

Bedarf es einer Strommarktreform?

28.August 2025, 09:00 – 15:00 Uhr
DIW Berlin, Anton-Wilhelm-Amo-Straße 58, 10117 Berlin

9.00 Willkommen / Kaffee

9.15 Session 1: Neue Herausforderungen für den Netzbetrieb

Bisher werden im Engpassmanagement fast ausschließlich konventionelle und erneuerbare Kraftwerkskapazitäten genutzt. Die Stromnachfrage wurde traditionell als inflexibel eingeschätzt und nicht eingebunden.

Der rapide Zuwachs von Batterien und Nachfrageseitigen Flexibilitäten bietet jetzt die Möglichkeit, weitere Akteure im Redispatch zu berücksichtigen und so Kosten und Emissionen einzusparen. Dabei sollen auch Netzanschlusskosten reduziert werden.

Allerdings ergeben sich neue Herausforderungen:

- Die Prognose von Netzengpässen wird erschwert, wenn Marktteilnehmer Flexibilität in einem Teil von Deutschland nutzen, um kurzfristig Erzeugungsänderungen in einem anderen Teil von Deutschland auszugleichen.
- Für die Nutzung von Nachfrageseitiger Flexibilität im Redispatch müssen eine Baseline und Opportunitätskosten geschätzt werden. Beides ist schwierig und kann somit bei strukturellen Engpässen zum Inc-Dec Gaming und damit zu einer *Verschlimmbesserung* führen.
- Die Diskussionen zu Cyber-Security und Verteidigungsbereitschaft Deutschlands deuten darauf hin, dass die sichere Stromversorgung nicht abhängig sein sollte von einer funktionierenden Internetkommunikation, worüber das Engpassmanagement aktuell betrieben wird.

Die abstrakten Argumente zu diesen Punkten sind allseitig bekannt. Wir wollen Erfahrungen und Einschätzungen austauschen, um die Relevanz dieser drei Aspekte für den sicheren und kostengünstigen Betrieb des Stromsystems zu beurteilen.

10.45 Kaffeepause

11.00 Session 2: Gibt es plausible Lösungsoptionen?

Die Diskussion zu Reformen des Engpassmanagements war bisher meistens fokussiert auf entweder eine Verbesserung des Redispatches oder einen Preiszonensplit. Zwei weitere Optionen sind aktuell verstärkt in der Diskussion: a) Lokale Marktplätze und b) Dynamische Netzentgelte. In einer vertieften Diskussionsrunde wollen wir deswegen diese beiden Optionen mit dem Fokus auf die Frage diskutieren, ob sie eine adäquate Lösung für strukturelles Engpassmanagement im Kontext der neuen Anforderungen an die Resilienz der Stromversorgung bieten könnten. Wir wollen auch diskutieren, ob sich dabei zugleich Netzengpässe im Verteilnetz reduzieren oder sogar ein aktives Engpassmanagement im Verteilnetz unterstützt wird.

Lokale Marktplätze: Lokale Marktplätze ermöglichen es Erzeugern, Verbrauchern und Flexibilitätsanbietern ihre Stromproduktion und Nachfrage zum lokalen Marktpreis zu handeln. Netzbetreiber und Strombörse organisieren die Infrastruktur für die lokalen

Marktplätze gemeinsam und ermöglichen ein Clearing bei dem Netzkapazitäten berücksichtigt werden. Redispatch ist nicht notwendig und Gate-Closure kann entfallen – somit können dezentrale Marktteilnehmer direkt auf Echtzeitpreise reagieren. Sie erhalten das Preissignal über Funk- oder Stromleitungsgebundene Kommunikation (siehe zum Beispiel <https://www.econstor.eu/handle/10419/314371>).

Dynamische Netzentgelte: In vielen Ländern werden bereits dynamische Netzentgelte genutzt. Auf diese Weise können die Hürden für die Teilnahme von Flexibilität am Strommarkt gesenkt werden, die durch fixe Netzentgelte entstehen, die sich an der Spitzenlast oder dem Energievolumen orientieren. Das ist sinnvoll, führt jedoch nicht notwendigerweise dazu, dass Netzengpässe reduziert werden (siehe erste Session).

Im deutschen Diskurs wird deswegen darüber hinaus diskutiert – und das soll auch der Fokus in dieser Session sein – ob dynamische Netzentgelte eine Alternative zu lokalen Marktpreisen für effektives Engpassmanagement sein können. Das könnte folgendermaßen aussehen: Netzbetreiber setzen vor der Day-Ahead Auktion für jedes Netzgebiet und 15 Minuten Intervall das Netzentgelt für Nachfrage, Speicher und Erzeugungskapazitäten fest. Dazu müssen sie den Clearing Preis im Großhandel prognostizieren, um die Reaktion der Speicherbetreiber auf die Kombination auf Großhandelspreis und dynamisches Netzentgelt abzuschätzen (siehe zum Beispiel: Weidlich e.a. <https://freidok.uni-freiburg.de/data/265452>).

12.45 Mittagessen

13.30 Session 3: Wie könnten Lösungsoptionen umgesetzt werden?

Den Netzbetreibern ist es über die letzten Jahre gelungen, das Stromsystem sicher zu betreiben, während sich große Änderungen in der Erzeugungsstruktur ergeben haben und sie vielfältige Reformschritte umgesetzt haben. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob auch die oben beschriebenen Reformschritte umgesetzt werden könnten, während der kontinuierliche Betrieb sicher aufrechterhalten wird.

Bei der Umsetzung von lokalen Marktplätzen kann zum Beispiel auf die Erfahrungen aus unterschiedlichen Marktregionen bei der Umstellung von Zonalen Preisen auf Lokale Marktpreise zurückgegriffen werden. Das würde auch in Europa für eine schrittweise Umsetzung sprechen, also in Ländern oder Gruppen von Ländern statt einer einmalig Europaweiten Umstellung (siehe zum Beispiel <https://www.econstor.eu/handle/10419/295216>).

Wir wollen diskutieren, welche Möglichkeiten aber auch Anforderungen sich ergeben würden, wenn lokale Marktpreise oder dynamische Netzentgelte für das Engpassmanagement in Deutschland eingesetzt würden:

- Wie könnte ein Umsetzungspfad aussehen?
- Welche Rolle habe Verteilnetzbetreiber?
- Welche Auswirkungen ergeben sich für den Energiemarkt an den Grenzen zu anderen Marktregionen und für die Zusammenarbeit der Netzbetreiber?
- Welche Freiräume wären im Rahmen einer Regulatory Sandbox in den EU Grid Codes notwendig?

14.30 Zusammenfassung – mögliche nächste Schritte