

Smart Markets als marktbasierendes Element zum Engpassmanagement

Lukas Maximilian Lang*, Jonas Egerer, Veronika Grimm, Ulrike Pfefferer

Beschaffung von Engpassmanagement in Europa



EU-Strombinnenmarktverordnung Art 13:

Marktbasierte Beschaffung von Engpassmanagement. Kernelemente:

Wettbewerb & Preissignale

- Deutschland beruft sich auf Ausnahmeregelung: Gefahr von strategischem Bieterverhalten
- Daher bisher regulatorischer, kostenbasierter Redispatch als Engpassmanagement
- Ausnahmeregelung jedoch zeitlich befristet
- Marktbasierte Beschaffung von Engpassmanagement bald unumgänglich für europäische Staaten
- Umstellung auf vollen marktbasierteren Redispatch zunächst problematisch

→ **Voraussetzungen für „Smart Market“-Konzept gegeben**

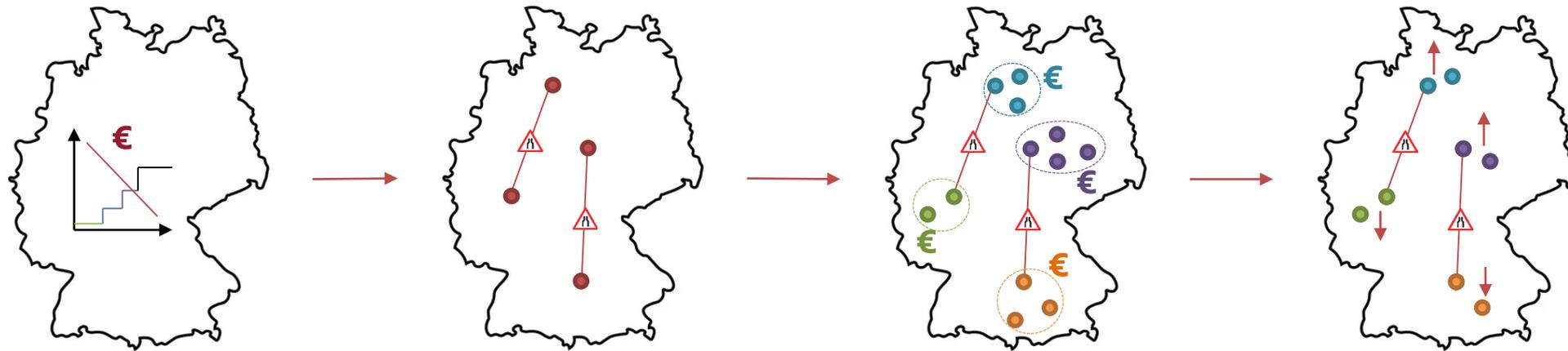
Das Smart Market Konzept

- Aktuell **kostenbasierter Redispatch**: Erzeuger werden angewiesen ihre Leistung so anzupassen, dass Engpässe verhindert werden (dabei Kostengleichstellung)
- **Smart Markets**: Zeitlich und räumlich limitierte **Märkte** für Flexibilitäten zur Lösung von Engpässen im Deutschen Übertragungsnetz
- Bildung von Smart Market **Preisen** für Flexibilität (pay-as-cleared) mit Kostenobergrenze



- Kostenbasierter Redispatch kann als Referenz und Rückfalloption bestehen bleiben, wenn Smart Markets die Engpässe nicht vollständig oder kostengünstiger lösen können

Eingliederung in das Energy-Only Marktdesign



Day-Ahead-Preisbildung in
Einheitspreiszone

Prognose von Netzengpässen
aus Day-Ahead-Ergebnis

Aktivierung von Smart
Markets vor Eintritt der
kritischen Netzsituation

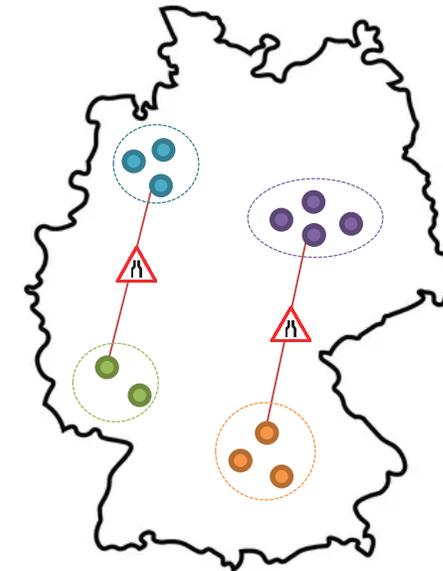
Lösung verbleibender
Netzengpässe über
regulatorischen Redispatch 2.0
vor Eintritt der kritischen
Netzsituation

Einschaltssignale

- Auf Basis der Information aus einer Engpassprognose können Einschaltssignale für die Smart Markets generiert werden
- Ziel: Die **möglichst groß angelegten** Smart Markets sollen **gezielt** zur Engpasslösung eingesetzt werden

Dazu: Bestimmung relevanter Netzgebiete zur Engpasslösung

- Über Power-Transfer-Distribution-Matrices (PTDFs) können Punkte identifiziert werden, bei denen eine Leistungsanpassung einen starken Effekt auf einen Engpass hat
- Mehrere Punkte können dazu relevant sein, manche mit einer positiven Leistungsanpassung, manche mit einer negativen
- Engpasswert als Flexibilitätsnachfrage für die Märkte



Potenziale von Smart Markets

- **Ziel: Marktbasierte Beschaffung** von Engpassmanagement sowie Einbindung von bisher nicht genutztem **Flexibilitätpotential**, um Engpässen kosteneffizient entgegenzuwirken
- Kurzfristige Potenziale:
 - Kosteneffizienz durch **vergrößertes Angebot** an flexiblen Kapazitäten
 - **Integration** von **erneuerbarer Energie** über Senkung von Abregelung und effizienterer Nutzung des Übertragungsnetzes
- Mittelfristige Potenziale:
 - Bereitstellung **regionaler Preissignale** und bei Stabilität dieser auch Investitionsanreize
 - **Effizienterer Netzausbau** durch Einbezug regionaler Flexibilitätpotentiale

→ **Diese Potenziale sollen quantifiziert werden**

Modellanalyse für Deutschland: Mehrstufige Modellierung

Modellstufe 1: Wohlfahrtsoptimale Investitionsentscheidung ins Stromnetz

- Netzausbau wird von zentraler Stelle aus kostenoptimal geplant
- Dazu: Antizipation von Spotmarkt - Bedarf zum Engpassmanagement



Modellstufe 2: Zonaler Strommarkt mit Einheitspreis und gewinnmaximierenden Firmen

- Strommarkt liefert das Marktgleichgewicht
- Marktgetriebene Investitionen in Erzeugung berücksichtigt



Modellstufe 3: Kostenminimale Wahl von Flexibilitäten auf Smart Markets

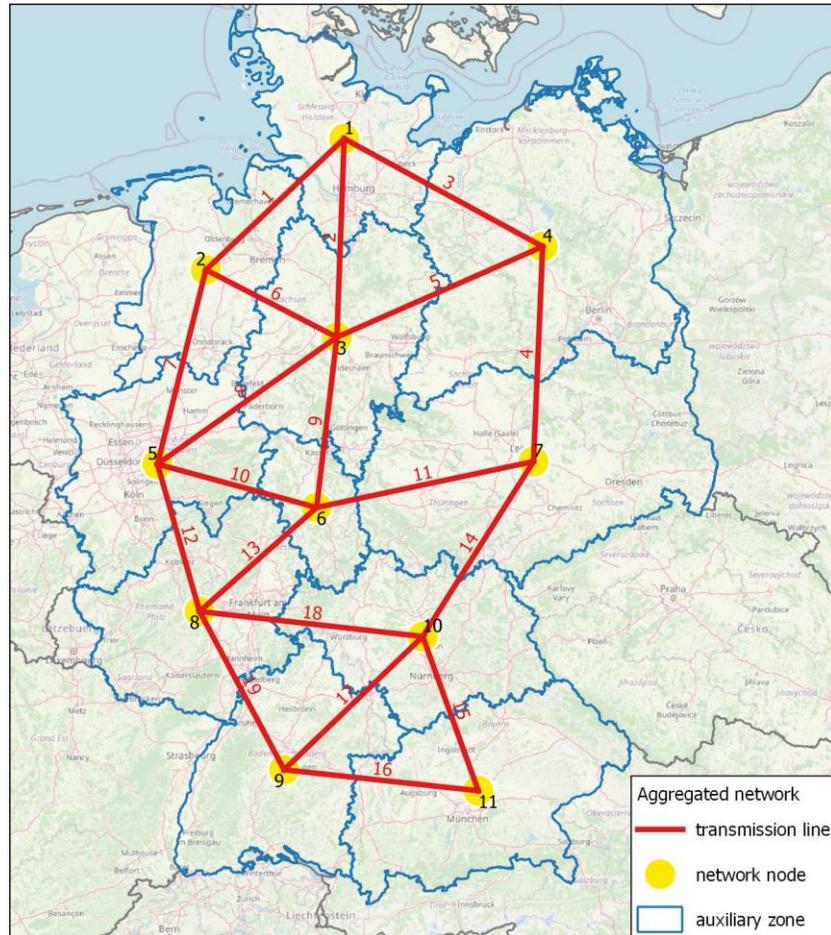
- Regionale Märkte (Marktparameter aus Prognose Engpässe und Redispatch)
- Antizipation von Engpassmanagement im herkömmlichen Sinne



Modellstufe 4: Finales kostenminimales Engpassmanagement

- Redispatch von konventionellen und Erneuerbaren Anlagen
- Beitrag von Smart Markets berücksichtigt

Modellanalyse für Deutschland: Datengrundlage



- Aggregiertes 11-Knoten-Modell für Deutschland
- Aggregierte Leitungsdaten aus statischen Netzmodellen der ÜNBs für 2030
- Leitungen können endogen verstärkt werden
- Regionalisierte Erzeugungs-, Speicher- und Nachfragedaten für ENSTO-E Szenario 2025
- Unterschiedliche erneuerbare Profile und Nachfrageprofile für die 11 Knoten
- Zusätzliche regionale Flexibilitätsdaten:
 - Sektorenkopplung (P2G & KWK)
 - Nachfrageflexibilisierung (DSM)

Modellanalyse für Deutschland: Modellvalidierung

- Simulierter Marktpreis der Einheitspreiszone bei durchschnittlich 109.38 Euro/MWh, mit Schwankungen je nach Nachfrage und erneuerbarer Erzeugung
- CO₂-Preis von 100 Euro/t angenommen: Marktgetriebener Abbau von teuren Erzeugungskapazitäten, wie Steinkohle, Braunkohle und Öl, in MW:

CCGT		Steinkohle		GT		Braunkohle		Öl	
Installiert	Ergebnis								
15860	15860	13650	7704	6498	6498	9412	4798.90	1058	0

- Redispatchprognose ohne Smart Market Einbindung: neg. Leistungsanpassung an Nordknoten, pos. Leistungsanpassung an Südknoten:

Netzknoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Summe an Redispatch (Jahr, GW)	-660.7	-2575.7	1112.1	-569.2	-492.7	708.5	329.7	1918.5	3777.3	226.2	898.7

Modellanalyse für Deutschland: Smart Market Einsatz

- Nutzung von regionalen Flexibilitätspotentialen entsprechend der Richtung der Leistungsanpassung aus der Redispatchreferenz:

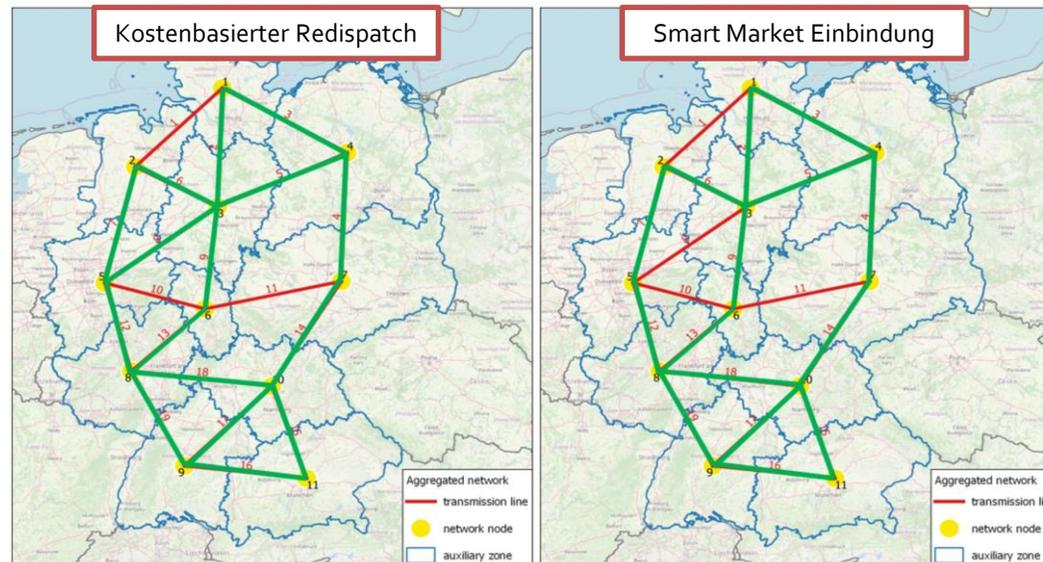
Netzknoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Nachfrageflexibilisierung	-10.68	-5.45	-0.10	0.16	-2.00	-0.31	-4.71	-1.22	-0.91	0.00	0.00
P2G	0.00	0.00	1.63	0.88	1.40	0.29	1.03	3.96	1.29	20.74	58.23
KWK	-3.05	-4.68	-0.20	-0.56	-0.06	-0.01	-0.06	-0.03	-0.05	0.00	0.00
Summe (Jahr, GW)	-13.73	-10.12	1.33	0.48	-0.65	-0.03	-3.75	2.71	0.33	20.74	58.23

- Nachfrageflexibilisierung im Norden v.a. genutzt um negative Leistungsanpassung durchzuführen, Sektorkopplung im Süden für positive Leistungsanpassung
- Reduktion von Abregelung erneuerbarer Anlagen im Norden:

(Jahr, GW)	Abregelung	Redispatch (pos)	Redispatch (neg)	Lastabwurf	Smart Market Aktivität
Referenz	1394.05	20174.34	18780.29	0.00	0.00
Smart	1386.52	20111.27	18780.29	0.00	55.54

Modellanalyse für Deutschland: Leitungsausbau

- Einbezug von Smart Market Lösung kann effizienteren Netzausbau herbeiführen
- Ceteris paribus Einsparung des Leitungsaubaus möglich:



- Jedoch: Auch Smart Market Betrieb verursacht potentiell Kosten für den Netzbetreiber
- Dies muss in der Netzplanung ex-post berücksichtigt werden

Fazit und Ausblick

- Marktbasierete Beschaffung von Engpassmanagement über Smart Markets realisierbar
- Vorgaben der EU-Gesetzgebung können eingehalten werden
- Im Vergleich zu vollständigem marktbasieretem System flexibler und versorgungssicherer, da Kostenobergrenzen gesetzt werden können und regulatorischer Redispatch als Rückfalloption bleibt
- Effizienterer Netzausbau und bessere Einbindung von erneuerbarem Strom möglich
- Regionale Preissignale können durch Smart Market Betrieb geliefert werden
- Dadurch langfristig Investitionsanreize gesetzt, wenn Preissignale stabil sind und Erlöspotenziale vorhanden sind
- Weitere Forschung zu Kostenobergrenzen, Definition der Smart Market Gebiete, sowie zum Verhalten der Flexibilitäten nötig

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!