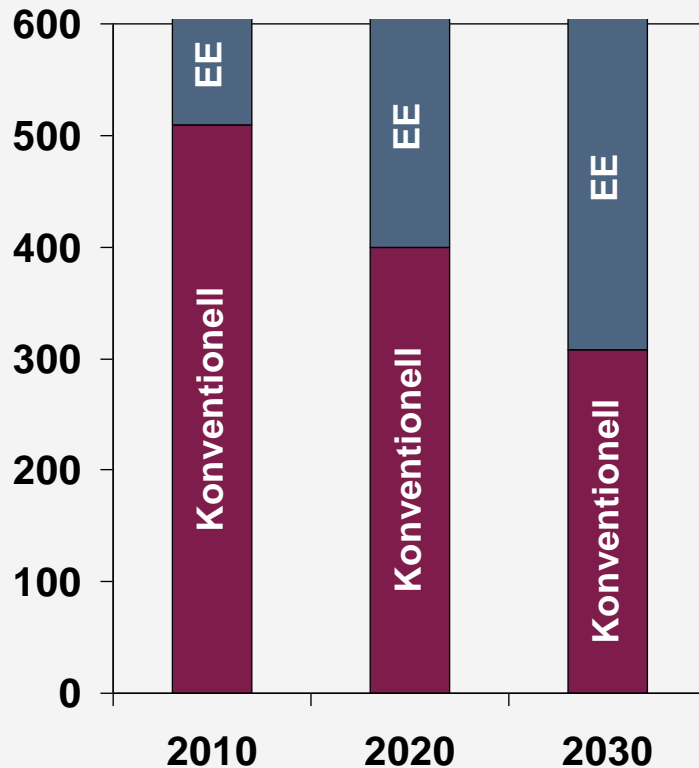
März 2030: Wie könnte das aussehen?



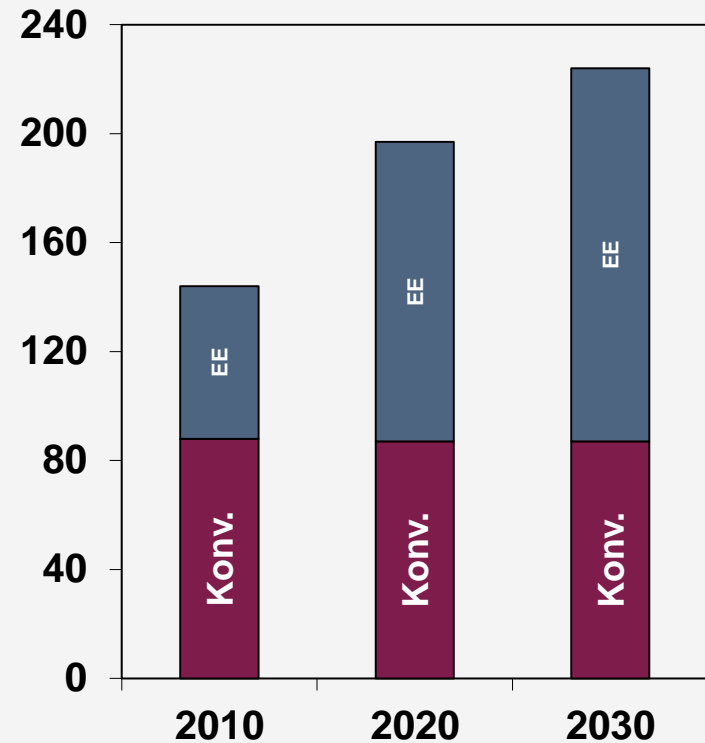
Quellen: Übertragungsnetzbetreiber, EEX, DWD, BDEW (eigene Berechnungen)

Herausforderungen für den Kraftwerkspark: Deutlich mehr Kapazität für die gleiche Aufgabe

Bruttostromerzeugung (TWh)



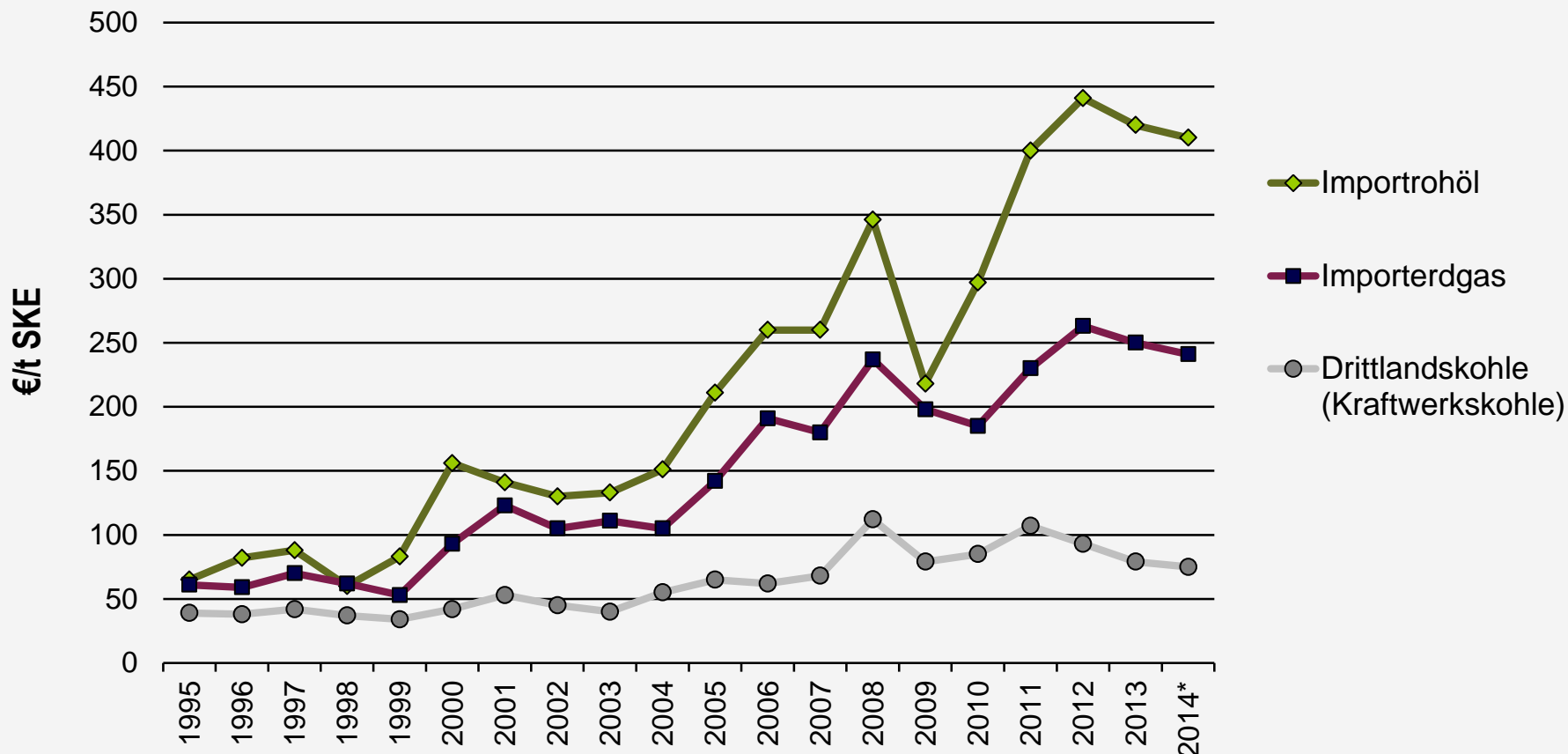
Stromerzeugungskapazitäten (GW)



- Für EE-Anteil am Stromverbrauch von 35% 2020 bzw. 50% 2030 ist ein enormer Kapazitätsausbau der Erneuerbaren Energien erforderlich (hier: bei konstantem Stromverbrauch)
- Konventioneller Kraftwerkspark muss jedoch fast unverändert vorgehalten werden (Backup, Systemdienstleistungen), Stromproduktion sinkt jedoch erheblich (Wirtschaftlichkeit?)

Entwicklung von Primärenergiepreisen

Jahresdurchschnitte in €/t SKE

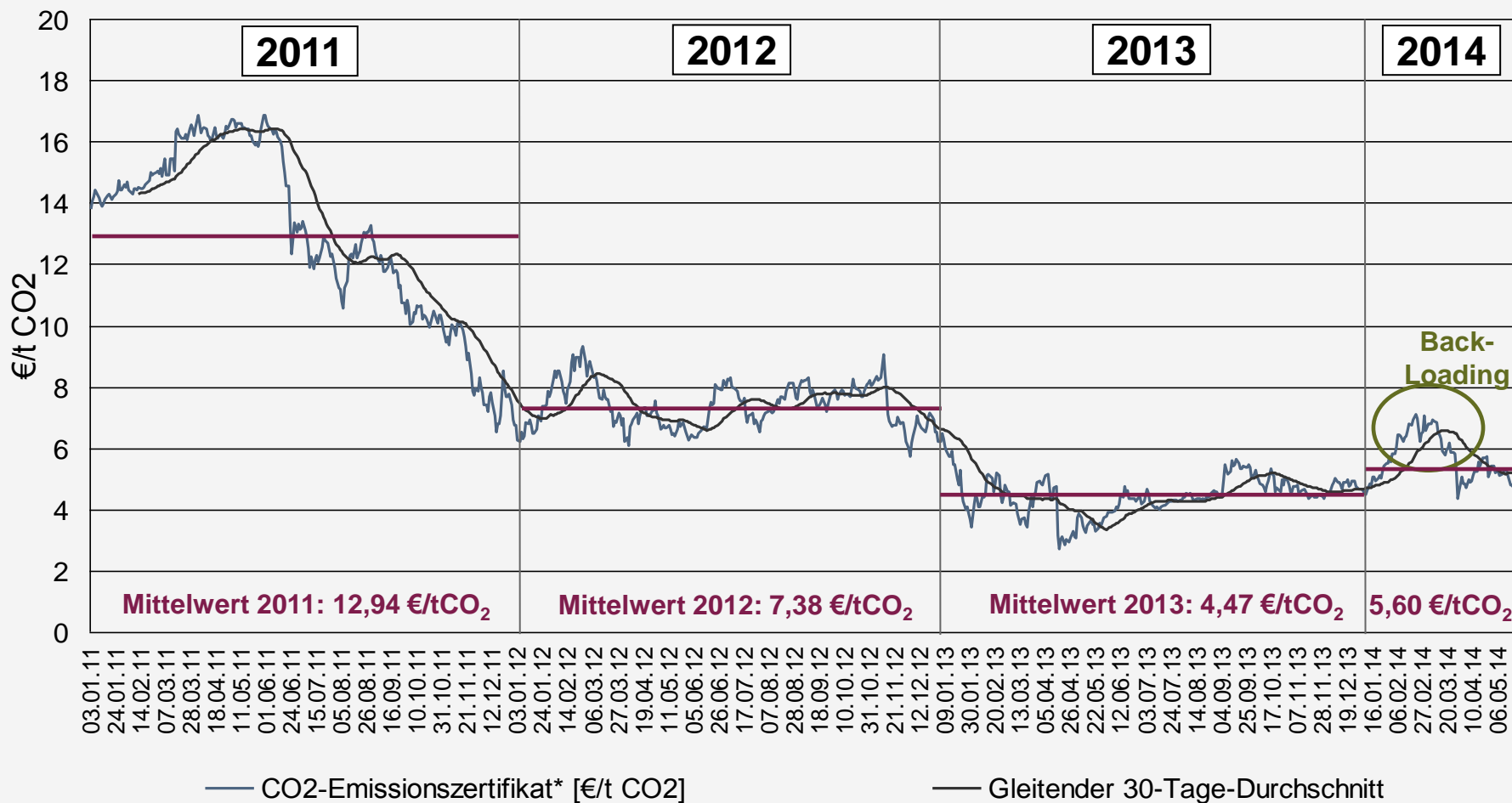


Quellen: BAFA, Kohlenstatistik e.V.

*Importrohöl und Importerdgas bis einschl. 02/2014, Drittlandskohle Schätzung BDEW

Preisentwicklung CO₂-Emissionszertifikate

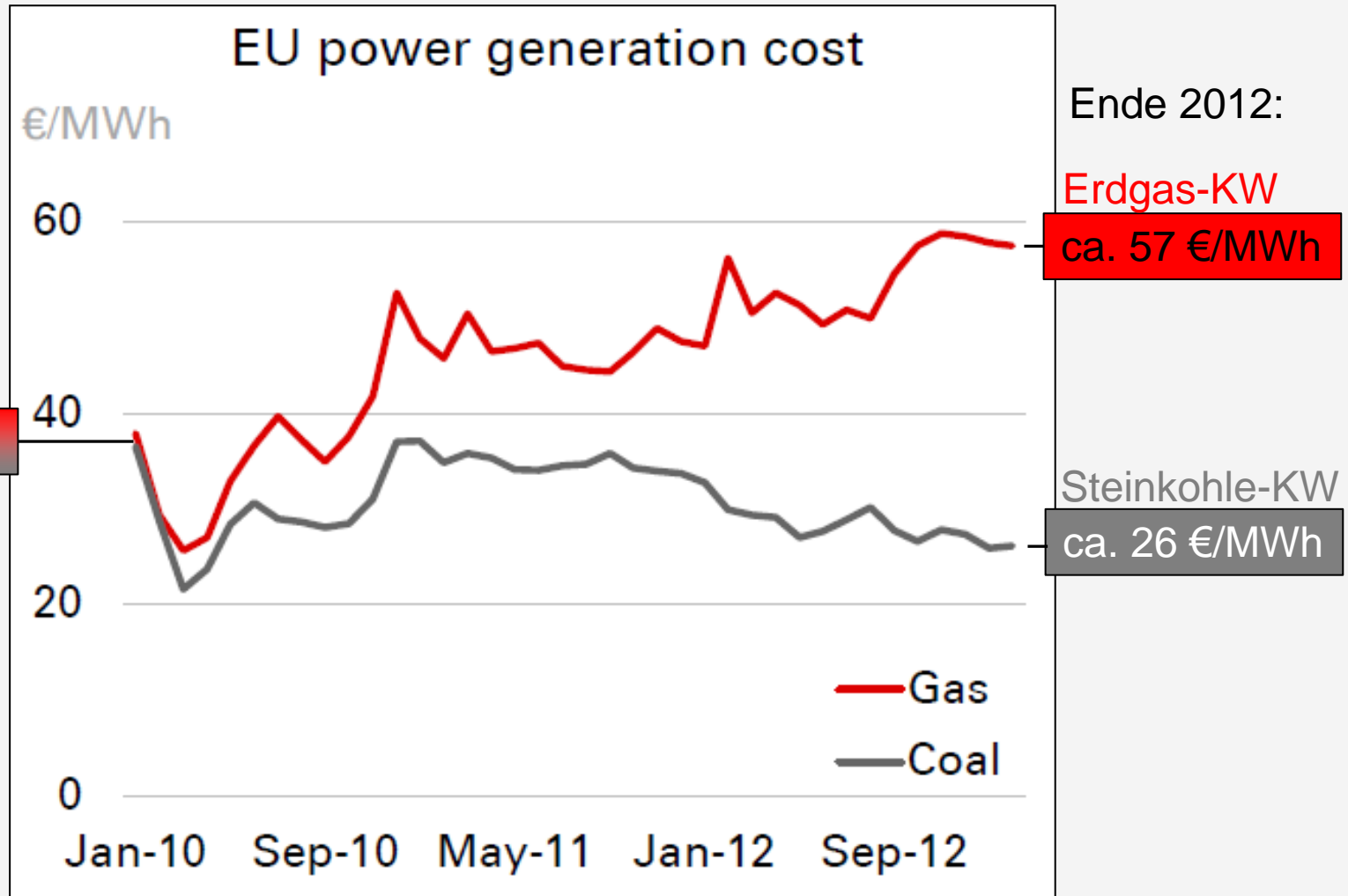
(01.01.2011 – 21.05.2014)



Quelle: EEX

* 2011: EUA; 2012: EUSP 2008-2013; 2013/14: EUSP 2012-2021

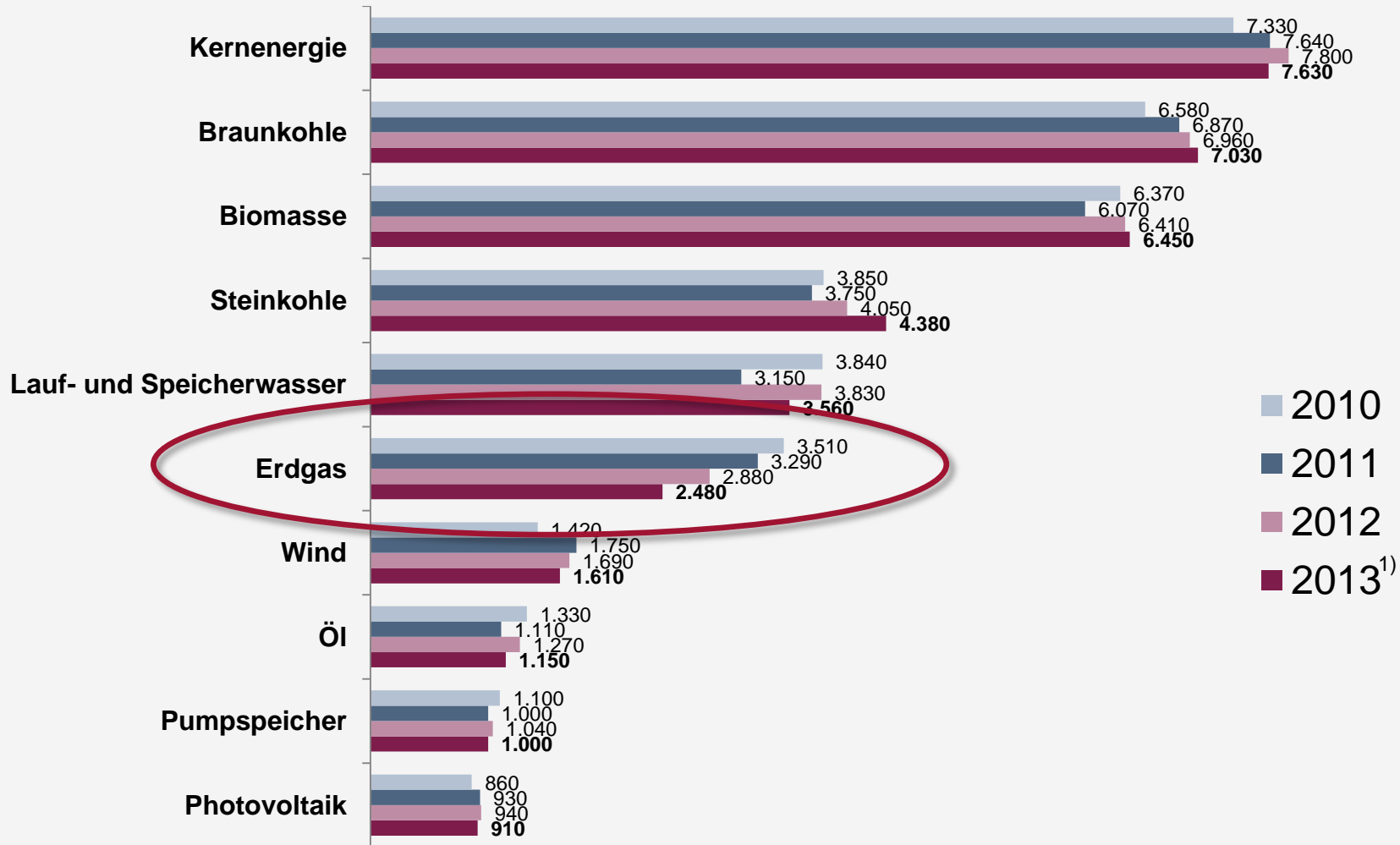
Stromerzeugungungskosten in der EU: Erdgas- und Steinkohlekraftwerke



Quelle: BP Statistical Review of World Energy (June 2013/Speech)

Jahresvolllaststunden¹⁾²⁾ 2010 bis 2013

Gesamte Elektrizitätswirtschaft



¹⁾ Werte 2013 vorläufig (Stand: 21.05.2014)

²⁾ bedeutsame unterjährige Leistungsveränderungen sind entsprechend berücksichtigt

Quelle: BDEW

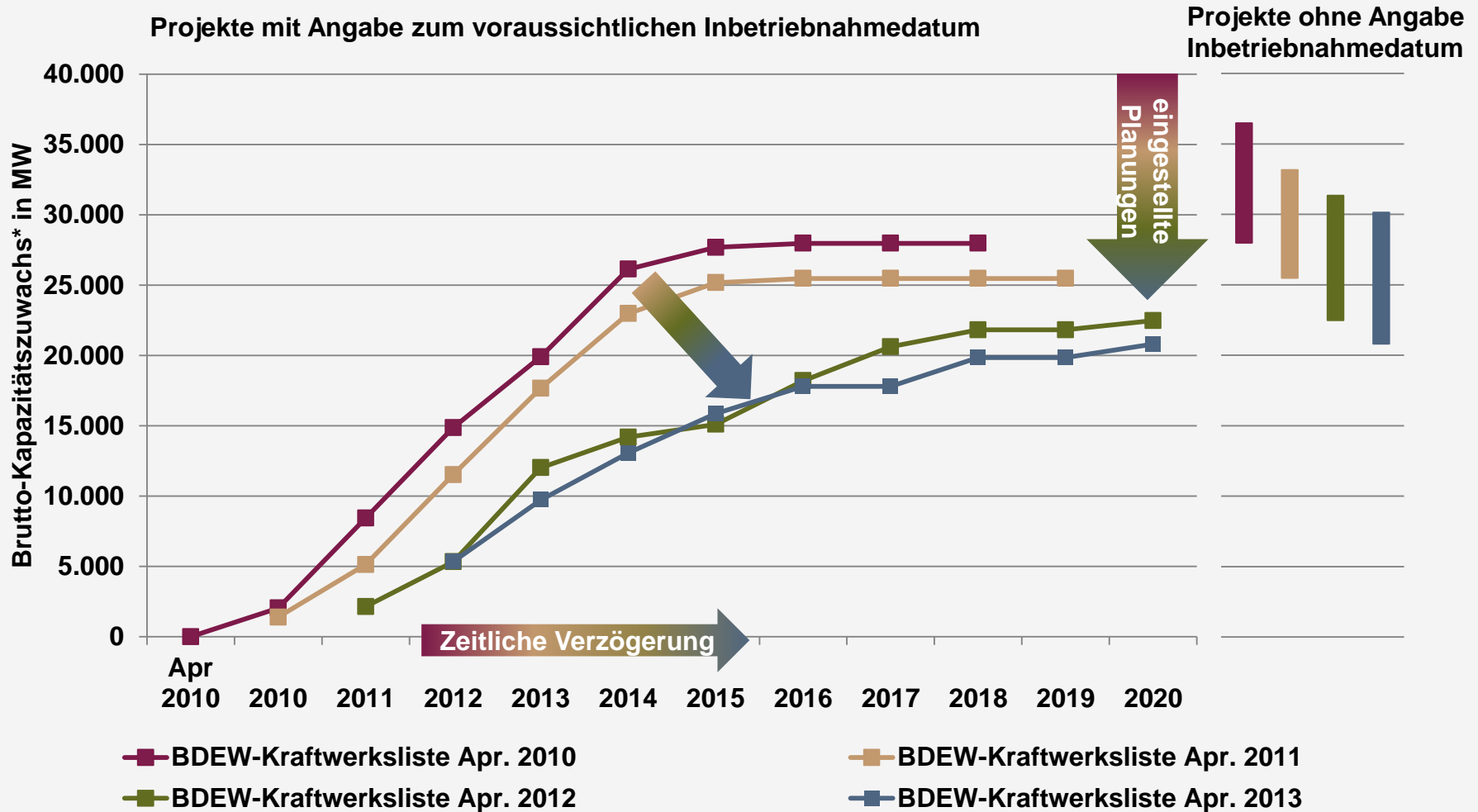
Preisentwicklung an der Strombörse

Terminmarkt Jahresfuture (01.01.2007 – 21.05.2014)



Quelle: EEX

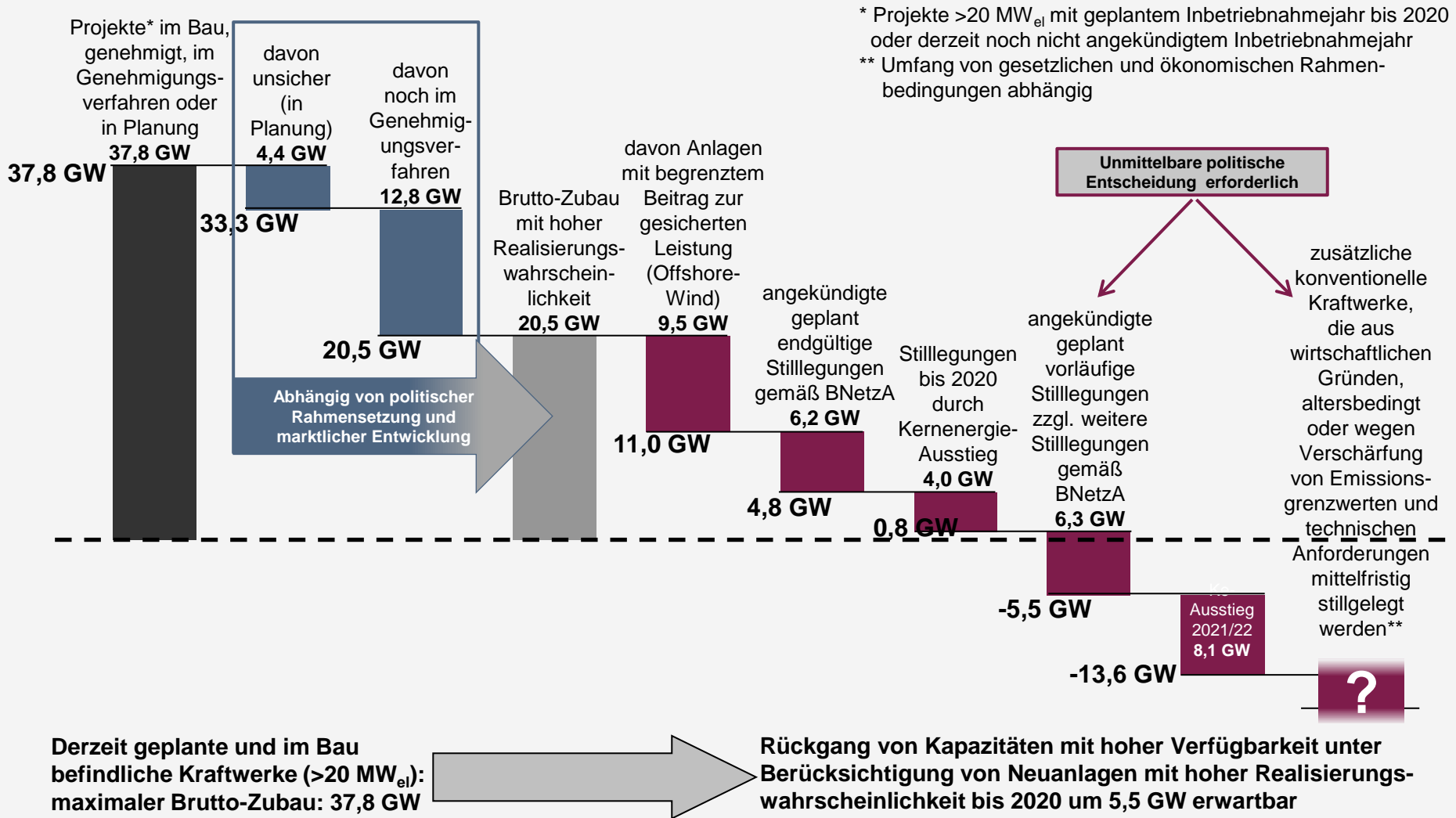
Konventionelle* Kraftwerke: Veränderungen der Kraftwerksplanungen** im Zeitraum 2010 bis 2013



* hier: Gas- und Kohlekraftwerke

** Projekte mit Status „im Probebetrieb“, „im Bau“, „Genehmigung erteilt“, „im Genehmigungsverfahren“ oder „in Planung“ Quelle: BDEW, Stand 05/2013

Kapazitätsentwicklung: Kraftwerke mit hoher Verfügbarkeit und hoher Realisierungswahrscheinlichkeit



Quelle: BDEW, Stand 03/2014

Optionen in der Diskussion

- 1. Perspektiven des EOM prüfen**
- 2. ReservekraftwerkVO – Zwangsregulierung**
- 3. Erweiterung des EOM: Kapazitätsmechanismen**

Erfordernisse

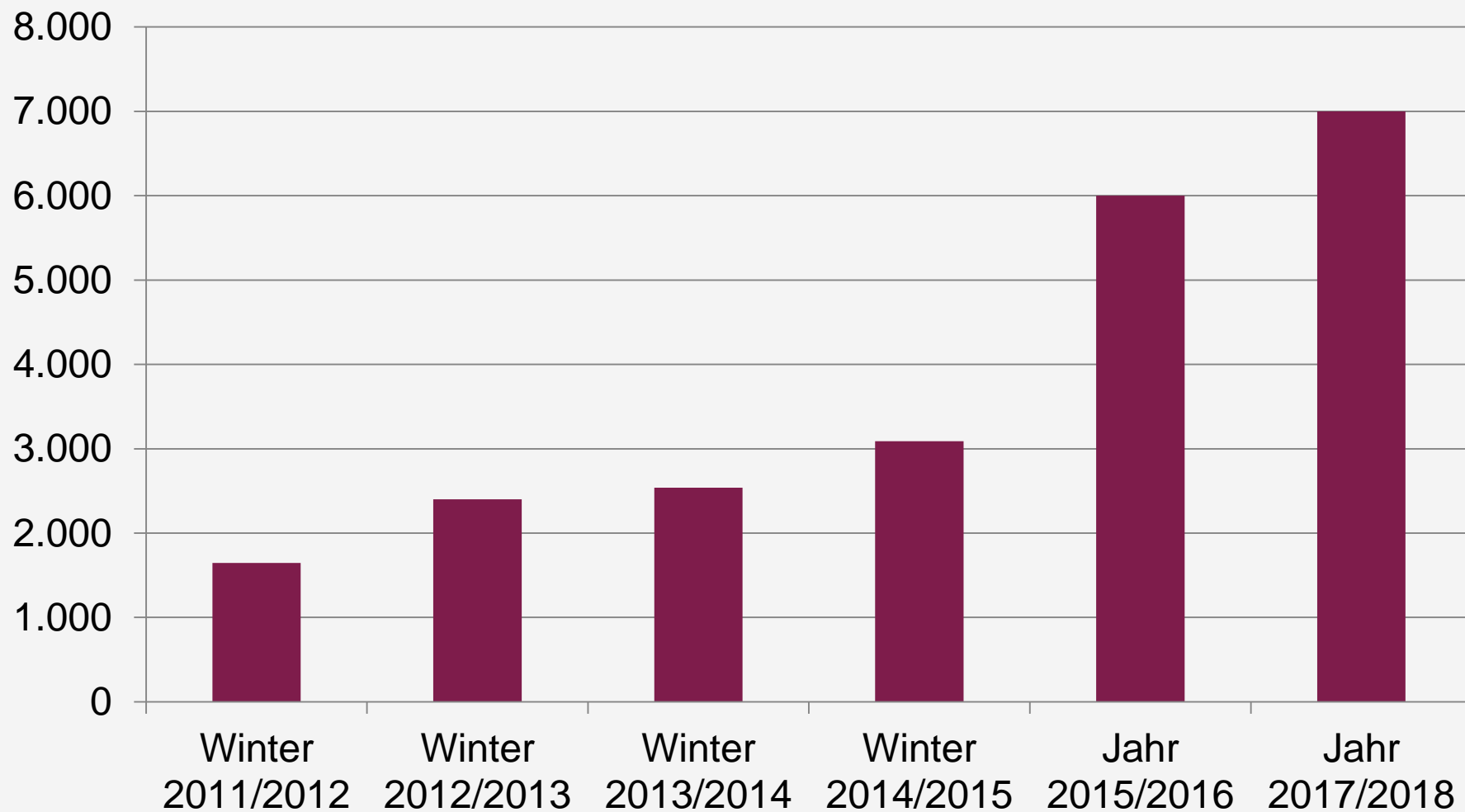
- **Europäische Einbettung.**
- **So viel gesicherte Leistung wie nötig. Mehr nicht.**
- **DSM sollte angereizt werden.**
- **Dauerhaft belastbar und kostengünstig.**

1. Perspektiven des EOM

EOM kann Kostendeckung und Sicherheit nicht parallel liefern

- **EE-Zubau** senkt Auslastung und Strompreise für konventionelle Anlagen ohne konventionelle Anlagen in allen Funktionen ersetzen zu können.
 - Wenige Stunden müssen ausreichen, um die Fixkosten des Kraftwerksparks zu decken. Die hohe Stochastik dieser Preisspitzen macht die Kalkulation für die Betreiber sehr schwierig.
- **Kapazitätsmärkte in anderen EU-Mitgliedstaaten** führen dort regelmäßig zu mehr Kraftwerksleistung ohne (aufgrund von Netzengpässen) konventionelle Anlagen in Deutschland ersetzen zu können.
 - Anzahl der Stunden mit potenziell hohen Preisen sinkt weiter. D.h. die Preisspitzen müssen noch extremer werden.
- **Preisspitzen gibt es erst bei einem sehr knappen Markt, d.h. die Sicherheitsmarge ist sehr gering.** Eingriffe in das Marktgeschehen sind daher wahrscheinlich.
 - z.B. durch Subventionen um Abschaltungen zu verhindern oder durch Neubauten in den Markt. Beides macht eine Kostendeckung der Kraftwerke im bestehenden Markt unmöglich.
 - Die Bietrestriktionen des BKartA haben das Vertrauen des Marktes in Preisspitzen zerstört.

2. ReserveKWVO – Zwangsregulierung



3. Erweiterung: Kapazitätsmechanismen (I)

	EWI	Oeko-Institut	BDEW/VKU	Strat. Reserve
Zentral / dezentral?	zentral	zentral	dezentral	zentral
Technologie-neutral?	technologieneutral	nicht technologieneutral	technologieneutral	technologieneutral
Diskriminierend?	diskriminierend	diskriminierend	nicht diskriminierend	nicht diskriminierend
Art der Diskriminierung?	Nur neue Kraftwerke erhalten den Marktpreis für gesicherte Leistung, Bestandsanlagen erhalten nichts, außer es gibt Neubaubedarf (Gebotszwang mit Null)	Neue Kraftwerke erhalten einen Marktpreis für gesicherte Leistung, bestehende mit geringer Auslastung (kleiner 2000 Vlh) eine andere Kapazitätsprämie	Keine	Keine
Gleicher Preis je kW	nein	nein	ja	ja
National/ europäisch?	national	national	CWE	National+Österreich

3. Erweiterung: Kapazitätsmechanismen (II)

	EWI	Oeko-Institut	BDEW/VKU	Strat. Reserve
Wird das Ziel erreicht	JA	NEIN	JA	Vielleicht
Effizient?	NEIN	NEIN	JA	JA
Mit europ. Markt vereinbar?	schwierig	NEIN	JA	JA
Fazit	Technokratischer Ansatz, der eine (fast) allwissende Regulierungsbehörde voraussetzt und durch den Gebotszwang mit Null €/kW für Bestandsanlagen unnötig viele Anlagen aus dem Markt zwingt.	Versorgungssicherheit wird nicht verbessert. Teurer Vorschlag, der insbesondere auf Neubau von Anlagen setzt und günstige Bestandskapazitäten verdrängt.	Ein Ansatz, der den Marktteilnehmern so viele Entscheidungen wie möglich zu überlassen	Ein marktwirtschaftlicher Ansatz, der aber voraussetzt, dass der Strommarkt funktioniert. Nach der Entscheidung für den franz. Kapazitätsmarkt fraglich.

Der Dezentrale Leistungsmarkt

Überwachung (ÜNB & VSN-Registerstelle)

VSNs werden in einem zentralen Register erfasst (Emittent und aktueller Besitzer). Bei Systemknappheit wird die Einhaltung der Pflichten geprüft, bei Verstößen werden Strafzahlungen verhängt.

Anbieter
(freiwillig)

Käufer
(verpflichtet)

VSN-Emittent

Der VSN-Emittent verpflichtet sich bei Systemknappheit, Strom zu produzieren bzw. Maximal zum Knappheitspreis anzubieten.

Produkt

VSN (MW)

Verpflichtung bei Systemknappheit, Strom zu produzieren

Recht bei Systemknappheit Strom für Endkunden zu beziehen.

Bilanzkreisverantwortlicher

Jeder BKV muss VSNs vorhalten, die seiner Energieabgabe an Endkunden im Moment der Systemknappheit entsprechen.

Staatlich vorgegeben:

Überprüfungszeitraum/Systemknappheit
Höhe der Strafzahlung

(BDEW-Vorschlag 300 €/MWh am Day-Ahead-Markt)

(BDEW-Vorschlag, 3- bis 4-fache des VSN-Preises)

Kernpunkte

Funktioniert der Energiemarkt, sind die Kosten für einen **Leistungsmarkt** Null. Damit ist der dezentrale Leistungsmarkt eine No-Regret-Option.

Der **DLM** hält ca. 3 GW mehr Kraftwerksleistung am Leben als ein funktionierender EOM. Damit steigen die Systemkosten nur minimal (0,1 bis 0,5 %)

Der **DLM** ermöglicht den fairen Wettbewerb zwischen allen Technologien gesicherte Leistung bereit zu stellen, bzw. zu ersetzen. Selbst eine Integration der Haushaltskunden in das Konzept ist möglich.

Strategische Reserve ist ein gutes Konzept, wenn der Markt grundsätzlich funktioniert und sie klein sein kann.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien & die Einführung des franz. Kapazitätsmarkts werden zu einer relativ großen **strategischen Reserve** führen müssen.

Die schnelle Einführung des **DLM** würde regulatorische Unsicherheit hinsichtlich des zukünftigen Markt Designs für Investoren beenden. Der **DLM** ist auch eine langfristige Lösung.

Mythen und Fakten zum Dezentralen Leistungsmarkt

Kapazitätsmärkte fördern nur
Überkapazitäten

Leistungsvergütung für
Kraftwerke sind **Subventionen**

Kapazitätsmärkte sind zu **teuer**

Kapazitätsmärkte helfen nur
den **etablierten** Versorgern ihre
gestrandeten Investitionen ins
Geld zu bringen.

Kapazitätsmärkte sollen **alte**
Kohle-Kraftwerke am Leben
erhalten

Es wird **nur soviel Kapazität bezahlt, wie die Vertriebe brauchen.**

Es wird **nur einen positiven Leistungspreis geben, wenn die bestellte Kapazität ihre Kosten nicht am Energiemarkt decken kann.**

Ein dezentraler Leistungsmarkt muss **mit einem Energy Only Markt verglichen werden, der theoretisch in der Lage ist, für ausreichend gesicherte Leistung zu sorgen.**

Ein Leistungsmarkt sorgt nicht dafür, dass alle Kraftwerke ihre Kapitalkosten verdienen. **Schlechte Investitionen bleiben schlechte Investitionen.** Er sorgt nur dafür, dass benötigte Kraftwerke nicht stillgelegt werden (wenn sie günstiger als Neuanlagen sind). Auch neue Anbieter können auf dem neuen Leistungsmarkt mit neuen Produkten agieren (DSM, Flugzeugturbinen...). **Bei steigendem Marktanteil der Erneuerbaren bevorzugt der Kapazitätsmarkt Kraftwerke mit geringen Fixkosten (Gas)**

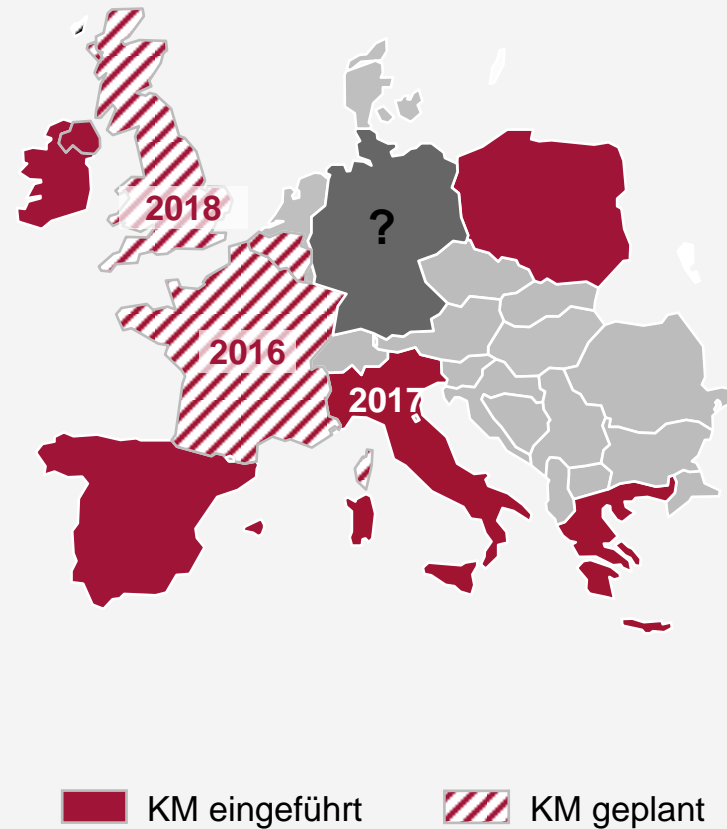
Ein Dezentraler Leistungsmarkt ermöglicht einen geordneten Rückbau der konventionellen Kapazitäten, ohne dass die Versorgungssicherheit in Gefahr gerät.

Eine rein nationale Einführung eines Kapazitätsmechanismus...

- steht dem Gedanken des europäischen Binnenmarktes entgegen,
- garantiert per se keine abschließende Versorgungssicherheit, da die Energiemärkte miteinander verbunden sind („Trittbrettfahrer-Effekte“) und
- wird teurer, weil zur Verfügung stehende Kapazitäten im Ausland nicht genutzt werden.

→ **Regional abgestimmtes Konzept wäre beste Option!**

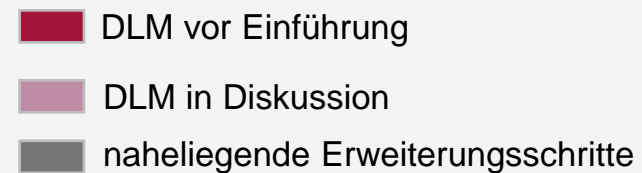
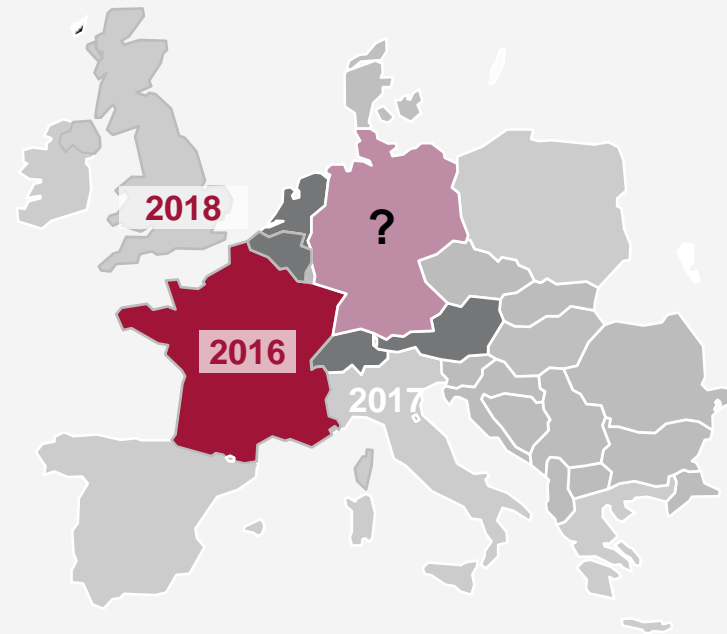
→ **Pilot: Deutschland / Frankreich**



Große Ähnlichkeiten zwischen dem BDEW-Vorschlag und dem (größtenteils) beschlossenen französischen Kapazitätsmarktmodell

→ **Kopplung der beiden Systeme könnte Pilotcharakter für die Region haben**

- Kooperation *bdew-ufe*
 - Wie könnten die explizite Teilnahme von Kapazitäten des jeweiligen Landes am Kapazitätsmarkt des anderen ausgestaltet werden?
 - An welchen Stellen der jeweiligen Modelle sind Anpassungen erforderlich, um diese Teilnahme zu ermöglichen und Marktverwerfungen zu reduzieren?





Backup



FAQs

Wer muss VSNS kaufen?

Wie hoch ist die Pönale?

Wer kann VSNS ausgeben?

Wann liegt Systemknappheit vor?

Was wird überprüft?

Wann wird überprüft?

Was ist mit abschaltbaren Lasten?

Wer kontrolliert das VSN-System?

Ausgestaltung

Vertriebe/Bilanzkreisverantwortliche mit Energieabgabe an Endkunden

Vielfaches des Zertifikatepreises (z. B. 4-fache)

Jeder, der Strom in Knappheitszeiten produzieren kann

Wenn der Day-Ahead-Börsenpreis größer als x €/MWh ist (z. B. 300 €/MWh)

Stromabgabe an Endkunden (inklusive Netzverluste) und Stromproduktion bzw. Angebot (wg. Pro-Rata-Kürzungen)

Bei der definierten Systemknappheit (z. B. 300 €/MWh)

Wer seine Last in Knappheitszeiten reduzieren kann, muss keine VSNS erwerben. Gegebenenfalls gekaufte Strommengen sind an der Börse maximal zum Knappheitspreis anzubieten.

Alle erforderlichen Leistungs-Daten liegen den Übertragungsnetzbetreibern heute schon vor. Sie müssen nur mit dem VSN-Register zusammengebracht werden.

Pilot: Deutschland - Frankreich?

- Große Ähnlichkeiten zwischen dem bdew-Vorschlag und dem (größtenteils) beschlossenen französischen Kapazitätsmarktmodell
- Kopplung der beiden Systeme könnte Pilotcharakter für die Region haben
- Kooperation *bdew-ufe*
 - Wie könnten die explizite Teilnahme von Kapazitäten des jeweiligen Landes am Kapazitätsmarkt des anderen ausgestaltet werden?
 - An welchen Stellen der jeweiligen Modelle sind Anpassungen erforderlich, um diese Teilnahme zu ermöglichen und Marktverwerfungen zu reduzieren?
- Governance-Punkte
 - Umgang mit unterschiedlichen Versorgungssicherheitsstandards und mit gemeinsamen Knappheitssituationen (Fallback-Regelungen etc.)
 - Sehr enge grenzüberschreitende Kooperationen der beteiligten Marktteilnehmer erforderlich (Doppelvermarktungsverbot, Teilnahmeberechtigung, Kapazitätsberechnungen, gegenseitige etc.)

Effektive Kapazitätsmechanismen müssen sich an klaren Kriterien messen lassen ...

- 1. Ziel eines Kapazitätsmarktes ist es ausschließlich, Versorgungssicherheit zu gewährleisten**
- 2. Politische Rahmensetzungen müssen langfristige Planungssicherheit bieten. Der Mechanismus muss hinreichend robust gegenüber Änderungen des Marktumfelds sein**
- 3. Fortentwicklungen der marktlichen Rahmenbedingungen sollen einen technologieoffenen Wettbewerb anreizen und die volkswirtschaftlichen Kosten minimieren**
- 4. Dazu bedarf es eines marktbreiten (d.h. alle Kapazitäten umfassenden) und transparenten Mechanismus mit geringem administrativen Aufwand bei der Umsetzung**
- 5. Der zukünftige Kapazitätsmechanismus muss sich in die Weiterentwicklung des EU-Energiebinnenmarktes integrieren**