

Energiehandel setzt auf marktbasierte Lösungen für Systemstabilität, lehnt technische Einschränkungen ab

Position von EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e.V. zu Überlegungen der Übertragungsnetzbetreiber im Systemstabilitätsbericht 2025 zu deterministischen Leistungsbilanzabweichungen und Rampenvorgaben

Berlin, Februar 2026 – Energy Traders Deutschland unterstützt Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität im Strommarkt durch marktbasierte Ansätze. Zusätzliche technische Auflagen und Einschränkungen beim Marktzugang lehnt der Verband Deutscher Energiehändler hingegen ab. Rampenvorgaben, wie sie beispielsweise im Systemstabilitätsbericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ausführlich vorgestellt werden¹, hemmen flexible Anlagen ausgerechnet zu einem Zeitpunkt, an dem sie am dringendsten benötigt werden.

Unsere Kernaussagen im Überblick:

- Wir erkennen die Herausforderungen für das Stromnetz an und betrachten mehr Flexibilität als erforderlich, um Systemstabilität zu gewährleisten.
- Wir befürworten marktbasierte Lösungen zur besseren Abstimmung von Stromflüssen, einschließlich kürzerer Handelsintervalle, einer besseren Ausgestaltung der Regelreserven und schnellerer Systemdienstleistungsprodukte.
- Wir lehnen zusätzliche Einschränkungen wie Rampenvorgaben ab, da sie Investitionen in Flexibilität hemmen und regionale Unterschiede verschärfen.
- Wir fordern einen offenen Branchendialog, um transparente Regeln zu schaffen, Unsicherheiten zu vermeiden und Investitionen in dringend benötigte Flexibilität zu fördern.

Energiehandel erkennt die Herausforderungen für das Stromnetz an und betrachtet mehr Flexibilität als erforderlich, um Systemstabilität zu gewährleisten.

Das deutsche Stromsystem verändert sich rasant. Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Elektrifizierung treiben diesen Wandel voran. Deutschland plant bis 20245 bis zu 700

GW erneuerbarer Kapazität – viermal mehr als heuteⁱⁱ. Infolgedessen ist mit steileren Erzeugungsgradienten zu rechnen. Diese vergrößern die Abweichungen zwischen gehandelten und physikalischen Stromflüssen und verursachen deterministische Frequenzabweichungen.

Der Versorgungssicherheitsbericht der Bundesnetzagentur bestätigt den Bedarf an mehr Flexibilität, um Angebot und Nachfrage auszugleichenⁱⁱⁱ. Der Netzausbauplan schätzt, dass bis zu 190 GW an Stromspeichern und flexibler Nachfrage nötig sind, um erneuerbare Energien zu integrieren. Über 500 GW an Batteriespeicherprojekten warten auf den Netzzugang und verdeutlichen den Umfang des bestehenden Flexibilitätspotenzialsiv.

Energiehandel befürwortet marktbasierte Lösungen zur besseren Abstimmung von Stromflüssen, inklusive kürzerer Handelsintervalle, einer besseren Dimensionierung der Regelreserven und schnellerer Systemdienstleistungsprodukte.

Der Energiehandel kann die im Bericht geäußerten Bedenken hinsichtlich der Systemstabilität nachvollziehen. Wir betonen jedoch, dass marktbasierte Lösungen Vorrang haben und nicht durch Einschränkungen des Marktzugangs oder technische Auflagen untergraben werden dürfen. Politik, Regulierungsbehörden und Netzbetreiber müssen regulatorische und technische Hemmnisse abbauen, statt neue zu schaffen. Stabile Rahmenbedingungen und klare Preissignale sind nötig, um die Vermarktung bestehender flexibler Anlagen und Investitionen in dringend benötigte Neuanlagen anzureizen.

Netzbetreiber sollten Flexibilität über Märkte beschaffen, auf denen Produkte angeboten werden, die steile Leistungsgradienten abfahren können, anstatt dies durch technische Vorgaben zu erzwingen. Der Systemstabilitätsbericht nennt drei konkrete Maßnahmen, die sich in Europa bewährt haben.

1. Kürzere Handels- und Bilanzierungsintervalle

- Europa hat die Abrechnungsperiode für Ungleichgewichte im Januar 2025 auf 15 Minuten verkürzt. Diese Maßnahme verringert die Abweichungen zwischen gehandelten und physikalischen Stromflüssen^v.
- Der deutsche Strommarkt hat frühzeitig den Viertelstundenhandel eingeführt. Diese Umstellung hat nachweislich die Bewirtschaftung der Leistungsgradienten

verbessert. Seit Ende September 2025 gilt sie europaweit und fördert so die Bilanzierungsmöglichkeiten auf den Day-Ahead- und Intraday-Märkten^{vi}.

- Die europäischen Netzbetreiber müssen die grenzüberschreitende Intraday-Gateschließung bis Januar 2026 von 60 auf 30 Minuten verkürzen. Viele Staaten planen jedoch, die Umsetzung auf 2029 zu verschieben^{vii}.

2. Verbesserte Ausgestaltung der Regelreserven

- Die Einführung der grenzüberschreitenden Regelenenergieplattformen MARI und PICASSO sowie die baldige Einführung von kürzeren Kapazitätsprodukten in den deutschen Regelreservemärkten helfen bei der Vermarktung flexibler Anlagen^{viii}.
- Zusätzliche Beschaffung von Regelreserven erhöht die Systemstabilität. Die Primärregelleistung (FCR) deckt derzeit lediglich plötzliche Ausfälle größerer Erzeugungsanlagen oder Grenzkuppelstellen ab. Die Frequenzeinbrüche im Jahr 2019 haben gezeigt, dass zusätzliche Reserven nötig sind, um zeitgleich auftretende deterministische Frequenzabweichungen abzudecken. Hier kann auch über die Einführung spezifischer Regelleistungsprodukte zur Kompensation von deterministischen Frequenzabweichungen nachgedacht werden, um das bekannte Problem gezielt und effizient zu adressieren.
- Kosten-Nutzen-Abwägungen müssen über die reinen Beschaffungskosten hinausgehen. Sie müssen den Systemnutzen einbeziehen, den zusätzliche Stromspeicher, steuerbare erneuerbare Anlagen und Lastmanagement schaffen.

3. Schnellere Systemdienstleistungsprodukte

- Produkte mit einer Reaktionszeit von weniger als einer Sekunde helfen bei der Netzfrequenzstabilisierung. Das Vereinigte Königreich hat vor einigen Jahren langsamere Reserven durch reaktionsschnelle Produkte ersetzt (sog. Dynamic Containment, Moderation und Regulation Produkte)^{ix} und Rampenvorgaben abgeschafft^x.
- Belgien setzt auf flexible Aktivierungszeiten in der Sekundärregelleistung (aFRR). Dieses findige Marktdesign reizt reaktive Flexibilität zur Frequenzstabilisierung an^{xi}.
- Deutschland sollte diesen Beispielen folgen. Neue Produkte müssen gemeinsam mit der Branche entwickelt und über wettbewerbliche, technologie neutrale Märkte beschafft werden.

Energiehandel lehnt zusätzliche Einschränkungen wie Rampenvorgaben ab, da sie Investitionen in Flexibilität hemmen und regionale Unterschiede verschärfen.

EFET D lehnt die vorgeschlagenen Rampenvorgaben, klar ab. Diese und ähnliche Einschränkungen schwächen bestehende Marktmodelle ab und hemmen Investitionen in flexible Neuanlagen. Damit werden genau die Technologien ausgebremst, die für die Systemicherheit und Netzintegration erneuerbarer Energien unerlässlich sind.

1. Rampenvorgaben sind komplex und markthemmend

- Die deutschen Netzbetreiber planen zeitliche und mengenmäßige Einschränkungen bei der Vermarktung bestimmter Anlagen. Dazu zählen u.a. Rampenvorgaben ohne angemessene Entschädigung^{xii}. Die Ankündigung solcher Maßnahmen hat bereits zu ersten Projektstornierungen geführt. Dies verhindert Investitionen und verzerrt den Wettbewerb. Deutsche Anlagen drohen zudem gegenüber europäischen Wettbewerbern, die auf denselben Märkten konkurrieren, zurückzufallen.
- Die Schweiz nutzt 5-minütige Rampenvorgaben im Zeitraum vor und nach dem Fahrplanwechsel^{xiii}. Diese Vorgaben sind verankert in Regulierung und Technik, etwa bei der Ausgleichsenergieabrechnung oder dem Monitoring. Die Auswirkungen der Rampenvorgaben auf Fahrplangestaltung, Einhaltung physikalischer Rampen, Echtzeitbetrieb der Bilanzkreisverantwortlichen und den Handel müssen kritisch geprüft werden.

2. Rampenvorgaben stehen im Widerspruch zu Markteffizienz und Systemanforderungen

- Die Eigenschaft flexibler Anlagen, mit schnellen Rampen auf Signale zu reagieren, wird zur Frequenzstabilisierung benötigt. Pauschale Rampenvorgaben unterbinden diese Funktion und verringern die Reaktionsfähigkeit des Systems.
- Solche technischen Einschränkungen sind kostspielig. Sie limitieren die Vermarktungsmöglichkeiten der Anlagen und verringern so die zu erzielenden Einkünfte, die für die Errichtung der Anlagen und somit den weiteren Ausbau von Flexibilität notwendig sind. Das Rampenverhalten einzelner Anlagen hängt von vielen Faktoren ab, was die Anwendung einheitlicher Regeln erschwert.

- Anlagenbezogene Vorgaben stehen im Widerspruch zur portfoliogestützten Optimierung. Sie senken die Dispatch-Effizienz und erhöhen so die Kosten für das Gesamtsystem.
- Europäische Richtlinien verlangen eine angemessene Berücksichtigung von durch Rampenvorgaben verursachte Ungleichgewichte in den Bilanzierungsprozessen (SOGL Art. 137(4), EBGL Art. 18(6)(I)) Die aktuelle Praxis ist jedoch intransparent und Marktteilnehmer tragen das finanzielle Risiko.

Energiehandel fordert einen offenen Branchendialog, um transparente Regeln zu schaffen, Unsicherheiten zu vermeiden und Investitionen in dringend benötigte Flexibilität zu fördern.

Die deutschen Netzbetreiber planen Empfehlungen bis zum vierten Quartal 2025. Dadurch droht die Einführung restriktiver Maßnahmen ohne breitere Beteiligung der Branche. EFET D warnt vor einseitigen Entscheidungen und fordert Politik und Regulierungsbehörden zum Handeln auf. Strukturelle Maßnahmen müssen gemeinsam bewertet werden und Systemstabilität, Markteffizienz sowie Investitionsanreize gegeneinander abwägen. Wir fordern daher:

- Einen klaren Lenkungsprozess unter Einbeziehung von Netzbetreibern, Regulierungsbehörden und Marktteilnehmern.
- Pilotprojekte für marktbasierte Flexibilitätslösungen. Kürzere Handelsintervalle, optimierte Regelreserven und schnellere Produkte müssen unter realen Bedingungen getestet werden.
- Eine stärkere Abstimmung mit dem europäischen Strommarktdesign. Die grenzüberschreitende Marktkopplung sowie Beschaffung von Regelenergie- und Leistung müssen konsequent integriert werden.

Sollten marktbasierte Lösungen nachweislich nicht zur langfristigen Bewirtschaftung der Leistungsgradienten ausreichen, fordert EFET D klare Vorkehrungen für eine mögliche Einführung von Rampenvorgaben. Diese müssen Markteffizienz und Systemflexibilität gewährleisten:

- Regeln müssen über Netzebenen, Regionen und Mitgliedstaaten hinweg harmonisiert werden. Einheitliche Vorgaben vermeiden einen regulatorischen Flickenteppich und sichern den fairen Wettbewerb im europäischen Strommarkt.

- Anlagen, die Systemdienstleistungen wie FCR und aFRR erbringen, müssen von Rampenvorgaben ausgenommen werden. Belgien zeigt, dass gezielte Ausnahmen möglich und sinnvoll sind.
- Durch Rampenvorgaben bedingte Ungleichgewichte müssen von der Ausgleichsbilanzierung ausgeschlossen werden, wie in den europäischen Richtlinien vorgesehen und heute im Rahmen von z.B. Redispatch praktiziert wird. Außerdem sollten betroffene Marktteilnehmer in der Praxis angemessen entschädigt werden.
- Netzbetreiber und Regulierungsbehörden müssen offene Gespräche mit der Branche führen, um Auswirkungen auf Geschäftsmodelle und Betriebsabläufe gemeinsam zu bewerten.

Über uns: Energy Traders Deutschland setzt sich ein für die Förderung des Energiehandels in offenen, transparenten und liquiden Großhandelsmärkten in Deutschland und in Europa – uneinträchtig von Staatsgrenzen oder anderen Barrieren.

-
- i [Systemstabilitätsbericht, Juli 2025](#)
 - ii [Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045](#)
 - iii [Versorgungssicherheitsmonitoring, September 2025](#)
 - iv [Netzanschlussanfragen für Batteriespeicher, 2025](#)
 - v [EBGL Artikel 53](#)
 - vi [Market Coupling Consultative Group, Juni 2025](#)
 - vii [ENTSO-E Übersicht: Stand der Umsetzung im Januar 2026 und von TSO's beantragte Fristverlängerungen](#)
 - viii [Grünbuch Regelreserveprozess 2030](#)
 - ix [Nationalgrid Dynamic Services](#)
 - x [Ofgem Entscheidung zur Abschaffung von Rampenvorgaben, Oktober 2024](#)
 - xi [Elia aFRR terms and conditions, 2024-2025](#)
 - xii [ÜNB-Anforderungen an Batteriespeichersysteme, Dezember 2024](#)
 - xiii [Swissgrid Allgemeine Bilanzgruppenvorschriften](#)
 - xiv [SOGl Art. 137\(4\), EBGL Art. 18\(6\)\(I\)](#)