



# Abschluss Workshop zu Phase 1 des Branchenprozesses „Herausforderungen Systembetrieb 2030“

BMWE, 4ÜNB am 11.05.2026

# WS1: Beschreibung der Herausforderungen und Ergebnisse der Quantifizierungen

# Mit Blick auf 2030 bestehen zwei wesentliche Herausforderung des Engpassmanagements

## Redispatch-Spitzenbedarfe



Zunahme maximaler zeitgleicher  
Redispatchbedarfe

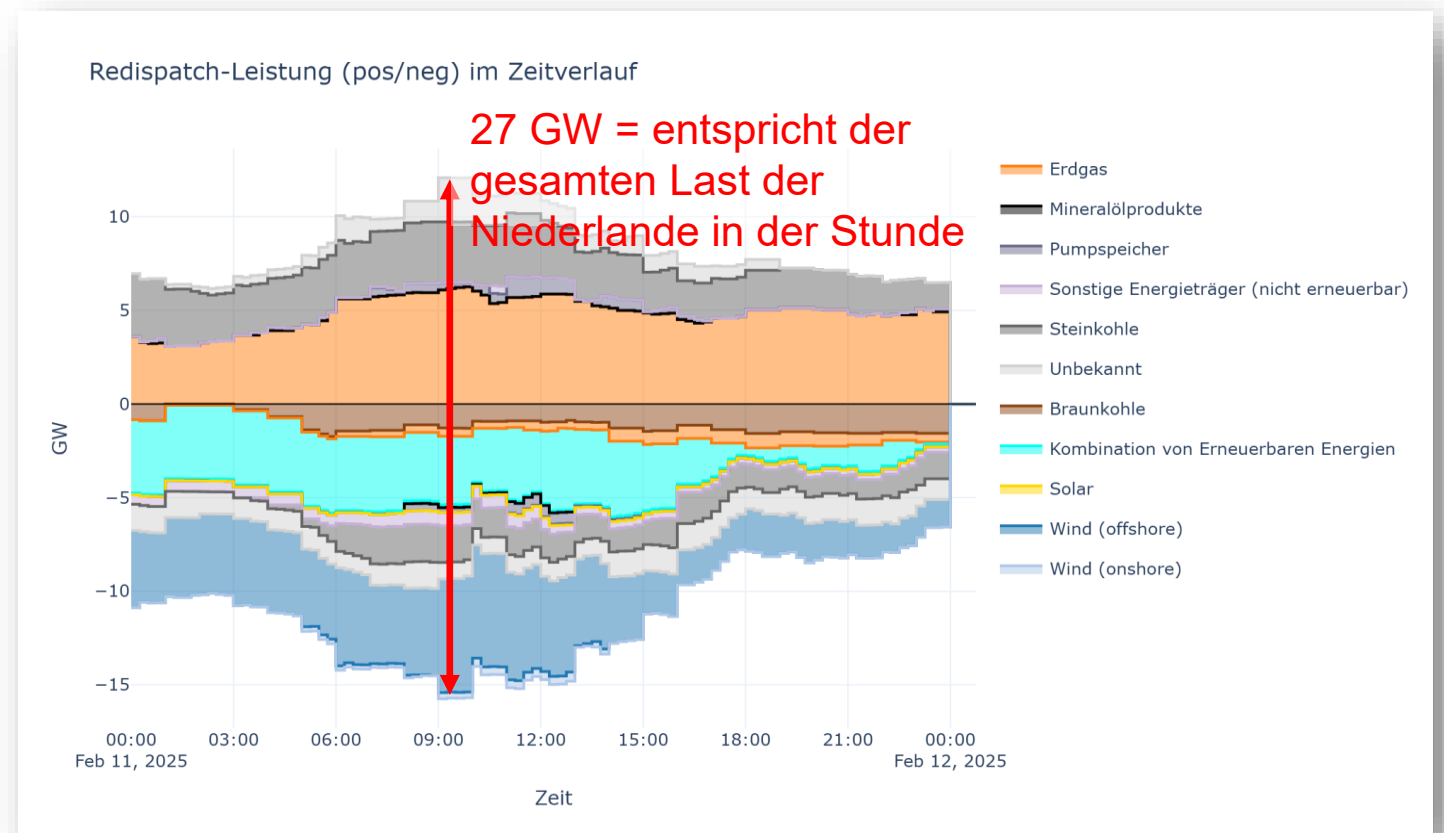
## Kurzfristige Engpassbefunde



Unvorhergesehene Netzengpässe  
durch steigende kurzfristige  
Prognosefehler

# Herausforderung „Steigende Redispatchbedarfe“: Am 11.02.2025 wurde ein neuer Rekordwert erreicht

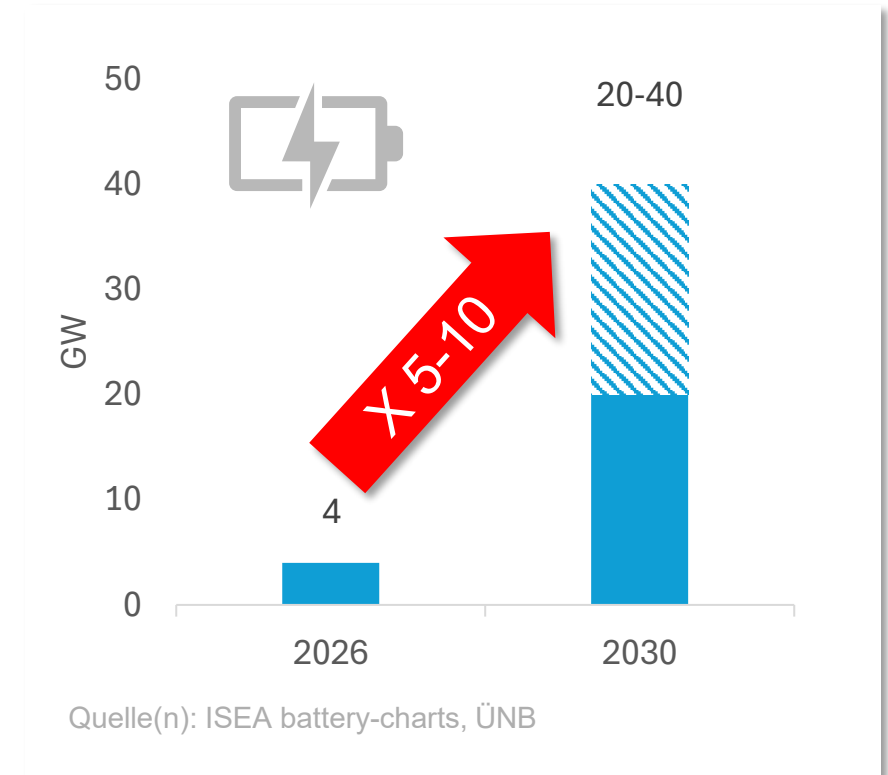
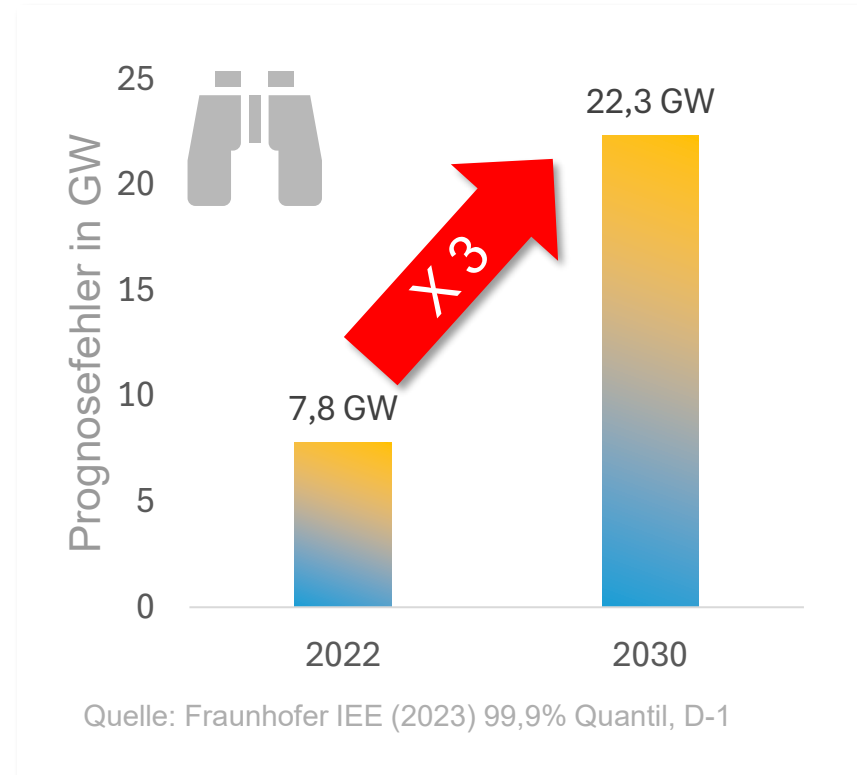
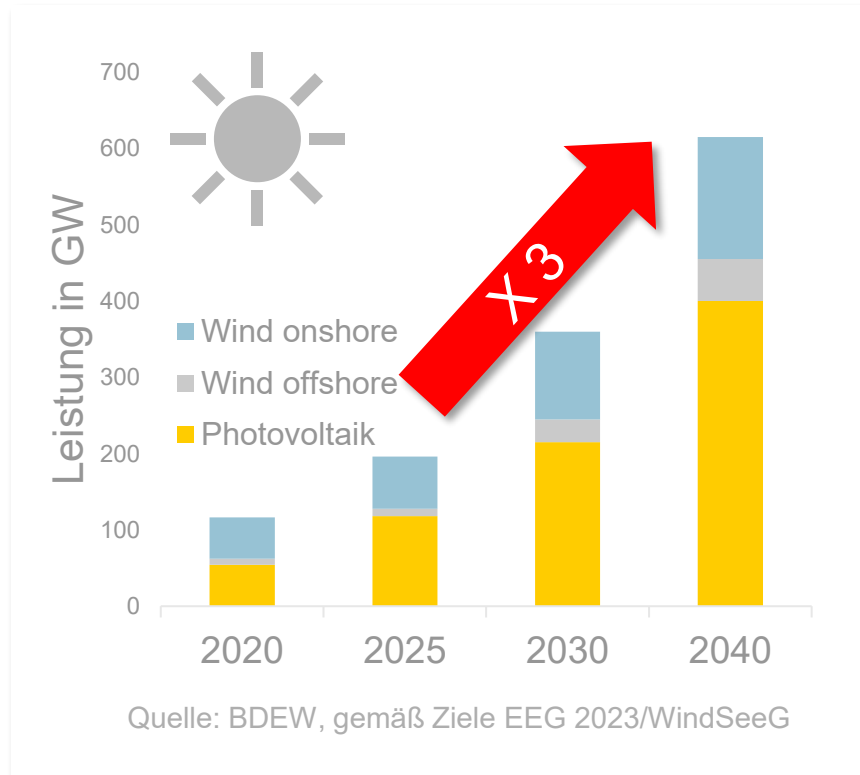
- Am 11.02.2025 um 9:00 Uhr trat der bislang höchste gleichzeitige Redispatch der vier deutschen ÜNB auf:
  - **Absenkung bis ca. 15,7 GW** (davon ca. 10 GW EE)
  - **Insgesamt 27 GW + ca. 3,5 GW fremdbilanzierten Redispatch**



Hohe Spitzen-RD-Bedarfe bedeuten hohe Komplexität für die Systemführung und bergen die Gefahr, dass nicht ausreichend RD-Potenzial vorhanden ist.



# EE- und BESS-Zubau verschärfen zukünftig die Lage erheblich



- **Erhöhung der EE-Leistung** bis 2030 um ca. 2x, bis 2040 um 3x

- **Absolute Prognosefehler** der Marktakteure für EE-Einspeisung steigen stark, auch bei Verbesserungen der *relativen* Prognosen!

- Bis 2030 sind ca. **20-40 GW Großbatteriespeicher** zu erwarten

# Kurzfristiger Handel kann künftig in vielen Stunden des Jahres zu systemkritischen Engpassbefunden führen

4-ÜNB-Auswertungen der Amprion-Versorgungssicherheitsanalysen zeigen eine deutliche Zunahme der RD-Spitzenbedarfe, auch unter konservativ-realistischen Annahmen zu Netzausbau und EE-Ausbaupfaden



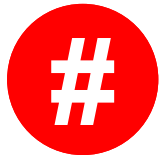
## ↑ Höhe der Spitzen-Redispatchbedarfe

Die maximalen Redispatchbedarfe **verdoppeln** sich bis 2032 und erreichen Maximalwerte > 60 GW (heute ca. 30 GW)



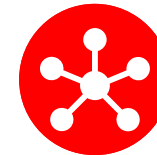
## ↑ Häufigkeit hoher Redispatchabrufe

Die Anzahl an Tagen mit hohen Abrufen steigt in 2032 auf bis **zu 10 Tage/Jahr** mit Spitzenbedarf > 60 GW (2025 ca. 2 Tage > 30GW)



## ↑ Anzahl überlasteter Leitungen

Bis 2032 ca. **Verdopplung** der mittleren n-1 Überlastungen und Summe überlasteter Leitungskilometer



## ↑ Komplexität der Abrufe

Engpassmuster werden zunehmend komplexer (nicht nur Nord-Süd, zunehmend auch Ost-West Lastflüsse)

Die Problematik der Spitzen-RD-Bedarfen steigt ab 2030 trotz des unterstellten Netzausbaus stark an.

# Kurzfristiger Handel kann künftig in vielen Stunden des Jahres zu systemkritischen Engpassbefunden führen

Eine Studie des IAEW im Auftrag der 4-ÜNB zeigt, dass in einem mit den Behörden abgestimmten Szenariorahmen künftig häufig kurzfristige Engpassbefunde auftreten können, die das Niveau heutiger kritischer Situationen bei weitem übersteigen.



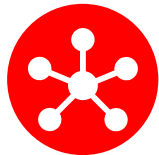
## ↑ Häufigkeit möglicher n-1-Überlastungen

In vielen Stunden des Jahres führt ein hoher Anteil der Szenarien zu möglichen n-1-Überlastungen. Entsprechend der Studienergebnisse sind nur knapp **900 Stunden des Jahres risikofrei**.



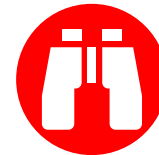
## ↑ Höhe kurzfristiger n-1-Überlastungen

n-1-Auslastungen von bis zu **190%** möglich. **In drei Viertel des Jahres** ist die maximale n-1-Leitungsauslastung höher als die kritischsten Werte am 13.3.2026.



## ↑ Komplexität der Befundlage

Mehr potenziell überlastete Netzelemente erhöhen die Komplexität. In einer **Vielzahl der Stunden** des Jahres können **mehrere Netzelemente** von einer n-1-Überlastung betroffen sein.



## ↑ Kurzfristige Prognoseabweichungen

Die Höhe der absoluten Prognoseabweichung nimmt zu. Kurzfristige Prognoseabweichungen führen zu **neuen Engpässen**, trotz Redispatchdimensionierung nach Marktschluss.

Im Jahr 2030 steigt das Risiko nicht beherrschbarer kurzfristiger Netzengpässe. Auf Basis der Studie wären in 90% der Stunden Einschränkungen notwendig, um n-1-Überlastungen in Echtzeit sicher zu vermeiden.

# Fazit

- Im ÜNB-Engpassmanagement sind kritische Tage schon heute Realität. Die **Situationen sind angespannt, waren aber bislang noch handhabbar – allerdings nur mit verbleibendem Risiko (vgl. 13.03.)**.
- Die treibenden Faktoren EE-Zubau und der Anstieg von Flexibilitäten im System führen dazu, dass die **Herausforderungen im Umgang mit Spitzen-Redispatchbedarfen und Stromhandel nahe des Stromlieferzeitpunkts systemkritisch steigen**.
  - Spitzen-Redispatchbedarfe nehmen in den kommenden Jahren in Höhe, Häufigkeit, Umfang und Komplexität zu
  - Deutschlandweiter Handel führt zukünftig regelmäßig zu signifikanten kurzfristigen Engpässen. Dies zeigen die IAEW-Studienergebnisse.
- Spitzen-Redispatchbedarfe und kurzfristige Engpassbefunde **führen künftig zu einem nicht tragbaren Systemsicherheitsrisiko**.
- Die aktuell sehr weitreichenden **Handelsfreiheiten der Marktteilnehmer in Deutschland können** aus Netzsicherheitsperspektive **nicht mehr aufrecht erhalten werden**: Denn **ohne eine fundamentale Anpassung des Marktdesigns** nimmt das **Risiko für Notzustand-Situationen** signifikant zu.

# WS2: Zusammenfassungen der untersuchten Instrumente

# Ex-ante Einschränkungen (Feasibility Ranges und FCAs)



## Kurzbeschreibung – wie wirkt das Instrument auf die Herausforderungen?

- Einschränkung von Engpass-verursachenden/verschärfenden Fahrweisen mehrere Stunden vor Echtzeit
- Anwendung flächendeckend auf alle Anlagen in Gebieten die potenziell engpassverschärfend sein können, mit gewisser Sensitivität auf Engpässe
- **Keine Einzelfallanwendung wie beim Redispatch**, sondern pauschale Anweisungen, denen alle betroffenen Anlagen folgen müssen.
- Herausforderungen für die Systemresilienz aufgrund der Abhängigkeiten von Prozessen zwischen Netzbetreibern und Markakteuren



## Relevante Ausgestaltungsparameter:

- Vorlauf vor Echtzeit – Höhere Wirksamkeit bei längerer Vorlaufzeit. Bei Anwendung auf Spitzen-RD Bedarfe bereits vor Day-Ahead Markträumung
- Vergütung: **Einzelfallentschädigung nicht möglich.**
- Rechtliche Grundlage: FCA (nur für Neuanlagen möglich) oder regulatorische Anpassungen für Feasibility Ranges.
- Mindestgröße und räumliche Aggregation von Anlagen.

# Ex-ante Einschränkungen (Feasibility Ranges und FCAs)



## Auswirkungen auf Markt:

- Engpass-verursachende/verschärfende Fahrweisen können präventiv unterbunden werden.
- Portfoliovermarktung prinzipiell weiterhin möglich, aber betroffene Anlage müssen die Einschränkung anlagenscharf respektieren → Ausgleich von Prognoseabweichungen wird für Portfolio-Verantwortliche und Direktvermarkter teurer.
- Pflicht zur Meldung von verlässlichen anlagenscharfen Fahrplänen. Besteht auch in RD 2.0, bekommt bei diesem Instrument aber erhöhte Dringlichkeit.
- Anreize zu strategischem Verhalten müssen geprüft und adressiert werden.



## Implementierungsdauer:

- Erste Implementierung der Prozesse für Abrufe für Anlagen im ÜNB-Netz erscheint bis 2028 möglich.
- Automatisierte Dimensionierungsprozesse sowie Abrufe für Anlagen im VNB-Netz bis 2030 möglich, bei entsprechender frühzeitiger Priorisierung.

→ ÜNB Fazit: Ex-ante Einschränkungen nur hilfreich ohne Einzelfallanweisung/entschädigung.  
Resilienzbedenken verbleiben.

# Dispatch Hubs (Market Bid)



## Kurzbeschreibung – wie wirkt das Instrument auf die Herausforderungen?

- Anlagen werden entsprechend ihrer geografischen Lage / Wirkung auf Netzengpässe Hubs zugeordnet, die wie eigene Gebotszonen funktionieren: Innerhalb eines Hubs ist Handel frei, zwischen Hubs und zur regulären Preiszone hingegen kapazitätsbeschränkt (gilt für die gesamte Zeit des Handels).
- Hierdurch wird die Preisbildung in den Auktionen für die dort verorteten Anlagen entkoppelt: Sie können unabhängig vom zonalen Markträumungspreis bezuschlagt werden, wenn ihr Einsatz Engpässe kostengünstig reduziert
- Das Konzept macht „interne“ Netzflüsse zu Handelsflüssen, berücksichtigt zusätzliche Netzrestriktionen im Stromhandel und kann damit steigende Spitzen-Redispatchbedarfe & kurzfristige Befunde handhabbar machen
- Es wirkt über alle Zeitbereiche: vom Langfristhandel über die Auktionen bis zum kontinuierlichen Handel



## Relevante Ausgestaltungsparameter:

- Anzahl und Größe der Dispatch Hubs: ÜNB-Empfehlung > 6, soweit von EUPHEMIA handhabbar
- Teilnehmerkreis und Verpflichtungsgrad: mindestens alle großen flexible Anlagen (insb.) Batteriespeicher und große direktvermarktete Wind und PV-Anlagen. Fakultativ könnten Kraftwerke, steuerbare Kleinanlagen und flexible Verbraucher hinzugenommen werden. Für Bestandsanlagen könnten für eine Zeit finanzielle Übertragungsrechte\* in die reguläre Preiszone eingeräumt werden, um die finanziellen Auswirkungen abzumildern.

# Dispatch Hubs (Market Bid)



## Auswirkungen auf Markt:

- Veränderte Preis- und Erlösstrukturen: Das Konzept beeinflusst Strompreise und damit Erlöse / Kosten der Marktteilnehmer: Erzeuger in Dispatch Hubs hinter Engpässen profitieren tendenziell, Erzeuger vor Engpässen können gegenüber dem Status quo Nachteile haben. Auswirkungen auf klassische Verbraucher sind weiter zu untersuchen. Tendenziell ist mit einer leichten Preissteigerung in der regulären Preiszone zu rechnen. Die Effekte hängen im Wesentlichen von der Detailausgestaltung ab (Anzahl und Größe der Hubs, Auswahl zusätzlicher interner CNECs, Umgang mit minRAM-Vorgabe...)



## Implementierungsdauer:

- Die Einführung erscheint bei Erhalt der aktuellen LFC-Areas mit einem Vorlauf von 1 bis 3 Jahren realistisch. Bei Anpassung der LFC-Areas ist von einer 3 bis 5-jährigen Umsetzungsdauer auszugehen.

→ ÜNB Fazit: Dispatch Hubs - Market Bid Variante sind eine vielversprechende Lösungsoption. Das Konzept sollte offensiv in Brüssel diskutiert und im Branchendialog als Teil des Lösungsraums eingebracht werden.

# Dispatch Hubs (Redispatch Potenzial)

## Kurzbeschreibung – wie wirkt das Instrument auf die Herausforderungen?

- ÜNB stellen steuerbares Redispatch-Potenzial an netzkritischen Punkten in Dispatch Hubs ein, sodass ein Teil vom Redispatch bereits im Stromhandel statt erst vollständig nachträglich im ÜNB-Prozess eingesetzt wird.
- Der Stromhandel nutzt dieses Potenzial, wenn Engpässen entgegengewirkt und dadurch die Kosten im Markt zur Deckung der Nachfrage gesenkt bzw. die Marktwohlfahrt erhöht wird.
- Die Maßnahme wirkt nur dann auf die Reduktion von Redispatch-Bedarfen, wenn die Netzphysik in den Auktionen angemessen abgebildet wird – insbesondere durch geeignete Auswahl interner Netzelemente und eine Anpassung bzw. Neuinterpretation der minRAM-Vorgaben.
- Bei entsprechend geeigneter Ausgestaltung kann das Konzept eine positive Wirkung auf steigende Spitzen-Redisapcthbedarfe haben. Eine relevante Wirkung auf kurzfristige Befunde ist nicht vorhanden.

## Relevante Ausgestaltungsparmeter:

- Anzahl und Größe der Dispatch Hubs: von wenigen, großen bis zu vielen, kleinteiligen Hubs
- Ausweitung auf Intraday-Auktionen möglich

# Dispatch Hubs (Redispatch Potenzial)



## Auswirkungen auf Markt:

- Einfluss auf Preise, Stromflüsse und Redispatch: Dispatch Hubs verändern Stromhandelsflüsse und führen zu angepassten Strompreisen. Damit Auswirkungen auf Erlöse / Kosten der Marktteilnehmer. Tendenziell mit eher höherem Preisniveau, aber zonenspezifisch unterschiedlichen Effekten.



## Implementierungsdauer:

- Die technische Umsetzung des Marktdesign-Konzepts wäre bei hoher Priorisierung aller Beteiligten grundsätzlich in etwa 1–3 Jahren realistisch
- Der kritische Pfad liegt in der Anpassung des EU-Rechtsrahmens (insb. minRAM-Regeln), deren politische Durchsetzung und rechtliche Umsetzung sich voraussichtlich über mehrere Jahre hinziehen würde und damit den Gesamtzeitplan dominiert.

**→ ÜNB Fazit: das Konzept könnte lediglich bei Abschaffung der minRAM-Vorgabe positiv auf steigende Spitzen-Redispatchbedarfe wirken. Keine relevante Wirkung auf kurzfristige Befunde.**

# Regionale Gebiete für kurzfristigen Handel

## Kurzbeschreibung – wie wirkt das Instrument auf die Herausforderungen?

- Uneingeschränkter Handel innerhalb Deutschlands nur noch bis zur internationalen Intraday Cross-Zonal Gate Closure Time (IDCZGCT) möglich, danach Aufteilung des Handelsgebiets in regionale Gebiete als eigene Scheduling Areas
- Durch die Beschränkung des Handels auf kleinere Scheduling Areas soll präventiv und implizit verhindert werden, dass der Ausgleich von Prognosefehlern am Intraday-Markt zu neuen kurzfristigen Engpassbefunden führt

## Relevante Ausgestaltungsparameter:

- Lage und Größe der Gebiete → kleinere Zonen positiv für Engpassmanagement, aber negativ für Systembilanzausgleich
- Zeitpunkt, ab dem Handelsbeschränkung auf Scheduling Areas gilt (rechtliche Einschränkung: Nur nach IDCZGCT)
- Mit oder ohne eigenen AEP pro Scheduling Area (volle Wirksamkeit nur mit einem AEP pro Scheduling Area)
- Umgang mit Handelskapazitäten zwischen Gebieten
- Betrachtete Parametrierung:
  - Aufteilung in die 4 Regelzonen nach IDCZGCT mit einem AEP pro Scheduling Area (sehr begrenzte Wirkung, v.a. aufgrund des Zuschnitts der TenneT Regelzone)
  - Aufteilung in 7 Zonen nach IDCZGCT mit einem AEP pro Scheduling Area

# Regionale Gebiete für kurzfristigen Handel



## Auswirkungen auf Markt:

- Portfolien müssen auf regionale Gebiete angepasst werden (großer Aufwand bei Aufteilung in 7 Zonen)
- Abkehr vom einheitlichen AEP lässt Ausgleichsenergiekosten für Marktakteure steigen (gegenläufige Abweichungen in unterschiedlichen Zonen gleichen sich in der Ausgleichsenergieabrechnung nicht mehr aus)
- Dies hätte umgekehrt aber den positiven Effekt, dass Redispatch und Regelleistungsabrufe konsistenter sind.
- Potenzielle Anreize zu strategischem Verhalten durch inkonsistente Größe der Marktplätze über den Zeitverlauf (beginnend mit deutschlandweitem Handel und kleineren Scheduling Areas nach IDCZGCT). In Zonen, in denen Liquidität kurz vor Handelsschluss strukturell gering ist, könnten Gebote zurückgehalten werden, um höhere Preise für Flexibilitätsbereitstellung zu erhalten



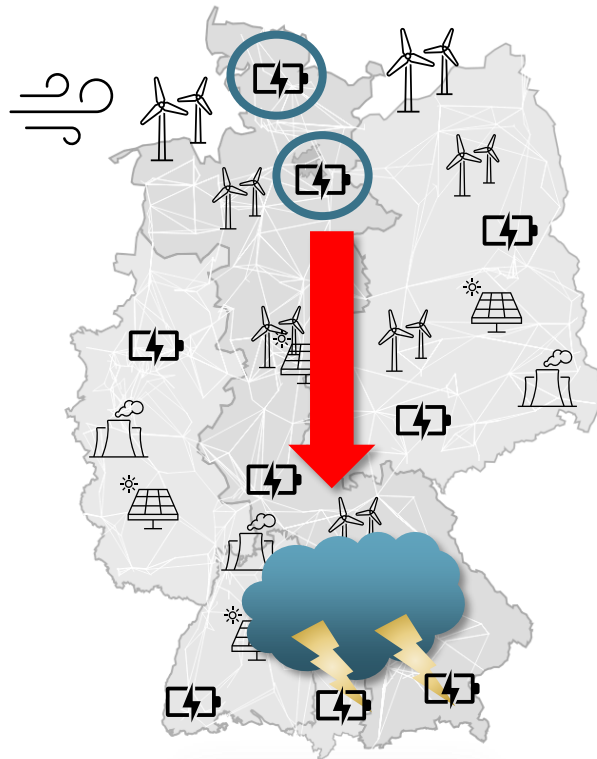
## Implementierungsdauer:

- Hauptaufwand liegt in Umstellung von IT-Prozessen. Hier sind die wesentlichen Treiber genau diejenigen, die auch für eine vollständige Teilung des Marktgebietes erforderlich wären (Aufteilung der Portfolien inkl. entsprechender Vermarktung, Neukonfiguration der Leistungs-Frequenz-Regler)
- Für Konfiguration mit 7 Zonen und einem AEP pro Zone → Ähnlicher Aufwand wie vollständige Teilung des

→ **ÜNB Fazit: Sehr hoher Umsetzungsaufwand bei allen Beteiligten, Portfolienaufspaltung notwendig. Wirksamkeit nach IDCZGCT sehr begrenzt. → kein angemessenes Aufwand-Nutzen-Verhältnis.**

# Wie wirken die Instrumente auf kurzfristige Befunde?

Ausgangslage ohne Marktdesign-Anpassung: Nord-Süd-Engpass entsteht durch kurzfristigen Einbruch der PV-Produktion im Süden und marktlichen Ausgleich der Prognoseabweichung durch Batteriespeicher in Norddeutschland



## Ex-ante Einschränkungen – Feasibility Ranges

- **Anweisung durch ÜNB:** Alle Anlagen mit entsprechender Sensitivität auf ein kritisch ausgelastetes Netzelement dürfen nicht mehr engpassverschärfend reagieren
- Vereinfacht: Anlagen im Norden dürfen nicht mehr einspeisen/weniger ausspeisen als geplant. Bilanzieller Ausgleich der Prognoseabweichung überwiegend im Süden

## Ex-ante Einschränkungen – FCAs (für Neuanlagen)

- **Anweisung durch ÜNB:** Nur die Anlagen, auf die 1) im Rahmen eines FCAs zugegriffen werden kann, und 2) mit entsprechender Sensitivität auf ein kritisch ausgelastetes Netzelement dürfen nicht mehr engpassverschärfend reagieren
- Engpassverschärfende Reaktion anderer Anlagen im Norden weiterhin möglich !

## Dispatch Hubs: Market Bid Variante

- **Abbildung im Markt:** Anlagenklassen, die einem Dispatch Hub zugeordnet sind, können auf Prognoseabweichungen nur noch innerhalb des Dispatch Hubs oder entsprechend verfügbarer Übertragungskapazitäten reagieren
- Mit dem Instrument kann kurzfristigen Engpassbefunden geeignet begegnet werden. Wichtig: alle für das ÜNB-Netz relevanten Flexibilitäten sind einem Dispatch Hub zuzuordnen

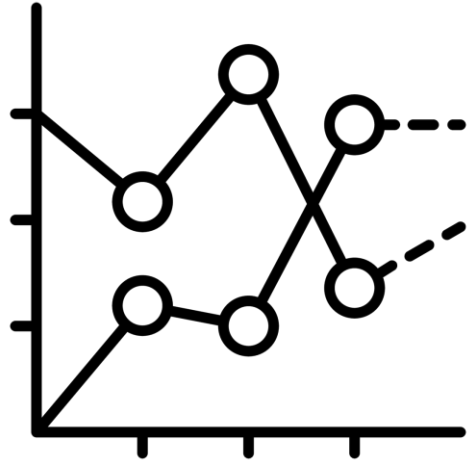
## Regionale Gebiete für kurzfristigen Handel

- **Abbildung im Markt:** Ausgleich ist in den letzten 30 min vor Lieferung nur noch im regionalen Gebiet im Süden oder entsprechend verfügbarer Handelskapazitäten möglich
- Wird der Prognosefehler vorher (aber nach den letzten RD-Prozessen) bekannt, kann deutschlandweiter Handel zu unvorhergesehenen Engpässen führen !

# Backup

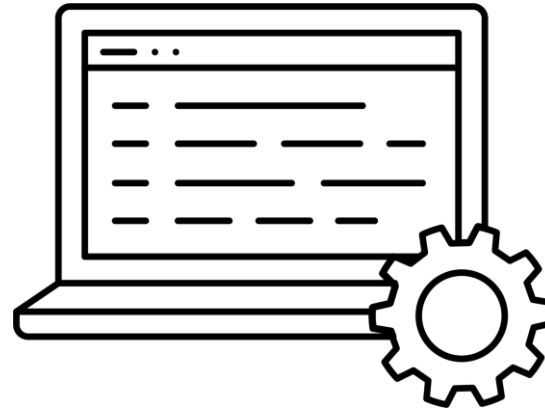
# Die ÜNB verbessern kontinuierlich ihre Prozesse für die Engpassprognose sowie die Dimensionierung und Aktivierung von Maßnahmen

## Prognose



- Verbesserung der Prognosequalität
- Nutzung von Perzentil- und Kombinationsprognosen
- Knoten- und Anlagenscharfe Prognose der Einspeisung

## Dimensionierung



- Ausweitung der Optimierung zur Berücksichtigung zusätzlicher Potentiale (insbes. BESS), Ausweitung auf kurzfristige Zeitbereich
- Einführung europäischer Optimierungsläufe (ROSC)
- Forschungsprojekte zu probabilistischer Betrachtung (PROMETHEUS)


## Abruf/Aktivierung

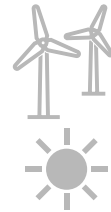


- Ausweitung der Aktivierung um zusätzliche Akteure auch im Hinblick auf kurzfristige Befunde (RD2.0)
- Ausarbeitung eines Redispatchformats mit den benachbarten TSOs

Verbesserungen in Engpassprognose sowie Dimensionierung und Aktivierung von Maßnahmen haben positiven Effekt auf die Handlungsfähigkeit, lösen aber bei weitem nicht die aufgezeigten strukturellen Probleme.

# Zur Abschätzung der Auswirkungen von Prognosefehlern auf kurzfristige Engpässe 2030 wurde ein szenariobasierter Ansatz\* gewählt

Studien-Annahmen  
 Netzausbau analog zur Bedarfsanalyse

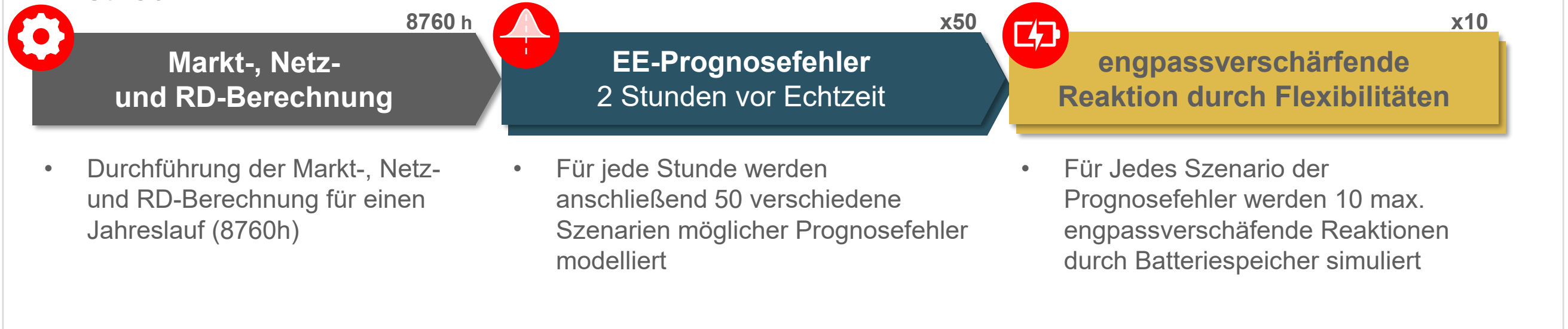


EE-Ausbau nach mit Behörden abgestimmten Szenariorahmen (~2030)



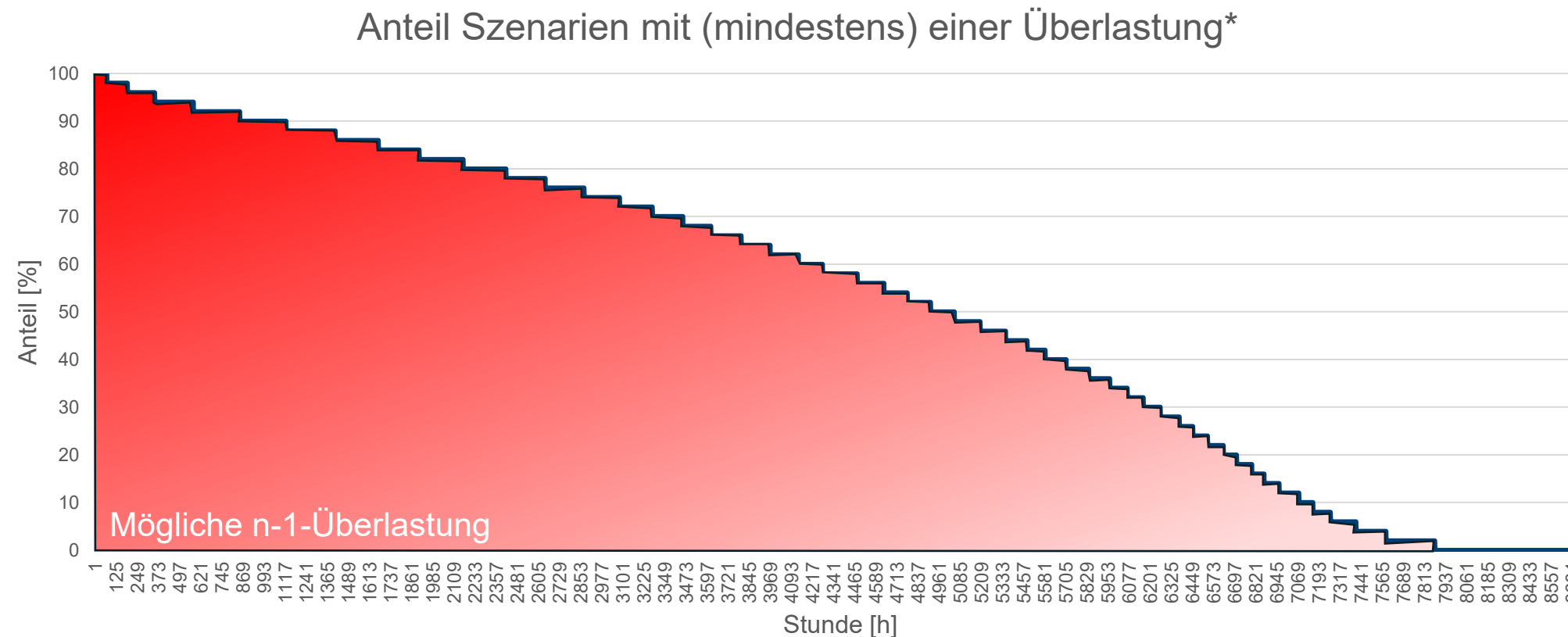
40 GW Batterien (Zusagen im ÜNB-Netz bis 2030)

## Methodik



Mit dem szenariobasierten Ansatz wird der Rahmen möglicher Entwicklungen analysiert. Dabei wird gezielt auf potenziell engpassverstärkende Reaktionen fokussiert, da eine mögliche Gefährdung des Netzbetriebs in jedem Fall zwingend vermieden werden muss.

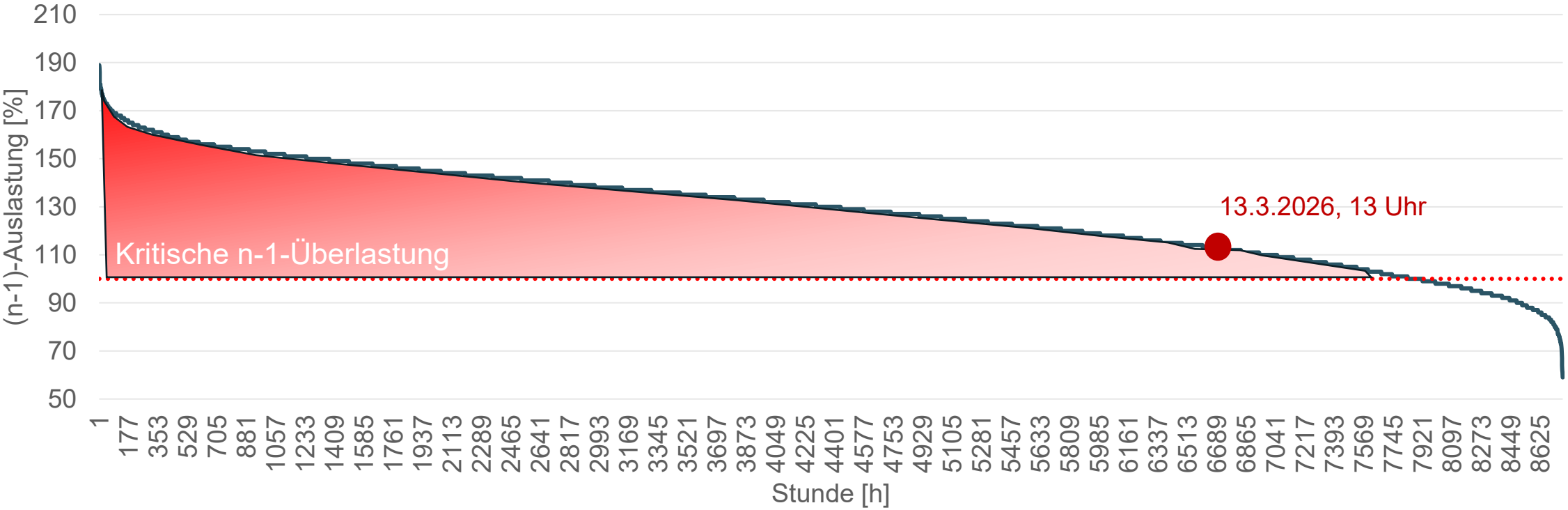
# Entsprechend der Studienergebnisse sind nur knapp 900 Stunden des Jahres risikofrei.



Im Jahr 2030 steigt das Risiko nicht beherrschbarer Netzsituationen. Auf Basis der Studie wären in vielen Stunden Einschränkungen notwendig, um n-1-Engpassbefunde in Echtzeit sicher zu vermeiden.

# Es sind n-1-Auslastungen von bis zu 190% möglich.

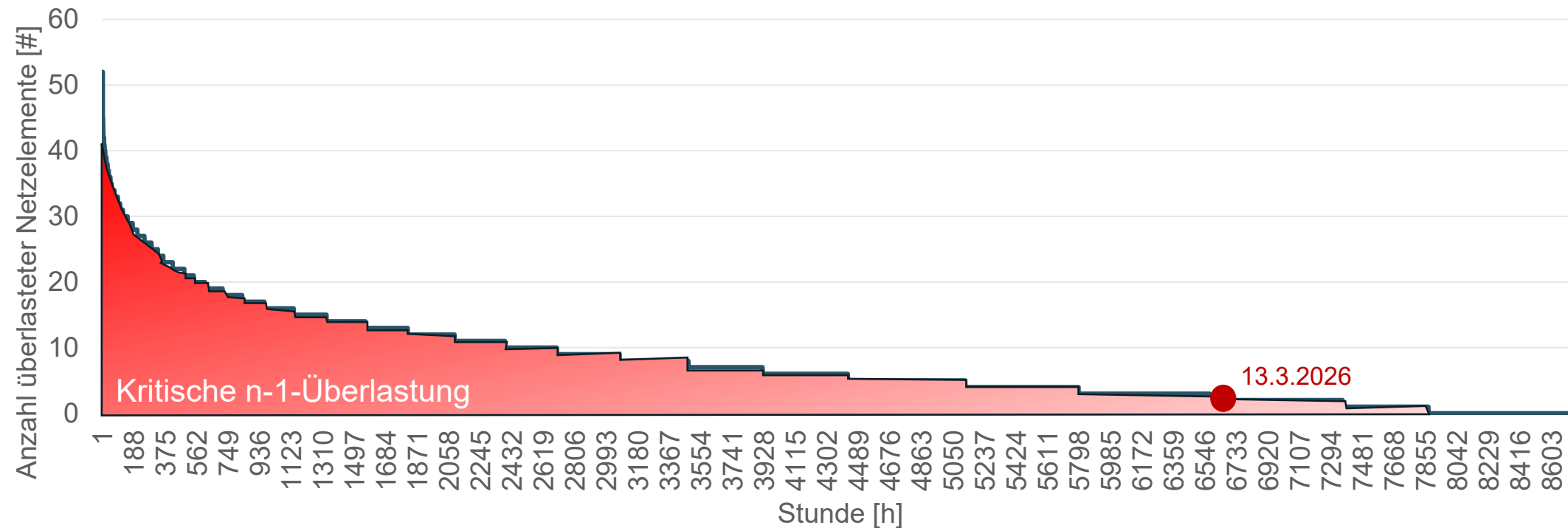
Maximale n-1-Leitungsauslastung\*  
(Maximalwert über alle Szenarien und Netzelemente)



Hohe Auslastungen sind kritischer für den Systembetrieb. In drei Viertel des Jahres ist die maximale n-1-Leitungsauslastung höher als die kritischsten Werte am 13.3.2026.

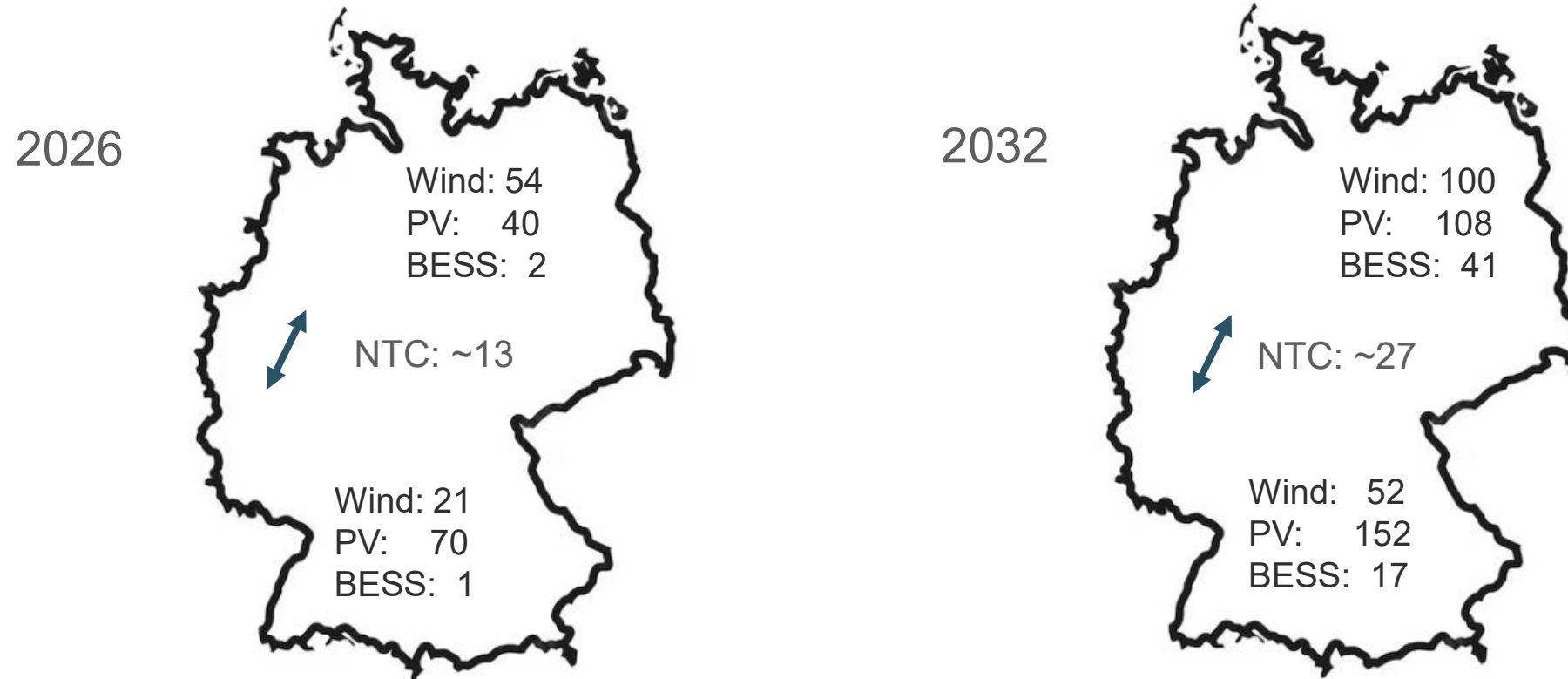
# In einer Vielzahl der Stunden des Jahres können mehrere Netzelemente von einer n-1-Überlastung betroffen sein.

Anzahl der n-1-überlasteten Netzelemente pro Stunde\*  
 (Aufzählung der Netzelemente, die in mindestens einem Szenario überlastet sind)



Mehr potenziell überlastete Netzelemente erhöhen die Komplexität. Die Anzahl möglicher überlasteter Leitungen ist in drei Viertel des Jahres höher als in den kritischsten Stunden am 13.3.2026.

# Löst der Netzausbau nicht alle Engpassprobleme?



Quellen:  
2026 EE: BA25 t+1 Szenario  
2026 NTC: BZR  
2032: NEP25 Trendszenario  
Alle Angaben in GW

- Der EE/BESS Ausbau schreitet in gleichem Verhältnis zum Netzausbau voran, was in der Zukunft sogar zu höheren Redispatch Spitzen führen wird.
- Es ist auch **langfristig nicht effizient**, das Netz auf alle denkbaren Erzeugungsspitzen zu dimensionieren.

→ **Nein, Netzausbau kann die Probleme im Engpassmanagement allein nicht lösen.**

# Können andere Marktinstrumente helfen?

- **Dynamische Netzentgelte:**
  - Bei Veröffentlichung vor DA-Markt sind Prognosen noch mit hohen Unsicherheiten behaftet → keine Wirkung für Spitzen-RD-Bedarfe
  - Reaktion der Marktteilnehmer auf das dyn. Netzentgelt kann nur geschätzt werden. Überreaktionen sind wahrscheinlich.
  - Keine Möglichkeit auf kurzfristig auftretende Engpassbefunde zu reagieren.
  - Hoher Umsetzungsaufwand bei allen Beteiligten, Verzerrungen im internationalen Handel und Preisdiskriminierung innerhalb Deutschlands .
- **Märkte für Redispatch:**
  - Bedarf von RD-Maßnahmen wird dadurch nicht gesenkt. Keine Reduktion von Spitzen-RD-Bedarfen, keine Verhinderung des Auftretens kurzfristiger Befunde nach koordinierten RD-Prozessen → Herausforderungen bleiben im Kern bestehen
  - Pilotprojekte wie RD 3.0 können neue RD-Kapazitäten von Kleinstflexibilitäten ins System bringen (Lasten außerhalb des regulierten Regimes). Herausforderungen wie strategisches Bieterverhalten sind dabei durch Produkt-design und Monitoring einzudämmen.
  - Bei RD-Märkten für Anlagen im regulierten RD-Regime besteht eine Gefahr für strategisches Bieterverhalten. Für kurzfristig auftretende Befunde geben sie keine gesicherten Potenziale.
- **Standortanreize für Investitionen, Rampenvorgaben, ...**
  - Wichtig für andere Herausforderungen, aber keine signifikante Wirkung auf ortsbezogene Dispatchanreize.

Keines dieser Instrumente hat eine ausreichende Wirksamkeit auf die hier diskutierten Herausforderungen