

Smart Markets als marktbasierendes Element zum Engpassmanagement

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

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lange Gasse 20, 90403
Nürnberg DE, Tel.: 0049 911 5302 168, lukas.m.lang@fau.de,
www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/de/, <https://www.encn.de>

Kurzfassung: Das Smart Market Konzept stellt eine innovative Möglichkeit dar, Engpassmanagement marktbasierend zu beschaffen. Dazu werden regional und zeitlich befristete Märkte an strategisch wichtigen Übergabepunkten vom Übertragungsnetz ins Verteilnetz geöffnet, die eine Leistungsanpassung zur Reduktion von Engpässen zum Ziel haben. Dazu ist es nötig aus einer Engpassprognose sinnvolle Einschaltsignale und Kostenobergrenzen zu definieren. Durch die Einbindung dezentraler Flexibilitäten kann erneuerbarer Strom stärker integriert werden und ein effizienter Netzausbau erfolgen. Das vorgestellte Konzept wird innerhalb eines mehrstufigen Strommarktmodells mit endogenen Investitionsentscheidungen in Erzeugungs- sowie Übertragungskapazität gelöst, wobei Smart Markets eine neue Stufe vor dem regulatorischen Engpassmanagement einnehmen. Anhand eines Beispielmodells für die deutsche Preiszone können die Vorteile der Einbindung von Smart Markets quantifiziert werden. So kann eine marktbasierende Beschaffung von Engpassmanagement erfolgen, die Abregelung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen reduziert werden, sowie der Netzausbau effizienter gestaltet werden.

Keywords: Engpassmanagement, marktbasierend, Smart Market, Investitionen, Flexibilitäten, dezentral

1 Einführung

1.1 Beschaffung von Engpassmanagement in Europa

Strommärkte in Europa sind in Preiszonen konfiguriert. Diese orientieren sich meist an Ländergrenzen, wie z.B. in Österreich oder Deutschland, können jedoch auch mehrfach innerhalb einer Ländergrenze implementiert sein, wie z.B. in Italien. Innerhalb dieser Preiszonen bilden Angebot und Nachfrage nach Elektrizität einen einzigen Marktpreis. Netzrestriktionen, welche räumlich betrachtet innerhalb dieser Zone liegen, sind somit in der Marktlösung nicht berücksichtigt. Über die aggregierte Bildung einer Merit-Order werden zonenweit die günstigsten Erzeugungseinheiten zur Deckung der Nachfrage genutzt, wobei deren Standort und die räumliche Verteilung der Nachfrage außer Acht gelassen werden. Zum Zeitpunkt des Netzbetriebs werden jedoch technische Restriktionen relevant, da Netzelemente nur unter Berücksichtigung ihrer maximalen Übertragungskapazität betrieben werden können. Bei der Abbildung des zuvor am Day-Ahead Markt gebildeten Marktergebnisses auf das Netz kann es somit zu Engpässen kommen, welche vor allem über Redispatch, d.h. eine ex-post Anpassung der Wirkleistung von Erzeugungsanlagen an relevanten Punkten im Netz, gelöst werden. Die Europäische Vorgabe zum Engpassmanagement sieht eine marktbasierende Beschaffung für alle Mitgliedsstaaten vor und ist durch Artikel 13 Abs. 1 & 2 der

Elektrizitätsbinnenmarktverordnung gesetzlich verankert [1]. Dennoch ist eine solche Beschaffung nicht in allen Mitgliedsstaaten bereits umgesetzt. Deutschland und Österreich können dazu als Beispiel herangezogen werden. So wird die Beschaffung von Redispatch hier über regulatorische Mittel gesichert. In diesem Fall werden vom Übertragungsnetzbetreiber einzelne Erzeugungsanlagen angewiesen ihre Wirkleistung anzupassen. Dabei ist ihnen Volumen der Anpassung sowie Kostenneutralität vorgegeben. Deutschland nutzt zusätzlich eine Ausnahmeregelung, wonach im Falle von strukturellen Engpässen im Übertragungsnetz auf eine marktbasierete Beschaffung zunächst verzichtet werden darf. Der Grund dafür ist die Möglichkeit zum strategischen Bieterverhalten einzelner Erzeugungsanlagen im marktbasiereten Redispatch, sog. "Increase-Decrease-Gaming" [2]. Da diese Ausnahmeregelung jedoch zeitlich befristet ist, besteht bereits kurzfristig die Notwendigkeit ein marktbasieretes System zur Beschaffung von Engpassmanagement einzuführen.

1.2 Das Smart Market Konzept

Eine mögliche innovative Lösung zur Umsetzung eines marktbasiereten Systems zur Beschaffung von Engpassmanagement sind sog. Smart Markets [3]. Diese zeitlich und regional begrenzten Märkte können zusätzliche lokale, dezentrale Flexibilitätspotentiale verschiedenster Art nutzen, welche bisher aufgrund ihrer Leistung nicht im regulatorischen Redispatch verwendet werden. Smart Markets öffnen sich somit für einen begrenzten Zeitraum an strategisch wichtigen Übergabepunkten im Übertragungsnetz zu untergelagerten Netzebenen. Um Engpässen im Übertragungsnetz ex-ante entgegenzuwirken, können Flexibilitäten gezielt Leistungsanpassungen auf einem Smart Market anbieten, welcher einen lokalen Bedarf an Engpassmanagement als Nachfrage bereitstellt. Als Rückfalloption kann der kostenbasierte Redispatch bestehen bleiben, wobei durch das Smart Market Konzept primär eine marktbasierete Beschaffung von Engpassmanagement erfolgen kann. Dadurch können Vorteile des marktbasiereten Systems genutzt werden, ohne auf eine einheitliche, vollständig marktbasierete Beschaffung von Engpassmanagement umzusteigen und dessen Nachteile wie strategisches Gebotsverhalten zu provozieren [2]. Eine solche Konzeptionierung von Smart Markets erfüllt die Kernvoraussetzungen der Europäischen Union für eine marktbasierete Beschaffung von Engpassmanagement. Dabei sind Wettbewerb und Preissignale gefordert.

Bereits kurzfristig ist es so möglich im Vergleich zum bestehenden regulatorischen System Kosteneffizienz zu erreichen, da ein größeres Angebot an Flexibilitätspotenzialen einbezogen werden kann, sowie Engpassmanagement unabhängig von einzelnen Anbietern bezogen werden kann. Ebenso kann Abregelung von erneuerbaren Anlagen reduziert werden, da lokal Potenziale abgerufen werden können, welche diesen Strom aufnehmen. Mittelfristig führt eine Bereitstellung stabiler regionaler Preissignale, welche in nationalen Einheitspreiszonen bisher nicht gegeben sind, zu potentiellen Investitionsanreizen in Erzeugungskapazität und Flexibilität. Durch eine Einbindung regionaler Flexibilitätsanbieter mit unterschiedlichsten Geschäftsmodellen kann zusätzlich eine größere Akzeptanz für die Energiewende erzeugt werden. Außerdem kann durch die Reduktion von regulatorischem Engpassmanagement mittelfristig ein effizienterer Netzausbau realisiert werden und zwischenzeitlich Netzausbaukosten verschieben.

In diesem Konferenzbeitrag sollen die Effekte der Einbindung einer marktbasiereten Beschaffung von Engpassmanagement durch Smart Markets innerhalb eines mehrstufigen

Strommarktmodells analysiert werden. Im Zentrum der Analyse stehen die Simulation von Engpässen, von zugehörigem Engpassmanagement und dadurch resultierendem endogenem Netzausbau. Darüber hinaus werden die Funktionsweise von Smart Markets und die dadurch erzielte Einbindung von regionalen Flexibilitäten betrachtet. Es stellt sich die Forschungsfrage, auf welchen Ebenen eine Einführung von Smart Markets vorteilhaft gegenüber der rein kostenbasierten oder marktbasieren Beschaffung von Engpassmanagement sein kann.

1.3 Redispatch und Netzausbau in Strommarktmodellen

Die Analyse von Engpassmanagement und Investitionsentscheidungen wird in diesem Konferenzbeitrag im Rahmen eines mehrstufigen Strommarktmodells erfolgen. Diese Herangehensweise stellt auch in der Literatur einen verbreiteten Ansatz dar. Ein Teil der Literatur befasst sich im Rahmen von mehrstufigen Strommarktmodellen mit den gesamtwirtschaftlichen Effekten von verschiedenen Marktdesigns, auch bezüglich Engpassmanagement [4] [5]. In der Abwesenheit von vertikal integrierten Monopolen wird der Netzausbau zunächst von einem zentralen Netzwerkplaner in Antizipation des Strommarktergebnisses und des Handelns privater Firmen auf dem Strommarkt gestaltet. Daher existieren Modelle zur Analyse von Engpassmanagement und dessen Kosten, in denen ein zweistufiger Ansatz dazu gewählt wird [6], sowie die Reduktion dieser Kosten durch Netzausbau [7]. Durch die Antizipation des Marktgeschehens wird dieser Ansatz um marktgetriebene Investitionsentscheidungen in Erzeugungskapazität erweitert [8], wodurch sowohl Investitionsentscheidungen in das Netz als auch den Kraftwerkspark betrachtet werden [9]. Dazu existieren zahlreiche Forschungsschwerpunkte wie die Unsicherheit bezüglich der Preiszonenkonfiguration [10] [11] oder bezüglich der Investitionen in Erzeugungskapazität [12]. Die strategische Interaktion mehrerer Netzbetreiber mit individuellen Plänen zum Netzausbau wird ebenfalls betrachtet [13]. Forschung zur Umsetzung von marktbasieren Ansätzen zur Beschaffung von Engpassmanagement ist weniger ausgeprägt als zum regulatorischen, kostenbasierten Ansatz und befasst sich mehr mit dem Netzbetrieb [14]. Die Erweiterung von mehrstufigen Strommarktmodellen um einen marktbasieren Redispatch findet lediglich in Bezug auf eine vollständig marktbasierte Beschaffung statt [15]. In den letzten Jahren steigt jedoch die Präsenz des Konzeptes eines Flexibilitätsmarkt-basierten Engpassmanagements [16] [17], wobei eine vollständige Modellierung bisher fehlt. Die Einbettung des Smart Market Ansatz [3] in ein mehrstufiges Strommarktmodell mit endogenen Investitionsentscheidungen stellt in diesem Rahmen einen neuen Ansatz dar, der in diesem Beitrag gezeigt wird und einen Mehrwert zur Literatur darstellen soll. Dadurch ist es möglich mittelfristige, marktgetriebene Entwicklungen der europäischen Strommärkte zu berücksichtigen und die Auswirkungen von Smart Markets auf das Übertragungsnetz und die Engpassproblematik zu analysieren.

2 Methodik und Lösungsansatz

2.1 Das mehrstufige Strommarktmodell mit Einbindung einer Smart Market Stufe

Zur Analyse eines marktbasierten Redispatch auf Basis von regional und zeitlich limitierten Märkten wird ein bestehender dreistufige Modellierungsansatz [15] [18] um die Stufe der Smart Markets zur Einbindung regionaler Flexibilitäten ergänzt:

1. Ein zentraler Netzbetreiber plant Investitionen in das Übertragungsnetz. Dabei werden der Handel auf dem Spot Markt für Elektrizität, sowie der finale Bedarf zum Engpassmanagement antizipiert.
2. Unabhängige Erzeuger agieren auf dem Spot Markt für Elektrizität und entscheiden über kurzfristige Stromerzeugung sowie mittelfristige Investitionen in Erzeugungskapazität. Perfekte Voraussicht sowie perfekter Wettbewerb sind angenommen.
3. Dezentrale Flexibilitäten nehmen auf räumlich und zeitlich begrenzten Smart Markets teil, um Engpässe, die sich auf dem Marktergebnis bestimmen, marktbasierend zu lösen. Dabei wird eine Prognose des Redispatchbedarfs verwendet, um die potentiell gehandelten Mengen sowie die Kostenreferenz zu bestimmen.
4. Falls Engpässe über die Smart Markets nicht vollständig gelöst werden können, wird kostenbasierter, regulatorischer Redispatch zur Lösung herangezogen.

Das hier dargestellte mehrstufige Strommarktmodell kann durch die Kombination der ersten und der vierten Stufe in eine dreistufige Modellierung umgeformt werden [19] und somit sequentiell gelöst werden. Die resultierenden Optimierungsprobleme sind in GAMS entweder als lineares oder als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem implementiert.

2.2 Die Integration des Smart Market Ansatzes

Zunächst ist es nötig aufzuzeigen, wie das Smart Market Konzept in das Energy-Only Marktdesign eingebunden werden kann. Abbildung 1 zeigt diese Einbindung am Beispiel Deutschlands. Das Prinzip kann jedoch auf jedes Land mit gleichem Marktdesign übertragen werden.

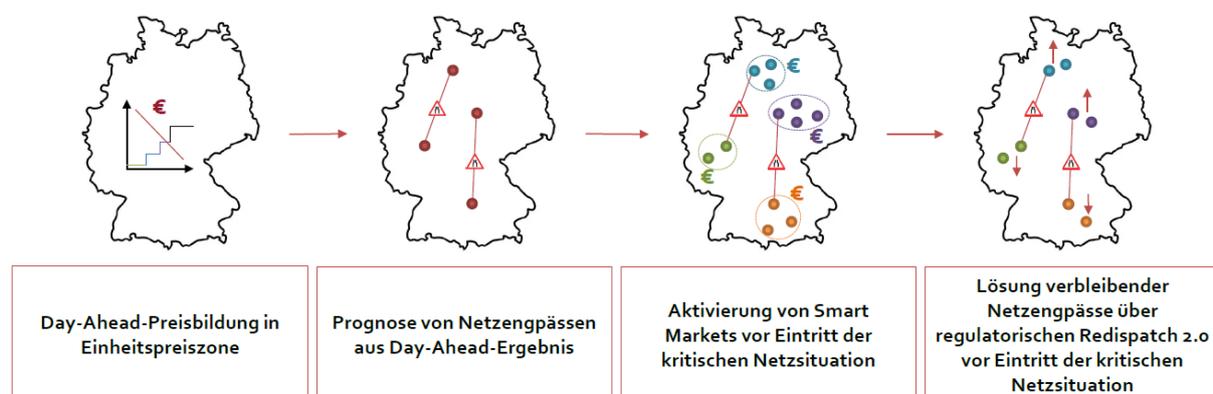


Abbildung 1: Schematische Eingliederung des Smart Market Konzeptes in das Energy-Only Marktdesign. Quelle: eigene Abbildung

Aus dem Day-Ahead Markt ergibt sich ein Marktergebnis auf Basis einer Einheitspreiszone. Diesem Einheitspreis liegt die Annahme zugrunde, dass Netzrestriktionen nicht eingepreist

sind (sog. „Kupferplatte“). Somit ist zu diesem Zeitpunkt fraglich, ob das Marktergebnis im physischen Netz realisiert werden kann. Netzbetreiber stellen im Anschluss eine Prognose von Netzengpässen auf. All dies erfolgt vor dem Tag der tatsächlichen Stromlieferung. Bei Redispatch im regulatorischen Sinne wird auf Basis dieser Engpassprognose auch Redispatch zum Zeitpunkt des tatsächlichen Engpasses angewiesen. In dem entstehenden zeitlichen Intervall können nun bereits vorhandene Datenaustauschprozesse genutzt werden, um aus der Engpassprognose Einschaltssignale für Smart Markets zu generieren und sie vor Eintritt der prognostizierten Engpasssituation zu schließen. Die daraus ergebende Anpassung der Wirkleistung an strategischen Punkten im Übertragungsnetz kann anschließend in der Realisation des Engpassmanagements berücksichtigt werden. Engpässe können dann bereits vollständig gelöst sein. Sollte dies nicht der Fall sein, springt der regulatorische Redispatch als Rückfalloption ein.

2.3 Definition und Einschaltssignale für den Smart Market

Durch die regionale und zeitliche Begrenzung der Smart Markets und die Einbindung dieser in das bestehende Marktdesign stellt sich die Notwendigkeit sinnvoller Einschaltssignale zu formulieren, sodass die Marktaktivität Engpässen entgegenwirken kann. Dabei ist es entscheidend die beiden geforderten Charakteristika aus der EU-Gesetzgebung zu beachten: Wettbewerb und Preissignale. Beide Aspekte sprechen zunächst für eine möglichst große Ansetzung der Smart Market Gebiete, also dem Zusammenschluss mehrerer Übergabepunkte vom Übertragungs- in das Verteilnetz mit gleicher geforderter Richtung der Leistungsanpassung zu einem gemeinsamen Markt. Auf der anderen Seite sollen Smart Markets eine möglichst effiziente Engpassbewirtschaftung bieten. Dies wiederum spricht für eine möglichst präzise Definition der Märkte auf strategisch sinnvolle Punkte. Einschaltssignale müssen also einen Kompromiss aus beiden Aspekten finden.

Der Einfluss einzelner Knotenpunkte im Übertragungsnetz auf spezifische Leitungen kann über die jeweilige Power-Transfer-Distribution-Factor („PTDF“) Matrix herausgefunden werden. Diese ist Teil einer DC-Lastflussapproximation, welche in Strommarktmodellen zur Abbildung des Netzes und der Lastflüsse gebildet wird [20]. Eine solche PTDF gibt die prozentuelle Änderung von Flüssen durch eine Lastanpassung auf einem Knoten hinsichtlich eines Referenzknotens, also einer Senke, an.

$$PTDF_{l,n} = \begin{pmatrix} l_1 n_1 & \cdots & l_1 n_N \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ l_L n_1 & \cdots & l_L n_N \end{pmatrix}$$

Somit können, wenn dieser Referenzknoten dem Startpunkt und dem Endpunkt der engpassbehafteten Leitung zugewiesen wird, entsprechend relevante Knotenpunkte ausgewählt werden, deren Leistungsanpassung laut der PTDF eine hohe Wirkung auf den Lastfluss haben. Intuitiv haben Anpassungen auf sowohl dem Start- als auch der Endknoten jeweils den höchsten Wirkungsfaktor auf den Fluss der Leitung selbst. Jedoch können entsprechend der Netztopologie andere Knoten ebenfalls eine hohe Wirkung besitzen. Punkte im Netz, welche weit entfernt vom Engpass liegen erhalten einen niedrigen Wirkungsfaktor und können ausgeschlossen werden. Die Festsetzung der entsprechenden PTDFs für eine engpassbehaftete Leitung berücksichtigt so ebenfalls die Richtung des Engpasses und ist in der Lage zu definieren, auf welchen Knotenpunkte eine positive Leistungsanpassung und auf

welchen eine negative Leistungsanpassung sinnvoll ist. Das Vorgehen ist somit vergleichbar mit einer Bildung von Anpassungspaaren im Redispatch: Hier wird auf jeder Seite eines Engpasses eine positive bzw. eine negative Anpassung vorgenommen, um die Energiebilanz des Systems ausgeglichen zu halten sowie eine Lastflussänderung hervorzurufen. Die Grenze, ab wann eine Leistungsanpassung an einem Knoten einen ausreichenden Effekt auf den Lastfluss besitzt, kann über mehrere Ansätze gewählt werden. In diesem Beitrag werden die wenigen Knotenpunkte gewählt, die die höchste Wirkung besitzen.

Da nun Smart Market Gebiete definiert sind, stellt sich die Frage, welche Nachfragemenge als Engpasslösung jeweils den Smart Markets mit positiver und negativer Leistungsanpassung zugewiesen werden. Nachdem die Wirkungsfaktoren einzelner Knotenpunkte innerhalb des Smart Market Gebiets auf den Engpass festgestellt sind, kann der vollständige Engpass der jeweiligen Leitung als Flexibilitätsnachfrage sowohl für positive als auch negative Leistungsanpassung angegeben werden. Die Summe aller Leistungsanpassungen kann so maximal den Engpass lösen. Um dabei sowohl die Kosten einer marktbasierten Lösung in Grenzen zu halten und so auch potentielle Gewinnmöglichkeiten durch strategisches Verhalten bzw. Inc-Dec-Gaming zu verringern, kann die Preisbildung mit einer Kostenobergrenze versehen werden. Diese kann beispielsweise über eine abgeschätzte Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers für Engpasslösung berechnet werden, also der Kostendurchschnitt über einen bestimmten Zeitraum für Redispatch. Alle Gebote, die unterhalb dieser Kostenreferenz liegen, können somit akzeptiert werden. Es ergibt sich ein Abruf von Flexibilitäten, welcher in ein nodales Ergebnis umgerechnet wird und vor Einsatz des finalen, kostenbasierten Redispatch bereits eine Leistungsanpassung bedeutet. Sollte der Engpass nicht vollständig gelöst werden können, kann der regulatorische Redispatch ex-post den Engpass vollständig lösen sowie die Energiebilanz in jedem Fall ausgleichen.

3 Modellbeschreibung

Eine formale mathematische Beschreibung der Modellstufen befindet sich im Appendix. Auf der ersten Stufe des Modells (Abbildung 2) entscheidet ein Übertragungsnetzbetreiber über den wohlfahrtsmaximalen Leitungsausbau und antizipiert damit die Ergebnisse aller drei weiteren Stufen. Wohlfahrtsmaximaler Ausbau entspricht kostenminimalem Ausbau und ist über Leitungskandidaten implementiert, d.h. die Ausbauentscheidung ist eine ganzzahlige Entscheidung.

Wohlfahrtsmaximaler Leitungsausbau	
<i>max</i>	Gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt
<i>u.d.NB.</i>	Leitungsausbaurestriktion
Ergebnisse: optimaler Leitungsausbau	

Abbildung 2: Beschreibung der ersten Modellstufe, Quelle: eigene Darstellung

Das Spot Markt Ergebnis, welches auf das Übertragungsnetz abgebildet werden muss, ergibt sich aus Modellstufe 2 (Abbildung 3). Die Gewinnmaximierung privat agierender Firmen mit einer Erzeugungs- und Investitionsentscheidung entspricht dabei dem wohlfahrtsmaximalen Marktergebnis. Es wird eine zonale Nachfragefunktion mit Preiselastizität sowie einer

Referenznachfrage je nach Zeitabschnitt modelliert. Diese Nachfrage kann somit über die existierenden Erzeuger mit konventionellen und erneuerbaren Kapazitäten und deren Kapazitätsbeschränkungen gedeckt werden, durch Zubau von Erzeugungskapazitäten, sowie Speicherbetrieb aus Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern. Technologien zur Sektorenkopplung, wie in diesem Beispiel Power-to-Gas agieren ebenfalls auf dem Spot Markt und sehen sich mit einem konstanten Weitergabewert, wie dem Gaspreis, konfrontiert.

Gewinnmaximierung von privaten Firmen auf dem Spot Markt	
<i>max</i>	Wohlfahrt des Spot Marktes für Elektrizität
<i>u.d.NB.</i>	Zonale Energiebilanz (Kirchhoffs erstes Gesetz)
<i>u.d.NB</i>	Kapazitätsbeschränkungen der Erzeugung mit Investitionen
Ergebnisse: Fahrpläne, Investitionsentscheidungen	

Abbildung 3: Beschreibung der zweiten Modellstufe, Quelle: eigene Darstellung

Da sich aus diesem Marktergebnis, welches auf Basis einer aggregierten Merit-Order aller zonalen Erzeuger gebildet wird, keine Netzrestriktionen berücksichtigt, kann es zu Engpässen kommen. Eine Engpassprognose, d.h. potentiell überladene Leitungen sind Teil einer Prognose, die in die dritte Stufe des Modells als Flexibilitätsnachfrage eingeht, wie in Kapitel 2.3 beschrieben. Für jede engpassbehaftete Leitung ergeben sich potentiell zwei Smart Markets mit einer positiven und einer negativen Nachfrage an Flexibilität. Diese Märkte müssen die angeforderte Anpassung der Leistung nicht vollständig lösen, da nur Flexibilitäten, die günstiger als die Zahlungsbereitschaft für Engpasslösung (Kostenobergrenze), agieren. Damit wird die kostenminimale Auswahl an Flexibilitäten auf Modellstufe 3 getroffen (Abbildung 4). Diese Flexibilitäten besitzen Kapazitätsbeschränkungen, welche sich je nach Kategorie nach dem Fahrplan aus dem Spot Markt Betrieb richten. Als Flexibilitäten werden Demand-Side-Management, Kraft-Wärme-Kopplung, sowie Power-to-Gas angenommen. Zusätzliche Flexibilitätsanbieter sind stets denkbar und können in zukünftiger Forschung ergänzt werden.

Kostenminimale Wahl von Flexibilitäten auf dem Smart Market	
<i>min</i>	Smart Market Gesamtkosten
<i>u.d.NB.</i>	Marktgleichgewicht des Smart Market mit Kostenobergrenze
<i>u.d.NB</i>	Kapazitätsbeschränkungen der Flexibilitäten
Ergebnisse: Flexibilitätsbetrieb, nodale Leistungsanpassung	

Abbildung 4: Beschreibung der dritten Modellstufe, Quelle: eigene Darstellung

Nachdem die Smart Markets gelöst wurden, ergibt sich eine nodale Anpassung, die ex-ante kostenbasierten Redispatch möglichst reduzieren soll. Somit werden auf Modellstufe 4 (Abbildung 5) noch potentiell nicht gelöste Engpässe über kostenbasierten Redispatch und Lastabwurf als ultima ratio gelöst. Dabei ist die angepasste Kapazitätsbeschränkung der Erzeuger zu beachten, wie auch die nodale Energiebilanz. Lastflüsse werden auf Basis technischer Leitungsdaten mit einer DC-Lastflusslinearisierung berechnet.

Kostenminimale Wahl von Engpassmanagement	
<i>min</i>	Gesamtkosten für Engpassmanagement
<i>u.d.NB.</i>	Kapazitätsbeschränkungen der Erzeugung
<i>u.d.NB</i>	Nodale Energiebilanz (Kirchhoffs erstes Gesetz)
<i>u.d.NB</i>	DC-Lastflusslinearisierung
Ergebnisse: kostenminimales Engpassmanagement	

Abbildung 5: Beschreibung der vierten Modellstufe, Quelle: eigene Darstellung

4 Beispielmodell und Ergebnisse

Das im Konferenzbeitrag vorgestellte Konzept des marktbasieren Engpassmanagements über Smart Markets soll nun auf ein Beispielnetz angewendet werden. Wie bereits vorher erwähnt, sind vor allem Einsparungen im herkömmlichen Redispatch, der Abregelung erneuerbarer Anlagen, der resultierende Netzausbau sowie der Betrieb der Smart Markets von besonderer Bedeutung.

4.1 Datengrundlage

Als Datengrundlage wird ein aggregiertes 11-Knoten-Modell für das deutsche Übertragungsnetz verwendet. Eine Darstellung dessen ist in Abbildung 6 im Appendix 7.3 zu finden. Leitungsdaten stammen aus den statischen Netzmodellen der vier Übertragungsnetzbetreiber. Diese Leitungen, welche die 11 Knoten verbinden, sind auf Stand des aktuell existierenden Netzes in Deutschland, sowie dem bis 2030 geplanten Netzausbau. Ausbau ist auf allen Leitungen endogen über das Modell möglich, d.h. die Leitung können verstärkt werden. Die technischen Daten, sowie die Ausbaurkosten richten sich demnach jeweils nach Länge und Übertragungskapazität. Aufbauend auf einem bereits regionalisierten Kraftwerkspark für das Jahr 2020 werden Erzeugungs- und Speicherkapazitäten aus dem ENTSO-E Szenario für 2025 herangezogen. Investitionen in Erzeugungskapazitäten bis dahin sind also bereits berücksichtigt. Eine Übersicht über die Inputdaten kann in Tabelle 6 und Tabelle 7 in Appendix 7.3 gefunden werden. Variable Kosten sowie Investitionskosten für Erzeugungskapazitäten richten sich nach einem CO₂-Preis von 100 Euro/Tonne. Auf dieselbe Art ist die Nachfrage für das Jahr 2025 skaliert. Das Modell wird für einen Zeitraum von einem Jahr in 4-stündlicher Aufteilung gelöst. Die erneuerbaren Erzeugungsprofile stammen aus den Daten zur tatsächlichen Erzeugung von ENTSO-E des Jahres 2020 und unterscheiden sich für süddeutsche und norddeutsche Knoten. Als Flexibilitäten, die auf dem Smart Market agieren und bisher im Engpassmanagement nicht berücksichtigt waren, werden zwei Hauptkategorien angenommen: Nachfrageflexibilisierung und Sektorkopplung. Nachfrageflexibilisierung kann genutzt werden um die Nachfrage, die sich aus dem Marktergebnis ergibt, zu reduzieren und potentiell zu erhöhen. Dabei wird ein fester Flexibilitätsfaktor in beide Leistungsrichtungen unterschieden. Sektorenkopplung umfasst in dieser Betrachtung die Kopplung mit dem Wärmesektor sowie dem Gassektor und ist über erneuerbare Kraft-Wärme-Kopplung unter 100 kW sowie Power-to-Gas (Elektrolyseure) berücksichtigt. Die Kapazitäten dafür entsprechen den bisher nicht steuerbaren KWK-Anlagen,

sowie den Ausbauplänen bis 2025 für Elektrolyse. Die Gebote unterscheiden sich für die Flexibilitäten je nachdem ob eine positive oder eine negative Leistungsanpassung auf dem Smart Market als Einschaltsignal geliefert wird und sind an die Werte in [21] orientiert. Somit sind negative Gebote für Leistungsreduktionen berücksichtigt, ähnlich wie die Rückzahlung im kostenbasierten Redispatch. Eine Übersicht über die verwendeten Parameter ist in Tabelle 8 zu finden.

4.2 Modellvalidierung

Zur Modellvalidierung sind mehrere Modellergebnisse zu überprüfen: Die Marktergebnisse aus dem Spot Markt für Elektrizität, sowie die daraus resultierende Engpasssituation im Übertragungsnetz. Dabei soll zunächst festgestellt werden, ob die Modellgrundlage belastbare Ergebnisse liefert, bevor die Beschaffung von Engpassmanagement über Smart Markets eingeführt wird.

Die deskriptiven Statistiken zum ermittelten Strompreis findet sich in Tabelle 1 wieder. Diese stimmen grundsätzlich mit den Erwartungen bzgl. des steigenden CO₂-Preises überein. Im Mittel liegt der Strompreis bei knapp 113 Euro pro MWh für die Preiszone. Im Jahresverlauf sinkt dieser, wenn erneuerbare Erzeugung vorrangig ist, und steigt, wenn konventionelle Erzeugung dominiert. Dabei wird minimal eine Residuallast von null erreicht. Eng damit verbunden sind die Ergebnisse zu Investitionsentscheidungen bzgl. Erzeugungskapazität in Tabelle 2. Durch den erhöhten CO₂-Preis und der Szenariowahl mit Basisjahr 2025, in welcher Ausbaupläne bereits berücksichtigt sind, finden keine neuen marktgetriebenen Investitionen in Erzeugungskapazität statt. Im Gegensatz dazu werden teure Erzeugungskapazitäten wie Öl oder Kohle teilweise oder voll abgebaut. Existierende erneuerbare Anlagen werden nicht abgebaut und laufen entsprechend ihres Erzeugungsprofils.

Max	Min	Mittelwert	Mittelwert Sommer	Mittelwert Winter	Standardabweichung
243.68132	0	109.37569	112.7987578	105.9526388	35.32382373

Tabelle 1: Deskriptive Statistiken zur Strompreisentwicklung

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

Tabelle 2: Ergebnisse bzgl. Ausbau und Abbau der Erzeugungskapazitäten pro Technologie

Ein weiterer Aspekt ist die Verteilung von Engpassmanagement auf den Netzknoten innerhalb der Preiszone. Das Marktergebnis mit dem Einheitspreis hat keine technischen Netzrestriktionen berücksichtigt. Daher werden zunächst ohne die Berücksichtigung von Smart Markets kostenbasiert Leistungsanpassungen in Form von Redispatch vorgenommen. Die aufsummierten Ergebnisse pro Knoten sind dazu in Tabelle 3 zu finden.

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

Tabelle 3: Summe an Redispatch über das betrachtete Jahr pro Netzknoten in GW

Es ist zu erkennen, dass positiver Redispatch vor allem an Netzknoten im Süden Deutschlands vorzufinden ist, wobei negativer Redispatch und Abregelung erneuerbarer Anlagen an Knoten

im Norden zu finden sind. Dieses Ergebnis stimmt mit der generellen Redispatchverteilung innerhalb Deutschlands überein, wobei durch die Aggregation auf 11 Knoten Genauigkeit verloren geht.

4.3 Ergebnisse hinsichtlich Smart Market Einsatz, Engpassmanagement und Leitungsausbau

Flexibilitäten auf Smart Markets sollen genutzt werden, Engpässen im Netz vorzubeugen und gleichzeitig ein regionales Preissignal liefern, welches im vorhandenen Marktdesign mit einer Einheitspreiszone nicht geliefert werden kann. Daher wird zunächst überprüft, wo im Netz Engpässe vorhanden sind und wo dadurch Netzausbau nötig ist, um hohen Kosten zum Engpassmanagement vorzubeugen. In Abbildung 7 im Anhang 7.4 kann erkannt werden, dass vor allem Leitungen, die Strom von Gebieten mit hoher Winderzeugung in Lastzentren transportieren, von Engpässen betroffen sind und endogen verstärkt würden. Das gilt nicht für Leitungen, die weniger durch das Nord-Süd-Gefälle betroffen sind. An den Engpassleitungen öffnen sich vor dem Engpassmanagement die Smart Markets, was vom Übertragungsnetzbetreiber in seiner Planung der Leitungsinvestitionen antizipiert wird. Die Aktivität der Flexibilitäten wird dabei durch die regionalen Einschaltssignale so angefordert, dass sie die Richtung der Engpässe berücksichtigt, ähnlich zum regulatorischen Redispatch. Es ergibt sich an den Netzknoten die Aktivität der Flexibilitäten wie sie in

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	-13.73	-10.12	1.33	0.48	-0.65	-0.03	-3.75	2.71	0.33	20.74	58.23

Tabelle 4 zu sehen ist. Es zeigt sich, dass regionale Flexibilitäten genutzt werden können, um Engpässen entgegenzuwirken. Power-to-Gas wird dabei v.a. zur positiven, während KWK zur negativen Leistungsanpassung genutzt wird.

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	-13.73	-10.12	1.33	0.48	-0.65	-0.03	-3.75	2.71	0.33	20.74	58.23

Tabelle 4: Smart Market Aktivität pro Netzknoten nach Typ in Summe über ein Jahr in GW

Durch diese Einbindung regionaler Flexibilitäten kann es zu einer effizienteren Planung des Netzausbaus kommen. Abbildung 7 zeigt darüber hinaus einen Vergleich des Netzausbaus unter kostenbasiertem Redispatch und unter Einbindung von Smart Markets. Es kommt zu einer möglichen kleineren Einsparung des Netzausbaus auf einer Querleitung, welche nicht direkt vom Nord-Süd-Gefälle in Deutschland betroffen ist. Engpassmanagementkosten sind also nach Smart Market Lösung soweit verringert worden, dass die Leitung nicht mehr gebaut werden muss, um ein kosteneffizientes Ergebnis zu erhalten. Dabei gilt zu beachten, dass der Smart Market Betrieb ebenfalls Kosten verursachen kann, je nach Art der lokalen Flexibilitäten. Dies muss vom Netzbetreiber ex-post in der Netzplanung beim Leitungsausbau berücksichtigt werden, was in dieser Modellsimulation vernachlässigt ist. Die Flexibilitäten sind jedoch nicht

in ihrer Leistung begrenzt und es können verschiedene Geschäftsmodelle kleinerer, effizient positionierter Flexibilitäten genutzt werden.

Ein weiterer Aspekt ist die Nutzung von erneuerbarem Strom. Unter dem vorhandenen Marktdesign mit einer Einheitspreiszone und dem existierenden Netz kommt es zu Abregelung von erneuerbaren Anlagen, da deren Standort keine Netzengpässe berücksichtigt. Durch die Einbindung von regionalen Smart Markets kann diese Abregelung reduziert werden, da Flexibilitäten u.a. kurzfristig genutzt werden können den erneuerbaren Strom nachzufragen.

	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

Tabelle 5: Engpassmanagement im Vergleich mit und ohne Smart Market Aktivität nach Art aufsummiert über ein Jahr in GW

Dies ist vor allem an den Nordknotenpunkten im deutschen Übertragungsnetz relevant. So sind hier v.a. Möglichkeiten zur Nachfrageflexibilisierung genutzt, um eine negative Leistungsanpassung herbeizuführen. D.h. die Abregelung erneuerbarer Anlagen kann dadurch ersetzt werden. Dies kann ebenfalls in den Modellierungsergebnissen in Tabelle 4 erkannt werden. Die gesamten simulierten Leistungsanpassungen durch Engpassmanagement sind in Tabelle 5 vergleichbar aufgelistet.

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Ergebnisse dieses Konferenzbeitrages zeigen, dass es möglich ist eine marktbasierete Beschaffung von Engpassmanagement in Form von Smart Markets zu etablieren. Da Smart Markets Engpässe vor Eintritt der kritischen Netzsituation bereits teilweise oder auch vollständig lösen können, bleibt der kostenbasierte Redispatch als Rückfalloption bestehen. Im Vergleich zu einem vollständig marktbasiereten Redispatchsystem kann so ein kostengünstiges, versorgungssicheres und der Einbindung erneuerbarer Energiequellen zugewandtes System geschaffen werden. Durch die Einführung regionaler Märkte zur Beschaffung von Engpassmanagement können regionale Investitionsanreize geschaffen werden, welche der langfristig kostenoptimalen Allokation von Erzeugungskapazitäten innerhalb einer Einheitspreiszone beitragen können. Dafür ist es nötig, dass langfristig ausreichend Erlöspotenziale und Preisstabilität für die Vermarktung von Flexibilitäten entstehen. Weitere Forschung kann sich auf die genauere Abbildung des Flexibilitätsbetriebs ausrichten. So können zusätzliche Typen an Flexibilitäten einbezogen werden, sowie deren Gebotsverhalten berücksichtigt werden. Strategisches Gebotsverhalten, wie es in marktbasieretem Redispatch vorhanden ist, kann auch im Falle von Smart Markets zunächst nicht vollständig verhindert werden. Aspekte wie die Kostenobergrenze helfen jedoch bereits in dieser Konfiguration dabei, das Potenzial von strategischem Bieterverhalten einzuschränken.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Union, *Verordnung 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates*, 2019.
- [2] L. Hirth und I. Schlecht, „Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: The Preconditions for and Consequence of Inc-Dec Gaming,“ 2020.
- [3] Ecofys; Fraunhofer IWES, „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen,“ Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2017.
- [4] A. Ehrenmann und Y. Smeers, „Inefficiencies in European congestion management proposals,“ *Utilities Policy*, Bd. 13, Nr. 2, pp. 135-152, 2005.
- [5] A. Ehrenmann und K. Neuhoff, „A comparison of electricity market designs in networks,“ *Operations Research*, Bd. 57, pp. 274-286, 2009.
- [6] L. M. Lang, B. Dallinger und G. Lettner, „The meaning of flow-based market coupling on redispatch measures in Austria,“ *Energy Policy*, Bd. 136, 2020.
- [7] P. Staudt und S. Oren, „Merchant transmission in single-price electricity markets with cost-based,“ *Energy Economics*, Bd. 104, 2021.
- [8] V. Grimm und G. Zöttl, „Investment incentives and electricity spot market competition,“ *Journal of Economics & Management Strategy*, Bd. 22, pp. 832-851, 2013.
- [9] E. Sauma und S. Oren, „Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets,“ *Journal of Regulatory Economics*, Bd. 30, pp. 261-290, 2006.
- [10] M. Ambrosius, J. Egerer, V. Grimm und A. H. van der Weijde, „Uncertain bidding zone configurations: The role of expectations for transmission and generation capacity expansion,“ *European Journal of Operational Research*, Nr. 285 (1), pp. 343-359, 8 2020.
- [11] M. Ambrosius, V. Grimm, T. Kleinert, F. Liers, M. Schmidt und G. Zöttl, „Endogenous price zones and investment incentives in electricity markets: An application of multilevel optimization with graph partitioning,“ *Energy Economics*, Bd. 92, 2020.
- [12] A. H. van der Weijde und B. Hobbs, „The economics of planning electricity transmission to accommodate renewables: Using two-stage optimisation to evaluate flexibility and the cost of disregarding uncertainty,“ *Energy Economics*, Bd. 34, Nr. 6, pp. 2089-2101, 2012.
- [13] D. Huppmann und J. Egerer, „National-strategic investment in european power transmission capacity,“ *European Journal of Operational Research*, Bd. 247, pp. 191-203, 2015.
- [14] M. Pantos, „Market-based congestion management in electric power systems with increased share of natural gas dependent power plants,“ *Energy*, Bd. 36, Nr. 7, pp. 4244-4255, 2011.
- [15] V. Grimm, A. Martin, C. Sölch, M. Weibelzahl und G. Zöttl, „Market-based Redispatch May Result in Inefficient Dispatch,“ *The Energy Journal*, 2022.

- [16] A. C. Meißner, A. Dreher, K. Knorr, M. Vogt, H. Zarif, L. Jürgens und M. Grasenack, „A co-simulation of flexibility market based congestion management in Northern Germany,“ in *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, 2019.
- [17] S. Huber, S. Köppl, N. Klemp, M. Schulz und E. Heilmann, „Engineering Smart Market Platforms for Market Based Congestion Management,“ *Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems*, pp. 544-549, 2018.
- [18] M. Ambrosius, J. Egerer, A. V. Grimm und A. van der Weijde, „The role of expectations for market design - on structural regulatory uncertainty in electricity markets,“ 2019.
- [19] V. Grimm, A. Martin, M. Schmidt, M. Weibelzahl und G. Zöttl, „Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes,“ *European Journal of Operational Research*, Bd. 254, Nr. 2, pp. 493-509, 2016.
- [20] F. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors und R. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [21] W. Heitkötter, B. Schyska, D. Schmidt, W. Medjroubi, T. Vogt und C. Agert, „Assessment of regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset,“ *Advances in Applied Energy*, Bd. 1, 2021.

7 Appendix

7.1 Nomenklatur

Set	Beschreibung
$t \in T$	Zeitabschnitt
$n \in N$	Netzknoten
$g \in G$	Erzeuger
$res \in RES$	Erneuerbarer Erzeuger
$s \in S$	Flexibilitätsanbieter
$l \in L$	Übertragungsleitung
$m \in M$	Smart Market

Variable	Beschreibung
$d_{t,n}^{spot}, d_{t,n}^{redi}$	Nachfrage nach Elektrizität
$d_{t,m}^{smart+}, d_{t,m}^{smart-}$	Nachfrage nach Flexibilität
$\Delta d_{t,n}$	Lastabwurf
z_l^{new}	Binäre Leitungsausbauentcheidung
$\bar{y}_g^{bu}, \bar{y}_g, \bar{y}_{res}$	Investition in Erzeugungskapazität
$y_{t,g}^{spot}, y_{t,res}^{spot}$	Erzeugung
$\Delta y_{t,g}$	Redispatch
$st_{t,s}^{in}, st_{t,s}^{out}, soc_{t,s}$	Speichervariablen
$p2g_{t,s}$	Gaserzeugung Power-to-Gas
$\Delta y_{t,g}^+, \Delta y_{t,g}^-$	Redispatchüberschuss durch Smart Market
$y_{t,s}^+, y_{t,s}^-$	Flexibilität (positiv / negativ)
$f_{t,l}^{redi}$	Lastfluss
$\theta_{t,n}, \theta_{t,m}$	Spannungswinkel

Parameter	Beschreibung
$c_l^{inv}, c_g^{inv}, c_{res}^{inv}$	Investitionskosten
c_g^{var}, c_s^{var}	Variable Kosten
c_g^{OC}, c_{res}^{OC}	Betriebskosten
p^{gas}	Gaspreis
$\tau_{t,res}, \tau_{t,g}, \tau_{t,s}$	Verfügbarkeit
c^{ref+}, c^{ref-}	Kostenobergrenze
c_s^{var+}, c_s^{var-}	var. Flexibilitätskosten
$PTDF_{l,n}^*$	Nodaler Wirkungsfaktor aus zugehöriger PTDF
$\bar{y}_{t,s}^+, \bar{y}_{t,s}^-$	max. Flexibilitätsgebot
V	Value of lost load
$\hat{y}_{t,n}^{smart}$	Nodales Smart-Market-Ergebnis
\bar{f}_l	max. Lastfluss
M_l, B_l	Big M, Leitungssuszeptanz

7.2 Formale Modellbeschreibung

7.2.1 Wohlfahrtsoptimaler Leitungsausbau

Zielfunktion:

$$\begin{aligned} \max_{z_l, \bar{y}_g^{ub}} \Psi_1 := & \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \int_0^{d_{t,n}^{redi}} p_{t,n}(x) dx - \sum_{l \in L^{new}} c_l^{inv} z_l^{new} - \\ & - \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} c_g^{var} (y_{t,g}^{spot} + \Delta y_{t,g}) - \sum_{n \in N} \sum_{g \in G_n} c_g^{inv} \bar{y}_g^{bu} \end{aligned} \quad (1)$$

Leitungsausbaurestriktion:

$$z_l \in \{0, 1\} \quad \text{for all } l \in L. \quad (2)$$

7.2.2 Gewinnmaximierung von privaten Firmen auf dem Spot Markt für Elektrizität

Zielfunktion:

$$\begin{aligned} \max_{y_{t,g}^{spot}, \bar{y}_g, \bar{y}_{res}, d_{t,n}^{spot}} \Psi_2 := & \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \int_0^{d_{t,n}^{spot}} p_{t,n}(x) dx - \sum_{n \in N} \left(\sum_{g \in G_n} c_g^{inv} \bar{y}_g + \sum_{res \in RES_n} c_{res}^{inv} \bar{y}_{res} \right) - \\ & - \sum_{n \in N} \sum_{g \in G_n} \left(\sum_{t \in T} c_g^{var} y_{t,g}^{spot} + c_g^{OC} \cdot \bar{y}_g \cdot t \right) - \sum_{res \in RES_n} (c_{res}^{OC} \cdot \bar{y}_{res} \cdot t) + \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} (p^{gas} - c_s^{var}) \cdot p2g_{t,s} \end{aligned} \quad (3)$$

Zonale Energiebilanz:

$$\begin{aligned} \sum_{n \in N \cap Z_k} d_{t,n}^{spot} = & \sum_{n \in N \cap Z_k} \sum_{g \in G_n} \sum_{res \in RES_n} (y_{t,g}^{spot} + \bar{y}_{t,res}^{spot}) - \\ & - \sum_{s \in S} st_{t,s}^{in} + st_{t,s}^{out} - p2g_{t,s} \quad \text{for all } Z_k \in Z, t \in T \end{aligned} \quad (4)$$

Kapazitätsrestriktionen:

$$0 \leq y_{t,g}^{spot} \leq \bar{y}_g \cdot \tau_{t,g} \quad \text{for all } g \in G, t \in T \quad (5)$$

$$0 \leq y_{t,res}^{spot} \leq \bar{y}_{res} \cdot \tau_{t,res} \quad \text{for all } res \in RES, t \in T \quad (6)$$

$$soc_{t,s} = soc_{t-1,s} + st_{t,s}^{in} - st_{t,s}^{out} \quad \text{for all } s \in S^{St}, t \in T \quad (7)$$

$$p2g_{t,s} \leq p2g_s \cdot \tau_{t,s} \quad \text{for all } s \in S^{P2G}, t \in T \quad (8)$$

7.2.3 Kostenminimale Wahl von Flexibilitäten auf dem Smart Market

Zielfunktion:

$$\begin{aligned} \min_{\Delta y_{t,g}, \Delta d_{t,n}} \Psi_3 := & \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} c^{ref+} \Delta y_{t,g}^+ + c^{ref-} \Delta y_{t,g}^- + \\ & + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} c_s^{var+} \cdot y_{t,s}^+ + c_s^{var-} \cdot y_{t,s}^- \end{aligned} \quad (9)$$

Energiebilanz der Smart Markets mit positivem und negativem Einschaltsignal:

$$d_{t,m}^{smart+} = \sum_{s \in S} y_{t,s}^+ \cdot PTDF_{l,n}^* + \sum_{n \in N^*} \Delta y_{t,g}^+ \quad \text{for all } l \in L^*, t \in T, m \in M^+ \quad (10)$$

$$d_{t,m}^{smart-} = \sum_{s \in S} y_{t,s}^- \cdot PTDF_{l,n}^* + \sum_{n \in N^*} \Delta y_{t,g}^- \quad \text{for all } l \in L^*, t \in T, m \in M^- \quad (11)$$

Kapazitätsbeschränkungen der Flexibilitäten $s \in S$:

$$0 \leq y_{t,s}^+ \leq (\bar{y}_{t,s}^+ - y_{t,s}^{spot}) \cdot \tau_{t,s} \quad \text{for all } s \in S, t \in T \quad (12)$$

$$0 \leq y_{t,s}^- \leq (\bar{y}_{t,s}^- - y_{t,s}^{spot}) \cdot \tau_{t,s} \quad \text{for all } s \in S, t \in T \quad (13)$$

7.2.4 Kostenminimale Wahl von Engpassmanagement

Zielfunktion:

$$\min_{\Delta y_{t,g}, \Delta d_{t,n}} \Psi_3 := \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_n} c_g^{var} \Delta y_{t,g} + \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} V \cdot \Delta d_{t,n} \quad (14)$$

Nodale Energiebilanz unter Berücksichtigung der Smart Market Lösung:

$$d_{t,n}^{redi} = \sum_{g \in G_n^{all}} y_{t,g}^{redi} + \sum_{l \in \delta_n^{in}(L)} f_{t,g}^{redi} - \sum_{l \in \delta_n^{out}(L)} f_{t,g}^{redi} + \hat{y}_{t,n}^{smart} \quad \text{for all } n \in N, t \in T \quad (15)$$

Lastflussrechnung mit Leitungszubau:

$$-z_l^{new} \bar{f}_l \leq f_{t,l}^{redi} \leq z_l^{new} \bar{f}_l \quad \text{for all } l \in L^{new}, t \in T \quad (16)$$

$$-(1 - z_L^{ex}) \bar{f}_l \leq f_{t,l}^{redi} \leq (1 - z_L^{ex}) \bar{f}_l \quad \text{for all } l \in L^{ex}, t \in T \quad (17)$$

$$-M_l z_l^{ex} \leq f_{t,l}^{redi} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,q}) \leq M_l z_l^{ex} \quad \text{for all } l = (n, q) \in L^{ex}, t \in T \quad (18)$$

$$-M_l(1 - z_l^{new}) \leq f_{t,l}^{redi} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,q}) \leq M_l(1 - z_l^{new}) \quad \text{for all } l = (n, q) \in L^{new}, t \in T \quad (19)$$

$$\theta_{t,n=1} = 0 \quad \text{for all } t \in T \quad (20)$$

Angepasste Kapazitätsbeschränkungen und Variablenbegrenzungen:

$$0 \leq y_{t,g}^{redi} \leq \bar{y}_g \cdot \tau_{t,g} \quad \text{for all } n \in N, g \in G_n^{ex}, t \in T \quad (21)$$

$$y_{t,g}^{redi} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N, g \in G_n, t \in T \quad (22)$$

$$d_{t,n}^{redi} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N, t \in T \quad (23)$$

$$d_{t,n}^{redi} = d_{t,n}^{spot} + \Delta d_{t,n} \quad \text{for all } n \in N, t \in T \quad (24)$$

$$y_{t,g}^{redi} = y_{t,g}^{spot} + \Delta y_{t,g} \quad \text{for all } n \in N, g \in G_n, t \in T \quad (25)$$

7.3 Datengrundlage

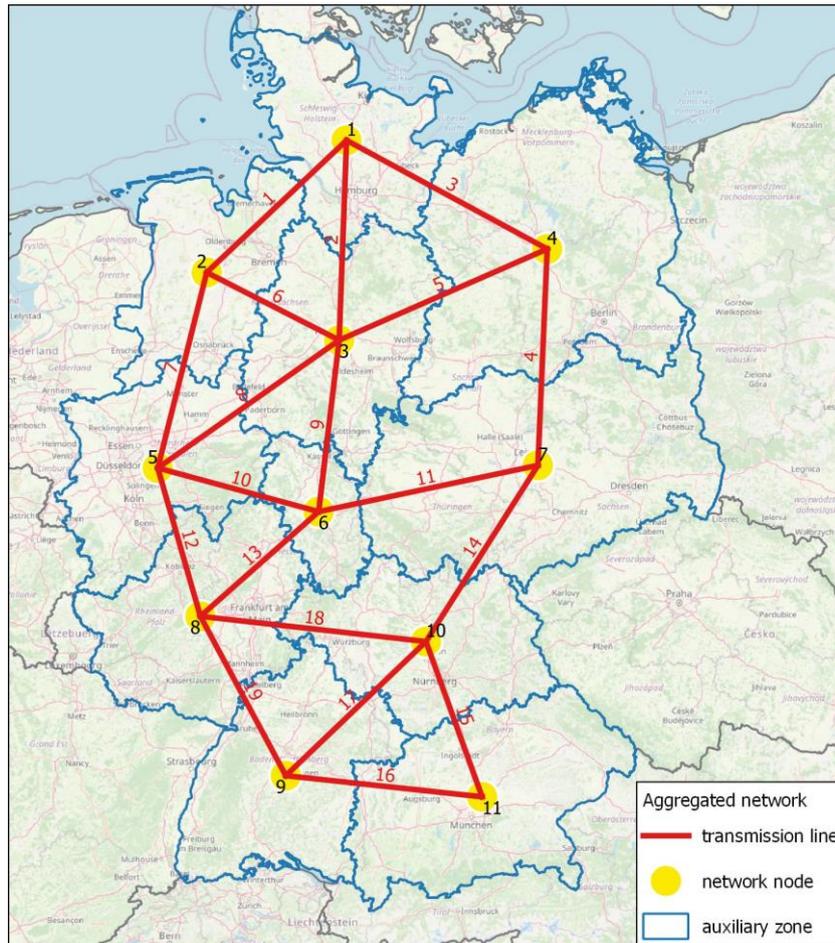


Abbildung 6: Aggregation des deutschen Übertragungsnetzes, Quelle: eigene Darstellung

Knoten	Referenznachfrage	Steinkohle	Braunkohle	Öl	GT	CCGT
1	4558	1988		143	99	656
2	3799	1571		74	644	2729
3	5318	1254			169	568
4	7597	873		286	584	931
5	14435	3344	5014	176	2328	6237
6	1519		10	13	100	174
7	7597		4388	119	466	1533
8	9117	2188			1399	1387
9	9876	1967		143	337	137
10	4558	23			113	426
11	7597	442		104	259	1082

Tabelle 6: Nodale Referenznachfrage und installierte konventionelle Erzeugungskapazität pro Knoten in MW

Knoten	PV	WindOn	WindOff	Biomasse	RoR
1	3052	10239	2489	580	5
2	4845	10287	6817	920	13
3	3600	6237		823	74
4	7651	13396	1494	1004	5

5	6130	5541		695	148
6	1635	1845		108	29
7	10944	11394		873	301
8	6022	5986		456	338
9	9217	1956		830	813
10	7170	2989		626	171
11	13284	631		1020	2138

Tabelle 7: Erneuerbare installierte Kapazität pro Knoten in MW

Knoten	DSR	P2G	KWK
1	19	120	7
2	15	187	12
3	21	25	9
4	29	51	7
5	57	58	18
6	5	3	7
7	31	16	18
8	37	8	16
9	38	5	2
10	18	22	37
11	30	5	89
pos. Flexibilitätskosten	50	150	10
neg. Flexibilitätskosten	50	150	10

Tabelle 8: Angenommene Flexibilitätsparameter und -kapazitäten

7.4 Ergebnisdarstellungen

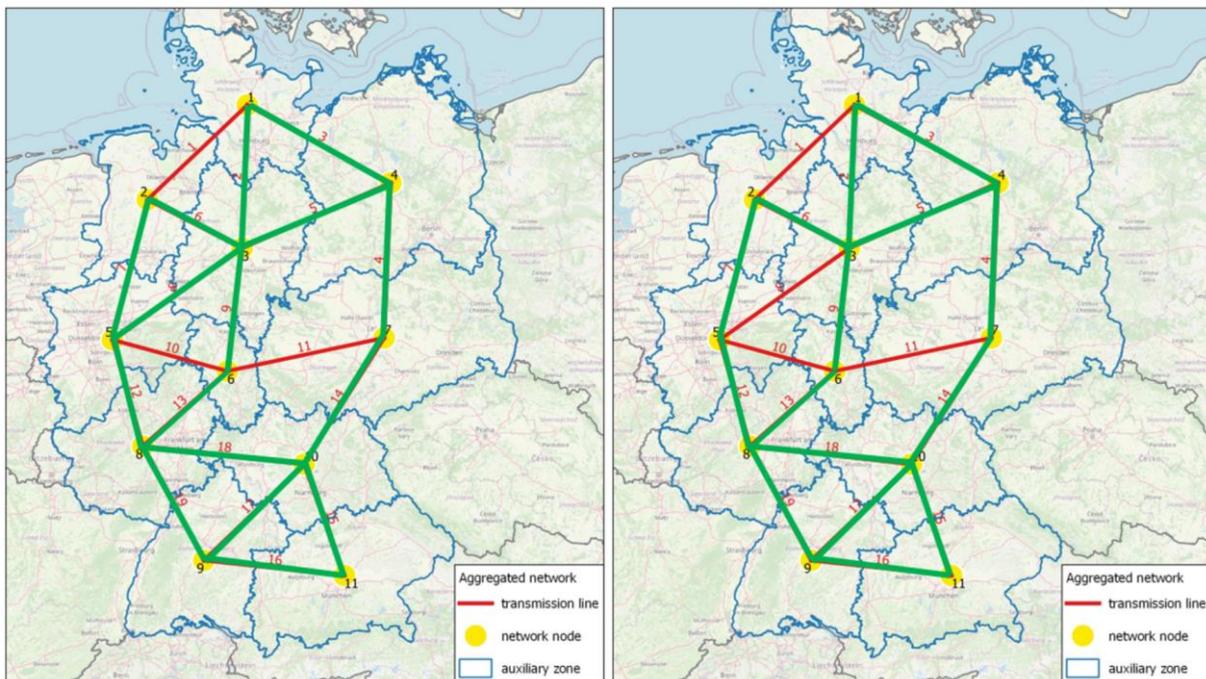


Abbildung 7: Endogener Netzausbau in grün ohne (links) und mit (rechts) Einwirkung von Smart Markets. Quelle: eigene Darstellung