

Dispatch Hubs - Redispatch Potential Variante

Das Ziel des Konzepts „Dispatch Hubs“ besteht darin, die Flow-Based-Domain der lastflussbasierten Marktkopplung durch die Bereitstellung zusätzlicher Flexibilität zu erweitern. In der aus Sicht der ÜNB vielversprechenderen sog. Redispatch-Potential Variante wird hierzu prognostiziertes Redispatch-Potential neuen virtuellen Gebotszonen zugeordnet. Der Optimierer ruft das Redispatch-Potential ab, wenn der Nutzen aus der Reduktion der Systemkosten die zusätzlichen Kosten der Maßnahme übersteigt. Eine solche Situation tritt ein, wenn Redispatch-Potential Kapazitäten auf handelsbeschränkenden Netzelementen freisetzt und so kostengünstigere Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden können.

Ein Beispiel zur Verdeutlichung der Wirkmechanismen (siehe Abbildung 1):

- ohne die Berücksichtigung von Redispatch-Potential in Dispatch Hubs würde sich als Ergebnis der Marktkopplung ein Preis von 0€/MWh für die Gebotszone DE-LU, ein Preis von 10 €/MWh für die Gebotszone NL und ein Preis von 20 €/MWh für die Gebotszone BE einstellen. Das handelsbeschränkende Netzelement befindet sich in diesem Beispiel innerhalb von Deutschland.
- durch die Berücksichtigung von prognostiziertem positivem Redispatch-Potential in einem Dispatch Hub in Süddeutschland zu einem Preis von 5€/MWh hat der Optimierer nun die Möglichkeit, losgelöst von der eigentlichen Merit Order, entlastend auf den Nord-Süd-Engpass zu wirken. Durch eine damit verbundene Erweiterung der Flow-Based Domain in handelsrelevante Richtung wird mehr gebotszonenüberschreitender Handel ermöglicht. In diesem Beispiel führt der Einsatz von RD-Potential dazu, dass zusätzlich Windenergie in Norddeutschland eingespeist werden und in Kombination mit dem abgerufenen RD-Potential vergleichsweise teure Erzeugung in den Niederlanden substituiert. Der Einsatz von RD-Potential führt in diesem Beispiel darüber hinaus zu einer Reduktion von Ringflüssen.

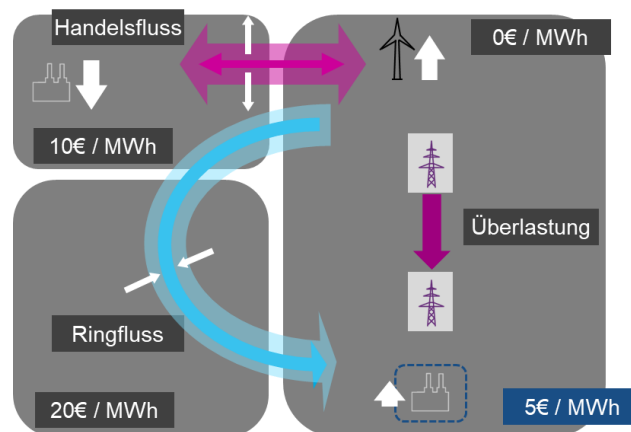


Abbildung 1: Beispiel für den Wirkmechanismus von Dispatch Hubs

Wird kein Redispatch-Potential genutzt, bleibt das Marktergebnis unverändert / als ob Dispatch Hubs nicht berücksichtigt werden würden. Die Nutzung von Redispatch-Potential hingegen geht mit einer Reduktion der Systemkosten und damit einer Verbesserung des Marktergebnisses einher.

Der Prozess umfasst, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Größe und Lage der Dispatch Hubs festlegen. Dabei gilt es insbesondere einen geeigneten Kompromiss hinsichtlich der

Anzahl der Dispatch Hubs zu finden. Während die Wirkung der Maßnahme mit einer reduzierten geografischen Größe der Dispatch Hubs zunimmt¹, steigen mit jeder neuen virtuellen Gebotszone auf der anderen Seite auch die rechentechnischen Herausforderungen für Euphemia. Darüber hinaus prognostiziert der ÜNB das verfügbare Redispatch-Potential stundenscharf, beispielsweise durch eine Voroptimierung der Day-Ahead-Marktkopplung, und ordnet es den Dispatch-Hubs zu.

Damit das Konzept nicht nur zu einer Verbesserung des Marktergebnisses, sondern auch zu einer Reduktion von Redispatch-Bedarfen führt, ist es entscheidend, die Physik des Stromnetzes im Handel angemessen zu berücksichtigen²: um keine Veränderung bzw. sogar eine Erhöhung der Redispatch-Bedarfe bei gleichzeitig reduzierten Redispatch-Potentialen zu vermeiden, ist es insbesondere notwendig, handelsrelevante interne Netzelemente in Form von netztechnischen Handelsbeschränkungen im Flow-Based Market Coupling (FBMC) zu berücksichtigen. Zudem besteht Bedarf an einer Neuinterpretation oder Abschaffung der Mindestkapazitätsvorgaben für den europäischen Stromhandel (minRAM). Eine mögliche Neuinterpretation könnte wie folgt aussehen: die regulatorisch geforderten 70% der Netzelement-Kapazität für den EU-Stromhandel und die 20% der Netzelement-Kapazität für den Handel innerhalb einer Kapazitätsberechnungsregion können aus einer Kombination von drei verschiedenen Bausteinen erreicht werden:

- physikalisch verfügbare Kapazität,
- durch Redispatch-Potential freigeschaufelte Kapazität, und / oder
- virtuelle Margen.

Wenn eine der letzten beiden Optionen angewendet wird, müsste die minRAM-Vorgabe als obere Grenze angesehen werden. Eine entsprechende Neuinterpretation der minRAM-Vorgaben erscheint mit Blick auf die notwendige europäische Zustimmung allerdings wenig realistisch.

Die beiden folgenden Abbildungen stellen die mathematische Beschreibung der netztechnischen Nebenbedingungen im FBMC dar. Zunächst ohne Dispatch Hubs und ohne die Berücksichtigung interner Netzelemente als kritische Netzelement-Ausfallkombinationen. Und in der zweiten Abbildung inkl. Dispatch Hubs und inklusiver der Berücksichtigung interner Netzelemente als kritische Netzelement-Ausfallkombinationen.

Netztechnische Restriktion im FBMC ohne Dispatch Hubs und ohne interne CNECs:

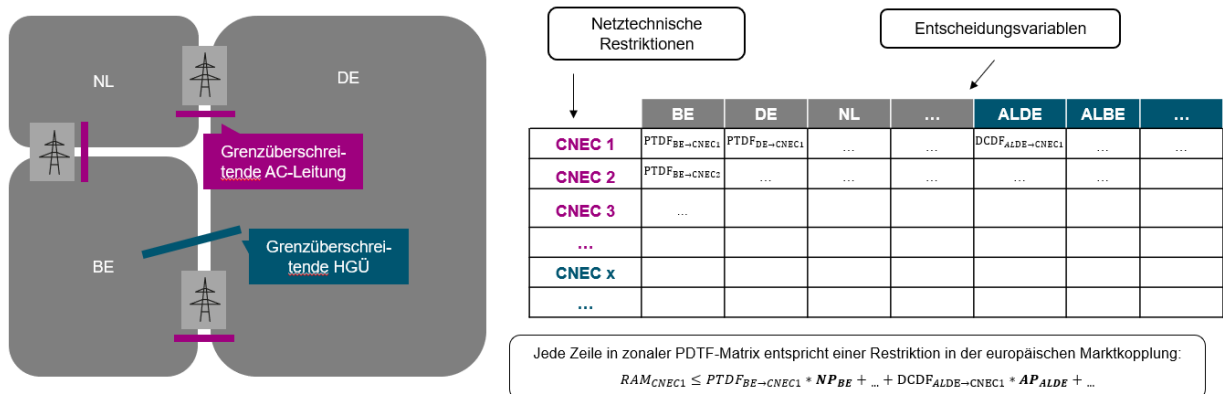
- Aktuell dürfen interne Netzelemente als kritische Netzelement-Ausfallkombinationen berücksichtigt werden, wenn Cross-Border Handel einen relevanten Einfluss auf das Netzelement hat (PTDF > 5%-Regel). Gemäß CORE DA CCM wird die Berücksichtigung interner Netzelemente in Zukunft nur noch in Ausnahmefällen möglich sein. Wie sich diese Vorgabe mit Einführung der Kapazitätsberechnungsregion Central Europe ändern wird, ist derzeit noch fraglich. Mittlerweile hat der General Court der EU entschieden, dass interne CNECs auch zukünftig regulär im FBMC berücksichtigt werden dürfen³.

¹ Je kleiner die Dispatch Hubs geografisch sind, desto genauer ist die Sensitivität einer Anpassung des (Re-)Dispatches im Dispatch Hub auf die Veränderung des Lastflusses auf den kritischen Netzelement-Ausfallkombinationen (sog. Zone-Zweig Sensitivität)

² Anders als die Einführung realer Gebotszonengrenzen gehen Dispatch Hubs nicht unmittelbar mit zusätzlichen Netzrestriktionen einher.

³ <https://curia.europa.eu/jcms/upload/docs/application/pdf/2025-10/cp250130en.pdf>

- Als Entscheidungsvariablen stehen Euphemia derzeit die Nettopositionen der Gebotszonen und die Fahrweisen gebotszonenüberschreitender HGÜs (aktuell Alegro) zur Verfügung.



Netztechnische Restriktion im FBMC mit Dispatch Hubs und mit internen CNECs

- Je mehr netztechnische Restriktionen in der europäischen Marktkopplung, insbesondere interne Netzelemente als kritische Netzelement-Ausfallkombinationen, desto besser wird die Physik des Stromnetzes im Stromhandel berücksichtigt (siehe zusätzliche Zeilen in der zonalen PTDF-Matrix)
- Je mehr Entscheidungsvariablen, desto mehr „Flexibilität“ hat der Optimierer, die netztechnischen Restriktionen im Sinne der Zielfunktion „Kostenminimierung“ zu erfüllen und ein möglichst optimales Ergebnis zu finden (siehe zusätzliche Spalten in der zonalen PTDF-Matrix durch die Einführung von Dispatch Hubs)

