

SICHERER SYSTEM- BETRIEB – WELCHE ROLLE SPIELT IN ZUKUNFT DER STROMMARKT?



STEIGENDE REDISPATCHSPITZENBEDARFE

- Erhöhte Leistungsflüsse
- Redispatchmengen steigen bis 2030 von 18 TWh/a auf bis zu ca. 30 TWh/a
- Maximal gleichzeitiger Redispatchbedarf steigt von ca. 27 GW auf bis zu 68 GW
- Stromsystem ist zu jeder Zeit auf funktionierende EPM-Prozesskette (Datenlieferung, Dimensionierung, automatisierter Abruf) angewiesen, die in großem Umfang den Dispatch vorgibt



UNVORHERGESEHENE NETZENGÄSSE

- Steigende kurzfristige Prognoseabweichung
- Auch die „Zwei-Stunden-Vorher“-Prognose für EE kann jeden Tag um ca. +/- 10 GW abweichen
- Schlechtere Vorhersagbarkeit des Verhaltens der Netznutzer durch Prognoseabweichungen und kurzfristigeren Handel wird zu neuen, kurzfristigen Netzengpässen führen



MANGELHAFTE KOORDINIERUNG KOMPLEXER EINZELSYSTEME

- Einsatz von komplexen und kleinen Einzelsystemen (BESS, Prosumer, KWK, Flex. Nachfrage) müsste eigentlich durch den Strommarkt orchestriert werden
- Vernachlässigung von Netzrestriktionen im Markt führt zu mangelhafter Koordination
- Dispatch im Netzbetrieb nur für „einfache“ Systeme (EE, Groß-KW, etc.) abbildbar
- Fokus des netzseitigen Dispatchs auf diese Systeme ineffektiv und ggf. nicht ausreichend

WIE SEHEN DIE HEUTIGEN REGELN AUS WO IST DAS PROBLEM?

- Self Dispatch mit allen Freiheitsgraden
 - Portfolio-Bidding de-facto Deutschland-weit für Fahrplanenergie und Regelleistung
 - 0 Minuten Gate-Closure Time
 - Planungsdaten auf Anlagenebene ohne gesicherte Verbindlichkeit
- Markt-basiertes Balancing
- Kostenbasiertes EPM hauptsächlich mit EE und thermischen Kraftwerken
- Redispatch parallel zum Marktdispatch



BLICK IN DIE ZUKUNFT

WIE ENTWICKELT SICH DAS SYSTEM

Dekarbonisierung

- EE-Leistung > 400 GW übersteigt regelmäßig Nachfrage um ein Vielfaches
- Flexible Nachfrage aus Sektoren Wärme/Verkehr/H2

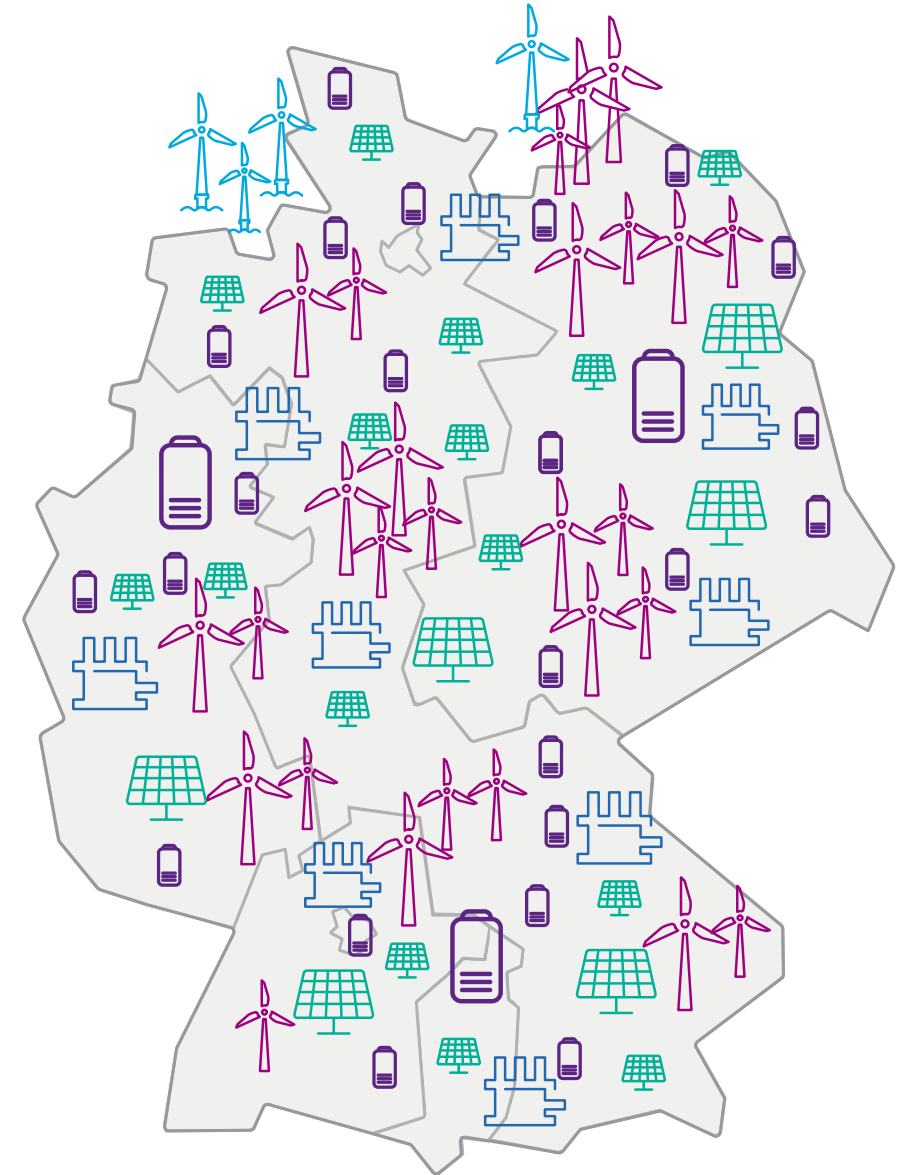
Flexibilität

- Speicherleistung > 100 GW Speicher, überwiegend Co-Location mit Last oder EE und im Verteilnetz
- EE selbst liefert Flexibilität in Situationen mit hohem Dargebot
- Thermische (H2-)Kraftwerke nur noch für Dunkelflaute

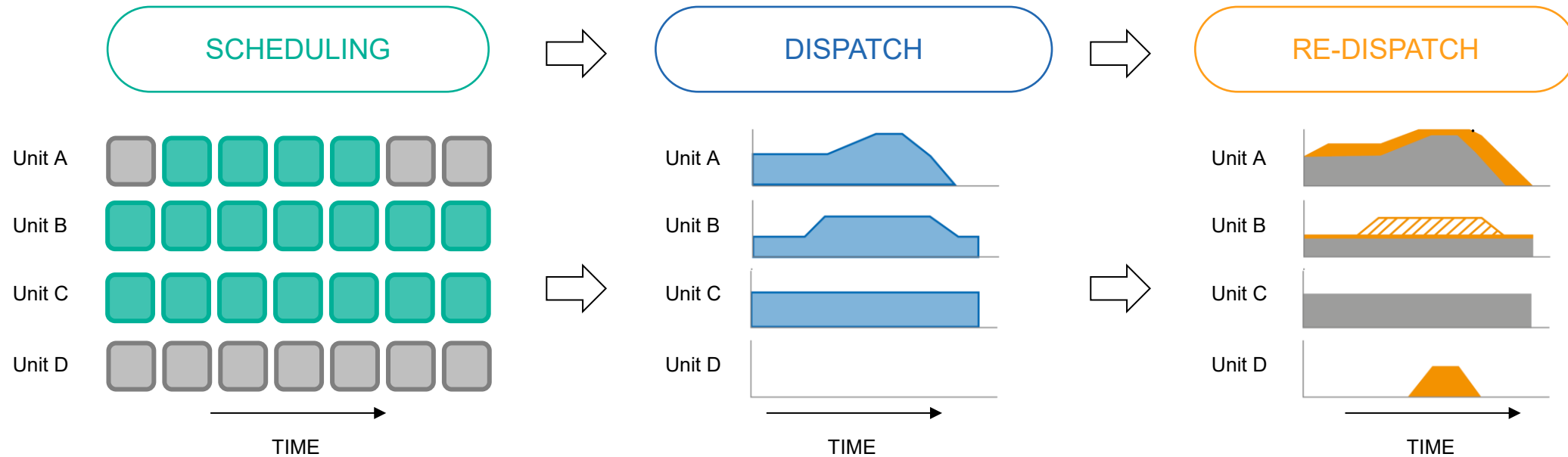
Handel und Dispatch

- Prognostizierbarkeit und Flexibilität stehen im Vordergrund
- Handel erfolgt immer kurzfristiger
- Day-Ahead-Markt verliert an Bedeutung
- Anlagen-Dispatch ergibt sich maßgeblich aus Kurzfristhandel

→ Komplexe Klein-Systeme dominieren Tagesgeschäft



SELF VS. CENTRAL DISPATCH



Self-Dispatch

MARKT

NETZBETREIBER

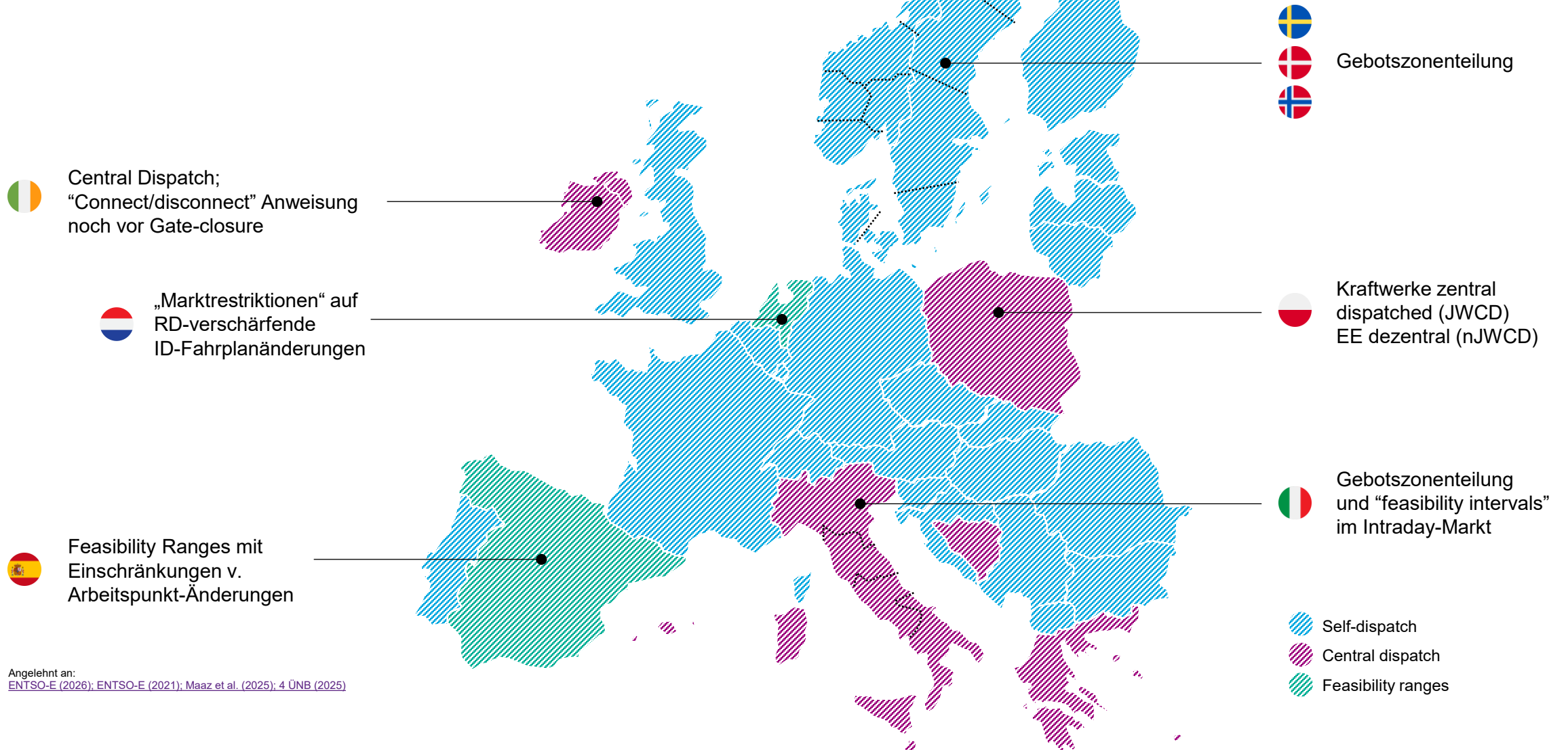
Central-Dispatch

DISPATCHER

BLICK AUF EUROPA

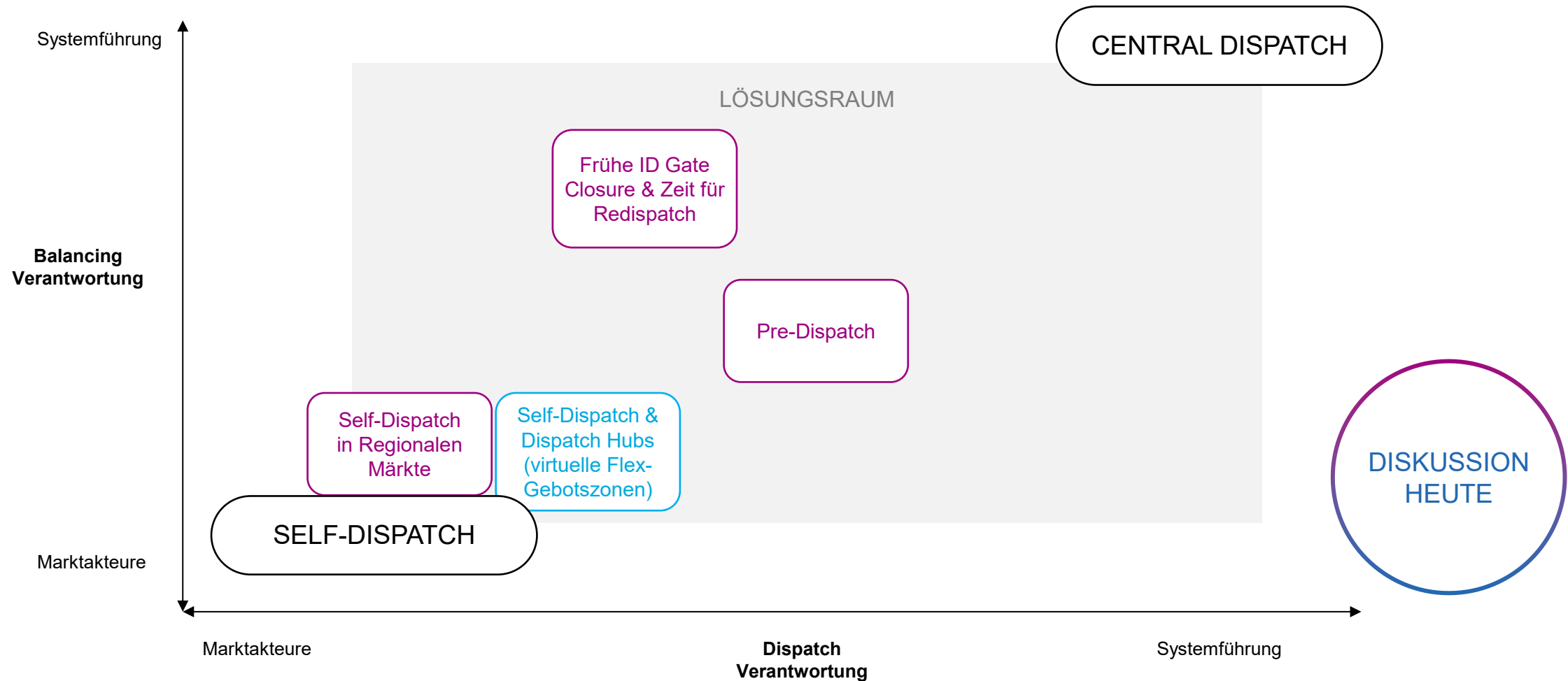
VON SELF ZU CENTRAL DISPATCH

VERSORGUNGS
SICHERHEITS
KONFERENZ 2026



Angelehnt an:
[ENTSO-E \(2026\)](#); [ENTSO-E \(2021\)](#); [Maaz et al. \(2025\)](#); [4 ÜNB \(2025\)](#)

WIE SIEHT DER LÖSUNGSRaum AUS?



ERLÄUTERUNG

- Handel zwischen kleinen Gebotszonen wird durch Netzrestriktionen beschränkt
- Auch kurzfristige Prognoseabweichungen werden unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen am Markt ausgeglichen
- Marktliche Anreize zur Flexibilisierung und Lokalisation wirken auch entsprechend des Engpassbildes

PORTFOLIO	Marktteilnehmer nimmt Dispatch und Vermarktung für Portfolio gebotszonenweit frei vor
ANLAGENDISPATCH	Marktteilnehmer plant Anlagen-Dispatch, Redispatch greift nur selten
ECHTZEIT	Marktteilnehmer kann in Echtzeit umplanen und steuern
NETZBETRIEB	Redispatch nur um in Einzelfällen nachzujustieren oder bei Netzschwächung Vorgaben zu machen
SYSTEMAUSGLEICH	Ausgleich von 15-Minuten Abweichung am Markt; Regelleistung gleicht kurzfristigere Schwankungen aus

ERLÄUTERUNG

- Ergänzend zum anlagenscharfen Redispatch macht Netzbetreiber umfassende Vorgabe bezüglich Dispatch aller Anlagen einer Region
- Vorgaben können sowohl vor dem Spotmarkt als auch parallel zum Intraday-Handel ausgesprochen werden
- Beispiele:
 - Einspeisung aller Windenergieanlagen im Norden werden situativ auf maximal 70% der Nennleistung beschränkt
 - Speicher dürfen in bestimmten Netzregionen zu bestimmten Zeiten nicht einspeichern
 - EE-Anlagen müssen in bestimmten Netzregionen ihr vollständiges Dargebot einspeisen und dürfen nicht marktlich abregeln

PORTFOLIO	Marktteilnehmer nimmt Portfolio-Vermarktung zwar gebotszonenweit vor, begrenzt durch anlagenscharfe Vorgaben
ANLAGENDISPATCH	Marktteilnehmer plant Anlagen-Dispatch unter Berücksichtigung von individuellen Restriktionen durch den Netzbetreiber
ECHTZEIT	Echtzeit-Dispatch liegt beim Marktteilnehmer
NETZBETRIEB	Netzbetreiber gibt sowohl grobe Dispatchvorgaben für Anlagen vor und korrigiert zielgerichtet über Redispatch
SYSTEMAUSGLEICH	Ausgleichs von 15-Minuten Abweichung am Markt; Regelleistung gleicht kurzfristigere Schwankungen aus

VORGEZOGENER GATE CLOSURE & ZEIT FÜR REDISPATCH

ERLÄUTERUNG

- Nach früher Gate-Closure-Zeit (bspw. 60 Minuten) darf Marktteilnehmer Anlagendispatch nicht mehr anpassen
- Abweichungen werden zusätzlich zu Bilanzkreis-Abweichungen auf Anlagenebene pönalisiert
- Engpässe werden durch Umplanung in den letzten 60 Minuten im Redispatch aufgelöst
- Netzbetreiber benötigt Zugriff auf alle Anlagen für Redispatch
- Schwierigkeiten entstehen bei komplexen Dispatch-Restriktionen oder Vorlaufzeiten

PORTFOLIO	Marktteilnehmer nimmt Vermarktung für Portfolio gebotszonenweit frei vor, Dispatch wird nur vorläufig festgelegt
ANLAGENDISPATCH	Marktteilnehmer plant vorläufigen Anlagen-Dispatch; Finaler Dispatch ergibt sich aus Redispatch
ECHTZEIT	Letzter Dispatch der Marktteilnehmer zur Gate-Closure-Zeit, Echtzeit-Dispatch liegt beim Netzbetreiber
NETZBETRIEB	Umfassende Umplanung des Dispatch in der letzten Stunde im Engpassmanagement
SYSTEMAUSGLEICH	Ausgleich Prognoseabweichung der letzten Stunde vollständig über Redispatch und Regelleistung

GEMEINSAME DISKUSSION

DR.-ING ANDREAS MAAZ (AMPRION) | NELE MAAS (FFE)