

Einbindung dezentraler Flexibilitätsoptionen im marktbasierten Engpassmanagement über Smart Markets

Ulrike Pfefferer, Jonas Egerer, Veronika Grimm, Lukas M. Lang

-
- Motivation
 - Was sind Smart Markets?
 - Modellierungsansatz
 - Anwendung und Kernergebnisse
 - Fazit

1. Kurze Frist

- Keine regionale Marktanreize innerhalb Gebotszonen
- Begrenzte Übertragungskapazitäten im Stromnetz
- Anstieg von Kosten außerhalb des Marktes (Engpassmanagement)
- Keine lokalen Anreize für flexible Kapazität

2. Langfristige Herausforderungen

- Ausgestaltung des Marktes zur Bereitstellung von regionalen und zeitlichen Preisanreize
- Effiziente Nutzung des existierenden Stromnetzes
- Effiziente Koordination von Investitionen ins Stromnetz und in Erzeugungskapazitäten sowie Flexibilitätsoptionen

Herausforderungen:

- Effiziente Nutzung von Flexibilitätsoptionen aus Systemsicht
- Senkung der Kosten für Engpassmanagement
- Bereitstellung von lokalen Investitionsanreizen in Knappheitsgebieten und in zukunftsfähige Technologien
- Beibehaltung eines effizienten Marktdesigns (Energy-Only Markt mit Preisen zur Bereitstellung eines Knappheitssignal des Gutes „Strom“)



Smart Markets ...

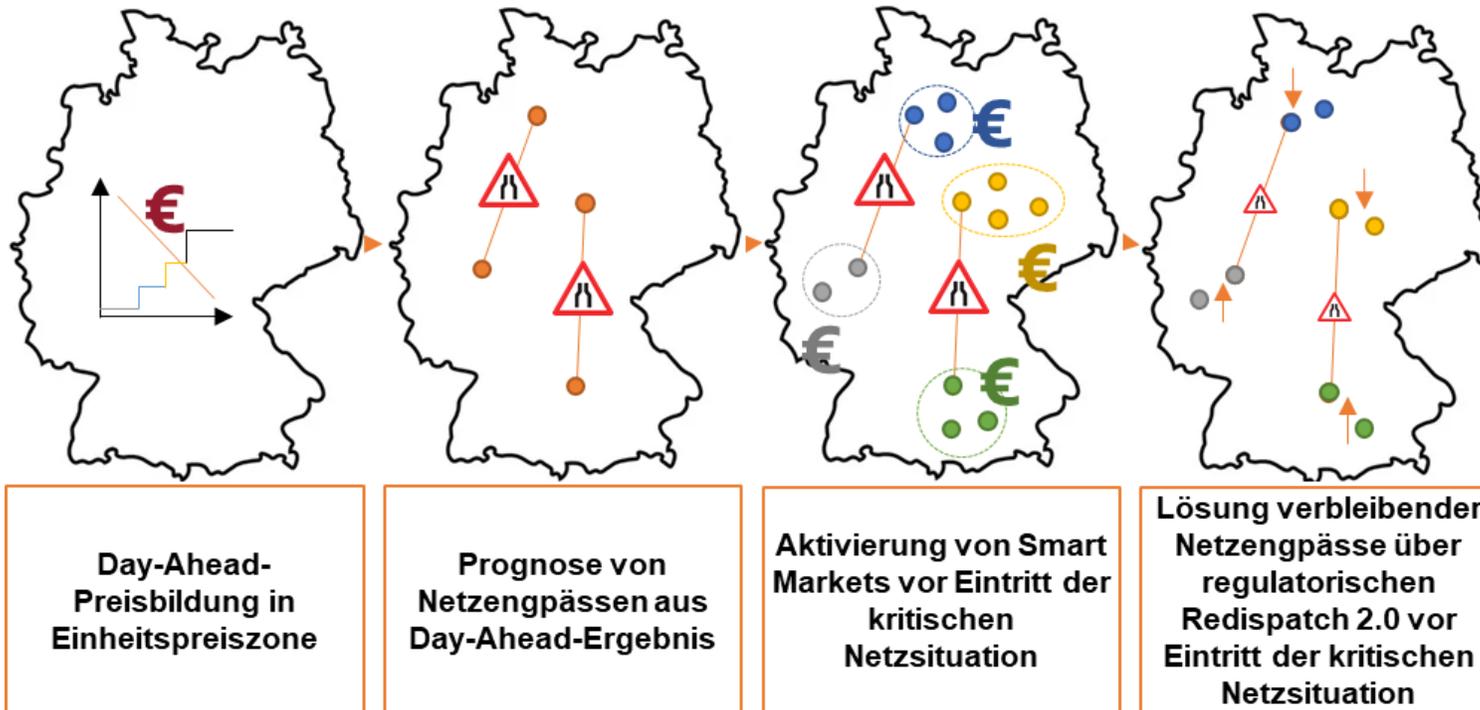
- integrieren regionale Flexibilitätsoptionen in das Stromsystem, die bisher noch keinen Marktzugang haben,
- erhöhen den Grad der Flexibilität im Stromsystem,
- senken die Abregelung von Erneuerbaren Energien,
- stellen dezentrale Knappheitssignale bereit,
- reizen netzdienliches Verhalten und Verteilung von regionaler Flexibilität an (regionale Investitionsanreize),
- verstärken die Notwendigkeit der Diskussion über effizienten Netzausbau.

Regionale und zeitlich begrenzte Märkte im Engpassmanagement (Smart Markets) können

- **regionale Preissignale bereitstellen** und
- **Ineffizienzen** im aktuellen Marktdesign **beseitigen**

Smart Markets sind

- **regionale** and **zeitlich begrenzte Märkte**
 - zur **Bereitstellung** von **regionaler flexibler Kapazität**
 - um **Engpässe** im Stromnetz zu **reduzieren** bzw. zu **beseitigen**.
-
- Smart Markets können in das bestehende Energy-Only Marktdesign als marktbasierendes Element in Ergänzung zum bestehenden regulatorischen, kostenbasierten Redispatch 2.0 integriert werden
 - Smart Markets öffnen sich basierend auf Lastflussrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber, die potenzielle Engpässe im Stromnetz antizipieren
 - Smart Markets müssen Engpässe nicht vollständig beheben, da der Redispatch 2.0 als Rückfalloption bestehen bleibt



Quelle: Egerer, Grimm et al. (2022)

Smart Markets – Marktdesign:

- Definition von Einschaltsignalen:
 - Identifikation der Engpassleitung (basierend auf Lastflussrechnungen der ÜNB)
 - Marktgebiet zum Handel von dezentraler Flexibilität:
Identifikation von relevanten Netzknoten (1), Smart Market Angebot (2)
 - **Nachfrage nach flexibler Kapazität (3)**
- **Market Clearing (4)**

(1) Smart Markets geographische Ausdehnung: Identifikation relevanter Netzknoten

Nach geltendem EU-Recht müssen Smart Markets im marktbasieren Engpassmanagement

- Wettbewerb und
 - Preissignale
- sicherstellen.



Sicherstellung eines effizienten Engpassmanagementsystems und effizienter Bereitstellung regionaler Flexibilität:

- Berücksichtigung von Netzknoten mit dem höchsten Einfluss auf Lastflüsse der Engpassleitung

Identifikation von relevanten Netzknoten mittels einer Power-Transfer-Distribution-Factor-Matrix

- Lastflüsse im Stromnetz werden mittels Power-Transfer-Distribution-Factors (PTDFs) gelenkt
- PTDFs zeigen die prozentuale Änderung im Lastfluss, wenn eine zusätzliche Einheit von einer Quelle zu einer Senke transportiert wird
- Start- und Endknoten einer Leitung haben demnach sehr hohe PTDF-Faktoren und somit einen großen Einfluss auf den Lastfluss der Leitung



Quelle: Egerer, Grimm et al. (2022)

(2) Smart Market Angebot: potenzielle Teilnehmer

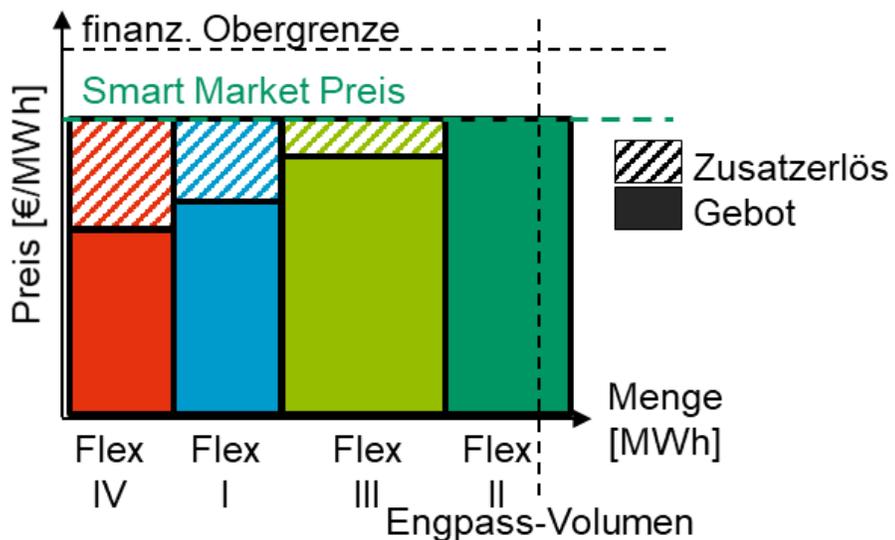
Fokus: Integration von dezentralen Flexibilitätsoptionen ohne derzeitigem Marktzugang

Gebotsstrategien sind abhängig von individuellen Betriebsplänen und Opportunitätskosten

(3) Smart Market Nachfrage:

Leitung ist engpassbehaftet, wenn gilt:
Optimaler Fluss basierend auf dem Spotmarktergebnis > Übertragungskapazität der Leitung

Engpassvolumen als Smart Market Nachfrage

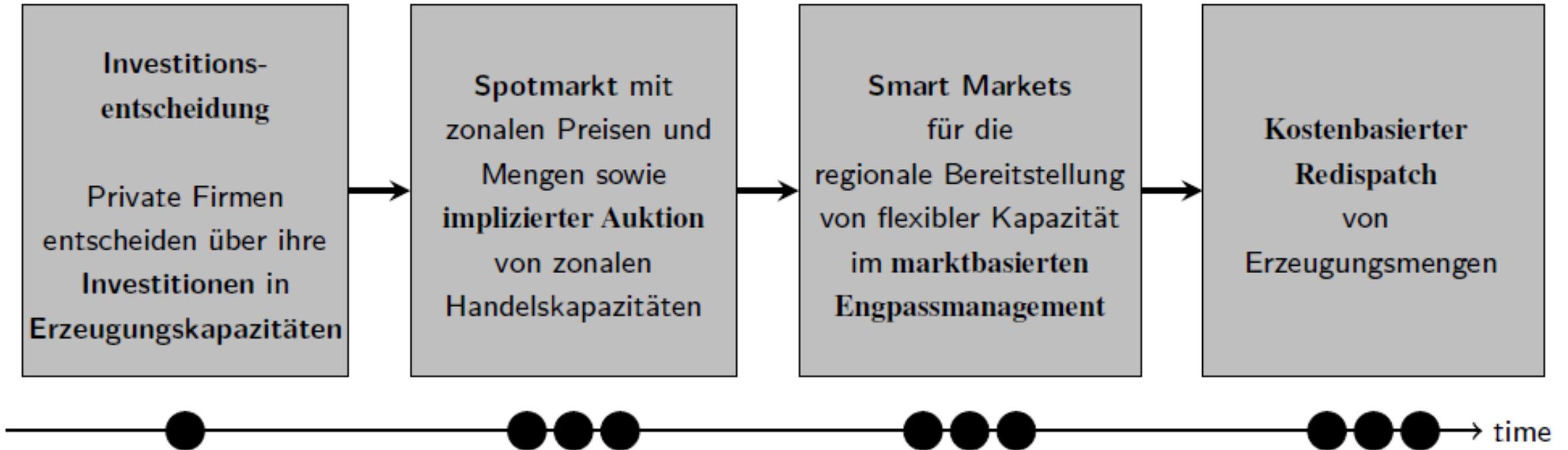


Quelle: Abbildung basierend auf Egerer, Grimm et al. (2022)

(4) Smart Market Clearing:

- Ansatz: Minimierung der Smart Market Kosten
- Individuelle Gebote sind gewichtet gemäß ihrem Einflussfaktors auf die Engpassleitung
- Clearing-Mechanismus: pay-as-cleared
- Preislimitierung durch die Berücksichtigung einer Zahlungsbereitschaft für Redispatch

Modellierungsansatz: Entscheidungen von Akteuren im Strommarkt



Quelle: Abbildung basierend auf Ambrosius, Egerer, et al. (2020)

Level 1: Spotmarkt und Investitionen in Erzeugungskapazitäten

max Gesamtwohlfahrt

s.t.

- Zonale Energiebilanz (Kirchhoff's first law)
- Erzeugungsbeschränkungen von existierenden sowie neu gebauten Anlagen (konventionell und erneuerbar)
- Zonale Handelsbeschränkungen (NTCs)

Output

• Erzeugungsmengen

• Zonale Spotpreise

• Investitionen in Erzeugungskapazitäten

• Zonale Stromnachfrage

Level 2: Regionale Smart Markets für marktbasierendes Engpassmanagement

min Smart Market Kosten

s.t.

- Energiebilanzen der Smart Markets
- Kostenlimitierung (willingness-to-pay der Flexibilitätsoptionen)
- Beschränkungen in der Bereitstellung von Flexibilität

Output

• Regionale Bereitstellung von Flexibilität

• Smart Market Preise und Kosten

Level 3: Finaler kostenbasierter Redispatch

min Redispatchkosten

s.t.

- Nodale Energiebilanzen unter Berücksichtigung der Smart Market Ergebnisse (Kirchhoff's first law)
- Redispatch Erzeugungsbeschränkungen
- DC-Lastflussbeschränkungen (Kirchhoff's second law)
- Investitionsschranken für Backup-Kapazitäten

Output

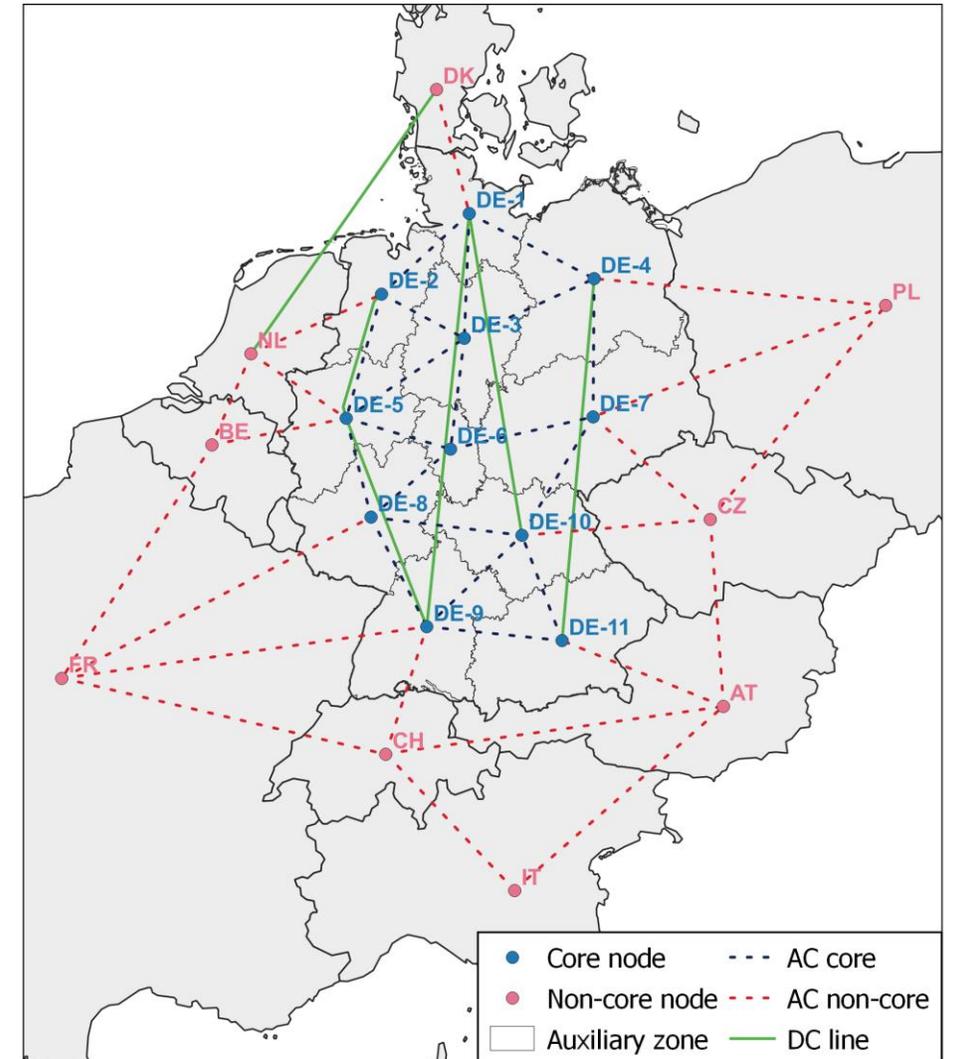
• Kostenminimale Redispatchmengen

• Finale Redispatchkosten

Benchmark Modell zur Abbildung des derzeitigen Systems berücksichtigt Stufe 1 und 3

Zieljahr: 2030

- 11-Knoten Datensatz Deutschland
- Jedes Nachbarland repräsentiert einen Netzknoten bzw. eine Gebotszone
- Exogene Ausbaupfade für Erneuerbare Energien
- Regionale Zeitreihen für Erzeugung und Nachfrage
- Zonale Investitionen in Gaskapazitäten (CCGT und GT) sowie Desinvestitionen in konventioneller Erzeugung (Gas, Braunkohle, Steinkohle und Öl)
- Engpassmanagement nur in Deutschland
- Dezentrale Flexibilitätsoptionen: Power-to-Gas, DSM, E-Mobilität, PV-Speicherbatterien

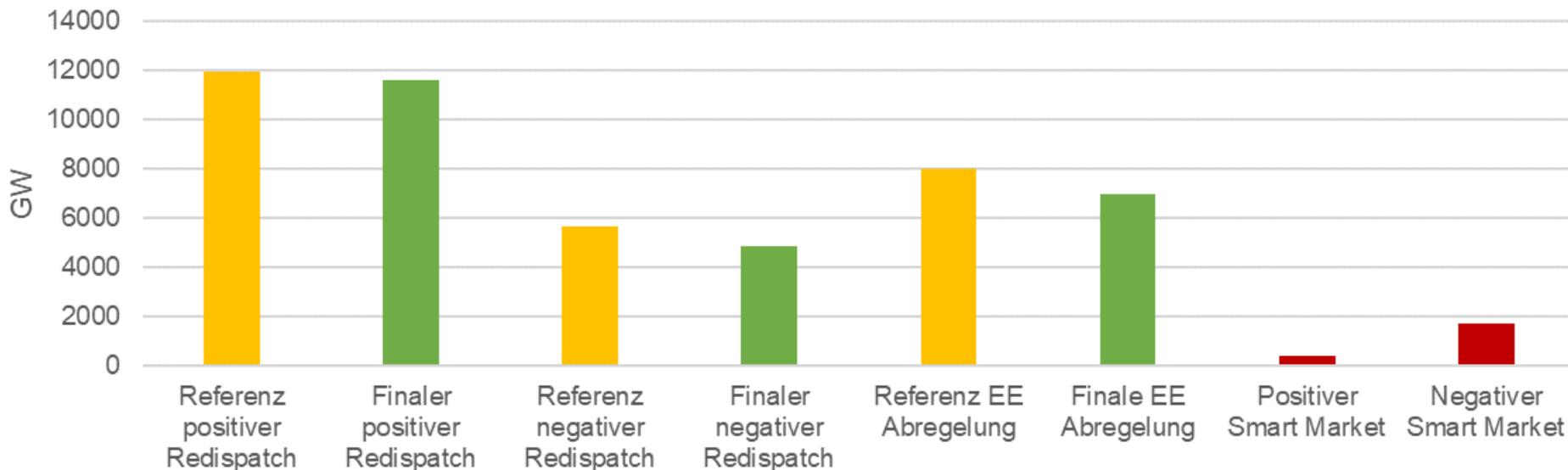


Quelle: Eigene Abbildung

Gesamt Engpasswert [GW]	
vor Smart Markets	6,848
nach Smart Markets	5,844

Smart Markets können Engpässe im Stromnetz reduzieren!

Überblick Ergebnisse Engpassmanagement: Benchmark Model vs. Smart Markets



- Abregelung von Erneuerbare Energien kann um 13% gesenkt werden
- Insbesondere Windanlagen auf Land und auf See können stärker ins Stromsystem integriert werden

[Mio. EUR]	Wohlfahrt Spotmarkt	Benchmark: Redispatchkosten	Smart Market Kosten	Finale Redispatchkosten	Benchmark: Gesamtwohlfahrt	Smart: Gesamtwohlfahrt	Delta
	2,486,060	1,081	-114	1,106	2,484,979	2,485,068	+90

- Gesamtkosten im Engpassmanagement sinken
- Zusätzliche Kosten für finalen, kostenbasierten Redispatch (Redispatch 2.0) sind durch Zahlungen der zusätzlichen Nachfrage nach Strom am Smart Market durch Flexibilitätsoptionen gedeckt (negative Smart Market Kosten)
- Integration von dezentraler Flexibilität kann Wohlfahrtsgewinne generieren
- **ACHTUNG:** Ergebnisse sind sehr sensitiv in Bezug auf die Ausgestaltung des Marktdesigns der Smart Markets sowie der Technologien der dezentralen Flexibilitätsoptionen

- Smart Markets sind regionale und zeitlich begrenzte Märkte zur Bereitstellung von dezentraler Flexibilität im Engpassmanagement
- Smart Markets als marktbasierendes Engpasselement zum regulatorischen, kostenbasierten Redispatch können in das bestehende Energy-Only Marktdesign integriert werden
- Smart Markets bieten erhebliches Potential:
 - Stärkere Integration von Erneuerbare Energien ins Stromsystem und Vermeidung von EE-Abregelung
 - Integration von dezentraler flexibler Kapazität ohne bisherigem Marktzugang
 - Mögliche Kostensenkung im Engpassmanagement
 - Wohlfahrtsgewinne können erzielt werden
 - Bereitstellung von regionalen Preissignalen
 - Reduktion von Ineffizienzen im aktuellen Marktdesign
 - ...



Ulrike Pfefferer, M.Sc.

Wissenschaftliche Mitarbeiterin und Doktorandin

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie
Lange Gasse 20
90403 Nürnberg

<http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/>

Ambrosius, Mirjam, Jonas Egerer, Veronika Grimm und Adriaan H. van der Weijde (2020). “Uncertain bidding zone configurations: The role of expectations for transmission and generation capacity expansion.” *European Journal of Operational Research*, 285(1), pp. 343–359.

Egerer, Jonas, Veronika Grimm, Johannes Hilpert, Uwe Holzhammer, Benedikt Hümmer, Lukas Maximilian Lang, Tanja Mast, Jana Nysten, und Ulrike Pfefferer (2022). “Das Smart Market-Konzept als marktbasierendes Element im deutschen Engpassmanagement.” *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 72(4), pp. 53–56.

Nysten, Jana und Johannes Hilpert (2021). “Markt oder kein Markt? - Das Konzept des Redispatch 2.0 auf dem Prüfstand des EU-Rechts.” *EnWZ*, 10, S. 351 ff.