POSITION

Die Kraft des Marktes: Wie marktbasiertes Design Netzstabilität unterstützt

Berlin, Juli 2026

Die deutsche Stromversorgung steht vor einer zentralen Herausforderung: Das Energiesystem entwickelt sich mit hoher Geschwindigkeit weiter. Netzbetrieb und die Mechanismen des liberalisierten Strommarktes müssen damit Schritt halten.

Drei strukturelle Entwicklungen der Energiewende machen die fehlende Abstimmung zwischen Netz- und Preissignalen zunehmend sichtbar:

- **Dezentralisierung der Erzeugung**: Der Ausbau volatiler erneuerbarer Energien erfolgt zunehmend an Standorten, die nicht primär nach Lasten und netztechnischen Gegebenheiten gewählt wurden.
- W**achstum dezentraler Flexibilitätsoptionen**: Endkunden, Prosumer und Batteriespeicher bringen zunehmend Flexibilität in das System – aktuell warten allein mehrere hundert GW an Batteriespeicherprojekten auf Netzzugang. Diese Ressourcen könnten theoretisch Marktliquidität und Systemeffizienz steigern, doch ihr Potenzial wird durch fehlende Integration in marktliche und netztechnische Prozesse begrenzt.
- **Asymmetrie beim Netzausbau**: Während der Ausbau dezentraler Erzeugung und Speicher weiter voranschreitet, hinkt der notwendige massive Netzausbau hinterher. Dadurch entstehen temporär neue Engpässe, während alte noch nicht vollständig behoben sind.

Je weiter der für die Dekarbonisierung notwendige Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien und Batteriespeicher voranschreitet, desto mehr verschärft sich diese Diskrepanz und verwandelt Schwachstellen im Energiesystem in große Probleme.

Ein funktionierendes Energiesystem braucht Markt und Netz: Für Marktteilnehmer, die auf wettbewerbliche Mechanismen setzen, ist ein stabiles und berechenbares Netz von essenzieller Bedeutung – denn nur auf dieser Basis können Integration, Flexibilität, Liquidität und Effizienz dauerhaft gestärkt werden.

EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V. | Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin |
✆ +49 30 2655 7824 | www.energytradersdeutschland.org | de@efet.org

Herausforderung: Markt und Netz als unvereinbare Gegensätze?

Aktuell scheint die Realität komplexer: Während der Markt auf Integration, maximale Flexibilität, Liquidität und Effizienz ausgelegt ist, stoßen die Übertragungsnetzbetreiber an die Grenzen ihrer Steuerungsfähigkeit.

Kurzfristige, oft nicht vorhersehbare Eingriffe der Netzbetreiber in die marktliche Fahrweise von Anlagen erschweren den Marktteilnehmern nicht nur den operativen Betrieb, sondern untergraben auch die Planungssicherheit für Investoren. Dies bremst Innovationen und erhöht die Systemkosten.

Integration statt Abgrenzung als Lösungsansatz: Netzstabilität und Markteffizienz müssen kein Widerspruch sein. Im Gegenteil: Eine intelligente Verzahnung beider Dimensionen kann neue Geschäftsmodelle eröffnen, Investitionssicherheit erhöhen und die Gesamtkosten des Systems senken. Die folgenden acht Thesen zeigen auf, wie diese Integration gelingen kann – ohne die Prinzipien des effizienten Marktes und Wettbewerbs zu schwächen oder die Rahmenbedingungen und Anforderungen von Netzausbau und Netzbetrieb außer Acht zu lassen.

8 Thesen zur Integration von Netz und Markt

Die Netz-Markt-Integration muss evolutionär erfolgen – durch schrittweise Verbesserung bestehender Mechanismen, nicht durch Systembruch. Die Grundlagen sollten verbessert, bewährte Marktmechanismen optimiert und um netzdienliche Elemente ergänzt werden: Kurzfristiger Handel, weiterentwickelte Regelreserven, schnellere Produkte, bessere Integration von Speicher und anderen Flexibilitäten sowie mehr Transparenz über Netzzustand, verfügbare Kapazitäten und Engpässe. Eine pragmatische Herangehensweise minimiert Disruptionen, erhält Investitionssicherheit und ermöglicht Lernprozesse, wie in anderen europäischen Ländern demonstriert.

These 1: Kurzfristiger Handel als Fundament der Konvergenz

Innovationen im kurzfristigen Handel treiben Markt- und Systemeffizienz: Kürzere Handelsintervalle im Strommarkt reduzieren nachweislich die Abweichungen zwischen gehandelten Strommengen und physikalischen Flüssen. Die erfolgreiche **Einführung des 15-Minuten-Handels sowohl im Day-Ahead als auch im Intraday-Markt in Europa** hat bereits

EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V. | Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin |
✆ +49 30 2655 7824 | www.energytradersdeutschland.org | de@efet.org

gezeigt, dass die Bewirtschaftung von Leistungsgradienten dadurch signifikant verbessert wird. Erwähnenswert in diesem Zusammenhang ist auch die Anpassung der **Gate-Closure um H-5 im Intraday-Handel**, die positive Impulse für den kurzfristigen Handel gebracht hat. Je näher Handelsschluss und Lieferzeitpunkt zusammenrücken, desto präziser können Prognosen sein und desto effizienter können Marktteilnehmer ihrer Verantwortung nachkommen, Angebot und Nachfrage auszugleichen.

Die **Verkürzung der grenzüberschreitenden Intraday-Gate-Closure-Zeit von 60 auf 30 Minuten** ist ein weiterer wichtiger Schritt, um die Reaktionsfähigkeit des Marktes zu stärken. Seit Januar 2026 müssen die europäischen ÜNB diese Vorgabe umsetzen. Allerdings verschiebt sich die europaweite Umstellung - viele Staaten planen eine Umsetzung erst bis 2029. Eine schnellere Umsetzung der europäischen Vorgabe sollte angestrebt werden.

Zentralisierung schwächt dagegen Marktmechanismen: Würde hingegen beispielsweise ein partieller Central Dispatch zentrale Marktfunktionen ersetzen, würde diese zentrale Steuerung die Liquidität des Strommarktes erheblich verringern und die Handelsfreiheit einschränken. Statt Engpässe effizient durch marktbasierte Instrumente wie kürzere Gate-Closure-Zeiten, gezielte Regelleistungsprodukte oder bessere Engpasstransparenz zu adressieren, würde die Verantwortung unnötig zentralisiert und Investitionssignale verzerren. Marktmechanismen bieten dieselbe Wirksamkeit – jedoch ohne die strukturellen Nachteile einer zentral vorgegebenen Steuerung.

These 2: Optimierte Regelreservemärkte statt technischer Restriktionen

Effiziente Stärkung des Stromsystems mit gezielt dimensionierten Regelreserveprodukten anstatt starrer technischer Vorgaben wie pauschale Rampenvorgaben: Die Frequenzeinbrüche von 2019[1] haben gezeigt, dass die bestehende Primärregelleistung nicht ausreicht, um deterministische Frequenzabweichungen bei gleichzeitigen stochastischen Ereignissen abzufangen.

Dynamische Regelreserveprodukte anstatt pauschaler Vorgaben: Statt flexible Anlagen durch Rampenvorgaben zu beschränken, sollten **spezifische Regelleistungsprodukte zur Kompensation deterministischer Frequenzabweichungen** entwickelt werden. In Betracht

[1] Siehe z.B. https://gridradar.net/de/blog/post/unterfrequenzereignis_januar_2019

EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V. | Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin |
✆ +49 30 2655 7824 | www.energytradersdeutschland.org | de@efet.org

kommen insb. die Maßnahmen wie Dynamic Containment, Moderation und Regulation[2], wie in Großbritannien bereits erfolgreich eingeführt. Diese Maßnahmen ermöglichen eine Reaktion auf Frequenzabweichungen innerhalb von 0,5 Sek nach Auftreten. Die **Beschaffung** dieser Regelreserveprodukte muss **über wettbewerbliche, technologieneutrale Märkte** erfolgen. Kosten-Nutzen-Bewertungen müssen dabei über reine Beschaffungskosten hinausgehen und den Systemnutzen zusätzlicher Flexibilität einbeziehen.

Markt- und handelsorientierte Lösungen zur Reduzierung von Frequenzabweichungen: Außerdem können Ansätze geprüft werden, mit denen Frequenzabweichungen zu Viertelstunden-Wechseln durch marktnahe **Anpassungen im Bilanzierungssystem** gedämpft werden. Damit kann das Netz von deterministischen Frequenzabweichungen entlastet werden, ohne den Handel zu beeinträchtigen oder zusätzliche Restriktionen für Marktteilnehmer zu schaffen.

These 3: Systemdienliche Ausnahmen für Systemdienstleistungserbringer

Anlagen, die Systemdienstleistungen wie FCR, mFRR und aFRR erbringen, müssen für diesen Zweck von Rampenvorgaben ausgenommen werden. Dies ist nicht nur technisch geboten, sondern auch systemlogisch: Wer aktiv zur Systemstabilität beiträgt, darf nicht gleichzeitig in seiner Flexibilität eingeschränkt werden.

Beispiel Belgien zeigt – gezielte Freiräume stärken die Systemeffizienz: Belgien demonstriert, wie gezielte Ausnahmen für Batteriespeicher die Erbringung von Systemdienstleistungen ermöglichen – ohne die Marktliquidität oder Handelsfreiheit zu beeinträchtigen. Die Eigenschaft flexibler Anlagen, schnell und präzise auf Signale zu reagieren, ist essenziell für die Frequenzstabilisierung. Eine **pauschale Einschränkung** steht dagegen im **Widerspruch zu den Systemanforderungen**. Dies würde genau jene Anlagen bestrafen, die für die Netzstabilität den größten systemdienlichen Wert bieten.

Differenzierte Steuerung nach Signalherkunft ist notwendig für Flexibilität und Markt: Eine selektive Anlagensteuerung, die zwischen marktgetriebenen und systemdienlichen

[2] Siehe https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-services-dcdmdr In Kürze: Produkte der Regelenergiesteuerung / Momentanreserve, die in UK entwickelt wurden. Statt Rampenvorgaben gibt es eine Ausschreibung für die Zurverfügungstellung dieser Produkte.

EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V. | Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin |
✆ +49 30 2655 7824 | www.energytradersdeutschland.org | de@efet.org

Signalen unterscheidet, ist zwar technisch anspruchsvoll, aber unerlässlich. Sie ermöglicht es, Flexibilität dort einzusetzen, wo sie systemisch am wertvollsten ist.

These 4: Geeignete lokale Signale können Flexibilität und Systemstabilität verbinden

Die Einführung von bestimmten lokalen Preissignalen sowie zeit- und ortvariablen Netzentgelten kann als marktwirtschaftliches Instrument dazu dienen, Netz und Markt besser aufeinander abzustimmen. Die gewählten lokalen Anreize dürfen jedoch nicht zu einer Fragmentierung des Marktes führen.

Bewahrung der Liquidität in der Gebotszone Deutschland-Luxemburg: Wichtig ist es, den liquiden Handelsplatz in der Gebotszone Deutschland-Luxemburg zu schützen. Bei einer nodalen Bepreisung oder Preiszonenteilung würden die Nachteile eindeutig überwiegen. Stattdessen können dezentrale, lokale Anreize genutzt werden, um Netzengpässe zu adressieren – ohne die Effizienz des Großhandels zu beeinträchtigen.

Netzdienlichkeit als Investitionsanreiz: Lokale Anreize im Rahmen von Netzanschlussbegehren (z.B. Baukostenzuschüsse) ermöglichen es Erzeugern und Flexibilitätsanbietern die Netzdienlichkeit bei der Investitionsplanung und -entscheidung zu berücksichtigen. Auch in anderen regulatorischen Instrumenten wie der Kraftwerksstrategie, Kapazitätsmechanismen oder Erneuerbaren-Förderung können lokale Komponenten dazu beitragen, Netzdienlichkeit zu belohnen und so die Systemeffizienz zu steigern.

Chancen und Risiken dynamischer Netzentgelte für den Markt: Aus Sicht von Energy Traders Deutschland bieten dynamische Netzentgelte mit lokalen und temporalen Anreizen sowohl Potentiale als auch Herausforderungen. Bei richtiger Ausgestaltung haben sie das Potential, die Kosten der Netzbetreiber für das Netzengpassmanagement zu senken und Flexibilität dorthin zu lenken, wo sie am dringendsten benötigt wird. Es besteht aber auch das Risiko, dass eine unausgereifte Umsetzung die Funktionsfähigkeit der Märkte eingeschränkt.

Schrittweise und kontrollierte Einführung von Dynamik: Eine Umsetzung sollte daher, wenn überhaupt, dann nur behutsam erfolgen. Denkbar wäre, zunächst ein pauschalisiertes System zu entwickeln und/ oder die Neuerung nur auf bestimmte Kundengruppen (bspw. Batterien) anzuwenden. Ziel ist ein marktliches Steuerungsinstrument, das Netzengpässe

EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V. | Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin |
✆ +49 30 2655 7824 | www.energytradersdeutschland.org | de@efet.org

effizient löst, ohne dabei die Handelsliquidität oder die Wettbewerbskraft des Strommarktes zu beeinträchtigen.

These 5: Marktbasierte Flexibilität statt Netzbetreiber-Assets als Lösung

Eigene **Netzbetreiber-Assets wie z.B. Netzbooster widersprechen den Unbundling-Prinzipien und bergen das Risiko, die marktliche Erbringung von Systemdienstleistungen zu verdrängen.** Exklusiv für den Netzbetrieb vorgehaltene Batteriespeicher oder ähnliche Lösungen bei ÜNB und VNB sollten nicht als primäre Maßnahme eingesetzt werden, da sie Wettbewerbsverzerrungen verursachen und Investitionsanreize für private Flexibilität mindern. Stattdessen muss **marktbasierte Flexibilität der Regelfall bleiben** – nur so lassen sich Innovation, Effizienz und Investitionssicherheit langfristig gewährleisten.

These 6: Stärkere Rolle der marktbasierten Elemente im Redispatch-Prozess

Die Integration von marktbasierten Elementen in Redispatch-Prozesse ist technisch möglich und ökonomisch sinnvoll. So können Flexibilitäten unterschiedlicher Technologien, z.B. Batterien oder Nachfragereduktion der Industrie, den Netzbetreibern verfügbar gemacht werden, was wiederum die Kosten des Engpassmanagement reduziert. Daraus entstehen zusätzliche Erlösströme, die Investitionen in Flexibilität attraktiver machen. Gleichzeitig können Netzbetreiber in Betracht ziehen, Sicherheitsmargen zu reduzieren und dennoch auf kurzfristige Abweichungen reagieren, ohne das System zu gefährden. Die Bereitstellung von Echtzeitdaten über Engpässe, können verhaltenssteuernd wirken und dazu führen, dass Stromerzeugung und -nachfrage marktbasiert angepasst werden. Diese marktbasierten Verhaltensänderungen können dazu führen, dass Redispatch-Maßnahmen insgesamt seltener erforderlich sind.

These 7: Datenbasierte Engpassprognose als gemeinsame Informationsgrundlage und Schlüssel für systemdienliches Marktverhalten

ÜNB und Verteilnetzbetreiber müssen eine gemeinsame, transparente Informationsbasis für Engpassprognosen entwickeln. 2025 waren bis zu 50 % der Redispatch-Maßnahmen auf Engpässe in den Verteilernetzen zurückzuführen, wie die Bundesnetzagentur fest-

EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V. | Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin |
✆ +49 30 2655 7824 | www.energytradersdeutschland.org | de@efet.org

stellte[3]. Die finale Lastflusssituation wird mit steigender Zahl beteiligter Marktrollen und Akteure sowie zunehmendem Kurzfristhandel immer komplexer und schwieriger zu prognostizieren. Das gilt insbesondere, wenn den ÜNB aus Verteilnetzen relevante Engpassinformationen fehlen oder lückenhafte Daten Prognosefehler nach sich ziehen.
Während ÜNB bis 30 Minuten vor Echtzeit ihre letzte gemeinsame Engpassprognose erstellen, liegt der Schwerpunkt des Kurzfristhandels genau in diesem Zeitfenster. Diese zeitliche Lücke wird zur Herausforderung für den Systembetrieb. Die Lösung liegt in der **Bereitstellung der notwendigen Netzzustandsinformationen von allen Netzebenen** sowie **Verbesserungen bei Datenaustausch und Koordination**: ÜNB und Verteilnetzbetreiber müssen für diesen Zweck transparente und aktuelle Engpassinformationen bereitstellen. Dies ermöglicht vorausschauendes, netzdienliches Marktverhalten ohne Zwang – eine Pareto-Verbesserung für beide Seiten.

These 8: Harmonisierung statt nationaler Alleingänge – Europa als gemeinsamer Markt

Maßnahmen zur Integration von Netz und Markt muss über Netzebenen, Regionen und Mitgliedstaaten hinweg harmonisiert werden. Ein regulatorischer Flickenteppich schadet sowohl der Netzstabilität als auch der Markteffizienz. Deutsche Anlagen, die auf europäischen Märkten konkurrieren, dürfen nicht durch nationale Sonderregelungen benachteiligt werden.
Die **grenzüberschreitende Marktkopplung** und die **Beschaffung von Regelenergie** müssen konsequent integriert werden. Dies gilt besonders für potenzielle Rampenvorgaben: Sofern überhaupt erforderlich, dann nur europäisch koordiniert einführen und mit einheitlichen Kompensationsmechanismen.
Der **europäische Binnenmarkt für Strom** ist eine wichtige Errungenschaft, die nicht durch unkoordinierte nationale Netzeingriffe untergraben werden darf. Nur durch gemeinsame Standards und harmonisierte Lösungen lässt sich ein effizientes, stabiles und wettbewerbsfähiges Energiesystem sicherstellen.

[3] https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/218702/anstieg-der-verursachung-im-verteilernetz

EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V. | Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin |
✆ +49 30 2655 7824 | www.energytradersdeutschland.org | de@efet.org

Schlussfolgerung: Marktbasierte Lösungen als Fundament für Netzstabilität und Energiewende

Ein stabiles Netz und ein effizienter, funktionierender Markt sind Grundpfeiler für eine erfolgreiche Energiewende. Die zunehmende Dezentralisierung von Erzeugung und Flexibilität stellt zwar eine Herausforderung dar, doch marktbasierte Mechanismen ermöglichen Innovation und bieten effiziente und skalierbare Lösungen, um die meisten Stabilitätsherausforderungen zu lösen.

Strukturierte Integration statt unkoordinierter Eingriffe und Adhoc-Maßnahmen: Alle Maßnahmen zur Netz-Markt-Integration müssen in einem **klaren, partizipativen Lenkungsprozess gebündelt** und unter Einbeziehung von ÜNB, Regulierungsbehörden und Marktteilnehmern entwickelt werden. Die Ankündigung von Rampenvorgaben durch deutsche Netzbetreiber ohne vorherige Konsultation hat bereits zu Projektstornierungen geführt. Dies schadet allen Beteiligten: dem Markt durch Planungsunsicherheit und Vertrauensverlust, dem Netz durch fehlende Flexibilität und suboptimale Lösungen sowie der Energiewende durch verzögerte Umsetzung dringend benötigter Lösungen. Ein strukturierter Dialog muss Systemstabilität, Markteffizienz und Investitionsanreize systematisch gegeneinander abwägen.

Pilotprojekte als Wegbereiter für marktkonforme Lösungen: Bevor restriktive Maßnahmen eingeführt werden, sollten Pilotprojekte genutzt werden, um marktbasierte Lösungen unter realen Bedingungen zu testen.

Gemeinsame Verantwortung für einen effizienten und zukunftsfähigen Strommarkt: Die Bewertung der Auswirkungen auf Geschäftsmodelle und Betriebsabläufe ist eine gemeinsame Aufgabe von Netzbetreibern, Regulierungsbehörden und Marktteilnehmern. Sie muss gemeinsam mit der Branche erfolgen und nicht für sie. Es liegt nun an Politik, Regulierung und Energiebranche, diesen Weg gemeinsam zu beschreiten.

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

EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V. | Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin |
✆ +49 30 2655 7824 | www.energytradersdeutschland.org | de@efet.org