

Jannis Eichenberg, Hannes Hobbie, Dominik Möst  
Lehrstuhl für Energiewirtschaft

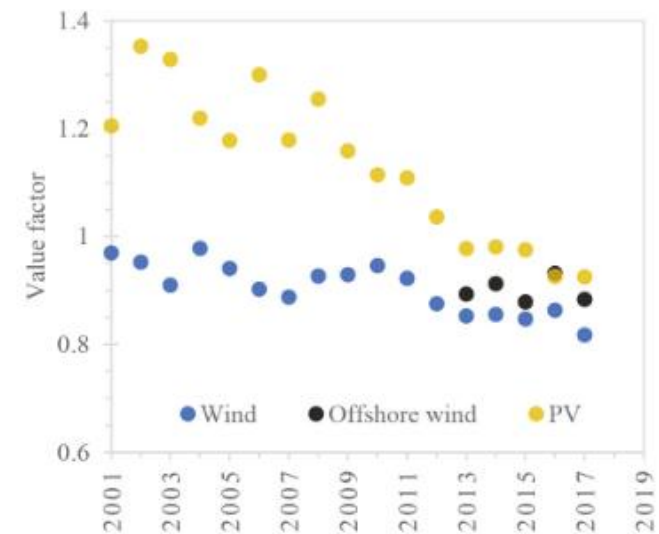
# When Grid Tariffs Meet Renewable Support Schemes: Evidence of Policy Conflicts from a Market Equilibrium Perspective

EnInnov2026 // Graz // 12.02.2026

# Flexibilität auf der Nachfrageseite erhöht die Systemeffizienz.

- Zunehmende Selbstkannibalisierung erneuerbarer Energien erfordert verstärkte politische Unterstützung.
  - Lastverschiebung kann die Selbstkannibalisierung reduzieren.
- Seit dem 1. Januar 2025 müssen Energieversorger in Deutschland dynamische Stromtarife anbieten, um die Marktintegration Erneuerbarer Energien zu fördern.

Historical yearly value factor in Germany [1]



[1] M. Eising, H. Hobbie, D. Möst; Future wind and solar power market values in Germany — Evidence of spatial and technological dependencies?; 2020; Energy Economics

# Flexibilität auf der Nachfrageseite erhöht die Systemeffizienz. Aber was, wenn wir 2 Systeme betrachten?

## System A: Markträumung

- Großhandelspreise gleichen
  - i. *fluktuierende Erneuerbareenerzeugung* mit
  - ii. aggregierter *flexibler Nachfrage* aus

## System B: Verteilnetz

- Dynamische Netzentgelte gleichen
  - i. lokale Netzrestriktionen mit
  - ii. lokal aggregierter flexibler Nachfrage aus

### Positive (+) und negative (-) Effekte der Preissignale :

*Forschungsfrage*

*+ EE Integration*

Welche Wechselwirkungen bestehen zwischen dynamischen Netzentgelten und Großhandelspreisen bzgl.

*+ Glättung der Preise*

- EE Integration
- *+ Wohlfahrtsmaximierende Marktgleichgewichte*
- Preisbildung, und
- *- Konzentration der Nachfrage*
- Wohlfahrtsverteilung?

*+ Minimierung der Netzausbaukosten*

*+ Verteilung der konzentrierten Nachfrage*

*- EE Integration?*

*- Positive Preiseffekte?*

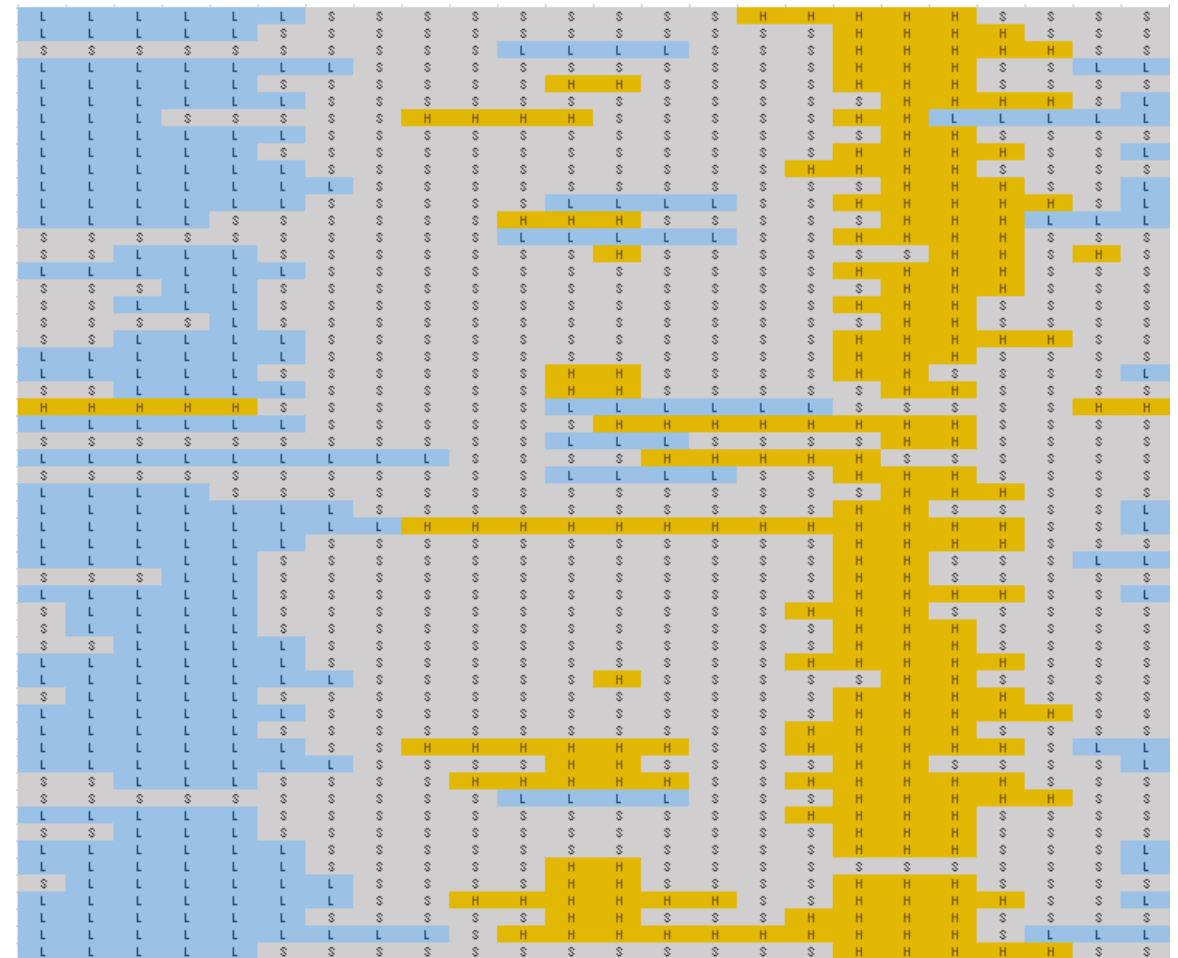
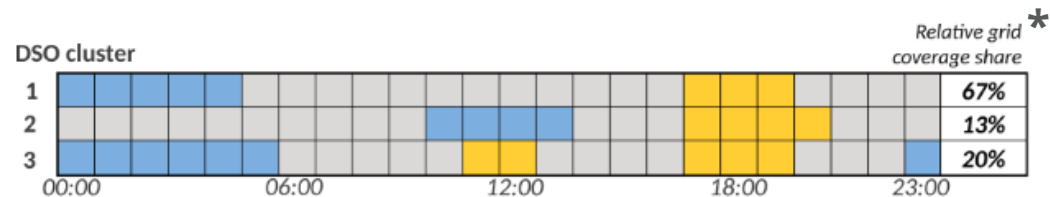
*- Wohlfahrtseffekte?*

# Modellierung: Day-ahead Markträumung mit side-payments

# 56 Preisblätter deutscher VNBs wurden berücksichtigt

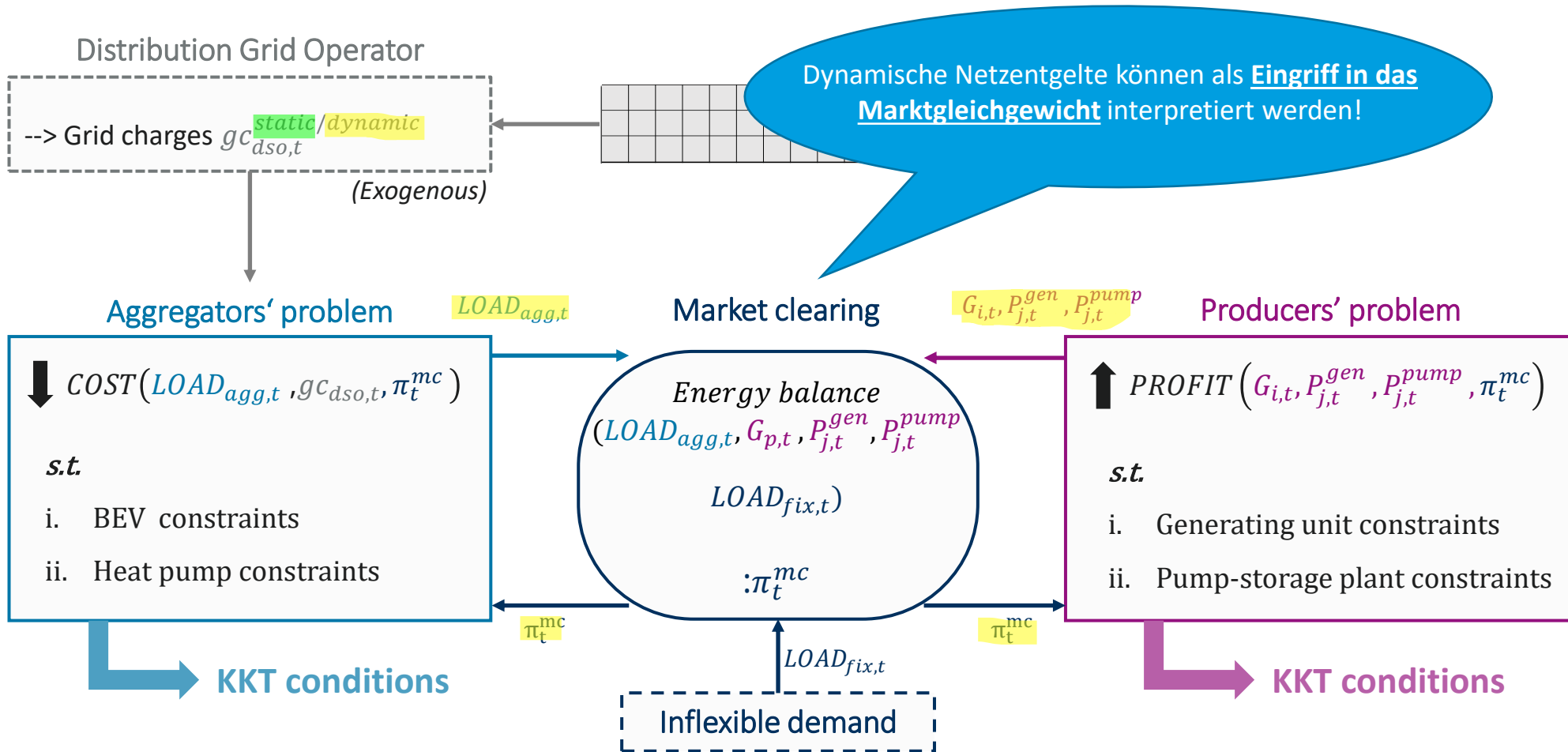
## Regulatorik: §14 a (EnBW)

- Drei Tarifstufen:
  - High load (H)
  - Standard load (S)
  - Low load (L)
- Kombinationen aus H,S,L definieren ein Preisblatt
- Preisblätter sind Fix:
  - Für ein Jahr *im Voraus* festgelegt
  - Müssen innerhalb eines Quartals für *jeden Tag gleich* sein



\* Population per distribution system operator; Quelle: ene't

# Modellierung von side-payments mittels *Mixed-Complementary* (MCP) Ansatz



# Szenarien orientieren sich am *Demand-Response-Anteil* von Elektroautos und Wärmepumpen (§14a Flexibilitäten)

## Aggregators' problem

Scenario	<i>Low*</i>	<i>Medium*</i>	<i>High*</i>
Heat pump	El. Power <i>0.8 GW</i>	El. Power <i>2.1 GW</i>	El. Power <i>4.2 GW</i>
Electric Vehicle	El. Power <i>8.5 GW</i>	El. Power <i>23.2 GW</i>	El. Power <i>46.4 GW</i>
Flexibility Share	<b>1%</b>	<b>2.7%</b>	<b>5.4%</b>

Annahme: 7,5 Millionen E-Pkw in 2030

- DR-Anteil von 100% → *\*high*
- DR-Anteil von 50% → *\*medium*
- DR-Anteil von 18% → *\*low*

## Market clearing

### Fixed demand:

- Projection Germany 2030 (ELTRAMOD Database)

### Model horizon:

- 2. quarter 2030
- Hourly resolution
- Rolling horizon procedure

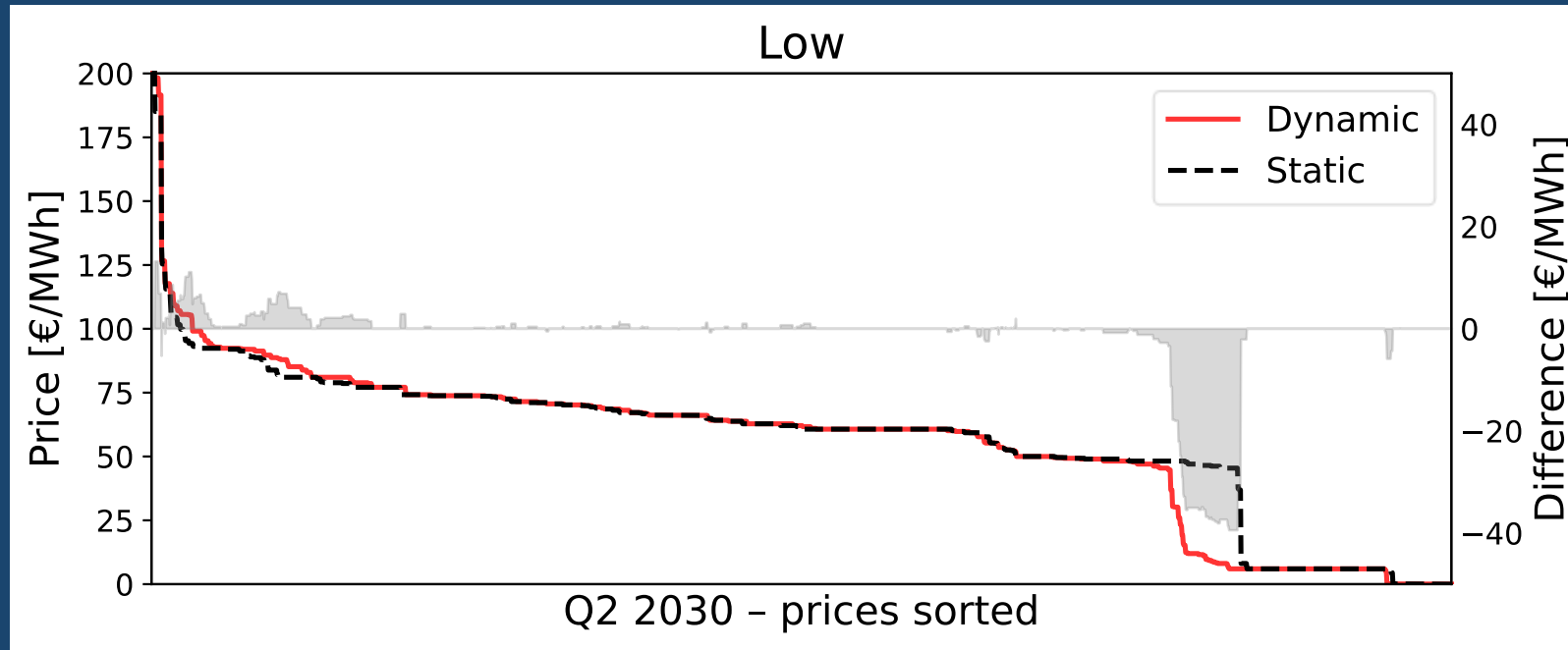
## Producers' problem

### • ELTRAMOD Database

- Powerplants - TYNDP 2030
  - Generating units (RES +conv.)
  - Combined heat and power
  - Pumped Storage
  - Reservoir (exogenous)
- Export/Import (exogenous)

# Vergleich Modellergebnisse: *Statische vs. dynamische* Netzentgelte

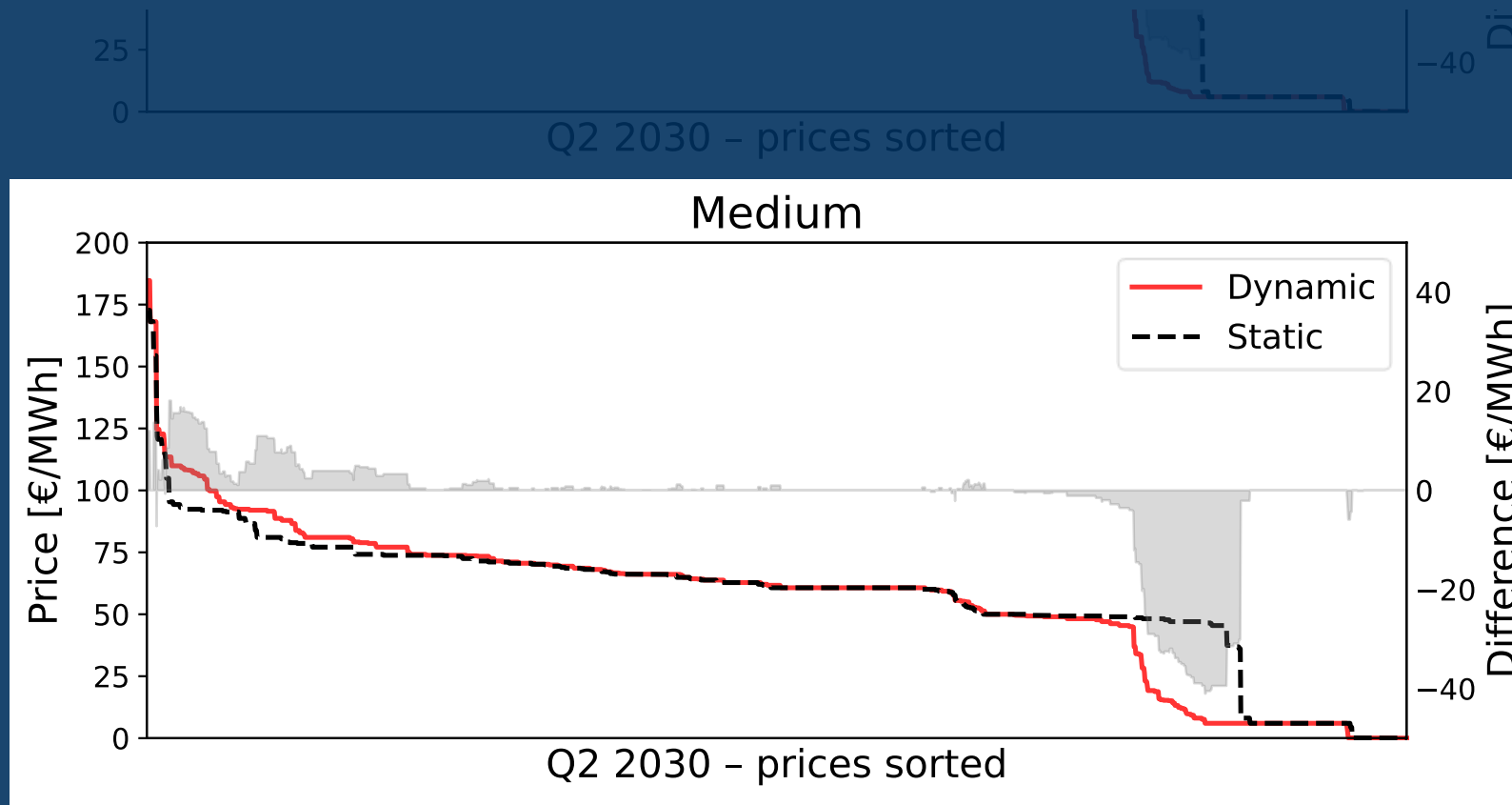
# Die Preisvolatilität steigt unter dem neuen Netzentgeltdesign



- Hohe Preise steigen, niedrige Preise fallen

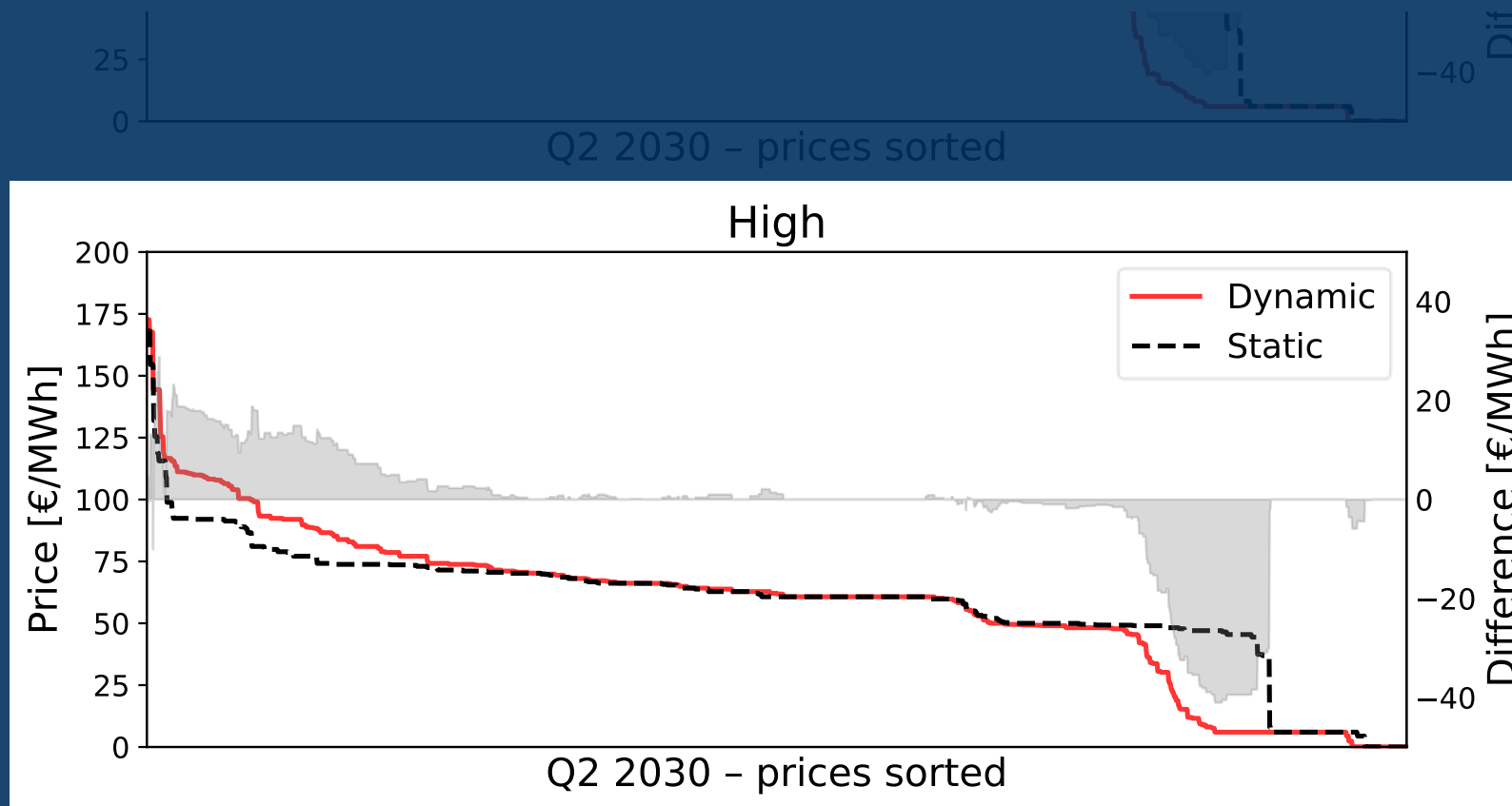
Medium

# Die Preisvolatilität steigt unter dem neuen Netzentgeltdesign



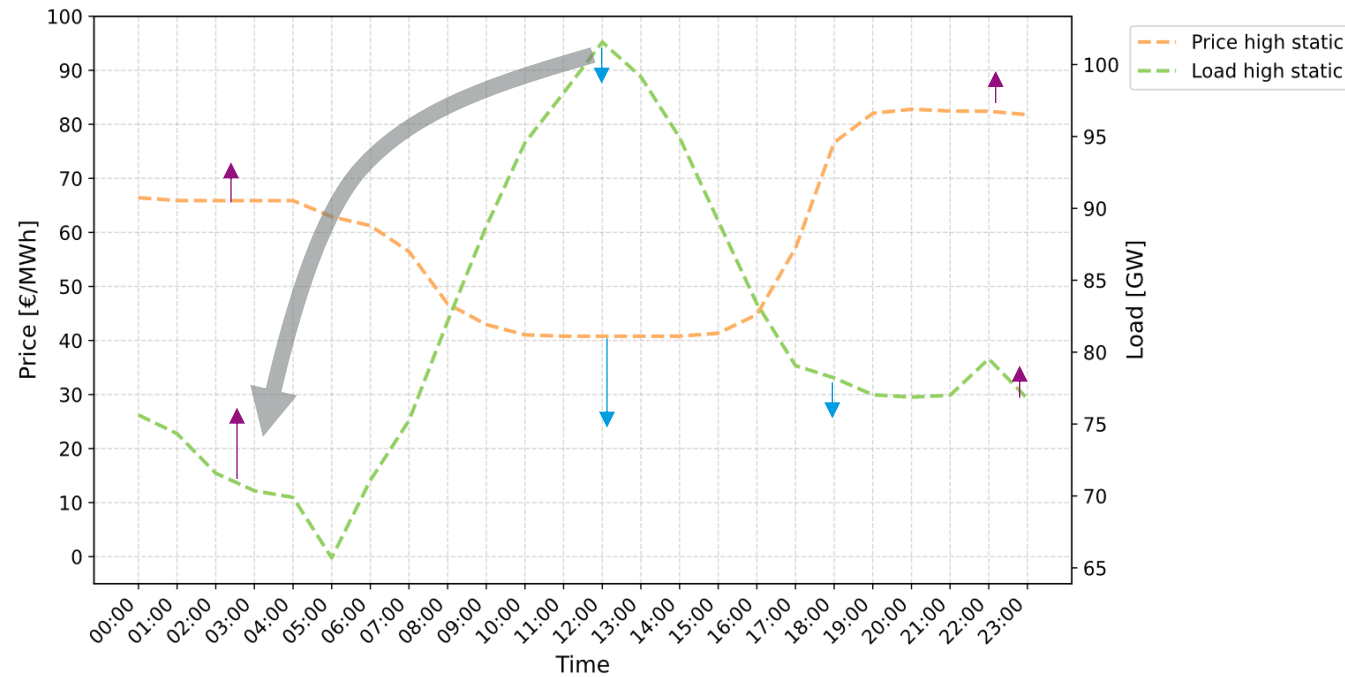
- Hohe Preise steigen, niedrige Preise fallen
- Höherer DR-Anteil  
→ stärkerer Effekt

# Die Preisvolatilität steigt unter dem neuen Netzentgeltdesign



- Hohe Preise steigen, niedrige Preise fallen
- Höherer DR-Anteil  
→ Stärkerer Effekt

# Systematische Preiseffekte verstärken die Selbstkannibalisierung



## Die Dynamisierung der Netzentgelte ...

- glättet die Lastkurve
- verstärkt die Preisvolatilität

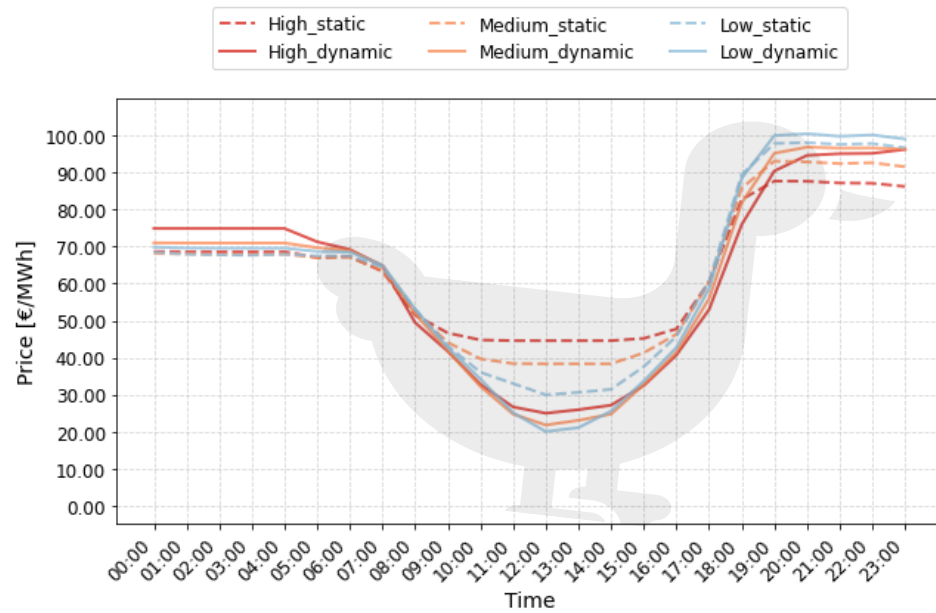
Was widersprüchlich erscheint, lässt sich durch negative Korrelation zwischen Nachfrage und Preis erklären:

- Nachfrage und Preis sind antizyklisch (PV-dominiertes Energiesystem)
- Lastverschiebung in die Randzeiten entlastet die Verteilnetze – reduziert jedoch die Nachfrage, wenn die PV-Erzeugung ihren Höhepunkt erreicht.

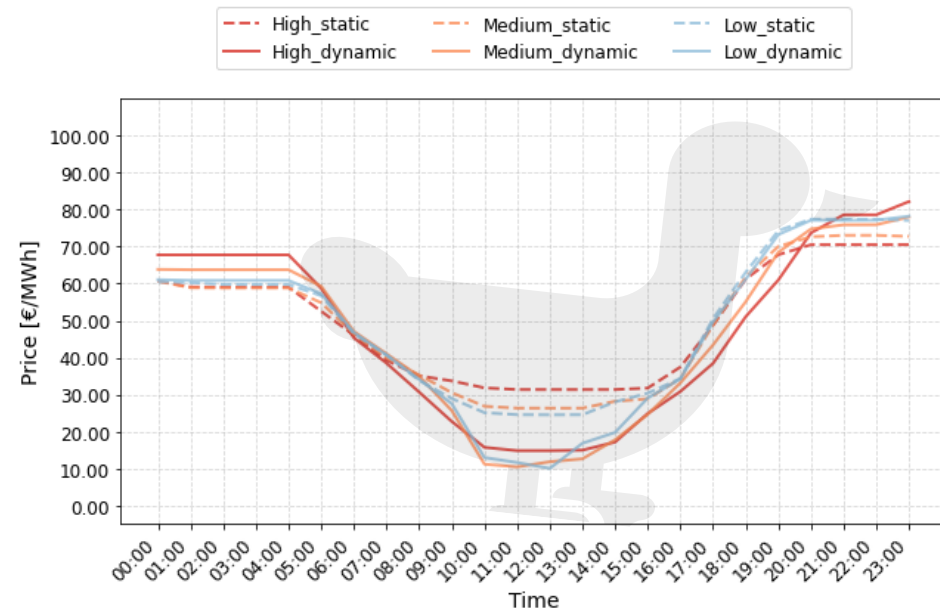
Systematische Preiseffekte verstärken die Selbstkannibalisierung und untergraben so den Marktwert von PV-Anlagen!

# Konsistente Muster in allen Szenarien: Dynamische Netzentgelte verstärken die *Duck-Curve*

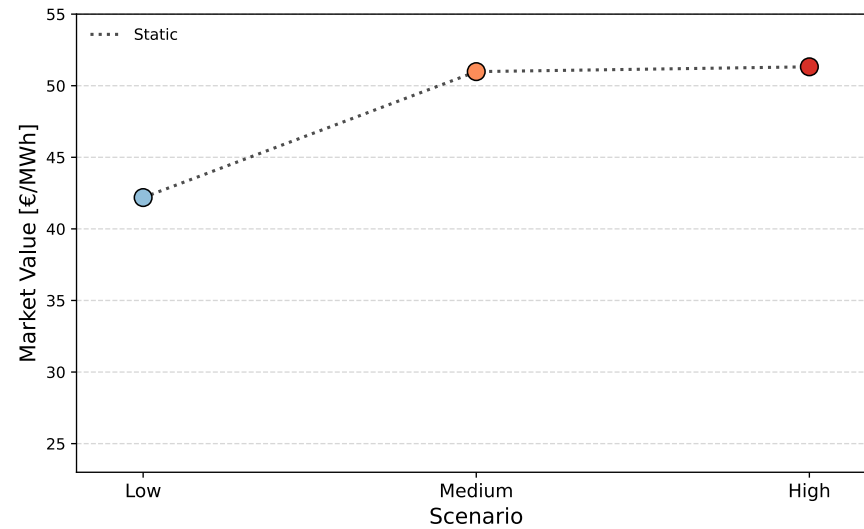
## Durchschnittliches Preisprofil: Wochentage



## Durchschnittliches Preisprofil: Wochenende



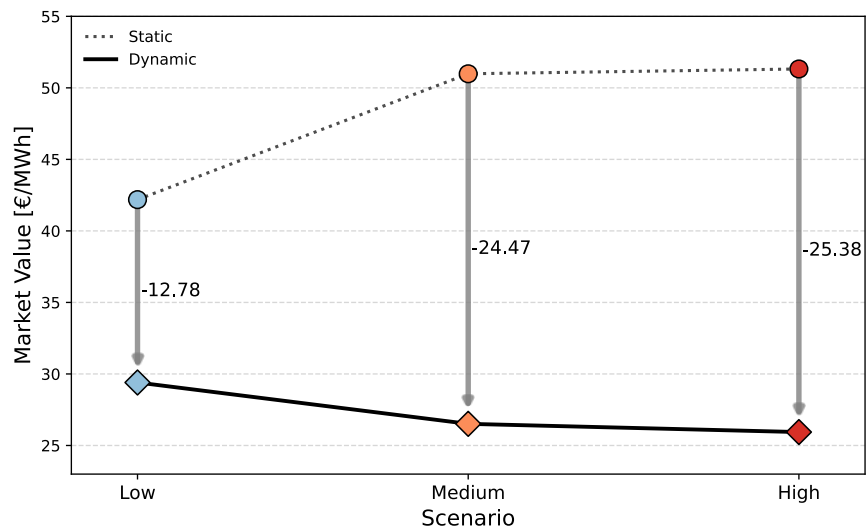
# Regulatorischer Interessenskonflikt:



- Mehr Flexibilität folgt Großhandelspreisen  
→ erhöhte PV-Integration
- Mehr Flexibilität folgt beiden dynamischen Preissignalen

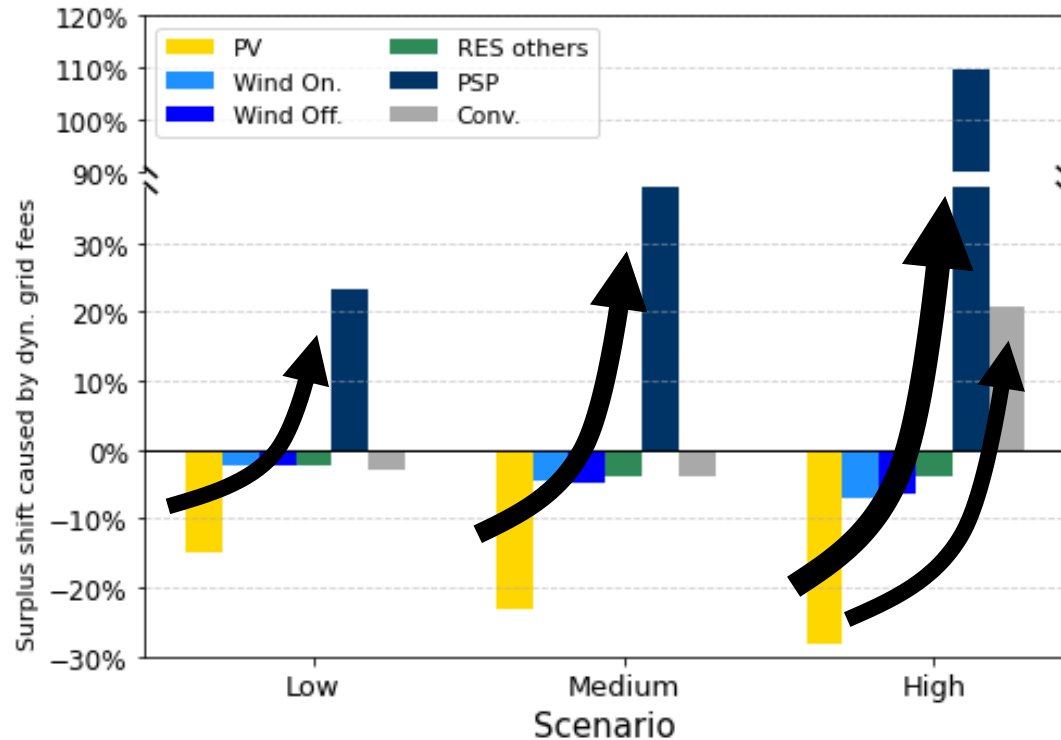
# Regulatorischer Interessenskonflikt:

Rentabilitäten driften mit steigendem DR-Anteil auseinander



- Mehr Flexibilität folgt Großhandelspreisen  
→ erhöhte PV-Integration
- Mehr Flexibilität folgt beiden dynamischen Preissignalen  
→ erhöhte Selbstkannibalisierung

# Die Renten verschieben sich von Erneuerbaren zu Speichern und konventioneller Erzeugung



- Speicherbetreiber profitieren von erhöhter Preisvolatilität
- Konventionelle Erzeuger profitieren von erhöhten Preisspitzen zu Randzeiten

# Summarizing...

## Großhandelspreise

- + EE Integration
- + Glättung der Preiskurve
- + Wohlfahrtsmaximierende Marktgleichgewichte
- Konzentration der Nachfrage

## Dynamische Netzentgelte

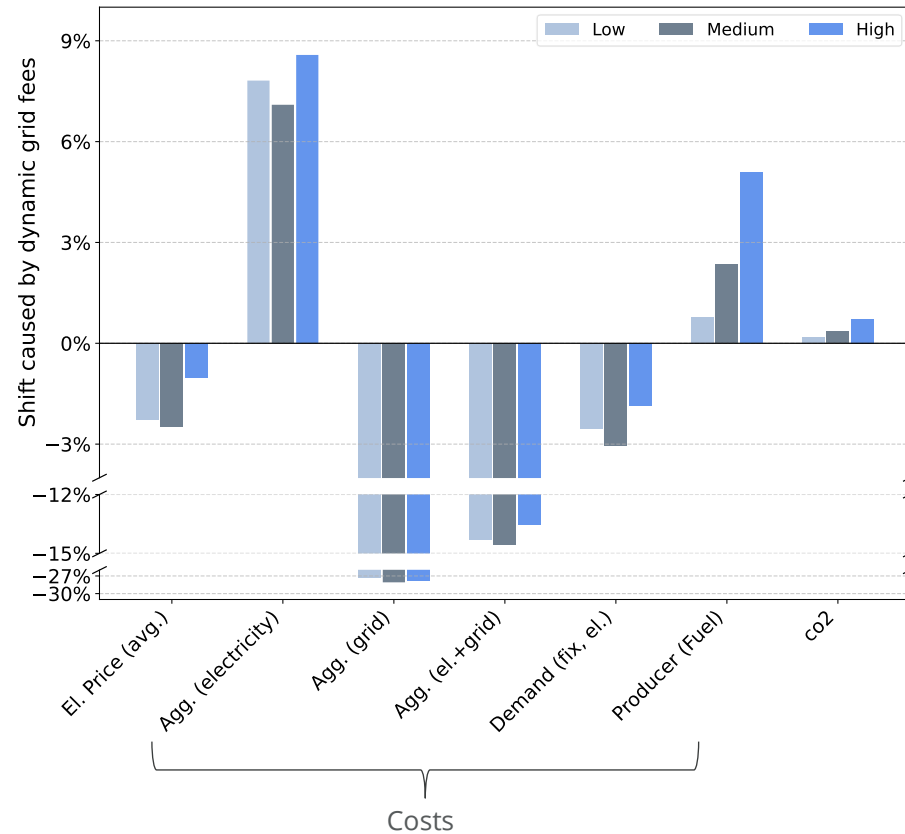
- + Minimierung der Netzausbaukosten
- + Verteilung der konzentrierten Nachfrage
- EE Integration? *PV Marktwerte fallen um bis zu 50%.*
- Positive Preiseffekte? *Verstärkung der Duck-Curve.*
- Wohlfahrtseffekte? *Umverteilung von EE Renten auf Speicher, konventionelle Produktion und Verbraucher.*

## Fazit

Dynamische Netzentgelte führen zu Zielkonflikten zwischen Verteilnetzbetrieb und der Integration erneuerbarer Energien. Sie sind daher ein mit Vorsicht einzusetzendes Steuerungsinstrument und implizieren ggf. eine zusätzliche Förderung für PV.

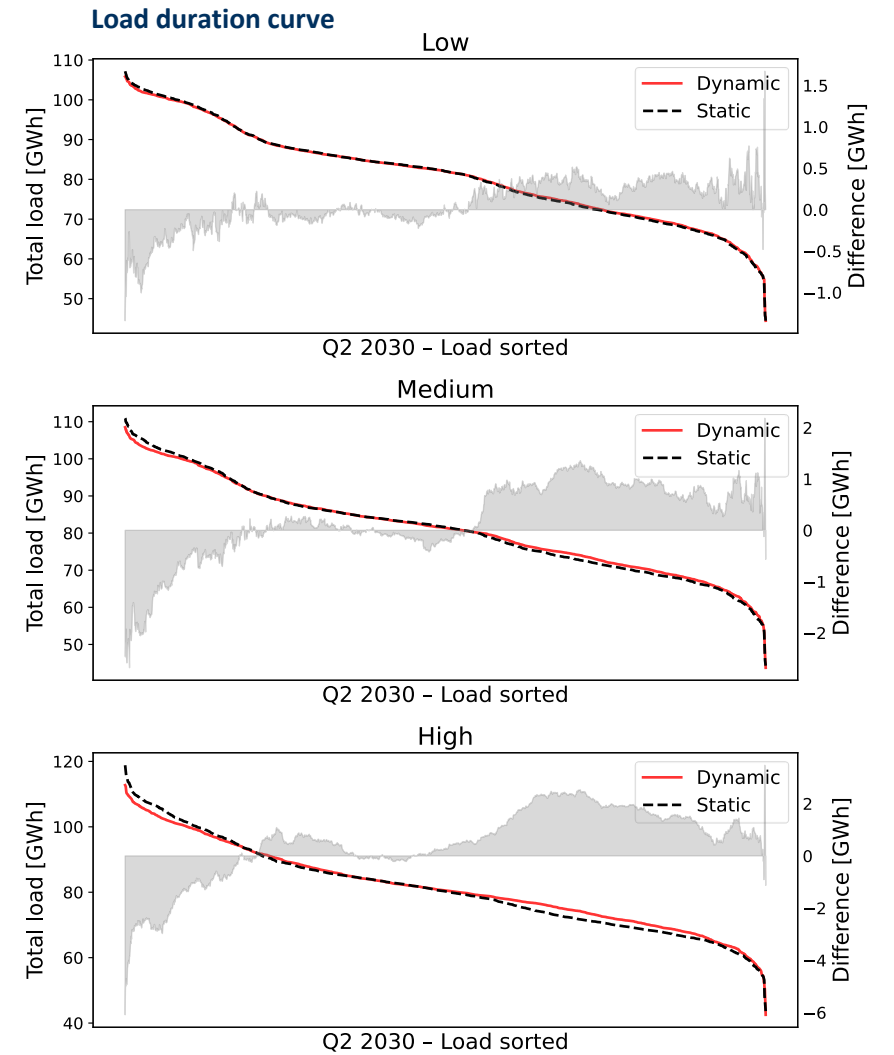
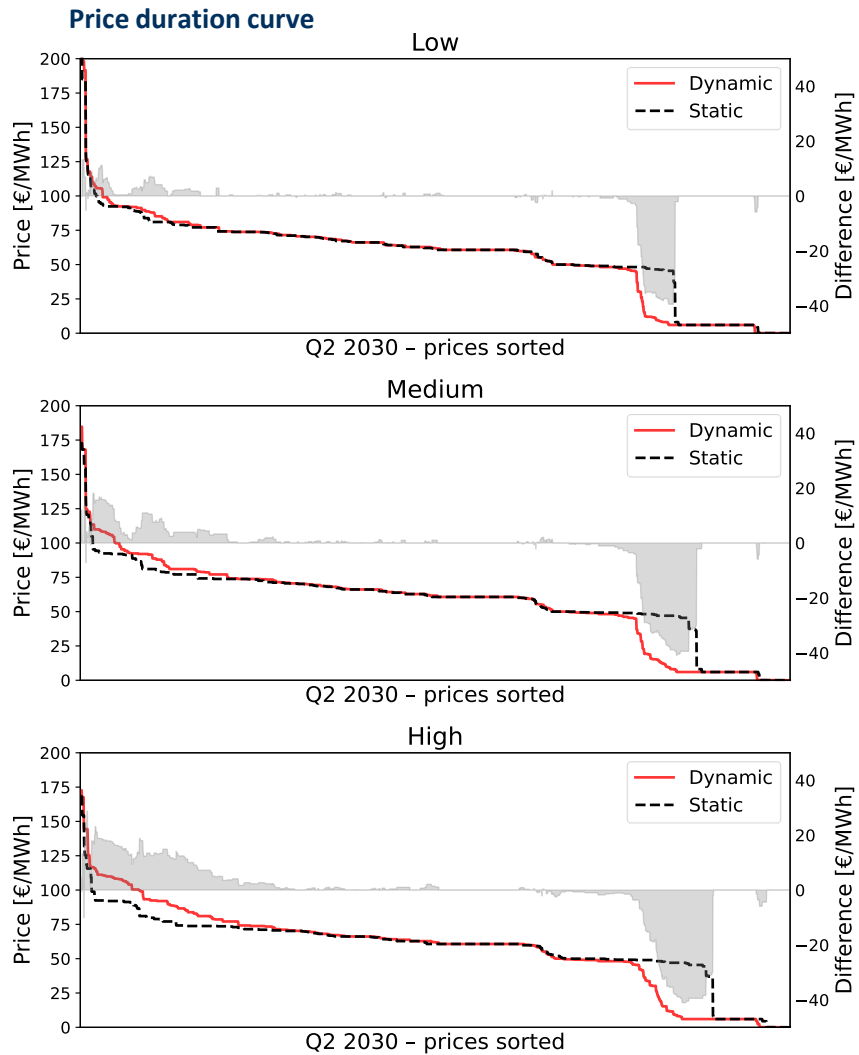
**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.  
Fragen oder Anmerkungen?**

# Wenn Preise fallen und Systemkosten (Fuel) steigen ...



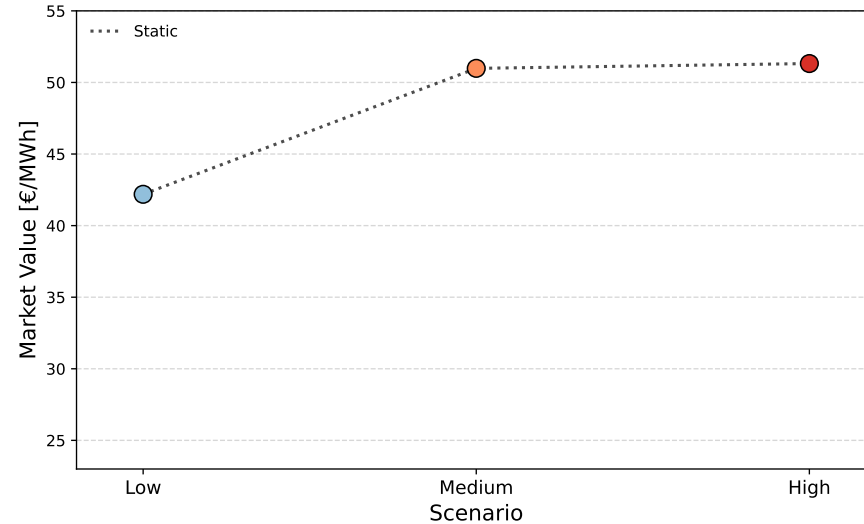
- **Preiseffekte** sind nicht monoton mit Lastverschiebungsvolumen → Ab einem Schwellenwert steigen Peak-Preise.
- **Fixe Nachfrage** profitiert von fallenden Preisen (insb. tagsüber)
- **Flexible Nachfrage** kauft zu höheren Preisen während Randzeiten profitiert in Summe durch den hohen Netzentgeltdiscount
- **Treibstoffkosten** und **Emissionen** werden durch die Lastverschiebung monoton erhöht → zu erwarten weil Zielfunktion

# load curves will be smoothed under the new grid fee design

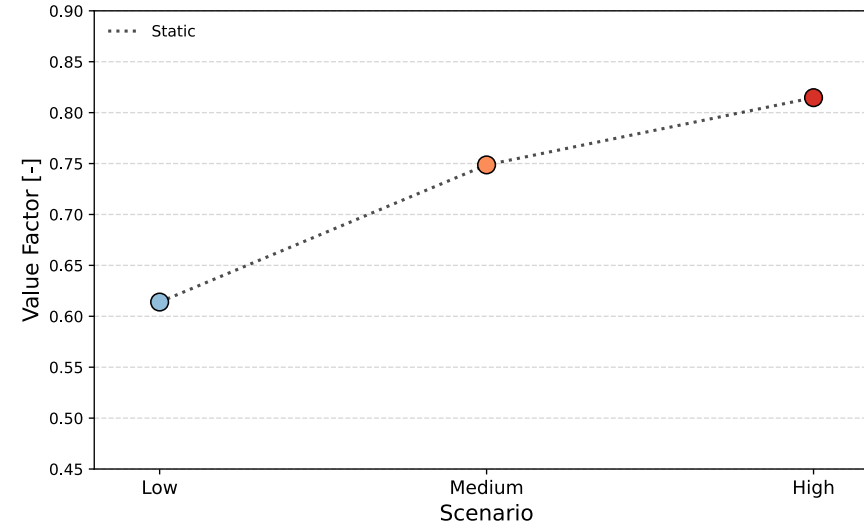


- Dynamic grid fees**
- i. Increase price volatility
  - ii. Smooth loads

# An evidence of a policy conflict

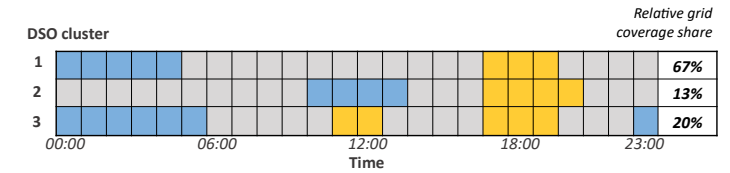


- Higher DR-potential following wholesale price signal  
→ Higher PV integration

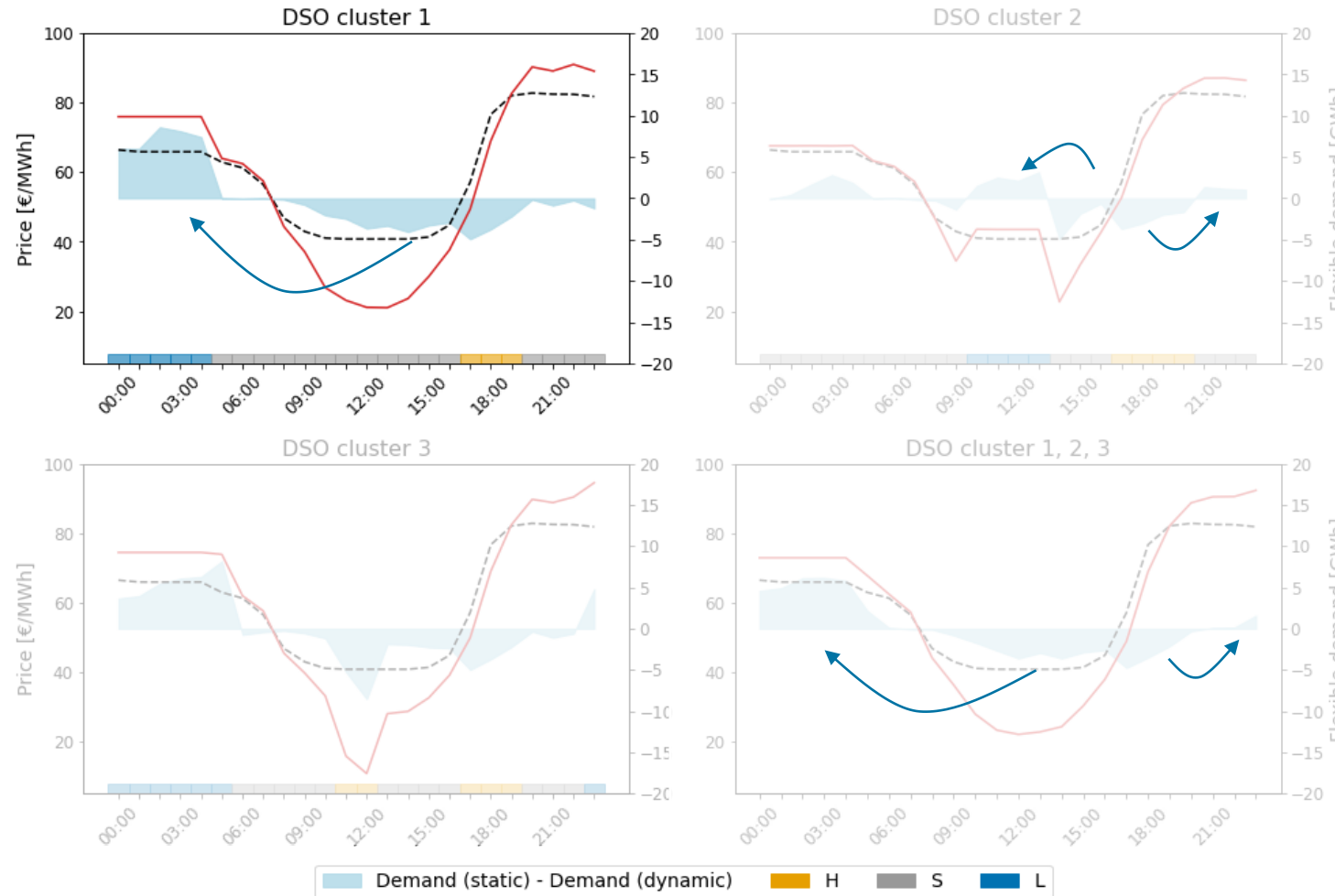


- Value Factor = PV market value / average electricity price
- VF < 1: PV generation concentrates in low-price hours
- VF > 1: PV generation aligns with high-price hours

# Anreize verschieben Last in Randstunden



	Low	Standard	High
1	22 €/MWh	84 €/MWh	123 €/MWh
2	31 €/MWh	79 €/MWh	130 €/MWh
3	21 €/MWh	79 €/MWh	118 €/MWh



## Cluster 1 and 3

- Load-shift from day to night
- systematic price drop during day; increase during night

## Cluster 2

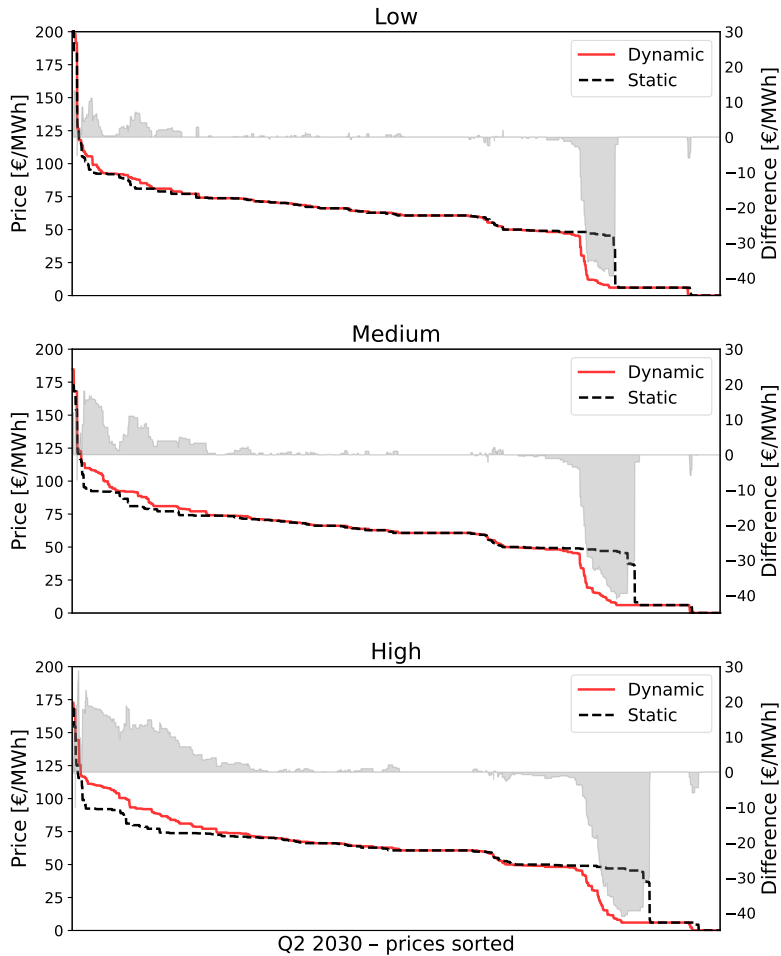
- Load-shift from afternoon to noon
- systematic price drop during afternoon

## Aggregated effect (all clusters)

- Dominated by Cluster 1 and 3

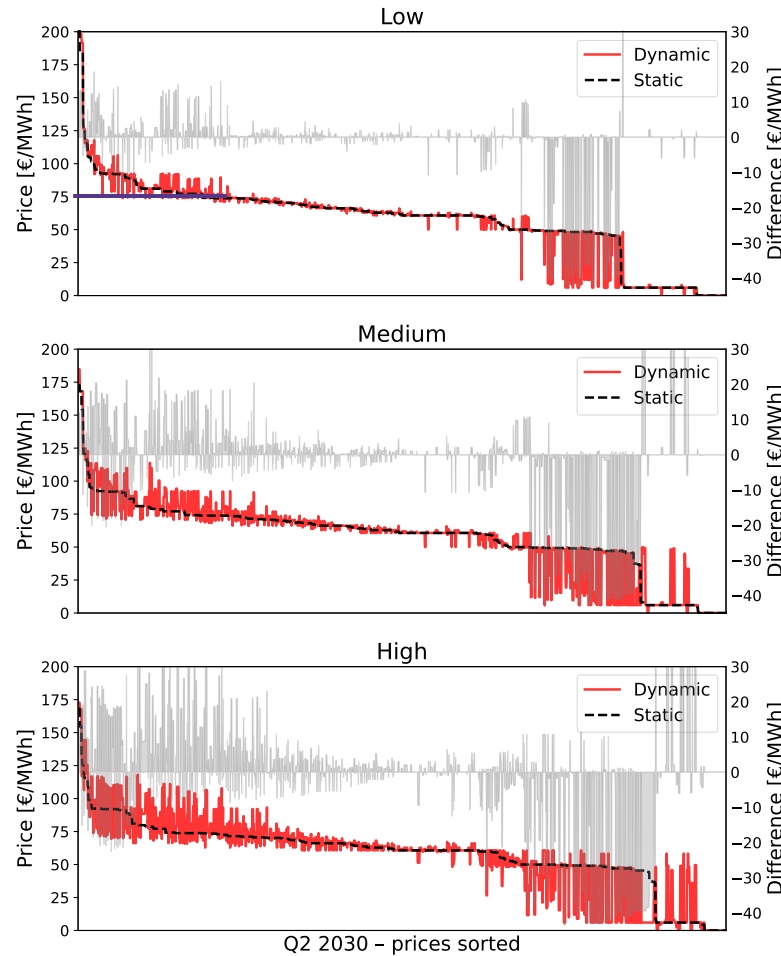
Beide Preise geordnet

ALT



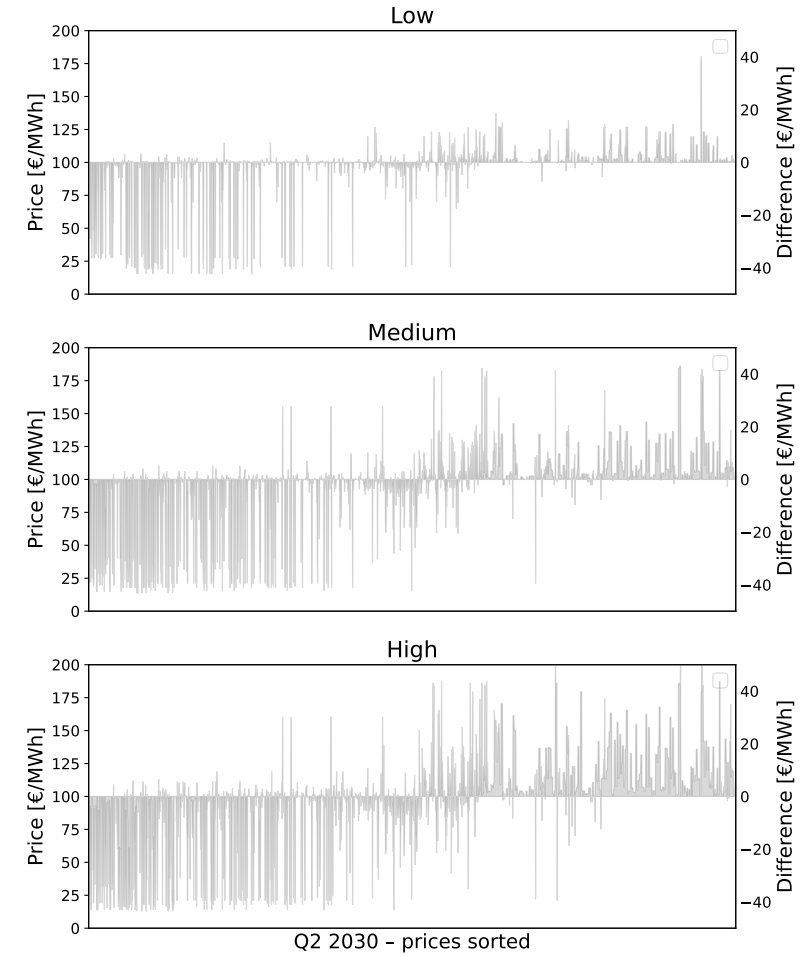
Nach "Static" geordnet

NEU



Nach "PV-Erzeugung" geordnet

NEU



# Back-up Folien