



Systemische Herausforderungen

Strommarktforum 2025

Christoph Maurer | 20. November 2025



Aktuelle Entwicklungen im Stromsystem: Chance *und* Herausforderung



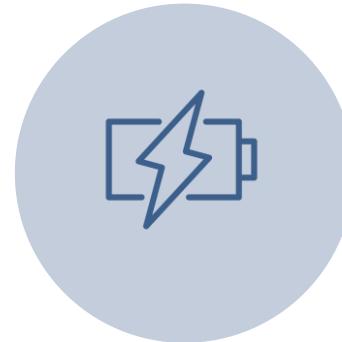
Volatile EE dominieren Stromerzeugung

- Zubau erlaubt vielfach nahezu emissionsfreie Erzeugung
- Absolute **Prognosefehler** steigen an, trotz Verbesserungen Prognosegüte
- Überschusssituationen zunehmend relevant → **Indifferenz** der Betreiber, welche Anlagen abgeregelt werden → nicht aber des Systems



(Neue) Verbraucher zunehmend aktive Marktteilnehmer

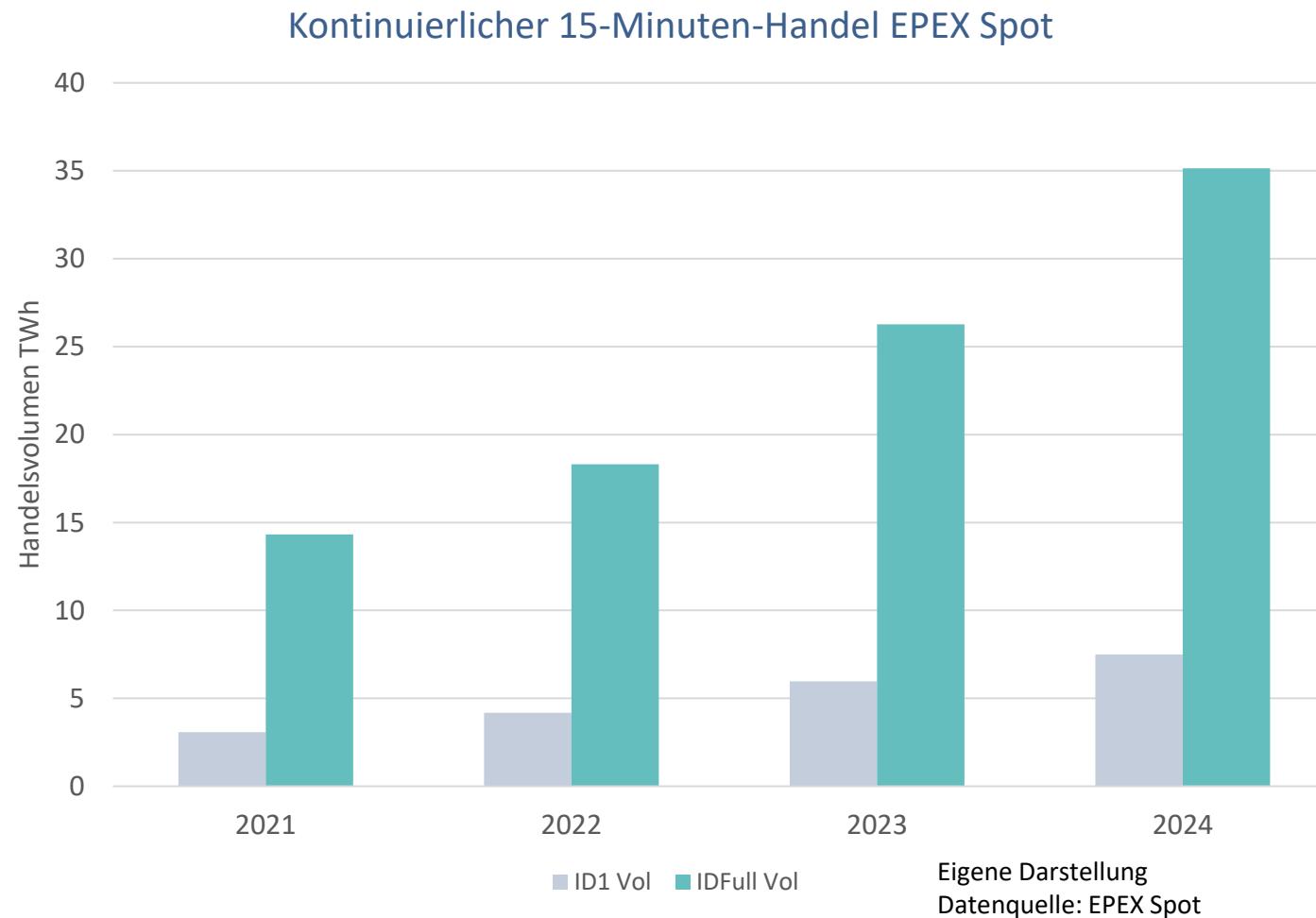
- Flexible, systemdienlich eingesetzte Nachfrage ergänzt volatile EE
- **Opportunitätskostengesteuertes** Einsatzkalkül (welchen Wert hat Stromverbrauch?)
- **Koordination** von Millionen von Akteuren notwendig



Batteriespeicher drängen ins System

- Deckung offensichtlicher Flexibilitäts- und SDL-Bedarfe an unterschiedlichen Marktplätzen
- **Fehlende Vorhersehbarkeit** des Einsatzes für Systemführung
- Prozesse nicht vorbereitet auf mögliche **Dynamik**

Bedeutung kurzfristigen Handels steigt an → mit welchen Konsequenzen



Gesamtes Handelsvolumen und Handelsvolumen in der letzten Stunde wachsen stark an → Trend wird sich weiter verstärken

Kurzfristiger Handel ist wichtig für effizienten Umgang mit Volatilität

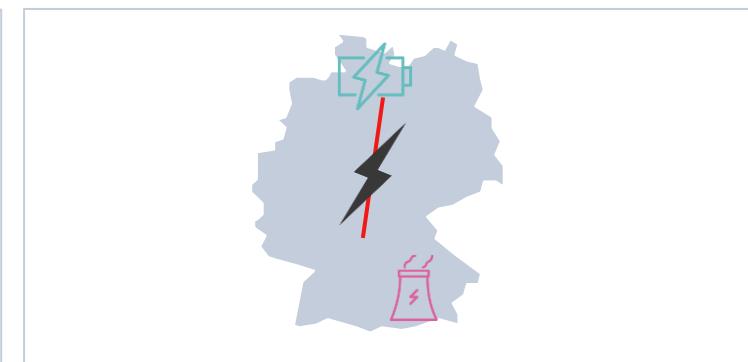
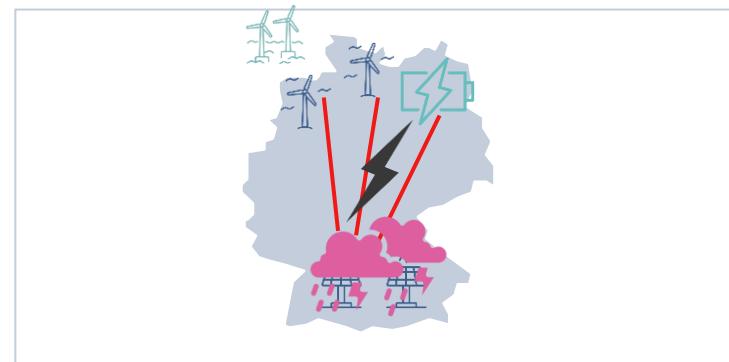
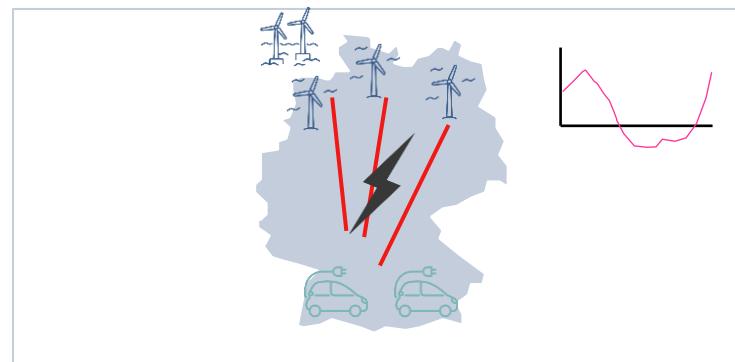
- Deckung von Prognosefehlern am Markt vermeidet teure Regelleistungsvorhaltung und Regelenergieeinsatz
- Bereitstellung von Flexibilität/Optimierung des Einsatzes häufig nur kurzfristig möglich
- Zunehmend auch grenzüberschreitend wichtig → Reduzierung XB Gate Closure Time

Aber: Große Teile des Intraday-Handels finden „nach dem Redispatch“ statt

Heutige Engpassmanagement- und Redispatchprozesse stoßen an Grenzen

Redispatch funktioniert (nur dann) gut und relativ effizient, wenn bestimmte Voraussetzungen gegeben sind

- benötigt min ca. 2 Stunden Zeit: *Engpassprognose muss mit einigen Stunden Vorlauf stabil sein*
- regulierter Prozess mit Informationsasymmetrien: *Kosten der Redispatchpotenziale müssen gut abschätzbar sein*
- weitgehend national: *kein/begrenzter Bedarf zum Zugriff auf Potenziale im Ausland*



Nord-Süd-Engpass und negative Börsenpreise

- Z. B. bei ausgeprägter Starkwindsituation im Norden
- Flexible Verbraucher (u. a.) im Süden reagieren auf Preissignal, stehen aber nicht für RD zur Verfügung
- Strom kann aber nicht nach Süden transportiert werden → Erzeugungsüberschuss nur im Norden

Zusätzliche Nachfrage im Süden verschärft den Engpass und kann über RD nicht adressiert werden

Prognosefehler bei bestehendem Engpass

- Situation mit viel EE-Einspeisung
- PV-Erzeugung im Süden bricht wegen plötzlich aufziehendem Gewitter ein → einige GW Prognosefehler
- Ersatzbeschaffung am ID-Markt aus Batterien und DA nicht zugeschlagenen EE im Norden

Kurzfristig deutliche Verschärfung der Engpasssituation ohne Reaktionsmöglichkeit mit Redispatch

Kraftwerksausfall

- Netzdienliche KW-Einspeisung im Süden fällt aus
- Betreiber gleicht BK unverzögert durch Einsatz von Batterien am anderen Ende der Regelzone aus

Plötzlich auftretender neuer Engpass ohne Reaktionsmöglichkeit mit Redispatch

Fazit

Im Stromsystem erhebliche Veränderungen auf Angebots- wie Nachfrageseite zu erwarten und zu erhoffen

Heutige Markt- und Systemführungsprozesse aber für diese Veränderungen nicht vorbereitet

Kuratives Engpassmanagement/Redispatch für absehbare Herausforderungen (Kurzfristigkeit, Zahl und Dynamik der zu koordinierenden Anlagen) zunehmend weniger geeignet → kein einfaches „Weiter so“ möglich



Consentec GmbH
Grüner Weg 1
52070 Aachen
<https://www.consentec.de>

Dr. Christoph Maurer
maurer@consentec.de
 [@maurerchr](https://twitter.com/maurerchr)
 linkedin.com/in/christoph-maurer-8160511a5