

STABILITÄT DURCH FLEXIBILITÄT

Executive Summary

Flexibilität bietet Chancen und Lösungen für alle Beteiligten:

Verbraucher können eigene Dienstleistungen anbieten und damit ihren Strompreis senken. **Aggregatoren und Lieferanten** können Flexibilität vermarkten. Durch diese neuen Marktkrollen eröffnen sich insbesondere für **Schlüsselindustrien** mit hohen Beschäftigtenzahlen wie die Automobil- und Wärmepumpenindustrie neue Geschäftsmodelle und Absatzchancen. **Netzbetreiber** erhalten neue Werkzeuge, um die Netz- und Systemstabilität zu gewährleisten. Und für **alle Beteiligten** sinken die Kosten bei steigender Systemstabilität. Perspektivisch kann der Rückgriff auf teure und klimaschädliche Kohlekraftwerke verringert werden. All das ist keine Zukunftsmusik, sondern mit bereits vorhandenen technischen Möglichkeiten umsetzbar. Wir können sofort loslegen. Wir brauchen eine Aktionsplan Flexibilität.

Die Hürden sind nicht technischer, sondern regulatorischer Art.

Bei entsprechendem politischem Willen lassen sie sich schnell beseitigen. Es braucht einen **Instrumentenmix**, der Systemanforderungen in Anreize überführt:

- / Mit der Einführung **dynamischer Netzentgelte** sollte ein erster Beitrag geleistet werden, damit Netzrestriktionen bei der Energieverbrauchsentscheidung berücksichtigt werden.
- / Die Prognose des Verbraucherverhaltens, das durch dynamische Netzentgelte beeinflusst wird, ist für Netzbetreiber mit Restunsicherheiten behaftet. Deshalb braucht es **zwingend Flexibilitätsprodukte**, die **gesichert** zur Netzstabilisierung beitragen und das System **resilienter** machen. Dazu sollte das Netzengpassmanagement um einen **marktbasierten Mechanismus** (hybrider Redispatch) ergänzt werden, um aggregierte haushaltsnahe Kleinstflexibilität, wie z. B. die Ladeverschiebung von Elektrofahrzeugen intelligent einzubinden. Es ist von zentraler Bedeutung, dass Netzbetreiber die **Kosten für die Verbrauchsverschiebung genauso anerkannt bekommen wie für etablierte (und möglicherweise teurere) Produkte**. Dies ist eine kosteneffiziente und klimafreundliche Ergänzung zu konventionellen Maßnahmen im Redispatch, die Einsparpotenziale von rund **1 Mrd. Euro bis 2030** bringt.
- / Zudem braucht es Anreize und Regeln für eine künftige sinnvolle Systementwicklung, so dass sich neue große Verbraucher, wie Speicher und Elektrolyseure systemdienlich ansiedeln und verhalten.

Die Politik muss Innovationsräume ermöglichen.

Das Zusammenspiel von Netz, Erzeugung und Verbrauch muss im Kleinen erprobt werden, um dann bewährte Ideen in die Fläche zu bringen. Das Pilotprojekt OctoFlexBW von TransnetBW und Octopus Energy ist dafür ein ideales Beispiel.

Smart-Meter-Rollout beschleunigen.

Vorhandene technische Mittel müssen schneller ausgerollt werden, um Stromerzeugung- und -verbrauch sicht- und steuerbar zu machen, dazu gehört eine Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts.

Für einen Aktionsplan Flexibilität, der die Versorgungssicherheit stärkt und Energiekosten in Deutschland begrenzt

Die Bundesregierung muss mit höchster Priorität einen Aktionsplan zur Flexibilisierung des Energiesystems erarbeiten

Hohe Versorgungssicherheit und Beherrschbarkeit der Stromkosten sind kein Widerspruch! Entscheidend ist die effiziente Nutzung von Flexibilitäten sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Verbrauchsseite.

Nur wenn Stromerzeugung und -verbrauch flexibel aufeinander abgestimmt werden, kann eine klimaneutrale, sichere, resiliente und vor allem bezahlbare Energieversorgung gelingen. Ziel der Bundesregierung ist es, dass erneuerbare Energien im Jahr 2030 mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs abdecken. Ein derart hoher Anteil an dargebotsabhängigen und entsprechend volatilen erneuerbaren Energien in Kombination mit einem ebenfalls ungesteuerten Verbrauch würde extreme Folgekosten und immer umfassendere Eingriffe zur Ausbalancierung des Systems nach sich ziehen. Notwendig sind daher grundsätzliche Anpassungen im Marktdesign und im regulatorischen Rahmen. Ziel muss es sein, auch den Verbrauch zu flexibilisieren.



Der Aktionsplan Flexibilität sollte:

- / **Anreize für system- & netzdienliches Verhalten setzen:** Speicherbetreiber, Elektrolyseure, Industrie und Endverbraucher tragen künftig *gemeinsam und abgestimmt* dazu bei, das Stromsystem stabil zu halten, was zu einem robusteren Betrieb, höherer Effizienz und geringeren Gesamtkosten führt.
- / Für die **weiterhin notwendigen Systemdienstleistungen und Eingriffe einen effizienten und flexiblen Rahmen** schaffen.

1. Chancen der Flexibilitäterschließung

Das Flexibilitätspotenzial ist hoch, schnell verfügbar und „Eh da“:

Ob im Versorgungssicherheitsbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) oder im jüngst von ihr bestätigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025): Überall wird ein steigender Anteil von Flexibilität erwartet. Die Zahl der Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen wird von heute 1,6 Millionen auf zwischen 28 bis 34 Millionen in 2037 steigen. Damit werden elektrisch betriebene Fahrzeuge für einen jährlichen Stromverbrauch von 100,2 bis 128,9 TWh verantwortlich sein. Das entspricht rund 13 bis 14 Prozent des deutschen Stromverbrauchs im Jahr 2037. Weitere hohe Flexibilitätspotenziale versprechen haushaltsnahe Speicher, so genannte Kleinbatteriespeicher: Hier geht der Szenariorahmen von einer installierten Leistung von 46,7 bis 59,5 GW im Jahr 2037 aus.¹

¹ Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045

Anteil am Nettostromverbrauch nach Sektor / Technologie in Prozent

	2037 (A)	2045 (A)	2037 (B)	2045 (B)
E-Mobilität	12,9	14,9	13,5	15,0
Wärmepumpen	1,9	2,3	1,8	2,3
Elektrolyse	8,3	11,3	14,0	17,0
Industrie	33,0	30,0	29,9	28,8

Genehmigung des Szenariorahmens NEP Strom 2025-2037/2045, eigene Berechnung

Es handelt sich hier um „Eh-da-Potenzial“, das nicht extra zur Stromnetzstabilisierung geschaffen wird, aber mit den richtigen marktlichen Anreizen und Regeln schnell auch für diese erschließbar ist

Systemdienlicher Flexibilitätseinsatz kann Kosten für Stromimporte aus dem Ausland und Infrastrukturausbau senken.

Flexibles, den Marktanreizen folgendes Verbraucherverhalten, bietet enorme Chancen und Einsparmöglichkeiten. Im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) wird für das Jahr 2045 unterstellt, dass die Verbraucher zu 100 Prozent flexibel Strom verbrauchen. Davon sind wir heute weit entfernt. Und selbst wenn nur die Hälfte der Verbraucher ein unelastisches Verbrauchsverhalten an den Tag legt und diese ungenutzte Flexibilität anderweitig ersetzt werden muss, rechnen wir mit **jährlichen Mehrkosten von 2,4 Mrd. Euro**, v. a. für Stromimporte und zusätzlichen Infrastrukturausbau.²

Verbraucher als „Systemdienstleister“:

Großes Potenzial liegt auch in der freiwilligen Erbringung von Systemdienstleistungen: Private Verbraucher können beispielsweise Verträge mit Aggregatoren abschließen und sich verpflichten, ihr Elektrofahrzeug dann zu laden oder nicht zu laden, wenn es das Stromnetz entlastet – ohne Mobilitätseinschränkungen. In anderen Ländern wird dies bereits erfolgreich praktiziert und bringt deutliche Vorteile für „Prosumer“. Wird diese Systemdienstleistung nur für einen kurzen Zeitraum gebraucht, so **erbringen Elektrofahrzeuge Netzstabilisierungsmaßnahmen**, die sonst durch erheblich teurere Einsätze von Kraftwerken abgedeckt werden müssten. **Dadurch werden auch CO₂-Emissionen durch fossile Kraftwerke vermieden.**

Zur Orientierung: Im Jahr 2024 lagen die Kosten für das Netzengpassmanagement deutschlandweit bei rund 2,8 Mrd. Euro. Sie entstehen durch Entschädigungen an Erzeugungsanlagen, die abgeregelt werden und das Hochfahren teurer Kraftwerke, die selten gebraucht, aber für ihre Bereitstellung bezahlt werden. Wird das Netzengpassmanagement weiterentwickelt und dezentrale Verbraucher wie Elektrofahrzeuge über marktbasierende Mechanismen inkludiert (Redispatch 3.0), kann bis ins Jahr 2030 rund 1 Mrd. Euro deutschlandweit eingespart werden.³

² Vgl. interne Analyse 2025 auf Basis der Annahmen aus dem Netzentwicklungsplans 2023. Der jährliche ausgewiesene Wert bezieht sich hier auf das Jahr 2030, auch im nächsten Stützjahr der Analyse 2040 tritt ein vergleichbarer Wert auf. Stromimporte machen dabei den größten Anteil aus.

³ Vgl. interne Analyse, auf Basis des OctoFlexBW-Pilotprojekts und unter Berücksichtigung der RD-3.0-Potenziale aus Bundesländern des „netztechnischen Südens“: Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz, Saarland, Hessen (75 %), Nordrhein-Westfalen (75 %).

Flexibilität federt Extremsituationen ab:

Flexible Verbraucher, die sich systemdienlich verhalten, reduzieren Belastungssituationen für das Stromnetz und damit den Netzausbaubedarf. Das ist im Kontext der immer häufiger auftretenden Erzeugungsüberschüsse ebenso elementar wie in Zeiten geringen Stromangebots.

Flexibilität von Stromeinspeisung und -verbrauch schafft Chancen, individuell von der Energiewende zu profitieren.

Strom kann dann bevorzugt verbraucht werden, wenn er besonders günstig verfügbar ist. **Das spart Geld und CO₂-Emissionen.** Denn vor allem Phasen günstiger Strompreise gehen mit geringen CO₂-Emissionen einher. Gleichzeitig ist die Einspeisung von elektrischer Energie in Hochpreisenzeiten besonders profitabel. Das kann auch für Kleinverbraucher und Besitzer von Photovoltaik-Anlagen finanziell attraktiv werden.

Der Aktionsplan Flexibilität kann ab sofort wirken:

Die Dringlichkeit der Erschließung von Flexibilität ergibt sich auch dadurch, dass sich andere Bausteine für ein effizientes und versorgungssicheres Energiesystem erheblich verspäten. Die **dringend benötigte Kraftwerksstrategie** liegt zwei Jahre hinter dem Zeitplan. Das führt, verbunden mit dem aktuell stattfindenden marktlichen Kohleausstieg und ohne weitere Gegenmaßnahmen dazu, dass der seitens Deutschland definierte Versorgungssicherheitsstandard schon ab dem kommenden Jahr gefährdet ist und perspektivisch nicht mehr eingehalten werden kann.⁴ Während die Kraftwerksstrategie mit dem Kraftwerkszubau die Stromproduktion vor allem für längere Perioden ohne Wind und Sonne abfedert und den in die Jahre gekommenen Kraftwerkspark mit Personal- und Verfügbarkeitsproblemen⁵ erneuern soll, kann Nachfrageflexibilität als kurzfristig erschließbares Werkzeug gut ergänzen.

Neue Geschäftsfelder für deutsche Schlüsselindustrien wie z. B. die Automobilwirtschaft und die Wärmepumpenindustrie:

Die Erschließung von Flexibilität ist mit neuen Geschäftsfeldern für Schlüsselindustrien in Deutschland verbunden, darunter die Automobilwirtschaft mit 772.900, die Wärmepumpenindustrie mit 19.500 sowie Energieversorgungsbranche mit 260.000 Angestellten. Sie können neue Markttrollen, wie die des Aggregators übernehmen und sich damit ein weiteres Standbein schaffen. Außerdem wird der Kauf eines Elektrofahrzeugs oder einer Wärmepumpe aus Verbrauchersicht attraktiver, wenn sich zusätzlich Geld mit der flexiblen Nutzung verdienen lässt.

Netzdienliche Flexibilität ist bereits heute grundsätzlich verfügbar. Erzeuger, Speicher und Verbraucher können daher schnell einspringen, die Infrastruktur entlasten, Extremsituationen abfedern und dabei die Kosten begrenzen. Eine Flexibilitätsagenda ist damit eine klare „No-Regret“-Maßnahme.

⁴ ERAA 2024.

⁵ Die 8,6 GW Reservekraftwerke sind laut Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 11/2024) deutschlandweit im Durchschnitt 43 Jahre alt.

2. Lösungsansätze und Forderungen

Über dynamische Netzentgelte Marktanreize für systemdienliches Verhalten setzen, ohne die Erlösstabilität für die Netzbetreiber zu gefährden

Eine gesetzliche Verpflichtung für Lieferanten, dynamische Stromtarife anzubieten, besteht bereits, so dass sich in Deutschland ein entsprechender Markt entwickelt. Perspektivisch können dynamische Netzentgelte die Auslastung des jeweiligen (lokalen) Netzes und Engpässe auf allen Netzebenen abbilden. Mit solchen dynamischen Netzentgelten können Flexibilitäten angereizt und system- und netzdienlich eingesetzt werden. Bei richtiger Ausgestaltung können Netzengpasskosten reduziert und der Netzausbau ggf. weiter begrenzt werden.



Was sind dynamische Netzentgelte?

Unter dynamischen Netzentgelten verstehen wir eine Preiskomponente der Netzentgelte, deren Höhe sich untertägig ändert (bis hin zu alle 15 Minuten). Änderungen der Komponente können mit einer relativ kurzen Frist angekündigt werden (z. B. am Vortag). Ferner sind dynamische Netzentgelte in der Regel räumlich differenziert.

Dazu müssen dynamische Netzentgelte netzkostenreflexiv und für den Kunden nachvollziehbar sein und dürfen die Erlösstabilität des Netzbetreibers nicht gefährden. Netzkunden, die keine Möglichkeit zu einer weiteren Flexibilisierung haben, dürfen durch dynamische Netzentgelte nicht stärker belastet werden.

TransnetBW untersucht, unter welchen Bedingungen dynamische (Übertragungs-)Netzentgelte ein wirksamer Mechanismus zur netzdienlichen Erschließung von Flexibilitätpotentialen sein könnten. Aus Sicht von TransnetBW ist es dabei wichtig, dass der Spotmarkt und dadurch letztlich der Kraftwerkseinsatz beeinflusst wird.



Netzengpassmanagement weiterentwickeln und die Teilnahme von lastseitiger Flexibilität über Redispatch 3.0 ermöglichen

Das heutige kostenbasierte Netzengpassmanagement (Redispatch 1.0/2.0) mit Kraftwerken, Erzeugungsanlagen und Speichern muss lastseitige und dezentrale Flexibilität über einen marktbasierten Mechanismus (Redispatch 3.0) integrieren. Dies ist über eine einfache EnWG-Anpassung

möglich, über die das Netzengpassmanagement für flexible Lasten geöffnet wird. Über einen derartigen marktbasierenden Mechanismus stellen Besitzer von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, Photovoltaik-Heimspeicher und Klimatechnik ihre Flexibilität auf freiwilliger Basis Aggregatoren zur Verfügung. Diese bieten sie aggregiert und vertraglich gesichert den Netzbetreibern an. Diese nutzen ihrerseits das jeweils kosteneffizienteste Mittel zur Lösung eines Engpasses – sei es über Kraftwerke, Anlagen und Speicher im kostenbasierten Redispatch oder über dezentrale Verbraucher im marktbasierenden Redispatch. Die wirtschaftliche Effizienz wird dabei darüber gesichert, dass es einen Wettbewerb unter den verschiedenen Aggregatoren gibt. Darüber hinaus stehen ihre Angebote auch im Wettbewerb mit Anlagen aus dem kostenbasierten Netzengpassmanagement.

OctoFlexBW: Marktbasierter Redispatch mit Elektrofahrzeugen

Mit dem Pilotprojekt **OctoFlexBW** testen **TransnetBW** und **Octopus Energy** erfolgreich einen **marktbasierenden Redispatch** auf Basis von haushaltsnaher Kleinstflexibilität. Ziel ist es, Elektrofahrzeuge intelligent in das Netzengpassmanagement einzubinden – als kosteneffiziente und klimafreundliche Alternative zu konventionellen Maßnahmen im Redispatch.

Das Projekt im Überblick:

- / **Projektstart:** Mai 2024
- / **Teilnehmerzahl:** Start mit ~100 Elektrofahrzeugen, Skalierung auf **1.500+ Elektrofahrzeuge**
- / **Modell:** Kundinnen und Kunden laden über *Intelligent Octopus Go* automatisch netzdienlich und profitieren von günstigeren Stromkosten, z. B. zeitweise nur 20 ct/kWh
- / **Systeme:**
 - o **DA/RE** (TransnetBW): Plattform für koordinierten Redispatch (mit VNBs)
 - o **Kraken** (Octopus Energy): Erfasst Potential und optimiert Ladezeiten je nach Netzzustand und Strompreisen
- 1. **Ablauf:** TransnetBW sendet Abrufsignal → Kraken steuert Ladeverhalten → Netz wird entlastet
- 2. **Teilnahmequote beim Abruf:** **90 % der angefragten Elektrofahrzeuge** konnten Flexibilität wie geplant bereitstellen

Was macht OctoFlexBW besonders?

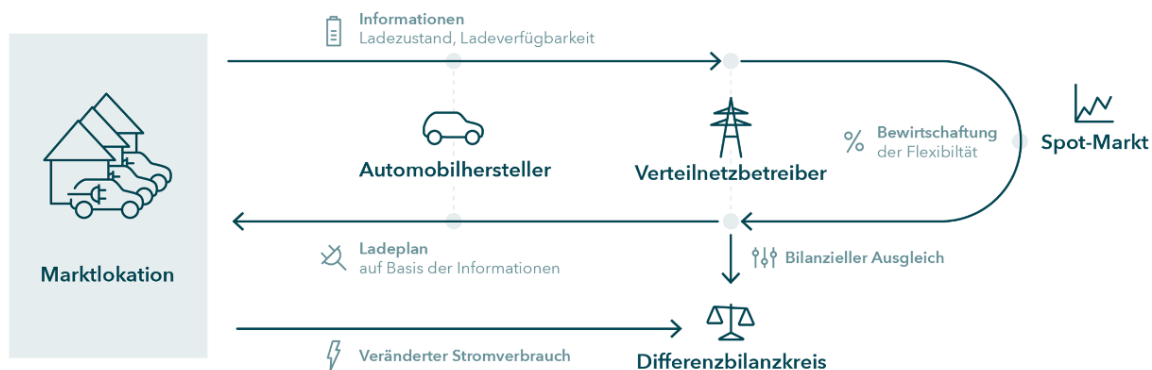
TransnetBW **erprobt bereits erfolgreich die Umsetzung eines hybriden Redispatch**, der das klassische Redispatch-Regime um eine weitere, marktbasierende Komponente ergänzt. Die Ergebnisse zeigen: **Flexibilität aus Elektrofahrzeugen ist planbar, skalierbar und zuverlässig**. So kann sie **schnell erschlossen und flächendeckend genutzt** werden – ein zentraler Hebel für eine stabile und bezahlbare Stromversorgung in Zeiten der Energiewende.

Fazit:

OctoFlexBW ist das **fortschrittlichste Projekt im Bereich Redispatch 3.0** – es verbindet Digitalisierung, Verbraucherpartizipation und Netzsicherheit und zeigt eindrucksvoll, wie die Energiewende konkret und alltagstauglich funktionieren kann.

Markt- und Systemintegration dezentraler Flexibilität ohne intelligentes Messsystem ermöglichen

Im Pilotprojekt iSLP (Intelligentes Laden im Standardlastprofil) wurde gemeinsam mit Audi und IE2S eine Übergangslösung für die Nutzung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen beim Laden zuhause entwickelt und getestet. Das Ziel des Projektes war es, dezentrale Flexibilitäten unabhängig vom Smart-Meter-Rollout für den Strommarkt zu erschließen und die Sicherheit und Effizienz des Energiesystems zu erhöhen. Die Lösung sieht vor, dass Abweichungen zwischen dem Standardlastprofil und dem tatsächlichen Stromverbrauch durch die Verschiebung von Ladevorgängen in günstigere Zeiträume, an den Spotmärkten bewirtschaftet und in den Differenzbilanzkreisen der lokalen Netzbetreiber bilanziert werden. Dadurch können Besitzerinnen und Besitzer von Elektrofahrzeugen von **niedrigen Strompreisen profitieren**, wenn sie ihr Fahrzeug zu Hause laden, aber nicht über **Smart Meter** oder einen **dynamischen Stromtarif** verfügen.



Im Rahmen des Pilotprojekts konnten die technische Machbarkeit demonstriert und die wirtschaftlichen Potenziale nachgewiesen werden. Eine wesentliche Hürde für die Markteinführung stellt zum aktuellen Zeitpunkt der regulatorische Rahmen dar. In den anstehenden Nachfolgeregelungen der Stromnetzzugangsverordnung sollte die BNetzA eine Bewirtschaftung dezentraler Flexibilität im Standardlastprofil (Differenzbilanzkreisbewirtschaftung) durch die Übertragungs- und / oder Verteilnetzbetreiber ermöglichen.

Geschwindigkeit sicherstellen und Innovationsräume ermöglichen

Durch viele Beteiligte und komplexe Rollenverteilung ist die Entwicklung und Erprobung innovativer energiewirtschaftlicher Lösungen und Systemdienstleistungen heute nur eingeschränkt möglich und mit finanziellen sowie rechtlichen Risiken verbunden. TransnetBW hat bereits mehrere innovative Pilotprojekte zur Erhöhung der Systemstabilität durch Nutzung von Kleinstflexibilität durchgeführt. Die Pilotprojekte haben gemein, dass ihre Anwendungsfälle und die damit verbundenen Prozesse, Rollenmodelle und marktlichen Mechanismen heute im regulatorischen Regime noch nicht vorgesehen sind. Unsere Pilotprojekte haben jedoch gezeigt, dass die Nutzung von Kleinstflexibilität über Flexibilitätsvermarkter bzw. Aggregatoren ohne Einschränkungen auf Verbraucherseite über innovative Lösungen und Konzepte gelingen kann. Die Erprobung solcher Lösungen sollte durch regulatorische Experimentierräume und Reallabore ermöglicht und damit in einen rechtssicheren Raum überführt werden. So werden Innovationen gefördert und Piloten ermöglicht, die dann schrittweise weiterentwickelt und ausgeweitet werden können.

Sichtbarkeit und Steuerbarkeit von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern verbessern

Der Hochlauf von Smart-Meter-Gateways (SMGW) muss beschleunigt werden. Intelligente Messeinrichtungen sind für einige energiewirtschaftliche Anwendungsfälle zur System- und Markintegration Voraussetzung (z. B. dynamische Stromtarife) und müssen daher schnell flächendeckend in Deutschland verfügbar sein.

Auch bei den Erzeugungstechnologien wie Photovoltaik-Anlagen muss die Sichtbarkeit für den Netzbetreiber erhöht und die Steuerbarkeit über Kontrolleinrichtungen (CLS) sichergestellt werden.

Aber auch ohne oder bei verzögertem Smart-Meter-Rollout können neue Lösungen wie das Intelligente Laden im Standardlastprofil entwickelt und getestet werden.



Es braucht dringend den Smart-Meter-Gateway-Rollout! Momentan arbeiten wir mit Behelfslösungen:

Für die Pilotierung von Redispatch 3.0 und die Integration von Flexibilität in Spotmärkte wurde basierend auf Hersteller-Messwerten sowie Bewirtschaftungs- und Bilanzierungsprozessen durch Netzbetreiber eine Übergangslösung ohne Smart-Meter-Gateways ausgearbeitet.

Erzeugung: Effiziente Systemdienstleistungen erbringen – strikte Trennung zwischen Redispatch und Regelleistung aufheben

Netzbetreiber benötigen Flexibilitäten für verschiedene Anwendungen. Zwei wesentliche Anwendungen fallen in die beiden Kategorien Systembilanz/Regelenergie und Netzengpassmanagement/Redispatch. Diese Trennung führt zu unterschiedlichen Beschaffungsarten bzw. Produkten. Beim kostenbasierten Redispatch sind die Anbieter zur Bereitstellung verpflichtet. Damit werden die Angebotsmenge und der Wettbewerb je Markt bzw. Produkt geringer, was zu höheren und volatileren Preisen bzw. Kosten führt. Eine komplette Vereinheitlichung ist aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen bzgl. des Anwendungszwecks (z. B. Reaktions- und Mindesterbringungszeit) nicht möglich. Eine stärkere Integration der Produkte – z. B. durch ein **gemeinsames Produkt für Regelleistung und Redispatch** – bietet große Potentiale für einen stabilen, effizienten und bezahlbaren Netzbetrieb. Auch die Vertiefung der europäischen Integration bspw. durch die Einführung des koordinierten, grenzüberschreitenden Redispatches kann zusätzliche Potentiale erschließen, die teure bilaterale Lösungen, wie die ausländische Netzreserve obsolet werden lassen.

Systemdienliche Verortung und Fahrweise von Großspeichern⁶ sowie Systemdienstleistungserbringung

Im Stromversorgungssystem können Stromspeicher aller Größenordnungen zu einem stabilen und sicheren Betrieb beitragen, sie können z. B. unabhängig von steuerbaren Kraftwerken Systemdienstleistungen wie Regelleistung, Spannungshaltung, Blindleistungskompensation oder Schwarzstartfähigkeit bereitstellen. Mit Fortschreiten der Energiewende wird die Rolle von Stromspeichern somit immer wichtiger: Durch Zwischenspeicherung elektrischer Energie leisten Stromspeicher einen Beitrag zum Ausgleich der steigenden zeitlichen Differenzen aus Stromerzeugung und -nachfrage, speichern Überschüsse aus dargebotsabhängig erzeugtem Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen, geben ihn dann wieder ab, wenn er benötigt wird, und haben auf diese Weise das Potenzial, Preisspitzen an den Strommärkten zu vermeiden. Batteriespeicher stellen im

⁶ Großbatteriespeicher sind große stationäre Batteriesysteme, die elektrische Energie speichern und bei Bedarf wieder ins Stromnetz einspeisen können. Sie zählen zu den Großspeichern und dienen – wie Pumpspeicherkraftwerke (PSW) – der kurzfristigen Speicherung von Strom. Ihre typische Anwendung liegt im Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen im Stromnetz, insbesondere im Zusammenhang mit der Einspeisung erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarstrom. (Vgl. BMWK, Stromspeicherstrategie 2023).

„Szenariorahmen Strom“ des aktuellen Netzentwicklungsplans eine wichtige Form der Flexibilitätsbereitstellung dar.

Rein nach Marktsignalen betriebene Großspeicher können jedoch auch negative Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben. Das Ziel muss sein, durch Batteriespeicher sowohl eine Systemkostenreduzierung als auch Erhöhung der Systemstabilität zu erreichen. Dies bedeutet neben einer geeigneten räumlichen Verortung der Batteriespeicher insbesondere eine technisch optimierte Realisierung (netzbildende Eigenschaften, wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung, Begrenzung der Leistungsgradienten usw.) und zudem eine netz- und systemdienliche Betriebsweise. Die regulatorischen Rahmenbedingungen sollten dies ermöglichen.

Voraussetzungen für systemdienliche Elektrolyse schaffen

Elektrolyseure zur Erzeugung von grünem Wasserstoff bieten eine Möglichkeit, zusätzliche Flexibilität im Stromnetz zu schaffen. Durch ihre Fähigkeit, überschüssige elektrische Energie in Wasserstoff umzuwandeln, können sie einen Beitrag zur Netzstabilität leisten und Netzengpässe vermeiden. Ähnlich wie bei Großbatteriespeichern ist eine systemdienliche Standortwahl der Elektrolyseure dabei von entscheidender Bedeutung. Die optimierte Verortung sollte daher Förderkriterium sein.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die netzdienliche Fahrweise. Elektrolyseure können überschüssigen Wind- und Solarstrom erzeugungsnah aufnehmen. Dies reduziert die Gefahr von Netzüberlastungen und trägt zur Stabilisierung des Stromnetzes bei. Auch der Betrieb sollte so gefördert werden, dass insbesondere Elektrolyseure im Süden nicht zur Verstärkung von Netzengpässen beitragen.

Durch gezielte gesetzliche und regulatorische Anpassungen, die sowohl finanzielle Anreize für einen flexiblen Betrieb schaffen als auch eine systemdienliche Lokalisierung sicherstellen, kann das Flexibilitätspotenzial von Elektrolyseuren voll ausgeschöpft werden.

Richtige Anreize für Großverbraucher durch flexible Netznutzungsbedingungen setzen

Die Industrierabatte bei den Netzentgelten basieren bislang auf der Lieferung von „Bandlast“, also dem Gegenteil von flexibler und netzdienlicher Steuerung. Die Sondernetzentgelte für Industriekunden sollten daher so weiterentwickelt werden, dass diese ihr Flexibilitätspotential heben können. Hierzu hat die BNetzA am 24. Juli 2024 ein Eckpunktepapier veröffentlicht. Die Sondernetzentgelte müssen einfach, verständlich und mit möglichst geringem Abwicklungs- und Umsetzungsaufwand verbunden sein, damit sie Wirksamkeit entfalten und der Industrie Planungssicherheit bieten können. Darüber hinaus sollten sie system- oder netzdienliche Flexibilitäten anreizen und nicht, wie in den Eckpunkten der BNetzA vorgesehen, lediglich das Marktsignal verstärken. Gleichzeitig ist für die Industrie Planungssicherheit wesentlich.

Kapazitätsbeschränkung in Anschlussbedingungen reduzieren

Bei neuen Netzanschlüssen, ggf. auch für Bestandskunden, sollte die Nutzung der Netzkapazität flexibel anpassbar sein, sodass die Ein- und Ausspeisekapazität bei Netzengpässen gezielt reduziert werden kann. Das kann nicht nur dazu beitragen, kurzfristig die Netzstabilität zu erhöhen und Netzengpässe besser zu managen, sondern auch langfristig die Effizienz des gesamten Systems zu steigern, da sie durch eine bessere Nutzung der vorhandenen Netzressourcen kostspielige Redispatch-Maßnahmen reduzieren. Eine Alternative wäre auch die Einführung von Ober- und Untergrenzen für von Fahrplan-Anpassungen im Day-Ahead- und Intraday-Zeitraum. Diese Grenzen bieten Marktteilnehmern die Chance, ihre Erzeugungs- und Verbrauchsstrategien gezielt anzupassen, um Netzengpässe zu vermeiden und gleichzeitig ihre Marktchancen zu optimieren.

Flexibilitätspotenziale von Bioenergieanlagen besser erschließen

Bioenergieanlagen, die Biogas, Biomasse, Biomethan, Klärgas, Deponie- oder Grubengas nutzen, sind für die Energieversorgung Deutschlands und insbesondere Baden-Württembergs von großer Bedeutung. Mit einer installierten Leistung von fast 960 Megawatt im Südwesten tragen sie signifikant zur Stromerzeugung bei. Über 90 Prozent dieser Anlagen nimmt an der Direktvermarktung teil. Ca. 40 Prozent der Anlagen sind für einen flexiblen Betrieb ausgelegt. Dennoch stellen nur wenige flexibilisierte Bioenergieanlagen ihre Flexibilität für Systemdienstleistungen, insbesondere für Regelernergie und Redispatch bereit.

Zwei Hauptgründe hierfür sind:

1. Wirtschaftliche Anreize: Die aktuellen Marktbedingungen bieten oft nicht genügend finanzielle Anreize, um die mit flexiblem Betrieb verbundenen zusätzlichen Kosten und den erhöhten Verschleiß der Anlagen zu rechtfertigen.
2. Operative Herausforderungen beim flexiblen Betrieb der Anlagen, bzw. technische Hürden für Einsatzverantwortliche bei der Anwendung der Redispatch 2.0-Prozesse.

Beide Hürden lassen sich regulatorisch überwinden: Finanzielle Anreize können dafür sorgen, dass Betreiber ihre verfügbaren Kapazitäten vollständig melden und bereitstellen. So kann die Rolle der Bioenergieanlagen bei der Bereitstellung von Regelernergie und im Redispatch-Prozess effektiv gestärkt werden.

Ihre Ansprechpartner

Stefan Zeltner

Leiter Politik, Regulierung
und Nachhaltigkeit
stefan.zeltner@transnetbw.de

Florian Reuter

Teamleiter Nationale Politik
+49 173 6502085
f.reuter@transnetbw.de

Marina Schmid

Senior Advisor
+ 49 171 5550175
Marina.schmid@transnetbw.de

IMPRESSUM (12.05.2025)

Herausgeber

Dr. Werner Götz, Vorsitzender der
Geschäftsführung der TransnetBW
GmbH, Osloer Str. 15–17,
70173 Stuttgart

Verantwortlicher Bereich

Politik, Regulierung &
Nachhaltigkeit,
Osloer Str. 15–17,
70173 Stuttgart

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15 –17
70173 Stuttgart
info@transnetbw.de