

Lösungsoptionen für Herausforderungen im Engpassmanagement 2030+

Strommarktforum, 20.11.2025

Zusammenfassung Herausforderungen 2030+

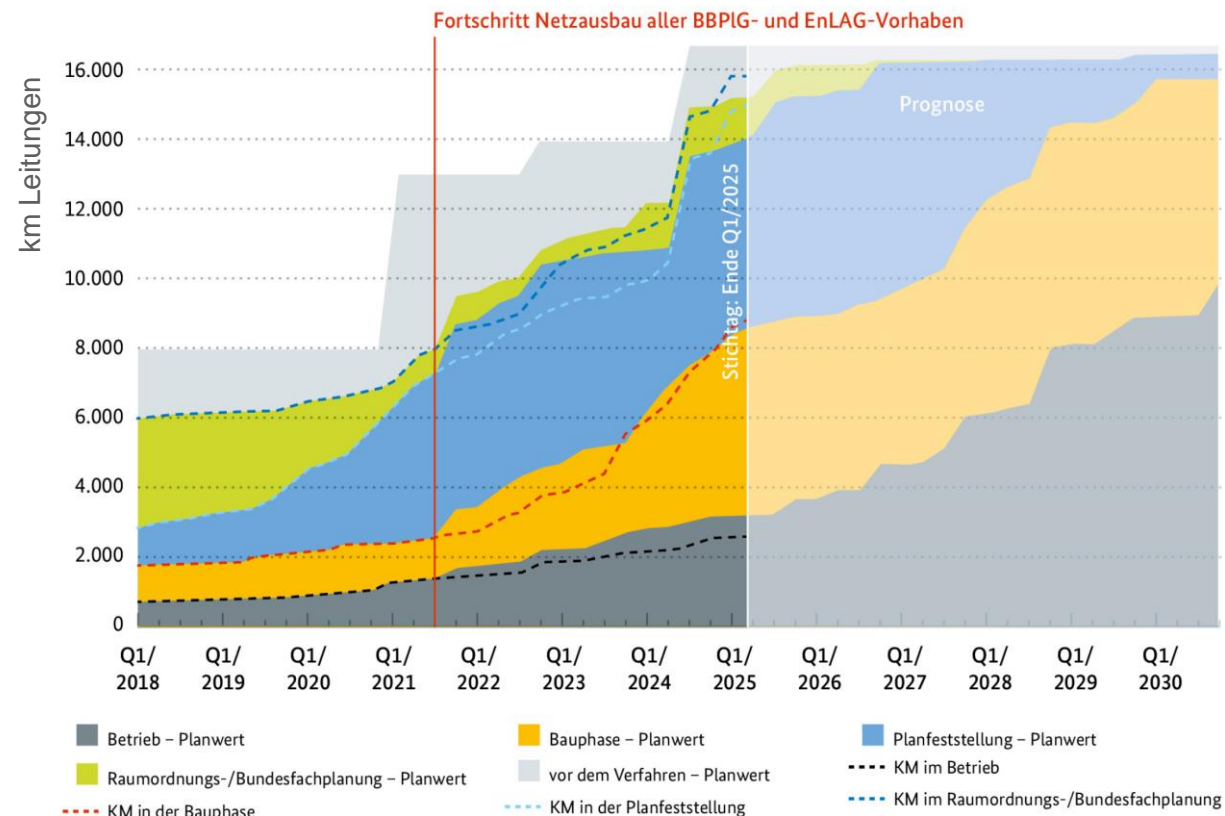
- Steigende Redispatch-Bedarfe (unter Berücksichtigung des Netzausbaus):
 - Derzeit bereits maximal **27 GW** (in Summe) in Deutschland, kann sich (im Extremfall) mehr als verdoppeln 2030+*.
 - In der Spitze müssten **über 50%** der laufenden Erzeugungsleistung mit Redispatch-Prozessen gesteuert werden*.
- Zunehmende **kurzfristige** Engpassbefunde:
 - Trotz weiterer Verbesserung der relativen Prognosegüte werden die **absoluten Prognosefehler** weiter zunehmen, aufgrund der Menge des Zubaus wetterabhängiger Erzeugung. Auch Zunahme der absoluten Prognosefehler – kann sich von derzeit maximal **6 GW** bis 2030+ (im Extremfall) mehr als verdoppeln.**
 - Bei hohen Prognosefehlern müssen bis zu **60% der Redispatch-Mengen kurzfristig abgewickelt werden*****.

*Daten: LA2030(V2022): Var B NNF273

** 99,9 % Quantil der h+2-Prognose (Fraunhofer IEE (2023))

*** Amprion Kurzstudie Unsicherheiten 2030

Was tun die ÜNB schon heute, um die Herausforderungen zu adressieren?



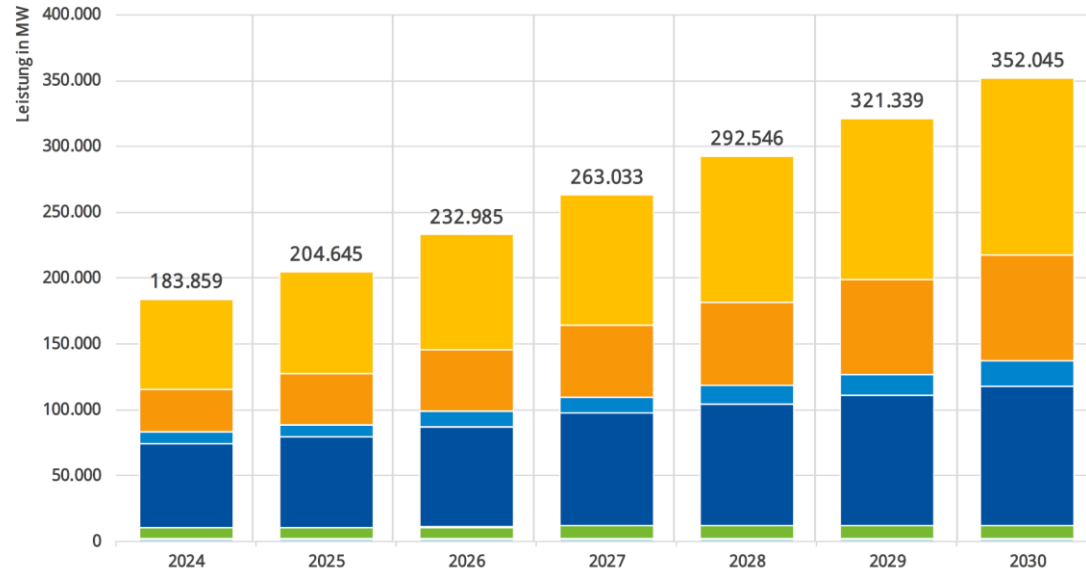
Quelle: BMW-Controlling (Stand: Q1/2025).

BMWE, Aktionsplan Gebotszone

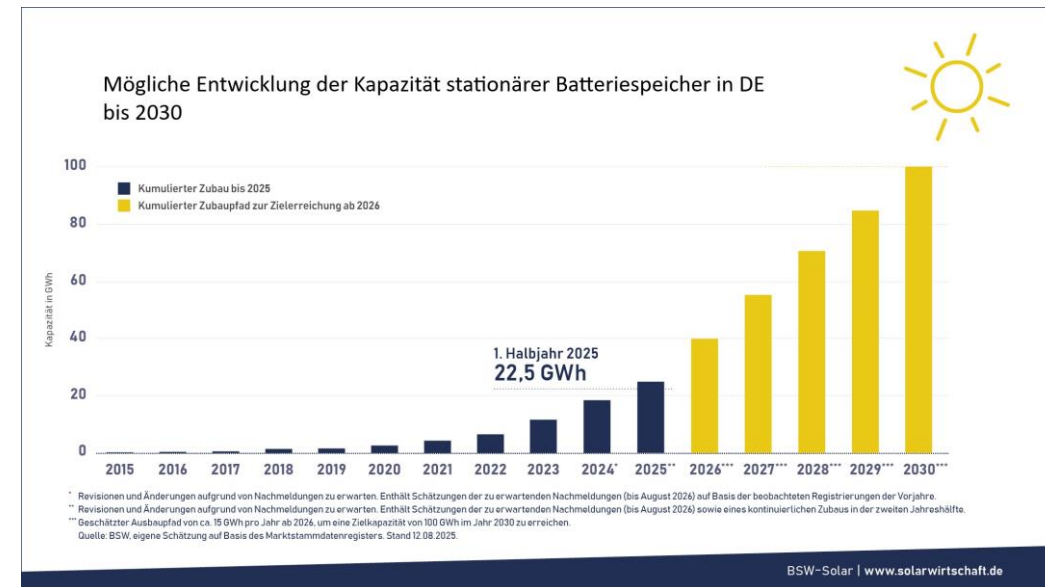
- Die ÜNB sind beim Netzausbau sehr aktiv: Q1/25 ~**8.000 km Leitungen** in Bau, bis 2030 in Betrieb
- Darunter auch Großprojekte, wie die neuen HGÜ's: SuedLink & SuedOstLink, Ultranet, A-Nord
- Weiterentwicklung der nationalen und internationalen Engpassmanagementprozesse, z.B.:
 - Zusätzliche untertägige Optimierungsläufe
 - Kurative Systemführung
 - Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

Wieviel hilft Netzausbau bei den Herausforderungen?

- Demgegenüber steht jedoch die Entwicklung beim Ausbau Erneuerbarer Energien und Speicher. Mögliche Steigerung: ~150 GW (EE) und ~75 GW (Speicher) bis 2030, zusätzlich erwartete Zunahme bei Lasten und internationalen Flüssen.
- Zum Vergleich die Kapazitäten der neuen HGÜ's:
 - SuedLink & SuedOstLink(+): 4 GW, Ultranet: 2 GW, A-Nord: 2 GW



Entwicklung der installierten Leistung zu Jahresende im Trend-Szenario, 2024-2030
TransnetBW und IE Leipzig GmbH, Mittelfristprognose 2026-2030



BSW Solar Forderung Batteriespeicherausbau

Take-away: Herausforderungen werden trotz Netzausbaus und anderer Verbesserungen auf absehbare Zeit zunehmen! → Wir brauchen Anpassungen im Marktdesign!

Welche Lösungen wurden analysiert?

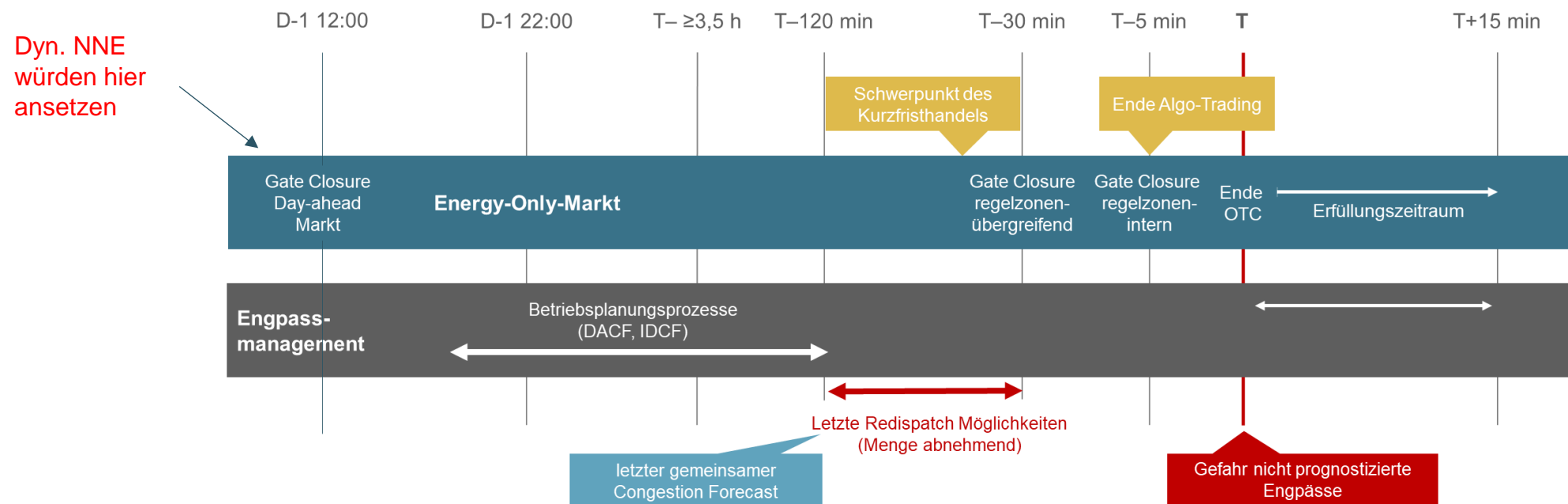
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb	Rampenvorgaben	Weitere Teilung der Regelzonen	Regionalisierung in der KWS (Neubauvorschuss o. Bonus-Malus)	Kapazitätsmarkt (zentral)	Kapazitätsmarkt (dezentral)	Kapazitätsreserve (außerhalb des Marktes)	Flexible Kapazitätsbeschränkung in Anschlussvereinbarungen
Mehr PV in die Direktvermarktung (DV-Schwellen senken)	Dynamische Einspeisevergütung für Kleinanlagen (PV)	Produktions-unabhängige CfDs, idealerweise mit regionaler Komponente	Wiedereinführung (+Verschärfung) 70%-Regel für Aufdach-PV	Marktliche Steuerung von EEG-Anlagen durch ÜNB	Stärkung PPA (crossborder)	Netzreserve ausbauen	Redispatch-Regelleistungs-Produkt
Mehrere Gebotszonen	Dispatch hubs	Feasibility Ranges	Anpassung der PQ-Bedingungen	Weiterentwicklung der RL-Produkte	5 Minuten ISP	Merchant Lines	Anwendung §13k Nutzen statt Abregeln
Systemstützende Bilanzkreisbewirtschaftung	Abschaffung / Weiterentwicklung §19 (2) StromNEV	regional differenzierte Baukostenzuschüsse	Netzentgelte auf Erzeugerseite	Dynamische Netzentgelte	Netzentgeltbefreiung für Heimspeicher im Winter	Partieller Central Dispatch für EE	Kurativer Redispatch
Bonuszahlung wenn keine Rückspeisung in Zeiten negativer Preise erfolgt	Beanreizung von Prozesskonformität (z.B. Pönalisierung schlechter KWEP Daten)	nfSDL-Märkte	Anwendung §14a EnWG (Einschränkung durch ANB)	Marktbasierte Tarife für Haushaltskunden	XB IDGCT 30 Minuten	Regionale Gebiete für kurzfristigen Stromhandel	Komplementärer marktbasierter Redispatch (RD 3.0)

Welche Lösungen wurden analysiert?

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb	Rampenvorgaben	Weitere Teilung der Regelzonen	Regionalisierung in der KWS (Neubauvorschuss o. Bonus-Malus)	Kapazitätsmarkt (zentral)	Kapazitätsmarkt (dezentral)	Kapazitätsreserve (außerhalb des Marktes)	Flexible Kapazitätsbeschränkung in Anschlussvereinbarungen
Mehr PV in die Direktvermarktung (DV-Schwellen senken)	Dynamische Einspeisevergütung für Kleinanlagen (PV)	Produktions-unabhängige CfDs, idealerweise mit regionaler Komponente	Wiedereinführung (+Verschärfung) 70%-Regel für Aufdach-PV	Marktliche Steuerung von EEG-Anlagen durch ÜNB	Stärkung PPA (crossborder)	Netzreserve ausbauen	Redispatch-Regelleistungs-Produkt
Mehrere Gebotszonen	Dispatch hubs	Feasibility Ranges	Anpassung der PQ-Bedingungen	Weiterentwicklung der RL-Produkte	5 Minuten ISP	Merchant Lines	Anwendung §13k Nutzen statt Abregeln
Systemstützende Bilanzkreisbewirtschaftung	Abschaffung / Weiterentwicklung §19 (2) StromNEV	regional differenzierte Baukostenzuschüsse	Netzentgelte auf Erzeugerseite	Dynamische Netzentgelte	Netzentgeltbefreiung für Heimspeicher im Winter	Partieller Central Dispatch für EE	Kurativer Redispatch
Bonuszahlung wenn keine Rückspeisung in Zeiten negativer Preise erfolgt	Beanreizung von Prozesskonformität (z.B. Pönalisierung schlechter KWEP Daten)	nfSDL-Märkte	Anwendung §14a EnWG (Einschränkung durch ANB)	Marktbasierte Tarife für Haushaltskunden	XB IDGCT 30 Minuten	Regionale Gebiete für kurzfristigen Stromhandel	Komplementärer marktbasierter Redispatch (RD 3.0)

Können dynamische Netzentgelte (dyn. NNE) helfen?

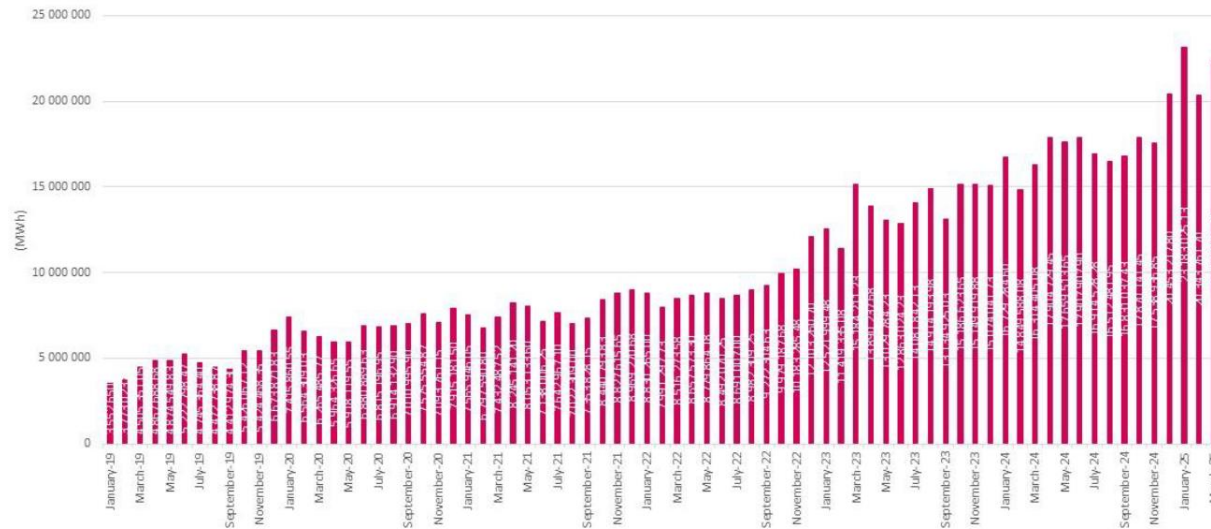
- Dyn. NNE müssten vor Day-ahead Markt (d.h. bis 36h vor Echtzeit) ansetzen, damit Marktteilnehmer sie bei Handelsentscheidungen einpreisen können.
 - Keine Möglichkeit, auf kurzfristige Befunde zu reagieren.
 - Signal wird eventuell in Echtzeit von der Realität überholt.
 - Die Reaktion der Marktteilnehmer ist ungewiss (und bei Fokussierung auf Lastseite vermutlich gering).



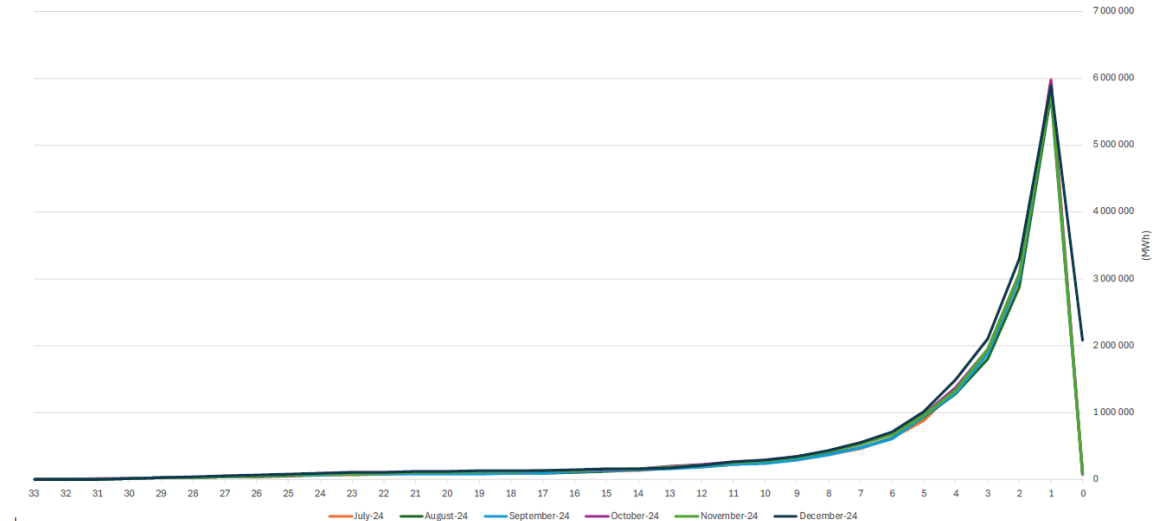
05.11.2025 21

Können dynamische Netzentgelte (dyn. NNE) helfen?

- Dem entgegen steht: Der Markt entwickelt sich immer weiter in Richtung kurzfristigem Handel.



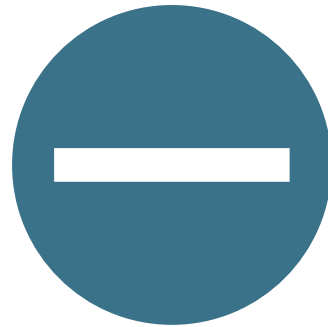
Jährliches Wachstum des SIDC-Handelsvolumens: ~30%



Großteil des SIDC-Handels in den letzten 2 Stunden vor Lieferung
→ Rückwirkungen auf Fahrpläne und Engpässe

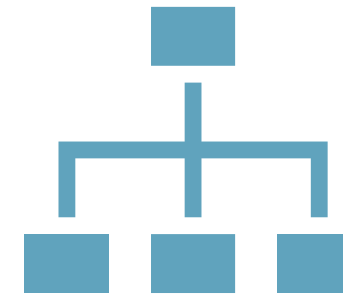
Take-away: Dynamische Netzentgelte können positive Effekte auf andere Herausforderungen, und eventuell auf die Gesamtmenge des benötigten Redispatches haben, ihre Wirkung auf kurzfristige Befunde wird aber als nicht ausreichend bewertet.

Welche Lösungen haben ausreichende Wirksamkeit?



Umfassende ex-ante Einschränkungen

z.B. durch einseitige Beschränkungen des Dispatches
und Flexible Anschlussverträge



Teilung des Marktgebietes

entlang der wesentlichen Engpässe in mehrere
Teilgebiete (mit Redispatch für verbleibende interne
Engpässe)

Take-away: Beide Lösungen führen zu gewissen Einschränkungen im Markt und haben einen hohen Umsetzungsaufwand, sowohl bei Netzbetreibern wie auch bei Marktteilnehmern.
Mindestens eine dieser Lösungen wird dennoch nötig sein.