

› eex group

## Das Strommarktdesign der Zukunft

Der Blick der Energiebörse auf die Herausforderungen und Lösungsansätze in der deutschen und europäischen Debatte

Robert Gersdorf, EEX Political & Regulatory Affairs

enreg Jahrestagung  
Berlin, 6. Dezember 2024

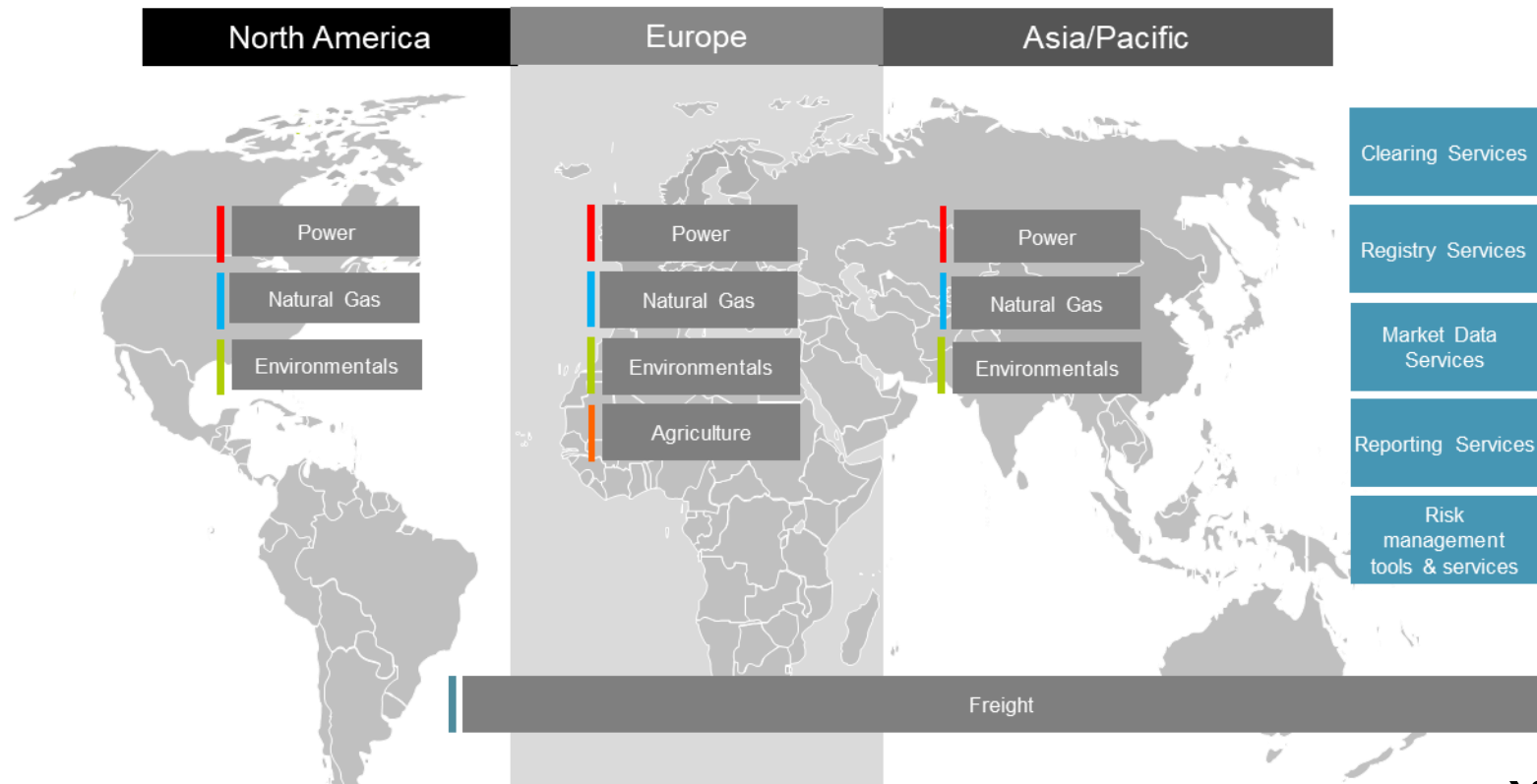


# Rolle der Börse im Energiemarkt //

## Rückblick & Lessons Learnt: Energiekrise

# Die EEX Group organisiert Märkte weltweit

Die EEX Group bietet ein umfassendes Produktportfolio und Dienstleistungen in drei großen Zeitzonen an und verfügt über langjährige Erfahrung in den Bereichen Strom, Erdgas und Umweltprodukte.



# Börsen und Clearinghäuser tragen als Marktinfrastruktur zum Funktionieren der Energiemärkte bei

## **Transparenz durch akkurate Preissignale und ordnungsgemäßen Handel**

- Die Preise spiegeln die fundamentale Marktsituation und zukünftige Erwartungen wider.
- Preissignale geben z.B. Anreize, das Angebot zu erhöhen oder die Nachfrage zu senken.

## **Integration erneuerbarer Energien im Spotmarkt**

- Der Spotmarkt bietet ein hohes Maß an Flexibilität für die Integration steigender EE-Mengen durch einen 24/7 Handel mit 1/4h-Produkten bis 5 min vor Lieferung.

## **Instrumente zum Risikomanagement für Marktteilnehmer am Terminmarkt**

- Diejenigen, die abgesichert („gehedgt“) sind, sind von Preisschwankungen weniger betroffen.
- Marktteilnehmer schließen langfristige Absicherungsgeschäfte in der Regel zu einem früheren Zeitpunkt vor der tatsächlichen Erfüllung ab.

## **Besicherung des Kontrahentenrisikos**

- Beim Handel an der Börse wird durch Clearing das Risiko, dass die Gegenpartei eines Geschäftes ausfällt, übernommen und damit die Lieferung und Bezahlung aller Geschäfte sicher gestellt.

# Nach der Energie(preis-)krise: Politische & Regulatorische Trends und Entwicklungen



Die Energiekrise hat Politik sich machtlos fühlen lassen.

Trend 1: Drang die "Kontrolle zurückzuerlangen"

Trend 2: Industrielle Wettbewerbsfähigkeit ist zu einer Top-Priorität geworden.

Trend 3: Knappheit öffentlicher Gelder, **private Investitionen** werden benötigt.

Die EU und ihre Mitgliedstaaten stehen an einem Scheideweg und müssen nun die Weichen für die Zukunft stellen.

# Strommarktdesign – eine Einordnung

# Was bedeutet Marktdesign?

- Marktregeln
- Aufteilung zwischen marktlicher und staatlicher Koordination und deren Ausgestaltung
- Marktmechanismen und deren Wirkmechanismen
- Analyse und Optimierung von Märkten durch aktive Gestaltung der Marktregeln

# Was leistet der Strommarkt bereits heute?

- Der deutsche Strommarkt ist Teil des europäischen Strommarkts (u.a. Market Coupling)
  - Preissignale sind Ergebnis europäischer Optimierung
  - Beitrag zur Versorgungssicherheit
- Der Handel in der deutschen Preiszone ist sehr liquide und transparent.
- Der Spotmarkt bietet ein hohes Maß an Flexibilität durch einen 24/7 Handel mit 1/4h-Produkten bis 5 min vor Lieferung.
- Preisabsicherungsprodukte („Hedging“) am Terminmarkt erlauben langfristige Absicherung bis zu 10 Jahre in die Zukunft.
- Die langfristige Absicherung über Terminmärkte erlaubt Käufern sichere Einkaufspreise, und Verkäufern verlässliche Einnahmen.
- Indirekt wird so auch Kapazität vergütet.



# Grenzen / Unvollkommenheiten des aktuellen Marktdesigns?

- Fristeninkongruenz bei Absicherungsbedürfnis zwischen Erzeugungsseite (eher langfristig) und Nachfrageseite (eher kurz- bis mittelfristig).
- Mangelnde Flexibilität auf der Nachfrageseite (unelastische Nachfrage).
- Ausgestaltung der EE-Förderung → Maximierung Anzahl kWh anstatt Wert der kWh bzw. mangelnde Anreize für systemdienliches Verhalten.
- Auseinanderfallen von europäischem Markt und nationalen Zielen für Erzeugungsmix.
- Regelmäßiges Inaussichtstellen von staatlicher Unterstützung → „Investitions-attentismus“ // Spieltheoretisches Verhalten.
- Hohe Kapitalkosten durch hohe Unsicherheit bzgl. der Rahmenbedingungen.

→ **Auswirkungen auf Investitionen hängen von Adressierung der o.g. Punkte ab.**

# Thematische Gliederung der Marktdesign-Diskussion

Koordination - Großhandelsmarkt	Einheitliche Merit-Order	Marktsegmentierung			Neue Gebotsformen	
Koordination – Flexibilität	Teilweise marktbasierete Beschaffung von SDL*	Flexibilitätsplattformen	Erweiterte marktbasierete Beschaffung von SDL*	Systemdienliche Netzentgeltsystematik		
Finanzierung – EE- Förderung	Marktprämienmodell (einseitige CfDs)	Zweiseitige CfDs	Bandbreitenmodelle	Financial CfDs		
Finanzierung – einlastbare Kraftwerke	Strommarkt 2.0	Weiterentwicklung Kapazitätsinstrumente	Systemischer Investitionsrahmen			
Lokalisierungssignal – Großhandelsmarkt	Einheitliche Gebotszone	Gebotszonen- teilung	Nodalpreis- system	Kosten-/Marktbasierter Redispatch	Netzentgeltsystematik (G- Komponente)	Lokalisierungssignale Einlastbare- Kraftwerke
Lokalisierungssignal – EE-Förderung	Referenzertragsmodell	Regionale differenzierte EE-Förderung				
Stromkosten	Historisch gewachsene selektive Eingriffe	Neustrukturierung Umlagen & Abgaben	Stärkung und Diversifizierung von PPAs**	Mieterstrommodell	Industriestrompreise	

\* SDL Systemdienstleistungen

\*\* PPAs Power Purchase Agreements

Quelle: Löschel et al

# Die europäische Perspektive

# Ergebnis der Reform des EU-Strommarktdesigns

(Änderung der EBM-VO 2019/942 und der EBM-RL 2019/944)

	Ziele:	Ziele:	Ziele:
	<ul style="list-style-type: none"><li>• Dekarbonisierung</li><li>• Preisabsicherung</li><li>• Wettbewerbsfähigkeit</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Flexibilisierung</li><li>• Versorgungssicherheit</li><li>• weniger Gas-Abhängigkeit</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Verbraucherrechte</li><li>• Teilhabe</li><li>• Schutz vor stark volatile Preisen</li></ul>
<b>Unveränderte Marktdesignelemente</b>	<b>„Langfristmärkte“</b>	<b>„Kurzfristmärkte“</b>	<b>„Endkundenmärkte“</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Beibehaltung der grenzkostenbasierten Preisbildung (Merit Order)</li><li>▪ Keine Aufteilung des Strommarktes in nicht-fossil und fossil</li><li>▪ Keine Überführung der krisenbedingten temporären Erlösabschöpfung</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Verbesserung der Hedgingmöglichkeiten, insb. grenzüberschreitend → Impact Assessment</li><li>→ Long-term transmission rights (LTTR)</li><li>→ Ggf. Virtual Trading Hub</li><li>▪ Stärkung von Langfristverträgen (PPA)</li><li>▪ Preisbasierte Förderung über 2-seitige Differenzkontrakte (CfD)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Optimierung der Spotmärkte, u.a. Handel näher an Realtime, Teilen von Orderbüchern</li><li>▪ Unit-based Bidding statt Portfolio-based Bidding</li><li>▪ Ermittlung Flex-Bedarf durch MS und MS-Zielsetzungen, ggf. Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität</li><li>▪ Erleichterungen für Kapazitätsmechanismen</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Schutzregeln für vulnerable Verbraucher</li><li>▪ Erweiterung „Energy-Sharing“</li><li>▪ Absicherungsverpflichtung für Versorger</li><li>▪ Krisenregelungen → Definition Krise → Lastspitzenreduktion durch ÜNB („Peak-Shaving“)</li><li>→ Möglichkeit für regulierte Preise im Krisenfall</li></ul>

# Die deutsche Perspektive

# Strommarktdesign – Handlungsfelder und Optionen

## Ergebnisse der PKNS Stakeholder Plattform

EE	Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag	Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag (ohne Marktwertkorridor)	Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag	Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag
Steuerbare Kapazitäten	Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging	Dezentraler Kapazitätsmarkt	Zentraler Kapazitätsmarkt	Kombinierter Kapazitätsmarkt
Lokale Signale	Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte	Regionale Steuerung in Förderprogrammen	Flexible Lasten im Engpassmanagement	
Flexibilität	Preisreaktion ermöglichen – dynamische und innovative Tarifmodelle umsetzen	Netzentgeltsystematik flexibilitätsfördernd anpassen	Industrielle Flexibilität ermöglichen, individuelle Netzentgelte reformieren	

# Finanzierung EE heute // Herausforderungen

## **Förderung**

- Einspeisevergütung
- Direktvermarktung im Marktprämienmodell

## **Marktliche Finanzierung**

- PPA für ausgeförderte Anlagen
- PPA für Neuanlagen

## **Herausforderungen**

- „Produce and Forget“
- Umgang mit negativen Preisen, Entwicklung der Marktwerte

## **Herausforderungen**

- Umgang mit Marktrisiken, inkl. negative Preise und Marktwerte
- Finanzierungskosten

# Finanzierung EE // Lösungsansätze

Abbildung 8: Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

OPTION 1	OPTION 2	OPTION 3	OPTION 4
Produktionsabhängige Modelle		Produktionsunabhängige Modelle	
Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor)	Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor	Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag	Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag

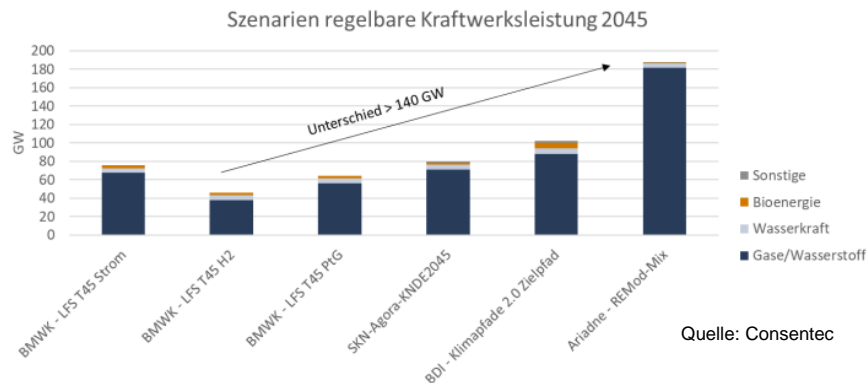
Quelle: BMWK

- Unverzerrte Wirkung von Preissignalen und Anreize für Terminvermarktung wird in keinem Modell erreicht.
- Erlösabschöpfung wird durch EU-Vorgaben als notwendig angesehen, erschwert aber marktorientierte Ausgestaltung.
- Betrachtung des rein marktlichen Segments (PPA) fehlt.



# Steuerbare Kapazitäten // Herausforderungen

- Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit werden auch in einem dekarbonisierten Stromsystem steuerbare Kapazitäten benötigt.
- Zu den steuerbaren Kapazitäten zählen Kraftwerke, Speicher und Lastflexibilitäten.
- Genauer Bedarf ist unsicher und unterliegt Änderungen über die Zeit.
- Standorte steuerbarer Kapazitäten haben zunehmend Systemrelevanz.
- Umfang und Einsatzzeit von Kraftwerken wird mit Aufwuchs von EE und anderen günstigeren Technologieoptionen tendenziell abnehmen.



- Wie groß ist Kapazitätslücke an sich → cf. viele Studien mit durchaus großer Spannbreite)
- Wo wird heute schon Kapazität vergütet? (z.B. KWKG, Regelleistung, ...)
- Wie groß ist die Finanzierungslücke?

# Steuerbare Kapazitäten // Lösungsansätze

Abbildung 13: Handlungsoptionen zur Finanzierung steuerbarer Kapazitäten

OPTION 1	OPTION 2	OPTION 3	OPTION 4
Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging	Dezentraler Kapazitätsmarkt	Zentraler Kapazitätsmarkt	Kombinierter Kapazitätsmarkt

Quelle: BMWK

- Dezentrale Ansätze passen zu einem dezentralen Energiesystem.
- Option 1 „Strommarkt Plus“ beseitigt Schwächen des heutigen Marktdesigns – das Preissignal wird vervollständigt um Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit.
- V.a. die Optionen 3 und 4 führen zwangsläufig zu einem hohen Maß an zentraler Steuerung und einem Rutschbahneffekt in andere Bereiche.

# Lokale Signale // Herausforderungen

- Volkswirtschaftliche Sicht: effizienter Netzausbau, Kosten
- Netzsicht: „Markt berücksichtigt Physik“ – Standortwahl und Einsatzentscheidungen berücksichtigen Netzrestriktionen, um Engpässen entgegenzuwirken.
- Marktsicht: Markteffizienz (Liquidität, Wettbewerb), Preissignale, Wirtschaftlichkeit
- Politische Sicht: Standortpolitik, Akzeptanz, Preise
- Akademische Sicht: ökonomische Theorie, Forschungsgegenstand

# Lokale Signale // Lösungsansätze

Abbildung 16: Handlungsoptionen für lokale Signale

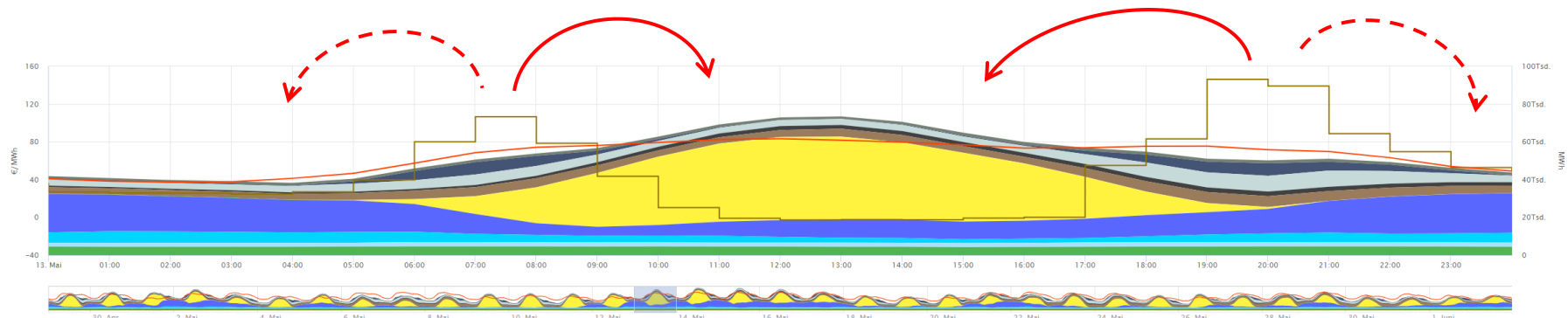
OPTION 1	OPTION 2	OPTION 3
Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte	Regionale Steuerung in Förderprogrammen	Flexible Lasten im Engpass- management

Quelle: BMWK

- Teilung der Gebotszone wird nicht als Option gesehen.
- Alle genannten Optionen kommen grundsätzlich in Frage, aber einzelne Wirkung aufgrund der jeweiligen Komplexität und Wechselwirkungen vermutlich begrenzt, daher Verfolgen möglichst einfacher und mehrerer Ansätze sinnvoll.
- Netzausbau kommt weiterhin hohe Bedeutung zu, um Notwendigkeit lokaler Signale und weitere Komplexität zu begrenzen.

# Flexibilität // Herausforderungen

## Beispiel 1: negative Preise, 13. Mai 2024



[Alle Kategorien entfernen](#)

### Stromverbrauch - Realisierter Stromverbrauch ⓘ

- 1.  Gesamt (Netzlast) ⓘ
- 2.  Residuallast ⓘ
- 3.  Pumpspeicher ⓘ

### Markt - Großhandelspreise ⓘ

- 1.  Deutschland/Luxemburg ⓘ
- 2.  Anrainer DE/LU ⓘ
- 3.  Belgien ⓘ
- 4.  Dänemark 1 ⓘ
- 5.  Dänemark 2 ⓘ
- 6.  Frankreich ⓘ
- 7.  Niederlande ⓘ
- 8.  Norwegen 2 ⓘ
- 9.  Österreich ⓘ
- 10.  Polen ⓘ
- 11.  Schweden 4 ⓘ
- 12.  Schweiz ⓘ
- 13.  Tschechien ⓘ
- 14.  DE/AT/LU ⓘ
- 15.  Italien (Nord) ⓘ
- 16.  Slowenien ⓘ
- 17.  Ungarn ⓘ

### Stromerzeugung - Realisierte Erzeugung ⓘ

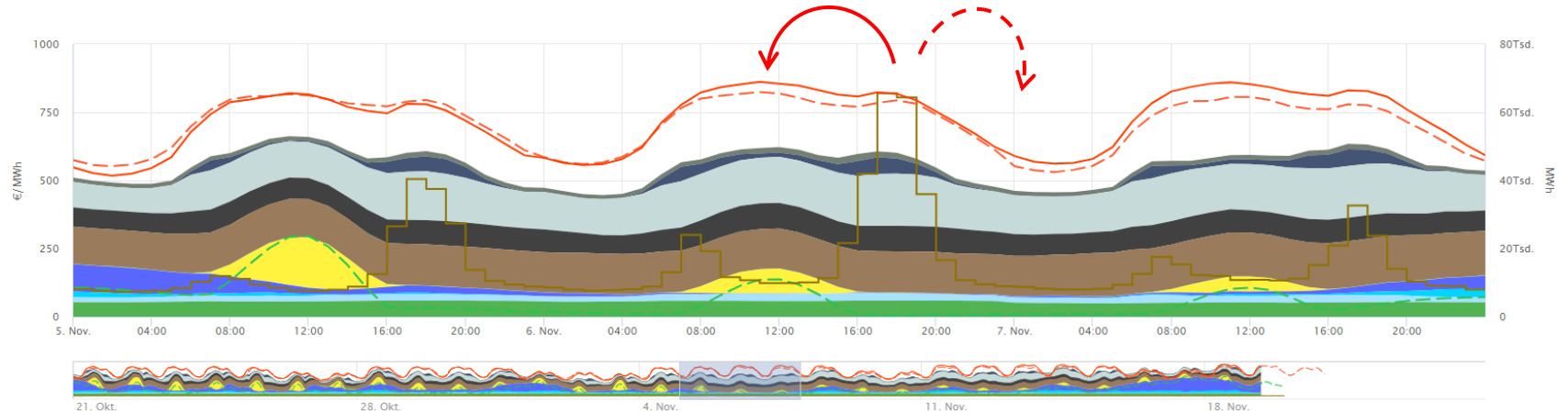
- 1.  Biomasse ⓘ
- 2.  Wasserkraft ⓘ
- 3.  Wind Offshore ⓘ
- 4.  Wind Onshore ⓘ
- 5.  Photovoltaik ⓘ
- 6.  Sonstige Erneuerbare ⓘ
- 7.  Kernenergie ⓘ
- 8.  Braunkohle ⓘ
- 9.  Steinkohle ⓘ
- 10.  Erdgas ⓘ
- 11.  Pumpspeicher ⓘ
- 12.  Sonstige Konventionelle ⓘ

# Flexibilität // Herausforderungen

## Beispiel 2: Preisspitzen, 6. November 2024

Land: Deutschland ▼    05.11.2024 - 07.11.2024 📅    Auflösung: Stunde ▼    Hilfe ?    Tabelle anzeigen 📄    Mehr ▼

Sie können weitere Datenkategorien im Menü hinzufügen und Konfigurationsmöglichkeiten (Filter und Skalierung etc.) verwenden. Mit dem Zeitschieberegler unterhalb der Grafik können Sie den anzuzeigenden Zeitbereich komfortabel verschieben.



# Flexibilität // Lösungsansätze

## **Erschließen und Einbinden von Flexibilität ist kritisches Element der Transformation**

- Notwendigkeit: flexibles und systemdienliches statt starres Verhalten
- Potential: je mehr Flexoptionen desto weniger Backup-Kraftwerke
- Voraussetzungen: technische, rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen (u.a. Smart Meter und Abbau Hemmnisse)

### **Aber**

- Erfordernisse werden bisher nicht ausreichend konsequent adressiert.
- Das bloße in Aussicht stellen einer „Flexibilitätsagenda“ ohne ausreichend konkrete Maßnahmen und konkrete zeitliche Angaben ist nicht ausreichend.

# Fazit // Funktioniert das EOM-Marktdesign auch im Strommarkt der Zukunft?

- EOM-basiertes Marktdesign ist grundsätzlich möglich
- ... aber Akzeptanz von Knappheitspreisen/Preisspitzen nötig, d.h. auch Verzicht auf Abschöpfung
- Abbau bestehender und Verzicht auf neue Fördertatbestände (2-seitige CfD, Industriestrompreis, etc.)
- Bedeutung des Preissignals für Flexibilität auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite, Verbrauch wird zunehmend preissetzend
- Einbettung in europäisch integrierten Strommarkt („europäische Merit Order“)
- Starker EU-ETS mit unterstützenden Investitionsanreizen



Vielen Dank für die  
Aufmerksamkeit!