TRANSNET BW

THE POWER BRIEF

Ihr Briefing zur Energiewende

Redispatch 3.0

WENN HAUSHALTE DAS STROMNETZ ENTLASTEN

Aufgrund der zunehmenden Volatilität bei der Stromeinspeisung gewinnen Speicher und flexible Verbraucher an Bedeutung, um das Stromnetz stabil und effizient zu betreiben. Bislang ungenutzte Flexibilitätspotenziale in Privathaushalten bieten hier große Chancen. Elektrofahrzeuge, Heimspeicher und Wärmepumpen, so genannte kleinteilige Flexibilitäten, können durch gezielte Anreize dazu beitragen, die Netzstabilität zu erhöhen und den Systembetrieb effizienter zu gestalten. Das ist das Konzept Redispatch 3.0.

Verbraucher profitieren dabei unmittelbar von sinkenden Netzentgelten und zusätzlichen Erlösmöglichkeiten durch die Vermarktung von Haushalts-Flexibilitäten. Die Einsparung und aktive Beteiligung stärken die Akzeptanz der Energiewende. Nachdem die Marktreife für Redispatch 3.0 erreicht ist, braucht es jetzt grundlegende gesetzliche und regulatorische Anpassungen.

Technologie liefert das Potenzial

Die steigenden Netzentgelte führen zu höheren Strompreisen bei Haushalten und Wirtschaft, welche ohnehin schon unter Kostendruck stehen. Wesentliche Treiber sind der erforderliche Ausbau der Übertragungsnetze sowie Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs, insbesondere für das Engpassmanagement. Hier greifen die Übertragungsnetzbetreiber bei Bedarf präventiv steuernd in die Einsatzplanung der Kraftwerke und Anlagen ein, um Netzengpässe zu verhindern. Vor dem möglichen Netzengpass werden Anlagen angewiesen ihre Einspeisung ins Stromnetz zu reduzieren, nach dem Netzengpass werden Anlagen aktiviert. Die Anlagenbetreiber werden dabei kostenbasiert entschädigt.

Der fortschreitende Kohleausstieg reduziert die Verfügbarkeit von aktivierbaren Marktkraftwerken. Der Neubau, der über das StromVKG (Gesetz zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten) motiviert wird, dauert noch an. Gerade dieses Potenzial wird im Süden benötigt.

Bis die notwendigen Netze vollständig realisiert sind, die erneuerbaren Strom von Nord nach Süd transportieren und damit Übertragungsengpässe weiter reduziert werden können, bleibt ein erhöhter Bedarf an netz- und

systemstabilisierenden Maßnahmen. 2025 beliefen sich die **Kosten fürs Engpassmanagement** auf über **3 Mrd. Euro** bei einem Volumen von rund **30 TWh.** Für die Jahre 2028 und 2029 gehen die Übertragungsnetzbetreiber im Worst-Case-Szenario von bis zu **50 TWh** pro Jahr aus, was mit absehbar höheren Kosten verbunden ist.

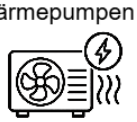
Die Übertragungsnetzentgelte stellen einen relevanten Bestandteil des Strompreises dar. Im Jahr 2026 machten sie mit 2,86 ct. /kWh rund 7,7 Prozent des Haushaltsstrompreises aus. Damit beeinflussen sie die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland und die Akzeptanz der Energiewende maßgeblich. Deshalb werden regelmäßig Maßnahmen zur Entlastung der Netzentgelte diskutiert.

Vor diesem Hintergrund gewinnen auch **kleinteilige Flexibilitäten im Rahmen von Redispatch 3.0 zunehmend an Bedeutung, um die Netzentgelte zu stabilisieren** und perspektivisch zu senken sowie den Werkzeugkasten zum Erhalt der Systemsicherheit zu füllen. Studien zeigen, dass durch die gezielte Erschließung erhebliche volkswirtschaftliche Einsparpotenziale realisiert werden können. Diese Potenziale müssen wir jetzt nutzen!

„Die Frage ist nicht mehr, ob kleinteilige Flexibilitäten wie Elektrofahrzeuge im Engpassmanagement funktionieren, sondern wie wir sie erfolgreich skalieren. Dafür brauchen wir verlässliche und langfristig tragfähige finanzielle Perspektiven.“
Dr. Oliver Strangfeld, Mitglied der Geschäftsführung TransnetBW

Die kleinteiligen Flexibilitäten sind **"Eh-da-Potenziale",** sie erfordern keine neuen Investitionen, sondern müssen nur nutzbar gemacht werden. Indem sie ihr Einspeise- oder Verbrauchsverhalten systemdienlich anpassen und dadurch Belastungssituationen für das Stromnetz abfedern, wird dieses “**schlafende” Potenzial** aktiviert. Damit reduzieren sie ebenfalls die Kosten für die Redispatch-Maßnahmen und fördern die **Teilhabe der Haushalte an der Energiewende.** Die benötigten Technologien für eine Integration von dezentralen Flexibilitäten existieren bereits. Große branchenübergreifende Projekte zeigen die technische Machbarkeit. Dadurch eröffnen sich neben Kosteneinsparungen beim Netzbetrieb auch neue Geschäftsfelder und Wertschöpfungspotenziale. Von diesen ergänzenden Geschäftsfeldern könnten deutsche Schlüsselindustrien wie zum Beispiel die Heimspeicherbranche, die Automobilwirtschaft oder die Wärmepumpen-Hersteller profitieren.

Jede dieser Flexibilitäts-Technologien bietet dabei unterschiedliche Potenziale sowie Vor- und Nachteile:

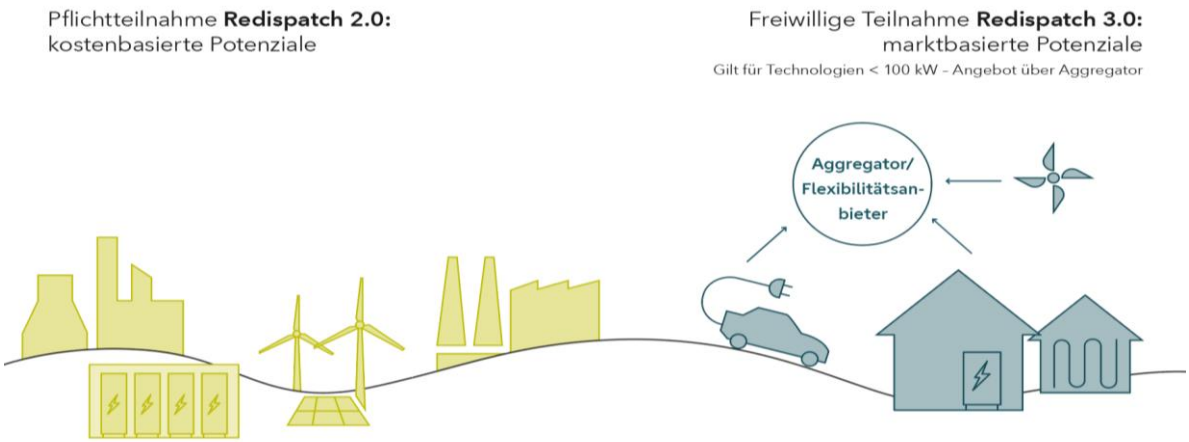
Technologie:	**Flexibilitätspotenzial**	**Spezifika der Technologie**
Elektromobilität	**Sehr hoch** Heute**:** 2 Mio. Elektrofahrzeuge 2037: 28-34 Mio. Elektrofahrzeuge	Große Speicherkapazität, Ladezeitpunkte flexibel verschiebbar, hohe Skalierung durch Markthochlauf, perspektivisch bidirektionales Laden möglich
Wärmepumpen 	**Hoch** Heute: 2 Mio. Wärmepumpen 2037: 9,5 Mio. Wärmepumpen	Last kann über thermische Speicherfähigkeit des Gebäudes / Zwischenspeichers verschoben werden, hohe Anzahl erwarteter Anlagen. Stark Wetter- und saisonabhängig
Heim-/ Batteriespeicher	**Hoch** Heute: ca. 10 GW 2037: 47 bis 60 GW	Prinzipiell dauerhafte Verfügbarkeit, Laden und Entladen möglich, hohe Steuerbarkeit; Oft Fokus auf Eigenverbrauchsoptimierung statt auf Systemnutzen

Quelle: Annahmen gem. des aktuellen Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025)

Damit ein freiwillig netzdienliches Verhalten erreicht werden kann, müssen die Technologien seitens der Aggregatoren so gesteuert werden, dass sie neben ihrem Beitrag zum Energiesystem weiterhin ihren ursprünglichen Zweck erfüllen können. Denn letztlich gilt: *„Die Heizung ist zum Heizen da.“*

Kleinteilige Flexibilität aktivieren: Redispatch 3.0 ist reif für den Massenmarkt

Wie Redispatch 3.0 den kostenbasierten Redispatch ergänzt: Heute sind die wichtigsten Instrumente für die Netzstabilisierung Kraftwerke und Erneuerbare-Energien Anlagen. Droht eine Netzüberlastung und kann der erzeugte Strom nicht abtransportiert werden, ohne dass die Betriebsmittel gefährdet werden, können die Netzbetreiber in die Fahrpläne der Erzeuger eingreifen. Dazu werden Anlagen vor dem Netzengpass heruntergefahren. Gleichzeitig werden Kraftwerke hinter dem Netzengpass hochgefahren, damit die Verbrauchszentren weiterhin stabil mit Strom versorgt werden. Dieser Prozess nennt sich Redispatch oder kostenbasierter Redispatch, weil die Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber eine Kostenerstattung für ihre Aufwände erhalten. Zukünftig sollte der kostenbasierte Redispatch um einen marktbasierten Redispatch für kleinteilige Flexibilitäten erweitert werden. Eine ergänzende marktbasierte Beschaffung wäre auch im Sinne der EU. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher können dann freiwillig und anreizbasiert am Engpassmanagement teilnehmen. Sie bieten ihre Flexibilität Aggregatoren an. Das kann z.B. ein Energieversorger sein oder aber z.B. der Hersteller der Anlagen. Die Aggregatoren fassen die Flexibilität als große Einheit zusammen und stellen sie über marktbasierte Angebote den Netzbetreibern zur Verfügung. Der Netzbetreiber prüft dann, welches Flexibilitätspotenzial am wirksamsten und am günstigsten ist, um den jeweiligen Netzengpass zu lösen. Die Steuerung erfolgt nicht direkt über Netzbetreiber, sondern den Aggregator. Er regelt alles im Hintergrund – ohne einen Komfortverlust beim Haushalt zu verursachen.



Vorteil der kleinteiligen Flexibilität ist dabei, dass sie auf ganz Deutschland aufgeteilt ist und im Unterschied zu Kraftwerken keine langen Hochfahrzeiten hat. Umgekehrt ist die mögliche Ladeverschiebung zeitlich oft auch limitiert – ganz einfach, weil das Elektrofahrzeug nicht nur als Speicher, sondern auch als Transportmittel genutzt wird. Gerade für länger andauernde Netzengpässe können eher Kraftwerke aushelfen.

Mit dem Leistungspreis-Plus-Modell (LP+) existiert nun ein robustes Marktdesign für den hybriden Redispatch/ Redispatch 3.0: TransnetBW und TenneT Germany haben das LP+Modell entwickelt. Das Modell begrenzt mögliches strategisches Bieterverhalten, das so genannte Increase-Decrease-Gaming, wirksam. Das bestätigt ein Gutachten von Neon und Consentec. Die Gutachter loben darüber hinaus die gute operative Umsetzbarkeit. Praktisch heißt das, dass die Flexibilität bereits eine Woche vor der Abrufentscheidung unter Vertrag genommen und leistungspreisbasiert vergütet wird. Die tatsächliche abgerufene und erbrachte Redispatch-Energie wird mit dem geltenden Intraday-Börsenpreisindex als reguliertem Arbeitspreis kompensiert. Durch die fehlende Preisgestaltung beim Arbeitspreises können Arbitrage-möglichkeiten zwischen Redispatch 3.0 und organisierten Strommärkten vermieden werden.

Was ist strategisches Bieterverhalten?
Beim strategischen Bieterverhalten weiß der Aggregator, dass in einer Region regelmäßig Redispatch anfällt. Er gibt deshalb gezielt an, dass er in einer bestimmten Stunde z.B. mehr Elektrofahrzeuge laden will, als er eigentlich plant. Dann bietet er dem Netzbetreiber Flexibilität in der Form von Reduzierung des Strombezugs an. Der Aggregator hat damit zunächst den Redispatch-Bedarf erhöht und verdient anschließend daran, genau diese künstlich geschaffene Position wieder zurückzunehmen. Ein solches Verhalten wird wirksam mit dem LP + Modell unterbunden.

Die Pilotprojekte zeigen die technische Umsetzbarkeit und ermöglichen die netzebenenübergreifende Koordination: In Projekten wie DataFleX, OctoFlexBW oder BID-EV oder ViFlex wurde der Redispatch mit unterschiedlichen Technologien wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und PV-Heimspeicher getestet. Im Fokus war vor allem die Verschiebung des Verbrauchs. Bei BID-EV auch der Beitrag des bidirektionalen Ladens. Bei DataFleX sind über 4.500 Anlagen integriert mit einer möglichen Ladeverschiebung von 35 Megawatt. Die technischen Prozesse sind so weit erprobt, dass nun auf Deutschland ausgerollt werden kann.

Das Interesse der Branche ist groß: Weitere Aggregatoren werden aktuell in das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Redispatch-3.0-Anwendungsprojekt DataFleX integriert. Sie arbeiten mit Flexibilitätspools aus E-Fahrzeugen, Wärmepumpen, Heimspeichern und weiteren flexiblen Anlagen. Aggregatoren bauen digitale Plattformen und Energiemanagementsysteme auf, optimieren Strombezug, Speicherung und Vermarktung und entwickeln sich zu zentralen Akteuren der Energiewirtschaft. RD 3.0 knüpft an diese Entwicklung an und erschließt einen zusätzlichen netzdienlichen Anwendungsfall für Flexibilitätspools.

Skalierung braucht politische Unterstützung

Um diese Vorteile zu nutzen und auch international eine Vorreiterrolle in der Flexibilitäts-Erschließung einzunehmen, braucht es eine gesetzliche Anpassung.

Redispatch 3.0 muss als **marktbasierte Ergänzung zu Redispatch 2.0** in § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG verankert werden. Damit können Anlagen unter 100 kW im Pool einen Beitrag leisten. Gleichzeitig werden finanzielle Anreize für die Teilnehmer geschaffen und mit Anpassung der freiwilligen Selbstverpflichtung* die Refinanzierung für die Netzbetreiber gesichert. So wird **der gesetzliche Anwendungsbereich des Engpassmanagements hiermit auf Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und PV-Heimspeicher ausgeweitet, um zusätzliche Potentiale nutzbar zu machen.** Hierbei soll die Teilnahme freiwillig in der Vermarktung und nach Zuschlag bzw. der Aktivierung verbindlich erfolgen.

Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring 2025:
„Vor diesem Hintergrund ist eine Weiterentwicklung des Engpassmanagements – etwa durch die verstärkte Einbindung dezentraler Flexibilität, Speicher und der Nachfrageseite im Rahmen eines möglichen „Redispatch 3.0 – von zentraler Bedeutung."
Löschel, Grimm, Matthes, Weidlich (2025) Monitoringbericht; S. 167.

Eine klare gesetzliche Verankerung schafft zugleich die Grundlage für die **Kostenanerkennung** sowie die **Refinanzierung von Abruf- und Umsetzungskosten.** Da die Einsparungen durch Redispatch 3.0 die Abruf- und Umsetzungskosten deutlich übersteigen, ist Redispatch 3.0 nicht nur ein gutes Geschäft für den Verbraucher, sondern auch **volkswirtschaftlich sinnvoll**.

Für die Skalierung ist die **Beschleunigung des Smart-Meter-Gateway Roll-out** unterstützend.

Ihre Ansprechpartner

Florian Reuter
Teamleiter Nationale Politik
f.reuter@transnetbw.de

Marina Schmid
Senior Spezialist Nationale Politik
marina.schmid@transnetbw.de

Christian Köngeter
Spezialist Regulierung
c.koengeter@transnetbw.de