

Berlin, 16.12.2025 | Seite 1 von 4

POSITIONSPAPIER SYSTEMDIENLICHES MARKTDESIGN

Executive Summary:

Im Zuge der Transformation des Stromsystems ergeben sich in den nächsten Jahren neue Herausforderungen für das Engpassmanagement: Trotz Netzausbau und Prozessoptimierungen werden die ÜNB zukünftig mit **steigenden Spitzenbedarfen des Redispatches** und **zunehmend kurzfristig auftretenden und schwer vorhersehbaren Netzengpässen** umgehen müssen. Um die Systemsicherheit in Deutschland effizient sicherstellen zu können, muss auch der Strommarkt einen Beitrag leisten und die physikalischen Grenzen des Netzes berücksichtigen. Dabei geht es für die ÜNB vor allem darum, Situationen zu vermeiden, in denen ein Großteil des marktlichen Dispatches zur Wahrung der Netzsicherheit verändert werden muss. Zusätzlich sollen kurzfristige, engpassverstärkende Arbeitspunktanpassungen im zukünftigen Marktdesign verhindert werden. Um über die besten Instrumente und eine Weiterentwicklung des Marktdesigns zu diskutieren, setzen sich die ÜNB für einen vom BMW initiierten Branchendialog ein.

HERAUSFORDERUNGEN DES ENGPASSMANAGEMENTS: WARUM WIR HANDELN MÜSSEN

Die Elektrizitätsversorgung der 2030er Jahre wird sich grundlegend von den Systemen vergangener Jahrzehnte unterscheiden. Mit steigendem Anteil der Erzeugung durch Wind- und PV-Anlagen und der Etablierung von flexiblen Lasten und Speichern gehen einige Herausforderungen für einen effizienten und sicheren Systembetrieb einher. Mit Fokus auf das Engpassmanagement sind dabei zwei Entwicklungen maßgeblich: Zum einen die zunehmende lokale Diskrepanz zwischen Erzeugung und Last, die zu **erhöhten Leistungsflüssen** führt. Zum anderen wachsen für Marktakteure die **Prognoseunsicherheiten** von Erzeugung und Verbrauch, was auch dazu führt, dass die Vermarktung elektrischer Energie zeitlich immer **näher an die Echtzeit** rückt.

Damit einhergehend zeigt sich zunehmend deutlich: Der Strommarkt kennt die physikalischen Restriktionen des Stromnetzes nicht in ausreichendem Umfang. Übertragungskapazitäten werden im Markt angenommen, als gäbe es keine physikalischen Belastungsgrenzen, welche die Übertragung in der Realität aber stark limitieren. Zusätzlich ist Stromhandel, der zu Anpassungen des Einsatzverhaltens von Anlagen und damit zu einer Änderung der Lastflusssituation führt, überregional bis kurz vor Echtzeit möglich. Dies macht den deutschen Intraday-Markt zwar zu dem liquidesten in Europa, geht aber mit netztechnischen

Berlin, 16.12.2025 Berlin, 16.12.2025 | Seite 2 von 4

Herausforderungen einher. Umfassende Marktkorrekturen sind die Folge, um den realen Stromfluss und die hohe Netzstabilität zu gewährleisten.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) müssen dabei sowohl mit **steigenden Spitzenbedarfen des Redispatches** als auch mit **zunehmend kurzfristig auftretenden und schwer vorhersehbaren Netzengpässen** umgehen. Diese Herausforderungen wachsen, da wie oben beschrieben der Transportbedarf und der durch Marktakteure auszugleichende absolute Prognosefehler mit dem voranschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien inhärent steigen und der Einsatz von Flexibilitäten insbesondere durch den Hochlauf der Batteriespeicher zunimmt.

PROZESSWEITERENTWICKLUNGEN REICHEN NICHT MEHR. DER MARKT MUSS EINEN BEITRAG ZUR NETZSICHERHEIT LEISTEN

Um den oben beschriebenen Herausforderungen des Engpassmanagements zu begegnen, setzen die ÜNB auf eine kontinuierliche Weiterentwicklung ihrer Engpassmanagementprozesse und -systeme. So sind im Frühjahr 2025 zwei weitere nationale Optimierungsläufe für die Intraday-Engpassbehebung in Betrieb gegangen, womit die Optimierung zusätzlich zum Vortag mehrmals untertäglich stattfindet. Weitere Aktivitäten umfassen unter anderem die Verbesserung der Engpassprognosegüte, die sukzessive Umsetzung der kurativen Systemführung, des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs sowie Pilotprojekte zur Erschließung von kleinteiliger Flexibilität für das Engpassmanagement.

Auch der Netzausbau wird einen signifikanten Beitrag leisten, das Redispatchvolumen zu reduzieren. Die Netzbetreiber sind hier bereits sehr aktiv, wie der Bau und die Inbetriebnahme von neuen Großprojekten zeigen. Allerdings ist absehbar, dass bei den erwarteten Ausbaugeschwindigkeiten von Erneuerbaren Energien und der damit einhergehenden Flexibilisierung durch Speicher und Lasten der Stromtransportbedarf und die damit verbundene Unsicherheit im Vergleich zur verfügbaren Netzkapazität weiter anwächst. Gleichzeitig wäre es auch gesamtwirtschaftlich nicht effizient, den Netzausbau so zu dimensionieren, dass auch die letzte Kilowattstunde noch kurzfristig gehandelt und transportiert werden kann.

Es werden also trotz des Netzausbaus und der oben beschriebenen Prozessverbesserungen die Herausforderungen im Engpassmanagement weiter zunehmen. Die Konsequenz sind zunehmend kostenintensive präventive Maßnahmen wie das frühzeitige Anfahren von Reservekraftwerken oder das

Berlin, 16.12.2025 Berlin, 16.12.2025 | Seite 3 von 4

„Freischaufeln“ von Sicherheitspuffern auf Netzelementen durch vortägigen Redispatch. Hinzu kommt, dass die den ÜNB zur Verfügung stehenden Werkzeuge mit abnehmendem Vorlauf vor Echtzeit immer weniger werden. Das führt bis hin zum Risiko, dass die verfügbaren ÜNB-Werkzeuge künftig nicht mehr ausreichen, um einen Systembetrieb ohne kontrollierte Lastabschaltungen zu gewährleisten. Die deutschen ÜNB halten es für unerlässlich, dass das Marktdesign die physikalischen Grenzen des Netzes im notwendigen Maße berücksichtigt und so ein netzdienliches Verhalten der Marktteure sicherstellt.

Die wesentliche Anforderung an Marktdesigninstrumente, die die o.g. Herausforderungen adressieren sollen, ist, dass sie einen Einfluss auf das Einsatzverhalten einzelner Anlagen aufweisen und echtzeitnahe Fahrplanänderungen im Falle von Netzengpässen auch innerhalb einer Gebotszone eingrenzen. Instrumente wie ein regional differenzierter Baukostenzuschuss oder eine lokale Komponente im zukünftigen Kapazitätsmarkt sind sinnvolle Konzepte, um einen Anreiz zur netzdienlichen Verortung neuer Investitionen zu setzen. Damit geht langfristig eine positive Wirkung auf die Redispatchbedarfe einher. Allerdings wirken diese Konzepte nur auf die Verortung und nicht auf das Einsatzverhalten von Neuanlagen: Die Auswahl an Marktdesigninstrumenten, die bei Neu- und Bestandsanlagen einen Anreiz zum netzdienlichen Einsatzverhalten setzen, ist begrenzt. Neben den bereits in Umsetzung bzw. in Pilotprojekten befindlichen Maßnahmen zu 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) werden derzeit vor allem dynamische Netznutzungsentgelte als potenziell zielführendes Instrument diskutiert.

Ohne die Diskussion zu dynamischen Netzentgelten vorwegzunehmen, sind diese aus Sicht der deutschen ÜNB allein nicht ausreichend. Es ist nicht gewährleistet, dass sie dem wachsenden Spitzenbedarf des Redispatches hinreichend wirksam begegnen. Herausforderungen sind die ausreichende Beeinflussung Netznutzer und die Prognostizierbarkeit der Reaktion.. Gleichzeitig entfalten die dynamischen Netzentgelte, sofern sie nicht kurzfristig angepasst werden, keine Auswirkungen auf kurzfristige Engpassbefunde. Dass dynamische Netzentgelte aus unserer Sicht nicht geeignet sind, um steigende Redispatchbedarfe vollständig und kurzfristige Befunde generell auf Übertragungsnetzebene zu lösen, bedeutet jedoch nicht, dass sie nicht trotzdem Teil der Lösung und zusätzlich eine sinnvolle Option sein können, um andere Herausforderungen, z.B. um Gleichzeitigkeitseffekte im Verteilnetz, zu adressieren.

Dennoch zeigen die Ausführungen, dass es eine Erweiterung des Lösungsraums braucht, damit das Marktdesign netzdienliches Einsatzverhalten ausreichend anreizt.

ERWEITERUNG DES LÖSUNGSRAUMS: WELCHE OPTIONEN KÖNNEN DIE NÖTIGE WIRKSAMKEIT ENTFALTEN?

Um trotz der steigenden Herausforderungen des Engpassmanagements einen sicheren und effizienten Systembetrieb aufrecht erhalten zu können, müssen die Restriktionen des Netzes für die Marktteure ersichtlich werden. Eine explizite Abbildung der innerdeutschen Engpässe im Markt über einen Gebotszonensplit ist aktuell politisch ausgeschlossen und bringt ebenfalls große Herausforderungen mit sich. Alternativ müssen daher die zur Vermeidung von Engpässen notwendigen Einschränkungen der Marktteure durch eine andere Anpassung des Marktdesigns erreicht werden. Dies ginge z. B., indem die ÜNB die Netzsituation im Rahmen ihrer Engpassprognosen bewerten und im Bedarfsfall anlagenscharfe Beschränkungen des Handlungsspielraums aussprechen. Dies kann in Form eines zulässigen Leistungsbands oder durch Richtungsvorgaben in Relation zum Arbeitspunkt der zuletzt übermittelten Planungsdaten erfolgen. Anders als beim bisherigen Engpassmanagement, bei dem lediglich einzelne Anlagen unter Redispatch genommen werden, würden diese umfassenden ex-ante Einschränkungen alle Anlagen betreffen, die durch Dispatch-Anpassungen potenziell Engpässe hervorrufen können.

Die dafür erforderlichen Prozesse zur Bestimmung und Erbringungsüberprüfung der ex-ante Einschränkungen und zum Datenaustausch (Datenerhebung, Abruf und Abrechnung) müssten durch die Netzbetreiber bzw. Marktteure mit entsprechend hohen Aufwänden implementiert werden. Zudem muss der regulatorische Rahmen präzisiert werden, damit eine Anwendung solch umfassender ex-ante Einschränkungen möglich ist. Auch andere europäische Länder wie bspw. Italien und Spanien wenden diese Option durch sog. „Feasibility Ranges“ bereits im Rahmen nationaler Regelungen ohne Kompensation an. Ergänzend dazu könnten die notwendigen Kapazitätsbeschränkungen für einzelne Anlagen in den Netzanschlussvereinbarungen festgehalten werden.

Diese Instrumente sind als Anregung zu verstehen und müssten sinnvoll im Detail ausgestaltet werden. Zudem müssen diese mit weiteren Maßnahmen flankiert werden, die z.B. auch zu einer netztechnisch sinnvollen Verortung von marktlichen EE-Abregelungen beitragen.

In Anbetracht der Herausforderungen im Engpassmanagement halten die ÜNB eine Weiterentwicklung des Marktdesigns für unerlässlich, um weiterhin die Systemsicherheit volkswirtschaftlich effizient gewährleisten zu können. Dafür ist ein vom zuständigen Bundesministerium initiiertes **Branchendialog notwendig**, in dem das **Zielbild zukünftiger Marktdesigninstrumente** abgestimmt wird. Anschließend ist eine **rechtssichere Verankerung** sowie ein **verbindlicher Umsetzungsfahrplan** festzuhalten.